

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальний посібник

Дніпро
НТУ ДП»
2021

УДК 622.24(075)

Б 91

Рекомендовано до видання вченою радою НТУ «ДП» (протокол № 4 від 24.02.2021) як навчальний посібник для студентів спеціальностей 184 Гірництво та 185 Нафтогазова інженерія та технології.

Рецензенти:

Я.М. Фем'як, кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри буріння свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти та газу;

І.Г. Зезекало, заслужений діяч науки і техніки України, доктор технічних наук, професор, професор кафедри нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка ім. Юрія Кондратюка»;

О.Є. Хоменко, доктор технічних наук, професор, професор кафедри гірничої інженерії та освіти Національного технічного університету «Дніпровська політехніка».

Буріння свердловин: навч. посіб. [Електронний ресурс] / **Б 91** 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». – Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 294 с. – Режим доступу : <http://nmu.org.ua> (дата звернення: 03.03.2021). – Назва з екрану.

ISBN 978-966-350-741-5

Наведено дані про техніку та технологію основних видів буріння свердловин. Описано фізико-механічні властивості гірських порід, буровий інструмент, розглянуто конструкції свердловин, бурове обладнання, промивання свердловин, ударно-канатне буріння, викривлення свердловин. Детально розглянуто прилади і технологію кернового і шламового опробування.

У додатку подано приклади розв'язання практичних задач.

Для фахівців, які займаються буровими роботами, а також буде корисна студентам технічних ЗВО, зокрема, нафтогазового, гірничого і геологорозвідувального профілів.

УДК 622.24(075)

ISBN 978-966-350-741-5

© Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников,
М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв, 2021

© Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка», 2021

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН.....	8
1.1. Роль буріння в геологорозвідувальній справі	8
1.2. Короткі відомості з історії бурових робіт	9
1.3. Свердловина, її елементи і параметри	11
1.4. Класифікація свердловин за призначенням	12
1.5. Способи буріння свердловин.....	15
1.6. Етапи спорудження свердловин і загальна схема обертального буріння геологорозвідувальних свердловин з промиванням	16
1.7. Техніко-економічні показники буріння.....	20
1.8. Кольська надглибока свердловина.....	21
1.9. Буріння свердловин поза Землею.....	22
2. ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД.....	27
2.1. Міцність гірських порід	27
2.2. Твердість гірських порід	30
2.3. Абразивність гірських порід.....	31
2.4. Тріщинуватість гірських порід.....	32
2.5. Буримість гірських порід	34
2.6. Інші фізико-механічні властивості гірських порід.....	37
2.7. Види руйнування гірських порід при бурінні.....	40
3. БУРІННЯ НЕГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН.....	42
3.1 Ручне буріння	42
3.1.1. Інструмент для ручного буріння	42
3.1.2. Технологія ручного буріння.....	45
3.2. Ударно-механічне буріння	46
3.3. Пенетраційне зондування.....	48
3.4. Обертальне шнекове буріння.....	48
3.5. Вібраційне буріння.....	53
3.6. Комбіноване буріння	54
4. БУРОВИЙ ІНСТРУМЕНТ	57
4.1. Породоруйнівний інструмент	57
4.1.1. Алмазні коронки	58
4.1.2. Твердосплавні коронки	59
4.1.3. Лопатеві долота.....	64
4.1.4. Пікобури.....	64
4.1.5. Алмазні долота	65
4.1.6. Шарошкові долота	65
4.2. Бурильна колона.....	67
4.3. Колонкові набори.....	72
4.4. Обсадні труби	76

5. ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ І КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН	78
5.1. Проектування конструкції розвідувальної свердловини при обертальному способі буріння.....	78
5.2. Кріплення свердловин	84
5.2.1. Мета і способи кріплення.....	84
5.2.2. Тампонування свердловин глиною	84
5.2.3. Цементування свердловин	84
5.2.4. Цементування свердловин з двома розділювальними пробками	85
5.2.5. Розрахунок цементування з двома розділювальними пробками	87
5.2.6. Манжетне цементування.....	88
6. БУРОВЕ ОБЛАДНАННЯ.....	89
6.1. Бурові верстати.....	91
6.2. Бурові насоси.....	93
6.2.1. Поршневі насоси	94
6.2.2. Плунжерні насоси	95
6.3. Бурові вишки і щогли	97
6.3.1. Бурові вишки	97
6.3.2. Бурові щогли.....	97
6.3.3. Талева оснастка бурових вишок і щогл	98
6.4. Бурове устаткування закордонних країн	101
6.4.1. Концерн Atlas Copco Craelius	101
6.4.2. Бурові верстати й установки фірм JKS Boyles і Christensen.....	106
6.4.3. Фірма Voart Longyear.....	109
6.4.4. Бурове устаткування інших фірм	110
7. ПРОМИВАННЯ І ПРОДУВКА СВЕРДЛОВИН	114
7.1. Видалення продуктів руйнування гірських порід при бурінні свердловин	114
7.2. Типи промивальних рідин.....	117
7.3. Глинисті розчини	118
7.4. Методи вимірювання показників властивостей промивальних рідин.....	122
7.5. Регулювання властивостей промивальних рідин	126
7.6. Спеціальні промивальні рідини.....	128
7.7. Приготування промивальних рідин	130
7.8. Очищення промивальних рідин від шламу	133
7.9. Продувка свердловин	134
8. ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ	136
8.1. Загальні відомості	136
8.2. Забурювання свердловин	136

8.3. Технологія твердосплавного буріння	137
8.4. Технологія алмазного буріння	139
8.5. Технологія безкернового буріння.....	142
8.6. Буріння зі знімними керноприймачами.....	144
8.7. Буріння з гідротранспортом керна	150
8.8. Ударно-обертальне й обертально-ударне буріння	154
8.8.1. Гідроударне буріння	155
8.8.2. Пневмоударне буріння	157
8.9. Буріння з одночасним обсадженням стовбура свердловини.....	158
9. УДАРНО-КАНАТНЕ БУРІННЯ.....	161
9.1. Бурові установки для ударно-канатного механічного буріння.....	162
9.2. Технологічний і допоміжний інструмент	165
9.2.1. Технологічний інструмент	165
9.2.2. Допоміжний інструмент	169
9.3. Кріплення свердловин обсадними трубами при ударно-канатному бурінні	170
9.4. Технологія ударно-канатного буріння.....	171
9.5. Аварійний інструмент для ударно-канатного буріння.....	176
10. ВИПРОБУВАННЯ СВЕРДЛОВИН	179
10.1. Основні завдання і види випробування розвідувальних свердловин	179
10.2. Вірогідність випробування	180
10.3. Кернове випробування	182
10.3.1. Класифікація гірських порід і гірничо-геологічних умов за складністю відбору керна	183
10.3.2. Вибір спеціальних технічних засобів	187
10.3.3. Подвійні колонкові снаряди і керногазонабирачі	189
10.4. Шламові випробування.....	197
10.4.1. Технічні засоби відбору шламу на поверхні.....	197
10.4.2. Технічні засоби відбору шламу безпосередньо в свердловині при обертальному бурінні	201
10.5. Особливості випробування при вібраційному, ударно-канатному і шнековому бурінні	207
10.6. Відбір проб зі стінок свердловин	207
10.6.1. Бічні ґрунтоноси.....	207
10.6.2. Засоби повторного шламового випробування стінок свердловин	209
10.7. Випробування і дослідження нафто- і газонесних пластів	212
10.8. Випробування водоносних пластів	219
10.8.1. Види і призначення відкачок	219
10.8.2. Тривалість відкачок	219
10.8.3. Величина зниження	221
10.8.4. Кількість знижень і їх послідовність	222

10.8.5. Продуктивність відкачки	222
10.9. Випробування при проведенні гірничих виробок	223
10.10. Збереження і документація керна і шламу	226
11. ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН	229
11.1. Загальні відомості	229
11.2. Причини викривлення свердловин.....	231
11.3. Скероване і багатовибійне буріння	234
11.4. Буріння горизонтальних і піднятєвих свердловин	238
12. АВАРІЇ ТА УСКЛАДНЕННЯ В БУРІННІ	241
12.1. Ускладнення в свердловинах	241
12.2. Класифікація аварій	246
12.3. Попередження аварій.....	247
12.4. Технічні засоби ліквідації аварій.....	248
12.4.1. Ловильний інструмент.....	249
12.4.2. Різальний інструмент.....	251
12.4.3. Силовий інструмент.....	252
12.5. Способи ліквідації аварій	253
13. ЛІКВІДАЦІЯ СВЕРДЛОВИН.....	257
13.1. Загальні відомості	257
13.2. Підготовка і проведення геофізичних досліджень.....	257
13.2.1. Підготовка бурової.....	258
13.2.2. Підготовка свердловини.....	259
13.2.3. Проведення робіт у нафтових і газових свердловинах	261
13.2.4. Проведення робіт у розвідувальних свердловинах на вугілля, руду та інші корисні копалини.....	261
13.3. Ліквідаційне тампонування.....	262
14. ПРИКЛАДИ РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧ І ЗАДАЧІ ДЛЯ САМОСТІЙНОГО РОЗВ'ЯЗУВАННЯ.....	265
ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК	284
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ (для поглибленого вивчення дисципліни).....	290

ВСТУП

Навчальний посібник є частково переробленим та доповненим навчальним посібником «Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки» (автори: Вирвїнський Петро Петрович, Кузін Юрій Леонідович, Хоменко Володимир Львович, 2010).

Дисципліна «Буріння свердловин» є однією з профілюючих дисциплін спеціальностей 184 Гірництво та 185 Нафтогазова інженерія та технології. Буріння свердловин сьогодні – це складова гірничо-видобувної галузі України. Майбутні виробничі функції бакалавра з перелічених спеціальностей тісно пов'язані з бурінням геологорозвідувальних, технічних, геотехнологічних та інших свердловин.

Основна мета дисципліни – ознайомлення студентів з принципами будівництва свердловин різного призначення.

Завданням дисципліни є надання кожному студенту таких компетенцій:

- розрахунок техніко-економічних показників буріння;
- вибір способу буріння;
- проектування конструкції свердловин;
- розрахунок цементування свердловин;
- проектування технології буріння;
- вибір способу опробування свердловин;
- розрахунок витрати вибухових речовин при проведенні гірничо-розвідувальних виробок;
- розрахунок кількості матеріалів для кріплення виробок;
- вибір технічних засобів для провітрювання гірничо-розвідувальних виробок.

Системою знань для цього слугують:

- загальні відомості про буріння свердловин;
- фізико-механічні властивості гірських порід;
- техніка і технологія буріння неглибоких свердловин;
- буровий інструмент;
- бурове обладнання;
- технологія буріння;
- технологія опробування при бурінні свердловин;
- викривлення свердловин;
- причини виникнення і методи боротьби з ускладненнями та аваріями;
- роботи з ліквідації свердловин;
- види гірничих виробок;
- проведення гірничо-розвідувальних виробок;
- устаткування для водовідливу з гірничих виробок;
- вимоги до освітлення гірничих виробок;
- правила безпечного користування устаткуванням, машинами та механізмами.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати елементи і параметри бурових свердловин, їх класифікації за призначенням, способи буріння, етапи спорудження свердловин, основні техніко-економічні показники, методику їх розрахунку та вміти визначити основні показники буріння свердловин.

1.1. Роль буріння в геологорозвідувальній справі

Бурінням свердловин називається сукупність робіт з утворення в гірських породах отворів круглого перерізу. Ці роботи виконуються спеціальними технічними засобами, як правило, без доступу людини всередину отворів. Таким чином, процес буріння – один з перших процесів у тривалій історії технічного прогресу, де переважна більшість операцій здійснюється без особистої участі людини.

Значення буріння для геології і народного господарства важко переоцінити. Свердловина є основним і найважливішим каналом для одержання геологічної інформації. В інших галузях народного господарства буріння використовується також досить широко. Без нього неможливо уявити собі сучасне будівництво, водопостачання, зрошення й осушення, видобуток корисних копалин, особливо таких як вода, нафта і газ. За допомогою буріння проводяться аварійно-рятувальні роботи, вирішується багато завдань, пов'язаних з обороною країни та охороною навколишнього середовища.

Свердловини можна бурити із земної поверхні, з підземних гірничих виробок і природних пустот усередині Землі, з поверхні водойм або з дна водойм, з поверхні Місяця, а в майбутньому – з поверхні інших космічних об'єктів.

Розвідувальні бурові роботи – один з ефективних способів пошуків і розвідки родовищ корисних копалин. Витрати на них складають близько 50 % від загальних витрат на геологічні роботи. Тому необхідно приділяти велику увагу вдосконалюванню техніки, технології та організації бурових робіт.

Роль бурових робіт величезна. Усі рідкі й газоподібні корисні копалини розвідуються та експлуатуються за допомогою свердловин, тверді – в основному буровими роботами. Для розвідки поліметалевих руд, а також руд рідких, благородних металів використовують свердловини в сполученні з гірничорозвідувальними виробками. При будівництві різних споруд широко застосовується буріння інженерно-геологічних свердловин.

Переваги розвідувального буріння:

1. Вивчення земної кори на великих глибинах шляхом підйому кернів (зразків порід) з наступним їхнім дослідженням і складанням геологічного розрізу.

2. Буріння свердловин можливо у всіх породах при будь-якому припливі води. Проведення ж гірничих виробок в деяких умовах взагалі нездійсненне. Так, проведення гірничих виробок (шурфів, шахт, штреків тощо) утруднене, якщо необхідно пересікти цими виробками водоносні пласти з великим

припливом. У таких випадках єдиною гірничою виробкою для розвідувальних цілей залишається свердловина.

3. Можливість повної герметизації, тобто непроникності свердловини, й зручність експлуатації рідких і газоподібних корисних копалин. Ця перевага обумовлює виняткову, якщо не вважати колодязів, застосовність свердловин для розвідки та видобутку води, нафти і газу.

4. Висока продуктивність буріння свердловин порівняно з проходкою гірничорозвідувальних виробок у таких самих умовах.

5. Економічність, тобто вартість одного метра свердловини менше вартості одного метра гірничої виробки, що пояснюється малим перерізом свердловин і великою продуктивністю буріння.

Недоліки свердловин:

1. Неможливість безпосереднього спостереження стінок свердловини, тобто штучних оголень, одержуваних у результаті буріння, через малий діаметр свердловин. Для усунення цього недоліку застосовують фотографування стінок свердловини.

2. Неповне витягування зразків гірських порід через їхнє стирання і розмив у свердловині. Наслідком цього є спотворення складеного геологічного розрізу. Для усунення цього недоліку витягають зразки зі стінок свердловини і застосовують геофізичні методи дослідження свердловин.

3. Малий об'єм зразків твердої корисної копалини порівняно з об'ємом, отриманим при проходці гірничих виробок. Однак цей недолік невеликий, тому що необхідні дослідження можуть бути виконані й на зразках малого об'єму.

4. Викривлення свердловин, тобто відхилення свердловини від заданого напрямку, спотворює уявлення про глибини залягання пластів, їхню потужність і розташування в надрах. Для усунення цього недоліку застосовують прилади для виміру викривлення свердловин, що дає можливість установити дійсне розташування свердловин у надрах.

1.2. Короткі відомості з історії бурових робіт

Буріння своїми коренями йде в глибоку стародавність, аж до пізнього палеоліту і неоліту (13–7 тисячоріччя до н.е.). По суті, будь-який процес створення отворів у гірській породі може кваліфікуватися як буріння. Найраніші просвердлені предмети з каменю зустрічаються в знахідках з верхнього палеоліту. Отвори робили кремнієвими свердлами.

Зародження власне буріння, тобто одержання глибокого отвору в надрах землі, зазвичай відносять до VI–III ст. до н.е. на території Китаю. Свердловини бурилися без обертання, інструмент для руйнування породи підвішувався на канаті та заглиблювався за рахунок удару.

Філософ Конфуцій за 600 років до н.е. вже повідомляв про китайські свердловини глибиною до 500 м. Цей рекорд глибини був переkritий тільки в XIX ст.

Свердловини бурилися для видобутку соляних розчинів і питної води. Іноді разом з ними одержували газ і навіть нафту.

Винахід китайців зі сторіччями майже не змінювався. Французи Г. Імберт і А. Гумбольдт, які побували в Китаї на початку ХІХ ст., описували китайський метод буріння таким, яким він був близько 2,5 тис. років тому.

У ХІ–ХІІІ ст. в районах Усоля, Солі-Камської і Балахни (Росія) зародилася своя, відмінна від китайської, технологія буріння свердловин на розсоли. Перші рукописні згадування про соляні промисли відносяться до 1332–1370 рр., але буріння почалося набагато раніше. Діаметр соляних свердловин був близько метра, а глибина – понад 100 м. Навіть для сучасної техніки буріння таких свердловин справа далеко не проста. Труби виготовлялися з дерева, металеві труби з'явилися в бурінні тільки в ХІХ сторіччі.

Відомий один з перших рукописних посібників з буріння свердловин, датований ХVІ ст. Він називався "Роспись, как зачать делать новая труба на новом месте". У ньому описані досить розвинуті техніка і технологія буріння того часу.

Перша у світі свердловина на нафту ручним ударним способом була пробурена полковником А.Н. Новосельцовим у 1835 році на р. Кубань у Краснодарському краї.

Перша свердловина, що дала нафту на Апшеронському півострові, пробурена в 1869 році.

Початок обертального колонкового алмазного буріння відносять до 1862 року, коли швейцарський годинникар Лешо запропонував застосувати алмази для буріння гірських порід при проходці залізничного тунелю Мон-Сени в Альпах. З метою економії він розташував алмази на кільцевому корпусі коронки.

У 1887 році шведський інженер Креліус створив конструкцію бурового верстата для обертального буріння, що отримала надалі широке застосування.

У 1914 році німецький інженер Ломан одержав твердий сплав воломіт (литий карбід вольфраму), який знайшов застосування в бурінні. У нашій країні колонкове буріння твердими сплавами стало впроваджуватися з 1928 року, після випуску твердого сплаву побідит.

У 1899 році інженер Девіс (США) уперше застосував дробове буріння, у нашій країні воно стало розвиватися з 1928 року.

У ХІХ і на початку ХХ ст. розвідувальне буріння в основному здійснювалося вручну, тільки на нафту бурили свердловини ударним способом. З 1922–1923 рр. нафтове буріння почали переводити з ударного способу на більш ефективний – роторний із промиванням глинистим розчином. У 1923 році М.А. Капелюшниковим винайдений турбобур, на основі якого пізніше групою вчених був створений і впроваджений безредукторний багатоступеневий турбобур, з появою якого відпала необхідність обертати довгий бурильний вал.

Після війни 1941–1945 рр. у нашій країні проведено повне переозброєння бурових робіт: створено кілька поколінь бурових верстатів, здійснено перехід із дробового на алмазний спосіб буріння, розроблено технічні засоби і технологію

гідроударного і пневмоударного буріння, застосовано буріння зі знімними керноприймачами та з гідротранспортом керна зі свердловини тощо.

У другій половині 80-х років обсяги геологорозвідувального буріння різко скоротилися через фінансові труднощі, одночасно збільшилися обсяги буріння технічних і свердловин на воду. Однак ці зміни тимчасові, тому що зміцнення сировинної бази будь-якої держави неможливе без геологорозвідувальних робіт.

1.3. Свердловина, її елементи і параметри

Свердловиною називається штучна циліндрична гірнична виробка в земній корі, що має малі поперечні розміри в порівнянні з глибиною. Діаметри свердловин змінюються від 25 до 1000 мм і більше (при проходці шурфів і стовбурів шахт їхні діаметри досягають 8000 мм). Глибина свердловин змінюється від 5 до 10000 м і більше. У СНД пробурена найглибша у світі Кольська свердловина СГ-3, глибина якої перевищила 12000 м (проектна глибина 15000 м).

При розвідці родовищ твердих корисних копалин глибина свердловин, пробурених з відбором керна, перевищила 4000 м. Найглибші свердловини бурять з метою пошуків та розвідки нафти й газу, а також вивчення глибинної будови земної кори. Їх глибина досягає 5000–8000 м.

Елементи свердловини (рис. 1.1):

– **вибій** – дно свердловини, що поглиблюється у процесі її проходки; вибій може руйнуватися по всій площі 8 або по кільцю 6 із залишенням у центральній його частині незруйнованого стовпчика породи – керна 7, що є наочним геологічним зразком;

– **стілки** 9 – бічна поверхня свердловини;

– **устя** 1 – місце перетинання стовбура свердловини із землею поверхнею або з гірничою виробкою;

– **стовбур** – простір, обмежений стінками свердловини (2 – обсаджений трубами 3, 5 – не обсаджений);

– **вісь свердловини** 4 – траєкторія, описувана у просторі центром вибою, що поглиблюється.

Свердловина є інженерним спорудженням і характеризується конструкцією, тобто її будовою у земній корі.

Конструктивні параметри свердловини:

– діаметри стовбура D_1, D_2, D_3 – прийнято діаметр свердловини приймати рівним діаметрові породоруйнівного інструменту;

– загальна глибина L_3 ;

– інтервали закріплення стовбура L_1, L_2 , складеного нестійкими породами, – зазначені інтервали перекриваються трубами 3, які називають **обсадними**;

– діаметри $d_{1н}, d_{2н}, d_{1в}, d_{2в}$ (зовнішній "н" і внутрішній "в") обсадних труб;

– інтервали заповнення затрубного простору (кільцевий зазор між стінками свердловини і зовнішнім діаметром обсадних труб) непроникним матеріалом для роз'єднання перебудованих пластів;

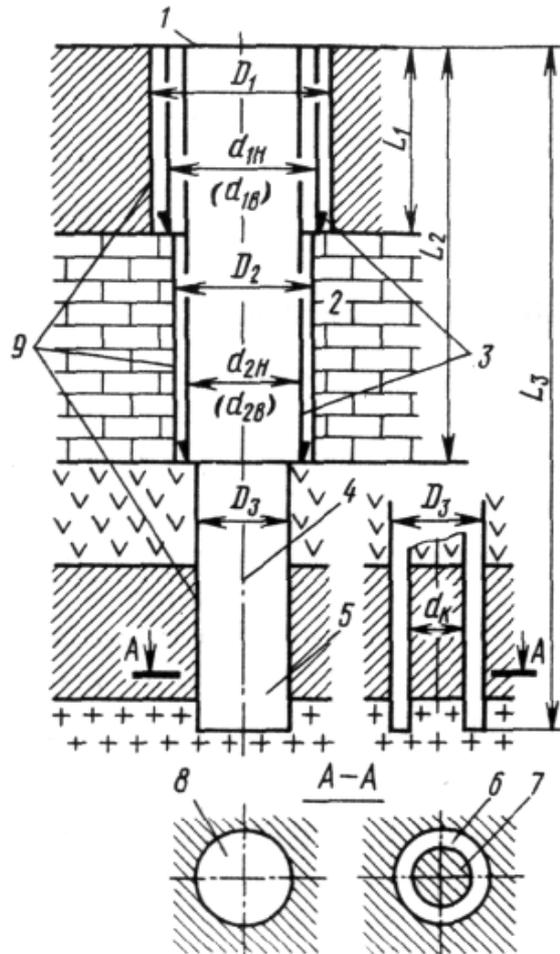


Рис. 1.1. Елементи свердловини

– при бурінні свердловин на рідкі корисні копалини (нафта, прісні та мінеральні води) у поняття "конструкція свердловини" входить також її будова у межах продуктивного пласта, що підлягає випробуванню й експлуатації.

1.4. Класифікація свердловин за призначенням

За цільовим призначенням бурові свердловини класифікують на три основні категорії: геологорозвідувальні, експлуатаційні і технічні.

Перша категорія – *геологорозвідувальні свердловини*, що проводяться для вивчення родовищ корисних копалини або з метою вивчення геологічної будови певного району. Геологорозвідувальні свердловини за цільовим призначенням підрозділяються на такі різновиди:

1. *Картувальні свердловини* – бурять при проведенні геологічної зйомки з метою оголення корінних порід, по яких ведеться геологічне картування, в районах, де ці породи приховані шаром наносів.

2. *Пошукові свердловини* – бурять з метою визначення наявності або відсутності в даному районі тої або іншої корисної копалини.

3. *Розвідувальні свердловини* – бурять з метою оконтурювання і визначення запасів корисної копалини на даному родовищі.

4. *Гідрогеологічні свердловини* – бурять з метою вивчення підземних вод, умов їх залягання, можливого дебіту і хімічного складу.

5. **Артезіанські свердловини** – є різновидом гідрогеологічних свердловин, пробурених на напірні води пластів.

Артезіанські свердловини отримали своє найменування від давньоримської назви Артезія – провінція у Франції, яка тепер називається провінцією Артуа. У 1126 р. в цій провінції була пробурена перша в Європі самовиливна свердловина на воду. Проте подібні свердловини і колодязі бурилися у глибокій давнині в Китаї та Єгипті.

6. **Інженерно-геологічні свердловини** – бурять для розкриття верхніх горизонтів земної кори з метою складання геологічного розрізу, випробувань фізико-механічних властивостей ґрунтів у свердловині і відбору зразків ґрунтів з непорушеною структурою для визначення їх властивостей у лабораторних умовах для потреб промислового та цивільного будівництва.

7. **Сейсмічні свердловини** – бурять при сейсмічній розвідці, для проведення підземних вибухів, у результаті яких за допомогою сейсмографів визначають глибину і кути падіння пластів.

8. **Параметричні свердловини** – бурять з метою вимірювання параметрів геофізичних властивостей гірських порід і температури в умовах природного залягання порід і вивчення глибинної будови можливих зон нафтогазонакопичення.

9. **Структурні свердловини** – бурять з метою вивчення геологічних структур і елементів залягання (потужності, кутів падіння і простягання) пластів порід, для контролю й уточнення даних геологічної і геофізичної зйомок.

10. **Опорні свердловини** – бурять в межах площ, геологічна будова яких не висвітлена бурінням для геологічної зйомки, пошуків, регіонального вивчення глибинної геологічної будови, рудоносності або нафтогазонасності глибоких горизонтів.

Друга категорія – **експлуатаційні свердловини**, що проводяться для видобування з надр рідких (питна або мінералізована вода, нафта) і газоподібних корисних копалин. Сюди відносяться такі різновиди:

1. **Водозабірні свердловини** – для водопостачання міст, промислових підприємств, курортів, сільського господарства, залізничного транспорту.

2. **Нафтові та газові свердловини** – для видобутку нафти і газу.

3. **Свердловини підземної газифікації** вугілля – для отримання горючих газів шляхом неповного згорання вугілля безпосередньо в масиві вугільного родовища. Отримувані гази використовуються як паливо або сировина в хімічній промисловості.

4. **Свердловини для видобутку розсолів**, що залягають в колекторах земної кори, слугують для вилуговування різних солей: брому, йоду та ін.

5. **Геотехнологічні свердловини** – бурять з метою гідродинамічного руйнування гірських порід, що містять корисні копалини, або з метою нагнітання в свердловину розчинів кислот, які розчинюють мінерали корисної копалини з подальшим винесенням її на поверхню.

Третя категорія – **технічні свердловини**, що буряться для різних технічних цілей. До них належать такі різновиди:

1. **Підривні свердловини** – призначені для розміщення в них зарядів вибухової речовини з метою відділення корисної копалини або породи від масиву при проведенні вибуху на відкритих або підземних гірничих роботах. **Шпурами** називаються підривні свердловини малих розмірів: діаметром від 30 до 60 мм і глибиною до 5 м.

2. **Стовбури шурфів і шахт**, пройдені в гірських породах бурінням.

3. **Свердловини для заморожування ґрунтів** – пробурюють по кільцю навколо стовбура майбутньої шахти для заморожування водоносних порід перед проходкою шахтного стовбура й усунення тим самим затоплення водою шахти під час її проходження та зведення водотривкого кріплення. Заморожування водоносних порід при цьому здійснюється шляхом спуску труб в пробурені свердловини і циркуляції по цих трубах охолодних розчинів.

4. **Свердловини для зміцнення ґрунтів** – при будівництві шляхом нагнітання в тріщинуваті породи цементного розчину, різних смол або рідкого скла.

5. **Водознижувальні або дренажні свердловини** – призначені для дренажу, тобто для осушення кар'єру, родовища або ділянки під будівництво шляхом зниження рівня підземних вод.

6. **Водоспускні свердловини** – для спуску води з одного підземного горизонту в інший при осушенні гірничих виробок, а іноді й цілих водоносних пластів.

7. **Нагнітальні свердловини** – слугують для організації нагнітання води, повітря або нафтового газу в оконтурену зону нафтового покладу з метою вчинити тиск на нафту і поліпшити приплив нафти в цьому покладі до експлуатаційної свердловини.

8. **Спостережні свердловини** – слугують для здійснення систематичного контролю за зміною рівня води у свердловині або за зміною тиску рідині або газу в процесі експлуатації нафтогазоносного пласта.

9. **Внутрішньопластові свердловини** – бурять з підземних виробок по пластах з метою їх дегазації і знепилювання вугілля під час його виїмки шляхом нагнітання води через ці свердловини у вугільний пласт для його зволоження.

10. **Допоміжні свердловини** – слугують для вентиляції виробок, прокладки трубопроводу з метою подачі стислого повітря від компресора на земній поверхні до пневмомашин у гірничих виробках, спуску кріпильних лісоматеріалів, а також для гасіння підземних пожеж.

Цільові призначення свердловин можуть об'єднуватися або змінюватися під час бурових робіт. Наприклад, опорна свердловина може об'єднувати цільові призначення пошукової, структурної і параметричної свердловин; пошукова або розвідувальна свердловина на воду, нафту або газ може стати експлуатаційною тощо.

Відповідно до класифікації бурових свердловин за цільовим призначенням існують три різновиди буріння свердловин: розвідувальне, експлуатаційне і технічне.

1.5. Способи буріння свердловин

У табл. 1.1 наведена класифікація способів буріння свердловин, в основу якої покладені процеси та способи руйнування гірських порід. Основні ознаки класифікації – засоби і використовувана енергія, за допомогою яких може руйнуватися порода при формуванні стовбура свердловини.

До першого класу відносять широко використовуваний у практиці механічний спосіб буріння, при якому реалізуються механічні процеси руйнування порід, що виникають за рахунок дії силового поля, створюваного ударом, обертанням, вібрацією й осьовим навантаженням або задавлюванням інструменту. Відповідно до цього за характером діючих навантажень можна виділити чотири основних і кілька комбінованих способів руйнування порід.

Таблиця 1.1

Класифікація способів буріння (за С.С. Сулакшиним)

Способи буріння		Різновиди способів буріння
Клас	Група	
I. Буріння із застосуванням породоруйнівних інструментів	Механічний	Ударний Обертальний Обертально-ударний Вібраційний Вібраційно-обертальний Задавлюванням інструменту
II. Буріння без породоруйнівних інструментів	Гідравлічний	Гідромоніторний Гідроімпульсний Гідроударний
	Термічний	Термодинамічний Термостатичний Термоциклічний
	Вибухоударний	Вибухами твердих ВР Вибухами рідких ВР
	Електричний	Електроіскровий або електроімпульсний
	Фізико-хімічний	Руйнування породи розчиненням Руйнування породи плавленням Руйнування породи спалюванням
III. Комбіновані способи буріння	Гідромеханічний	Гідромоніторно-обертовий Гідромоніторно-ерозійний Гідроударно-ерозійний
	Термомеханічний	Термообертовий Обертовотермоелектродуговий Термоелектромагнітообертовий Термоударний
	Вибухомеханічний	Вибухообертовий

При *ударному (ударно-поворотному) способі буріння* породи руйнуються шляхом нанесення ударів породоруйнівним інструментом з визначеною силою P_d і швидкістю V . Після кожного удару долото повертається на деякий кут без навантаження. У таких умовах реалізуються процеси зминання, дроблення і сколювання породи.

Обертальний спосіб здійснюється при обертанні породоруйнівного інструменту, що занурений в гірську породу під дією постійного (статичного) осьового навантаження G_0 і сили різання F_p (протікають процеси зминання, роздавлювання, сколювання, зрушення, відриву, різання, стирання).

Обертально-ударний спосіб здійснюється за допомогою спеціального породоруйнівного інструменту шарошкового типу, при обертанні якого зубці шарошок, що перекочуються, наносять удари по вибою, у результаті чого порода руйнується як і при ударному способі за рахунок зминання, дроблення, сколювання й тільки частково за рахунок різання в момент проковзування шарошок.

Ударно-обертальний спосіб реалізується шляхом обертання інструменту під дією сили F_p і занурення його під дією осьового навантаження G_0 і ударів, що наносять за допомогою спеціальних механізмів з визначеною частотою ψ . При цьому реалізуються процеси зминання, роздавлювання, сколювання, різання і стирання породи.

Вібраційний спосіб полягає в зануренні спеціального бурового інструменту в пухку породу під дією змушених високочастотних зворотно-поступальних подовжніх коливань (вібрацій), динамічного P_d та осьового навантаження (протікають процеси зминання, переміщення й ущільнення в стінках свердловини елементів породи).

Вібраційно-обертальний спосіб полягає в руйнуванні породи під дією сили різання F_p при обертанні спеціального інструменту, що заглиблюється в породу під дією осьового навантаження G_0 і динамічних високочастотних імпульсних навантажень (вібрацій) P_d . При цьому реалізуються процеси зминання, роздавлювання, дроблення, сколювання, різання, стирання.

Спосіб задавлювання полягає в зануренні породоруйнівного інструменту, що має форму конуса або порожнього циліндра, у м'яку породу під дією осьового навантаження G_0 . Порода у цьому випадку ущільнюється в стінках свердловини (процеси зминання і переміщення маси).

Другий клас включає кілька груп способів буріння, при яких порода руйнується під дією фізичних полів або речовин з використанням різних видів енергії. При реалізації цих способів буріння можуть протікати ті або інші процеси руйнування (плавлення, випарювання, горіння, розчинення).

Способи руйнування, що входять у третій клас, являють собою ту або іншу комбінацію зі способів першого і другого класів.

У практиці буріння геологорозвідувальних свердловин застосовуються поки що тільки механічні способи першого класу.

1.6. Етапи спорудження свердловин і загальна схема обертального буріння геологорозвідувальних свердловин з промиванням

Процес спорудження свердловини включає підготовчий, основний і завершальний етапи.

Підготовчий етап включає такі види робіт і операцій:

1. Винесення точки закладення свердловини на місцевість.

2. Планування бурового майданчика.
3. Обладнання циркуляційної системи для промивальної рідини.
4. Установка фундаментів під бурову вишку і верстат.
5. Монтаж вишки, бурової будівлі та устаткування.
6. Підготовка під'їзних шляхів, ліній електропередачі.
7. Перевірка готовності бурової до виконання робіт і прийняття її спеціальною комісією.

Перераховані види робіт виконуються в основному при спорудженні відносно глибоких свердловин з використанням стаціонарних або пересувних бурових установок. При бурінні свердловин самохідними установками на невеликі глибини роботи підготовчого етапу істотно скорочуються.

Основний етап включає власне буріння, супровідні операції та інші необхідні види робіт. Буріння здійснюється шляхом чергування рейсів. **Рейс** складається з буріння і супутніх йому операцій: підготовка до рейсу (збирання колонкового снаряда, виконання необхідних вимірів і т.д.), спуск бурового снаряда, проходження до забою, буріння із зупинками на нарощування і перекріплювання, заклинювання керна, підйом бурового снаряда і витягання керна.

При бурінні звичайно виконуються додаткові роботи, пов'язані з обслуговуванням свердловини, бурового устаткування та інструменту (кріплення обсадними трубами, боротьба з геологічними ускладненнями, проведення досліджень свердловин, заміна елементів бурового снаряда, профілактичний огляд, змащування і поточний ремонт устаткування).

Крім необхідних робіт, буріння може супроводжуватися непередбаченими витратами часу на простой і ліквідацію аварій.

Завершальний етап включає проведення відповідних досліджень у свердловині і вимірів (глибини свердловини, параметрів викривлення), витягання обсадних труб, ліквідаційне тампонування, демонтажні роботи, рекультивацію площі.

Основним способом буріння геологорозвідувальних свердловин є обертальне буріння свердловин із промиванням.

У наміченому для буріння місці монтується бурова установка (рис. 1.2), яка має верстат 8, буровий насос 9, вишку 16, будинок 15, систему відстійників 13, стелажі для інструменту й ін.

При колонковому бурінні як породоруйнівний інструмент використовують бурову коронку 1, різці якої руйнують гірську породу кільцевим вибоєм. При цьому утворюється стовпчик непорушеної породи – керн.

Коронка 1 з'єднана через керновідривач 2 з колонковою трубою 3, що слугує для розміщення керна.

Через перехідник 4 колонкова труба з'єднується з колоною бурильних труб 5 меншого діаметра (рис. 1.2, а).

Колона бурильних труб є довгим валом, який призначений для передачі обертання й осьового навантаження від бурового верстата 8 на поверхні до різців бурової коронки 1, що працює на вибої свердловини.

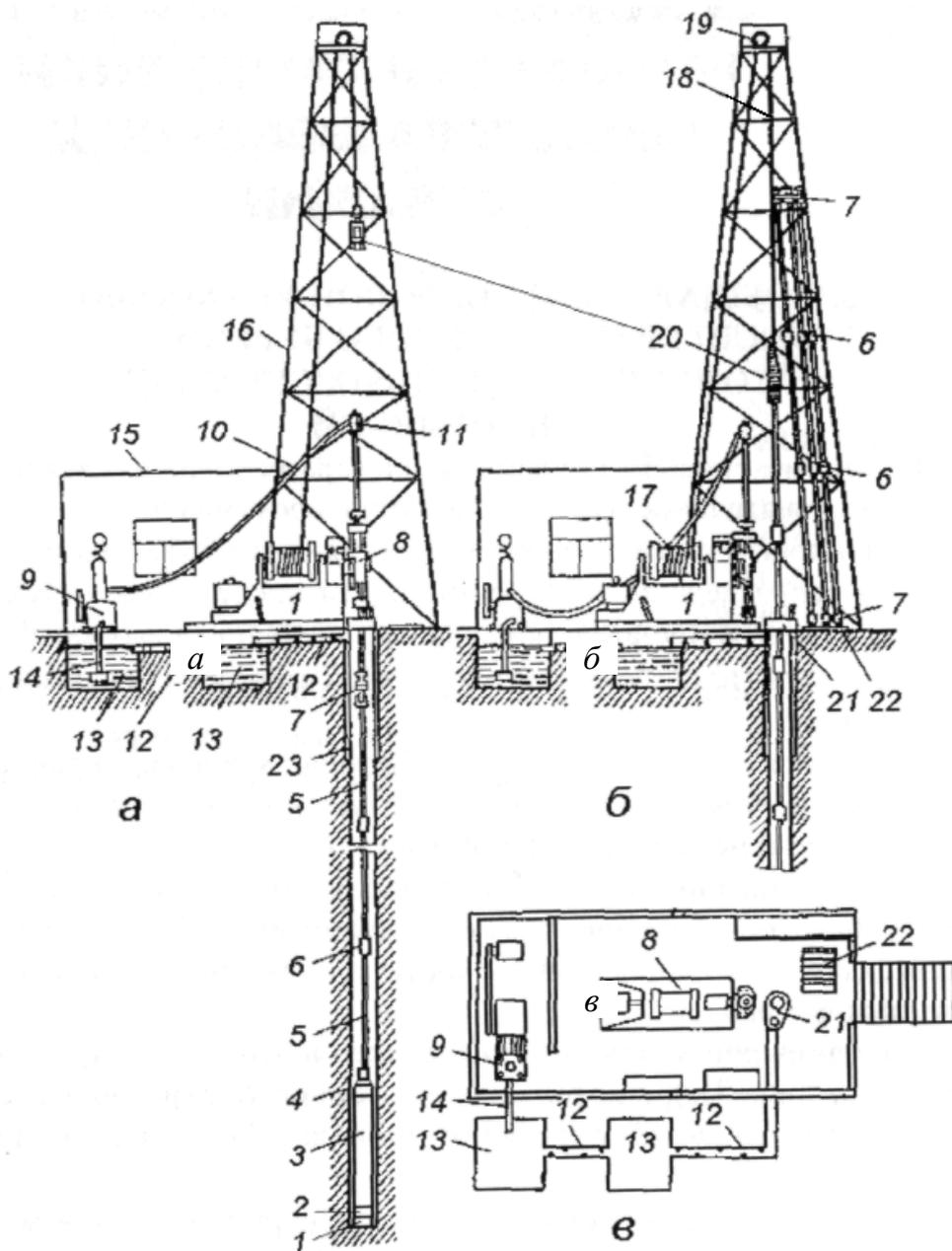


Рис. 1.2. Загальна схема бурової установки:
 а – при бурінні; б – при підйомі; в – план бурової установки

Бурильна колона складається з окремих труб 5, з'єднаних між собою за допомогою бурових замків 7 і муфт 6 на різі.

Набір технологічного бурового інструменту, що включає коронку, керновідривач, колонкову трубу, перехідник і бурильну колону, називається **буровим снарядом**.

Верхня бурильна труба, з'єднана з верстатом, називається **ведучою**.

Буровий насос 9 подає промивальну рідину (зазвичай воду або глинистий розчин) через нагнітальний шланг 10, сальник 11 у бурильні труби 5. Сальник 11 слугує для з'єднання нерухомого нагнітального шланга з колоною труб, що обертається.

Після бурильних труб промивальна рідина проходить над вибоєм, охолоджує породоруйнівний інструмент 1, очищує вибій і по кільцевому зазору

між колоною бурильних труб і стінками свердловини виносить на поверхню зруйновану породу – буровий шлам. Якщо як промивальну рідину застосовують спеціальний розчин, він одночасно зміцнює стінки свердловини.

Промивальна рідина разом зі шламом протікає через систему жолобів 12 і відстійників 13, у яких шлам осаджується.

Очищена рідина засмоктується насосом 9 через усмоктувальний шланг 14 з відстійника 13 і знову направляється до вибою. Таким чином, у процесі буріння здійснюється безперервна замкнута циркуляція промивальної рідини.

При колонковому бурінні заглиблення за один рейс невелике, звичайно не перевищує декількох метрів і обмежується або зносом бурової коронки, або необхідністю витягання керна з колонкової труби.

Для забезпечення заглиблення необхідно з поверхні регулювати процес руйнування породи і винесення породи на поверхню.

Режимом буріння називається сполучення параметрів, що характеризують процес роботи породоруйнівного інструменту.

Основні **параметри режиму** колонкового буріння:

- осьове навантаження на породоруйнівний інструмент;
- частота обертання породоруйнівного інструменту;
- кількість і якість промивальної рідини, що подають у свердловину.

По закінченні буріння керн заклинюють у буровій коронці і відривають від вибою за допомогою керновідривача, після чого починають підйом снаряда.

Для підйому від колони відгвинчують ведучу бурильну трубу і буровий верстат разом з нею відсувається від устя свердловини (рис. 1.2, б).

Починається підйом бурового снаряда за допомогою лебідки верстата 17, сталевго каната 18, що проходить через кронблок 19, вишки 16 та елеватора 20, що слугує для захоплення колони.

Для прискорення підйому шляхом скорочення операції з розгвинчування нарізних з'єднань снаряд піднімають не по одній трубі, а свічами, що складаються з декількох бурильних труб.

Свічі з'єднуються між собою замками 7, а бурильні труби у свічі – муфтами 6.

Після підйому на довжину свічі колона закріплюється (підвішується) за допомогою підкладної вилки на труборозгвинчувачі 21, потім піднята свіча відгвинчується від колони.

Відгвинчену свічу встановлюють на підсвічник 22, елеватор 20 від'єднується від верха свічі й опускається вниз. На усті його з'єднують з колоною і знову повторюється підйом снаряда на довжину свічі.

Після підйому на поверхню колонкового набору, що складається з коронки, керновідривача, колонкової труби і перехідника, здійснюється витягання керна з колонкової труби, заміна зношеної бурової коронки.

Потім виконується спуск снаряда в свердловину. Довжину колони при цьому збільшують на величину, необхідну для заглиблення протягом наступного рейсу, шляхом додавання бурильних труб між ведучою трубою і буровим снарядом. Ця операція називається **нарощуванням**.

При бурінні свердловина у верхній частині розрізу перетинає м'які або нестійкі гірські породи (глини, піски, валунно-галькові відклади, зруйновані скельні породи). Для закріплення стінок свердловини інтервал нестійких порід перекривається колоною обсадних труб 23. Обсадними трубами при потребі закріплюються й інтервали свердловини, які залягають на великій глибині.

Метою буріння геологорозвідувальних свердловин є комплексні геологічні дослідження, тому, крім витягання зразків порід, у свердловині проводяться спеціальні роботи: вимірювання її викривлення, гідрогеологічні та геофізичні дослідження (каротаж), випробування стінок свердловини, орієнтування керна.

Ряд робіт здійснюється для забезпечення нормального стану свердловини та якості робіт. Це закріплення нестійких інтервалів шляхом тампонування, скероване буріння шляхом штучного скривлення свердловини, ліквідація виникаючих аварій.

Після виконання свердловиною геологічного завдання роблять ліквідаційне тампонування шляхом заповнення її пластичними твердіючими розчинами на основі цементу з метою охорони надр.

Устаткування і вишку перевозять на нове місце в зібраному або демонтованому вигляді.

1.7. Техніко-економічні показники буріння

Показниками буріння називаються параметри, що характеризують кількість і якість результатів проходки свердловин. Найголовніші з них: швидкість буріння, вартість одного метра пробуреної свердловини, відсоток виходу керна, напрямок стовбура свердловини та ін.

Якість виконання технологічних процесів, пов'язаних з проходкою свердловини, може бути охарактеризована швидкістю буріння. Розрізняють кілька різновидів швидкості – механічна, рейсова, технічна, комерційна і циклова.

Механічна швидкість буріння:

$$V_m = \frac{L}{T_{\text{бур}}}, \text{ м/год}, \quad (1.1)$$

де L – величина поглиблення свердловини за час чистого буріння, м; $T_{\text{бур}}$ – час чистого буріння (час, протягом якого відбувається руйнування породи вибою), год.

Механічна швидкість – основний показник, що характеризує ефективність застосовуваного способу буріння і породоруйнівного інструменту, а також досконалість бурової установки та технологічного режиму буріння.

Рейсова швидкість буріння:

$$V_p = \frac{L_p}{T_{\text{бур}} + T_{\text{сп}}}, \text{ м/год}, \quad (1.2)$$

де L_p – довжина рейсу, м; $T_{\text{сп}}$ – час на виконання спуско-підймальних і допоміжних робіт, год.

Технічна швидкість буріння:

$$V_T = \frac{L_{\text{св}}}{T_{\text{бур}} + T_{\text{сп}} + T_{\text{дод}}}, \text{ м/год}, \quad (1.3)$$

де $L_{\text{св}}$ – глибина свердловини, м; $T_{\text{дод}}$ – тривалість усіх продуктивних додаткових робіт, крім $T_{\text{бур}}$ і $T_{\text{сп}}$ (час на кріплення, інклінометрію, випробування, тампонування свердловини, установку фільтра в свердловину на воду), год.

Комерційна швидкість буріння:

$$V_K = \frac{L_{\text{св}}}{T_{\text{бур}} + T_{\text{сп}} + T_{\text{дод}} + T_{\text{неп}}}, \text{ м/год}, \quad (1.4)$$

де $T_{\text{неп}}$ – тривалість непродуктивних витрат часу (зупинки, ремонти, ліквідації аварій), год.

Циклова швидкість буріння:

$$V_{\text{ц}} = \frac{L_{\text{св}}}{T_{\text{бур}} + T_{\text{сп}} + T_{\text{дод}} + T_{\text{неп}} + T_{\text{вм}}}, \text{ м/год}, \quad (1.5)$$

де $T_{\text{вм}}$ – тривалість монтажу і демонтажу вишки та бурової установки, витягування обсадних труб і ліквідація свердловин.

1.8. Кольська надглибока свердловина

Яскравий приклад того високого рівня, якого досягла техніка і технологія буріння свердловин – буріння Кольської надглибокої свердловини.

Потрібно відзначити, що наші пізнання глибинних областей Землі поки що досить обмежені. Максимальна глибина свердловин на сьогодні складає близько 9–10 км. Таким чином, при радіусі земної кулі 6370 км наше найглибше проникнення в надра Землі поки не перевищує 0,0015 від радіуса.

У науці про Землю подальше вирішення ряду найважливіших геологічних проблем без буріння неможливо. Буріння свердловин глибиною понад 15 км – справа майбутнього.

Одна з таких свердловин глибиною 7300 м була пробурена біля озера Аралсор з метою вивчення геологічних структур Прикаспійської низовини і з'ясування перспектив її нафто- і газозносності.

Друга надглибока свердловина пробурена в районі Баку для вивчення нафтоносності Апшеронського півострова на великих глибинах. З тією же метою в Білорусі пробурена свердловина глибиною 7410 м.

Третя надглибока свердловина СГ-3 була закладена 25 травня 1970 р. у Печенгському рудному районі на Кольському півострові. Цей район багатий великими мідно-нікелевими зрудніннями.

В кристалічних породах фундаменту буріння здійснювали стандартною буровою установкою вантажопідйомністю 200 т турбінним способом. Перший етап буріння на глибині 7263 м був закінчений у квітні 1975 р., тому що глибше бурити цією буровою установкою було неможливо.

Уральський завод важкого машинобудування спроектував і виготовив нову надпотужну бурову установку для буріння свердловини до глибини

15000 м. На цій установці всі трудомісткі операції комплексно-механізовані, а багато які автоматизовані. Під час монтажу нової установки і будівництва комплексу будинків бурили свердловину-дублер, на якій відпрацьовували технологічні операції з новим буровим породоруйнівним інструментом. У 1977 р. закінчився монтаж і випробування нової унікальної установки й почався другий етап буріння. Ця свердловина досягла глибини понад 12000 м і є самою глибокою у світі. Вона також характерна тим, що цілком пройдена у твердих кристалічних породах.

Проведені у свердловині комплексні дослідження істотно змінили уявлення про глибинну будову докембрійських структур Балтійського щита. Уперше виявлені залежності інтенсивності метаморфізму кристалічних порід від глибини їхнього залягання. По свердловині в інтервалі 1600–1800 м установлені численні осередки мідно-нікелевого зрудніння, що суттєво розширює перспективи пошуків мідно-нікелевих руд на великих глибинах.

Подальше поглиблення свердловини здійснювалося турбінним способом на бурильних трубах, виготовлених зі спеціальних алюмінієвих сплавів.

У надглибокій свердловині велися спостереження за температурою. Температура порід до глибини 3000 м піднімалася з градієнтом 1 °С на 100 м, а глибше – із градієнтом 2,5 °С на 100 м. На глибині 10000 м температура порід була 180 °С.

При бурінні свердловини геофізики знайшли на глибині 4500 м стрибкоподібне зменшення щільності гірських порід, швидкостей пружних хвиль, при цьому збільшилася пористість порід. Подібне явище зафіксоване і на межі в найдавнішому архейському шарі на глибині 6800 м. Очікуваний контакт граніту з базальтом (шар Конрада) не зустрінутий до глибини 11700 м.

1.9. Буріння свердловин поза Землею

Національним управлінням США з аеронавтики і дослідження космічного простору (НАСА) була розроблена широка програма досліджень, спрямована на вирішення проблеми буріння свердловин і добору проб ґрунту на місячній поверхні. Усі відомі конструкції бурового устаткування розроблені до проектів освоєння Місяця: "Сервейер" і "Аполлон".

Буріння свердловин на місячній поверхні почато з метою добору зразків гірських порід і наступного вивчення їхнього мінералогічного складу, структури, геологічних особливостей, походження, фізичних та механічних властивостей.

Екіпажі космічних кораблів "Аполлон-15" і "Аполлон-17" бурили свердловини буровим верстатом, розробленим фірмою "Блек і Беккер". Цей верстат являє собою ручний електробур з живленням від батареї, розрахованої на 40 хв безперервної роботи. Буріння здійснювалося ударно-обертальним способом із застосуванням твердосплавного породоруйнівного інструменту діаметром 26,2 мм до глибини 2,8 м. Частота обертання бурового снаряда складала 300 об/хв при 2270 уд/хв. Реактивний крутний момент дорівнює 27,4 Н·м. Маса всього верстата (на Землі) 11,8 кг, осьове навантаження створювалося вагою бура й астронавта.

Буровий верстат складається з корпусу, виготовленого зі сплаву магнію і просоченого для герметичності поліефірною смолою, ударного механізму, фрикційної муфти, шпинделя і бурового снаряда. У середині корпусу, заповненого азотом під тиском 130 кПа, знаходиться електродвигун постійного струму колекторного типу із щітками. Тепло, що виникає при роботі двигуна, через азот передається на стінки корпусу і випромінюється в простір. Ударний механізм кулачкового типу розвиває енергію удару 4,6 Дж. Очищення вибою від шламу здійснюється шнековим транспортером, а нарощування бурового снаряда роблять вручну. Довжина однієї секції дорівнює приблизно 0,7 м. Розрахункова швидкість буріння цим верстатом складала в середньому: 25,4 мм/хв по базальту, 127 мм/хв по пористому базальту, 300–700 мм/хв по породах типу пемзи. Фактична швидкість буріння виявилася менша.

Якщо буріння місячного ґрунту американці робили традиційними способами при значному застосуванні мускульної сили, то буріння місячного ґрунту радянськими буровими установками здійснювалося цілком автоматично. Перший у світовій практиці досвід автоматичного буріння на Місяці був проведений 20 вересня 1970 р., коли радянська автоматична станція "Місяць-16" здійснила м'яку посадку на місячну поверхню в море Достатку. У результаті багатобічних досліджень для станції "Місяць-16" був створений спеціальний буровий верстат із гвинтовою подачею і рухливим обертачем (рис. 1.3). Верстат приводиться в дію від двигуна постійного струму. Конструкторами цього бурового верстата було вирішене найскладніше питання відносно відбору керн як сипучих, так і монолітних порід, для чого вони розробили оригінальний буровий снаряд. Загальна маса бурового устаткування не перевищувала 15 кг, а маса верстата склала 11,8 кг.

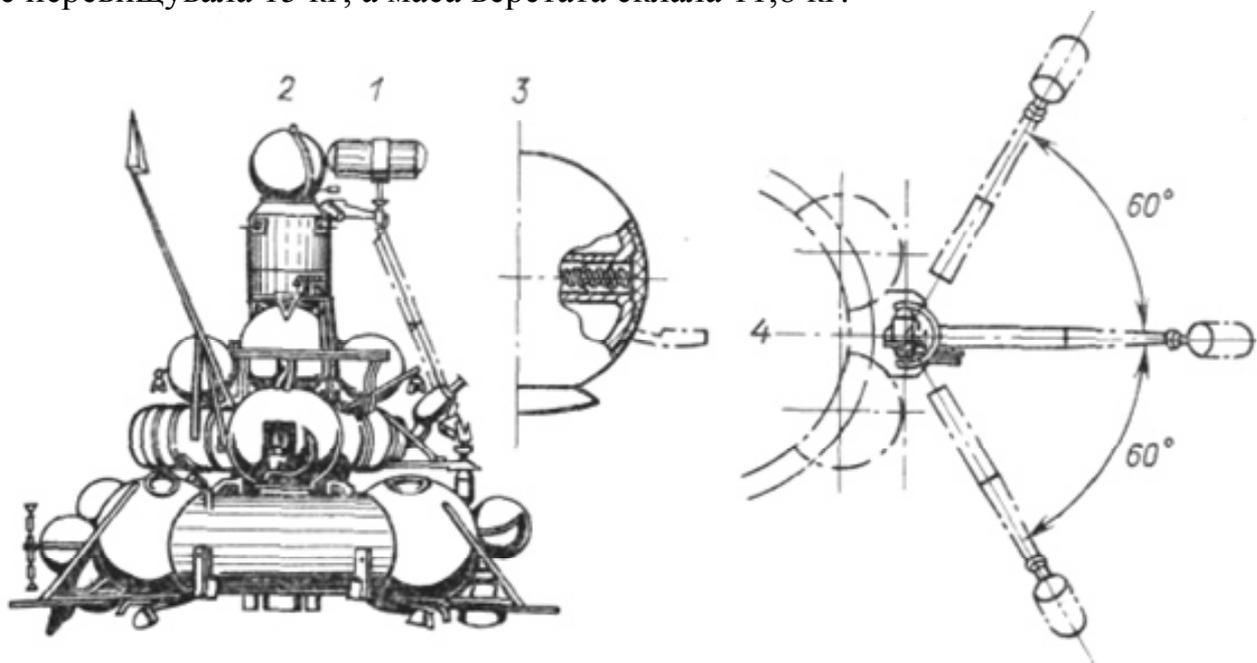


Рис. 1.3. Загальний вигляд автоматичних міжпланетних станцій "Місяць-16" і "Місяць-20": 1 – буровий пристрій; 2 – апарат, що повертається на Землю; 3 – схема герметизації ґрунту з бурильною трубою; 4 – можливі переміщення штанги з буровим пристроєм у горизонтальній площині

На Місяці було проведено неглибоке колонкове буріння (35 см), при цьому отриманий практично 100 %-вий вихід керна. Зразки місячного ґрунту були автоматично поміщені в герметичний контейнер, який за командою з Центра керування польотами повернуто на Землю. Досвід буріння на Місяці станцією "Місяць-16" був повторений станцією "Місяць-20". Ці два космічних експерименти заклали основу для подальших робіт у цьому напрямку.

9 серпня 1976 р. стартувала автоматична станція "Місяць-24", оснащена буровим пристроєм, що забезпечував буріння місячного ґрунту на глибину більш ніж 2 м, і спеціальним контейнером для доставки місячного керна на землю. Станція "Місяць-24" здійснила м'яку посадку в морі Криз.

Перед творцями пристрою для буріння місячного ґрунту були поставлені досить складні завдання: сконструювати автоматичний бур, здатний при досить обмеженій масі, малих витратах енергії провести буріння місячного ґрунту в автоматичному режимі; узяти повноцінний керн; автоматично укласти керн у послідовному порядку в герметичну капсулу, що повертається на Землю.

Поверхня Місяця покрита роздробленою і зміненою під дією космосу (перепади високих і низьких температур) породою – реголітом. Фізико-механічні властивості реголіту досить різноманітні – це може бути пухкий і навіть сипучий ґрунт із включеннями твердих кусків, але можна зустрінути прошарки монолітної твердої корінної породи. Тому буріння на Місяці – завдання дуже складне.

На підставі проведених всебічних експериментальних і теоретичних досліджень був розроблений породоруйнівний інструмент (коронка), що може вибурити керн діаметром 8 мм і здатний відбирати і зберігати його навіть при перебуванні пухких та пилюватих ґрунтів.

При створенні бурової установки й інструменту була використана широка гама титанових і алюмінієвих сплавів, високоміцних легованих сталей, різних пластиків і гуми. Деякі композиційні матеріали створено вперше. Розроблений і виготовлений спеціальний електродвигун для приводу бурової установки, здатний працювати в безповітряному просторі на енергії, що виробляє сонячна станція.

Були прийняті такі способи буріння: для м'яких порід – обертальний, для більш міцних – ударно-обертальний.

Перехід з одного способу буріння на інший здійснювався автоматично залежно від опору ґрунту дії коронки. Загальний робочий хід бурової коронки з керноприймачем – 2,6 м. Однак наявність зазору між верхнім (вихідним) положенням і поверхнею місячного ґрунту знижує глибину свердловини до 2 м. На Землі були розроблені і ретельно відібрані спеціальні пристрої та механізми для відбору довгого, нерівномірного за твердістю і ступенем розпушення керна досить малого діаметра (8 мм) з наступним його автоматичним укладанням у невеликий герметичний контейнер. Загальний вид бура поданий на рис. 1.4.

18 серпня 1976 р. бурова установка станції "Місяць-24" почала буріння. На початку, через те що ґрунт був м'який, буріння велося на обертальному режимі. Опір ґрунту на відмітці близько 800 мм трохи збільшився, але буріння обертальним способом продовжувалося. На глибині близько 1200 мм опір

місячного ґрунту швидко збільшився, навантаження на привід бурового автомата зросли і він автоматично перевів буріння на ударно-обертальний режим. З глибини від 600 до 2200 мм обертальний режим буріння чергувався з ударно-обертальним.

Потім коронка заглиблювалася в щільні, більш монолітні пласти. Буріння автоматично було зупинено на відмітці 2600 мм. Після цього буровий снаряд піднявся у верхнє положення, а керовий матеріал довжиною близько 2 м спеціальними механізмами був переміщений у контейнер (капсулу) без порушення послідовності пластів.

Буріння проводили під кутом 30° до місячної вертикалі, тобто свердловина була похилою. Вихід керна склав 71 %. Після закінчення буріння включився зворотний хід механізму. Приймальний барабан був зафіксований напроти приймального вікна апарата, що повертається.

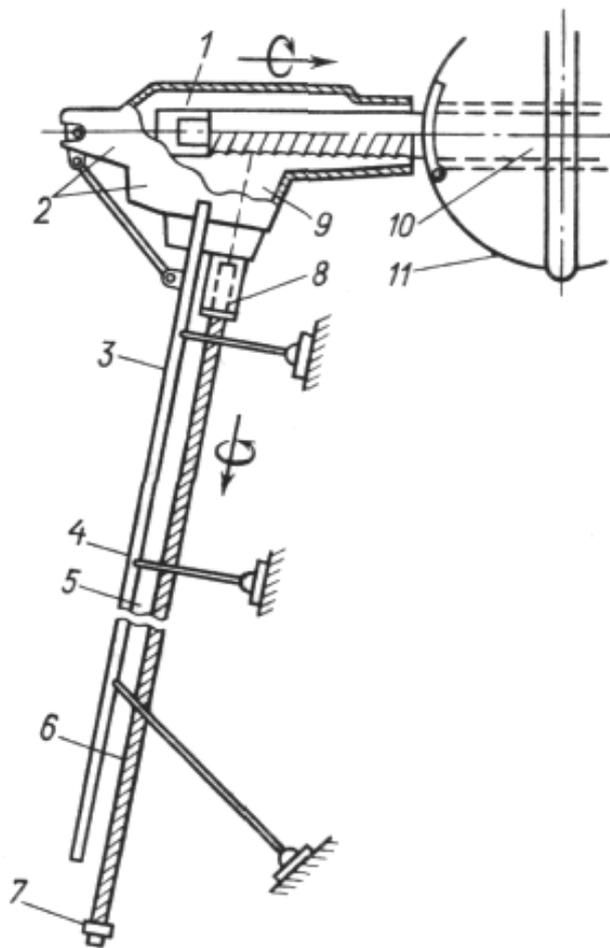


Рис. 1.4. Схема бурового пристрою станції "Місяць-24":

- 1 – барабан зі спіральним жолобом; 2 – корпус і приводи; 3 – напрямні; 4, 6 – стояки;
5 – бурильна шнекова труба; 7 – коронка; 8 – обертач; 9 – гнучка тяга; 10 – контейнер;
11 – апарат, що повертається на Землю

Потім уключили подавальний механізм, керн в еластичному ґрунтоносі був покладений у спіральні жолоби горизонтально обертового барабана. У процесі вкладення барабан переміщався вперед до вікна на величину кроку намотування за кожен оберт. Роз'єднувальний замок від'єднав привід від

барабана, пружина завантажила барабан у контейнер апарата, що повертається, а піропатрони відстрелили трос механізму подачі й деталі верхнього кріплення. Потім буровий пристрій відкинувся убік і залишився на посадковому блоці. Апарат, що повертається, стартував для зворотного польоту. Так місячний ґрунт був доставлений на Землю.

Висновок

У цьому розділі коротко висвітлена історія та найсучасніші досягнення у галузі буріння свердловин; розглянуті елементи і параметри свердловин, класифікація свердловин за призначенням, способи буріння й етапи спорудження свердловин; наведені техніко-економічні показники і методика визначення швидкості буріння.

Контрольні питання

- 1. Роль буріння в геологорозвідувальній справі.*
- 2. Де можна бурити свердловини?*
- 3. Які переваги буріння свердловин перед проведенням гірничих виробок?*
- 4. Недоліки свердловин.*
- 5. Коли зародилося буріння?*
- 6. Визначення свердловини.*
- 7. Елементи свердловини.*
- 8. Класифікація свердловин за призначенням.*
- 9. Які свердловини належать до геологорозвідувальних?*
- 10. Які свердловини належать до експлуатаційних?*
- 11. Технічні свердловини.*
- 12. Основні операції обертального буріння.*
- 13. Параметри режиму буріння свердловин.*
- 14. Перелічіть основні способи буріння свердловин.*
- 15. Механізм руйнування породи при ударному способі буріння.*
- 16. Механізм руйнування породи при обертальному способі буріння.*
- 17. Механізм руйнування породи при вібраційному способі буріння.*
- 18. Які основні операції обертального способу буріння?*
- 19. Що включає технологічний буровий інструмент?*
- 20. Перелічіть основні показники буріння.*
- 21. Що таке рейсова швидкість буріння?*
- 22. Що таке технічна швидкість буріння?*
- 23. Розкажіть про найглибші свердловини СНД.*
- 24. Де, ким і на яку глибину пробурені свердловини поза Землею?*
- 25. Який спосіб буріння й інструмент застосовувалися для буріння свердловин поза Землею?*

2. ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Навчальні цілі: у результаті вивчення цього розділу студент повинен знати основні фізико-механічні властивості гірських порід; класифікації порід за цими властивостями; методику їх визначення; види руйнування гірських порід при бурінні; уміти визначити фізико-механічні властивості порід та використати набуті знання для вибору способу, режиму та інструменту для буріння свердловин.

Властивості гірських порід залежать від походження (магматичні, осадові, метаморфічні) і від геологічних процесів, що відбуваються після їхнього утворення.

Фізико-механічні властивості гірських порід поєднують фізичні та механічні властивості, що впливають на процес їхнього руйнування.

Фізичні властивості гірських порід характеризують їхній фізичний стан. Сюди належать: ступінь зв'язності, пористість, щільність, питома вага, структура, текстура, зернистість.

Механічні властивості гірських порід є різновидом фізичних властивостей і проявляються лише під дією механічних сил. Вони виражаються у здатності гірських порід чинити опір деформуванню і руйнуванню. Сюди відносять: міцність, динамічну міцність, твердість, пружність, крихкість, пластичність, абразивність тощо.

Вивчення фізико-механічних властивостей гірських порід необхідно для:

- вибору способу буріння і типу породоруйнівного інструменту;
- розробки раціональної технології буріння та кріплення стінок свердловини;
- розширення геологічної вивченості району робіт тощо.

Особлива увага приділяється вивченню фізико-механічних властивостей керна з опорних свердловин, тому що результати цих досліджень використовуються при складанні проекту буріння свердловин у цьому районі.

Основні фізико-механічні властивості порід визначаються комплексом геологічних ознак: мінералогічним складом, структурою, текстурою і залежать від властивостей основної мінеральної речовини, величини зерен, складу і властивостей мінерального цементу, пористості, тріщинуватості тощо.

Основні властивості, що впливають на процес буріння: міцність, твердість, пружність, пластичність, крихкість, абразивність, стійкість, пористість, тріщинуватість, щільність, водно-колоїдні властивості.

2.1. Міцність гірських порід

Міцністю називається здатність порід чинити опір руйнуванню при стиску, сколюванні, розтяганні й інших видах деформації. Міцність порід залежить від багатьох факторів і коливається в широких межах.

Випробування міцності порід на стиск проводиться на гідропресах з визначенням стискального зусилля в момент руйнування зразків породи, які виготовлені у вигляді куба з ребром 50 мм або циліндрів з таким самим діаметром і висотою. Непаралельність площин зразка не повинна перевищувати 0,01–0,03 мм.

Міцність на стиск визначається за формулою

$$\sigma_{\text{ст}} = \frac{P}{S}, \quad (2.1)$$

де P – зусилля руйнування, Н; S – площа поперечного перерізу зразка, м².
Для різних порід межа міцності на стиск змінюється від 0,1 до 500 МПа.

Коефіцієнт міцності визначається за формулою

$$f = \frac{[\sigma_{\text{ст}}]}{10^7}. \quad (2.2)$$

Класифікація гірських порід за коефіцієнтом міцності розроблена М.М. Протодьяконовим і широко застосовується в геологорозвідувальній справі та гірництві.

Таблиця 2.1

Класифікація гірських порід за коефіцієнтом міцності

Категорія	Ступінь міцності	Найменування порід	Коефіцієнт міцності
I	Надзвичайно міцні породи	Найбільш міцні, щільні і в'язкі кварцити і базальти. Виняткові за міцністю інші породи	20 і більше
II	Дуже міцні породи	Дуже міцні гранітні породи. Кварцовий порфір, дуже міцний граніт, крем'янистий сланець, менш міцні, ніж зазначені вище, кварцити. Найміцніші пісковики і вапняки	15
III	Міцні породи	Граніт (щільний) і гранітні породи. Дуже міцні пісковики і вапняки. Кварцові рудні жили. Міцний конгломерат. Дуже міцний залізняк	10
IIIa	Те ж саме	Вапняки (міцні). Неміцний граніт. Міцні пісковики. Міцний мрамур, доломіт, колчедани	8
IV	Досить міцні породи	Звичайний пісковик. Залізняк	6
IVa	Те ж саме	Піскуваті сланці. Сланцюваті пісковики	5
V	Середні породи	Міцний глинистий сланець. Неміцний пісковик і вапняк, м'який конгломерат	4
Va	Те ж саме	Різноманітні сланці (неміцні). Щільний мергель	3
VI	Досить м'які породи	М'який сланець, м'який вапняк, крейда, кам'яна сіль, гіпс. Мерзлий ґрунт, антрацит. Звичайний мергель. Зруйнований пісковик, зцементована галька і кам'янистий ґрунт	2
VIa	Те ж саме	Щебенистий ґрунт. Зруйнований сланець, галька, що злежалася, і щебінь, міцне кам'яне вугілля, отверділа глина	1,5
VII	М'які породи	Глина (щільна). Середнє кам'яне вугілля. Міцний нанос – глинистий ґрунт	1,0
VIIa	Те ж саме	Легка піскувата глина, лес, гравій. М'яке вугілля	0,8
VIII	Землисті породи	Рослинна земля. Торф. Легкий суглинок, сирий пісок	0,6
IX	Сипучі породи	Пісок, осипи, дрібний гравій, насипна земля, добите вугілля	0,5
X	Пливучі породи	Пливуні, болотистий ґрунт, розріджений лес та інші розріджені ґрунти	0,3 і менше

Для визначення міцності порід на сколювання пластинку з гірської породи поперечним перерізом 30×15 мм і довжиною 120–150 мм поміщають у прилад між ножами, на один з яких діє гідравлічний прес. Межу міцності на сколювання знаходять за формулою аналогічно стиску.

Тимчасовий опір породи розтягання визначають на гідропресі, що має спеціальне пристосування. У зразку породи у формі прямокутної призми довжиною 80, шириною 20 і товщиною 10 мм з двох боків роблять виїмки, щоб поперечний переріз середньої частини зразка в передбачуваному місці розриву складав 10×10 мм.

Міцність порід на сколювання і розрив значно менше, ніж на стиск.

Межа міцності породи на сколювання дорівнює 0,2–0,08; на розтягання – 0,07–0,04 від межі міцності на стиск. Наприклад, сієніт Гороблагодатського родовища має такі властивості: $\sigma_{ст} = 215$ МПа, $\sigma_{ск} = 22$ МПа, $\sigma_{розт} = 14,3$ МПа.

Очевидно, що гірські породи легше руйнувати сколюванням, ніж зминанням або роздавлуванням.

Міцність породи на стиск і сколювання у вибої свердловини значно вище, ніж у зразка. Тому при бурінні важливо, щоб на вибої утворювалися додаткові площини оголення у вигляді уступів і борозен.

Опір порід руйнуванню при динамічних навантаженнях істотно відрізняється від опору при статичному впливі. Це потрібно мати на увазі, використовуючи способи буріння, у яких переважає динамічний вплив на породу.

Динамічну міцність порід визначають за допомогою приладу визначення міцності (ПВК) методом товчіння, розробленим М.М. Протодьяконовим (молодшим). Випробований зразок гірської породи розбивають на шматки розміром 15–20 мм у поперечнику. Зі шматків набирають п'ять проб об'ємом по 15–20 см³. Кожну пробу товчуть у спеціальній ступці шляхом скидання на неї гирі масою 2,4 кг з висоти 600 мм 10 разів. Усі п'ять проб просівають через сито з отворами 0,5 мм. Частинки породи, що пройшли крізь отвори сита, зсипають у вимірвальний стакан діаметром 23 мм і ущільнюють постукуванням. Потім у стакан вставляють поршень з шкалою і вимірюють висоту стовпчика зруйнованої породи. Показник динамічної міцності визначається за формулою

$$F_d = \frac{20n}{l}, \quad (2.3)$$

де n – кількість ударів гирею по шматкам породи у ступі ($n = 10$);

l – висота стовпчика роздробленої породи.

За показником динамічної міцності породи поділяють на 6 груп.

Дослідження установили, що до порід однієї групи за динамічною міцністю можуть відноситися породи з різною міцністю на статичний стиск.

Класифікація порід за динамічною міцністю

Показники	Номер групи порід					
	I	II	III	IV	V	VI
Динамічна міцність F_d	8 і менше	8–16	16–24	24–32	32–40	40 і більше
Ступінь динамічної міцності порід	Малої міцності	Помірної міцності	Середньої міцності	Міцні	Дуже міцні	Вельми міцні

2.2. Твердість гірських порід

Твердість – опір породи вдавлюванню в неї іншого більш твердого тіла (індентора), пружною деформацією якого можна знехтувати.

Буріння супроводжується заглибленням у породу робочих елементів породоруйнівного інструменту (твердосплавних різців, алмазних зерен). Тому показник твердості безпосередньо впливає на швидкість буріння і характеризує породу краще ніж міцність.

Існує багато методів оцінки твердості гірських порід, заснованих на вдавлюванні в породу наконечників, дряпанні, стиранні і різанні породи.

За розповсюдженим методом Л.А. Шрейнера, твердість порід визначають шляхом вдавлювання у відшліфовану поверхню зразка породи штампа з гладким торцем площею 1 мм² (для твердих порід) і 5 мм² (для порід малої твердості). Виміри здійснюються на приладах УМГП-3 і УМГП-4. Прилади дозволяють автоматично записувати графік деформації породи. Графік слугує для визначення твердості, пружності, пластичності і крихкості порід.

Пружність – властивість порід змінювати свою форму й об'єм під дією зовнішнього навантаження і відновлювати первісний стан після усунення впливу.

Пластичність – властивість порід необоротно деформуватися під дією зовнішніх сил або внутрішніх напружень, тобто зазнавати пластичну (залишкову) деформацію без порушень суцільності матеріалу.

Крихкість – властивість порід руйнуватися без помітної пластичної деформації.

На рис. 2.1 наведені діаграми руйнування гірських порід, отримані на приладі УМГП-3.

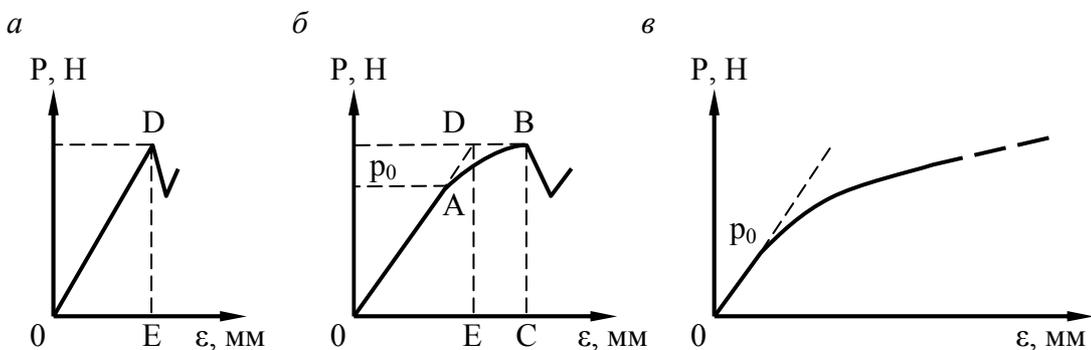


Рис. 2.1. Діаграми руйнування гірських порід (за Л.А. Шрейнером):
а – крихких; б – пластичнокрихких; в – високопластичних;
Р – зусилля на штамп;
ε – деформація зразка

Твердість гірської породи за штампом визначається з виразу

$$P_{шт} = \frac{P_p}{S_{шт}}, \quad (2.4)$$

де P_p – навантаження, що відповідає межі міцності на вдавнення (визначаються відповідно до максимальної ординати діаграми деформації в момент руйнування);

$S_{шт}$ – площа штампа.

Діаграма, показана на рис. 2.1, *а*, отримана при випробуваннях крихких порід (наприклад, граніту, кварциту). Ділянка OD характеризує пружну деформацію породи.

На іншій діаграмі (рис. 2.1, *б*) ділянка OA відповідає пружній деформації, АВ – пластичній. У точці В настає крихке руйнування.

Умовна межа текучості гірської породи

$$p_0 = \frac{P_T}{S_{шт}}, \quad (2.5)$$

де P_T – навантаження, що відповідає межі текучості.

Така діаграма характерна, наприклад, для вапняків.

Твердість крихких порід, визначена даним методом, коливається в межах 1000–7600 МПа.

Пластичні породи типу кам'яної солі або глини не дають крихкого руйнування (рис. 2.1, *в*). Ступенем твердості в цьому випадку умовно вважають межу текучості p_0 .

Твердість м'яких порід вимірюється також методом ВІЕМС. У породу вдавлюють циліндричний штамп з різним діаметром основи приладом ДМШ-1 на глибину 10 мм. При цьому динамометром визначається навантаження. Твердість для порід типу пісків, глин складає 1–12,5 МПа.

Всеросійський інститут техніки розвідки (ВІТР) розробив прилад ВІТР-ОТ (визначник твердості). Зразок породи ріжуть абразивним алмазним диском при певному тиску і часі впливу. Установлено, що глибина різання обернено пропорційна твердості породи за штампом. Для різних порід глибина різання міняється від 1 до 5,3 мм (тверді породи, навантаження на диск 41 Н) і від 0,76 до 2,28 мм і більше (породи середньої твердості, навантаження на диск 10 Н).

2.3. Абразивність гірських порід

Абразивність – здатність гірської породи зношувати при терті інструмент, що її руйнує (різці бурових коронок і доліт).

Абразивність є однією з найважливіших властивостей порід, що визначають вибір породоруйнівного інструменту і режим буріння.

При бурінні абразивних порід скорочується час роботи інструменту на вибої.

Абразивність гірських порід значною мірою залежить від твердості породотвірних мінералів. Підвищену абразивність мають породи, що складаються із зерен дуже твердих мінералів, пов'язаних менш твердим цементом. Для оцінки абразивності запропоновано багато способів, за основу в них прийнято один принцип – стирання еталонного предмета.

Широко відомий спосіб Л.І. Барона й А.В. Кузнецова, що полягає у визначенні втрати маси стрижня зі сталі-сріблянки при терті об гірську породу.

Застосовується стрижень діаметром 8 мм, що з одного кінця має отвір діаметром 4 і глибиною 10–12 мм. Перед проведенням випробувань стрижень зважують з точністю 0,1 мг. На спеціально обладнаному свердлильному верстаті закріплюють випробуваний зразок породи, притискають до нього й обертають стрижень зі швидкістю 400 об/хв при осьовому навантаженні 150 Н упро-

довж 10 хв. Потім стрижень перевертають і операцію повторюють. Після випробування стрижень знову зважують і визначають утрату маси. Показник абразивності визначають за формулою

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n q_i}{2a}, \quad (2.6)$$

де a – показник абразивності гірської породи, q_i – утрата в масі стрижня за кожен парний дослід, мг; n – кількість парних дослідів.

Показник абразивності змінюється від 5 мг для малоабразивних порід (вапняки, мармур, апатит, сіль, глинисті сланці тощо) до 90 і більше для корундовмісних. Авторами методу розроблена класифікація порід за ступенем абразивності з восьми класів.

У геологорозвідувальних організаціях більш поширене визначення абразивності за методом Центрального науково-дослідного геологорозвідувального інституту ЦНДГРІ (Н.І. Любимов та ін.). Метод заснований на визначенні ступеня зносу свинцевих кульок (дробу) абразивним порошком досліджуваної породи. Для аналізу використовується фракція 0,5 мм і менше роздробленої породи, одержувана при визначенні її динамічної міцності описаним вище методом товчіння. Це дає можливість в одному зразку визначити два параметри – динамічну міцність і абразивність.

Може бути використаний і буровий шлам. Шлам породи об'ємом 1 см^3 розміщується в пробірку разом з 8 свинцевими дробинками нульового номера (4,2–4,3 мм), попередньо зваженими. Пробірка протягом 20 хв струшується на приладі кривошипно-шатунного типу. Після досліду дробинки зважують і визначають *коефіцієнт абразивності*

$$K_{\text{абр}} = \frac{Q}{100}, \quad (2.7)$$

де Q – утрата маси дробу, мг.

Виділено шість груп абразивності порід за показником $K_{\text{абр}}$ від 0,5 до 3,0 (табл. 2.2).

Дослідження ЦНДГРІ показали, що абразивність порід у роздробленому стані тісно пов'язана з твердістю порід, визначеною методами різання (на приладі ОТ) або стирання. Зв'язок між абразивністю і динамічною міцністю порід не спостерігається.

2.4. Тріщинуватість гірських порід

Тріщинуватість гірських порід також є властивістю, що обов'язково враховується при виборі породоруйнівного інструменту і режиму буріння.

У ВІТРі розроблена класифікація порід за ступенем тріщинуватості (табл. 2.3). У таблиці *питома кускуватість* – це кількість кусків породи, на які розділяється тріщинами один метр керна. Показник тріщинуватості – це кількість тріщин на вибої свердловини (у торці керна), що перетинають різець коронки за один оберт бурового снаряда. У тріщинуватих породах при перетинанні різцем тріщин виникають удари, що призводять до поломки різців. Тому доводиться знижувати параметри режиму буріння.

Таблиця 2.2

Класифікація гірських порід за ступенем абразивності

Но- мер групи	Ступінь абразивно- сті	Найменування порід	Показник абразив- ності
1	Малоабра- зивні	Мармур, вапняки, ангідрит, алевроліт, доломіти, крейда, алевроліти вапняні, сланці піщано-глинисті, апатити	0,5 і ме- нше
2	Помірно- абразивні	Руда марганцева, туфобрекчії, доломіт, хлорито-кременисто-магнетитова порода, скарн переважно карбонатно-піроксенового складу, сланець серицито-хлорито-карбонатний польвошпатовий, вапняк частково окременілий, сланці хлорито-кварцові, скарни піроксен-карбонатні, сланці піщані, порфірити діабазові	0,5–1
3	Середньо- абразивні	Карбонато-хлорито-епідотові породи, скарн карбонатний окременілий, діабаз, туфопісковики, скарн епідото-хлорито-піроксеновий туф кварцових порфірів, туф кисло-го ефузиву, піроксенальбітова порода, адамеліт-порфір, діорит скарновий, алевроліти окременілі, габро, каратофіри, вапняки окременілі, пісковики аркозові, туф кварцових порфірів	1–1,5
4	Абразивні	Діорит епідотовий із сульфідами, скарн рудний, сієніти, туф ороговілий, гранодіорити, діабазовий порфірит, габро-діабаз, діорит кварцовий, альбітофір ороговілий, кварцові порфіри, роговики піроксенові, скарн гранатопіроксеновий, пісковик ороговілий, руда гематитова, кварцити залізисті, гравеліти, пісковики кварцові	1,5–2
5	Досить аб- разивні	Кварц жильний, граніти середньозернисті, граносієніт-порфір, пісковик кварцовий кременистий, кварцити, кварц-турмалінова порода, адамеліт, роговик силікатно-магнетитовий, скарн гранатовий, гнейси, сієніто-діорити	2–2,5
6	Дуже абра- зивні	Яшмоподібна порода, кварцити, граніти дрібнозернисті, сієніти окременілі, роговики мартитогематитові, джеспіліти, піроксеніти окварцьовані, корундовмісні породи	2,5–3 і більше

Таблиця 2.3

Класифікація гірських порід за ступенем тріщинуватості

Група	Ступінь тріщинуватості	Питома кускува- тість керна, шт/м	Показник тріщи- нуватості, 1/об	Вихід керна, %
1	Монолітні	1–5	До 0,50	100–70
2	Слаботріщинуваті	6–10	0,51–1,00	90–60
3	Тріщинуваті	11–30	1,01–2,00	80–50
4	Сильнотріщинуваті	31–50	2,01–3,00	70–40
5	Надто і виключно сильнотріщинуваті	51 і більше	3,01 і більше	60–30 і менше

ВІТР рекомендує також використовувати ще одну характеристику ступеня тріщинуватості порід – відношення середньої довжини куска керна до діаметра керна. Для 1–2 груп ця величина більше 2,5; для 3 – 0,6–2,5; для 4–5 – менше 0,6.

Якщо сильнотріщинуватою породою є корисна копалина, то для одержання якісних проб при бурінні доводиться застосовувати спеціальні колонкові снаряди.

Від тріщинуватості порід залежить і поглинання промивальної рідини. Тут важливою є величина розкриття тріщин. При розкритті тріщин до 3 мм виникають часткові поглинання, більше 3 – повні, більше 10 – катастрофічні.

2.5. Буримість гірських порід

Розглянуті властивості, у першу чергу, міцність, твердість і абразивність, впливають на буримість гірських порід.

Буримість — це величина поглиблення вибою свердловини за одиницю часу, протягом якого до породоруйнівного інструменту прикладені зовнішні навантаження. Буримість адекватна механічній швидкості буріння.

Буримість залежить від застосовуваного способу руйнування і властивостей розбурюваних порід; зносостійкості породоруйнівного інструменту; техніки і технології бурових робіт; їхньої організації; а також від кваліфікації обслуговуючого персоналу. Навіть при бурінні тих самих порід буримість змінюється в часі, що пов'язано з абразивним зносом породоруйнівного інструменту. Чим твердіші і міцніші породи, тим менша їх буримість. У свою чергу, ці властивості порід залежать від їхнього мінерального складу, пористості, структури, текстури тощо.

Залежно від застосовуваного способу буріння розроблені різні класифікації гірських порід за буримістю. Їхньою основою є незмінність фізико-механічних властивостей гірських порід і змінюваність шкали буримості (швидкості буріння) у міру вдосконалювання техніки і технології проходки свердловин. Відповідно до цього принципу гірські породи, що мають однакову буримість, поєднуються в одну групу (категорію). Кількість категорій залежить від способу проходки свердловини. Наприклад, при ударно-канатному способі буріння всі гірські породи розділені на сім категорій (табл. 2.4); при обертальному – на дванадцять; при розвідці розсипів – на шість тощо.

Найбільш відома і застосовувана на практиці класифікація для обертального буріння за Єдиними нормами виробітку 1984 р. (ЄНВ) наведена в табл. 2.5 із зазначенням середньої механічної швидкості буріння.

При користуванні цією класифікацією можливо необ'єктивне визначення категорій за буримістю (завищення або заниження її), тому що вона встановлюється геологами шляхом візуального обстеження керна з урахуванням фактичної швидкості буріння. Це не сприяє технічному прогресу в бурінні, тому що веде до заниження категорії добре працюючим буровим бригадам і завищення – погано працюючим.

Для об'єктивної оцінки розроблений метод контрольного визначення порід за буримістю для обертального буріння (ГСТ 41-89–74), в основу якого покладені об'єктивні відомості про фізико-механічні властивості розбурюваних порід.

Класифікація гірських порід за буримістю для
ударно-канатного буріння (крім розробки розсипних родовищ)

Категорія порід за буримістю	Типові для кожної категорії гірські породи
I	Торф, рослинний шар, пухкі піщано-глинисті ґрунти без гальки і щебеню, трепел
II	Торф і рослинний шар з коренями дерев, пухкі піщано-глинисті ґрунти з домішкою (до 20 %) дрібною галькою і гравію, стрічкові піскуваті глини, діатоміт, слабка крейда
III	Піщано-глинисті ґрунти з домішкою (понад 20 %) гравію і дрібною галькою. Пухкі мергелі, щільні глини і суглинки. Сухі піски, лід
IV	Піщано-глинисті ґрунти з великим (понад 30 %) вмістом гравію і гальки. Щільні в'язкі глини. Вуглисті сланці, мергель, гіпс, тверда крейда, боксити, фосфорит, опока, галіт
V	Вапняки, доломіти, мармур, аргіліти, вивітрілі граніти, сієніти, діорити, конгломерати осадових порід, мерзлі ґрунти, галечники, габро
VI	Великий галечник з невеликою кількістю дрібних валунів. Окварцьовані сланці, вапняки і пісковики. Грубозернисті граніти, сієніти, гнейси, габро, пегматити. Конгломерати осадових порід на кременистому цементі
VII	Галечник з великою кількістю великих валунів. Валуні кристалічних порід. Дрібнозернисті граніти, сієніти, діорити, габро. Сильно окварцьовані пегматити. Конгломерати

Категорія породи за буримістю встановлюється на приладі ПОАП-2М виміром коефіцієнтів динамічної міцності F_d і абразивності $K_{абр}$. Визначається **об'єднаний показник**

$$\rho_m = 3F_d^{0,8} K_{абр} \quad (2.8)$$

Значення ρ_m устанавлюють як середню величину за результатами двох випробувань зразків породи. Категорія порід за буримістю визначається порівнянням ρ_m , отриманого за формулою (2.8), зі стандартним, величина якого наведена в табл. 2.4.

При наявності колекції еталонних зразків, що відбираються з кожного різновиду порід, об'єднаний показник ρ_m визначають лише в порядку контролю й об'єктивного встановлення категорії породи при вирішенні спірних питань.

Нормування гірських порід проводиться за Єдиною класифікацією гірських порід за буримістю. Відповідно до неї всі гірські породи розділені на 20 категорій залежно від тривалості часу чистого буріння 1 м шпура (табл. 2.5). При визначенні категорії породи за буримістю фіксується найменша і найбільша тривалість буріння, після чого розраховується середнє значення, за яким і встановлюється категорія породи.

Класифікація гірських порід за буримістю
для обертального механічного буріння

Категорія порід за буримістю	Типові для кожної категорії гірські породи	Об'єднаний показник ρ_M	Швидкість буріння V_M , м/год	Твердість порід за штампом $\rho_{шт}$, МПа	Коефіцієнт міцності за Прото-дьяконовим
I	Торф, лес, слабка крейда і супіски без глини і щебеню	–	23–30	100	0,3–1
II	Рослинний шар, щільний пісок, глина середньої твердості, щільний суглинок, мергель, безнапірний пливун	–	11–15	100–250	1–2
III	Слабозцементовані пісковики, щільна глина, щільний мергель, піщано-глинисті ґрунти зі вмістом (понад 20 %) гальки, напірний пливун	2–3	5,7–10	250–500	2–4
IV	Глинисті сланці, слабкі пісковики, нещільні вапняки і доломіти	3–4,5	3,5–5	500–1000	4–6
V	Галечно-щебенисті ґрунти, аргіліти, хлоритові сланці, вапняки, мармур, мергелисті доломіти	4,5–6,8	2,5–3,5	1000–1500	6–7
VI	Глинисті кварцово-хлоритові сланці, польовошпатові пісковики, конгломерати осадових порід на вапняковому цементі, апатити	6,8–10	1,5–2,5	1500–2000	7–8
VII	Роговообманкові сланці, окварцовані вапняки, конгломерати з галькою (до 50 %) вивержених порід, грубозернистий діорит	10–15	1,9–2	2000–3000	8–10
VIII	Кварцові пісковики, окременілі сланці, гранатові скарни	15–21	1,3–1,9	3000–4000	11–14
IX	Сієніти, грубозернисті граніти, конгломерати вивержених порід, сильно окременілі вапняки	23–24	0,75–1,2	4000–5000	14–16
X	Граніти, гранодіорити, окременілі скарни, жильний кварц, валунно-галькові відклади вивержених порід	34–51	0,5–0,75	5000–6000	16–18
XI	Кварцити, джеспіліти, залізисті роговики	51–77	0,3–0,5	6000–7000	18–20
XII	Зливні кварцити, роговики, корундові породи	77–120	0,15–0,25	>7000	20–25 і більше

Таблиця 2.6

Класифікація гірських порід за буримістю відповідно до Єдиної класифікації

Категорія порід за буримістю відповідно до Єдиної класифікації	Коефіцієнт міцності за Протодьяковим	Середня тривалість буріння 1 м шпура, хв	Категорія порід за буримістю відповідно до Єдиної класифікації	Коефіцієнт міцності за Протодьяковим	Середня тривалість буріння 1 м шпура, хв
I	0,3–1	–	XI	6–8	3,75
II	0,3–1	–	XII	6–8	4,65
III	0,3–1	–	XIII	8–10	5,75
IV	1–2	–	XIV	8–10	6,95
V	1–2	–	XV	15	8,4
VI	4	1,14	XVI	16	10,0
VII	4–5	1,5	XVII	16	12,0
VIII	4–5	1,9	XVIII	18	14,3
IX	4–5	2,45	XIX	20	17,0
X	4–5	3,0	XX	20	21,0

Класифікації порід за буримістю необхідні як критерії при плануванні, фінансуванні і проектуванні бурових робіт, при нормуванні праці працівників геологорозвідувальних організацій.

2.6. Інші фізико-механічні властивості гірських порід

Крім описаних вище фізико-механічних властивостей порід, на процес буріння впливають й інші властивості.

Стійкість – здатність гірських порід не обрушуватися при оголенні їх в масиві буровими свердловинами або гірничими виробками. У нестійких породах потрібно закріплювати свердловину або виробки і, крім того, уживати заходів до збереження керна, що руйнується. Стійкість гірських порід залежить від характеру зв'язків між частинками, які їх складають, міцнісних показників порід, тріщинуватості, вивітрілості та у деяких випадках – від багатоводності. У зв'язку з цим класифікації стійкості носять дещо умовний характер. Так, при бурінні свердловин усі гірські породи розділяють на чотири групи.

I – породи надто нестійкі. До них належать пухкі незв'язні породи (піски, гравій, галечник), особливо насичені водою, і такі, що практично не мають зв'язку між частинками. Такі породи бурять з одночасним або навіть випереджачим кріпленням обсадними трубами чи з промиванням спеціальними промивальними рідинами.

II – породи зі змінюваною стійкістю. Це породи зі складним зв'язком, який зникає при насиченні водою або нагріванні, такі, що розмиваються або розчиняються промивальною рідиною (глини, суглинки, леси, солі, а також мерзлі пухкі породи). Буріння в таких породах призводить до звуження, опливання, розмивання стінок свердловини, утворення сальників, каверн, у результаті чого виникають затягування, прихвати й обриви бурового снаряда. Нестійкість таких порід з часом збільшується. Ці породи бурять спеціальними методами і способами.

III – породи слабостійкі. До цієї групи належать породи тріщинуваті або роздрібнені, крихкі, такі, що легко стираються і розмиваються промивальною рідиною (брекчії, конгломерати, слабкі пісковики, сланці, вугілля). При бурінні таких порід відбувається поглинання промивальної рідини, вивали окремих кусків породи, утворення жолобів тощо.

IV – породи стійкі. Сюди відносять магматичні, метаморфічні, міцні осадові породи, монолітні або слаботріщинуваті, які не зачеплені вивітрюванням. Умови буріння в таких породах найбільш сприятливі.

У гірництві частіше використовують дещо іншу класифікацію, яка передбачає розподіл гірських порід на п'ять груп.

I – дуже нестійкі – не допускають навіть незначного оголення і потребують негайного чи випереджаючого зведення кріплення.

II – нестійкі – допускають на короткий час невелике оголення і потребують міцного кріплення.

III – середньої стійкості – допускають на нетривалий час оголення на значній площі й потребують підтримки після оголення.

IV – стійкі – допускають оголення значних площ на порівняно тривалий час і потребують лише часткової підтримки.

V – дуже стійкі – допускають оголення великих площ на тривалий час і не потребують підтримки.

Пористість – характеризується наявністю в породі пустот і ускладнює процес буріння. Пори можуть утворитися за рахунок розтріскування породи.

Водно-колоїдні властивості порід (вологість, вологоємність, водопроникність, набрякання, розмокання, розчинність, пливучість) визначають стійкість стінок свердловини і характер взаємодії порід із промивальною рідиною. Зокрема, **водопроникність** – властивість породи пропускати крізь себе воду. При бурінні свердловин водопроникність характеризують коефіцієнтом фільтрації K_f , який визначається за формулою

$$K_f = \frac{Q\Delta L}{S\Delta p} \mu_v, \quad (2.9)$$

де $Q/S=V_f$ – швидкість фільтрації (швидкість руху води з витратою Q через переріз S), м/с; Δp – перепад тиску на шляху фільтрації води ΔL , Па; μ_v – в'язкість води, Па·с.

Залежно від величини K_f гірські породи поділяють на: водотривкі ($K_f < 0,1$ м/добу), слабопроникні ($K_f = 0,1-10$ м/добу), середньопроникні ($K_f = 10-500$ м/добу), легкопроникні ($K_f > 500$ м/добу). Водопроникність – одна з основних характеристик, від якої залежить ступінь поглинання промивальної рідини при бурінні. При спорудженні водозабірної свердловини від коефіцієнта фільтрації порід водоносного горизонту залежить вибір методу його розкриття і конструкції водоприймальної частини.

У пухких породах вода фільтрується в гірничу виробку, у більш щільних – попадає в неї крізь відкриті, з'єднані між собою пори і тріщини. Кількість води, що надходить у виробку, також характеризує породи. За цією ознакою породи поділяють на такі групи:

1. Сильноводоводні – дебіт свердловин > 10 л/с.
2. Водоводні – від 1 до 10 л/с.
3. Слабоводоводні – від 0,1 до 1 л/с.
4. Водоносні – від 0,01 до 0,1 л/с.
5. Водотривкі – практично сухі.
6. Водонепроникні – безводні.

Щільність – відношення абсолютно сухої маси породи до загального об'єму твердої частини породи.

Від величини щільності залежать умови транспортування зруйнованої породи на поверхню.

Вибуховість – здатність порід руйнуватися під дією зовнішніх зусиль при вибуху зарядів вибухових речовин (ВР). Вона характеризується питомою витратою ВР, тобто кількістю ВР, яка необхідна для відбою 1 м^3 породи від масиву, або кількістю метрів шпурів, в яких може бути розташована необхідна для відбою і подрібнення 1 м^3 породи кількість ВР.

Розпушуваність – властивість гірських порід у розпушеному стані займати більший об'єм ніж у масиві. Ця властивість характеризується **коефіцієнтом розпушуваності**, який показує, у скільки разів об'єм підірваної породи більший ніж початковий її об'єм у масиві. Розпушуваність породи залежить від її міцності, в'язкості, тріщинуватості та інших факторів. Практикою гірничорудних і геологорозвідувальних підприємств установлено, що, чим більша міцність гірських порід, тим вищий коефіцієнт розпушуваності R_0 (табл. 2.7).

Таблиця 2.7

Значення коефіцієнта розпушуваності

Категорія порід за буримістю відповідно до Єдиної класифікації	Коефіцієнт розпушуваності R_0	Категорія порід за буримістю відповідно до Єдиної класифікації	Коефіцієнт розпушуваності R_0
I	1,20	XI	1,55
II	1,30	XII	1,55
III	1,35	XIII	1,60
IV	1,40	XIV	1,60
V	1,45	XV	1,60
VI	1,45	XVI	1,70
VII	1,45	XVII	1,80
VIII	1,50	XVIII	1,90
IX	1,50	XIX	1,90
X	1,50	XX	2,00

Враховуючи те, що в сипучих, малозв'язних і м'яких породах геологорозвідувальні виробки в багатьох випадках проходять із застосуванням ручної виїмки, у діючих ЄНВ на гірничопрохідницьких роботах наводиться класифікація гірських порід за способами виїмки (табл. 2.8).

Класифікація гірських порід за способами виїмки

Категорія порід за ЄНВ	Спосіб виїмки
I	Підбиральними і штиковими лопатами
II	Штиковими лопатами з частковим попереднім розпушуванням
III	Штиковими лопатами із суцільним розпушуванням кирками і частково ломами
IV	Штиковими лопатами із суцільним розпушуванням кирками, ломами і частково клинами і молотками
V	Те саме або підривний відбій

Закінчуючи огляд фізико-механічних властивостей гірських порід, необхідно зупинитися на їхній **анізотропії**. Анізотропними називаються породи, властивості яких у різних напрямках різні.

Механічні властивості багатьох порід пов'язані з їхньою **текстурою**. Для осадових порід характерна нашарована текстура, для метаморфічних – сланцювата, причому властивості породи в напрямку, паралельному площинам нашарування або сланцюватості і кліважу, відмінні від тих же властивостей у перпендикулярному напрямку. В анізотропних порід мінімальна твердість, а отже, і максимальна буримість спостерігаються у напрямку, перпендикулярному нашаруванню. Відношення більшої твердості до меншої називається **ступенем анізотропності**. Магматичні породи також можуть бути анізотропними, якщо мають текстуру, що характеризується орієнтованим розташуванням кристалів породотвірних мінералів.

Анізотропні породи при перетинанні їх свердловиною під кутом до площини нашарування або сланцюватості на вибої руйнуються нерівномірно, що приводить до викривлення осі свердловини.

2.7. Види руйнування гірських порід при бурінні

Руйнування гірських порід при бурінні можливе двома методами: механічним впливом на породу за допомогою породоруйнівного інструменту і фізичними способами. На цей час буріння свердловин здійснюється в основному породоруйнівними інструментами. Фізичні способи знаходяться в стадії вивчення й експериментування або застосовуються в обмежених об'ємах.

На вибої при впливі породоруйнівними інструментами характер руйнування породи може бути об'ємний, поверхневий і втомний.

При **об'ємному руйнуванні** в точках контакту інструменту з породою виникають напруги, що перевищують твердість породи на вдавлювання, тобто має місце співвідношення

$$\frac{P}{F} > p_{шт} \quad (2.9)$$

де P – осьове навантаження на породоруйнівний інструмент, Н; F – загальна площа контакту інструменту з породою, м²; $p_{шт}$ – твердість породи за вдавлюванням штампа, Па.

Поверхнєве руйнування відбувається, коли

$$\frac{P}{F} < P_{шт}. \quad (2.10)$$

При поверхневому руйнуванні різці інструменту не вдавлюються в породу. Цей вид руйнування неефективний, тому що руйнування породи відбувається тільки шляхом стирання інструменту об породу за рахунок сил тертя. Поверхнєве руйнування пов'язане або з недостатнім осьовим навантаженням, або зі збільшенням площі контакту за рахунок зносу (затуплення) ріжучих елементів інструменту.

Руйнування від утомленості породи займає проміжне місце між об'ємним й поверхневим і виникає в породі при умовах, аналогічних поверхневому руйнуванню. За рахунок багаторазового силового впливу інструменту в породі розвивається система тріщин, тому твердість її знижується і періодично на вибої виникають умови для об'ємного руйнування.

Процес буріння необхідно здійснювати при об'ємному руйнуванні породи і витягати інструмент для заміни на початку стадії руйнування від утомленості.

Ефективність руйнування порід того самого петрографічного складу знижується з глибиною свердловин. Це відбувається за рахунок ущільнення порід від тиску пластів, що залягають вище. Крім того, у свердловинах, заповнених водою або промивальними рідинами, на породу діє гідростатичний тиск, що негативно впливає на швидкість буріння.

Висновок

У цьому розділі розглянуті основні фізико-механічні властивості гірських порід, класифікації порід за цими властивостями та методики їх визначення; наведені види руйнування гірських порід при бурінні.

Контрольні питання

1. *Перелічіть основні фізичні властивості гірських порід.*
2. *Перелічіть основні механічні властивості гірських порід.*
3. *Для чого необхідне вивчення фізико-механічних властивостей гірських порід?*
4. *Міцність гірських порід. Класифікація гірських порід за коефіцієнтом міцності.*
5. *Твердість гірських порід. Яким чином вона визначається? Пружність, пластичність і крихкість гірських порід.*
6. *Абразивність гірських порід. Класифікація порід за ступенем абразивності.*
7. *Методи визначення абразивності. Вплив абразивності на процес буріння.*
8. *Тріщинуватість гірських порід. Класифікація порід за ступенем тріщинуватості.*
9. *Як визначається кускуватість породи?*
10. *Буримість гірських порід. Класифікації гірських порід за буримістю.*
11. *Методи визначення буримості гірських порід.*
12. *Стійкість гірських порід. Класифікації гірських порід за стійкістю для буріння і проведення гірничих виробок.*
13. *Що визначають водно-колоїдні властивості порід? Коефіцієнт фільтрації.*
14. *Вибуховість і розпушуваність гірських порід. Коефіцієнт розпушуваності.*
15. *Класифікація гірських порід за способами виїмки.*
16. *Анізотропія властивостей гірських порід. Ступінь анізотропії. Вплив анізотропії на процес буріння.*
17. *Види руйнування гірських порід при бурінні.*

3. БУРІННЯ НЕГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати способи, обладнання, інструмент і технологію буріння неглибоких свердловин та вміти їх вибрати для конкретних геолого-технічних умов.

Буріння свердловин глибиною до 50 м широко застосовується при проведенні геологорозшукових, інженерно-геологічних, геофізичних і гідрогеологічних досліджень, а також при розвідці розсипних родовищ корисних копалин та спорудженні свердловин на воду.

У даний час ручним способом бурять незначну кількість свердловин, а в основному застосовують бурові установки, які залежно від способу руйнування породи на вибої підрозділяються на установки ударного, обертального шнекового, вібраційного, комбінованого буріння та установки пенетраційного зондування. Буріння цими способами здійснюється без промивання. Установки для буріння неглибоких свердловин, як правило, самохідні або пересувні, що забезпечує їх високу транспортабельність.

3.1. Ручне буріння

Ручне буріння застосовується у важкодоступних районах при невеликих глибинах свердловин і незначному обсязі бурових робіт, коли механічне буріння недоцільне. Глибина свердловин досягає 20–25 м, діаметри змінюються від 26 до 150–200 мм. При глибинах свердловин 5–8 м ручне буріння зазвичай проводиться без застосування триніг, ручних лебідок або воротків та інших спускопідіймальних приладь. Ручне буріння у м'яких породах здійснюється в основному повільнообертальним способом без промивання. Тверді і пливучі породи буряться ударним способом.

3.1.1. Інструмент для ручного буріння

При повільнообертальному бурінні як породоруйнівний інструмент використовують ложковий і спіральний бури (рис. 3.1).

Ложковий бур (рис. 3.1, а) складається з трубчастого корпусу 1, що має подовжній проріз 2 по всій довжині, шийки 3 з прорізами під інструментальний ключ і нарізного конуса 4. На нижній частині корпусу є різальна частина у вигляді загостреного пера 5 або короткої спіралі. Діаметри ложкових бурів 47, 79, 108, 145, 190 і 250 мм, довжина 0,5–1 м. Ложкові бури використовують при бурінні м'яких і сипучих порід.

Спіральний бур (рис. 3.1, б) являє собою корпус у вигляді спіральної стрічки із шийкою і нарізним конусом на верхньому кінці. Їх випускають діаметрами 47, 74, 108, 147 і 190 мм і довжиною 0,5–0,8 м. Спіральні бури застосовують для буріння м'яких в'язких порід. Обертання породоруйнівному інструменту з поверхні передається через бурильні труби діаметрами 33,5; 42 і 50 мм. При ручному бурінні обертання здійснюється зусиллями робітників і передається буровому снаряду через шарнірний хомут (рис. 3.2, а). При згвинчуванні і розгвинчуванні частин бурового снаряду користуються двома інструментальни-

ми ключами (рис. 3.2, б) або одним і підкладною вилкою (рис. 3.2, в). Шарнірний хомут у вихідному положенні розташовується від поверхні землі на висоті 1,5 м.

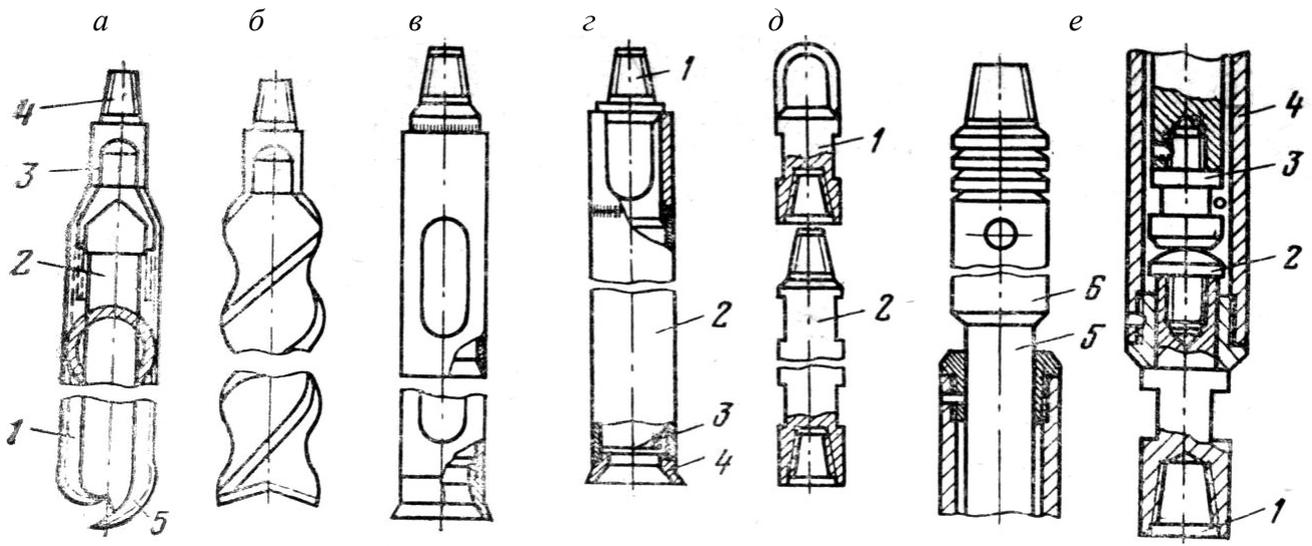


Рис. 3.1. Інструмент для ручного буріння:
 а – ложковий бур; б – спіральний бур; в – буровий стакан; г – желонка;
 д – ударна штанга з перехідником-вушком; е – ударник

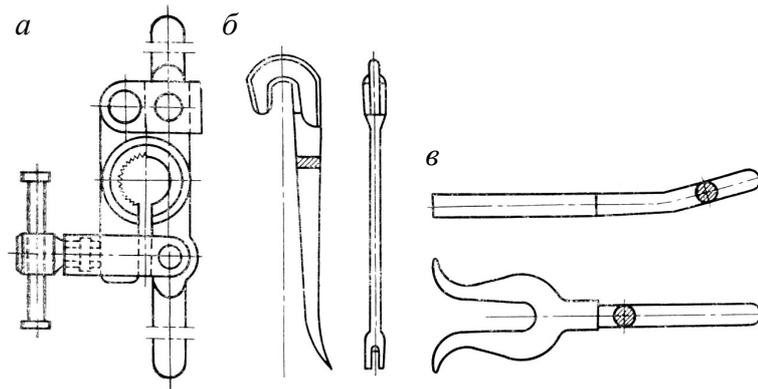


Рис. 3.2. Допоміжний інструмент:
 а – шарнірний хомут; б – інструментальний ключ; в – підкладна вилка

Бурові стакани (рис. 3.1, в) використовують при бурінні м'яких в'язких порід. Від желонки вони відрізняються в основному відсутністю клапана і наявністю в корпусі подовжніх вікон, що дозволяють легко очищати стакан від піднятої породи. Стакани виготовляють з обсадних труб діаметрами 73; 89; 108; 127; 146; 168 і 219 мм. Останнім часом широко застосовуються різні стакани-грунтоноси.

Желонки (рис. 3.1, г) застосовують для очищення вибою свердловини від шламу після роботи долота, а також для буріння пухких, сипучих і пливучих порід. Желонка складається з корпусу (труби) 2, до якого приєднують знизу башмак 4 з клапаном 3, а зверху – вилку з нарізним конусом 1 для з'єднання з перехідником-вушком.

При ручному бурінні застосовуються желонки:

а) з кульовим клапаном (желонки виготовлені з обсадних труб діаметрами 73; 89 і 114 мм);

б) з плоским одностулковим клапаном (желонки виготовлені з обсадних труб діаметрами 114; 168; 219 і 273 мм);

в) з півсферичним клапаном і розпушувальним язичком (желонки виготовлені з обсадних труб діаметрами 127; 168; 219 і 273 мм).

Для роботи желонки необхідно, щоб у свердловині висота води була не менше ніж довжина желонки. У процесі чищення свердловини желонка ударяє по вибою 10–15 разів. При бурінні водонасичених, сипучих і пухких порід частота ударів складає $0,3\text{--}0,5\text{ с}^{-1}$ при висоті підйому желонки на 0,25–0,6 м. Желонка заповнюється водою зі шламом за законом сполучених посудин, тому що при ударі клапан буде відкритий. При підйомі желонки клапан закривається і запобігає виливанню з неї вмісту. Желонка спорожняється через клапан шляхом постановки її на стрижень, установлюваний у лотку, або через верхній отвір шляхом перекидання її клапаном догори. Желонки з півсферичним клапаном спорожняються шляхом постановки її на дно лотка.

При бурінні обводнених пісків і пливунів, а також при розвідці розсипних родовищ застосовуються поршневі желонки.

Перехідник-вушко 1 (рис. 3.1, д) призначений для з'єднання бурового снаряда з канатом за допомогою коушів і канатних затискачів.

Ударник (рис. 3.1, е) призначений для забивання стакана (грунтоноса) у породу без відриву його від вибою. Він складається з корпусу (патрубка) 4, до нижнього кінця якого приєднаний перехідник 1 з ковадлом 2. До верхнього кінця корпусу кріпиться втулка, через неї проходить напрямний шток 5 з бойком 3. До верхнього кінця штока приєднується обважнювач 6.

Грунтонос (стакан) з ударником і ударною штангою через обважнювач 6 і шток 5 бойком 3 наносить удари по ковадлу 2. У результаті цих ударів грунтонос (стакан), не відриваючись від вибою, занурюється в породу.

Розглянутий вище інструмент ручного буріння також застосовується при використанні мотобурів М-1, Д-10М і бурових установок УРБ-2М, УГБ-1ВР та ін.

Буровий снаряд, що складається з породоруйнівного інструменту (долота), ударної штанги і бурильних труб, застосовується при ударному бурінні твердих і валунно-галькових порід.

Долото для ударного буріння (рис. 3.3) складається з лопати 1, шийки 2 із площинами під інструментальний ключ, конічних виточень (ловильних кілець) 3 і нарізного конуса 4. Нижній загострений кінець лопаті, що піддається загартуванню, називається лезом. Залежно від твердості порід загострення леза доліт змінюється від 70 до 130° (чим твердіша порода, тим більшим повинен бути цей кут).

Плоскі долота (рис. 3.3, а) слугують для буріння в м'яких породах.

Двотаврові долота (рис. 3.3, б) застосовують для буріння у в'язких породах середньої твердості. З метою зменшення тертя бічних ребер об стінки свердловини вони розташовані під кутом 7° до вертикалі. Бічні ребра з лопатю утворюють двотавровий переріз.

Долота, що округлюють (рис. 3.3, в), використовують для буріння у твердих, а також у тріщинуватих породах і валунно-галькових відкладах. Особливість цих доліт – широкі і товсті бічні ребра, що забезпечують округлення стінок свердловини.

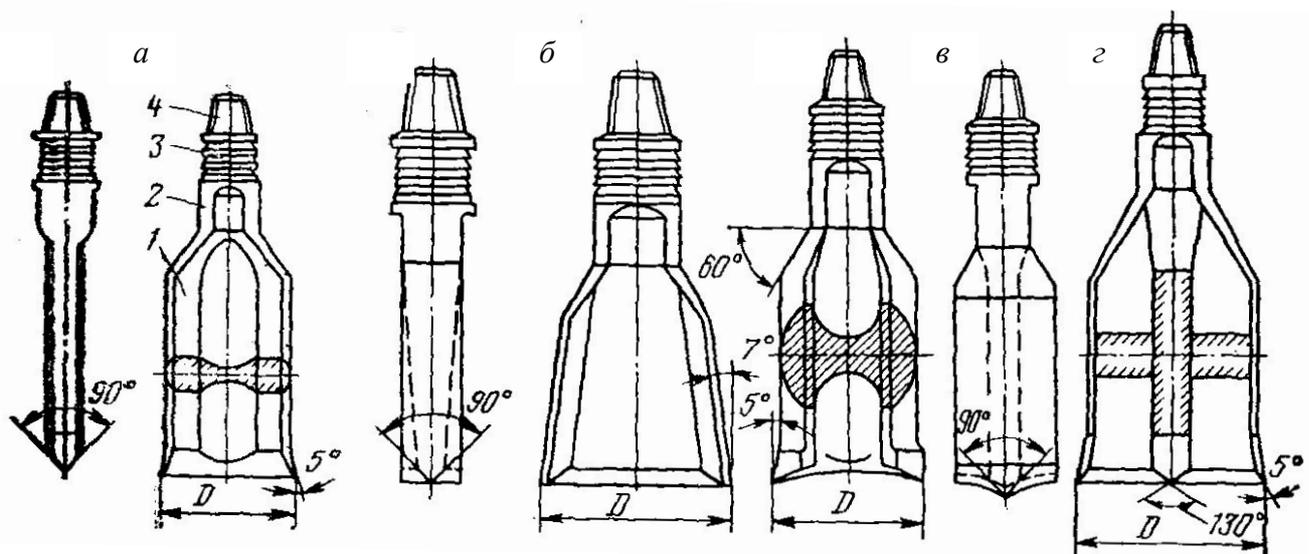


Рис. 3.3. Долота для ударного буріння

Хрестовими долотами (рис. 3.3, г) бурять у тріщинуватих породах. Хрестоподібна лопать такого долота перешкоджає заклинюванню його в тріщинах.

У плоских, хрестових і у долотах, що округляють, для усунення тертя бічних граней лопаті об стінки свердловини леза мають довжину на 20 мм більшу за ширину лопаті, що також забезпечує можливість кількарязового заправлення долота.

Ударна штанга 2 (рис. 3.1, д) слугує для збільшення маси бурового снаряда. Вона являє собою сталевий стрижень, що має на нижньому кінці внутрішній, а на верхньому – зовнішній нарізний конус і ловильні кільця. З обох кінців ударна штанга має площини (квадрати) під інструментальний ключ.

3.1.2. Технологія ручного буріння

При бурінні ложковим буром заглиблення за рейс складає до 0,8 довжини бура. Щоб уникнути прихвату спірального бура як штопора при вгвинчуванні в породу, снаряд необхідно піднімати після кожних двох-трьох обертів на 10–15 см для відриву породи від масиву.

Буровому наконечникові обертання передається з поверхні землі за допомогою робочих штанг з одночасним натисненням на буровий інструмент (рис. 3.4).

Після заповнення бура породою він витягається зі свердловини, звільняється від породи і знову опускається в свердловину для продовження її заглиблення. При підйомі колона штанг розгвинчується на окремі ланки.

Спуски в свердловину і підйоми бурового інструменту зі свердловини здійснюються такими способами:

- а) вручну без копра і лебідки (при глибинах до 10 м);
- б) вручну із застосуванням копра і лебідки (рис. 3.4, а);
- в) механічною лебідкою із застосуванням копра (рис. 3.4, б).

При бурінні свердловин валуни і міцні прошарки порід проходяться буровим снарядом, складеним з долота та ударної штанги. Снаряд піднімається і скидається на вибій за допомогою балансира або лебідки.

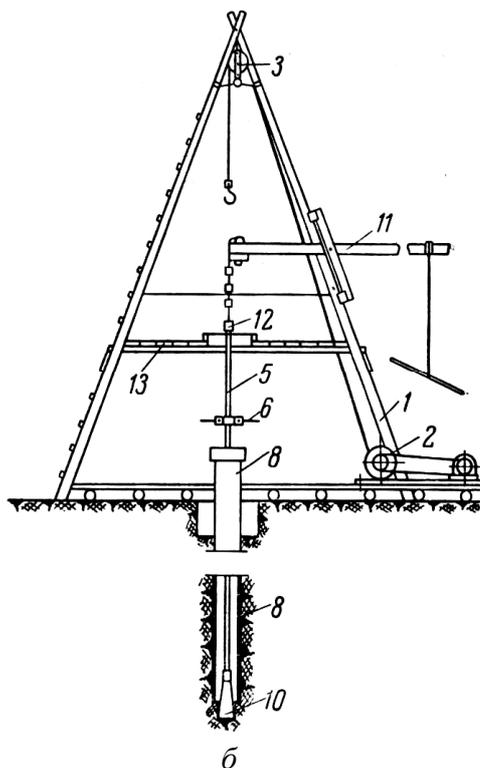
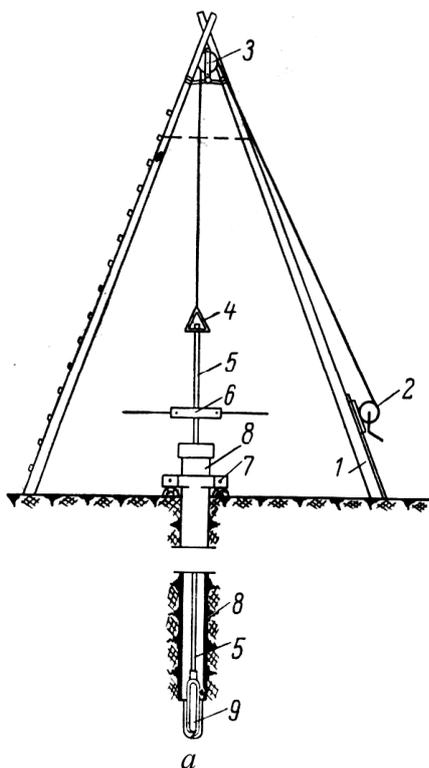


Рис. 3.4. Схема установки для ручного буріння:
а – обертового;
б – ударного:
 1 – копер триногий;
 2 – лебідка;
 3 – підвісний блок;
 4 – фарштуль;
 5 – штанги (бурильні труби);
 6 – хомут поворотний;
 7 – хомут трубний;
 8 – обсадні труби;
 9 – ложковий бур;
 10 – долото;
 11 – балансір;
 12 – пробка вертлюжна;
 13 – поміст

У процесі буріння долотом після кожного удару по вибою снаряд повертають на 20–40°. Повороти снаряда здійснюються для рівномірного розбурювання вибою та округлення свердловини.

Витягання на поверхню породи, зруйнованої долотом, здійснюється в такий спосіб: після поглиблення свердловини на 30–50 см буровий снаряд піднімають зі свердловини й опускають желонку (рис. 3.1, *з*), за допомогою якої розбурена порода витягається на поверхню.

Проходка міцних і стійких порід зазвичай здійснюється без кріплення свердловини. Якщо ж необхідне кріплення, то його застосовують після проходки свердловини до визначеної глибини. У нестійких породах, схильних до обвалів, стінки свердловини в міру поглиблення закріплюються обсадними трубами. У цьому випадку обсадні труби опускаються відразу за буровим наконечником. У процесі проходки пливунів колону обсадних труб просувають з обертанням і забиванням, випереджаючи вибій свердловини.

При ручному бурінні одною колоною труб удається закріпити інтервал свердловини від 15 до 30 м, після чого опускається наступна колона з меншим діаметром. Під час буріння у валунно-галькових відкладах іноді вдається одною колоною закріпити свердловину всього на 8–10 м.

Для ручного буріння породи поділяються на п'ять категорій. Величина проходки в годину чистого буріння встановлюється: відповідно до I категорії 9,00 м; II – 7,75 м; III – 3,00 м; IV – 1,00 м; V – 0,30 м.

3.2. Ударно-механічне буріння

За характером площі зруйнованого вибою ударне буріння підрозділяється на буріння суцільним і кільцевим вибоями.

При бурінні суцільним вибоєм (рис. 3.5, *а* і *б*) як породоруйнівні інструменти використовуються долота різних типів (плоскі, двотаврові, хрестові) і

желонки. Цей різновид ударного буріння застосовується у випадках, коли не вимагається отримання детальних відомостей про геологічний розріз.

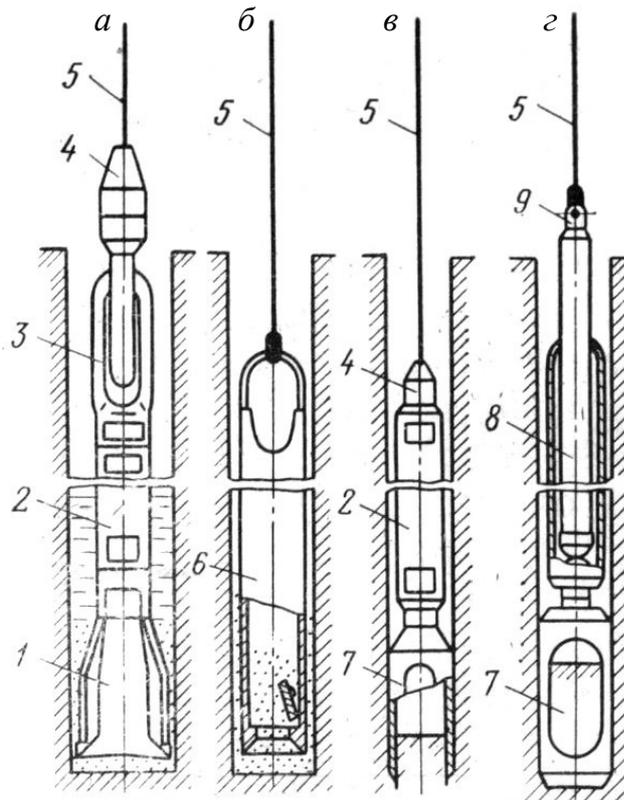


Рис.3.5. Схеми різновидів ударно-канатного буріння:

- a* – суцільним вибоєм з використанням долота; *б* – желонкою;
в – кільцевим вибоєм "ключочим" способом; *г* – забивним способом:
 1 – долото; 2 – ударна штанга; 3 – розсувна штанга; 4 – канатний замок;
 5 – канат; 6 – желонка; 7 – забивний стакан; 8 – ударний патрон; 9 – сережка

Поглиблення свердловини при бурінні кільцевим вибоєм здійснюється ґрунтоносами і забивними стаканами (рис. 3.5, *в, г*).

За способом передачі енергії породоруйнівному інструменту ударне буріння кільцевим вибоєм підрозділяється на "ключоче" і забивне. При "**ключочому**" бурінні (рис. 3.5, *в*) інструмент, що обважнюється ударною штангою до 150–200 кг, скидається з висоти 3–5 м на вибій свердловини і після кожного удару витягається на поверхню для очищення породи. Занурення інструменту за удар зазвичай не перевищує 10–20 см. При **забивному бурінні** (рис. 3.5, *г*) інструмент занурюється в породу серією ударів, що наносяться по ньому вибійним ударним патроном. Занурення інструменту за рейс залежить від кількості таких ударів і коливається від 0,2 до 1 м і більше.

Ударне буріння кільцевим вибоєм використовується для буріння геолого-розвідувальних та інженерно-геологічних свердловин глибиною від 3 до 100 м діаметром від 73 до 325 мм в пісках, супісках, суглинках, глинах, насипних і великоуламкових породах будь-якого ступеня водонасичення, у мерзлих, а в окремих випадках і в напівскельних породах (вапняки, сланці, пісковики тощо).

Для буріння ударним способом свердловин глибиною до 25–30 м застосовуються портативні причіпні установки Д-5-25 (конструкції С.Д. Джолоса) і БУКС-ЛГТ (буровий ударно-канатний верстат Лендипротранса).

При розвідці родовищ будівельних матеріалів і розсіпів золота використовується самохідна установка УБР-2М, розрахована на буріння свердловин глибиною до 30 м в породах I–V категорії за буримістю ударним способом з одночасним примусовим кріпленням обсадними трубами, діаметр яких 127, 168 або 219 мм.

3.3. Пенетраційне зондування

Для вивчення фізико-механічних властивостей порід при інженерно-геологічних дослідженнях використовується *пенетраційне зондування*, суть якого полягає у вдавлюванні зонда під дією докладеного до нього статичного зусилля або динамічного (ударного) навантаження.

Для пенетрації методом ударного зондування до глибини 20 м застосовується установка УБП-15М (рис. 3.6), що має *пенетраційний молот*, яким у породу забиваються штанги з пенетраційним конусом на нижньому кінці. Відповідно до кількості ударів, необхідних для заглиблення конуса на глибину 10 см, визначається щільність породи.

Пенетраційні конуси використовують двох видів: такий, що витягають з нарізним кріпленням, і такий, що не витягають (знімний) з кріпленням на штанзі за допомогою шплінтів. Забивання конуса здійснюється молотом, який піднімають і скидають лебідкою. Після забивання першої штанги до неї під'єднується друга і т.д. При витяганні штанг шплінт, який утримує знімний конус, зрізається. Конус залишається у ґрунті, не заважаючи підйому штанг. При зондуванні пухких, сипучих ґрунтів застосовують конус, який витягають.

Установка УБП-15М використовується також для ударно-канатного буріння свердловин глибиною до 15 м.

3.4. Обертальне шнекове буріння

Шнековим називається обертальне буріння, при якому зруйнована у вибої порода видаляється на поверхню гвинтовим транспортером – колоною шнеків.

Основна частина снаряда при шнековому бурінні – колона шнеків, що є порожнистим або масивним валом, на поверхню якого по гвинтовій лінії наварена сталева стрічка (*реборда*). На нижньому кінці шнекової колони закріплюється породоруйнівний інструмент.

Під дією осьового навантаження породоруйнівний інструмент, обертаючись, відділяє від вибою частинки породи, які потрапляють на гвинтову поверхню реборди і відцентровими силами наближаються до стінок свердловини, тертя об які не дозволяє частинкам породи обертатися зі шнеком, унаслідок чого вони ковзають по гвинтовій поверхні колони шнеків і переміщуються до устя свердловини.

Таким чином, відокремлювана від вибою у процесі буріння порода безперервно транспортується на поверхню.

Під час руху породи від вибою до устя свердловини деяка її частина втирається ребордою шнекової колони в стінки свердловини, обштукатурюючи і закріплюючи їх.

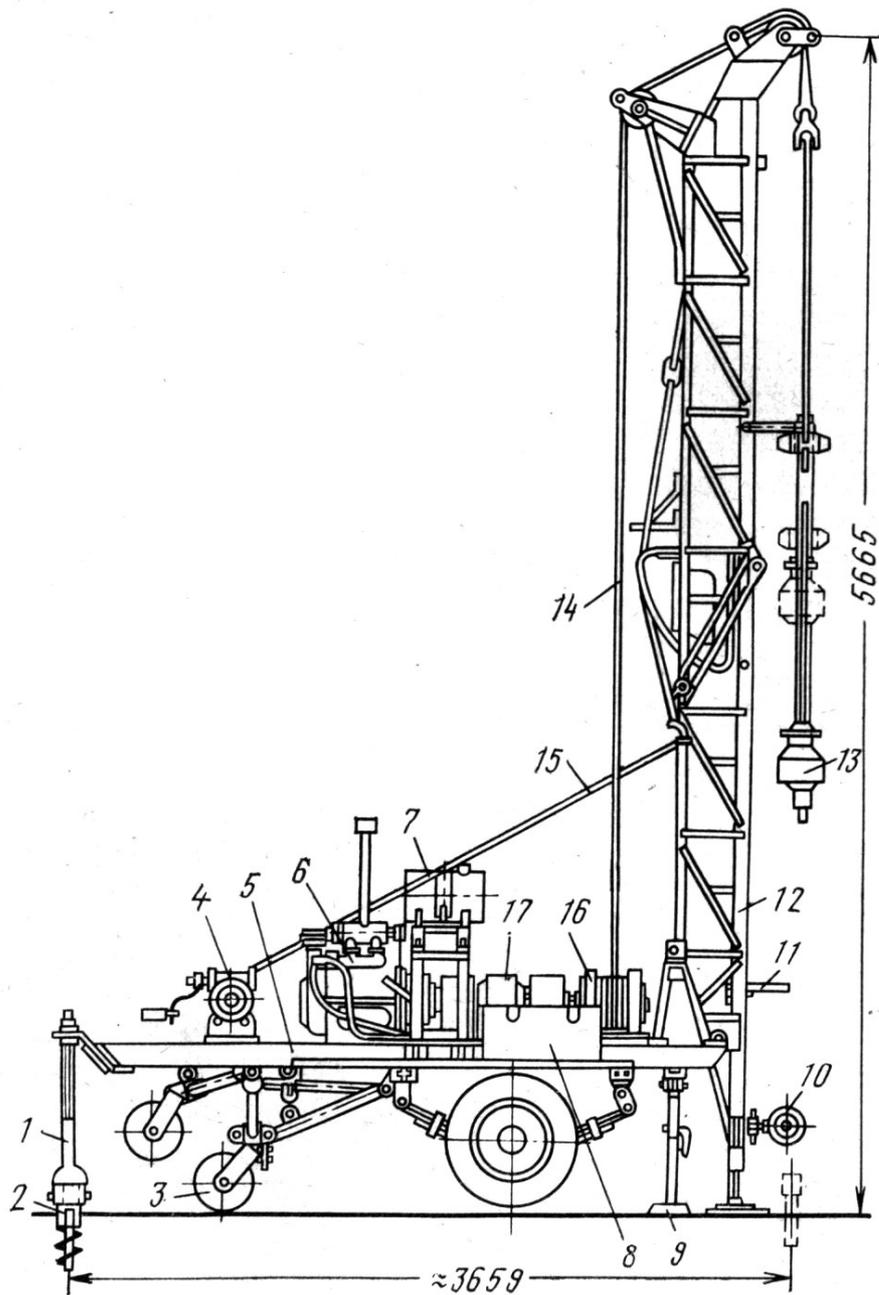


Рис. 3.6. Бурова пенетраційна установка:

- 1 – анкер; 2 – шнековий стопор; 3 – каток; 4 – ручна лебідка; 5 – рама; 6 – двигун;
 7 – бензобак; 8 – ящик для інструменту; 9 – задня опора; 10 – напрямний ролик;
 11 – центратор; 12 – щогла; 13 – пенетраційний молот; 14 – канат;
 15 – допоміжний канат; 16 – лебідка; 17 – редуктор

Швидке заглиблення породоруйнівного інструменту в м'яку породу з відносно низькою температурою забезпечує його охолодження. Незначна швидкість просування породоруйнівного інструменту в твердих породах призводить до сильного нагрівання і передчасного виходу його з ладу. Тому шнекове буріння ефективно в пухких, м'яких і породах середньої твердості (супіски, суглинки, вугілля тощо), а також для буріння слаботріщинуватих відкладів, дрібної гальки і щебеню. Галька при цьому не руйнується, а виноситься на поверхню цілою. Завдяки цьому досягається висока швидкість поглиблення свердловини.

Шнековим способом бурять свердловини діаметром від 67 до 490 мм на глибину 50–80 м.

Недоліки шнекового буріння: велике споживання потужності на обертання шнекової колони, відносно невелика глибина буріння, неможливість буріння в твердих породах, складність буріння нижче рівня підземних вод, а також в'язких і липких глинистих порід.

Буровий снаряд для шнекового буріння складається з комплекту шнеків і породоруйнівного інструменту.

Руйнування гірських порід здійснюється долотами, конструкція яких залежить від умов їх застосування. Найбільше розповсюдження мають дво- і трилопатеві долота.

Дволопатеве долото слугує для буріння м'яких порід (піски, супіски, глини, суглинки). На рис. 3.7, а зображене долото 1ДРШ-151МС (різальне, шнекове діаметром 151 мм), призначене для буріння м'яких порід з прошарками порід середньої твердості. До корпусу 1 долота під кутом 15° відносно осі приварені дві лопаті 2 і 3. Лопать 3 виконано у вигляді калібрувального сектора. Лопать 2 і калібрувальний сектор зміщені один відносно одного на висоту 5 мм. Різальні частини долота армовані зубцями 4 з твердого сплаву ВК-8В.

Трилопатеве долото застосовують для буріння порід середньої твердості. Литий сталевий корпус 1 долота (рис. 3.7, б) має три східчасті лопаті 2, розташовані під кутом 120° . Робочі поверхні лопатей армовані зубцями 4 твердого сплаву ВК-8В. Одна з лопатей переходить у спіраль шнека.

Для з'єднання зі шнековою колоною у верхній частині корпусу доліт є замок.

Шнек (рис. 3.7, в) є трубою, до зовнішньої поверхні якої приварена спіральна лопать з листової сталі товщиною 5–7 мм.

Для збільшення маси і міцності колони, особливо при бурінні порід, що містять тверді включення, над долотом слід встановлювати 1–3 шнеки, що обважують, діаметром від 65 до 475 мм з ребордою завтовшки 8–10 мм. Крок гвинтової лінії реборди приймається 0,6–0,9 діаметра шнека, довжина якого 1,5–3 м.

Розрізняють два способи з'єднання шнеків один з одним і з долотом – безнарізними замками і за допомогою різьби.

Безнарізний замок (рис. 3.7, б) являє собою шестигранний хвостовик і муфту, з'єднані пальцем. На хвостовик надівають муфту замка, потім в отвір вставляють палець 9, який замикається фіксатором 5 під дією пружини 6, утримуваний пробкою 7. Для роз'єднання шнеків палець повертають, фіксатор виходить з прорізу пальця і звільняє його. Потім вибивають палець і роз'єднують деталі замка.

При необхідності отримання зразків буримих порід з непорушеною структурою застосовують **колонковий шнек** (рис. 3.7, г), який складається з порожнистого шнека 13, рознімної гільзи 14 і коронки 12. Колонковий шнек встановлюють у нижній частині колони. Після наповнення гільзи породою снаряд піднімають на поверхню.

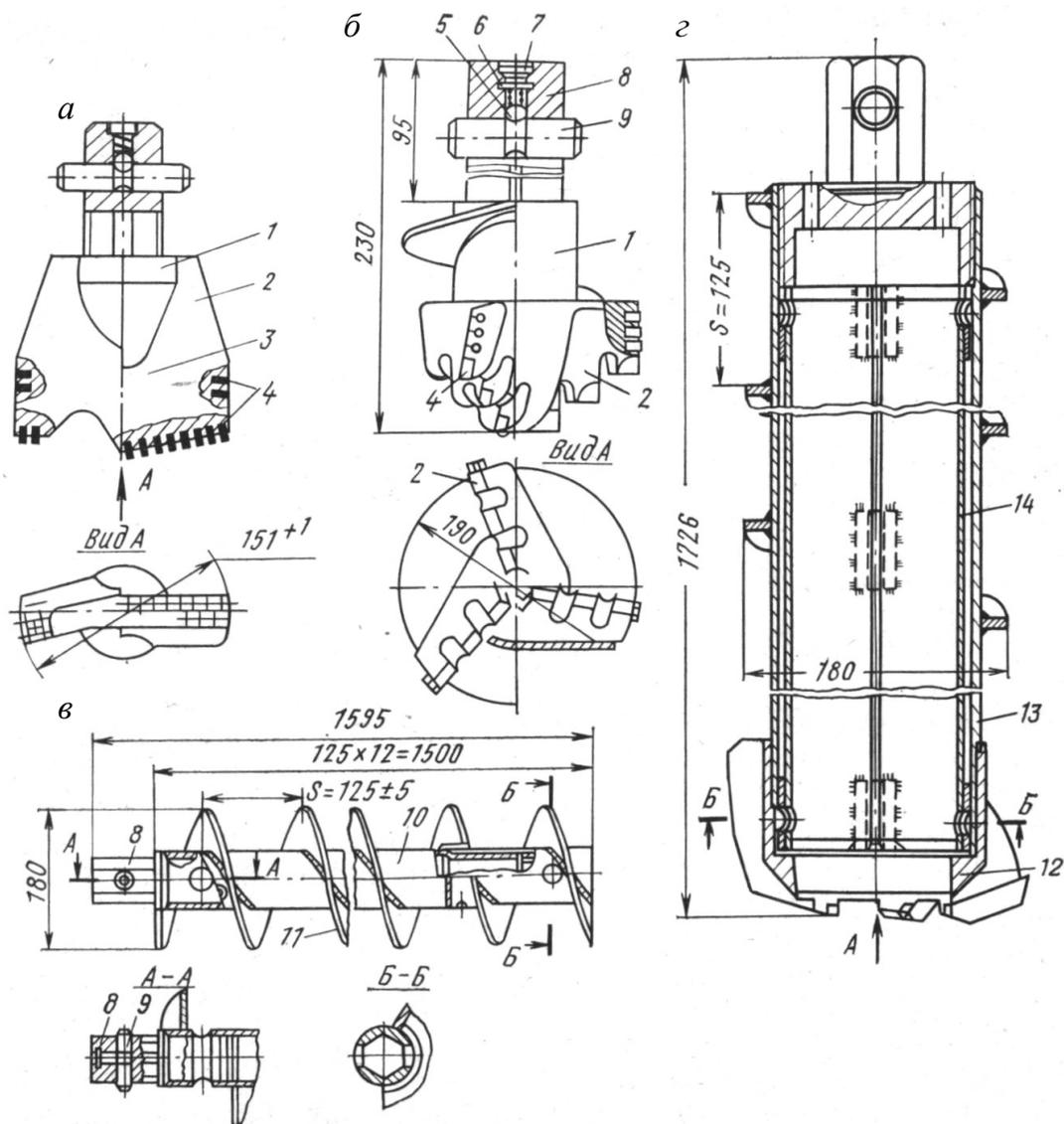


Рис. 3.7. Інструменти для шнекового буріння:

- a* – дволопатеве долото 1ДРШ-151МС; *б* – трилопатеве долото; *в* – шнек; *г* – колонковий шнек:
 1 – корпус долота; 2, 3 – лопати; 4 – твердосплавні зубці; 5 – фіксатор; 6 – пружина;
 7 – пробка; 8 – хвостовик; 9 – палець; 10 – труба; 11 – реборда; 12 – коронка;
 13 – порожнистий шнек; 14 – рознімна гільза

Для отримання зразків породи з непорушеною структурою застосовують також шнеки з великим прохідним отвором і нарізними з'єднаннями. Крізь колону таких шнеків опускається ґрунтонос, що фіксується в нижньому шнеку. Після заповнення ґрунтоноса породою за допомогою ловця його піднімають на поверхню.

Шнекове буріння свердловин діаметром 50–100 мм на глибину до 7–10 м при інженерно-геологічних дослідженнях, пошукових і знімальних роботах можна здійснювати механічним пробовідбірником МП-1, мотобурами Д-10М і М-1, колонковим мотобуром КМ-10 та переносною установкою ПБУ-10. Мотобур (рис. 3.8) складається з бензодвигуна "Дружба" потужністю 2,2–3,7 кВт і редуктора або двоступеневої коробки передач. Відомий вал редуктора патроном з'єднується зі шнеком. Завдяки малій масі, що не перевищує 15 кг, такий агрегат легко переноситься однією людиною в спеціальному рюкзаку.

Свердловини діаметром 70–140 мм і глибиною до 15 м бурять буровою установкою УКБ-1, яка випускається у двох модифікаціях: пересувна і самохідна.

На рамі 8 УКБ-12/25 (рис. 3.9) шарнірно закріплений напрямний стояк 5, по якому лебідкою 6 через ланцюг 10 переміщається каретка 4 з обертачем 3, бензодвигуном "Дружба" 1 і паливним бачком 2. Направний стояк встановлюється відповідно до напрямку, що задається свердловині (70–90°), й утримується підкосом 7. Обертач є п'ятишвидкісною коробкою передач. Ручна лебідка слугує для виконання спуско-підйомальних операцій і приводу ланцюгового механізму подачі снаряда. Ланцюгова передача пов'язана з обертачем через пружинний акумулятор, розміщений у каретці.

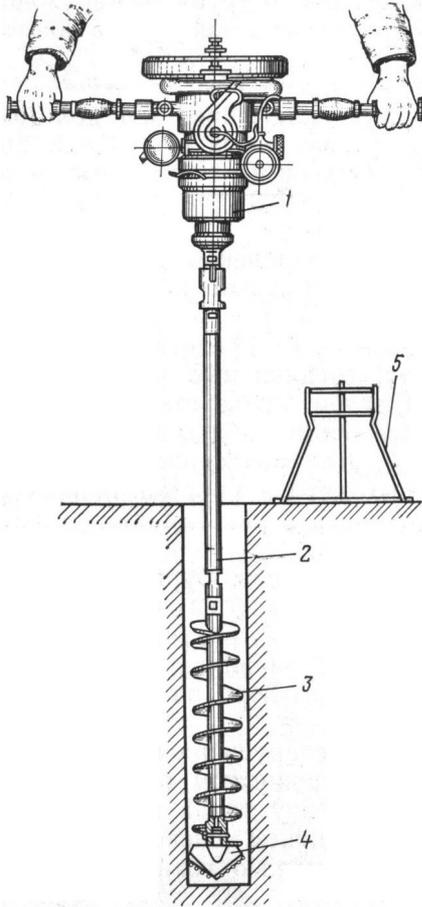


Рис. 3.8. Мотобур Д-10М:
1 – мотобур; 2 – штанга; 3 – шнек;
4 – долото; 5 – підставка

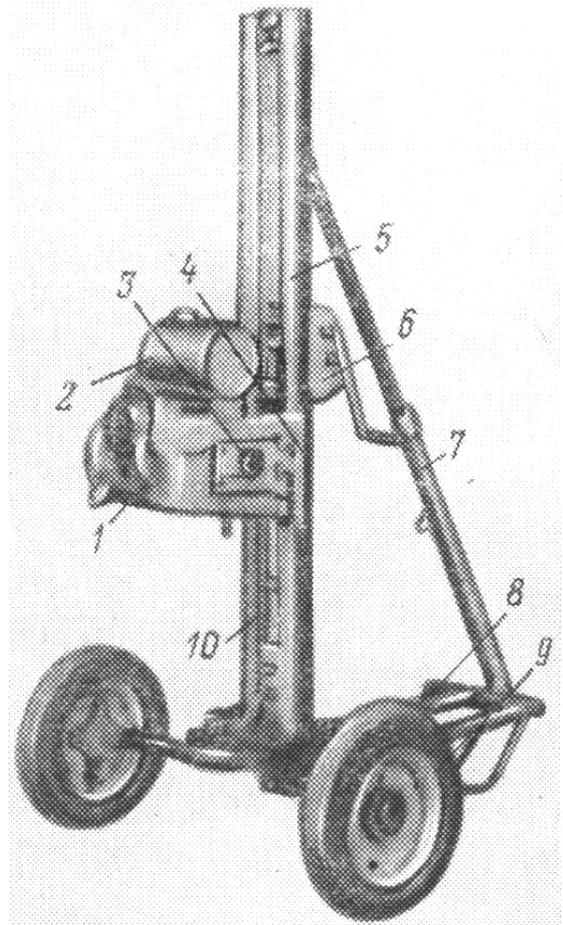


Рис. 3.9. Бурова установка УКБ-12/25:
1 – бензодвигун; 2 – паливний бачок; 3 – обертач;
4 – каретка; 5 – напрямний стояк; 6 – лебідка;
7 – підкіс; 8 – рама; 9 – колеса; 10 – ланцюг

Пружини акумулятора стискаються лебідкою, це фіксується храповиком. Після цього акумуляторними пружинами створюється осьове навантаження. У міру зниження навантаження акумулятор заряджають. Рукоятка лебідки може бути встановлена на одному з двох валів, що забезпечує дві швидкості підйому інструменту. Менша швидкість використовується при зарядці пружинного акумулятора або при ліквідації прихвату інструменту в свердловині. У решті випадків використовується підвищена швидкість підйому інструменту.

Основні параметри технологічного режиму буріння шнеками – осьове навантаження і частота обертання снаряда. Збільшення осьового навантаження підвищує механічну швидкість проходки. Проте необхідно стежити за тим, щоб об'єм породи, відокремлюваної долотом від вибою в одиницю часу, не перевищував продуктивності шнекового транспортера, інакше на витках шнека утворюються пробки породи. Зазвичай м'які породи бурять з осьовим навантаженням, що не перевищує 4000–5000 Н. Частота обертання шнекової колони повинна бути в межах 1,7–3,3 с⁻¹. При вищих частотах виникає вібрація, що утрудняє транспортування породи і руйнує буровий інструмент. Буріння порід середньої твердості здійснюють з осьовим навантаженням на долото 8000–10000 Н і частотою обертання снаряда 1,3–2,2 с⁻¹.

Водоносні піски невеликої потужності (2–3 м) бурять при великих частотах обертання інструменту і максимальній його подачі. Після перетинання пласта свердловину негайно закріплюють обсадними трубами. При зустрічі пливунів або водоносних пісків великої потужності буріння ведуть з одночасним кріпленням стінок свердловини обсадною колоною.

Галечники бурять спеціальними зміцненими долотами і шнеками, що обважнюють. Це дозволяє працювати на підвищених швидкостях обертання снаряда.

Щоб уникнути утворення сальників, що викликають припинення поглиблення свердловини, при бурінні в'язких, щільних глин необхідно в свердловину підливати воду з розрахунку 2–5 л/хв.

Геологічна документація при шнековому бурінні суцільним вибоєм забезпечується вивченням породи, що піднімається шнеками. Для уточнення ділянок, з яких відбирається проба, буріння ведуть обмеженими інтервалами. Пройшовши певний інтервал (0,3–0,5 м), подачу снаряда припиняють доти, поки шнекова колона, обертаючись, не винесе всю зруйновану в цьому інтервалі породу на поверхню.

3.5. Вібраційне буріння

Вібраційним називається буріння, при якому для руйнування породи на вибої свердловини використовуються механічні коливання великої частоти, які створюються вібраційною машиною і передаються породоруйнівному інструменту через колону бурильних труб (рис. 3.10).

Ці коливання можуть бути використані двома шляхами.

У першому випадку джерелом коливань слугує вібратор, який жорстко пов'язаний через бурильну колону з породоруйнівним інструментом і який під час роботи передає йому поворотно-поступальний рух. У результаті великої частоти коливань (20–33 с⁻¹) інструменту м'які породи (піски, суглинки, глини та ін.), розташовані в безпосередній близькості від нього, переходять у рухомий стан. Опір породи зрушенню при цьому різко знижується, інструмент заглиблюється в неї під дією власної ваги. Такий різновид вібраційного буріння називається віброзаглибленням.

Другий різновид вібраційного буріння – віброударне, здійснюється за допомогою вібромолота. Притиснутому до вибою інструменту через бурильну колону вібромолотом передаються часті удари, направлені у бік вибою. Під дією ударів інструмент заглиблюється в породу і руйнує її.

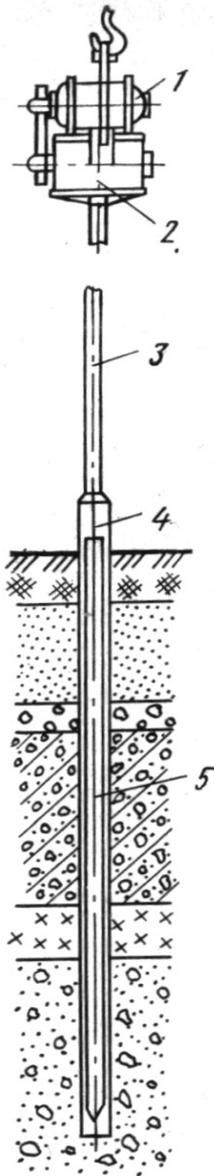


Рис. 3.10. Принципова схема вібраційного буріння:
1 – електродвигун; 2 – вібратор; 3 – бурильна труба; 4 – перехідник; 5 – віброзонд

Продуктивність вібробуріння при глибині свердловин до 10 м досягає 50–60 м у зміну.

Застосовувані в даний час вібраційні установки діляться на переносні, пересувні й самохідні. Переносні установки використовуються у важкодоступних районах. Пересувні – зазвичай монтуються на одновісному колісному причепі й транспортуються буксируванням. Самохідні установки монтуються на автомашинах або тракторах.

Тип породоруйнівного інструменту, який застосовують при вібраційному бурінні, залежить від фізико-механічних властивостей порід і цільового призначення свердловини.

Для буріння сухих пісків і зв'язних глинистих порід застосовується **віброзонд** (рис. 3.11, а), що являє собою суцільнотягнуту трубу довжиною 1,5–3 м із загостреним башмаком внизу й подовжнім вирізом на бічній поверхні. Виріз слугує для огляду піднятої із свердловини породи та очищення від неї зонда. Діаметри зондів 89, 108, 127, 146, 168 і 219 мм.

Слабозв'язані породи з підвищеною вологістю бурять віброзондом з клапаном (рис. 3.11, б).

Зразки породи з непорушеною структурою відбираються **забивним ґрунтоносом** (рис. 3.12).

Свердловини глибиною до 5–6 м у м'яких породах, що вільно входять у ґрунтонос без утворення пробок, бурять за один рейс на всю глибину свердловини. У більш щільних породах, а також при глибині свердловини, що перевищує висоту щогли, бурять за декілька рейсів. Поглиблення за рейс при цьому залежить від щільності порід і складає 0,3–0,5 м.

При розвідці розсипних родовищ корисних копалин, коли необхідне ретельне випробування, бурять з ходовою обсадною колоною, породу з якої витягують желонками або ґрунтоносами через певні інтервали (0,2 м).

3.6. Комбіноване буріння

У процесі буріння геологорозвідувальних, гідрогеологічних та інженерно-геологічних свердловин невеликої глибини нерідко однією свердловиною перетинаються породи різної твердості, стійкості й інших механічних властивостей. Такі свердловини доцільно бурити комбінованими установками, які дозволяють поглиблювати їх відповідно характеру порід різними способами. Застосування найраціональнішого для кожної породи способу буріння забезпечує зменшення аварійності, підвищує продуктивність і якість бурових робіт.

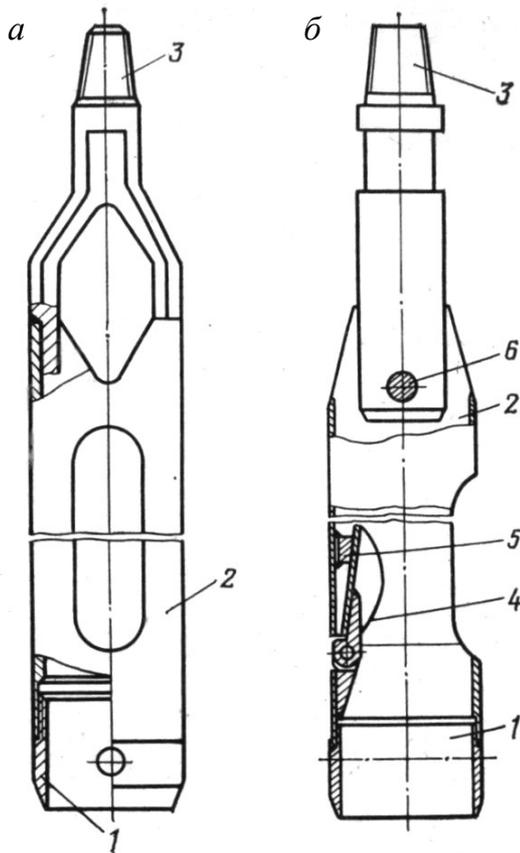


Рис. 3.11. Породоруйнівний інструмент для вібраційного буріння:
a – вібронд; *б* – вібронд з клапаном;
 1 – башмак; 2 – корпус; 3 – нарізний конус;
 4 – клапан; 5 – упор; 6 – палець

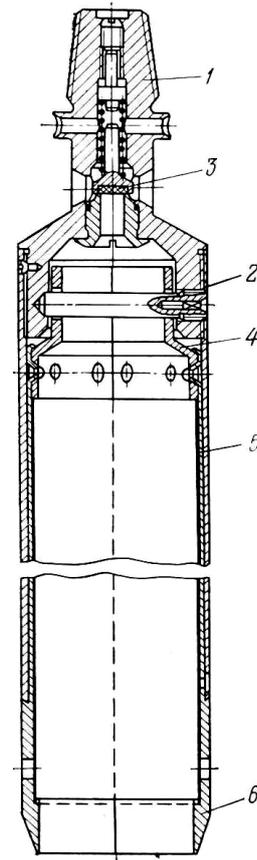


Рис. 3.12. Забивний ґрунтонос:
 1 – перехідник; 2 – гвинти, які утримують гільзу; 3 – клапан;
 4 – замок гільзи; 5 – керноприймальна гільза; 6 – башмак

Легка бурова установка ЛБУ-50 (рис. 3.13) призначена для буріння гідро-геологічних свердловин глибиною до 50 м, а також шурфів глибиною до 15 м. Основний вид – шнековий у поєднанні з ударно-канатним.

Шурфи проходять спеціальним ківшовим буром діаметром 740 мм, у дніщі якого зроблені вікна, в яких розташовані ножі. У верхній частині бура є складані ножі-розширювачі, які розробляють шурф до діаметра 1050 мм. Бури опускаються на вибій і підіймаються на поверхню лебідкою за допомогою каната по гладкій бурильній колоні, яка в процесі буріння не витягується з шурфу. Стінки шурфу кріпляться залізобетонними або деревометалічними кільцями.

Установка ЛБУ-50 змонтована на шасі автомобіля ЗІЛ-131. Привід усіх механізмів установки здійснюється від двигуна автомобіля. Крутний момент передається через коробку відбору потужності, установлену на корпусі коробки передач.

Основні механізми установки: коробка відбору потужності 1, коробка передач 2 з приводом на два шестерінчастих маслососи, планетарна лебідка 4 з ударним механізмом 3, кутовий редуктор 9, вертикальний вал 8 із зубчатою муфтою, верхній редуктор 6, який несе кронблочні ролики 5, вертикальний вал 7, рухомий ротор 10. До рами установки шарнірно прикріплена телескопічна розсувна щогла.

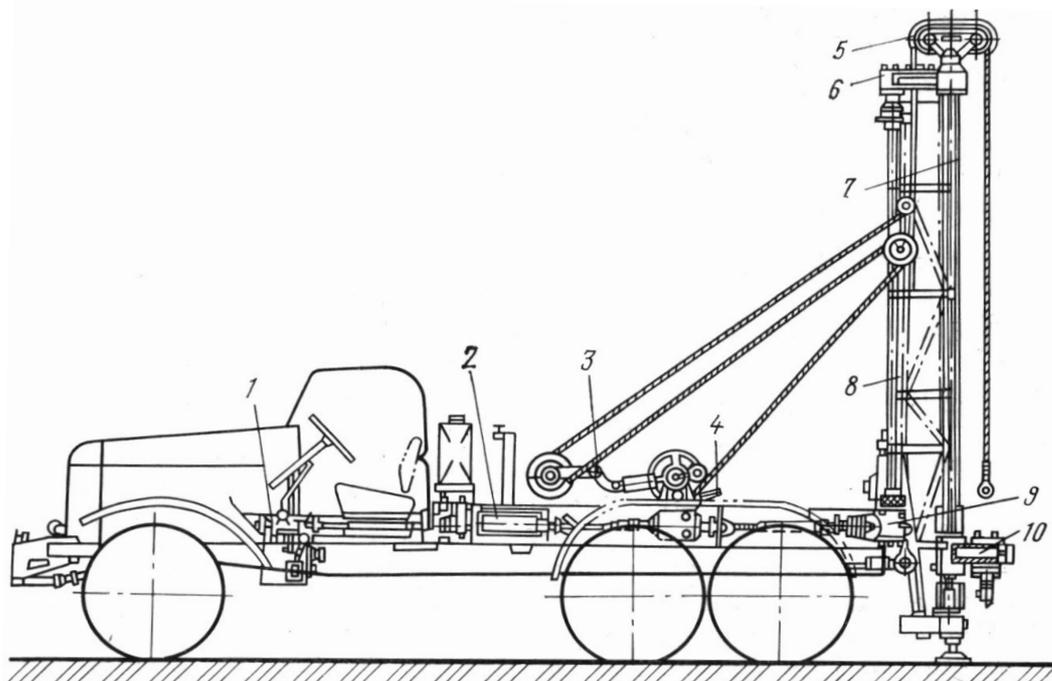


Рис. 3.13. Бурова установка ЛБУ-50

Щигровське ВО "Геомаш" випускає самохідні установки УГБ-1ВС, УГБ-1ВС-ЗІЛ і УГБ-1ВСТ, призначені для буріння обертальним без промивки і ударним способами гідрогеологічних та інженерно-геологічних свердловин глибиною до 50 м у породах до V категорії за буримістю.

Висновок

У цьому розділі наведено основні способи буріння неглибоких свердловин, бурове обладнання; розглянуто призначення і види інструменту, а також технологію буріння неглибоких свердловин.

Контрольні питання

1. Сфера застосування ручного буріння.
2. Яким породоруйнівним інструментом бурять свердловини при ручному бурінні?
3. Допоміжний інструмент при ручному бурінні.
4. Типи доліт для буріння свердловин ударним способом.
5. Для чого застосовується желонка?
6. Технологія ручного буріння.
7. На які категорії поділяються породи при ручному бурінні?
8. Породоруйнівні інструменти для буріння свердловин ударно-механічним способом.
9. Різновиди ударно-канатного буріння.
10. Склад бурового снаряда при ударно-канатному бурінні.
11. Дайте характеристику забивного буріння.
12. Призначення penetраційного зондування.
13. Загальна будова penetраційної установки.
14. Сфера застосування й особливості обертального шнекового буріння.
15. Інструмент для шнекового буріння.
16. Яке обладнання використовують для шнекового буріння?
17. Технологія шнекового буріння.
18. Сфера застосування і загальна характеристика вібраційного буріння.
19. Сфера застосування й обладнання для комбінованого буріння.

4. БУРОВИЙ ІНСТРУМЕНТ

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати види, призначення та умови застосування інструменту для буріння свердловин; його маркування; уміти вибрати необхідний інструмент для конкретного виду буріння і геолого-технічних умов.

Інструмент, що використовують при бурінні свердловин, називають буровим. За призначенням він поділяється на технологічний, допоміжний, аварійний і спеціальний.

До *технологічного* відносять інструмент, за допомогою якого безпосередньо відбувається поглиблення свердловини. Набір технологічного інструменту, з'єднаного у визначеній послідовності, що дає можливість виконувати зазначені операції, називається *буровим снарядом*. Склад снаряда залежить від способу буріння, однак у будь-якому випадку він містить породоруйнівний інструмент, що передає вибоєві зовнішні механічні навантаження.

Основна частина породоруйнівного інструменту – його робочі елементи, що безпосередньо контактують з вибоєм і руйнують породу. Як робочі елементи використовуються матеріали, що мають високу твердість: алмазні зерна, пластинки твердого сплаву, синтетичні надтверді матеріали тощо. Інші елементи бурового снаряда в сукупності являють собою проміжну ланку, через яку від бурової установки передаються зовнішні навантаження на породоруйнівний інструмент.

Допоміжний інструмент призначений для проведення спуско-підіймальних операцій (ключі, елеватори, труботримачі, обсадні колони), а також для підвищення ефективності буріння шляхом гасіння вібрацій і ударів (демпфери, амортизатори, віброгасники).

Аварійний інструмент слугує для запобігання (шламоуловлювачі, проти-прихоплювальні перехідники та ін.) і ліквідації аварій (ловильний інструмент, фрезери та ін.).

Спеціальний інструмент використовують для проведення спеціальних робіт у свердловинах, наприклад: при штучному викривленні стовбура свердловини, при виконанні тампонування та ін.

4.1. Породоруйнівний інструмент

Породоруйнівний інструмент – частина бурового снаряда, яка призначена для безпосереднього руйнування гірської породи в процесі буріння свердловин.

Породоруйнівний інструмент для обертального буріння свердловин можна поділити на дві великі групи: інструмент для буріння свердловин з відбором керна – *коронки* та інструмент для буріння без відбору керна – *долота*.

Коронки у свою чергу підрозділяються на алмазні і твердосплавні, а долота – на пікобури, лопатеві, алмазні та шарошкові.

Схема класифікації породоруйнівного інструменту наведена на рис. 4.1.

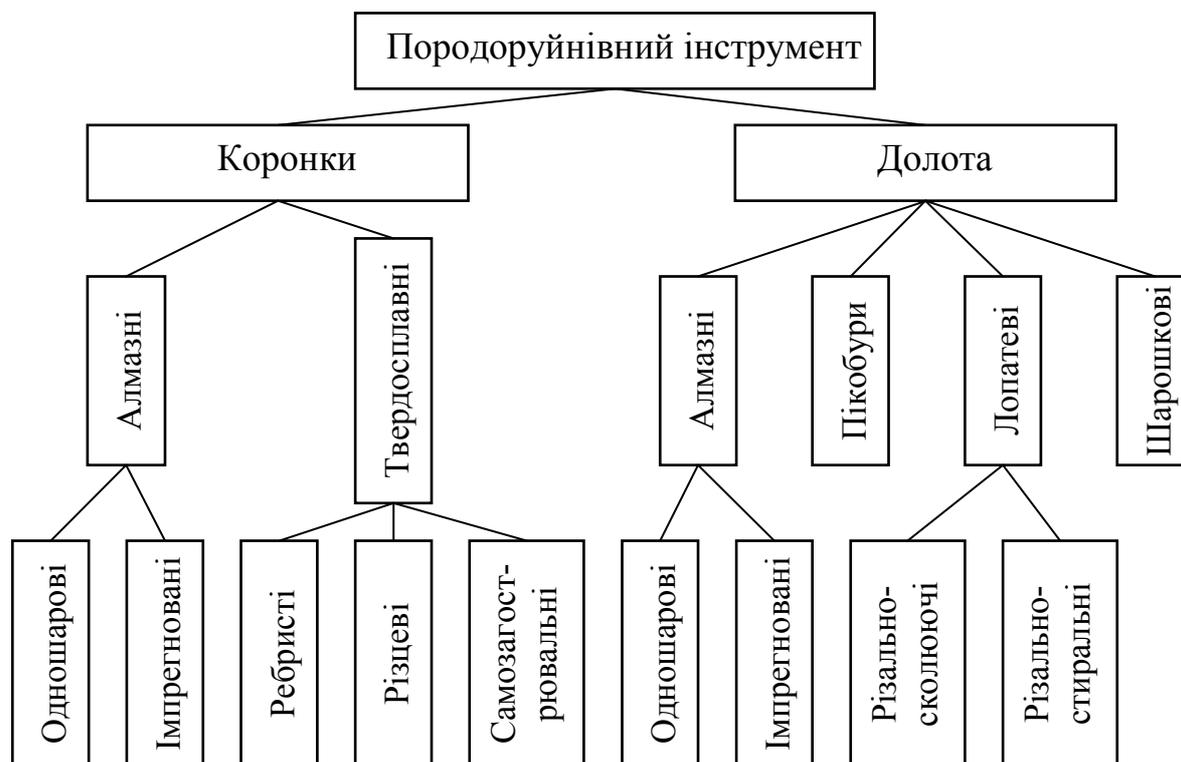


Рис. 4.1. Схема класифікації породоруйнівного інструменту

4.1.1. Алмазні коронки

Алмазна коронка складається з матриці, що містить алмази, і сталевому корпусу з різьбою. Матриця являє собою металокерамічне кільце, у якому розміщені різальні елементи – алмази. Для проходження через коронку промивальної рідини з метою охолодження і виносу частинок породи у матриці є промивальні канали, що розділяють її на більш дрібні елементи – сектори.

Алмази в коронці розташовуються у визначеному порядку (у вигляді певної схеми). Розрізняють об'ємні (торцеві) алмази, що виконують основну роботу при бурінні – руйнування породи по кільцевому вибою, і підрізні (бічні), що калібрують свердловину й керн, який утворюється при бурінні.

Випускають коронки з розташуванням об'ємних алмазів у поверхневому шарі (одношарові) та імпрегновані, матриця яких виготовлена з ретельно змішаного порошкоподібного матеріалу з подрібненими алмазами.

Алмазні коронки випускають таких діаметрів: 26, 36, 46, 59, 76, 93 і 112 мм.

Для армування породоруйнівного інструменту застосовують природні і синтетичні алмази. При виготовленні одношарових алмазних коронок як об'ємні алмази використовують алмази крупністю від 10 до 90 шт/карат, підрізні – від 5 до 60 шт/карат.

Одношарові алмазні коронки застосовуються для буріння порід V–IX категорій за буримістю.

Імпрегновані коронки армуються об'ємними алмазами крупністю від 120 до 400 шт/карат та підрізними алмазами крупністю 20–40 шт/карат. Застосовуються для буріння порід IX–XII категорій за буримістю. В деяких коронках для КССК (наприклад, К-18, К-31, К-62) крупність може досягати 1600/1250 шт/карат.

Маркування коронок. Перші дві цифри від 01 до 99 означають порядковий номер конструкції коронки. Далі велика літера російського алфавіту вказує тип коронки: А – одношарова або И – імпрегнована, потім арабською цифрою позначають твердість матриці в умовних одиницях за Роквеллом HRC: 3 – нормальна (20–25); 4 – тверда (30–35); 5 – дуже тверда (50–60). Через дефіс вказують діаметр коронки, наприклад, 01А3-59, 02И4-112.

Конструктивні параметри алмазних коронок наведені в табл. 4.1.

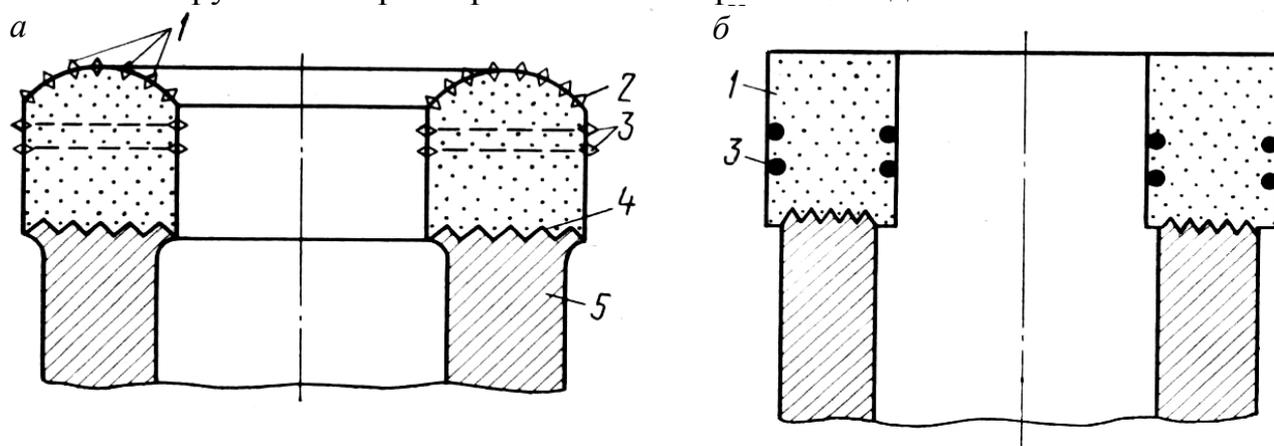


Рис. 4.2. Схеми розташування алмазів у коронках:

а – одношарова; б – імпрегнована;

1 – об'ємні алмази; 2 – периферійні алмази; 3 – підрізні алмази;

4 – місце з'єднання матриці з корпусом коронки; 5 – короночне кільце

4.1.2. Твердосплавні коронки

Твердосплавні коронки призначені для колонкового буріння свердловин у породах м'яких і середньої твердості I–VIII і частково IX і X категорії за буримістю. Твердосплавна корона складається з металевого циліндричного корпусу, на одному кінці якого є зовнішня різьба для з'єднання з колонковою трубою, а на іншому в пазах установлені твердосплавні пластини – різці. Для армування коронок застосовують твердий вольфрамо-кобальтовий сплав. Твердосплавні пластини, що виконують роль різальних елементів, мають різноманітне призначення. Безпосередньо породу вибою руйнують основні різці, а підрізні, що розташовані на внутрішній і зовнішній стінках корпусу коронки, калібрують стінки свердловини й обробляють kern. Твердосплавні коронки випускають таких діаметрів: 36, 46, 59, 76, 93, 112, 132 і 151 мм. Відповідно до призначення вони підрозділяються на 3 групи:

– **ребристі** – для буріння м'яких порід I–IV категорій: М1, М2, М5, М6 (рис. 4.3);

– **різцеві** – для буріння малоабразивних порід середньої твердості IV–VIII категорій монолітних (СМ) і тріщинуватих (СТ): СМ3, СМ4, СМ5, СМ6, СМ8, СМ9, СТ2, СТ3 (рис. 4.4);

– **самозагострювальні** – для буріння абразивних порід середньої твердості VI–VIII і частково IX категорій за буримістю: СА1, СА2, СА3, СА4, СА5, СА6 (рис. 4.5).

У цей час промисловістю серійно випускаються лише коронки М5, М6, СМ4, СМ5, СМ6, СМ8, СМ9, СТ2, СТ3, СА4, СА5, СА6.

Конструктивні параметри твердосплавних коронок наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.1

Конструктивні параметри і режими буріння алмазними коронками

Тип коронки	Діаметр коронки, мм		Робоча площа торця коронки, см ²	Характеристика порід	Категорія порід за буримістю	Рекомендовані питомі параметри режиму буріння		
	зовнішній	внутрішній				Осьове навантаження на 1 см ² робочої площі, даН	Колова швидкість, м/с	Витрата промивальної рідини, л/хв., на 1 мм діаметра
Одношарові								
16АЗСВ	93	72	18,2	Малої і середньої твердості	V	40–50	2,0–2,5	0,7–0,8
	76	57	12,6		VI	40–50		0,5–0,6
	59	41	8,5					0,4–0,5
КС	76	58	12,6	Середньої твердості	VI VII	40–50 50–60	1,7–2,5	0,5–0,6
01АЗ	93	73	18,2	Малоабразивні, дрібнозернисті, щільні, монолітні	VIII IX	60–70 70–80	1,4–2,0	0,5–0,6
	76	58	12,6					0,4–0,5
	59	42	8,5					0,3–0,4
	46	31	6,0					0,3–0,4
01А4	93	73	18,2	Абразивні, середньозернисті, тріщинуваті	VIII IX	60–70 70–80	0,8–1,2	0,6–0,7
	76	58	12,6					0,5–0,7
	59	42	8,5					0,5–0,7
	46	31	6,0					0,5–0,7
	36	22	4,14					0,5–0,7
14АЗ	93	69	18,2	Тріщинуваті	VIII	60–70	0,6–1,2	0,5–0,7
	76	54	12,6		IX	70–80		0,5–0,7
	59	38	8,5		X	80–90		0,5–0,7
04АЗ	93	73	18,2	Малоабразивні, дрібнозернисті й середньозернисті	VII	50–60	1,4–2,3	0,5–0,8
	76	58	12,6		VIII	60–70		0,4–0,6
	59	42	8,5		IX	70–80		0,3–0,4
07АЗ	76	58	12,6	Малоабразивні, дрібнозернисті й середньозернисті	VII	50–60	1,4–2,3	0,4–0,6
	59	42	8,5		VIII IX	60–70 70–80		0,3–0,4
А4ДП	93	73	18,2	Щільні й слаботріщинуваті	VIII IX X	60–70 70–80 80–110	0,8–2,2	0,5–0,6
	76	58	12,6					0,4–0,5
	59	42	8,5					0,3–0,4
	46	31	6,0					0,3–0,4
Імпрегновані								
02ИЗ	93	73	18,2	Малоабразивні, дуже міцні, щільні, монолітні від тонкозернистих до прихованокристалічних	IX X XI XII	80–100 90–120 100–130 120–150	2,0–3,5	0,4–0,5
	76	58	12,6					0,3–0,5
	59	42	8,5					0,2–0,4
	46	31	6,0					0,2–0,4
	36	22	4,14					0,2–0,4
02И4	93	73	18,2	Абразивні, дрібно- і середньозернисті, дуже міцні, щільні та тріщинуваті	X XI XII	90–120 100–130 120–150	1,6–2,3	0,5–0,6
	76	58	12,6					0,5–0,6
	59	42	8,5					0,4–0,6
	46	31	6,0					0,4–0,6
	36	22	4,14					0,4–0,6
И4ДП	76	58	12,6	Слаботріщинуваті й тріщинуваті, переміжні, абразивні	IX X XI XII	80–100 90–120 100–130 120–150	1,6–2,6	0,5–0,6
	59	42	8,5					0,4–0,6

Таблиця 4.2

Конструктивні параметри і режими буріння твердосплавними коронками

Коронка	Характеристика порід	Типові представники порід	Категорія порід за буримістю	Діаметр, мм		Кількість різців		Рекомендовані параметри режиму буріння		
				зовнішній	внутрішній	основних	підрізних	10,5	Колова швидкість коронки, м/с	Питома витрата рідини, л/хв., на 1 мм діаметра
M1	М'які однорідні	Суглинки, глини, торф, крейда	I–III	151	112	8	–	50–60	1,0–1,5	1–1,5
				132	92	8	–			
				112	73	8	–			
				93	57	8	–			
M2	М'які з твердими прошарками	Глини, слабозцементовані пісковики, глинисті алевроліти, мергелі, нещільні вапняки	II–IV	151	113	14	–	60–80	1,0–1,5	1,2–1,6
				132	93	14	–			
				112	74	12	–			
				93	58	12	–			
M5	М'які однорідні	Глини, слабозцементовані пісковики, ангідрити, глинисті сланці	II–IV	151	112	24	6	25–60	1,0–1,8	1,2–1,6
				132	91	24	6			
				112	73	16	4			
				93	54	16	4			
M6	М'які нестійкі з прошарками твердих	Глини, слабозцементовані пісковики, гіпси, ангідрити, глинисті сланці	I–IV частково V–VI	151	112	6	–	120–280	0,7–2,0	1,2–1,6
				132	93	6	–			
				112	73	4	–			
				93	54	4	–			
CM3	Малоабразивні монолітні	Аргіліти, алевроліти, глинисті сланці, доломіти, гіпси, вапняки	IV–VI	151	133	12	9	60–100	1,0–1,6	1–1,2
				132	114	12	9			
				112	94	8	6			
				93	75	8	6			
				76	59	6	3			
				59	44	6	3			
46	31	6	–							
CM4	Малоабразивні монолітні, переміжні за твердістю	Алевроліти, аргіліти, глинисті й піщані сланці, вапняки, базальти, дуніти	V–VI, частково VII	151	132	12	4	50–80	0,8–2,0	1,2–1,6
				132	113	12	4			
				112	93	9	3			
				93	74	9	3			
				76	58	9	3			
CM5	Малоабразивні монолітні й слаботріщинуваті	Доломіти, вапняки, глинисті й піщані сланці, серпентиніти	V–VI	151	133	24	4	40–60	0,8–1,8	1,2–1,6
				132	114	24	4			
				112	94	18	3			
				93	75	18	3			
				76	59	12	4			
				59	44	12	4			
46	31	12	4							
36	21	9	3							
CM6	Малоабразивні монолітні й тріщинуваті	Доломіти, вапняки, серпентиніти, перидотити	VI–VII	151	133	24	8	50–70	1,0–1,6	0,8–1,2
				132	114	24	8			
				112	94	18	6			
				93	75	18	6			
				76	59	12	4			
				59	44	12	4			
46	31	12	2							
CM8	Малоабразивні монолітні й середньотріщинуваті	Суглинки, мергелі, валунно-галечникові відклади, вапняки, доломіти, габро, граніти	III–IX частково X	151	132	18	–	30–150	0,7–1,8	0,7–1,6
				132	114	12–18	–			
				112	93	12–18	–			
				93	74	9–12	–			

Продовження табл. 4.2

СМ9/ С1	Середньої твердості, неабразивні, середньо-тріщинуваті	Алевроліти, аргіліти, глинисті й піщані сланці, вапняки, ба- зальти, дуніти, доло- міти, серпентиніти	V–VI для заміни СМ4 і СМ5	151 132 112 93 76 59	133 112 92 73 58 42	10 10 8 6 5 4	– – – – – –	40–80	0,8–2,0	1,2–1,6
СМ9/ С2	Середньої твердості, малоабра- зивні, сере- дньо-тріщинуваті	Доломіти, вапняки, глинисті й піщані сланці, серпентиніти, перидотити	VI–VII для заміни СМ5 і СМ6	151 132 112 93 76 59	133 112 92 73 58 42	12 12 10 8 6 5	– – – – – –	40–70	0,8–1,8	0,8–1,6
СМ9/ СТ	Тріщинуваті	Доломіти, вапняки, серпентиніти, пери- дотити, частково окременілі доломіти, сланці з твердими включеннями	VII– VIII для заміни СМ6 і СТ2	151 132 112 93 76 59	133 112 92 73 58 42	14 12 10 10 8 6	– – – – – –	40–70	0,7–1,6	0,8–1,2
СТ2	Малоабра- зивні, трі- щинуваті, переміжні	Вапняки, частково окременілі доломіти, сланці з твердими включеннями	IV–VI	151 132 112 93 76 59 46	133 114 94 75 59 44 31	12 12 10 8 6 6 6	6 6 5 4 3 3 3	40–70	0,7–1,4	0,8–1,1
СТ3	Переміжні, тріщинуваті	Вапняки, доломіти, габро, граніти, валунно- галечникові відклади	V–VIII	172 151 132	141 130 111			60–150	0,7–1,2	0,7–1,1
СА1	Абразивні, монолітні, щільні, тон- ко- і дрібно- зернисті	Пісковики, грубі але- вроліти, габро, пор- фірити, піщані сланці	VI– VIII	132 112 93 76 59 46 36	113 93 74 59 44 31 21	20 16 16 12 8 8 6	20 16 16 12 8 8 6	50–80	0,6–1,5	0,8–1,6
СА2	Абразивні, монолітні і переміжні	Пісковики, алевролі- ти, діорити, габро, порфірити, оквар- цьовані вапняки	VI– VIII, частко- во IX	76 59	59 44	20 15	12 9	50–80	0,8–1,5	0,8–1,4
СА3	Абразивні, монолітні і переміжні	Пісковики, алевролі- ти, діорити, габро, порфірити, оквар- цьовані вапняки	VI– VIII, частко- во IX	132 112 93	114 94 75	36 30 30	12 10 10	50–80	0,8–1,5	0,8–1,5
СА4	Абразивні, монолітні і слабо- тріщинуваті	Габро, піроксеніти, діорити, дацити, ска- рни	VI–IX	132 112 93 76 59 46	114 94 75 59 44 31	24 20 20 16 12 12	6 5 5 4 3 3	50–60	0,6–1,2	0,8–1,6
СА5	Абразивні, монолітні і переміжні	Пісковики, алевролі- ти, діорити, габро, порфірити, оквар- цьовані вапняки	VI– VIII, частко- во IX	76 59	58 42	20 16	12 10	50–80	0,8–1,5	0,8–1,4
СА6	Абразивні, монолітні і переміжні	Пісковики, алевролі- ти, діорити, габро, порфірити, оквар- цьовані вапняки	VI– VIII, частко- во IX	132 112 93	112 92 73	32 28 28	12 12 12	50–80	0,8–1,5	0,8–1,5

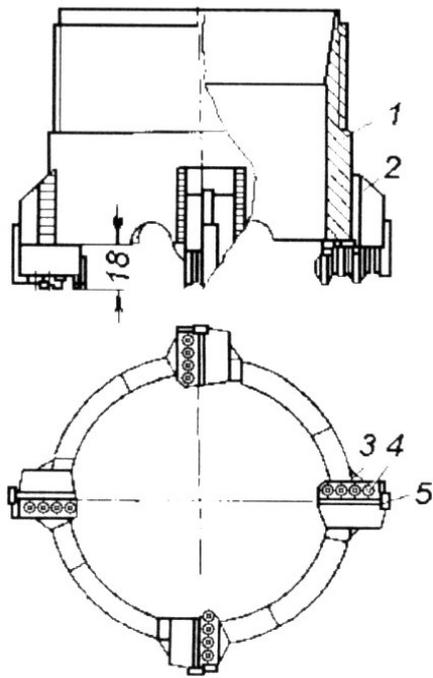


Рис. 4.3. Ребриста коронка:
 1 – короночне кільце; 2 – ребро;
 3 – встановлювальний стрижень; 4 – різці;
 5 – твердосплавна пластина

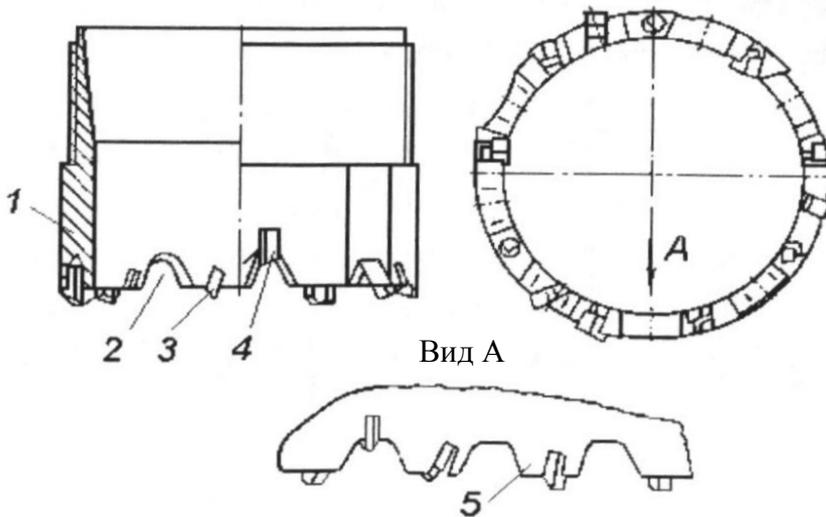


Рис. 4.4. Різцева коронка:
 1 – короночне кільце; 2 – промивальне вікно;
 3 – основний різець; 4 – підрізний різець; 5 – зубець

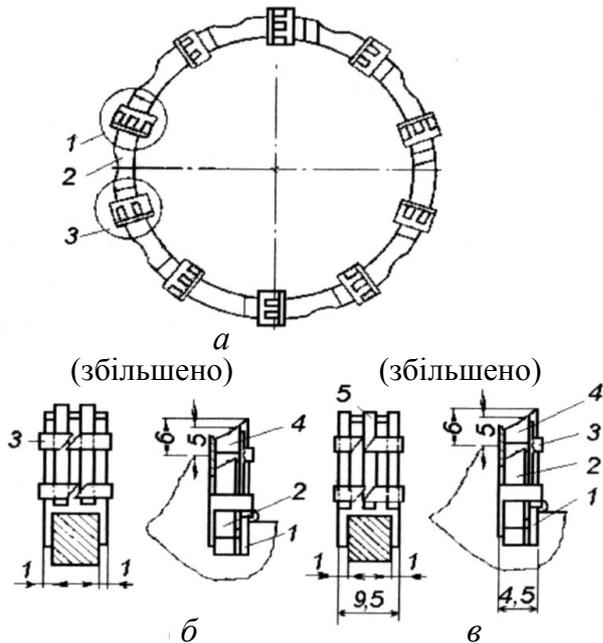


Рис. 4.5. Самозагострювальна коронка:
 а – коронка: 1 – вставка типу I,
 2 – корпус; 3 – вставка типу II;
 б – вставка типу II з двома основними та
 двома підрізними різцями;
 в – вставка типу I з трьома основними та
 одним підрізним різцем;
 1 – встановлювальна пластина; 2 – під-
 різний різець; 3 – кріпильна пластина;
 4 – опорна пластина; 5 – основний різець

4.1.3. Лопатеві долота

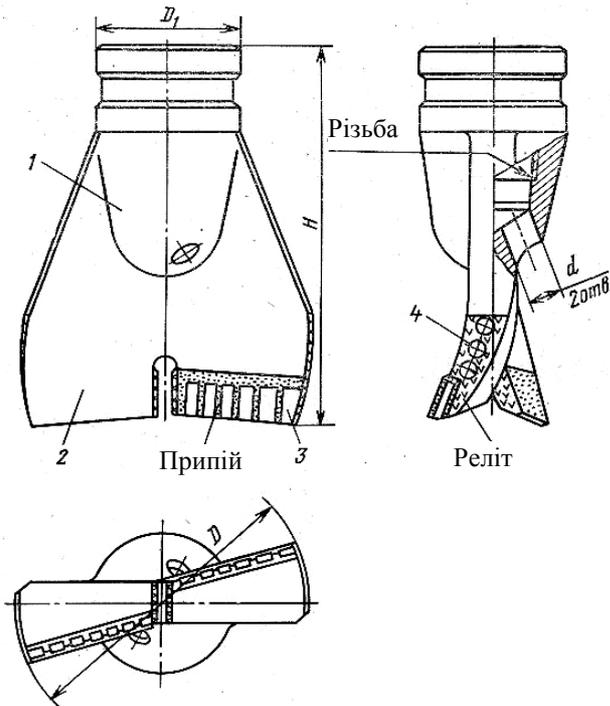


Рис. 4.6. Дволопатеве долото:
1 – корпус; 2 – лопать; 3 – твердосплавні пластинки; 4 – підрізні твердосплавні різці

Передні й бічні грані лопатей армуються металокерамічними пластинами. Долота типу ИР додатково армовані зубцями твердого сплаву ВК-8. Застосовуються в породах м'яких і середньої твердості з прошарками абразивних. Діаметри доліт від 139,7 до 269,9 мм.

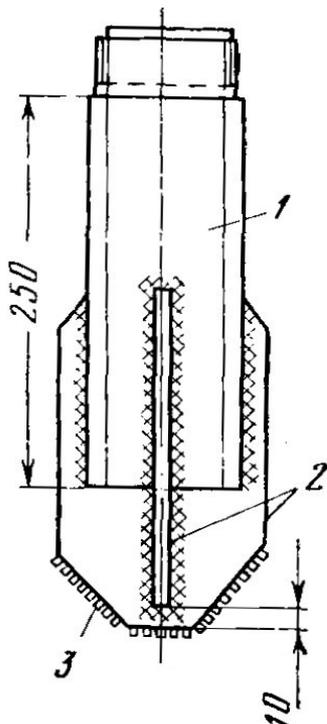


Рис.4.7. Пікобур:
1 – корпус; 2 – пластини;
3 – твердосплавні різці

При бурінні свердловин застосовують лопатеві долота *різально-сколюючої* і *різально-стиральної* дії. До першого різновиду належать дво- (2Л) і трилопатеві (3Л) долота, а до другого – трилопатеві (ЗИР) і шестилопатеві (БИР), а також долота Інституту надтвердих матеріалів, м. Київ (ІНМ), які армовані вставками з надтвердого матеріалу "Славутич".

Долота 2Л і 3Л застосовують для буріння в неабразивних м'яких пластичних породах і для буріння в неабразивних м'яких породах з прошарками порід середньої твердості (рис. 4.6). Випускаються діаметрами 76, 93, 97, 112, 118, 132, 140, 145, 151, 161, 190, 213, 243, 269, 295, 320, 346, 370, 394 і 445 мм.

Випускаються лопатеві долота для буріння зі звичайним і з гідромоніторним промиванням, які мають змінні гідромоніторні насадки. До шифру таких доліт входить літера "Г", наприклад, 2ЛГ, ЗИРГ.

4.1.4. Пікобури

Пікобури призначені для буріння в пластичних м'яких породах, представлених піщано-глинистими відкладами, м'якими і в'язкими сланцям, пісковиками на глинистому і вапняковому цементі I–V категорій (рис. 4.7). У практиці буріння широке застосування одержали пікобури стандартних діаметрів місцевого виготовлення, а також конструкції В.П. Новикова і П.М. Воронова. Для буріння свердловин у м'яких породах з відбором керна використовують гідромоніторний колонковий пікобур ПБК-112-МГ. Лопаті пікобурів армовані різцями твердого сплаву типу ВК-8. Пікобури випускаються діаметрами: 97, 112, 118, 132, 135, 140, 151, 161, 190, 214, 243, 269, 295, 320, 346, 370, 394 і 445 мм.

4.1.5. Алмазні долота

Аналогічно алмазним коронкам долота армуються природними або синтетичними алмазами. За способом армування вони можуть бути одношарові або імпрегновані (рис. 4.8). За конструктивними особливостями виділяють такі різновиди: ДР, ДК, ДЛ, ДВ, ДУ та ДІ. Літера Д у всіх буквсполученнях означає вид – алмазні долота. Якщо долота армовані синтетичними алмазами в маркування входить літера "С".

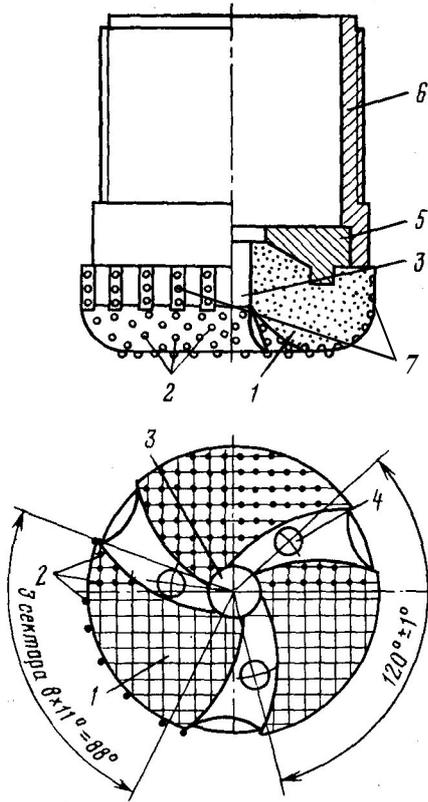


Рис. 4.8. Алмазне долото: 1 – матриця; 2 – об'ємні алмази; 3 – центральний промивальний канал; 4 – допоміжні канали; 5 – корпус долота; 6 – приєднувальна різьба; 7 – підрізні алмази

4.1.6. Шарошкові долота

Найбільш широке застосування для безкернового буріння одержали шарошкові долота (рис. 4.9). Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням. Озброєння шарошкових доліт – сталеві зубці, твердосплавні вставки або їх комбінація. У середині шарошок розташовані підшипники. Цапфа і підшипник утворюють опору долота. У середині долота є один або декілька отворів для проходу промивальної рідини. Долота випускаються таких номінальних діаметрів за Галузевою нормаллю 1968 року: 97, 112, 118, 132, 140, 145, 151, 190, 214, 243, 269, 295, 320, 346, 394, 445 і 490 мм. Основні характеристики деяких шарошкових і лопатевих доліт наведені в табл. 4.3.

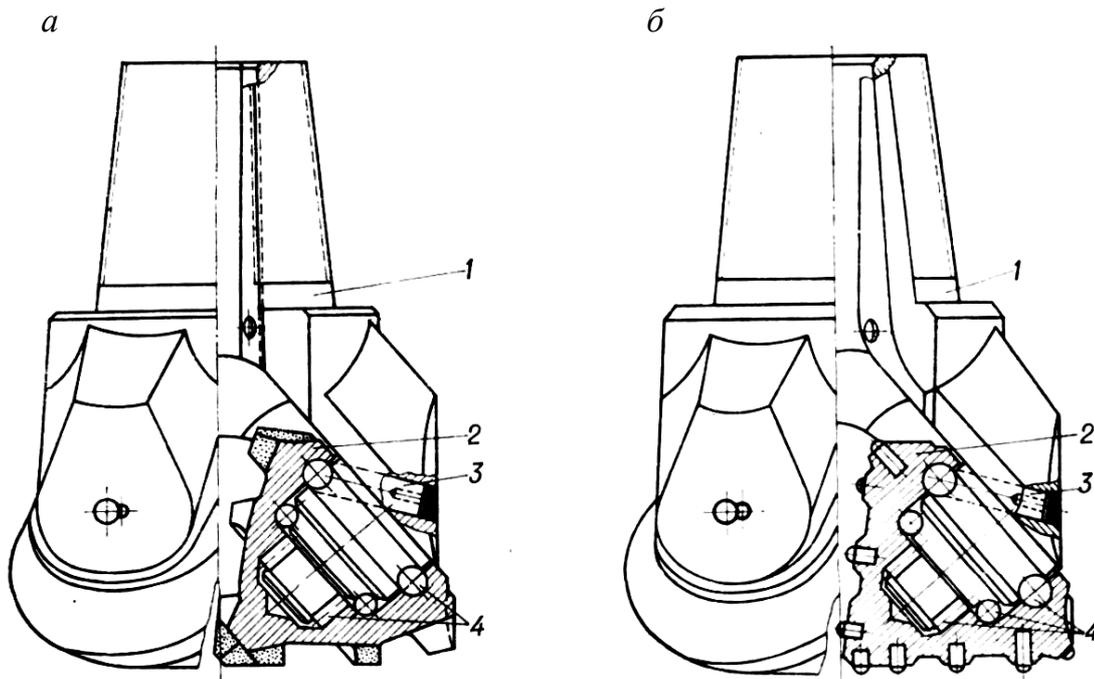


Рис. 4.9. Шарошкові долота типу Т (а) і К (б): 1 – лапи; 2 – шарошки; 3 – запірний палець; 4 – підшипники

Таблиця 4.3

Основні характеристики шарошкових і лопатевих доліт

Шифр долота	Діаметр долота, мм	Тип і маркування різьби	Промивальні канали		Максимально припустимі		Висота, мм	Вага, кг
			кількість, шт.	діаметр, мм	осьове навантаження, даН	частота обертання, хв ⁻¹		
Шарошкові долота								
П46К-ЦА	46	3-38	1	18	1500	350	80	0,9
ПІ59К-ЦА	59	3-42	1	22	2000	350	110	1,0
ПІ76Т-ЦВ	76	3-42	1	15	2500	350	128,4	2,5
ПІ76К-ЦВ	76	3-42	1	18	2500	350	120	2,25
ПІ76ОК-ЦА	76	3-42	1	18	3500	350	120	2,25
ПІ93С-ЦВ-2	93	3-50	1	16	4000	350	150	2,5
ПІ93Т-ЦВ-3	93	3-50	1	18	4000	350	146,5	4,6
ПІ93К-ЦА	93	3-50	1	18	4000	350	146,5	4,7
ПІ112М-ГВ	112	3-63,5	2	12*	6000	600	177	4,5
ПІ112С-ЦВ	112	3-63,5	1	25	6000	500	170	5,26
ПІ112Т-ЦВ	112	3-63,5	1	18	6000	500	170	6,4
ПІ112К-ЦВ	112	3-63,5	1	28	6000	500	151	7,5
ПІ132М-ГВ	132	3-63,5	2	14*	7000	600	210	6,7
ПІ132С-ЦВ-2	132	3-63,5	1	28	7000	500	185	8,9
ПІ132Т-ЦВ	132	3-63,5	1	28	7000	500	187	8,9
ПІ132К-ЦВ	132	3-63,5	1	25	7000	500	188	9,7
ПІ151М-ГВ	151	3-88	2	15*	12000	500	220	8,1
ПІ151С-ЦВ	151	3-88	1	32	12000	500	210	12,5
ПІ151Т-ЦВ	151	3-88	1	32	12000	500	226	12,3
ПІ151К-ЦВ	151	3-88	1	32	12000	500	226	13,4
Лопатеві долота різально-сколюючої дії								
2Л-76	76	3-42	1	11	1500		170	2,3
2Л-93	93	3-50	1	11	2000		170	3,7
2Л-112	112	3-66	1	13	3000		210	4,5
2Л-132	132	3-88	1	16	4000		270	7,0
2Л-151	151	3-88	1	18	5000		270	8,8
3Л-132	132	3-88	1	13	5500		260	9,5
3Л-151	151	3-88	1	16	8000		260	11,5
3Л-190,5	190,5	3-117	1	24	13000		320	23
3ЛГ-190,5	190,5	3-117	3	10-14	13000		320	23
Лопатеві долота різально-стиральної дії								
ЗІРГ-190,5	190,5	3-117	3	10-14	18000		320	23
БІР-76	76	3-42	2	12	3000		142	2,0
БІР-93	93	3-66	2	14	4500		180	2,5
БІР-112	112	3-66	2	14	6000		200	4,0
БІР-132	132	3-88	2	18	8000		250	8,0
БІР-151	151	3-88	2	25	12000		270	12,5
БІР-190,5	190,5	3-117	3	25	18000		300	19,0
БІРГ-190,5	190,5	3-117	3	10-14	18000		300	19,0

*Діаметр отворів гідравлічних насадок: конічної 8 мм, циліндричної відповідно 12, 14, 15 мм.

За Держстандартом 1975 року долота мають такі діаметри: 46,0; 59,0; 76,0; 93,0; 98,4; 108,0; 112,0; 120,5; 132,0; 137,7; 142,9; 146,0; 149,2; 151,0; 158,7; 165,1; 171,4; 187,3; 190,5; 196,9; 200,0; 212,7; 215,9; 222,3; 228,6; 244,5; 250,8; 269,9; 295,3; 311,1; 320,0; 349,2; 374,6; 381,0; 393,7; 444,5; 469,9; 490,0 і 508,0 мм.

Для розвідувального буріння зазвичай застосовують долота діаметрами 46–151, іноді 190,5 мм.

Виготовляються долота одно-, дво-, три-, чотири- і шестишарошкові.

Стандартом передбачено 13 типів системи озброєння доліт залежно від типу гірських порід: М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К і ОК.

Долота мають таку сферу застосування: М – для м'яких порід (глини, крейди, гіпс тощо) I–III категорій за буримістю; МС – для м'яких з прошарками середніх за твердістю порід; С – для середніх порід (пісковики, щільні глини, мергелі тощо) IV–V категорій за буримістю; СТ – для середніх з прошарками твердих порід; Т – для твердих порід (доломіти, доломітизовані вапняки, базальти тощо) VI–VII категорій за буримістю; ТК – для твердих і міцних порід; К – для особливо міцних порід (граніти, окременілі вапняки, кварцити тощо) VIII–X категорій за буримістю; ОК – для дуже міцних порід XI–XII категорій за буримістю.

Індекс З означає, що шарошки армовані зубцями (вставками) твердого сплаву і призначені для буріння абразивних порід.

За розміщенням і конструкцією промивальних каналів розрізняють такі шарошкові долота: з центральним промиванням (Ц); з боковим гідромоніторним промиванням (Г); з центральним продуванням (П); з боковим продуванням (ПГ).

Найбільше розповсюдження одержали такі типи опор: В – усі підшипники кочення (долото для високообертового буріння); Н – один підшипник ковзання, а решта – кочення (долото для низькообертового буріння); А – два і більше підшипників ковзання, один – кочення. Долота з ущільнювальними кільцями і резервуаром для мастила у своєму шифрі мають літеру "У".

При маркуванні шарошкових доліт перша латинська цифра вказує на кількість шарошок у долоті (I, II, III). Далі арабськими цифрами позначають діаметр долота (190,5; 244,5), наступні літери – у яких породах його застосовують (їх може бути одна, дві або три, наприклад, М, СТ, ТКЗ). Потім через дефіс описують конструкції системи промивальних каналів (Ц, Г, П або ПГ). Остання літера або дві характеризують опору (В; НУ; А).

4.2. Бурильна колона

Колона бурильних труб з'єднує породоруйнівний інструмент, який працює на вибої, з буровою установкою, що змонтована на поверхні і виконує такі основні функції:

- передає від бурової установки і створює за рахунок своєї маси осьове навантаження на породоруйнівний інструмент;
- передає крутний момент на породоруйнівний інструмент;
- слугує каналом для подачі промивальної рідини на вибій свердловини.

Бурильна колона повинна швидко роз'єднуватись на окремі ланки – свічі при виконанні спуску і підйому породоруйнівного інструменту. За видом з'єднання розрізняють муфтово-замкові та ніпельні труби.

Муфтово-замкове з'єднання має більший внутрішній переріз, більшу міцність, дозволяє швидко згвинчувати і розгвинчувати свічі, забезпечує герметичність. Їх застосовують при твердосплавному, а також при алмазному бурінні діаметрами 93 мм і більше. Труби у свічі згвинчуються трубними муфтами, свічі між собою згвинчуються замками. Замок складається з двох частин – ніпеля замка і муфти замка. Сталеві бурильні труби для колонкового буріння муфтово-замкового з'єднання випускають таких діаметрів: 42; 50; 63,5; 73 мм.

Ніпельне з'єднання надає колоні гладкостовбурність за зовнішнім діаметром, що дозволяє знизити вібрації шляхом наближення діаметра труб до діаметра свердловини. Використовують їх при високообертovому алмазному бурінні. Існує два типи ніпельного з'єднання. При першому з'єднанні труби в свічі згвинчуються однопрорізними ніпелями типу А, свічі між собою згвинчуються двопрорізними ніпелями типу Б (на верхньому кінці свічі) та однопрорізними ніпелями типу А (на нижньому кінці свічі). При другому – труби в свічі згвинчуються однопрорізними ніпелями типу В, свічі між собою згвинчуються двопрорізними ніпелями типу Б (на верхньому кінці свічі) та однопрорізними ніпелями типу А (на нижньому кінці свічі). Сталеві бурильні труби для колонкового буріння ніпельного з'єднання випускають таких діаметрів: 33,5; 42; 50; 54 і 68 мм.

Залежно від способу механізації проведення спуско-підймальних операцій з'єднання бурильних колон поділяються на гладкі, що застосовують при бурінні установками з рухомим обертачем і плашковим трюботримачем, а також з прорізями (лісками) під накидні елеватори (наголовники), і ключі-вилки, що застосовують при бурінні установки шпindelного типу.

Технічна характеристика сталевих бурильних труб наведена в табл. 4.4.

Таблиця 4.4

Сталеві бурильні труби

Параметри	Типи колон								
	СБТМ -42	СБТМ -50	СБТМ -63,5	СБТМ -73	СБТН -33,5	СБТН -42	СБТН -50	СБТН -54	СБТН -68
Зовнішній діаметр труб, мм	42	50	63,5	73	33,5	42	50	54	68
Внутрішній діаметр, мм	32	39	51,5	59; 55	24,5	33	40	45	59
Товщина стінки, мм	5,0	5,5	6,0	7; 9	4,75	4,5	5	4,5	4,5
Зовнішній діаметр з'єднань, мм	57	65	83	95	34	42,5	52	54,5	68,5
Внутрішній діаметр з'єднань, мм	22	28	40	32	14	16	22	22	28
Вага 1 м труби, кг	4,56	6,04	8,51	11,4; 14,2	3,37	4,16	6,04	5,49	7,05
Вага 1 м колони зі з'єднаннями, кг	5,5	6,9	10,0	–	3,7	4,89	6,81	6,48	8,68
Група чи марка сталі	36Г2С	36Г2С	36Г2С	36Г2С	36Г2С	36Г2С	36Г2С	36Г2С	36Г2С
Рекомендований діаметр свердловин, мм	59–93	76–151	93–151	93–151	36	46	59	59	76

Для встановлення єдиної концепції в створенні бурильних труб був розроблений новий ДСТ Р 51245-99 Труби бурильні геологорозвідувальні, типи і основні параметри. Типи бурильних труб відповідно до галузей застосування наведені в табл. 4.5. Основні розміри бурильних колон наведені в табл. 4.6.

Таблиця 4.5

Типи бурильних труб (колон) нового сортаменту

Галузь застосування бурильних труб	Типи бурильних труб (колон)	
	Найменування	Позначення
Традиційне колонкове і безкернове буріння	1. Труби бурильні сталеві універсальні	ТБСУ
	2. Труби бурильні легкосплавні	ТБЛ
	3. Труби бурильні обважнені	ТБУ
Буріння зі знімним керноприймачем	4. Труби бурильні сталеві легкої серії	ТБСЛ
	5. Труби бурильні сталеві важкої серії	ТБСТ
	6. Труби бурильні легкосплавні важкої серії	ТБЛТ
Буріння з гідро- і пневмотранспортуванням керна та осколочних фракцій гірських порід	7. Труби бурильні подвійні із зовнішньою сталевією трубою	ТБДС
	8. Труби бурильні подвійні із зовнішньою легкосплавною трубою	ТБДЛ

Переваги застосування ТБСУ з приварними замками порівняно з аналогами муфтово-замкового (СБТМ) і ніпельного (СБТН) з'єднань:

1. Тіло труби і прорізи в замках поверхнево загартовані токами високої частоти, що забезпечує збільшення міцності труб і скорочує зношування труби в процесі буріння.

2. Замки бурильної труби виготовляються з легованої сталі з подальшою карбонітрацією (хіміко-термічною обробкою), що дає поверхневу твердість різьби 55HRC. Внаслідок цього зносостійкість різьбових з'єднань підвищується в 2–3 рази і практично відсутні заїдання різьб. Кількість циклів на згвинчування не менше 800.

3. Нарізний замок з тілом труби з'єднаний сваркою тертям (приварні замки), що виключає зайві різьбові з'єднання, не розбиває стінки свердловини, а також дозволяє використовувати бурильні колони для буріння в складних геологічних умовах в породах V–IX категорій за буримістю.

4. Приварювання тертям замків до тіла труби забезпечує високу співвісність замка з віссю труби до 0,15 мм, що у свою чергу при збиранні свічок і колон забезпечує високе балансування і дозволяє бурити на високих швидкостях.

5. Використання бурильних труб типу ТБСУ з приварними замками дозволяє швидко і легко розбирати бурильну колону.

Для підвищення маси і жорсткості нижньої частини бурильної колони застосовують **обважнені бурильні труби (ОБТ)**. Це дозволяє колоні працювати більш спокійно, зменшити обриви труб та викривлення свердловини. Тому ОБТ включають до складу бурильної колони при бурінні свердловин великого діаметра (76–152 мм) і при необхідності створення осьового навантаження на породоруйнівний інструмент більш ніж 1500 даН, а також у геологічних умовах, що сприяють викривленню стовбура свердловини.

Таблиця 4.6

Основні розміри і параметри бурильних труб
(колон та їх з'єднань) нового сортаменту

Типорозмір бурильної труби (колони)	Основні розміри тіла				Позначення різьби для з'єднання деталей замка	Основна довжина труби в зборі зі з'єднаннями	Розрахована маса 1 м труби, кг
	Труба		Замок				
	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Зовнішній діаметр, мм	Внутрішній діаметр, мм			
ТБСУ-43	43,0	4,5	43,5	16	3-43	4700	5,12/4,88
ТБСУ-55	55,0	4,5	53,5	22	3-45	4700	7,47/7,12
ТБСУ-63,5	63,5	4,5	64,0	28	3-53	4700	8,82/8,24
ТБСУ-70	70,0	4,5	70,5	32	3-57	4700	9,76/8,82
ТБСУ-85	85,0	4,5	85,5	40	3-67	6200	13,82/12,7
ТБЛ-43	43,0	7,0	43,5	16	3-34	4700	2,81
ТБЛ-55	55,0	9,0	55,5	22	3-45	4700	4,69
ТБЛ-63,5	63,5	9,0	64,0	28	3-53	4700	5,88
ТБЛ-70	70,0	9,0	70,5	22	3-57	4700	6,63
ТБЛ-85	85,0	9,0	85,5	28	3-67	4700	9,16
ТБУ-57	57,0	12,0	57,5	22	3-45	4700	14,0
ТБУ-73	73,0	19,0	73,5	22	3-57	4700	22,0
ТБУ-89	89,0	22,0	89,5	28	3-67	4700	31,5
ТБУ-108	108,0	26,0	108,5	28	3-86	4700	54,0
ТБСЛ-43	43,0	4,8	43,5	33,4	СК-39	3000	4,52
ТБСЛ-55	55,0	4,8	55,5	45,4	СК-51	4500	5,94
ТБСЛ-70	70,0	4,8	70,5	60,4	СК-66	4500	7,22
ТБСЛ-89	89,0	5,5	89,5	78,5	СК-85	4500	11,33
ТБСЛ-114	114,0	6,0	114,5	102,0	СК-109	4500	15,98
ТБСТ-55	55,0	4,5	57,5	41	СПК-50	4700	5,9
ТБСТ-70	70,0	4,5	73,5	53	СПК-64	6200	8,0
ТБСТ-85	85,0	4,5	89,5	72	СПК-82	6200	9,4
ТБСТ-102	102,0	4,5	108,5	89	СПК-101	6200	11,4
ТБЛТ-55	55,0	7,0	57,5	41	СПК-50	4700	
ТБЛТ-70	70,0	8,5	73,5	53	СПК-64	6200	
ТБЛТ-85	85,0	6,5	89,5	72	СПК-82	6200	
ТБЛТ-102	102,0	6,5	108,5	89	СПК-101	6200	
ТБДС-48	48,0	3,5	57,5	41	СПК-50	3000	5,5
ТБДС-57	57,0	4,5	57,5	41	СПК-50	4000	7
ТБДС-73	73,0	5,0	75,5	56	СПК-64	4000	12,3
ТБДС-89	89,0	6,0	92,5	74	СПК-85	4000	15,6
ТБДС-108	108,0	7,0	116,5	88	СПК-101	6000	18
ТБДС-114	114,0	7,0	130,0	100	СПК-118	6000	19,6
ТБДС-127	127,0	7,0	130,0	100	СПК-118	4000	24
ТБДЛ-73	73,0	7,0	75,5	56	СПК-64	4000	6,5
ТБДЛ-89	89,0	8,0	92,5	74	СПК-85	6000	9,5
ТБДЛ-108	108,0	9,0	116,5	88	СПК-101	6000	14,5
ТБДЛ-127	127,0	9,0	130,0	100	СПК-118	6000	16

Примітки: 1. За погодженням із замовником труби можуть випускатися іншої товщини стінок і довжини. 2. В чисельнику вага труб ТБСУ з прорізами (П), в знаменнику – без прорізів (БП).

Вибір діаметра ОБТ. В інтервалах нестійких порід діаметр ОБТ беруть на розмір менше ніж діаметр колонкової труби, для того щоб забезпечити можливість оббурювання труб у разі виникнення аварії. В інших випадках приймають діаметр ОБТ таким, як і діаметр колонкової труби. При бурінні свердловин діаметрами 76–112 мм застосовують труби геологорозвідувального стандарту діаметрами 73, 89 і 108 мм. Для діаметрів 112–151 мм можна використовувати труби нафтового стандарту діаметрами 104,8; 120 і 146 мм. Вага ОБТ повинна на 25 % перевищувати осьове навантаження на породоруйнівний інструмент. Технічна характеристика обважнених бурильних труб наведена в табл. 4.7.

При бурінні на великій глибині з метою зниження ваги бурильної колони і зменшення затрат потужності на обертання і підйом бурового снаряда використовують *легкосплавні бурильні труби (ЛБТ)*, які виготовлені з алюмінієвого сплаву Д16Т. Технічна характеристика легкосплавних бурильних труб наведена в табл. 4.8.

При маркуванні труб перша літера позначає матеріал виготовлення або масу труб (Л, С або О). Дві наступні вказують, що це бурильні труби (БТ). Остання – тип з'єднання (Н або М). Потім через дефіс зазначають зовнішній діаметр труб. Наприклад, СБТМ-50; ОБТ-146; ЛБТН-54.

Таблиця 4.7

Обважені бурильні труби

Параметри	ОБТ-Р-73	ОБТ-РПУ-89	ОБТ-108П	ОБТ-104,8	ОБТС1-120	ОБТ-146
Зовнішній діаметр труб і з'єднань, мм	73	89	108	104,8	120	146
Внутрішній діаметр труб, мм	35	45	56	50,8	64	76
Товщина стінки труби, мм	19	22	26	27	28	35
Внутрішній діаметр з'єднань, мм	22	28	28	–	–	–
Довжина труби, мм	6000	4620	4720	9150	6500	8000
Вага 1 м труби, кг	25,3	36,1	52,2	52,1	63,5	96,0
Вага труби зі з'єднаннями, кг	118	164	255	477	413	768

Таблиця 4.8

Легкосплавні бурильні труби

Параметри	Типи бурильних колон		
	ЛБТН-42	ЛБТН-54	ЛБТН-68
Зовнішній діаметр труб, мм	42	54	68
Внутрішній діаметр труб, мм	28	36	50
Товщина стінки, мм	7	9	9
Зовнішній діаметр з'єднань, мм	42,5	54,5	68,5
Внутрішній діаметр з'єднань, мм	16	22	28
Вага 1 м труби, кг	2,16	3,68	4,82
Вага 1 м колони зі з'єднаннями, кг	3,10	4,75	5,50
Матеріал труб	Д16Т	Д16Т	Д16Т
Матеріал з'єднань	40ХН	40ХН	40ХН
Рекомендований діаметр свердловин, мм	46	59	76

Діаметр бурильних труб підбирають за співвідношенням

$$d_{\text{бт}} = \varphi D_{\text{к}}, \text{ мм}, \quad (4.1)$$

де $D_{\text{к}}$ – діаметр коронки, мм; φ – раціональна величина співвідношення між діаметром бурильних труб та діаметром свердловини, для бурильних труб ніпельного з'єднання при бурінні свердловин з високими частотами обертання $\varphi = 0,88-0,93$, при бурінні свердловин з порівняно невеликою частотою обертання $\varphi = 0,83$, для бурильних труб муфтово-замкового з'єднання $\varphi = 0,60$.

Розрахунковий діаметр уточнюють відповідно держстандарту на бурильні труби.

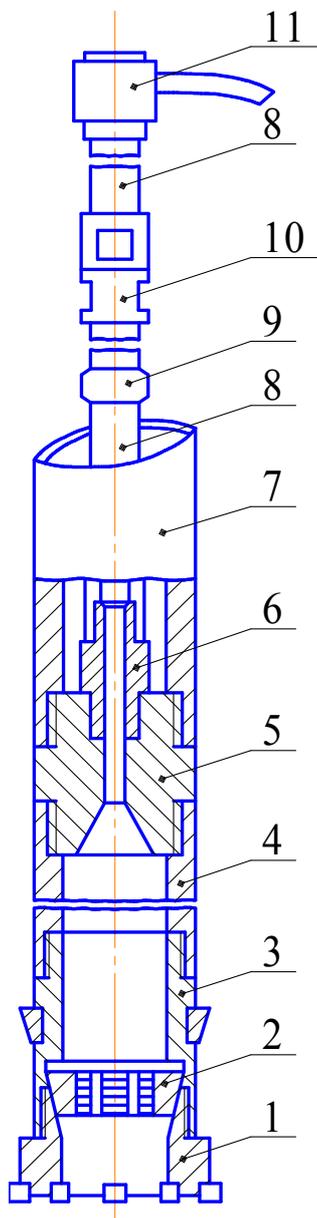


Рис. 4.10. Буровий снаряд: колонковий набір:

1 – коронка, 2 – керновідривач, 3 – розширювач, 4 – колонкова труба, 5 – перехідник, 7 – шламівий відсік;

інші елементи бурового снаряда: 6 – ніпель, 8 – бурильна труба, 9 – муфта, 10 – замок, 11 – сальник-вертлюг

4.3. Колонкові набори

Колонковий набір – це частина бурового снаряда, яка призначена для руйнування гірської породи, приймання й утримання керна (рис. 4.10).

У склад колонкового набору зазвичай входять: коронка, керновідривач, колонкова труба і перехідник.

При алмазному бурінні до складу колонкового набору включають розширювач, що слугує запобіганню звужуванню стовбура свердловини при зносі коронки по діаметру.

Якщо при бурінні свердловини утворюється велика кількість шламу, то до колонкового набору включають шламіву трубу.

Керновідривач – це частина колонкового набору, призначена для відривання керна від масиву гірської породи й утримання його в колонковій трубі при підйомі бурового снаряда. Керновідривач складається з циліндричного корпусу з внутрішньою конічною розширювальною зверху розточкою, у якій поміщається конічне пружинне кільце з виступами, що розрізане по твірній.

Іноді бурять без застосування керновідривача. У таких випадках відрив керна від масиву гірської породи здійснюється за допомогою матеріалів для заклинювання (фарфор, дріб, дріт та ін.) або притиркою насухо.

Технічна характеристика керновідривачів для твердосплавного буріння наведена в табл. 4.9, а для алмазного – в табл. 4.10.

Таблиця 4.9

Технічна характеристика керновідривачів для твердосплавного буріння

Показники	Керновідривачі			
	59	76	93	112
Діаметр свердловини, мм	59	76	93	112
Внутрішній діаметр відривального кільця, мм	49,5	57	72	91
Висота відривального кільця, мм	30	40	45	50
Максимальний діаметр керна, мм	40	59,5	75,5	94
Мінімальний діаметр керна, мм	39	52,6	67	86
Вага, кг	0,90	1,12	1,99	2,68

Таблиця 4.10

Технічна характеристика керновідривачів для алмазного буріння

Показники	К-46			К-59			К-76		
	К-46	К-59	К-76	К-46	К-59	К-76	К-46	К-59	К-76
Зовнішній діаметр коронки, мм	46	59	76	46	59	76	46	59	76
Внутрішній діаметр коронки, мм	31	42	58	31	42	58	31	42	58
Максимальний діаметр керна, мм	31,8	42,8	58,9	31,8	42,8	58,9	31,8	42,8	58,9
Мінімальний діаметр керна, мм	30,4	41,4	57,2	30,4	41,4	57,2	30,4	41,4	57,2
Довжина керновідривача з коронкою, мм	198	198	208	198	198	208	198	198	208
Вага, кг	0,71	1,12	1,64	0,71	1,12	1,64	0,71	1,12	1,64

Колонкові труби – частина колонкового набору, призначена для приймання і зберігання керна. На обох кінцях колонкової труби нарізана внутрішня трапецеїдальна різьба. Колонкові труби виготовляються довжиною 1,5; 3,0; 4,5 і 6,0 м. У колонковий набір більшої довжини труби збираються за допомогою ніпелів. Колонкові труби мають такі зовнішні діаметри: 25; 34; 44; 57; 73; 89; 108; 127 і 146 мм. Обсадні та колонкові труби випускаються за однаковим ДСТ. Технічна характеристика колонкових труб наведена в табл. 4.15 і 4.16.

Перехідники призначені для з'єднання бурильних труб з колонковими і шламовими трубами. Їх виготовляють 9-ти типів, загалом 60 типорозмірів. Схеми переходників наведені на рис. 4.11.

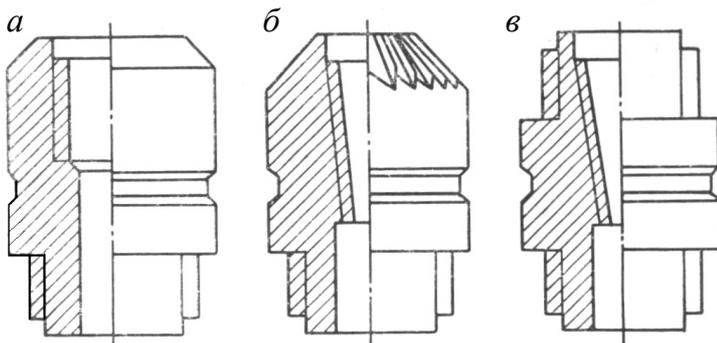


Рис. 4.11. Перехідники: а – П0; б – П1; в – П3

Найбільш широко застосовуються перехідники таких типів:

– П0 і П0А – із зовнішньою різьбою під колонкові труби і внутрішньою різьбою під ніпелі бурильних труб;

– П1 – із зовнішньою різьбою під колонкові труби і внутрішньою різьбою під замки бурильних труб;

– П3 – із зовнішніми різьбами під колонкові й шламові труби і внутрішньою різьбою під замки бурильних труб.

Застосовують також спеціальні перехідники (зливні, стабілізуючі, від'єднувальні та ін.), які відрізняються від вищенаведених за своїм призначенням і будовою.

Верхня конусна частина переходників типу П1 профрезерована і загартована, що дозволяє вибурювати вгору при зашламовуванні вище колонкового набору і попереджує можливість зачеплення за башмак обсадної колони.

Основні розміри і вага перехідників наведені в табл. 4.11–4.13.

Таблиця 4.11

Основні розміри і вага перехідників П0 і П0А

Типорозмір перехідника	Діаметр труби, мм		Діаметр перехідника, мм	Довжина, мм	Вага, кг
	бурильної	колонкової			
П0А-32/33,5	32	33,5	34	130	0,6
П0А-32/44	32	44	45	130	1,05
П0-33,5/33,5	33,5	33,5	34	130	0,6
П0-33,5/44	33,5	44	45	130	1,0
П0-42/44	42	44	45	130	0,85
П0-42/57	42	57	58	135	1,7
П0-54/57	54	57	58	140	1,7
П0А-54/57	54	57	58	140	1,65
П0А-54/73	54	73	74	140	2,9
П0А-68/73	68	73	74	150	2,65
П0А-68/89	68	89	91	150	4,15

Таблиця 4.12

Основні розміри і вага перехідників П1

Типорозмір перехідника	Діаметр труби, мм		Діаметр перехідника, мм	Довжина, мм	Вага, кг
	бурильної	колонкової			
П1-42/57	42	57	58	120	1,35
П1-42/73	42	73	74	120	2,5
П1-42/89	42	89	91	120	3,8
П1-42/108	42	108	110	120	5,7
П1-50/73	50	73	74	140	2,3
П1-50/89	50	89	91	140	3,5
П1-50/108	50	108	110	140	5,6
П1-50/127	50	127	130	140	7,85
П1-50/146	50	146	149	140	10,2
П1-63,5/89	63,5	89	91	140	3,9
П1-63,5/108	63,5	108	110	140	6,4
П1-63,5/127	63,5	127	130	140	6,9
П1-63,5/146	63,5	146	149	140	10,5

Таблиця 4.13

Основні розміри і вага перехідників П3

Типорозмір перехідника	Діаметр труби, мм		Діаметр перехідника, мм	Довжина, мм	Вага, кг
	бурильної	колонкової і шламової			
П3-42/73	42	73	74	140	2,6
П3-42/89	42	89	91	140	4,5
П3-50/89	50	89	91	140	4,3
П3-50/108	50	108	110	140	6,4
П3-50/127	50	127	130	140	8,9

У процесі поглиблення свердловини зношується породоруйнівний інструмент і, як наслідок, зменшується діаметр свердловини. Тому при спуску нової алмазної коронки відбувається руйнування алмазів через удари об стінки

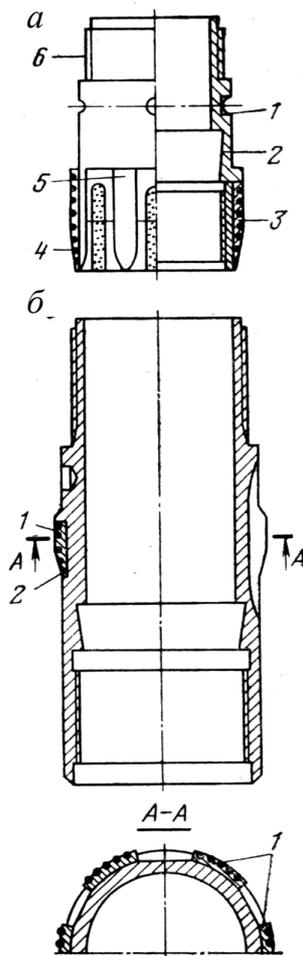


Рис. 4.12. Розширювачі:

a – РМВ-2:

1 – корпус; 2 – конічне проточування; 3 – штабик; 4 – конічний захід штабика; 5 – пази між штабиками; 6 – різьба;

б – РСА:

1 – армоване алмазами кільце; 2 – конічний захід з кільцем

звуженого стовбура свердловини. Для попередження цього в колонковий набір включають спеціальний інструмент – **розширювач**, який зберігає бурову коронку і колонкову трубу від передчасного зносу, калібрує свердловину і стабілізує роботу бурового снаряда. Конструктивно розширювачі являють собою відрізок труби, зовнішня поверхня якого армується стираючим матеріалом. Основні типи розширювачів та їх характеристика наведені далі.

Розширювач РМВ-2 (рис. 4.12, *a*) використовується для калібрування стовбура свердловини при бурінні абразивних і тріщинуватих порід. У цих розширювачів штабики мають конічний захід, який попереджає їхній ступеневий знос. Штабики розташовані внизу розширювача, що зменшує довжину некаліброваної ділянки свердловини. Корпус РМВ-2 одночасно є корпусом керновідривача.

Розширювач РСА (рис. 4.13, *б*) призначений для калібрування стовбура свердловини при бурінні порід VII–XI категорій за буримістю, різних за ступенями абразивності та тріщинуватості. Розширювачі РСА, на відміну від РМВ-2, замість штабиків, мають армоване алмазами кільце з конічним заходом, що розташоване в середній частині розширювача.

Технічна характеристика розширювачів наведена в табл. 4.14.

Шламові труби слугують для збирання під час буріння значних за розміром і важких частинок шламу. Шламова труба на одному кінці має ліву різьбу, за допомогою якої вона через перехідник включається в колонковий набір. Довжина шламової труби розраховується так, щоб ємність її була дещо більше об'єму важкого шламу, одержуваного за рейс.

Таблиця 4.14

Технічна характеристика розширювачів

Тип розширювача	Діаметр розширювача, мм	Кількість штабиків, шт.	Вага алмазів, карат
РМВ-2-36	36,4	4	5,0
РМВ-2-46	46,4	4	5,0
РМВ-2-59	59,4	6	7,5
РМВ-2-76	76,4	8	10,0
РМВ-2-93	93,4	10	12,5
РСА-46	46	–	5,1–7,6
РСА-59	59	–	7,6–11,4
РСА-76	76	–	11,1–15,2
РСА-93	93	–	12,7–19

4.4. Обсадні труби

Обсадні труби слугують для кріплення нестійких стінок свердловини, а також для ізоляції одних пластів від інших. При колонковому бурінні використовуються безшовні суцільнотягнуті обсадні труби з гладкою зовнішньою і внутрішньою поверхнею, які з'єднуються за допомогою ніпелів або труба в трубу (безніпельні труби). Зазвичай обсадні труби безніпельного з'єднання застосовують при алмазному бурінні для запобігання руйнуванню алмазів при ударі коронки по ніпелю під час спуску бурового снаряда.

На обох кінцях обсадних труб ніпельного з'єднання нарізається циліндрична трапецеїдальна різьба з шагом 4 мм. Обсадні труби безніпельного з'єднання мають різьбу того ж профілю, але на одному кінці труби нарізається зовнішня різьба, а на другому – внутрішня. Обсадні труби поставляються довжиною від 1,5 до 6 м залежно від зовнішнього діаметра.

Розміри обсадних труб ніпельного з'єднання і ніпелів до них наведені в табл. 4.15, а обсадних труб безніпельного з'єднання – в табл. 4.16.

Таблиця 4.15

Основні розміри обсадних труб ніпельного з'єднання і ніпелів до них

Параметри	Показники				
Зовнішній діаметр труби і ніпеля, мм	73	89	108	127	146
Товщина стінки труби, мм	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Внутрішній діаметр ніпеля, мм	62,0	78,0	95,5	114,5	134,5
Зовнішній діаметр зовнішньої різьби, мм	68,5	84,5	103,0	122,0	141,0
Зовнішній діаметр внутрішньої різьби, мм	68,54	84,55	103,05	122,06	141,06
Довжина різьби, мм	40	40	60	60	60
Внутрішній діаметр різьби, мм	67,0	83,0	101,5	120,5	139,5
Довжина труби, мм	1500, 3000, 4500, 6000				
Вага 1 м труби, кг	8,4	10,4	13,0	16,0	17,4

Таблиця 4.16

Основні розміри обсадних труб безніпельного з'єднання

Параметри	Показники				
Зовнішній діаметр труби, мм	34	44	57	73	89
Товщина стінки труби, мм	3,0	3,5	4,5	5,0	5,0
Зовнішній діаметр зовнішньої різьби, мм	31,6	42,0	54,0	69,5	85,5
Зовнішній діаметр внутрішньої різьби, мм	31,632	42,032	54,04	69,54	85,55
Внутрішній діаметр різьби, мм	30,1	40,5	52,5	68,0	84,0
Довжина труби, мм	1500	1500	1500	1500	1500
	3000	3000	3000	3000	3000
			4500	4500	4500
				6000	6000
Вага 1 м труби, кг	3,0	4,0	5,2	8,4	10,4

У 2000 р. в СКБ "Геотехніка" були розроблені зміцнені обсадні труби. Замість труб безніпельного з'єднання розроблені труби з привареними різьбовими кінцями (варіант П), різьби яких уніфіковані з різьбами труб ніпельного з'єднання (варіант НП), а товщини стінок суттєво зменшені. Технічна характеристика цих труб наведена в табл. 4.17 і 4.18.

Таблиця 4.17

Технічна характеристика обсадних труб типу П

Зовнішній діаметр труби, мм	Зовнішній діаметр приварних кінців і з'єднувальної муфти, мм	Товщина стінки труби, мм	Внутрішній діаметр приварних кінців і з'єднувальної муфти, мм	Довжина з'єднувальної муфти, мм	Довжина труби, м	Маса 1 м, кг			
						гладкої труби	приварних кінців		з'єднувальної муфти
							ніпеля	муфти	
33,5	34	2,5	24,5	150	1,0; 1,5; 3,0	1,91	0,23	0,25	0,39
44	44,5	3,0	35,0		1,0; 1,5; 3,0	3,04	0,32	0,37	0,53
57	57,5	3,0	47,0		1,0; 1,5;	4,00	0,46	0,55	0,77
		4,0			3,0; 4,5	5,23	0,48	0,57	
73	73,5	3,5	61,5		1,0; 1,5;	6,00	0,71	0,75	1,03
		4,5			3,0; 4,5; 6,0	7,60	0,74	0,77	
89	89,5	3,5	77,5	1,0; 1,5;	7,38	0,93	1,01	1,22	
		4,5		3,0; 4,5; 6,0	9,38	0,95	1,04		

Таблиця 4.18

Технічна характеристика обсадних труб типу ПП

Зовнішній діаметр труби і ніпеля, мм	Товщина стінки труби, мм	Внутрішній діаметр ніпеля, мм	Довжина труби, м	Маса 1 м, кг	
				труби	ніпеля
25	3,0	—	1,0; 1,5; 3,0	1,63	—
33,5	3,0	24,5	1,0; 1,5; 3,0	2,26	0,5
44	3,5	34,0	1,0; 1,5; 3,0; 4,5	3,50	0,7
57	4,0	46,5	1,0; 1,5; 3,0; 4,5; 6,0	5,23	0,8
	4,5			5,83	0,8
73	4,0	62,0	1,0; 1,5; 3,0; 4,5; 6,0	6,81	1,0
	5,0			8,38	1,0
89	4,5	78,0	1,0; 1,5; 3,0; 4,5; 6,0	9,38	1,3
	5,0			10,36	1,3
108	4,5	95,5	1,0; 1,5; 3,0; 4,5; 6,0	11,49	2,4
	5,0			12,70	2,4
127	5,0	114,5	1,0; 1,5; 3,0; 4,5; 6,0	15,04	2,6
146	5,0	134	1,0; 1,5; 3,0; 4,5; 6,0	17,39	2,8

Висновок

У цьому розділі наведено класифікацію інструменту для буріння свердловин; розглянуто основні види технологічного інструменту, його призначення та умови застосування, а також основні технічні характеристики технологічного інструменту.

Контрольні питання

1. Види бурового інструменту за призначенням.
2. Класифікація, будова і сфера застосування алмазних коронок.
3. Класифікація, будова і сфера застосування твердосплавних коронок.
4. Лопатеві долота. Конструкції і сфера застосування.
5. Шарошкові долота. Класифікація, будова і сфера застосування.
6. Бурильна колона. Призначення, склад, матеріали, типи з'єднань. Вибір діаметра.
7. Призначення керновідривача і його будова.
8. Призначення колонкових труб, їх характеристика.
9. Перехідники. Призначення, класифікація, будова.
10. Розширювачі. Призначення, типи, будова, сфера застосування.
11. Шламкові труби. Призначення, сфера застосування.
12. Обсадні труби. Призначення, типи з'єднань.

5. ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ І КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати методику і порядок проектування конструкції свердловини при обертальному бурінні; види та призначення обсадних колон, які опускають у свердловину; мету, способи, матеріали і технологію кріплення свердловин; методику розрахунку цементування з двома розділювальними пробками; уміти спроектувати конструкцію свердловини для конкретних геолого-технічних умов при обертальному бурінні; вибрати спосіб кріплення, визначити кількість матеріалів, вибрати насос або цементувальний агрегат для проведення цементування.

5.1. Проектування конструкції розвідувальної свердловини при обертальному способі буріння

Конструкцією свердловини називається схема її улаштування, в якій указуються зміна діаметрів буріння з глибиною, діаметри і глибини спуску колон обсадних труб, а також місця і способи тампонування.

Вихідними даними для вибору конструкції свердловини слугують фізико-механічні властивості порід геологічного розрізу і наявність зон можливих ускладнень, мета і спосіб буріння свердловини, її глибина, профіль і кінцевий діаметр.

Після вибору способу буріння проектують конструкцію свердловини знизу вгору у такому порядку:

- 1) вибирають кінцевий діаметр;
- 2) залежно від гірничо-геологічних умов визначають місця переходу на більші діаметри та інтервали установки обсадних колон;
- 3) визначають інтервали цементування обсадних колон;
- 4) враховуючи геологічні умови, довжини інтервалів буріння одним діаметром, довжини обсадних колон та інтервали цементування, вибирають діаметри буріння та обсадних колон.

Після визначення глибини, що відповідає меті її спорудження, вибирають кінцевий діаметр буріння. Разом з тим діаметри свердловини повинні забезпечити одержання якісної проби в необхідній кількості, проведення комплексу намічених спостережень, досліджень тощо.

При розвідці твердих корисних копалин діаметр керна повинен бути достатнім, щоб забезпечити одержання надійної маси проби, що встановлюється з урахуванням вимог до випробування залежно від типу родовища і розподілу в корисній копалині коштовного компонента

$$D_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{4Q_{\text{п}}}{\pi l \gamma K}}, \quad (5.1)$$

де $D_{\text{кр}}$ – необхідний діаметр керна, см; $Q_{\text{п}}$ – маса проби, кг; l – довжина проби, см; γ – щільність проби корисної копалини, кг/см³; K – коефіцієнт планованого виходу керна.

ВІТР розробив рекомендації з вибору кінцевих діаметрів буріння залежно від груп родовищ (табл. 5.1), генетичних типів родовищ (табл. 5.2) і габаритів геофізичної апаратури (табл. 5.3).

Таблиця 5.1

Рекомендації з вибору мінімально припустимих діаметрів керна і можливих розмірів колонкових снарядів для різних видів корисних копалин

Характер розподілу компонентів корисної копалини	Родовища корисних копалин	Текстура порід	Мінімально припустимі діаметри керна, мм	Типи та мінімально можливі розміри (діаметр, мм) колонкових снарядів		
				одинарних колонкових труб	подвійних колонкових труб	зі знімними керноприймачами
Вельми рівномірний	І. Найбільш витримані родовища чорних металів, хімічної сировини (сірка, миш'як, фосфор). Більшість родовищ вугілля, горючих сланців, а також нерудної сировини (глини, доломіти, кварцити)	Сприятлива	22	ОКТ-34	–	ССК-46
		Несприятлива	32	ОКТ-44	ТДН-46-УТ	ССК-59
Нерівномірний	ІІ. Більшість родовищ кольорових металів (мідь, поліметали, боксити), а також складні родовища з І групи	Сприятлива	22	ОКТ-34	–	ССК-46
		Несприятлива	32	ОКТ-44	ТДН-46-УТ	ССК-59
Вельми нерівномірний	ІІІ. Більшість родовищ рідкісних і деяких кольорових і благородних металів, значна частина родовищ гірничорудної сировини (слюда, азбест). Найбільш складні родовища кольорових металів, які не потрапили в ІІ групу	Сприятлива	32	ОКТ-44	ТДН-46-УТ	ССК-59
		Несприятлива	42–60	ОКТ-57 ОКТ-73 ОКТ-89	ТДН-59-УТ ТДН-76-УТ ТДН-93	ССК-59 ССК-76 КССК-76
Украй нерівномірний	ІV. Дрібні та вельми порушені родовища рідкісних і благородних металів. Родовища, які не потрапили в І–ІІІ групи	Сприятлива і несприятлива	60	–	ТДН-76-УТ ТДН-2-93 ТДН-4-93	ССК-76 КССК-76

Таблиця 5.2

Мінімально припустимі діаметри керн і свердловин

Генетичні типи родовищ і найголовніші промислові типи руд	Рекомендований припустимий діаметр керна, мм	Діаметр свердловини, мм
Магматичні родовища		
Хромітові	22	36
Титаномагнетитові	32	46
Мідно-нікелеві	32–42	46–59
Рідкіснометалеві	32	59–76
Пегматитові родовища		
Рідкіснометалеві	42–60	59–76
Контактово-метасоматичні (скарнові) родовища		
Залізні	32	46
Молибдено-вольфрамові	32–60	46–76
Мідні	32	46
Руди інших металів (золота, свинцю, цинку)	32	46
Гідротермальні родовища		
Міднопорфіритові	42	59
Колчеданові	32	46
Мідисті пісковики	22	36
Сидеритові	22	36
Вольфрамо-молибденові	32–60	46–76
Олов'яні	32–42	46–59
Свинцево-цинкові	32–42	46–59
Сурм'яно-ртутні і миш'якові	60	76
Золоті	22–32	36–46
Урано-ванадієві	22	36
Осадкові родовища		
Силікатно-нікелеві	22–42	36–59
Золотоносні	32	46
Боксити	32–42	46–59
Метаморфічні родовища		
Залізисті кварцити	32	46
Золотоносні конгломерати	32	46

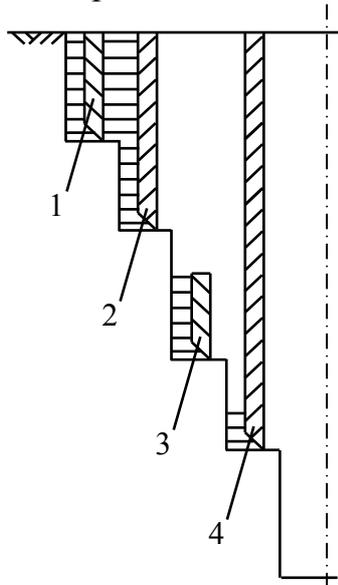
Разом з тим потрібно враховувати, що можливість збереження керн й одержання його у необхідній кількості значною мірою залежить від виду корисної копалини і типу породоруйнівного інструменту. Так, для колонкового буріння алмазами на рудні корисні копалини як основний рекомендується використовувати діаметр 59 мм. При бурінні твердосплавними коронками по вугіллю і бокситах їхній діаметр повинний бути не менше 76 мм, а при бурінні по мінеральних солях і будівельних матеріалах – не менше 93 мм.

При цьому діаметри відповідно 46, 59 і 76 мм залишаються як запасні. У випадку аварії свердловини можуть бути добурені коронками цих діаметрів.

Кінцевий діаметр гідрогеологічної свердловини визначається діаметром установлюваного в ній фільтра і габаритами водопідйомника, що залежать від розрахункової продуктивності свердловини. Для свердловин малої продуктивності кінцевий діаметр приймається 100–150 мм, для свердловин середньої продуктивності (до 50 м³/год) – 200–250 мм, для високопродуктивних свердловин – 250–400 мм.

Після вибору кінцевого діаметра намічаються інтервали, що вимагають закріплення свердловини шляхом їх глинізації, тампонування свердловини цементним, а також спеціальним розчином чи установкою колон обсадних труб.

У свердловину можуть спускати кілька обсадних колон, що розрізняються за призначенням і глибиною спуску (рис. 5.1):



1. **Направлення (напрямна труба)** слугує для закріплення устя свердловини і відводу бурового розчину, що виливається зі свердловини, у циркуляційну систему, зазвичай спускається на 3–12 м.

2. **Кондуктор** – перекриває товщу нестійких, водопоглинаючих порід, що залягають у верхній частині геологічного розрізу. Башмак кондуктора слід заглиблювати в стійкі монолітні породи на 3–5 м.

3. **Технічна колона** – слугує для ізоляції інтервалів слабкозв'язаних нестійких порід і зон поглинання промивальної рідини; глибина спуску колони залежить від місця розташування ускладнених інтервалів.

4. **Експлуатаційна колона** – створює надійний канал у свердловині для видобування пластових флюїдів чи накачування агентів у пласт; глибина її спуску визначається положенням продуктивного об'єкта. Вона може розташовуватись так само, як технічна колона на рис. 5.1, або спускатись до вибою. В останньому випадку в інтервалі продуктивного пласта експлуатаційну колону перфорує чи оснащують фільтром.

5. **Потайна колона** – слугує для перекриття деякого інтервалу в стовбурі свердловини. Верхній кінець колони не досягає поверхні. Як потайна колона може спускатись технічна або експлуатаційна колона.

Якщо наноси мають невелику потужність і час їх буріння малий (не більше доби), то направлення може бути суміщене з кондуктором.

Спущену обсадну колону цементують у стовбурі свердловини на всю довжину чи в деякому інтервалі, що починається від нижнього кінця колони. Направлення завжди цементується на всю довжину. Кондуктор зазвичай також цементується на всю довжину. Але в свердловинах, де довжина кондуктора значна, а час буріння свердловини малий, можуть цементуватися тільки нижні 5–7 м. Після закінчення буріння колону відрізають для повторного використання.

При проектуванні конструкції свердловини потрібно уникати спуску потайних обсадних колон і ступеневості відкритого стовбура свердловини. У разі потреби слід передбачати спуск усіх обсадних колон з поверхні і наступне їх витягання після закінчення буріння для повторного використання.

Таблиця 5.3

Мінімально припустимі діаметри свердловин залежно від габаритних розмірів геофізичної апаратури

Призначення	Зовнішній діаметр свердловинного прибору, мм	Номінальний діаметр свердловини, в якій можливе використання даної апаратури, мм
Каротажна апаратура		
Радіометричні дослідження	28–60	36–76
Магнітометрія	40	46
Термокаротаж	40	46
Резистивіметрія	50	59
Інклінометрія	25–70	36–76
Кавернометрія	70	76
Апаратура для вивчення навколосвердловинного простору		
Векторна магнітометрія	40	46
Радіопросвічування	38–50	46–59
Амплітудно-фазові вимірювання	53	59

Рішення про те, застосовувати потайну колону, чи виводити труби на поверхню, залежить від досвіду використання потайних колон у даній організації. Потайні колони більш економічні, але не завжди надійно ізолюють зону, що закріплюють. Це відбувається через те, що зазвичай доводиться окремо закріпляти трубу на ділянках верхнього і нижнього кінців потайної колони.

Застосування потайних обсадних колон і буріння в ступеневому відкритому стовбурі категорично забороняється при використанні снарядів зі знімними кернаприймачами (ССК).

Ступеневість стовбура свердловини і використання потайних обсадних колон при алмазному бурінні допускається в аварійних ситуаціях або глибоких (більше 1000 м) свердловинах, коли на нижніх інтервалах буріння проводиться з порівняно невеликими (400–500 хв⁻¹) частотами обертання.

У таких випадках необхідно застосовувати ступеневу колону з бурильних труб різних діаметрів. Якщо використання ступеневої ніпельної колони неможливе або діаметр верхнього інтервалу 93 мм і більше, то застосовують тимчасову обсадну колону для створення оптимальних умов при алмазному бурінні.

Іноді в конструкції свердловин передбачають пропуск діаметрів. Наприклад, якщо наноси складені породами, які швидко набухають, то під обсадні труби свердловину бурять більшим діаметром для того, щоб гарантувати спуск колони до потрібної глибини раніше, ніж діаметр свердловини зменшиться.

Для пошукових свердловин інформація про зони ускладнення здебільшого недостатньо достовірна. В такому разі, якщо геологічний розріз складений породами до VII категорії за буримістю, то рекомендується пропустити один діаметр після кондуктора. Коли прогнозована зона ускладнення вимагатиме кріплення трубами, то свердловину розширяють для спуску колони. А якщо без спуску обсадної колони можна обійтись, то така схема дасть вигреш у швидко-

сті буріння. У таких самих умовах, але в розрізі, складеному більш міцними породами, залишати запасний діаметр не можна, через те що розширення такої свердловини – складний, тривалий і дорогий процес.

Обов'язково підлягають кріпленню трубами зони впливу гірничих виробок на діючих вугільних полях. При цьому вплив гірничої виробки поширюється на 40 потужностей виробки вгору і на 4 – вниз. На вже недіючих вугільних полях необхідність кріплення трубами визначається конкретними умовами й економічними міркуваннями.

При бурінні на вугілля в Донбасі широко використовують розширення свердловин. Це пов'язане з тим, що конструкції свердловин вимагають застосування великих діаметрів буріння 151 і 132 мм, для ефективного використання яких потрібні високі осьові навантаження, які важко створити при вільній подачі інструменту. Крім того, при бурінні меншим діаметром свердловини більш стійкі, а швидкість буріння вища. Тому бурять їх діаметром 112 або 93 мм, а потім для встановлення обсадних труб інтервал розширюють за допомогою шарошкових доліт.

У всіх випадках необхідно прагнути до найбільш простої і малоступеневої конструкції свердловини, а для зниження її вартості – до можливо менших діаметрів буріння і мінімальної металомісткості. Мінімальна металомісткість досягається зменшенням кількості та діаметра обсадних колон.

Для позначення конструкцій геологорозвідувальних свердловин використовується їх літерно-цифрова характеристика.

Шифр включає:

- глибину свердловини (проектну або фактичну), м;
- спосіб буріння на кінцевій глибині (А – алмазними коронками, Т – твердосплавними коронками, Г – гідроударниками, П – пневмоударниками, Ш – шарошковими долотами, АС – комплексами ССК або КССК, АГ – гідроударниками з алмазними коронками);
- кінцевий діаметр свердловини, мм;
- складність конструкції свердловини залежно від кількості обсадних колон (I, II, III; БО – без обсадки);
- глибину спуску, діаметр і тип обсадних колон;
- діаметр, вид буріння і глибину кожної ступені відкритого стовбура.

Приклад

1550 Т 59 Ш 10 (146Н) 220 (127НЗ) 450 (89БН/80) 76 Ш 925

Свердловина глибиною 1550 м, твердосплавне буріння кінцевим діаметром 59 мм. Триколонна конструкція: третя колона довжиною 80 м складена з труб безніпельного з'єднання діаметром 89 мм опущена впотай на глибину 450 м; друга колона – до глибини 220 м з туб ніпельних заготовок діаметром 127 мм; перша колона (напрямна труба) – ніпельного з'єднання діаметром 146 мм опущена до глибини 10 м; відкритий стовбур свердловини має ступеневу форму, до глибини 925 м буріння здійснювалось шарошковими долотами діаметром 76 мм.

5.2. Кріплення свердловин

5.2.1. Мета і способи кріплення

З поглибленням стовбура свердловини при потребі проводять роботи з його кріплення.

Кріплення свердловин здійснюють з метою:

- 1) закріплення стінок свердловини в інтервалах нестійких порід;
- 2) ізоляції зон катастрофічного поглинання промивальної рідини і зон можливих перетоків пластової рідини у стовбурі;
- 3) поділу інтервалів, де геологічні умови вимагають застосування промивальної рідини з різною густиною;
- 4) роз'єднання продуктивних горизонтів та ізоляції їх від водоносних пластів;
- 5) утворення надійного каналу в свердловині для видобування нафти чи газу чи подачі закачуваної у пласт рідини;
- 6) утримання обсадної колони від опускання вниз;
- 7) створення надійної основи для установлення устаткування.

Закріплення стінок свердловин може здійснюватися такими способами:

- тампонуванням глиною;
- тампонуванням цементним розчином;
- установкою колони обсадних труб.

5.2.2. Тампонування свердловин глиною

Тампонування глиною застосовується переважно при бурінні неглибоких розвідувальних чи гідрогеологічних свердловин для ущільнення затрубної частини обсадної колони, що закриває водоносний пласт з невисоким тиском.

Якщо в місці наміченого тампонування залягає пласт в'язкої глини потужністю 2–3 м, башмак обсадних труб вдавлюють чи забивають у глину на 0,5–1,0 м, попередньо пробуривши цей пласт на 0,5–0,6 м.

При відсутності на вибої в'язкої глини в свердловину закидають невеликими порціями кульки глини діаметром 5–7 см. Кожну порцію глини утрамбовують металевою трамбівкою, що спускається в свердловину на бурильних трубах чи канаті. Після того як у свердловині буде створена глиниста подушка потужністю 2–3 м, у неї вдавлюють башмак колони обсадних труб. Для вдавлення глини в затрубний простір башмак колони можна закривати дерев'яною конусною пробкою.

5.2.3. Цементування свердловин

Тампонування свердловин цементом чи матеріалами, що мають цемент, називається *цементуванням*.

Для цементування свердловин застосовується високоякісний портландцемент 500 і 600, який називається *тампонажним*.

При змішуванні з водою тампонажний цемент утворює легкорухливий розчин, що з часом твердіє і поступово перетворюється в міцний цементний камінь.

Терміни і міцність тужавіння цементного розчину залежать від якості цементного порошку, тонкості його помелу, кількості та якості води, що міститься в розчині.

Кількість води для приготування розчину визначається **водоцементним фактором**, що виражає масове співвідношення води і сухого цементу в одиниці об'єму розчину

$$m = V/Ц. \quad (5.2)$$

Зазвичай приймають $m = 0,4-0,6$.

Застосований при розвідувальному бурінні цемент має **початок тужавіння**, тобто починає втрачати рухливість не раніше 3 год і не пізніше 3 год 30 хв після приготування розчину.

Закінчення тужавіння цементного розчину – час, коли він цілком утрачає рухливість, настає не пізніше 3 год після початку тужавіння.

Зменшенню часу тужавіння сприяє підвищена температура, а також використання спеціальних хімічних реагентів – **прискорювачів тужавіння**. Найбільш розповсюджені з них – хлористий кальцій і кальцинована сода (2–3 % від маси сухого цементу).

Сповільнювачі тужавіння – сірчаноокисле залізо, сульфід-спиртова барда (ССБ), карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) – до 1 %. Введення в цементний розчин кварцового піску (30–40 %) з додаванням КМЦ сповільнює тужавіння, заощаджує цемент, підвищує стійкість цементного каменю до впливу агресивних сульфатних вод.

Цементування направлення. У свердловину через бурильну трубу заливають розрахункову кількість цементного розчину, потім опускають обсадну трубу. В нижній частині труби закріплюють пробку, частіше за все дерев'яну. Обсадну трубу встановлюють на вибій, при цьому вона видавлює цементний розчин у затрубний простір. Свердловину оставляють у спокої на добу. Після чого дерев'яну і цементну пробку розбурюють. Подальше буріння ведуть меншим діаметром. Якщо стінки свердловини складені породами, що легко розмиваються і обсипаються, то після продавлювання обсадної труби до вибою в затрубний простір між направленням і стінками свердловини засипають щебінь або гальку.

Широко застосовується **підбашмачне цементування**, коли занурюється башмак обсадної колони в цементний розчин, вилитий на вибій свердловини. Висота підйому цементу 2–3 м. Колону піднімають над вибоєм на 3–5 м. Цементний розчин накачують через заливальні трубки, потім їх піднімають, а обсадну колону опускають на вибій і залишають у спокої на добу. Після чого пробки розбурюють.

Якщо висота цементу в затрубному просторі повинна бути більшою, застосовується цементування під тиском з розділювальними пробками.

5.2.4. Цементування свердловин з двома розділювальними пробками

При цьому способі цементування використовуються дві розділювальні пробки і цементувальна головка (рис. 5.2). Розділювальні пробки мають ущільнювальні гумові манжети. Верхня пробка – суцільна, а нижня має осьовий канал, який перекритий скляним диском або гумовою мембраною.

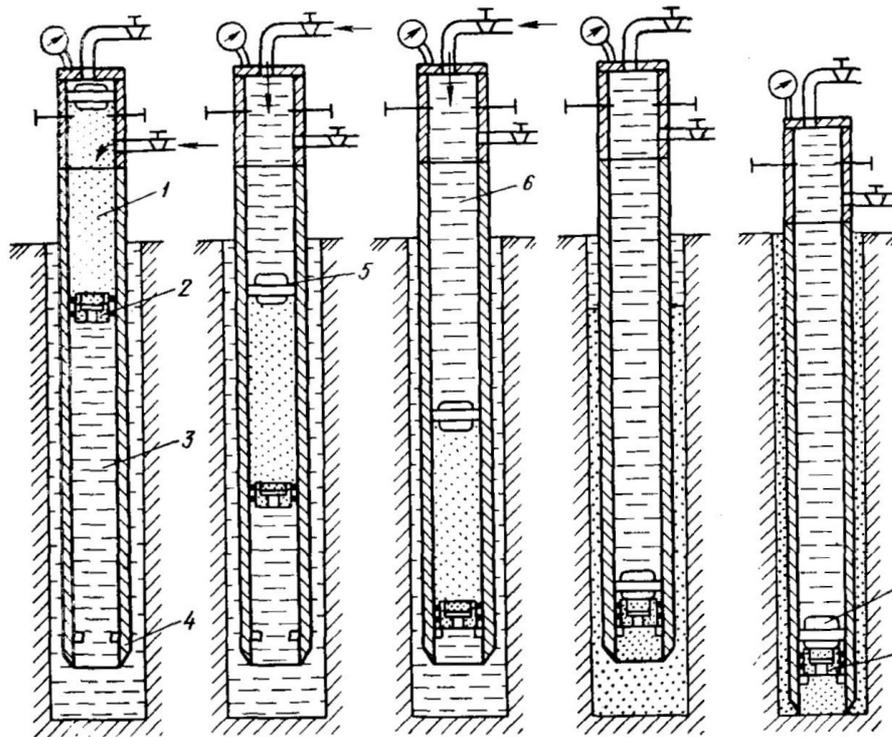


Рис. 5.2. Схема цементування свердловини з двома розділювальними пробками:
 1 – цементний розчин; 2 – нижня пробка; 3 – промивальна рідина;
 4 – башмак обсадної колони; 5 – верхня пробка; 6 – продавлювальна рідина

До початку цементування свердловину проробляють спеціальним долотом або зубчатою коронкою, діаметр якою більше діаметра труб обсадної колони. Перевіряють якість обсадних труб, потім опускають їх у свердловину. На відстані 5–10 м вище башмака всередині колони повинно бути закріплено опорне стопорне кільце. Останні 10–12 м труби опускають з промиванням свердловини, закачуючи воду або глинистий розчин через нагвинчену на верхню частину колони цементувальну головку. Підвісивши колону труб над вибоєм на 1–2 м, знімають цементувальну головку та опускають у труби нижню пробку. Потім знову надівають головку і через нижні її патрубки закачують у труби необхідну кількість цементного розчину. Після цього вивільняють верхню пробку, яка утримувалась у цементувальній головці стопорами, і через верхній патрубков закачують продавлювальну рідину.

Цементний розчин, який знаходиться між пробками, продавлюється вниз. Нижня пробка, дійшовши до упорного кільця в трубах, зупиняється. Верхня пробка під напором продавлювальної рідини продовжує опускатись. Внаслідок високого тиску, що при цьому створюється, скляний диск або гумова мембрана нижньої пробки руйнується і цементний розчин витісняється в затрубний простір. При сходженні пробок тиск, який показує манометр на цементувальній головці, різко підвищується. Це слугує сигналом для закінчення нагнітання продавлювальної рідини. Вимкнувши насос, колону обсадних труб опускають на вибій і при закручених кранах цементувальної головки свердловину залишають у спокої на 24 год для твердіння цементного розчину у випадку цементування експлуатаційної колони та на 12–16 год при цементуванні кондуктора. Цей час називають очікуванням затвердіння цементного розчину (ОЗЦ).

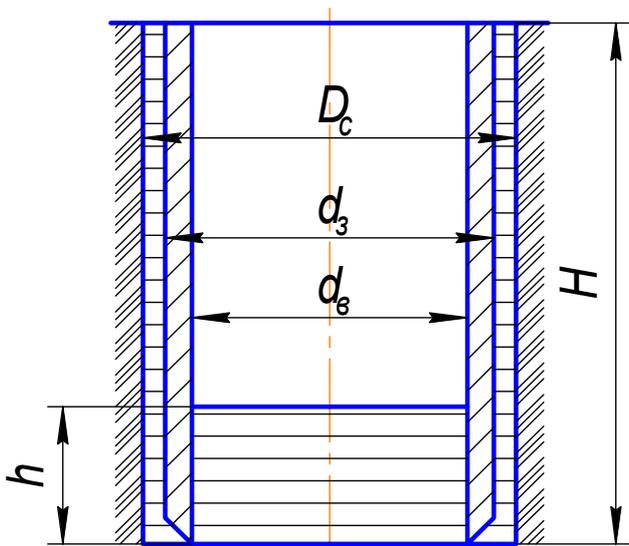


Рис. 5.3. Схема для розрахунку цементування обсадної колони

5.2.5. Розрахунок цементування з двома розділювальними пробками

Розрахунок цементування свердловини проводиться з метою визначення необхідної кількості цементу, води, продавлювальної рідини; вибору типу насоса або цементувального агрегату.

Об'єм цементного розчину, необхідний для створення в затрубному просторі цементного кільця висотою H і цементного стовпа всередині колони h (рис. 5.3), визначається за формулою

$$V_{ц.р} = 0,785 [(D_c^2 - d_3^2)kH + d_b^2h], \text{ м}^3, \quad (5.3)$$

де D_c – діаметр свердловини, м; d_3 – зовнішній діаметр обсадних труб, м;

d_b – внутрішній діаметр обсадних труб, м; k – коефіцієнт, який враховує втрати цементного розчину через наявність каверн у свердловині, $k = 1,1-1,3$; h – висота цементного стакана, $h = 5-10$ м.

Густина цементного розчину

$$\gamma_{ц.р} = \frac{\gamma_v \gamma_{ц} (1 + m)}{\gamma_v + m \gamma_{ц}}, \text{ кг/м}^3, \quad (5.4)$$

де $\gamma_{ц}$ – щільність сухого цементу ($\gamma_{ц} = 3050-3200$ кг/м³); γ_v – густина води, кг/м³; m – водоцементний фактор.

Необхідна кількість сухого цементу для приготування 1 м³ цементного розчину

$$q_{ц} = \frac{\gamma_v \gamma_{ц}}{\gamma_v + m \gamma_{ц}}, \text{ кг}. \quad (5.5)$$

Необхідна кількість сухого цементу для приготування всього об'єму цементного розчину

$$Q_{ц} = k_0 q_{ц} V_{ц.р}, \text{ кг}, \quad (5.6)$$

де k_0 – коефіцієнт, який враховує втрати сухого цементу при приготуванні розчину, $k_0 = 1,1-1,15$.

Об'єм води для приготування цементного розчину

$$V_v = Q_{ц} m, \text{ м}^3. \quad (5.7)$$

Для продавлювання цементного розчину необхідно закачувати продавлювальну рідину, об'єм якої розраховується за формулою

$$V_{п.р} = 0,785 k_p d_b^2 (L - h), \text{ м}^3, \quad (5.8)$$

де L – глибина свердловини; k_p – коефіцієнт, який враховує стиснення рідини (для води $k_p = 1$, для глинистого розчину $k_p = 1,05$).

Тиск, необхідний для продавлювання цементного розчину,

$$p = (H - h)(\gamma_{ц.р} - \gamma_p) \cdot 10^{-5} + 0,001L + 0,8, \text{ МПа}, \quad (5.9)$$

де γ_p – густина продавлювальної рідини, кг/м³.

Час, необхідний на цементування свердловин, визначають як

$$t_{\text{цем}} = \frac{V_{\text{ц.р}} + V_{\text{п.р}}}{Q_{\text{ц.а}}} + t_{\text{доп}}, \text{ хв}, \quad (5.10)$$

де $t_{\text{доп}}$ – час, який витрачається на допоміжні операції, $t_{\text{доп}} = 10\text{--}15$ хв; $Q_{\text{ц.а}}$ – продуктивність цементувального агрегату або насоса, $\text{м}^3/\text{хв}$.

Тривалість цементування не повинна перевищувати 75 % часу початку тужавіння цементного розчину. Час початку тужавіння цементного розчину приблизно дорівнює 3 год.

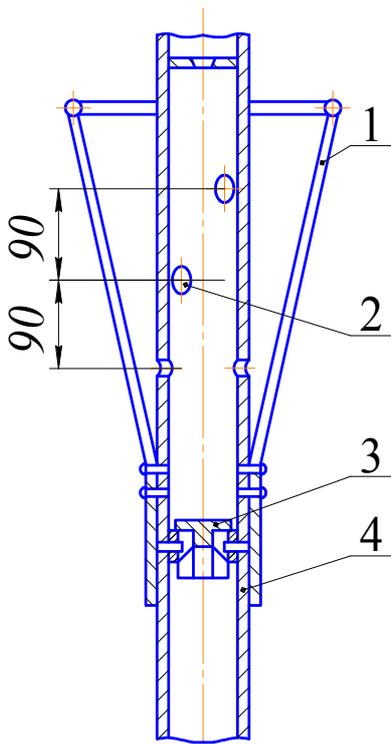


Рис. 5.4. Схема обладнання колони при манжетному цементуванні:
1 – манжета; 2 – отвори в трубі; 3 – клапан;
4 – патрубок

5.2.6. Манжетне цементування

Інколи доводиться цементувати затрубний простір експлуатаційної колони труб на певному інтервалі. В цьому випадку використовується манжетне цементування (рис. 5.4). В обсадній колоні в кінці інтервалу цементування розміщують перфоровану трубу. В нижній частині цієї труби встановлюють клапан, а ззовні прикріплюють воронкоподібну манжету висотою близько метра. Манжета може бути виготовлена з армованої гуми, пластмаси, брезенту тощо. Цементний розчин, що закачують через цементувальну головку в обсадні труби, верхньою пробкою видавлюється через перфоровані отвори в затрубний простір. Манжета запобігає опусканню цементного розчину нижче необхідної зони цементування.

Висновок

У цьому розділі наведено методику проектування конструкції свердловини при обертальному бурінні; розглянуті види та призначення обсадних колон; мету, способи, матеріали і технологію кріплення свердловин.

Контрольні питання

1. Поясніть термін "конструкція свердловини"?
2. Вихідні дані для проектування конструкції свердловини.
3. Порядок проектування конструкції свердловини.
4. Вибір кінцевого діаметра свердловини.
5. Типи і призначення обсадних колон, що опускають в свердловину.
6. Цілі кріплення свердловин.
7. Способи закріплення стінок свердловини.
8. Яким чином здійснюється тампонування свердловин глиною?
9. Що таке "водоцементний фактор"?
10. Яким чином здійснюється цементування направлення?
11. Технологія цементування свердловин з двома розділювальними пробками.
12. Які параметри знаходять при проведенні розрахунку цементування свердловин з двома розділювальними пробками?
13. Технологія манжетного цементування.

6. БУРОВЕ ОБЛАДНАННЯ

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати класифікації бурових установок за різними ознаками; будову бурових верстатів, насосів, вишок і щогл; методику розрахунку талевої оснастки; а також мати уявлення про основні різновиди закордонного бурового обладнання; уміти підібрати бурове обладнання для конкретних геолого-технічних умов; розрахувати параметри талевої оснастки.

Розрізняють поняття "бурова установка", "буровий агрегат", "буровий верстат".

Буровий верстат – це безпосередньо машина, призначена для буріння свердловин, яка здійснює обертання породоруйнівного інструменту, спуск у свердловину і підйом бурового снаряда та інші функції.

Буровий агрегат – це комплекс механізмів і пристроїв, необхідних для буріння свердловини. Він складається з бурового верстата, бурового насоса, силового приводу (двигунів), електрогенератора, засобів механізації допоміжних процесів, засобів автоматизації і керування процесами буріння свердловин, системи очищення промивальної рідини.

Бурова установка – це комплекс наземних споруд, бурового та енергетичного обладнання, за допомогою яких виконуються всі роботи зі спорудження свердловини. До складу комплексу входять: буровий агрегат, вишка або щогла, бурова будівля, транспортна база та ін.

Усі бурові верстати й установки класифікуються залежно від способу буріння, умов застосування, транспортної бази, системи приводу, системи подачі і підйому бурового інструменту, глибини буріння та ін.

За **способом буріння** всі бурові верстати й установки поділяються на обертальні, ударні, комбіновані та вібраційні.

Залежно від **типу обертача** бурові установки поділяють на шпindelльні, роторні та з рухомим обертачем. Починаючи з середини 80-х років відмічається стабільна тенденція зменшення кількості шпindelльних верстатів і збільшення кількості роторних і особливо верстатів з рухомим обертачем.

У **шпindelльних** верстатах за допомогою затискних патронів ведучу трубу закріплюють в шпindelелі, а її обертання і подачу здійснюють безпосередньо шпindelлем. Це дозволяє обертачем створювати осьове навантаження на породоруйнівний інструмент. Шпindelльний обертач знаходить найбільше застосування в установках для алмазного буріння свердловин малого діаметра, в геологічних розрізах, складених твердими і середньої твердості гірськими породами.

Переваги шпindelльного обертача – компактність і простота конструктивної ув'язки шпindelеля з механізмом подачі, а також можливість буріння свердловини під різними кутами до горизонту. Технологічні можливості шпindelльного обертача повністю задовольняють вимоги колонкового буріння в твердих породах: нарощування бурильних колон без відриву снаряда від забою підвищує ресурс алмазних коронок і збільшує вихід керна; незначні витрати робочого часу на перекріплювання патронів і нарощування снаряда збільшує швидкість буріння. Основний недолік шпindelльного обертача – невелика довжина ходу подачі (0,5–0,6 м). Необхідність частих перекріплювань патронів при бу-

рінні м'яких гірських порід істотно знижує швидкість буріння і зменшує відсоток виходу керна.

У **роторних** верстатах ведуча труба й отвір у столі ротора мають спеціальний профіль (квадрат, шестигранник і т. ін.), що забезпечує обертання ведучої труби. Її переміщення в осьовому напрямку відбувається під власною вагою та за допомогою лебідки. Роторний обертач знайшов широке застосування в самохідних і пересувних бурових установках, використовуваних при бурінні структурно-пошукових і гідрогеологічних свердловин у м'яких і середньої твердості породах. Основна його перевага – велика довжина ходу подачі.

Бурові установки з роторним обертачем використовуються переважно при безкернаму бурінні. При бурінні роторними установками з відбором керна на нарощування снаряда пов'язане з відривом снаряда від забою, що призводить до пошкодження керна, порушення стінок свердловини і зменшення проходки на коронку. Алмазне буріння із застосуванням роторних установок використовується в окремих випадках (неможливість застосування високих частот обертання, значні вібрації снаряда, трудність регулювання осьового навантаження на коронку, неможливість буріння похилих свердловин).

Бурові установки з **рухомим обертачем** знайшли широке застосування при використанні прогресивних способів буріння внаслідок таких переваг:

- забезпечують найбільший ефект при швидкісних методах буріння, здійснюваних без підйому бурильних труб для витягання керна, таких як буріння снарядами із знімними кернаприймачами, з гідро- і пневмотранспортом керна, при безкернаму бурінні, застосуванні вибійних машин тощо;

- установки більш універсальні за методами буріння; встановлюючи гідромотори різної потужності або вводячи просту коробку зміни передач, можна варіювати в широких межах частоту обертання і крутний момент на обертачі;

- порівняно з шпинделями гідрофіковані верстати при аналогічних методах буріння на 30–40 % продуктивніші, що окупає їх вищу вартість;

- з конструкції верстата виключається ряд механічних вузлів, які часто виходять з ладу, що забезпечує більший термін служби верстата.

В той же час установки з рухомим обертачем мають і недоліки:

- втрати потужності між привідним двигуном і обертачем у верстатах шпинделів складають близько 10 %, а в установках з рухомим обертачем – не менше 30 %, що пояснюється значною втратою тиску в гідравлічній системі;

- вимагається, щоб на установках працював більш кваліфікований персонал і була в наявності якісна ремонтна база.

Бурові верстати для ударного буріння поділяються на ударно-канатні, ударно-штангові та віброударні. В ударно-канатних буровий снаряд підвішений на сталевому канаті, а в ударно-штангових – на колоні бурильних труб. Удари по долоту при віброударному бурінні наносять вібратором або вібромолотом.

Комбіновані бурові установки дозволяють бурити як обертальним, так і ударним способом.

Залежно від системи **механізму подачі** бурові верстати бувають з вільною, важільною, гідравлічною та з подачею за допомогою ланцюга і каната. Найбільш поширена у верстатах для геологорозвідувального буріння гідравлічна подача.

За *транспортабельністю* бурові установки поділяються на стаціонарні, коли буровий агрегат монтується на нерухомому фундаменті, пересувні, що монтуються на полозках, автотракторних причепах на колесах або гусеничному ході, самохідні, змонтовані на автомобілі або тракторі, та переносні, що переміщують люди або в'ючні тварини.

За *умовами застосування* розрізняють бурові установки для буріння свердловин з поверхні землі; з підземних гірничих виробок та з поверхні води (плавучі бурові установки).

Технічна характеристика найбільш розповсюджених бурових установок для геологорозвідувального буріння наведена в табл. 6.1.

6.1. Бурові верстати

Загальну будову шпindelьних бурових верстатів розглянемо на прикладі верстата СКБ-4 (рис. 6.1). Всі верстати серії СКБ, крім УКБ-1, мають подібну будову.

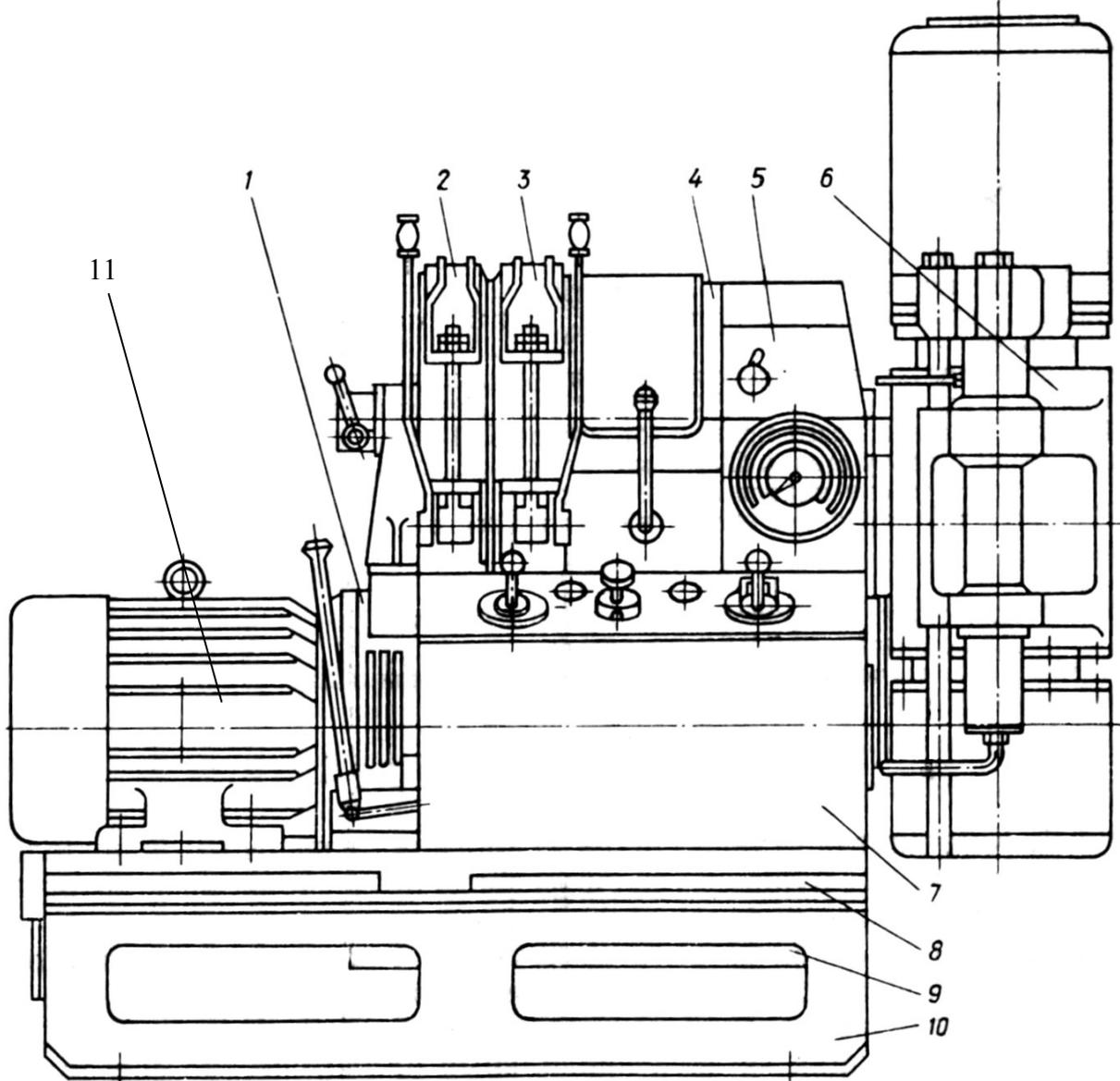


Рис. 6.1. Буровий верстат СКБ-4:

- 1 – муфта зчеплення; 2 – гальмо підйому; 3 – гальмо спуску; 4 – лебідка;
- 5 – трансмісія; 6 – обертач; 7 – гідросистема верстата з автоперехопленням;
- 8 – станина; 9 – циліндр пересування верстата; 10 – рама; 11 – двигун

Таблиця 6.1

Технічна характеристика бурових установок для геологорозвідувального буріння

Параметри	УКБ-1	УКБ-2	УКБ-200/300С	УКБ-4П	УКБ-5П	УКБ-7П	УКБ-8П	УБ-201	БАК-1200/2000	СКТО-65 (ЗІФ-650М)	СКТО-75 (ЗІФ-1200МР)
	рухомий	шпindelь			рогор			рухомий		шпindelь	
Тип обертача											
Глибина буріння при кінцевому діаметрі свердловини, м	12,5 25	50 100	200 300	300 500	500 800	1200 2000	2000 3000	200 600	1200 2000	650 800	1500 2000
Початковий діаметр, мм	93	132	132	151	151	214	295	151	214	200	250
Діаметр бурильних труб, мм	24; 34	42	42; 50; 54	42; 50; 54	50; 54; 63,5; 68	50; 54; 63,5; 68; 73	50; 63,5; 68; 73	42; 54; 68	50; 54; 63,5; 68; 73	50; 54; 63,5; 68	50; 54; 63,5; 68; 73
Частота обертання, хв ⁻¹											
1-й діапазон	100; 270; 600	155; 325; 590; 1000	110; 200; 355; 555; 815	155; 280; 390; 430; 680; 710; 1100; 1615	120; 260; 340; 410; 540; 720; 1130; 1500	0-1500	0-1500	0-630	0-3000	81; 118; 188; 254; 340; 460; 576; 800	75; 136; 231; 288; 336; 410; 516; 600 -
2-й діапазон	450; 600; 1200	305; 650; 1170; 2000	160; 290; 515; 805; 1180	1615 -	1500 -	-	-	0-1250	-	-	-
Найбільше зусилля подачі, кН											
угору	4	20	40	60	85	150	Подача	32	150	80	150
униз	4	15	30	40	65	120	лебідки	32	150	30	50
Вантажопідйомність лебідки, кН	4	6,3	20	25	35	55	80	5,0	55	35	55
Швидкість навівання каната на барабан лебідки, м/с	-	0,7; 1,5; 2,8; 4,7	0,69; 1,25; 2,25; 3,5	1,0; 1,8; 2,75; 4,0	0,8; 1,75; 2,7; 3,6	0-8	0,25-2,0	0-2,0		0,7; 0,95; 1,5; 2,04; 2,72; 3,7; 4,6; 6,24	0,7; 1,24; 2,1; 2,16; 3,04; 3,76; 4,7; 5,24
Тип приводу	"Дружба-4"	АО2-52-4/2	ДЗ7Е-С2	АО2-71-4	АО2-31-4	Д-812	Д-812 (рогор) ДП-82 (лебідка)	Д-144		А2-72-4/6	АК2-91-6
Потужність приводу, кВт	2,9	8,3; 10,2	30	22	30	70	70; 95	44	80	30	55
Тип щогли (вишки)	-	МР-8	МР-6	БМТ-4	БМТ-5	БМТ-7	ВРМ-26/540	-	-	МРУГУ-3	ВРМ-24/540
Тип насоса	НБ1-25/16	НБ2-63/40	НБ3-120/40	НБ3-120/40	НБ4-320/63	НБ4-320/63	НБ-32 (2 шт)	НБ-160/63	НБ3-120/40	НБ3-120/40	НБ32

Верстат зібраний з окремих вузлів. Таке компонування зручне при його монтуванні, демонтуванні і транспортуванні. Основою верстата є рама 10 зварної конструкції, що складається з двох повздовжніх балок, які жорстко пов'язані між собою і які мають напрямні, якими пересувається станина верстата 8. Зварна станина 8 дозволяє скомпонувати вузли верстата і сприймає силові навантаження від корпусних вузлів, які змонтовані на ній. Циліндр пересування 9 двосторонньої дії штоком кріпиться до рами 10, а циліндром – до станини 8. Він має гідрозамок, який дозволяє фіксувати станину в будь-якому положенні. Від двигуна через муфту зчеплення 1 обертання передається на лебідку планетарного типу 4 і обертач шпindelного типу 6. Регулювання частоти обертання здійснюється за допомогою трансмісії 5, яка складається з роздавальної коробки і коробки передач. П'ятиступенева коробка передач із синхронізаторами запозичена з вантажного автомобіля ЗІЛ-130. Спуско-підіймальні операції виконують, використовуючи гальмо підйому 2 і гальмо спуску 3.

Гідросистема верстата 7 включає: маслобак, блок гідравлічного керування, маслонасос з приводом від електродвигуна, ручний насос, змонтований у баці; електрозолотник системи автоперехоплення. Вона передбачає виконання таких операцій: пересування шпindelного обертача вгору чи вниз і зупинки його у будь-якому положенні; навантаження на вибій свердловини або розвантаження ваги бурового снаряда; пересування верстата до свердловини або від неї з фіксуванням на рамі; автоматичне перекріплювання бурового снаряда гідропатронами в процесі буріння без зупинки обертання.

6.2. Бурові насоси

Буровий насос призначений для подачі промивальної рідини у свердловину.

Бурові насоси повинні відповідати таким вимогам:

- 1) забезпечувати подачу промивальної рідини, необхідну для якісного промивання свердловини;
- 2) забезпечувати тиск, достатній для прокачування промивальної рідини до вибою свердловини;
- 3) підтримувати сталість подачі промивальної рідини незалежно від зміни тиску в напірній магістралі;
- 4) змінювати подачу рідини в діапазоні, обумовленому параметрами технологічного процесу буріння;
- 5) безаварійно працювати при прокачуванні рідин, що містять абразивні частинки та хімічно активні реагенти;
- 6) мати спроможність викачувати з ємностей промивальну рідину, рівень якої розташований на 3–5 м нижче насоса;
- 7) мати невелику масу на одиницю гідравлічної потужності й габаритні розміри;
- 8) бути безпечними в експлуатації, зручними в обслуговуванні та ремонті в польових умовах.

Цим вимогам здебільшого відповідають поршневі й плунжерні насоси. У *поршневих* насосів діаметр поршня перевищує його довжину (товщину). *Плунжерним* називається насос, у якого поршень має довжину більше його діаметра.

За способом приведення в дію бурові насоси діляться на *привідні*, у яких поршень приводиться в рух від двигуна через кривошипно-шатунний механізм; а також насоси *прямої дії*, поршень яких з'єднаний загальним штоком із поршнем гідравлічного або пневматичного силового циліндра.

Насоси, у яких за один оберт кривошипного (ексцентрикового) вала рідина всмоктується і подається один раз, називаються насосами *одинарної (простой) дії*. Насоси, у яких за один оберт кривошипного (ексцентрикового) вала рідина всмоктується і подається двічі, називаються насосами *подвійної дії*. За кількістю циліндрів і відповідно до їхнього розташування розрізняють бурові насоси одно-, дво- і трициліндрові, з горизонтальним або вертикальним розташуванням циліндрів.

Поршневі й плунжерні насоси складаються з гідравлічної і привідної частин, змонтованих на загальній рамі. Гідравлічна частина насоса призначена для всмоктування промивальної рідини з приймальної ємності та подачі її під тиском у свердловину. Привідна частина (трансмісія) насоса перетворює обертальний рух привідного вала (кривошипного, ексцентрикового) у зворотно-поступальний рух поршнів чи плунжерів.

6.2.1. Поршневі насоси

Принципова схема поршневого насоса подвійної дії наведена на рис. 6.2.

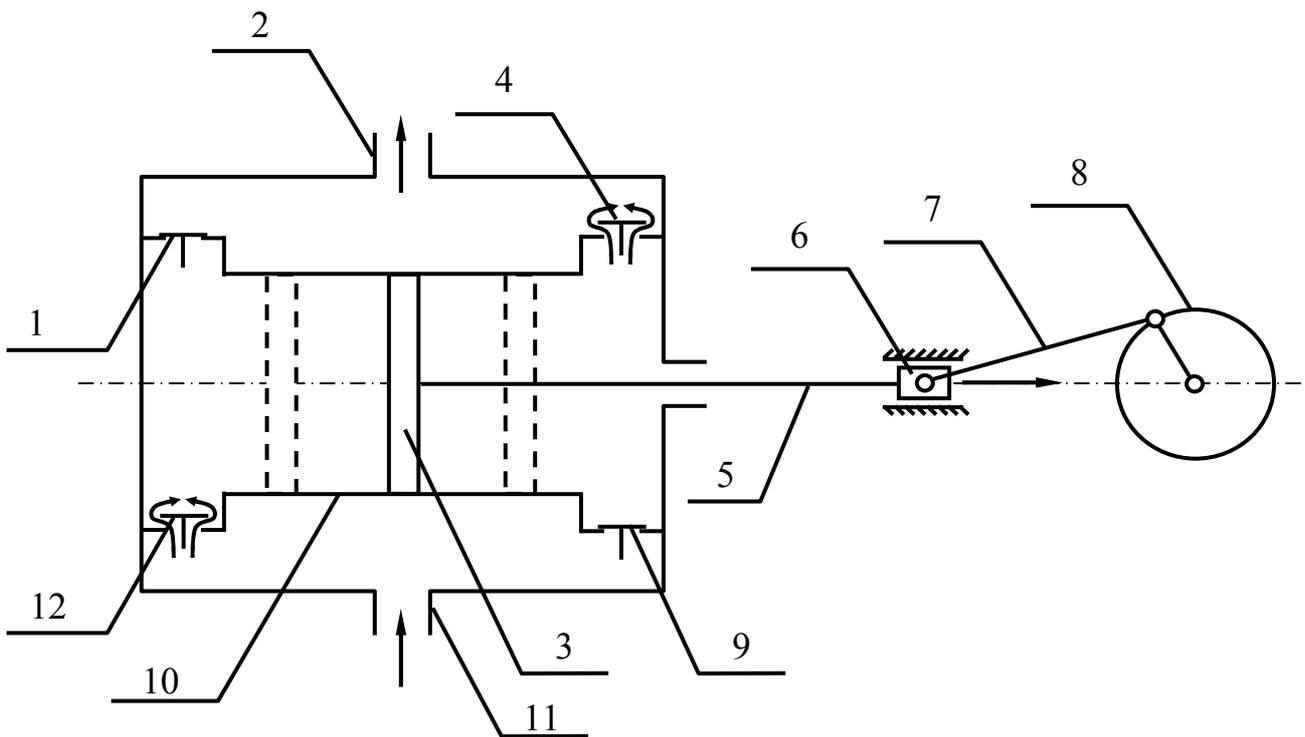


Рис. 6.2. Принципова схема поршневого насоса подвійної дії

Обертальний рух зубчастого колеса 8 за допомогою колінчатого вала перетвориться у зворотно-поступальний рух шатуна 7, крейцкопфа (повзуна) 6, штока 5 і поршня 3. При прямованні поршня вправо в лівій порожнині циліндра 10 створюється розрядження, у правій – надлишковий тиск. У зв'язку з цим у лівій порожнині циліндра закриється напірний клапан 1, відкриється всмокту-

вальний 12 і відбудеться всмоктування рідини через рукав 11, обладнаний храповиком (фільтром) зі зворотнім клапаном. У правій порожнині циліндра в цей момент відбувається подача рідини в напірний рукав 2 через відкритий клапан 4 (усмоктувальний клапан 9 закритий). При прямованні поршня вліво в правій порожнині циліндра 10 створюється розрядження, у лівій – надлишковий тиск. Унаслідок цього в правій порожнині циліндра відбудеться всмоктування рідини (клапан 9 відкриється, а клапан 4 закриється), а в лівій – подача через відкритий клапан 1 (клапан 12 закритий). Перевагою поршневих насосів є можливість перекачування промивальних рідин з великим вмістом піску, недоліком – неможливість безпосереднього спостереження за ущільненням поршня і великі витрати часу на заміну поршня і сальників.

6.2.2. Плунжерні насоси

На рис. 6.3 подана принципова схема плунжерного насоса. Як і в поршковому насосі, обертальний рух зубчастого колеса 1 за допомогою ексцентрикового вала перетворюється у зворотно-поступальний рух шатуна 2, крейцкопфа (повзуна) 3, штока 8 і плунжера 4. При прямованні плунжера 4 вправо в гідравлічній частині 5 насоса створюється розрядження. Унаслідок цього напірний клапан 6 закриється, а всмоктувальний клапан 7 відкриється і рідина почне всмоктуватись.

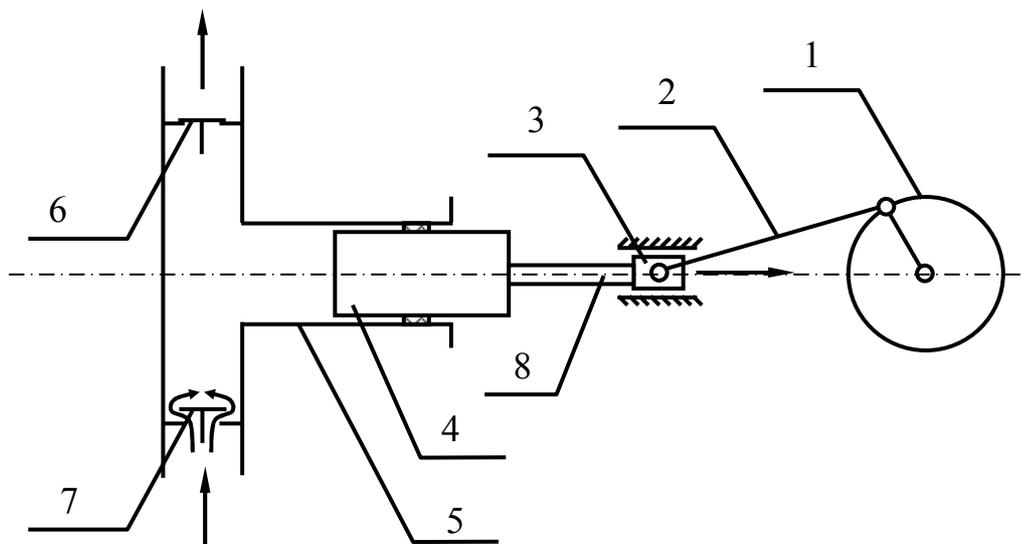


Рис. 6.3. Принципова схема плунжерного насоса одинарної дії

При прямованні плунжера 4 вліво в гідравлічній частині 5 насоса створюється надлишковий тиск. Тому всмоктувальний клапан 7 закриється, а через відкритий напірний клапан 6 буде подаватись рідина в напірний рукав. На відміну від поршневих насосів плунжерні є насосами одинарної (простой) дії, тому що під час прямого ходу плунжера відбувається тільки подача, а при зворотному – тільки всмоктування рідини.

До переваг плунжерних насосів відносять можливість оперативної заміни пари сальник – плунжер, порівняно високі рівномірність і стабільність подачі. Основним недоліком є підвищений знос ущільнень плунжерів.

Технічна характеристика бурових насосів для геологорозвідувального буріння наведена в табл. 6.2.

Таблиця 6.2

Технічна характеристика бурових насосів

Параметри	Плунжерні										Поршневі				
	НБ1-25/16	НБ2-63/40	НБ-80/63	НБ3-120/40	НБ-160/63	НБ4-320/63	НБ5-320/100	11Гр	НБ-32	НБ-50	НБ-80	НБ-125 (9МГр-73)			
Подача, л/хв	25	16; 40; 25; 63	30; 80	15; 19; 40; 70; 120	8; 10; 22; 40; 65 20; 25; 50; 95; 162	32; 55; 105 125; 180; 320	25; 40; 70 32; 55; 88 125; 180; 320	225; 300	294; 384; 486; 594	384; 486; 594; 714	366; 480; 606; 744; 894	НБ-125 (9МГр-73) 389; 497; 606; 798 528; 672; 825; 1089			
Тиск, МПа	1,6	4,0; 2,5; 4,0; 2,2	6,3; 3,2	4,0; 4,0; 4,0; 4,0; 2,0	6,3; 6,3; 6,3; 6,3; 6,3 6,3; 6,3; 6,3; 4,5; 4,5	6,3; 6,3; 6,3; 6,3; 5,5; 3,0	10,0; 10,0; 10,0; 10,0; 10,0; 6,0	6,3; 5,0	4,0; 4,0; 3,2; 2,6	6,3; 5,0; 4,1; 3,4	10; 8; 6,3; 5,2; 4,3	16; 13; 10; 8 13; 10; 8; 6			
Діаметр поршня (плунжер), мм	45	45	30; 50	63	45; 70	45; 80	40; 45; 80	80; 90	80; 90; 100; 110	90; 100; 110; 120	80; 90; 100; 110; 120	90; 100; 110; 125			
Кількість поршнів (плунжерів), шт.	1	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2			
Довжина ходу поршня (плунжера), мм	45	40	40	60	90	90	90	150	160	160	200	250			
Тип приводу	"Друж-ба-4"	АО-42-06/4	АО-42-06/4	АО2-51-4	4АМ132 М4	А2-76-2	4А-225 М693								
Потужність приводу, кВт	3,3	3,0	3,0	7,5	11,0	22	37	37	30	40	63	100			
Габарити: довжина ширина висота	745 325 365	785 336 365		945 610 400	1230 830 1470	1315 1110 866	1380 1110 866	1980 990 1270	1860 740 1455	1860 740 1330	1919 775 1215	2630 1040 1630			
Маса, кг	44	145	310	400	520	950	1100	1150	1040	1040	1220	2750			

Примітка. На цей час плунжерні насоси марок НБ частіше маркуються так: НБ-25/1,6; НБ-80/6,3; НБ-160/6,3; НБ-320/10,0 тощо.

6.3. Бурові вишки і щогли

Бурові вишки і щогли є основними спорудами на точці буріння свердловини. Вони призначені для спуску в свердловину і підйому з неї бурового інструменту й обсадних труб, утримання колони бурильних труб у вертикальному (або похилому) положенні в процесі буріння, а також для виконання окремих допоміжних операцій. Висота вишки (щогли) обумовлюється глибиною свердловини (довжиною свічі) і розмірами обладнання та інструменту, що застосовують при спуско-підймальних операціях.

6.3.1. Бурові вишки

При бурінні використовуються бурові вишки баштового типу, які мають три або чотири опори (ноги) і А-подібні з двома опорами. Безпосередньо до вишки примикає бурова будівля, яка призначена для захисту обслуговуючого персоналу і бурового обладнання від впливу атмосферних умов. Бурові вишки допускають установку бурових агрегатів з будь-яким видом приводу.

Конструкцію бурової вишки розглянемо на прикладі вишки ВРМ-24/30 (рис. 6.4). Вона має такі основні елементи: опори 1, з'єднані для стійкості горизонтальними поясами 9; розкоси 8, що з'єднують опори між поясами і забезпечують жорсткість конструкції; рама (верхня основа) 6 для установки кронблока 5. Для проведення робіт на висоті вишка обладнується робочим помостом 7. Необхідною частиною бурової вишки є драбина з огорожею 2, 4.

Монтаж вишки відбувається в лежачому стані на землі. Підйом її здійснюється за допомогою спеціальних стріл, канатів і тракторної тяги.

При виборі висоти вишки необхідно виходити з її проектної глибини. Рациональна висота вишки орієнтовно може бути визначена з виразу

$$H = k l_{\text{св}}, \quad (6.1)$$

де k – коефіцієнт, враховуючий збільшення висоти вишки відносно свічі для запобігання затягуванню снаряда в кронблок, $k = 1,25-1,45$; $l_{\text{св}}$ – довжина свічі, яку вибирають відповідно до глибини свердловини.

Глибина свердловини, м	≤100	100-300	300-600	600-1200	1200-2000	2000-3000
Рекомендована довжина свічі, м	4,7	9,5	13,5	18,5	24	32,8

6.3.2. Бурові щогли

Бурові щогли являють собою спеціальні конструкції, які призначені для виконання спуско-підймальних операцій при бурінні. У стаціонарних бурових установках щогли монтуються в робочий стан як окремий агрегат. Перевезення щогл на нову точку буріння здійснюється зазвичай без розбирання їх на складові елементи. Пересувні та самохідні бурові установки мають телескопічні або складані металеві щогли, які перевозяться разом з буровою установкою. Бурова щогла має одну або дві опори. Стійкість її забезпечується канатними розтяжками. Використання бурових щогл дозволяє суттєво скоротити витрати часу і коштів при виконанні допоміжних, транспортних і монтажних-демонтажних робіт.

Щогли застосовуються для буріння як вертикальних, так і похилих свердловин.

Технічна характеристика бурових вишок і щогл для геологорозвідувального буріння наведена в табл. 6.3.

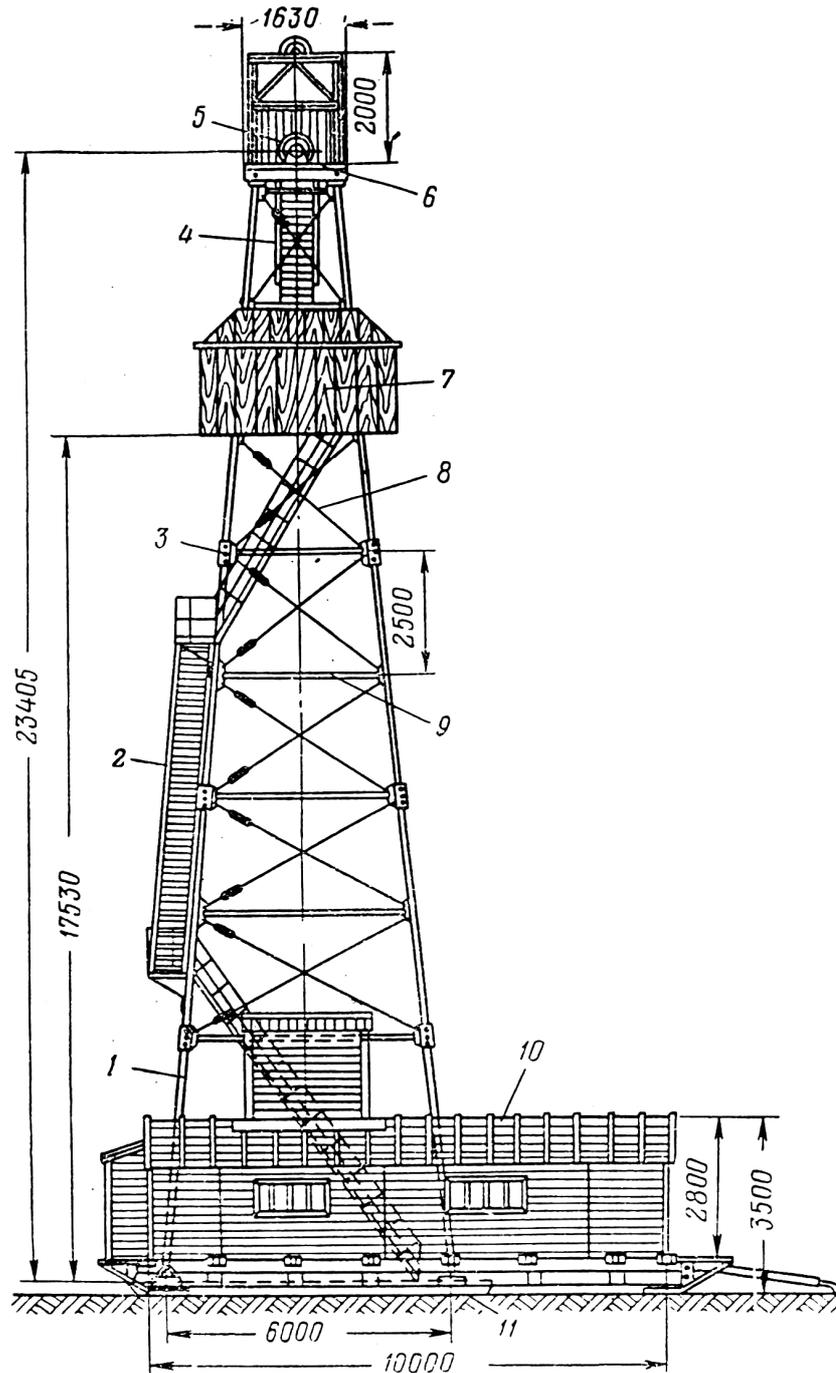


Рис. 6.4. Конструкція бурової вишки ВРМ-24/30:

- 1 – опори (ноги) вишки; 2 – драбина маршова; 3 – хомути;
 4 – драбина тунельна; 5 – кронблок; 6 – верхня рама; 7 – робочий поміст;
 8 – розкоси; 9 – пояси; 10 – бурова будівля; 11 – нижня рама

6.3.3. Талева оснастка бурових вишок і щогл

Спуско-підймальні операції при бурінні свердловини виконуються лебідкою бурової установки. Для перетворення обертального руху барабана лебідки в поступальний підйомного гака у верхній частині вишки або щогли встановлюється кронблок 3, через ролик якого перекидається канат, що йде з барабана лебідки 5 до підйомного гака 1 (рис. 6.5, а).

Таблиця 6.3

Технічна характеристика бурових вишок і щогл

Тип щогли (вишки)	ВРМ-24/30	ВРМ-24/540	ВРМ-26/540	МР-8	МР-6
Висота щогли (вишки), м	23,5	24	26	7,62	14
Довжина свічі, м	18,5	18,5	18,5	4,7	9,5
Допустиме навантаження на талевий блок, кН					
номінальне					
максимальне					
Допустиме навантаження на кронблок, кН					
номінальне	300	540	540	22,5	40
максимальне				45	80

Продовження табл. 6.3

Тип щогли (вишки)	БМТ-4	БМТ-5	БМТ-7	МРУГУ-3	БМ-2
Висота щогли (вишки), м	14,7	18	26	18	32
Довжина свічі, м	9,5	13,5	18,5	13,5	18,5-24,5
Допустиме навантаження на талевий блок, кН					
номінальне	32	50	125		
максимальне	50	80	200	100	3500
Допустиме навантаження на кронблок, кН					
номінальне					
максимальне				200	5200

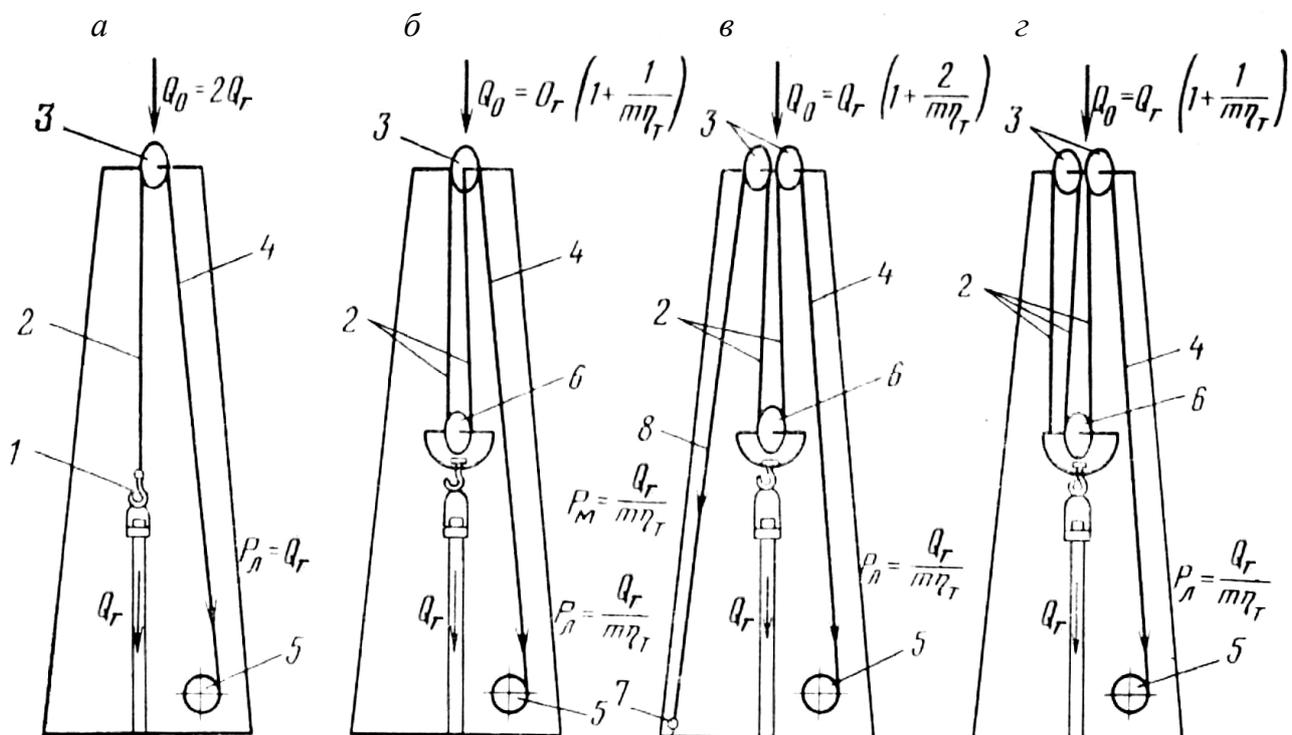


Рис. 6.5. Види талевих оснасток:

a – однострунна; *б* – несиметрична двострунна з нерухомим ("мертвим") кінцем талевого каната, який закріплений на кронблоці; *в* – симетрична двострунна з нерухомим кінцем талевого каната, який закріплений на основі бурової вишки чи щогли; *з* – несиметрична триструнна з нерухомим кінцем талевого каната, який закріплений на талевому блоці

Струна підйомного каната, яка з'єднує барабан лебідки з роликом кронблока, називається ходовою або лебідковою 4, а та, що збігає з кронблока і з'єднується з гаком, називається робочою 2. Якщо вантаж на гаку перевищує вантажопідйомність лебідки, вишку (щоглу) оснащують поліспастом (талевою системою). До талевої оснастки, крім сталевого підйомного каната і кронблока, включається рухомий (талевий) блок 6 (рис. 6.5, б, в, з), до серги якого підвішується підйомний гак. Кількість робочих струн каната (які з'єднують ролики кронблока з роликами талевого блока) повинна відповідати перевищенню навантаження на гак над вантажопідйомністю лебідки.

Талева система може бути несиметричною, коли кінець каната закріплюється на кронблоці (рис. 6.5, б) або на талевому блоці (рис. 6.5, з), і симетричною, коли кінець каната кріпиться до основи бурової вишки (рис. 6.5, в). В цю нерухому струну каната 8 включають динамометр 7 – прилад, за допомогою якого визначають масу бурового снаряда і контролюють навантаження на породоруйнівний інструмент при бурінні.

Орієнтовно бурова установка вибирається відповідно до глибини буріння зважаючи на кінцевий і початковий діаметр буріння. Потім прийняте рішення уточнюється з урахуванням вантажопідйомності вишки або щогли бурової установки.

Навантаження на гак бурової установки

$$Q_{\Gamma} = k_{\Pi} \alpha q_1 L \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right), \quad (6.2)$$

де k_{Π} – коефіцієнт, що враховує можливий прихват бурового снаряда, менше значення приймається для глибоких свердловин, $k_{\Pi} = 1,3-1,5$; α – коефіцієнт, що враховує збільшення ваги бурильних труб за рахунок з'єднань, для муфтово-замкових труб $\alpha = 1,1$, для ніпельних $\alpha = 1,05$; q_1 – вага 1 м гладкої частини бурильних труб, Н; L – довжина колони бурильних труб, м; ρ_p – густина промивальної рідини, кг/м^3 ; ρ_m – щільність матеріалу бурильних труб (для сталі $\rho_m = 7850 \text{ кг/м}^3$; для легкого сплаву Д16Т $\rho_m = 2800 \text{ кг/м}^3$).

Необхідна кількість струн талевої системи

$$m = \frac{Q_{\Gamma}}{P_{\Gamma} \eta_{\Gamma C}}, \quad (6.3)$$

де P_{Γ} – вантажопідйомність лебідки, Н; $\eta_{\Gamma C}$ – коефіцієнт корисної дії талевої системи, для двострунної оснастки його можна прийняти $\eta_{\Gamma C} = 0,94$, для чотириструнної $\eta_{\Gamma C} = 0,90$.

Глибина буріння на прямому канаті

$$L = \frac{P_{\Gamma}}{k_{\Pi} \alpha q_1 \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right)}. \quad (6.4)$$

Робоче навантаження на вишку для парної кількості рухомих струн

$$Q_0 = Q_{\Gamma} \left(1 + \frac{2}{m \eta_{\Gamma C}} \right). \quad (6.5)$$

Робоче навантаження на вишку для непарної кількості рухомих струн

$$Q_0 = Q_r \left(1 + \frac{1}{m\eta_{TC}} \right). \quad (6.6)$$

Максимальне навантаження на вишку для парної і непарної кількості рухомих струн відповідно

$$Q_{\max} = P_{\text{л}} (2 + m\eta_{TC}) \lambda, \quad (6.7)$$

$$Q_{\max} = P_{\text{л}} (1 + m\eta_{TC}) \lambda, \quad (6.8)$$

де λ – коефіцієнт перевантаження двигуна, для електродвигуна $\lambda=1,7-2,2$; для ДВЗ $\lambda = 1,1$.

Порівнявши значення робочого і максимального навантаження на вишку (щоглу) з даними технічної характеристики вишки вибраної бурової установки, робиться висновок про відповідність вишки для умов буріння. Необхідно звернути увагу на те, що для щогл БМТ зазначене допустиме навантаження не на кронблок, а на талевий блок. У випадку невідповідності потрібно вибрати або іншу вишку, або іншу установку.

6.4. Бурове устаткування закордонних країн

6.4.1. Концерн Atlas Copco Craelius

Бурові верстати з рухомими обертачами. Ряд бурових установок для колонкового буріння з поверхні землі і з підземних виробок включає декілька модифікацій, характерні риси яких подані далі. У табл. 6.4 наведені орієнтовані глибини буріння буровими верстатами з рухомими обертачами. Технічні характеристики верстатів Diames з рухомими обертачами зазначені в табл. 6.5.

Установки цілком гідрофіковані. Механізована система подачі бурильних труб підвищує продуктивність і безпеку ведення робіт. Швидкість обертання і зусилля подачі змінюються в широких межах, що створює можливість оптимізації процесу буріння і збільшує відсоток виходу керна практично в будь-яких геологічних умовах. Верстати мають компакту і легку конструкцію, що дозволяє швидко виконувати монтажні-демонтажні роботи і перевозити устаткування. Установки універсальні, оскільки можуть використовуватися як для звичайного колонкового буріння або буріння снарядами зі знімними керноприймачами, так і для буріння шарошковими долотами і заглибними пневмоударниками.

Таблиця 6.4

Орієнтовані глибини буріння верстатами Diames з рухомими обертачами

Бурильні труби, (матеріал)	Бурові верстати Diames марок						
	232	252	262	282	U4	U6	U8
34 (ЛБТН)	300	–	–	–		–	–
42 (ЛБТН)	200	650	1200	–		–	–
54 (ЛБТН)	–	425	800	1400		1100	–
42 (СБТН)	120	400	800	–		–	–
50; 54 (СБТН)	–	225	450	810		–	–
68 (СБТН)	–	–	–	720		–	–
А ССК (~48)	120	450	750	–	450	1200	–
В ССК (~60)	–	275	650	–	350	1000	2000
Н ССК (~76)	–	–	400	–	150	800	1500
Н ССК (~99)	–	–	–	–		600	1000

Таблиця 6.5

Технічна характеристика бурових верстатів Diames з рухомими обертачами

Параметри	Тип агрегату Diames					
	232	252	262	282	U6	U8
Механізм подачі:						
зусилля подачі, кН:						
угору	15	33	65	90	65	133
униз	20	43	65	44	65	133
швидкість подачі, м/с:						
угору	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,73
униз	0,8	0,75	0,5	0,5		
хід подачі, мм	850	850, 1800	850, 1800, 3300	850, 1800, 3300	1800	1800
Обертач:						
крутний момент, Н·м	250	570	700, 1350, 2000	700, 1350; 1420, 1950	645 860 1275 1850	1275 2300
частота обертання, хв ⁻¹	550–2200	550–2200	0–2200 0–1700 0–900 0–600	0–1200 0–1600	0–1800 0–1600 0–1400 0–1200	0–1400 0–1200
Осьове зусилля гідропатрона, кН	30	100	100	83	100 150	150
Внутрішній діаметр шпинделя, мм	50	58	78	78	78 101	101
Труботримач:						
діаметр прохідного отвору, мм	52	60,5	98	–	102	124
утримувальна сила, кН	12	13	22 (33)	83	45 (90)	133
Силовий агрегат:						
тип, потужність, кВт/ частота обертання, об/хв	Електр. 20Е, 15/1450 Пневмат. 20А, 18,5/1500 Дизельн. 20В, 26/2500	Електр. 40Е, 37/1450 Електр. 45Е, 45/1450 Пневмат. 30А, 20,5/1800 Дизельн. 45DT, 68/2200		Електр. 75Е, 75/1450 Дизельн. 100DT, 100/2150	Електр. 75/1450 Дизельн. 88/2300	Електр. 110/1450 Дизельн. 149/1800
маса, кг	230(20Е) 200(20А) 405(20D)	580(40Е) 615(45Е) 810(40DT)	1270(40Е) 1352(45Е) 1782(40DT)	1300(75Е) 1350 (100DT)	1000 980	1400 2360
Насоси:						
продуктивність, л/хв/тиск, бар						
№ 1	45/200	75/260		120/260	160/300	195/315
№ 2	31/210	29 (44)/210		48 (68)/210	40,5/300	65/240
об'єм бака, л	60	70		200	130	130

Простота і надійність конструкцій бурових установок забезпечують їм гарну ремонтпридатність і надійність в експлуатації.

Модульна конструкція. Для однієї і тієї ж моделі пропонуються різні варіанти обертачів, рам подавача, силових установок, що дозволяє вибрати оптимальний набір устаткування для різних геологотехнічних умов буріння.

Для роботи у вугільних шахтах випускаються установки, у яких немає алюмінієвих деталей, а в гідросистемі використовуються незаймісті рідини.

Універсальні бурові установки "Terrames". Характерні риси установок: універсальність; різні транспортні бази для кожної моделі; обертач відсувається гідравлічно; гідравлічний трубозакріплювач. Глибина буріння установкою "Terrames 400-01" при бурінні на воду складає 15–40 м, при колонковому бурінні 200–400 м; а установкою "Terrames 1000" відповідно 20–50 і 240–480 м.

Технічна характеристика установок наведена в табл. 6.6.

Таблиця 6.6

Технічні характеристики бурових установок "Terrames"

Параметри	"Terrames 400-01"	"Terrames 1000"
Механізм подачі:		
зусилля подачі, кН:		
угору	31	79
униз	31	79
хід подачі, мм	1250, 2200, 3700	3700
кут повороту, град	0–90	0–90
Обертач:		
крутний момент, Н·м	3700, 4200, 2900	10000
частота обертання, хв ⁻¹	0–600 0–510 0–730	20–630 (8 швидкостей)
Труботримач:		
діаметр труб, що затискаються, мм	50–145	50–220
утримувальна сила, кН	51	135
момент розкріплення, кН·м	6,4	37
Силовий агрегат:		
тип	Дизель Електр.	Дизель
потужність, кВт	58 30	60 58 70
частота обертання, хв ⁻¹	1800 1450	2200 2150 2150
Насоси:		
продуктивність, л/хв/тиск, бар		
№ 1	90/175	120; 175
№ 2	50/175	40; 175
об'єм бака, л	70	250
маса, кг		С 11000 РТО — СВ 12000

Примітка. С – трактор, РТО – автомобіль. СВ – на тракторі поворот у трьох площинах: 0–120°, від –21 до 76°, 0–90°.

Бурові установки "Мустанг". Характерні риси бурових установок: бурові установки забезпечують буріння забійними ударними машинами; можливість буріння під будь-яким кутом; застосування шнекового і колонкового способів буріння; енергозабезпечення – гідропривід з первинним двигуном від дизеля або електромотора; механізм подачі – ланцюговий з гідродвигуном.

Модельний ряд установок "Мустанг" маркується таким чином: перша цифра означає вантажопідйомність механізму подачі (4 – 42 кН, 5 – 49 кН, 9 – 90 кН, 13 – 130 кН); далі через дефіс великою латинською літерою вказується вид ходової частини (S – рама (несамохідна), F – закріплене гусеничне шасі, H – посилене гусеничне шасі, N – вузьке гусеничне шасі, E – гусеничний буровий екскаватор, T – змонтований на автомобілі); остання цифра означає пристрій позиціонування (1 – закріплений пульт керування, 2 – закріплений + поворотний стіл з ручним керуванням, 3 – закріплений + поворотний стіл з гідравлічним приводом, 4 – шарнірна стріла, 5 – стріла великої вантажопідйомності).

Технічна характеристика установок "Мустанг" наведена в табл. 6.7.

Таблиця 6.7

Технічна характеристика бурових установок "Мустанг"

Параметри	"Мустанг А-32"	"Мустанг А-52"	"Мустанг А-66"	"Мустанг 4"	"Мустанг 5"	"Мустанг 9"
Максимальна глибина буріння, м	150	275	400	250	250	300
Діаметр буріння, мм	76–305	76–305	76–305	75–150	100–250	100–300
Механізм подачі:						
зусилля подачі, кН:						
угору	32	49	90	42,2	49	90
униз	32	49	90	42,2	49	90
швидкість подачі, м/с:						
угору	0,45	0,36	0,38	0,43	0,36	0,56
униз	0,45	0,36	0,38	0,43	0,36	0,56
хід подачі, мм	1250	3700	3700	5640	4200	6700
Обертач*:						
макс. крутний момент, Н·м	4361	9950	13000	4900	1300	1300
частота обертання, хв ⁻¹	0-470	0-815	0-615	0-700	0-655	0-655
	2-швид.		8-швид.	2-швид.	8-швид.	8-швид.
Труботримач:						
діаметр прохідного отвору, мм	178	220	220	180	300	300
Силовий агрегат:						
тип	Дизель	Дизель	Дизель	Дизель	Дизель	Дизель
потужність, кВт	46	58	70	72	112	112
частота обертання, хв ⁻¹	2150	2150	2150	2300	2300	2300
	Електр. 30					
	–					
Насоси	Trido 140		Trido 140	Trido 80, 140 або 220	Trido 80, 140 або 220	Trido 80, 140 або 220
Маса, кг	2350	9800	12000	7045	12100	15816

Примітка. Можливі обертачі з іншими характеристиками.

Шпиндельні бурові верстати DBC550; DC550E; DC550D; DC850D мають механічну трансмісію, високу надійність і вимагають мінімального технічного обслуговування. Орієнтовані глибини буріння й технічні характеристики бурових верстатів наведені в табл. 6.8 і 6.9.

Таблиця 6.8

Орієнтовані глибини буріння шпиндельними верстатами

Діаметр труб, мм	Марки верстатів	
	DC550; DC550E; DC550D	DC850
42	900	–
50; 54	675	1310
60,3; 68	650	1060
89	500	800
114	350	530

Таблиця 6.9

Технічні характеристики шпиндельних верстатів

Параметри	DC550; DC550E	DC5500D	DC850D
Обертач:			
хід, мм	600	600	600
зусилля, кН			
угору	85	85	77/108
униз	61	61	52/78
частота обертання, хв ⁻¹ :			
І передача	140, 270, 500, 900, реверс – 155		58, 119, 217, 367, реверс – 49
ІІ передача	205, 395, 735, 1335, 1680, реверс – 230		193, 395, 722, 1200, реверс – 164
внутрішній діаметр шпинделя, мм	92		98
діаметр циліндра/штока, мм	60/30		70/36
Лебідка:			
крутний момент, Н·м	1570		–
стискальне зусилля, кН	41		98
швидкість підйому, м/с	0,3–2,4		0,25–1,8
Гідронасос:			
продуктивність, л/хв	20		60
тиск, бар	150		140
Привід:			
тип	Безпривідний Електр.	Дизель	Дизель
потужність, кВт	–	29,5	40,6
частота обертання, хв ⁻¹	–	1800	2200
маса верстата, кг	850, 1250(E)	1400	2100
Щогла:			
висота, м:			
для свічі 3 м	4,8		4,8
для свічі 6 м	7,8		7,8
кут нахилу від вертикалі, град	60		–
маса, кг	117		117

6.4.2. Бурові верстати й установки фірм JKS Boyles і Christensen

Фірми JKS Boyles і Christensen є відповідно канадським і американським підрозділами концерну Atlas Copco.

Бурові верстати для буріння з поверхні (серія "Surface Drill"). Серія включає три бурових установки: JKS-1000; JKS-1500 і самохідну бурову установку В30-Н.

Характерні риси бурових установок даної серії: згвинчування і нагвинчування з'єднань труб здійснюється за допомогою патрона обертача і труботримача, що запобігає ушкодженню різьби труб; укладання труб здійснюється в щоглі; примусове мащення підшипників у рухомому обертачі; модульне виконання, мала вага модулів; можливість транспортування блоків установки вертольотом; двошвидкісний рухомий обертач; основний і допоміжний насос, з'єднані послідовно (основний насос забезпечує обертання шпинделя і швидке переміщення, привід основної лебідки і лебідки ССК; допоміжний насос № 1 забезпечує подачу снаряда, роботу труботримача і затискного патрона; допоміжний насос № 2 живить водяний насос); клапани з повнопрохідним отвором у лінії прийому (всмоктування) дозволяють легко обслуговувати гідравлічну систему. Робочу рідину можна додавати в бак і прохідний фільтр, що запобігає забрудненню гідравлічної системи, тільки за допомогою ручного насоса.

Орієнтовані глибини буріння установками серії "Surface Drill" наведені в табл. 6.10. Технічні характеристики бурових установок фірми JK Boyles серії "Surface Drill" подані в табл. 6.11.

Таблиця 6.10

Глибини буріння установками серії "Surface Drill"

Діаметр породоруйнівного інструменту, мм	Марки бурових установок		
	JKS-1000	JKS-1500	В30-Н
59	795	975	2060
76	565	685	1620
93	300	400	1070

Таблиця 6.11

Технічні характеристики бурових установок серії "Surface Drill"

Типи установок	Зусилля механізму подачі, даН		Довжина ходу подачі, м	Максимальні величини		Висота щогли, м	Вантажо-підйомність основної лебідки, даН	Потужність головного приводу, кВт
	Угору	Униз		Частота обертання, хв ⁻¹	Крутний момент, Н·м			
JKS-1000	8140	4850	1,82	1390	2908	6,0	7260	73 (дизель)
JKS-1500	8140	4850	1,82	1760	3292	6,0	7260	105 (дизель)
В30-Н (самохідна)	13345	8895	3,4	1250	4745	9,1	13600	186 (дизель)

Гідрофіковані бурові установки серії CS. Основні технічні особливості, аналогічні викладеним для бурових установок сімейства Diames. Крім того, ці установки володіють додатковими можливостями, зумовленими бурінням глибоких свердловин і роботою на поверхні в умовах високогір'я (гідравлічна компенсація ваги бурильної колони, конструктивне забезпечення тиску привантаження в гідросистемі, механізована система подачі бурильних труб до 6 м і ряд інших).

До цієї серії належать установки CS10, CS14, CS3001, CS4002, CS1000, які випускаються в різних модифікаціях, а також деякі інші. У табл. 6.12 наведена технічна характеристика бурової установки CS1000 P6L.

Таблиця 6.12

Технічна характеристика бурової установки CS1000 P6L

Параметри	CS1000 P6L
Максимальна глибина буріння, м	1370
Діаметр бурильних труб, мм	59–121
Механізм подачі:	
зусилля подачі, кН:	
угору	90,7
униз	55,6
швидкість подачі, м/с:	
угору	0,67
униз	0,67
хід подачі, мм	3500
кут нахилу свердловини, град	45–90
максимальна довжина свічі, м	6,09
Вантажопідйомність лебідки, кг	5443
Обертач:	
крутний момент, Н·м	4382–3007; 2095–1437; 1138–780; 662–454
частота обертання, хв ⁻¹	130–196; 270–410; 500–756; 857–1300
Труботримач:	
діаметр прохідного отвору, мм	121
Силовий агрегат:	
тип	Дизель
потужність, кВт	131
частота обертання, хв ⁻¹	2500
Насоси	FMC LO918D
продуктивність, л/хв	106
тиск, МПа	4,8
Маса, кг	4176

Бурові установки з рухомим обертачем серії "Purpose Drills" (багатоцільові установки). Серія включає 5 установок на глибину буріння до 4700 м. Установки дозволяють здійснювати буріння зі зворотним промиванням, ударне буріння, використовувати для очищення від шламу повітря і воду, бурити шнеками й алмазним породоруйнівним інструментом.

Орієнтовані глибини буріння і технічні характеристики бурових установок серії "Purpose Drills" (багатоцільові) наведені в табл. 6.13 і 6.14.

Таблиця 6.13

Орієнтовані глибини буріння буровими установками серії "Purpose Drills"

Діаметр породоруйнівного інструменту, мм	600Drill	650Drill	1000Drill	1500Drill	5000Drill
59	630	830	1370	–	–
76	500	650	1075	1900	4700
93	330	430	710	1200	3500
112	–	–	–	1120	2960
132	–	–	–	745	1960

Шпindelні бурові верстати фірми JKS Boyles, серія "UB Surface Drill". Характерні риси верстатів: величезний досвід експлуатації шпindelних верстатів дозволив створити оптимальні конструкції бурових машин; велика кількість моделей задовольняє всі геолого-технічні умови буріння; модульне виконання спрощує монтажні-демонтажні роботи, перевезення і ремонт.

Таблиця 6.14

Технічні характеристики бурових установок з рухомим обертачем фірми JKS Boyles, серія "Purpose Drills"

Марка установок	Зусилля механізму подачі, даН		Довжина ходу подачі, м	Максимальні величини		Висота щогли, м	Вантажопідйомність лебідки, даН	Потужність головного приводу, кВт
	Угору	Униз		Частота обертання, хв ⁻¹	Крутний момент, Н·м			
600Drill	4910	4464	3,6	1700	3960	8,15	3705	53 (дизель)
650Drill	7500	4464	6,6	1700	5095	9,20	4866	90 (дизель)
1000Drill	11250	7009	9,0	1500	7639	12,00	8036	172 (дизель)
1500Drill	14286	7009	12,0	1500	7639	16,00	16071	172 (дизель)
5000Drill	44642	13392	12,0	2250	10180	17,10	37500	308 (дизель)

Орієнтовані глибини буріння і технічні характеристики шпindelних бурових верстатів фірми JKS Boyles наведені в табл. 6.15 і 6.16.

Таблиця 6.15

Орієнтована глибина буріння шпindelними верстатами фірми JKS Boyles

Діаметр породоруйнівного інструменту, мм	УВ-18	УВ-25	УВ-37	УВ-56	УВ-75
46	550	760	3	1730	2280
59	420	590	870	1340	1770
76	330	460	690	1050	1390
93	210	300	440	680	900

Технічні характеристики шпindelних бурових верстатів,
серія "УВ Surface Drill"

Марка бурових верстатів	Зусилля механізму подачі, даН		Довжина ходу подачі, мм	Максимальні значення		Вантажопідйомність лебідки, даН	Потужність головного приводу, кВт
	Угору	Униз		Частота обертання, хв ⁻¹	Крутний момент, Н·м		
УВ18	11383	9978	610/760	1014	2925	2550	39 (дизель)
УВ25	10340	6890	610/760	1689	3446	3550	52/66 (дизель)
УВ37	10340	6890	610/760	1689	4314	5200	66/69 (дизель)
УВ56	10340	6890	610/760	1289	6793	7900	93/79 (дизель)
УВ75	13780	10340	813/1016	1097	9469	10550	138/110(дизель)

6.4.3. Фірма Voart Longyear

Бурові верстати з рухомим обертачем. Характерні риси бурових верстатів серії LM: широкий вибір устаткування для проходки свердловин різного призначення; упровадження системи якості продукції, експериментальна перевірка всіх блоків і вузлів бурових машин; зручний дизайн, що поліпшує умови роботи бурового персоналу і сприяє підвищенню продуктивності; упровадження системи сервісного обслуговування, яке підвищує довговічність роботи бурового устаткування. У табл. 6.17 і 6.18 наведені орієнтовані глибини буріння і технічні характеристики бурових верстатів з рухомим обертачем фірми Voart Longyear.

Таблиця 6.17

Орієнтовані глибини буріння верстатами
з рухомим обертачем фірми Voart Longyear

Діаметр бурильних труб, мм	Тип установок					
	LM-22	LM-45	LM-55	LM-75	LF-70	LF-140
34 (ЛБТН)	140	1020	1400	–	1250	–
42 (ЛБТН)	ПО	950	1040	1700	975	–
54 (ЛБТН)	130	630	990	1320	945	1340
68 (ЛБТН); 54 (СБТН)	ПО	700	730	1020	760	1180
68 (СБТН)	115	420	570	600	585	1065
89 (Сталь)	75	300	320	–	395	725
114 (Сталь)	70	220	–	–	–	520

Бурові шпindelні верстати фірми Longyear. Основна тенденція розвитку бурових верстатів фірми Longyear – переведення відомих конструкцій шпindelних верстатів на гідростатичний привід. Використання гідростатичного приводу забезпечує такі переваги: підвищується безпека процесу буріння; двигун постійно працює в оптимальному режимі незалежно від робочих навантажень, що дозволяє значно збільшити його ресурс; частота обертання може плавно змінюватися в діапазоні від нуля до максимуму (в обох напрямках); усувається небезпека різкого стрибка частоти обертання при раптовому падінні навантаження; оптимізується процес буріння гірських порід.

Технічні характеристики бурових верстатів
фірми Voart Longyear з рухомим обертачем

Параметри	Тип установки					
	LM-22	LM-45	LM-75	LM-75	LF-70	LF-140
Механізм подачі:						
зусилля подачі, кН:						
угору	20,0	41,2	66,5	123,4	64,14	160,15
униз	20,0	30,9	66,5	61,0	42,31	105,82
швидкість подачі, м/с	0,06–1,50	0–1,20	0,75	0,70	0,80	
хід подачі, м	1,1	1,82	1,80	1,83	6,00	3,353
Обертач:						
максимальний крутний момент, Н·м	290	620	800	1700	2305	5322
максимальна швидкість обертання, хв ⁻¹	2000	1750	1700	1350	1250	1250
внутрішній діаметр шпинделя, мм	50	60; 97	97	97; 125	95,2	117,5
Труботримач:						
діаметр прохідного отвору, мм	50	60	97	125	95,2	
Силовий привід:						
тип	Електро-двигун	Електро-двигун	Електро-двигун	Електро-двигун	Дизель	Дизель
потужність, кВт	22	45	55	75	79/119	145
частота обертання, хв ⁻¹	1490	1450	1450	1450	2500/2500	2200
Маса, кг	919	1536	2100	2788	2948	–

Орієнтовані глибини буріння і технічні характеристики шпиндельних бурових верстатів фірми Longyear наведені в табл. 6.19 і 6.20.

Таблиця 6.19

Орієнтовані глибини буріння
шпиндельними верстатами фірми Longyear

Діаметр бурильних труб, мм	Марка бурового верстата								
	65	24	HYDRO core 28	HC-150	34	38/38EH	44	HYDRO 44	HYDRO 50
42	215	220	305	460	520	945	1325	1525	1525
54	115		215	350	425	730	1035	1280	1425
68	100		90	275	335	580	810	1005	1495
89				185	215	365	535	665	
114						275	390	435	435

6.4.4. Бурове устаткування інших фірм

У практиці світового бурового машинобудування виявляється тенденція до міжтипорозмірної уніфікації бурових установок шляхом застосування тих самих вузлів і агрегатів в установках суміжних типорозмірів, що ущільнює типорозмірні ряди й оптимізує використання бурового устаткування.

Таблиця 6.20

Технічні характеристики шпиндельних верстатів фірми Longyear

Параметри		Марка верстата								
		65	65EH	24 Wol- verine	34	38	38/38 EH	44	HYDRO 44	
Двигун	Тип	Дизель			•	•	•		•	•
		Бензиновий			•	•	•		•	
		Пневмо- привід	•		•					
		Електрич- ний		•	•	•	•	•	•	•
Потужність, кВт		15	22	7,5–19,0	27–35	35–48	37	60–62	110–127	
Привід обертача	Механічний	•		•	•	•		•		
	Гідростатичний		•				•		•	
Подача	Гідравлічна			•	•	•	•	•	•	
	Гвинтова	•	•							
	Хід подачі, мм	610	610	610	610	610	610	610	610	
Частота обертання шпинделя	Максимальна, хв ⁻¹	3000	3000	2160	1850	1850	1850	1350	1350	
Крутний момент на шпинделі	Максимальний, Н·м (хв ⁻¹)	Немає даних	Немає даних	451 (225)	4467 (73)	4271 (105)	5560 (50)	2772 (210)	2993 (20–200)	
Головна лебідка	Максимальна вантажопідйом- ність, кН	Немає даних	Немає даних	12,45	29,35	53,38	53,38	16,500	16,500	
Маса	Орієнтована, кг	91		530	1450	1450	1290	2170	14500	

Так, у номенклатуру бурових установок фірми VIRT (Німеччина) входять три базових моделі з вантажопідйомністю 37 кН (B0A); 67 кН (B1A) і 100 кН (B2A). Одночасно фірма випускає три проміжних моделі B0A/B1A; B1A/B2A; B2A/B3A, що оснащені вузлами й агрегатами установок суміжних типорозмірів. Наприклад, установка B01/B1A включає у свій склад привідний блок від установки B0A і щоглу з механізмом подачі від установки B1A, і всі три установки можуть комплектуватися однаковими обертачами.

Фірма Jtag Celle (Німеччина) випускає одинадцять моделей бурових установок з рухомим обертачем вантажопідйомністю від 50 до 400 кН, але для їхньої комплектації використовується чотири типи обертачів, вісім типів лебідки, чотири типи труботримачів і десять типів щогл.

Міжтипова уніфікація бурових установок при обмеженому виробництві базового типорозміру дозволяє значно розширити номенклатуру устаткування і повніше задовольнити запити споживачів.

Відзначена закономірність поширюється і на спільну діяльність закордонних фірм. Активізується міжнародне науково-технічне співробітництво зі складання бурової техніки з подетальною і технологічною спеціалізацією кооперованих виробництв і подальший вихід їх на внутрішні і зовнішні ринки.

Удосконалювання сучасних гідрофікованих бурових установок в основному визначається досягненнями розвинених країн у галузі основних комплектуючих елементів завдяки розширенню інтеграції, їхнього застосування передовими фірмами поза залежністю від країни виробництва.

Конструктивна схема шпindelних верстатів удосконалюється як у напрямку створення змішаних гідромеханічних трансмісій, так і у напрямку підвищення надійності складових елементів верстатів. Ці верстати доцільно оснащати системами перекріплення затискних патронів без зупинки обертання бурового снаряда і механізмами згвинчування і розгвинчування бурильних труб.

Інші напрями розвитку шпindelних верстатів – оснащення їхніми електроприводами з регульованою швидкістю обертання. При цьому в конструкцію сучасної електроапаратури впроваджуються електронні та мікроелектронні компоненти, які включаються в програмувальні контролери, що на основі послідовності запрограмованих у них команд керують різноманітними операціями в бурінні. Характерно, що вже на даний час постачання устаткування для електропривода здійснюється в комплекті з включенням електродвигунів, що регулюють пристрої з мікропроцесорами і допоміжне комутаційне устаткування. Механізація процесів буріння шпindelних верстатів буде досягатися не за рахунок підвищення одиничної потужності, а за рахунок паливної економічності, удосконалювання конструкції машин, поліпшення керування робочим процесом, сполучення операцій, підвищення робочих швидкостей, маневреності, швидкодії.

Один з основних напрямів науково-технічного прогресу – автоматизація керування буровими установками. Уперше такі роботи проведені в Японії фірмою "Koken Boring", у результаті чого був створений автоматизований верстат для алмазного буріння. Комп'ютери використано в бурових установках DBH-1500 фірми Diamant Boart, D-4 фірми GraeLins, Diames U6APC і U8APC фірми Atlas Copco, B-30H фірми JKS Boyles і деяких інших. Системи керування верстатів забезпечували автоматичну установку параметрів залежно від типів порід і їхніх фізико-механічних характеристик, інформація про які вводилася бурильником. Характерно, що ці параметри автоматично регулювалися при відхиленнях від заданого режиму буріння або виникненні нестандартних ситуацій.

Інша роль мікропроцесора полягає у виконанні розрахунків різних операцій і контролі їхньої відповідності гранично встановленим значенням. Команда для виконання тієї або іншої функції подається натисканням кнопки на пульті, при цьому мікропроцесор оцінює можливість і доцільність цієї дії. Система електронного керування підвищує безпеку роботи і виключає виникнення аварійних ситуацій. Завдяки мікропроцесорові автоматично виконуються контрольні тести справності в системі агрегатів і вузлів установки. Застосування автоматичних систем контролю роботи двигуна, трансмісії і робочих органів, об'єднання їх у єдиний керуючий вузол привело до появи бурових установок, де функція оператора звелася до мінімуму.

В основу вдосконалювання гідрофікованих бурових установок покладена конструктивна схема з рухомим обертачем і гідроприводом робочих органів. Динамічно розвиваються три типи гідропривідних установок з рухомим обертачем: низькомоментні високообертові для алмазного буріння, високомоментні ни-

зькообертів для буріння свердловин великого діаметра й універсальні за методами буріння. Спостерігається тенденція підвищення тиску в гідросистемах бурових установок – у низькомоментних до 30 МПа, в універсальних до 20 МПа.

Розвиток бурової техніки для проходки інженерно-геологічних свердловин відбувається за рахунок використання начіпних агрегатів і пристроїв до гідрофікованих установок, а також підвищення їхнього максимального крутного моменту і вантажопідйомності, що забезпечує можливість буріння порожнистими шнеками зі знімним керноприймачем.

Тенденції розвитку бурового устаткування для проходки гідрогеологічних свердловин тісно пов'язані з постійно зростаючими потребами в підземних водах. Найбільш перспективною технологією буріння на воду є проходка свердловин з використанням подвійної концентричної колони бурильних труб з винесенням осколкових фракцій гірських порід через центральний канал внутрішньої труби. Для цього способу застосовуються спеціалізоване бурове устаткування й інструмент: високомоментні (600–1300 даН·м) бурові установки з рухомим обертачем, гвинтові компресори продуктивністю 16–35 м³/хв і тиском 1,2–2,5 МПа, безклапанні пневмоударники, розраховані на роботу при тиску 1,4–2,4 МПа, подвійні бурильні колони зовнішнім діаметром 114 і 127 мм (іноді використовують колони діаметром 89, 101, 130, 152 і 168 мм). Звичайно при бурінні на воду застосовують пневмоударники діаметром від 112 до 220 мм з енергією удару від 36 до 268 даН·м (від 360 до 2680 Дж) і ресурсом від 10 до 30 тис. год. Пневмоударники працюють з частотою ударів 1000–1850 хв⁻¹.

Висновок

У цьому розділі наведено класифікацію бурових установок за різними ознаками; будову бурових верстатів, насосів, вишок і щогл; основні різновиди закордонного бурового обладнання; методику розрахунку талевої оснастки. Подана технічна характеристика обладнання для буріння свердловин.

Контрольні питання

1. Дати визначення бурової установки і бурового агрегату.
2. Класифікації бурових верстатів.
3. Загальна будова бурових верстатів. Призначення гідросистеми верстата.
4. Які вимоги ставляться до бурових насосів?
5. З яких частин складаються бурові насоси?
6. Переваги та недоліки поршневих і плунжерних насосів.
7. Загальна будова бурової вишки і призначення бурових вишок і щогл.
8. Як визначити навантаження на гак бурової установки?
9. Як визначити необхідну кількість струн талевої системи?
10. Як визначити робоче навантаження на вишку?
11. Характерні риси ряду бурових установок концерну Atlas Copco Craelius.
12. Глибини буріння установками Terratec.
13. Характерні риси бурових установок "Мустанг" та глибина буріння.
14. Глибини буріння шпindelними верстатами Atlas Copco Craelius.
15. Характеристика бурових верстатів фірм JKS Boyles і Christensen.
16. Характеристика бурових верстатів фірми Boart Longear.

7. ПРОМИВАННЯ І ПРОДУВКА СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати способи видалення шламу при бурінні свердловин; типи, властивості, методи вимірювання і способи регулювання властивостей промивальних рідин; технологію приготування промивальних рідин; особливості буріння свердловин з продувкою повітрям; уміти вибрати промивальну рідину для вирішення різних завдань у конкретних геолого-технічних умовах; виміряти властивості промивальної рідини; підібрати реагенти для регулювання властивостей рідини; розрахувати необхідну кількість рідини для промивання свердловини.

7.1. Видалення продуктів руйнування гірських порід при бурінні свердловин

Зруйнована на вибої порода повинна видалятися зі свердловини на поверхню, тому що невилучений буровий шлам цілком або частково поглинає енергію, необхідну для безперервного поглиблення свердловини.

Згідно з класифікацією проф. Сулакшина С.С. способи видалення продуктів руйнування відповідно до виду застосовуваної для цієї мети енергії поділяються на механічні, гідравлічні, пневматичні й комбіновані (табл. 7.1).

Таблиця 7.1

Класифікація способів видалення продуктів руйнування при бурінні свердловин (за С.С. Сулакшиним)

Клас	Способи видалення продуктів руйнування	Засоби видалення продуктів руйнування
I	Механічний	Підйом бурового снаряда на поверхню Обертання гвинтового транспортера (шнека) Задавлювання продуктів руйнування у стінки свердловини
II	Гідравлічний	Потік промивальної рідини
III	Пневматичний	Потік стиснутого повітря (газу)
IV	Комбіновані:	
	гідропневматичний	Потік стиснутого повітря і циркуляція промивальної рідини
	гідромеханічний	Потік рідини і підйом бурового снаряда на поверхню
	пневмомеханічний	Буровий інструмент і потік повітря

Механічні способи видалення продуктів руйнування мають такі різновиди: порціонний, ущільненням у стінки свердловини і безперервний (потіковий).

Порціонний спосіб очищення характерний для ударного й обертального способів руйнування породи на вибої свердловини. У першому випадку для видалення шламу використовується спеціальний інструмент – желонка (рис. 7.1, а), що являє собою трубчастий корпус 3 з гострим башмаком 6, що опускається в свердловину на канаті 1, закріпленому на дужці 2. Нижній торець корпусу оснащений зворотним клапаном 5. При скиданні желонки на вибій клапан відкривається під тиском розріджених продуктів руйнування (шламу) 4, що проходять усередину труби 3. При підйомі желонки клапан під дією ваги шламу закривається. Желонка витягається на поверхню, звільняється від бурового шламу і знову скидається в свердловину.

При обертальному бурінні дрібних свердловин у м'яких породах порціонне очищення здійснюється за допомогою ложок (рис. 7.1, б) і змійовиків (рис. 7.1, в), що опускаються в свердловину на бурильних трубах 7 і 9. При підйомі інструментів зі свердловини продукти руйнування утримуються або на лопатях 10 змійовика, або усередині ложки 8. При використанні порціонного способу операції руйнування вибою і чищення свердловини здійснюються послідовно в часі, що знижує продуктивність буріння.

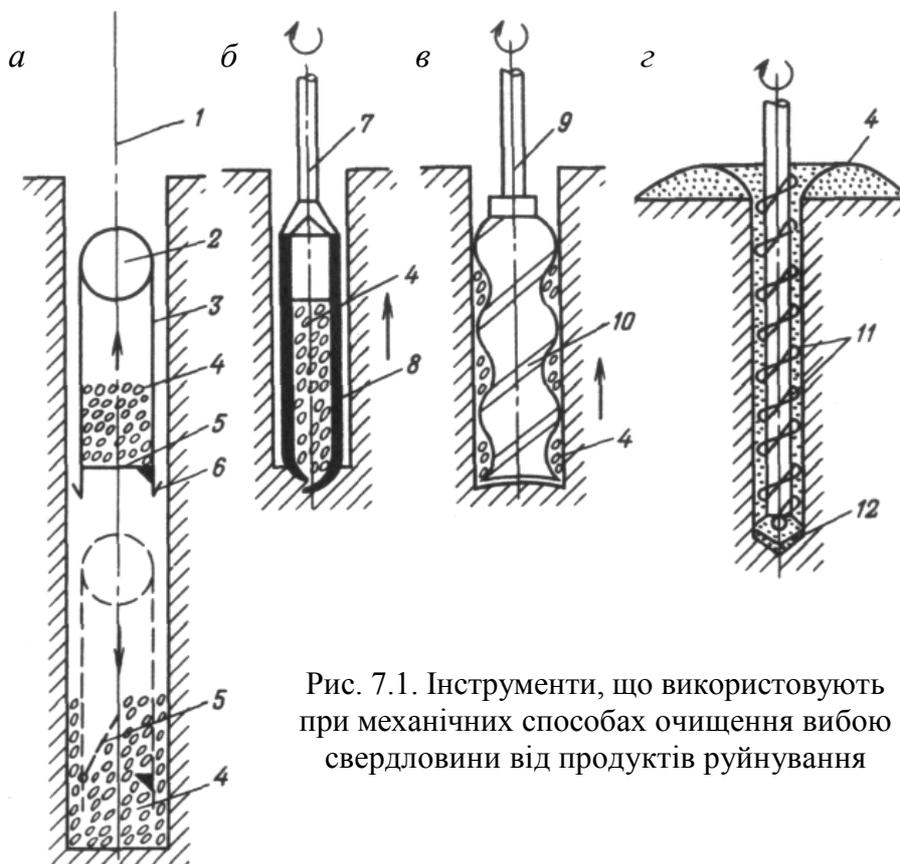


Рис. 7.1. Інструменти, що використовують при механічних способах очищення вибою свердловини від продуктів руйнування

Видалення продуктів руйнування ущільненням порід у стінки свердловини реалізується при поглибленні вибою свердловини задавлюванням або забиванням породоруйнівного інструменту.

Безперервний (потоківий) спосіб видалення – найбільш продуктивний з механічних способів очищення, тому що в цьому випадку винос продуктів руйнування, здійснюваний гвинтовим транспортером, суміщений у часі з руйнуванням вибою. Спосіб застосовується при обертальному шнековому бурінні.

Шнек (рис. 7.1, г) являє собою сталевий циліндр кільцевого або суцільного перетину, на бічній поверхні якого приварена з визначеним кроком гвинтова стрічка – реборда 11. Розбурена долотом 12 порода (буровий шлам) піднімається гвинтовою поверхнею за рахунок дії сили, що виникає при обертанні шнеків.

Гідралічний спосіб видалення продуктів руйнування найбільш розповсюджений і застосовується головним чином при обертальному й ударно-обертальному способах буріння. Продукти руйнування видаляються під дією кінетичної енергії потоку промивальної рідини, що закачують у свердловину. Існують три основні схеми промивання свердловин: пряма, зворотна і комбінована.

Пряме промивання (рис. 7.2, а) – найбільш розповсюджене. Промивальна рідина всмоктується буровим насосом із зумпфа, подається в бурильні труби і далі до породоруйнівного інструменту. Охолоджуючи останній, рідина захоплює продукти руйнування і кільцевим зазором між стовбуром свердловини і бурильними трубами виносить їх на поверхню. Пройшовши систему очищення, рідина знову попадає в зумпф, відкіля закачується насосом у бурильні труби. Таким чином, виникає замкнута циркуляція промивальної рідини.

Зворотне промивання (рис. 7.2, б) включає те ж наземне устаткування, що використовується при прямому промиванні, але рідина нагнітається в кільцевий зазор між стовбуром свердловини і бурильними трубами. Розбурені частинки виносяться зворотним потоком рідини через бурильні труби. Використовуються також інші різновиди зворотного промивання: зворотно-всмоктувальне і з використанням подвійної колони бурильних труб.

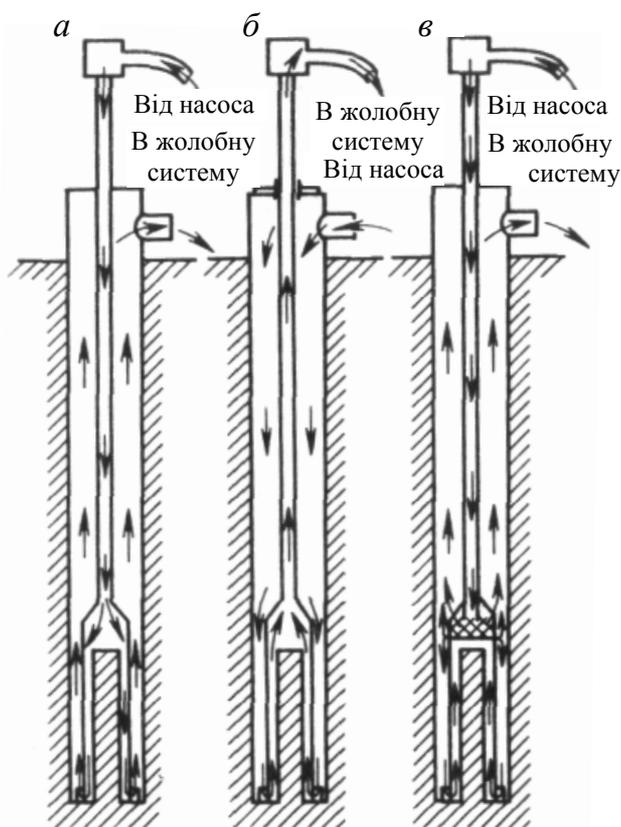


Рис. 7.2. Схеми промивання свердловин

(зашламовування) бурового снаряда невинесеними продуктами руйнування. Однак організація зворотної схеми промивання пов'язана з додатковими труднощами: необхідністю герметизації устя свердловини при одночасному обертанні бурильної колони; застосуванням більш складного інструменту й устаткування.

Комбінована схема промивання одержала найбільше поширення при використанні спеціальних технічних засобів для підвищення виходу керна.

Пневматичний спосіб видалення продуктів руйнування заснований на видаленні продуктів руйнування стисненим повітрям або газом, що нагнітається в свердловину компресором. Продувка свердловин може здійснюватися за прямою або зворотною схемою, причому найбільш поширена перша. При бурінні з продувкою порівняно з промиванням підвищується ефективність руйну-

Комбінована схема промивання (рис. 7.2, в) полягає в створенні прямого потоку рідини всією колоною бурильних труб і лише в привибійній її частині – зворотного потоку. Найбільш широко застосовується пряме промивання внаслідок простоти організації, однак воно має ряд істотних недоліків: розмивання керна і стінок свердловини при проходці м'яких і пухких порід унаслідок великого швидкісного напору потоку; значна витрата рідини, необхідна для повного видалення шламу при бурінні свердловини великого діаметра.

Зворотне промивання забезпечує високу швидкість висхідного потоку, краще очищення вибою і схоронність керна, дозволяє бурити свердловини великого діаметра, зменшує ймовірність виникнення аварій унаслідок розмиву стінок свердловини або заклинювання

вання вибою внаслідок його розвантаження від гідростатичного тиску стовпа рідини; поліпшуються охолодження породоруйнівного інструменту й очищення вибою; забезпечується безаварійна проходка свердловин у породах, частково або цілком поглинаючих промивальну рідину; поліпшується якість керна, що відбирається; спрощується й здешевлюється організація бурових робіт. Однак пневматичний спосіб менш розповсюджений, тому що його не можна застосовувати при бурінні нестійких порід і при значних водопріпливах.

Комбіновані методи видалення продуктів руйнування засновані головним чином на використанні сполучення гідравлічного і механічного або гідравлічного і пневматичного способів очищення.

Гідромеханічний спосіб полягає у використанні для очищення вибою енергії промивальної рідини, а остаточне видалення всіх продуктів руйнування здійснюється механічним способом шляхом застосування спеціальних уловлювачів. Один з варіантів зазначеного способу полягає в очищенні свердловини за прямою схемою промивання вибою. У привибійній частині буровий снаряд має збільшені габарити, що забезпечує повне очищення вибою внаслідок великої швидкості висхідного потоку у вузькому кільцевому зазорі. Швидкість висхідного потоку зменшується при його русі в збільшеному зазорі між свердловиною і бурильними трубами. Великий шлам унаслідок падіння швидкості осідає в кільцевий простір між уловлювачем, що включається в склад снаряда та являє собою відкриту зверху трубу, та бурильними трубами і витягається на поверхню при підйомі всього бурового снаряда.

Гідропневматичний спосіб полягає у видаленні продуктів руйнування аерованою промивальною рідиною або піною. У цьому випадку істотно поліпшуються умови буріння інтервалів стовбура, у яких спостерігається часткове поглинання промивальної рідини.

7.2. Типи промивальних рідин

При обертальному бурінні промивання є основним способом очищення вибою, охолодження породоруйнівного інструменту і запобігання обвалювання стінок свердловин. Промивальні рідини повинні також запобігати викидам нафти, газу і води зі свердловини, поглинання в проникні й тріщинуваті горизонти, забезпечувати стабільність властивостей при хімічній взаємодії з підземними водами і при дії високих забійних температур. При бурінні гідрогеологічних свердловин промивальні рідини повинні забезпечити швидке відновлення природної проникності водоносних пластів. Крім того, вони не повинні розмивати керна, що вибурюють, а з припиненням циркуляції мають забезпечувати утримання розбурених частинок у зваженому стані та полегшувати руйнування вибою.

Перераховані вимоги багато в чому суперечливі, тому для конкретних геолого-технічних умов підбирають певний вид промивальної рідини.

Велике різноманіття промивальних рідин викликає потребу в їх класифікації (табл. 7.2).

Для промивання свердловин застосовують технічну воду, глинисті розчини і спеціальні види промивальних рідин для буріння в складних умовах.

Класифікація промивальних рідин (за С.С. Сулакшиним і П.С. Чубиком)

Клас	Підклас	Група	Тип промивальної рідини
I. Гомогенні (однофазні) рідини (системи)	Полярні Неполярні	Без дисперсної фази	Технічна вода. Полімерні розчини. Водні розчини електролітів
			Нафта. Дизельне паливо. Солярове масло
II. Гетерогенні (багатофазні) рідини (системи)	Водні	З твердою дисперсною фазою	Глинисті розчини: природні водні суспензії (ПВС); гідрогелі; солегелі
		З газоподібною дисперсною фазою	Аерована вода. Піна
		З твердою і газоподібною дисперсними фазами	Аерований глинистий розчин. Аеровані безглинисті розчини
		З рідкою дисперсною фазою	Гідрофільна емульсія (нафта у воді)
		З твердою і рідкою дисперсними фазами	Емульсійний глинистий розчин. Емульсійний безглинистий розчин
	Вуглеводневі	З твердою дисперсною фазою	Вапняно-бітумний розчин (ВБР)
		З рідкою дисперсною фазою	Гідрофобна емульсія
		З твердою і рідкою дисперсними фазами	Інвертні емульсії (обернені розчини – вода і тверді частинки в маслі)

При використанні води поліпшується очищення вибою свердловини, що сприяє підвищенню ефективності його руйнування. Разом з тим вода порушує зв'язність більшості порід, що містять глинисті матеріали, викликаючи обвали стінок свердловини, а при бурінні тріщинуватих і пористих порід вона поглинається у великих кількостях. Тому технічна вода застосовується при бурінні стійких, нерозмивних і порід, що не розчиняються.

З метою орієнтовного вибору промивальної рідини для буріння свердловини можна користуватися рекомендаціями табл. 7.3.

7.3. Глинисті розчини

Глинисті розчини широко застосовуються при бурінні пухких, сипучих та інших нестійких порід, схильних до обвалів і поглинання. Глинистий розчин являє собою колоїдно-суспензійну систему, що складається з частинок глини розміром 0,0001–0,1 мм і води. Основна властивість його – здатність при відсутності зовнішніх сил перетворюватися в малорухому драглеподібну масу, названу гелем. Це дозволяє утримувати частинки розбурених порід у зваженому стані. Додаток зовнішньої сили до розчину викликає його перехід у рухливу рідину. Здатністю драгліти володіє розчин, глинисті частинки якого добре змочуються водою, тобто володіють гідрофільністю.

Таблиця 7.3

Склад і галузь застосування промивальних рідин (за Л.М. Івачовим)

Тип очисного агента	Склад	Основні технічні параметри	Галузь застосування
1	2	3	4
Технічна вода	–	–	У стійких і вельми стійких скельних і полускельних породах
Істинні розчини			
Сольові розчини	Вода + до 20–25% NaCl чи KCl чи MН-1	–	У стійких і вельми стійких скельних і полускельних, в зимовий час у багаторічномерзлих породах, в пластах солей Na чи K невеликої потужності
Водні розчини ПАР	Вода + 0,2–1,5% ПАР, що сприяють руйнуванню гірських порід при бурінні	–	У стійких і вельми стійких скельних і полускельних породах
Водні розчини полімерів	1) Вода + 0,2–0,5% РС-2 чи РС-4 2) Вода + 0,5–1% ПАА чи гіпану 3) Вода + 0,3–0,4% М-14 + 0,06–0,15% NaOH	$\rho=1,0 \text{ г/см}^3$ $T=20-25 \text{ с}$ $pH=10,5-12$ $T=18-28 \text{ с}$ $pH=9$ $T=27-30 \text{ с}$ $pH=11-13$	При алмазному бурінні свердловин малого діаметра, у відносно стійких породах, можливо з прошарками глиномістких порід при загальній мінералізації пластових вод до 3 % і загальній жорсткості 26 ммоль/кг. Як дисперсійне середовище для отримання бурових розчинів на основі вибурених порід
Силікатно-гумінові розчини	0,72–0,84 м ³ води + 4–8% рідкого скла + 12–20% ВЛР	$\rho=1,03-1,04 \text{ г/см}^3$ $T=16-18 \text{ с}$ $V=5-8 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $pH=8-9$	У слабостійких породах: таких, що обвалюються (осипаються), глинистих сланцях, аргілітах, перем'яжених зонах тектонічних порушень
Безглинисті полімерфеносульфатні розчини	85–90% води + 1–2 ССБ (КССБ) + 2–3% сіркокислого заліза + 0,8–1% каустичної соди + 4% гіпану чи 0,2–0,5% ПАА (КМЦ)	$\rho=1,03-1,04 \text{ г/см}^3$ $T=16-17 \text{ с}$ $V=5-7 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $pH=7-7,5$	У нестійких і слабостійких породах, схильних до набухань і обвалів (хлоритові, хлорит-біотитові, талькові та інші сланці, сипучі рудні тіла) в умовах високої мінералізації: до 10 % Na+Ca+Mg
Безглинисті полімерлужні розчини	1) 0,9–0,92 м ³ води + 0,6–0,8% КМЦ + 8–10% ВЛР	$\rho=1,03-1,04 \text{ г/см}^3$ $T=30-45 \text{ с}$ $V=3-4 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $pH=8-9$	У відносно стійких породах, таких, що осипаються, пісковиках, аргілітах, алевролітах, у тому числі схильних до часткових поглинань; для попередження кольматції водоносних горизонтів
	2) 0,9–0,92 м ³ води + 2,5–3% мезги + 6–7% ВЛР + 0,1–0,2% NaOH	$\rho=1,03-1,04 \text{ г/см}^3$ $T=26-40 \text{ с}$ $V=3,5-5,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $pH=8-9$	
Дисперсні системи			
Емульсійні промивальні рідини (водо-мастильні емульсії)	1) Вода м'яка + 1–2% шкіряної емульгуючої пасти чи 1,5–2,5% ОСГ	–	У породах, стійких і вельми стійких при високочастотному, головним чином, алмазному бурінні свердловин малого діаметра: з м'якими слабомінералізованими водами (вміст іонів Ca, Mg до 5 ммоль/кг);

1	2	3	4
	2) Вода м'яка чи слабозжорстка + 1–5% емульсолу ЕЛ-4	–	з водами підвищеної жорсткості і мінералізації (вміст іонів Ca, Mg до 45 ммоль/кг);
	3) Вода будь-якої жорсткості + 1–5% концентрату ленол-10 чи ленол-32	–	з водами будь-якої жорсткості і мінералізації
Глинисті розчини			
1. Нормальний	1) 8–22% якісної глини + вода;	$\rho=1,07-1,13 \text{ г/см}^3$ $V=20-30 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $\text{pH}=8-9$	У відносно стійких і стійких тріщинуватих породах при загальній мінералізації до 1 % NaCl
	2) 16–30% глини середньої якості + вода	$\rho=1,1-1,2 \text{ г/см}^3$ $T=25-30 \text{ с}$ $V=25-35 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$	
2. Покращений	Нормальний глинистий розчин + 10–20% рідкого ВЛР (ТЛР) чи 2–5% ПВЛР	$\rho=1,06-1,1 \text{ г/см}^3$ $T=19-23 \text{ с}$ $V=12-15 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $\rho=1,09-1,18 \text{ г/см}^3$ $T=20-25 \text{ с}$ $V=15-25 \text{ см}^3$	У слабостійких і відносно стійких породах, у породах, що слабо диспергуються при загальній мінералізації до 3 % NaCl
3. Інгібіторний	Нормальний глинистий розчин + 1–2% інгібітору (CaCl_2) + 0,1–0,2% регулятора лужності ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) + 5–10% стабілізатора КССБ чи 5–8% ФХЛС	$\rho=1,12-1,2 \text{ г/см}^3$ $T=20-25 \text{ с}$ $V=8-10 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $\text{pH}=7-10$	У слабостійких породах і таких, що диспергуються: глинах, глинистих сланцях, що набухають, аргілітах, гіпсоангідритах при загальній мінералізації до 5 кг/м ³ і вибійних температурах не вище 100 °С. При розбурюванні цементних стаканів і мостів
4. Емульсійні глинисті розчини (емульсії I роду)	Нормальний глинистий розчин + 1) 2–12% нафти + 0,5–1% ПАР-емульгатора 2) 3–4% СМАД-1 + 0,5–1% ПАР-емульгатора	$\rho=1,1-1,15 \text{ г/см}^3$ $T=20-25 \text{ с}$ $V=4-6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$	У потужних товщах нестійких глинистих та глинисто-карбонатних порід, схильних до утворення сальників
5. Малоглинисті розчини	Високоякісна глина 3–5, максимум 7%. Як структуроутворювачі та регулятори вмісту твердої фази використовуються високомолекулярні полімерні реагенти селективної дії 1) 0,5–1% ПАА; 2) 0,5–1% гідролізованого ПАА; 3) 0,5–1% М-14; 4) 0,1–0,5 біополімеру БП-1; 5) 2–4% модифікованого гуматного реагенту МГР	$\rho=1,02-1,05 \text{ г/см}^3$ $T=16-33 \text{ с}$ $V=3-12 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $\text{pH}=8-10$	При алмазному бурінні свердловин малого діаметра у відносно стійких монолітних і тріщинуватих породах. При наявності прошарків глин рекомендуються розчини на основі ГПАА
6. Обважені глинисті розчини	Нормальний глинистий розчин +		

1	2	3	4
	1) 25–70% баритового концентрату;	$\rho=1,7-2,2 \text{ г/см}^3$ $T=26-60 \text{ с}$ $V=5-6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$	При бурінні в умовах високих пластових тисків, а також у нестійких породах, що обвалюються й осипаються, при звуженні стовбура свердловини
	2) 30–70% залізистих концентратів	$\rho=1,7-2 \text{ г/см}^3$ $T=25-60 \text{ с}$ $V=5-6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$	Те саме
	3) 30–50% крейди, вапняку + 5–8% ВЛР; 2–4% окзилу; 2–3% ПФХЛ; 2–3% ФХЛС	$\rho=1,4-1,6 \text{ г/см}^3$ $T=22-45 \text{ с}$ $V=6-8 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $pH=7-8$	Те саме
Крейдові розчини	Вода + 15–40% молотої крейди + структуроутворювач (3–5% глини чи 0,5–3% рідкого скла) + знижувач водовіддачі (5–15% ВЛР чи 4–6% КССБ, чи 1–2% полімерів)	$\rho=1,1-1,25 \text{ г/см}^3$ $T=19-30 \text{ с}$ $V=10-12 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $pH=7,5-8$	У відносно стійких породах з високою мінералізацією по NaCl, у крейдових відкладах. У продуктивних пластах для зменшення кольматації
Розчини на основі вибурених порід	Вода + 2–5% твердої фази, представленої породами, що перебувають, + 0,5–2% ПАР, що сприяють диспергації твердої фази + стабілізатори: 1–2% бентоніту, 0,2–0,5% полімерів, 0,5–2% рідкого скла	$\rho=1,02-1,05 \text{ г/см}^3$ $T=16-20 \text{ с}$ $V=25-30 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ $pH=7,5-7,5$	У гірських породах, що не поглинають промивальну рідину, які рекомендують для буріння з промиванням нормальним глинистим розчином
Дисперсні системи на повітряній основі			
Піни	Стиснуте повітря + вода з домішками 0,2-2% ПАР при ступені аерації $V_r/V_b=50-300$	Не нормуються	У багаторічномерзлих та у породах, схильних до набухання в умовах малих (не більше $0,001 \text{ м}^3/\text{с}$) водоприпливів. Не рекомендується у вельми нестійких незцементованих породах
Аеровані рідини			
1. Аерована вода	Суміш води з повітрям	Відносно параметрів води знижена густина, підвищена в'язкість. Рідина відрізняється підвищеною несучою здатністю	У стійких і вельми стійких породах, при наявності зон поглинань, при розкритті слабопроникних водоносних горизонтів у міцних породах
2. Аеровані розчини	Суміш розчину з повітрям. Аерації можуть піддаватися будь-які розчини, окрім обважнених	Відносно параметрів вихідного розчину знижена густина, підвищена в'язкість знижена водовіддача. Рідина з підвищеною несучою здатністю	У породах, що рекомендують для вихідного розчину, при наявності зон поглинань, зашламовуванні свердловини, при розкритті водоносних горизонтів, представлених нестійкими породами

Зменшення або відсутність водних оболонок викликає злипання частинок і наступне випадання їх з розчину. Це ж явище спостерігається при додаванні в розчин мінералізованої води, деяких хімічних реагентів (вапно, цемент) або при дії високої температури. Процес злипання глинистих частинок у більш великі агрегати називається коагуляцією, а випадання їх в осад – седиментацією.

Колоїдальні властивості яскраво виражені у розчинів, глинисті частинки яких мають високу дисперсність (переважний розмір частинок 0,0001 мм і менше), гідрофільність і містять невелику кількість солей.

Процес утворення якісного глинистого розчину описаний далі. Глинисті частинки мають плоску, лускату форму і, розпускаючись у воді, переміщуються за законом броунівського руху. Кожна частинка захищена гідратною оболонкою води й іонною хмарою, що обумовлює прояв електростатичних сил відштовхування. На краях частинок зазначені оболонки відсутні, а електростатичні сили ослаблені. Якщо контакт частинок здійсниться на торцевих поверхнях, відбудеться злипання частинок, а через якийсь час – утворення суцільної скелетної структури з глинистих частинок у всьому розчині. При цьому основна маса води зв'язана з глинистими частинками у вигляді гідратаційних оболонок і поміщена в елементах утвореної структури розчину. Описаний процес називається структуроутворенням.

Продукти руйнування порід, що знаходяться в такому розчині, виявляються у зваженому стані. Таким чином, міцність структури розчину при припиненні його циркуляції забезпечує чистоту вибою і захищає буровий снаряд від прихвату буровим шламом.

7.4. Методи вимірювання показників властивостей промивальних рідин

Якість промивальних рідин визначається такими параметрами: густиною, в'язкістю, водовіддачею, товщиною глинистої кірки, стабільністю, вмістом піску, статичною напругою зсуву, добовим відстоєм і водневим показником.

Густина розчину визначає величину гідростатичного тиску на вибій і стінки свердловини, а також його несучу здатність. Підвищення густини дозволяє запобігти обваленню стінок свердловини, самовиливам і викидам. Разом з тим підвищення густини розчину сприяє збільшенню його поглинання (фільтрації) через тріщини і пори порід, що розбурюють. Таким чином, для задовільного вирішення зазначених завдань густина розчину повинна знаходитися на мінімально припустимому рівні.

Цей параметр розчину визначають за допомогою ареометра АГ-ЗПП, який входить в комплект АБР-1 (рис. 7.3, а). До складу комплекту АБР-1 входять металевий футляр у вигляді відерця 9 з кришкою 12, яка слугує пробовідбірником для розчину, а також власне ареометра АГ-ЗПП. Ареометр складається з мірного стакана 5, денця 6, поплавця 7, стрижня 8 і знімного калібрувального вантажу 1. На стрижні 8 поплавця 7 є дві шкали 11: перша – при густині 0,9–1,7 г/см³, друга – при густині 1,6–2,4 г/см³. У верхній частині цього стрижня розташована пробка 10. Окрім того, в нижній частині стакана 5 розташована заглушка 2, усередині якої є компенсаційний вантаж 3 і баласт 4. Поплавець 7 пе-

рекрується денцем 6, яке забезпечує постійний об'єм розчину в мірному стакані 5. При вимірюванні стакан 5 повністю заповнюють вимірюваним розчином, надлишок якого стікає через бокові отвори у верхній частині мірного стакана 5, приєднується поплавець і ареометр у вертикальному положенні опускається у футляр-відро 9 з чистою прісною водою. Відлік густини беруть відповідно до рівня води в посудині, зазвичай, за лівою шкалою зі значеннями густини до $1,7 \text{ г/см}^3$. Якщо розчин обважнений і ареометр повністю тоне у воді, вантаж 1 знімають, опускають ареометр у воду без вантажу і відлік беруть за правою шкалою з більшими значеннями густини – до $2,4 \text{ г/см}^3$.

Перед застосуванням ареометра перевіряють точність його показань шляхом визначення густини прісної води, коли справний ареометр повинен показувати її густину $1,0 \text{ г/см}^3$. Допустима похибка вимірювань $\pm 0,01 \text{ г/см}^3$.

В'язкість характеризує силу опору, яка виникає між шарами розчину, що рухаються з різними швидкостями. Від цього параметра залежить здатність розчину виносити буровий шлам і закупорювати тріщини і пори в стінках свердловини.

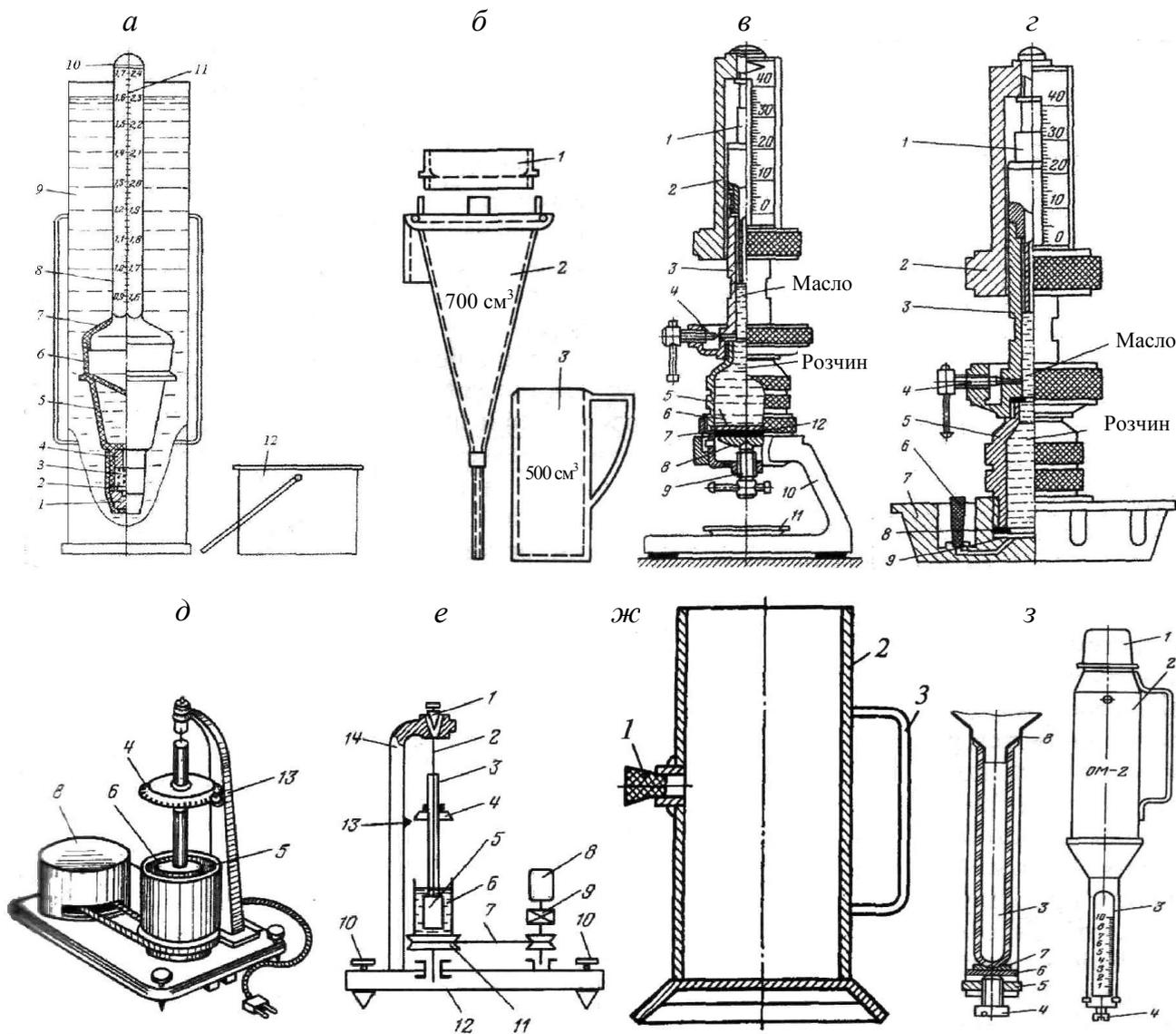


Рис. 7.3. Прилади для визначення параметрів промивальних рідин

На практиці визначається **умовна в'язкість** за допомогою комплекту ВБР-1 (рис. 7.3, б). Він складається з віскозиметра ВП-5 2, сітки 1 і мірного кухля 3. Для вимірювання умовної в'язкості закривають нижній отвір трубки пальцем і через сітку заливають розчин (700 см^3) до краю лійки. Підставляють мірний кухоль об'ємом 500 см^3 , включають секундомір і одночасно відкривають нижній отвір. Після заповнення кухля розчином секундомір зупиняють і фіксують час витікання. Час заповнення розчином зазначеного об'єму характеризує умовну в'язкість розчину. Для нормальних розчинів цей параметр складає 18–22 с. При справному віскозиметрі умовна в'язкість води дорівнює 15 с.

Водовіддача і товщина глинистої кірки характеризують здатність глинистого розчину відфільтровувати воду під дією надлишкового тиску. При низькій водовіддачі глинистий розчин на стінках свердловини утворює щільну кірку товщиною 1–2 мм. У результаті закріплюються стінки свердловини в нестійких породах і зменшується поглинання промивальної рідини. При великій водовіддачі на стінках відкладається пухка товста кірка. Це може призвести до прилипання, прихватів і затягувань бурового снаряда в зваженому стані. Таким чином, міцність структури розчину при припиненні його циркуляції забезпечує чистоту вибою і захищає буровий снаряд від прихватів буровим шламом.

Водовіддача і товщина глинистої кірки вимірюються приладом ВМ-6, який має дві модифікації: з кронштейном і без кронштейна. Прилад ВМ-6 із кронштейном (рис. 7.3, в) складається з фільтраційної склянки 5, яка має розбірне дно, що являє собою ґрати 6 з клапаном 8 і гумовою прокладкою 12; піддона 7 з гвинтом 9; напірного циліндра 3 зі спускною голкою 4; плунжера 1 із втулкою і вантажем-шкалою 2. Для виміру водовіддачі ґрати зі змоченим фільтрувальним папером вставляють у нижню частину фільтраційної склянки папером усередину. На ґрати накладають гумову прокладку з клапаном і нагвинчують піддон з гвинтом. Фільтраційну склянку вставляють у кронштейн 10 і заповнюють глинистим розчином. В кронштейні передбачене місце для чашки 11. На склянку нагвинчується напірний циліндр із закритою спускною голкою.

У циліндр наливають машинне мастило і вставляють плунжер. Відкривши спускную голку і випустивши надлишок мастила, підводять нульовий розподіл на шкалі до відлікової риски на втулці циліндра. Одночасно закривають спускную голку, відкривають клапан з гумовою прокладкою і включають секундомір. Через 30 хв роблять відлік за шкалою. Водовіддача вимірюється об'ємом ($у \text{ см}^3$) відфільтрованої за цей час води. Розібравши прилад, лінійкою вимірюють товщину глинистої кірки, що утворилася на фільтрувальному папері. Водовіддача нормальних глинистих розчинів складає $10\text{--}25 \text{ см}^3$ за 30 хв, товщина глинистої кірки 1–2 мм.

Модифікація приладу ВМ-6 без кронштейна (рис. 7.3, з) відрізняється тільки будовою нижньої частини. Піддон 7, нагвинчений на фільтраційний стакан 5, слугує опорою приладу та посудиною для фільтрату. У піддоні розміщено пробку 6, гумову прокладку 8 і фільтраційний папір 9.

Статична напруга зсуву характеризується найменшим зусиллям, яке треба прикласти до тіла, що знаходиться в буровому розчині і має площу поверхні 1 см^2 , щоб вивести його зі стану спокою. Цей параметр залежить від часу перебування розчину в спокійному стані та характеризує міцність його структури.

Статичну напругу зсуву визначають на приладі СНС-2 (рис. 7.3, *д* – зовнішній вигляд; *е* – схема). На пружній сталевій нитці 2, закріпленій у конічній крутильній головці 1, підвішується циліндр 5. Для запобігання ковзанню досліджуваного розчину поверхня циліндра зроблена рифленою. Сталева нитка захищена металевою трубкою 3, з'єднаною з циліндром. На трубці закріплені лімба 4 з поділками від 0 до 360°. Уся система підвішена на стійці 14, яка спирається на плиту-основу 12 з регулювальними гвинтами 10. Циліндр 5 занурюється в стакан 6, установлений на столику-шківу 11. На стійці закріплені кронштейн із покажчиком 13. Привід стакана здійснюється від електродвигуна 8 через редуктор 9 і гнучку передачу 7 (безкінечна спіральна пружина) з частотою 0,2 об/хв.

Розчин заливають у стакан 6 і занурюють в нього циліндр 5. Через 1 хв вмикають мотор і спостерігають за обертанням циліндра, який захоплюється глинистим розчином. Циліндр обертається доти, доки зусилля в закрученій нитці не почне дорівнювати зусиллю зчеплення розчину із стінками циліндра. В цей момент структура розчину руйнується і відбувається зсув його біля стінок циліндра. Обертання циліндра припиняється. Відлік за шкалою характеризує кут закручування нитки. Друге вимірювання здійснюють аналогічно через 10 хв. Статичну напругу зсуву, яка вимірюється у Па, визначають множенням константи нитки на кут закручування. Статична напруга зсуву для нормальних глинистих розчинів складає $\theta_1 = 1,5-2,0$ Па, $\theta_{10} = 2,5-4,0$ Па.

Стабільність визначається за допомогою приладу ЦС-2, у середині бічної поверхні якого є отвір з пробкою 2, з урахуванням різниці густин бурового розчину у верхній і нижній частинах циліндра 1 (рис. 7.3, *ж*). Циліндрові дають спокій на 24 год, для чого прилад підвішують на ручці 3 з отвором. Після цього знаходять густини верхнього і нижнього шарів та їхню різницю. Стабільність характеризує забруднення розчину і не повинна перевищувати 0,02 г/см³.

Вміст піску (недиспергованих частинок твердої фази) визначають за допомогою відстійника ОМ-2 (рис. 7.3, *з*). Він являє собою циліндричну посудину 2, яка закінчується внизу трубкою з повздовжніми прорізами. У середині трубки розміщена проградуйована скляна бюретка (пробірка) 3. Бюретка прикріплена гвинтом 4 через поперечку 5 і шайбу 6 до гумової прокладки 7. Герметичність кріплення бюретки у верхній частині забезпечує гумове ущільнення 8. В циліндрі на рівні об'єму 500 см³ знаходиться отвір. Зверху відстійник закривають кришкою 1 об'ємом 50 см³. Для вимірювань у прилад спочатку заливають 500 см³ води, потім за допомогою кришки відливають 50 см³ води і заливають стільки ж розчину. Після збовтування суміші відстійник встановлюють у вертикальне положення на 1–2 хв. Потім за шкалою на мензурці визначають кількість осаду. Помноживши отриманий результат на 2, знаходять вміст піску (%). Вміст піску в промивальній рідині не повинен перевищувати 4 %.

Добовий відстій визначається об'ємом чистої води, що відділилася з налитого в посудину (мензурку) 100 см³ розчину, який знаходився в спокійному стані протягом 24 год. Цей параметр характеризує колоїдальність розчину, що в якісних розчинів складає 96–98 % (добовий відстій відповідно 4–2 %).

Водневий показник рН характеризує концентрацію іонів водню в розчині. При рН = 7 розчин нейтральний, при рН < 7 – кислий, при рН > 7 – лужний. Розчин з гарними тиксотропними властивостями має рН = 8–10.

7.5. Регулювання властивостей промивальних рідин

Геолого-технічні умови проходки свердловин викликають необхідність регулювати властивості розчинів з метою забезпечення високої продуктивності і швидкої ліквідації ускладнень. Для цього розчини обробляють **хімічними реагентами**. За характером дії останні поділяються на електроліти, захисні колоїди і поверхнево-активні речовини (ПАР).

Електроліти, діючи на розчин, змінюють у ньому концентрацію іонів, від якої залежить електричний заряд глинистих частинок і товщина іонних оболонок, що їх оточують. Це приводить до зміни структурних властивостей розчину. Нижче наведені деякі найбільш розповсюджені електроліти.

Кальцинована сода (Na_2CO_3) застосовується для зменшення водовіддачі і товщини глинистої кірки, підвищення в'язкості й статичної напруги зсуву глинистого розчину. Кількість реагенту, що додається в розчин, зазвичай складає 5–10 кг на 1 м³. Кальцинована сода знижує жорсткість води і захищає розчин від шкідливого впливу іонів кальцію. При концентрації реагенту понад 3,5 % зменшуються в'язкість і статична напруга зсуву, збільшуються водовіддача розчину і товщина глинистої кірки. Глинистий розчин, оброблений кальцинованою содою, застосовується для боротьби з поглинаннями й обвалами.

Каустична сода ($NaOH$) у дії аналогічна кальцинованій соді й застосовується також для готування вуглелужного і торфолужного реагентів.

Рідке скло (Na_2O ; SiO_2) підвищує густину розчину, його в'язкість і статичну напругу зсуву. Кількість реагенту, що додається, складає 20–50 кг на 1 м³ розчину. Застосовується для боротьби з поглинаннями.

Кухонна сіль ($NaCl$) підвищує статичну напругу зсуву і знижує температуру замерзання розчину. При збільшенні кількості солі, що додається, з 30 до 270 кг на 1 м³ розчину температура його замерзання знижується від –2 до –18 °С.

Тринарійфосфат (Na_3PO_4) знижує в'язкість і підвищує стабільність розчину, що загустів при розбурюванні глин. Реагент додають у кількості 0,5 кг на 1 м³ розчину.

Вапно (CaO) підвищує в'язкість, але збільшує водовіддачу і товщину глинистої кірки. Розчин, оброблений вапном, застосовується для боротьби з поглинаннями. Реагент у кількості 30–50 кг на 1 м³ розчину додають у вигляді вапняного молока (при співвідношенні вапна і води 1:3).

Захисні колоїди при додаванні в промивальну рідину створюють на поверхні глинистих частинок захисний шар, що запобігає їхнєму злипанню і коагуляцію. При обробці розчину реагентами цієї групи зменшується водовіддача, регулюється в'язкість, підвищується густина. Нижче наведені найбільш розповсюджені захисні колоїди.

Вуглелужний (ВЛР) і торфолужний (ТЛР) реагенти є натрієвими солями гумінових кислот. Реагенти одержують шляхом впливу каустичної соди на дроблені буре вугілля і торф. Для цього їх беруть у визначеному співвідношен-

ні. Зазвичай 120–200 кг вугілля або торфу і 10–30 кг NaOH додають у воду і перемішують. Через добу основна маса розчинних гумінових кислот переходить у розчин після реакції з каустичною содою. Оптимальна концентрація ВЛР і ТЛР у глинистому розчині складає 15–20 %.

Розчини, оброблені цими реагентами, мають підвищену стабільність і знижену водовіддачу, що пояснюється появою на глинистих частинках захисного шару, який складається з гумінових кислот. Глинистий розчин, оброблений ТЛР, має підвищену в'язкість і невелику густину, що дозволяє успішно застосовувати його для боротьби з поглинаннями.

Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) застосовується для зниження водовіддачі й статичної напруги зсуву промивальної рідини з підвищеною мінералізацією. Цей реагент захищає глинистий розчин від дії солей, що коагулюють, натрію, кальцію та ін. Реагент додають у промивальну рідину у вигляді 8–10 %-вого водного розчину.

Сульфітно-спиртова барда (ССБ) – побічний продукт паперової промисловості, застосовується для зниження водовіддачі і регулювання в'язкості розчину. Розчин, оброблений ССБ, володіє гарними стабілізуючими властивостями. При проходці солевмістких порід і припливі пластових мінералізованих вод запобігається коагуляція розчину. Реагент застосовується у вигляді водного розчину, що містить 20–40 % ССБ і 3–6 % каустичної соди. ССБ є вихідним продуктом для одержання конденсованої сульфітно-спиртової барди (КССБ), що добре знижує водовіддачу розчинів, які містять хлористі натрій і кальцій. Оптимальна концентрація КССБ – 2–5 % у перерахуванні на суху речовину.

Поліфенол лісохімічний (ПФЛХ) – відходи сухої перегонки деревини, призначений для розрідження прісних розчинів. Він застосовується у вигляді водного розчину, що містить 5–10 % ПФЛХ і 1,5–3 % каустичної соди.

Гідролізований поліакрилонітрил (гіпан) підвищує термостійкість розчину і захищає його від впливу мінералізованих вод. Реагент викликає загуснення прісних розчинів і в цих умовах застосовується з розріджувачами. Його додають у кількості 0,5–2 кг на 1 м³ розчину.

Поверхнево-активні речовини (ПАР) мають здатність адсорбуватися в промивальних рідинах на поверхнях розділення фаз у вигляді тонких шарів, знижуючи поверхневий натяг. При цьому підвищується змочувальна здатність, активно змінюється взаємодія між твердою і рідкою фазами розчину. Властивості промивальної рідини змінюються при введенні ПАР в невеликих кількостях (частки відсотка).

Для обробки промивальних рідин застосовуються неіоногенні (УФЕ-8, ОП-10), аніоноактивні (ОП-45, азолят), рідше катіоноактивні (аміни й інші азотні групи) ПАР. Для підвищення мастильних властивостей і термостійкості розчину використовуються всі види ПАР, для зниження твердості порід – ОП-10, УФЕ-8, для аерування розчинів – аніоноактивні ПАР.

Домішки ПАР зменшують абразивну дію промивальної рідини на буровий снаряд. Деякі види ПАР володіють піногасним ефектом, що поліпшує роботу насосів.

7.6. Спеціальні промивальні рідини

Спеціальні промивальні рідини застосовуються в умовах, що викликають різні ускладнення нормального процесу буріння. Поява численних видів цих рідин обумовлена тим, що поряд з позитивними якостями глинисті розчини мають істотні недоліки: зменшується механічна швидкість буріння; зростають витрати потужності на промивання й обертання бурового снаряда, знижується проникність водоносних пластів; у деяких випадках неможливо забезпечити стійкість стовбура свердловини і запобігти викидам і самовиливам зі свердловини. Найчастіше застосовуються наведені нижче види спеціальних промивальних рідин.

Сольові промивальні рідини, що є водними розчинами солей NaCl, KCl або CaCl₂, застосовуються при бурінні сольових відкладів, а також багаторічномерзлих порід, тому що мають знижену температуру замерзання. В останньому випадку у воду додають 4–15 % KCl або NaCl. При цьому температура замерзання розчину знижується до –20 °С.

Вапняні і крейдові розчини мають високу стійкість до пластових вод, зменшують диспергування глинистих частинок, що утримуються в шарі, утворюють тонку кірку, що видаляється при соляно-кислотній обробці. Склад розчинів цієї групи різноманітний. Як приклад можна навести розчин, що складається з помеленої крейди (5–30 %), ВЛР (8–10 %), КМЦ (0,6–1 %) і води. Густина його до 1,2 г/см³, в'язкість 45–80 с, водовіддача 1,5–3 см³ за 30 хв, товщина кірки 0,3 мм. Промивальні рідини на основі вибурених порід являють собою природні розчини, що утворюються при бурінні. Їх використовують при відсутності глинистої сировини. Для стабілізації властивостей таких розчинів у них вводять поверхнево-активні речовини, ВЛР, ССБ, КМЦ та ін. Застосування природних розчинів дозволяє в ряді випадків знизити вартість промивання свердловин.

Обважнені глинисті розчини мають підвищену густину (до 2,2 г/см³) і застосовуються при бурінні нестійких порід, а також для створення необхідного протитиску при розкритті високонапірних пластів. Підвищення густини розчину досягається додаванням у нього матеріалів-обважнювачів, що характеризуються щільністю, малою абразивністю, тонкістю помелу, вмістом хімічно активних речовин.

Як обважнювачі використовують барит (BaO₄), гематит (Fe₂O₃), магнетит (FeO-Fe₂O₃). Найчастіше вживається барит, що має невисоку твердість, малу абразивність і досить високу щільність (4,2–4,6 г/см³). При невеликому обважненні розчину (до 1,6 г/см³) у нього додають мергель, крейду, вапняк. Обважнювач зазвичай додають у розчин, попередньо оброблений хімічними реагентами.

Витрата обважнювача q на 1 м³ вихідного розчину визначається за формулою

$$q = \frac{\rho_o (\rho_{op} - \rho_{vp})}{(\rho_o - \rho_{op})}, \text{ кг}, \quad (7.1)$$

де ρ_o , ρ_{op} , ρ_{vp} – густина відповідно обважнювача, обважненого і вихідного розчинів, кг/м³.

Виникаюче при обважненні підвищення в'язкості і статичної напруги зсуву розчину можна знизити додаванням хімічних реагентів, наприклад, ПФЛХ або хромлігносульфонатів.

Водогіпанові та глиноводогіпанові розчини – промивальні рідини на полімерній основі. Як полімер найчастіше використовується гіпан, що додається у воду в кількості 2–5 %, перемішуваний протягом 8–10 хв. Водогіпанові розчини мають велику в'язкість, високу несучу здатність і знижені фільтраційні властивості. Ці розчини утворюють на стінках свердловини еластичну плівку, що знижує фільтрацію рідини в пласт та зберігає його проникність. Тому водогіпанові розчини застосовуються при розкритті водоносних горизонтів. Кірка видаляється при промиванні свердловини водою або при прокачуванні.

Витрата водогіпанових розчинів при розкритті пласта в 2–3 рази менша порівняно з витратою води в аналогічних умовах, а виносна здатність в 3–10 разів вища. Концентрація гіпана в розчині та в'язкість останнього залежать від коефіцієнта фільтрації і напору водоносного розкривного горизонту й складає 2–6 %. При розкритті водоносних горизонтів, що мають коефіцієнт фільтрації до 35–40 м/добу, великий ефект дають глиноводогіпанові розчини. Їх готують шляхом додавання 10 %-вого розчину гіпана в глинистий розчин, що має густину 1,05–1,08 кг/см³, в'язкість 25–40 с, водовіддачу 15–18 см³/30 хв. При цьому водовіддача знижується до 5 см³/30 хв і різко підвищується в'язкість розчину. Глиниста кірка, утворена на стінках свердловини при застосуванні такого розчину, розмивається при промиванні чистою водою протягом декількох хвилин.

Малоглинисті розчини широко розповсюджені, мають такий склад: 4–8 % глини, 1–2 % КМЦ для стабілізації і 1 м³ води. При розкритті слабонапірних пластів, що мають велику поглинальну здатність, ці розчини аеруються шляхом уведення 0,1–0,2 % ПАР. Застосування аерованих розчинів дозволяє різко скоротити їхню витрату при розкритті поглинальних горизонтів.

Полімерні та саморозпадні розчини готують на основі модифікованого крохмалю і карбоксиметилцелюлози з домішкою бентоніту і без нього. Кірка, що утвориться на стінках свердловини, розпадається мимовільно (через 3–4 доби) або при введенні у вихідну рідину домішок (амілосубтилін, ГЕФ-1, поліфосфати тощо). Застосування саморозпадних розчинів дає великий ефект при розкритті водоносних пластів, в яких відбувається катастрофічне поглинання промивальної рідини. Недолік саморозпадних розчинів – їхня висока вартість.

Емульсійні промивальні рідини являють собою дисперсні системи, що складаються з двох або декількох рідких фаз, причому одна знаходиться в іншій у вигляді ізольованих крапель – глобул. Для одержання стійких емульсій у них додають речовину, названу емульгатором, який утворюється додаванням у воду різних емульсолів, наприклад, лісохімічного, омилених сумішей гудронів та ін. Концентрація емульсолів складає 1–2 %. Емульсійні промивальні рідини, зазвичай, складаються з води та емульгатора, що є поверхнево-активною речовиною. Емульсійні рідини застосовують для зменшення витрат потужності на обертання бурового снаряда, зниження його вібрацій і підвищення стійкості породоруйнівного інструменту.

Аеровані (насичені повітрям) розчини і піни застосовують для боротьби з поглинаннями і розкриття слабонапірних водоносних пластів. Це пов'язано з тим, що завдяки невеликій густині (0,7–0,8 т/м³) вони мають знижену водовіддачу. У той же час аеровані рідини мають підвищену несучу й очисну здатність. Аерація рідин здійснюється механічним (за допомогою компресорів або спеціальних аераторів) і хімічним способами (при використанні ПАР). Досить широко застосовується малоглинистий розчин, що містить 4–8 % глини, 1–2 % КМЦ, 0,1–0,2 % ПАР і 1 м³ води.

Інгібіторні промивальні рідини утворюються при додаванні в них речовин, що містять іони кальцію (наприклад, CaCl₂). Для стабілізації розчину застосовуються спеціальні хімічні реагенти. Інгібіторні рідини мають велику стійкість, застосовуються для запобігання обвалення стінок і звуження стовбура свердловин при бурінні в диспергуючих сланцях, аргілітах і глинах, що набухають.

Розчини на нафтовій основі, рідка фаза яких представлена нафтою або дизельним паливом, застосовуються для розкриття нафтових пластів, а також для ліквідації ускладнень і аварій у свердловинах.

7.7. Приготування промивальних рідин

Визначення кількості матеріалів для приготування глинистого розчину для буріння свердловини здійснюється за методикою, що наведена нижче.

Об'єм глинистого розчину V для буріння свердловини знайдемо з виразу

$$V = V_c + V_p + V_b, \text{ м}^3, \quad (7.2)$$

де V_c – об'єм свердловини, м; V_p – об'єм резервуара (відстійників і жолобної системи) для зберігання глинистого розчину, $V_p = 2\text{--}5 \text{ м}^3$; V_b – втрати глинистого розчину в свердловині через тріщинуватість порід, $V_b = (2\text{--}5) \cdot V_c$ і більше.

$$V_c = \frac{\pi}{4} (D_1^2 H_1 + D_2^2 H_2 + \dots + D_n^2 H_n), \text{ м}^3, \quad (7.3)$$

де D_1, D_2, D_n – діаметри відповідно 1, 2 ... n-ї ділянок свердловини, м;
 H_1, H_2, H_n – довжини відповідно 1, 2 ... n-ї ділянок свердловини, м.

Кількість глини і води для приготування розчину визначимо як

$$Q = q_1 V, \text{ кг}, \quad (7.4)$$

де q_1 – вагова кількість компонентів, потрібна для приготування 1 м³ розчину, кг.

Вага глини для приготування 1 м³ розчину

$$q_{г1} = \frac{\rho_{г} (\rho_{р} - \rho_{в})}{\rho_{г} - \rho_{в}}, \text{ кг}, \quad (7.5)$$

де $\rho_{р}, \rho_{в}$ – густина відповідно глинистого розчину і води, кг/м³; $\rho_{г}$ – щільність глини, кг/м³, $\rho_{г} = 2500 \text{ кг/м}^3$.

Вага води для приготування 1 м³ розчину

$$q_{в1} = \frac{\rho_{в} (\rho_{г} - \rho_{гр})}{\rho_{г} - \rho_{в}}, \text{ кг}, \quad (7.6)$$

Кількість глини для приготування одиниці об'єму глинистого розчину, що має певну в'язкість, залежить від ступеня колоїдальності глини.

Промивальні рідини готують безпосередньо на буровій або на спеціальних глиностанціях. В останньому випадку розчин доставляють на бурові трубопроводами або автоцистернами. Глинистий розчин найчастіше готують механічним способом за допомогою спеціальних глиномішалок.

Механічна *лопатева глиномішалка* (рис. 7.4) являє собою циліндричний або овальний корпус 5, усередині якого за допомогою шківів 1 і редуктора 2 обертаються один або два вали 3, обладнані лопатями 7 для перемішування глини і води. У верхній частині корпусу є люк 4, закритий ґратами, для завантаження глини і води. У нижній – патрубок 6 для зливу готового розчину. Місткість глиномішалок марок ГМЕ-0,75, ГКЛ-2М, МТ-24Х та інших складає 0,7–4 м³.

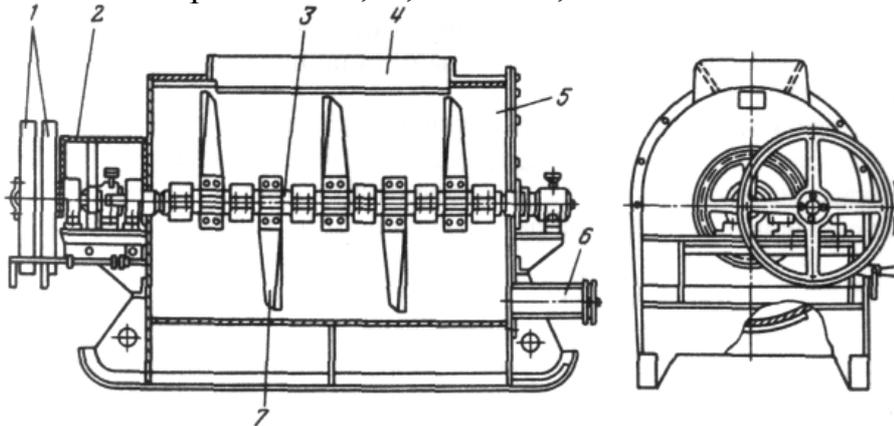


Рис. 7.4. Механічна глиномішалка

Механічні лопатеві глиномішалки належать до машин періодичної дії. Вони відрізняються простотою конструкції, але мають недоліки: невелика продуктивність, часте заклинювання і поломка лопатей при потраплянні з глиною твердих включень великого розміру. Перелічені недоліки значною мірою усунуті в іншому різновиді механічних глиномішалок – *фрезерно-струминних млинах (ФСМ)*.

Фрезерно-струминні млини використовуються для безперервного готування глинистих розчинів з грудкуватих глин і глинопорошків. Основним вузлом їх є лопатевий ротор, що обертається в корпусі, який має приймальний бункер для завантаження глини і перфоровану трубу для подачі води. Усередині корпусу розміщений пристрій для видалення твердих включень, що потрапили з глиною. Лопаті ротора, швидко обертаючись, захоплюють глину і воду. Первинне подрібнювання глини відбувається при її переміщенні у вузькому зазорі між рифленою диспергуючою плитою і ротором. Більш тонке подрібнювання здійснюється струменями, що відкидаються лопатями ротора, тобто за рахунок їхніх ударів об вихідні ґрати, а також при проходженні розчину крізь отвори останньої. Готовий розчин стікає по зовнішній поверхні ґрат і через лоток відводиться вбік. Частинки, що не встигли подрібнитися в млині, унаслідок циркуляції розчину знову попадають під лопаті розчину.

Продуктивність фрезерно-струминних млинів – 10–12 м³/год розчину для грудкуватих глин і 25–30 м³/год для глинопорошків.

Гідромішалки застосовують для готування великих об'ємів розчину гідравлічним способом. Вони розділяються на два типи: гідромоніторні та ежекторні. У гідромішалках першого типу розчин готується шляхом розмиву глини

струменем води, що впливає з монітора під тиском 4–10 МПа. Продуктивність гідромоніторних мішалок – 40–120 м³/год готового розчину.

При роботі гідромішалок другого типу використовується принцип ежекції, що полягає в ефекті зниження тиску навколо струменя рідини, що витікає з великою швидкістю з насадки. У результаті в зону розрідження засмоктується глинопорошок. Утворена пульпа надходить у бак і вдаряється об спеціальний башмак, що сприяє інтенсивному перемішуванню глини з водою. Ежекторні гідромішалки забезпечують високу продуктивність (до 90–100 м³/год). Недоліки гідромішалок цього типу – необхідність використання як вихідний матеріал тільки глинопорошку і досить низька якість розчину.

Розглянемо технологію приготування глинистих розчинів у лопатевих глиномішалках. Спочатку розраховують кількість глини P_r , яку необхідно завантажити в глиномішалку для одержання розчину заданої густини. Глиномішалку на третину робочого об'єму заповнюють водою і завантажують необхідною кількістю глини. Вал глиномішалки повертають при періодичному включенні приводу. Потім заповнюють водою весь об'єм, що залишився, люк закривають кришкою і включають привід.

Час готування розчину залежить від якості глини і коливається від 40 хв до 2 год. Для визначення оптимального часу рекомендується відбирати проби розчину і визначати його основні властивості. Перша проба відбирається через 30 хв, наступні – з інтервалом 15 хв. Якщо розчин необхідно обробити хімічними реагентами, то їх вводять у глиномішалку перед завантаженням глини.

Аеровані промивальні рідини готують такими способами: компресорним, безкомпресорним з використанням ПАР і пристроїв ежекторного типу, комбінованим. Компресорний спосіб аерації полягає у введенні через спеціальні пристрої в нагнітальну лінію насоса стиснутого повітря. Недолік цього способу: його застосування обмежується глибиною свердловини, на якій утрати напору при циркуляції розчину не перевищують тиску повітря, що нагнітається.

При використанні безкомпресорного способу розчин аерується за рахунок захоплення повітря обертовими лопатями глиномішалки або струменя розчину, що скидається через відвідний шланг. При цьому в розчин попередньо вводять піноутворювач (ПАР). Комбінований спосіб аерації розчину є різновидом компресорного і полягає у використанні змішувачів ежекторного типу.

Основна особливість готування полімерних розчинів складається з попереднього розчинення полімерів у гарячій воді і наступного додавання отриманого розчину в промивальну рідину, що виходить зі свердловини.

Для готування емульсійних розчинів завчасно приготовлена суміш (вихідна промивальна рідина та емульгатор) додатково перемішується в ультразвуковому генераторі за рахунок ударів об мембрани. У результаті виникаючих завихрень рідини виходить якісний однорідний емульсійний розчин.

Промивальні рідини варто готувати відповідно до правил техніки безпеки. Механізми і баки для готування і збереження промивальних рідин повинні бути обгороджені. Забороняється проштовхувати глину через ґрати люка ломами, брати пробу розчину через люк глиномішалки. З хімічними реагентами, особливо з лугами і кислотами, варто працювати тільки в спецодязі, що включає гу-

мові фартух, чоботи і рукавички, респіратор, окуляри. При потраплянні луґу на шкіру або одяг треба промити це місце 10 %-вим розчином оцтової кислоти, а при потраплянні кислоти – 10 %-вим розчином двовуглекислої (чайної) соди.

Працівники, зайняті готуванням промивальної рідини, повинні пройти вступний інструктаж з техніки безпеки, інструктаж на робочому місці, а також у встановлений термін повторні інструктажі.

7.8. Очищення промивальних рідин від шламу

Промивальна рідина, що витікає зі свердловини, збагачена частинками вибурених порід. Використання забруднених розчинів викликає сальнікоутворення і прихват (заклинювання) снаряда, призводить до утворення товстої пухкої кірки на стінках свердловини (що може викликати їхній обвал), до передчасного зношування бурильних труб і бурового насоса. Тому необхідно очищати промивальні рідини від шламу. Існують такі методи очищення: фізико-хімічні, механічні, природні, гідравлічні та комбіновані.

Фізико-хімічні методи базуються на введенні в розчин флокулянтів (речовини, що викликають злипання частинок розбурених порід у пластівці), коагуляторів (галогенні з'єднання Al, Fe, Na, Ca) і розріджувачів. У результаті додавання цих речовин відбувається флокуляція і коагуляція частинок з розчину. Розчин розбавляють водою або очищеним розчином, що має низькі параметри.

Механічний спосіб очищення за допомогою вібрації полягає в направленні розчину на сито, яке приводять у високочастотні коливання вібратором. У результаті структура розчину руйнується, різко знижується його утримуюча здатність і великі частинки випадають з розчину.

Природні методи очищення засновані на руйнуванні структури розчину при його русі в циркуляційній системі й осадженні частинок вибурених порід під дією сили ваги. Циркуляційна система складається з жолобів, відстійника і приймального зумпфа. Розміри циркуляційної системи залежать від глибини і діаметра свердловини, а також від типу бурової установки (стаціонарна або самохідна). Жолоби виготовляють з дерев'яних дошок або листової сталі площею перерізу 300×250 мм², загальною довжиною 5–35 м.

Жолоби обладнують через 1–2 м перегородками, що чергуються за розташуванням: попередня перегородка трохи не доходить до дна жолоба, а наступна – розташована трохи нижче верхнього його краю. Така конструкція жолобів дозволяє змінювати напрямок потоку розчину і сприяє руйнуванню його структури. Найбільш великі частинки випадають з розчину в жолобах, а остаточне очищення відбувається при попаданні розчину у відстійник. Останній з'єднаний у верхній частині жолобом з приймальним зумпфом, куди надходить верхній найбільш чистий шар розчину.

Очищення жолобів від шламу, що випав, більш ефективно при припиненні циркуляції промивальної рідини. Періодично очищають і відстійники. З метою охорони праці відстійники і приймальні зумпфи повинні бути обгороджені, а жолоби – закриті щитами або дошками.

Однак застосування циркуляційної системи не дає належного ефекту при очищенні промивальної рідини високих тискотропних властивостей.

Гідравлічні методи очищення засновані на використанні відцентрових сил, що виникають у гідроциклонах і центрифугах при прокачуванні через них забрудненої рідини. Гідроциклон являє собою корпус, що складається з циліндричної частини, яка переходить у конусну. До циліндричної частини тангенціально приварений патрубок, через який уводиться забруднений розчин. У середині гідроциклона рідина набуває вихрового руху. Великі частинки породи під дією виникаючих відцентрових сил відкидаються до стінок гідроциклона і сповзають у конічну частину корпусу, що закінчується випускним каналом з пісковою насадкою. Через останню скидаються частинки порід, що надходять, з частиною рідини. Очищений розчин внутрішнім спіральним потоком піднімається нагору і залишає гідроциклон через вивідний патрубок. Утрати розчину при очищенні складають 1–2 %, забруднення розчину зменшується в 10–15 разів.

У практиці розвідувального буріння застосовуються гідроциклонні установки ОГХ-8А та ОГХ-8Б, що складаються з електродвигуна, гвинтового насоса, системи трубопроводів і гідроциклона. Забруднений розчин з відстійника засмоктується насосом і подається через трубопровід у гідроциклон. Очищений розчин скидається в інший відстійник, а буровий шлам – у спеціальний зумпф.

Перевага гідроциклонного очищення – простота пристроїв, недоліки – вузький діапазон оптимальних режимів роботи і неможливість тонкого очищення розчину (частинки розміром менше 40 мкм не видаляються з розчину).

7.9. Продувка свердловин

У зонах інтенсивного або повного поглинання рідини, у сухих свердловинах, що бурять у безводних районах, у багаторічній мерзлоті, у стійких породах, де відсутні водопрпливи або вони незначні, у породах, що набухають при промиванні, очищення свердловин від шламу й охолодження інструменту краще робити продувкою свердловини стисненим повітрям.

Застосування продувки сприяє збільшенню швидкості буріння, тому що відсутній гідростатичний тиск на породу, що руйнується.

При бурінні з продувкою (рис. 7.5) стиснене повітря компресором 1 подається через ресивер 2, вологовіддільник 4 і колону бурильних труб 22 до вибою.

Великі частинки породи піднімаються в шламову трубу 23, а дрібні – через герметизуючий пристрій 21 на усті і викидну лінію 20 виносяться на поверхню. На кінці викидної лінії при недостатньому ущільненні устя доцільно установити вентилятор для відсмоктування шламу. Щоб частинки шламу не забруднювали атмосферу, використовують шламоочисник 26 циклонного типу.

При бурінні в зоні багаторічної мерзлоти з метою попередження відтавання стінок свердловини стиснене повітря перед подачею в свердловину прохолоджують. В умовах невеликих водопроявів перешкодою бурінню є утворення сальників у результаті злипання частинок шламу. У цьому випадку в повітряний потік рекомендується додавати піноутворювачі, що створюють захисні плівки на частинках шламу і перешкоджають їх злипанню.

Для забезпечення нормального виносу шламу швидкість висхідного потоку повітря повинна бути не менше 10–14 м/с при колонковому і до 25 м/с – при безкерновому бурінні.

8. ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати особливості технології при різних видах буріння; методика вибору параметрів режиму буріння; уміти визначити раціональні параметри режиму буріння для певного виду буріння і конкретних геолого-технічних умов.

8.1. Загальні відомості

Буріння розвідувальної свердловини організаційно складається з таких основних заходів: 1) підготовка робочої площадки, під'їзної колії до неї і комунікацій; 2) доставка і монтаж бурової установки; 3) власне буріння, тобто поглиблення свердловини; 4) спуск і підйом бурового снаряда для витягання керна і зміни породоруйнівного інструменту; 5) кріплення стінок свердловини обсадними трубами, тампонаж; 6) вимір скривлення і каротаж; 7) гідрогеологічні спостереження й випробування окремих горизонтів; 8) витягання обсадних труб і ліквідація свердловини; 9) демонтаж бурової установки; 10) перевезення бурової установки на нову точку; 11) відновлення порушених буровими роботами природних умов на робочому майданчику, під'їзній колії і розбирання комунікацій.

Крім колонкового, використовують й інші різновиди буріння.

При розвідці гарно вивчених у геологічному відношенні районах немає потреби відбирати керн у вмісних породах і тому широко застосовується безкернове буріння лопатевими долотами й пікобурами в м'яких породах, шарошковими долотами в породах середньої твердості та твердих, алмазними долотами у твердих породах. Висока міцність і зносостійкість інструменту для буріння суцільним вибоєм забезпечує велику проходку за рейс на сотні метрів, за рахунок чого різко підвищується продуктивність і знижується вартість бурових робіт.

При бурінні сейсмозвідувальних і технічних свердловин широко застосовується шнекове буріння.

Для підвищення механічної і рейсової швидкості буріння розповсюджене використання гідро- і пневмоударників, а також буріння з гідротранспортом керна.

Технологічні параметри режиму буріння – це ті фактори процесу буріння, що можуть у який-небудь момент бути довільно змінені для одержання оптимального їхнього поєднання, що забезпечує максимальну продуктивність. При механічному обертальному бурінні з промиванням (або продувкою) до них належать осьове навантаження на породоруйнівний інструмент, частота обертання снаряда й об'ємна витрата очисного агента. До параметрів буріння відносять також якість очисного агента, хоча цей фактор не може бути змінений одразу.

Головне завдання при бурінні – домогтися оптимального поєднання параметрів, що забезпечує можливо більш високі в даних конкретних геолого-технічних умовах техніко-економічні показники при високій якості проведення свердловин.

8.2. Забурювання свердловин

Снаряд для забурювання свердловин складається з породоруйнівного інструменту, короткої (0,5–1,0 м) колонкової труби і перехідника для з'єднання з бурильними трубами.

*У написанні розділу брали участь С.О. Шипунов і М.І. Кононов

Як породоруйнівний інструмент при забурюванні в м'яких породах може бути використана ребриста коронка. У породах середньої твердості забурювання виконують твердосплавною коронкою, у породах міцних, монолітних – алмазною коронкою, а в тріщинуватих породах високої твердості рекомендується застосовувати шарошкове долото.

Забурювання варто проводити з мінімальною частотою обертання снаряда при обмежених осьовому навантаженні і витраті промивальної рідини. Поглибивши свердловину на 3–4 м, у ній установлюють напрямну колону.

Якщо верхня частина розрізу складена нестійкими м'якими породами, потужність яких не перевищує 5–8 м, свердловину забурюють до щільних корінних порід і, поглибивши в них на 0,5–1,0 м, обсаджують напрямною колоною.

Нижній кінець направлення необхідно затампонувати, для чого на вибій свердловини закладають 1,5–2,0 відра густого цементного розчину або жирної глини, розмішаної з водою до тістоподібного стану. У нижню частину труби забивається дерев'яний чіп, який при установці колони видавлює тампонажний матеріал в затрубний простір; чіп після цього розбурюється. Верхній кінець направлення закріплюється в усті свердловини щебенем чи глиною.

При великій потужності м'яких порід і проектній глибині свердловини, що перевищує 200–250 м, направлення встановлюють на глибину 3–4,5 м. Іншу товщу м'яких порід бурять із промиванням глинистим розчином і перекривають кондуктором. Затрубний простір кондуктора зазвичай цементують на всю висоту колони.

Якщо верхній інтервал геологічного розрізу складений валунно-гальковими відкладами, то направлення встановлюється в шурфі, пройденому на глибину 1,5–2,0 м, і закріплюється в ньому бетоном.

Якщо верхня частина розрізу складена м'якими чи уламковими незцементованими породами великої потужності, рекомендується забурювання провести ударно-механічним способом і після установки колони обсадних труб до корінних порід продовжувати буріння свердловини колонковим способом.

8.3. Технологія твердосплавного буріння

Продуктивність твердосплавного колонкового буріння, як і інших способів, визначається технічними, технологічними, геологічними й організаційними факторами. Технологічні фактори – найбільш істотні, крім того, їх можна змінювати в процесі рейсу, у той час як інші фактори не регулюються у ході буріння. Рациональне поєднання і зміна параметрів режиму роботи породоруйнівного інструменту – один з основних факторів керування процесом буріння. При розробці технології буріння для кожного інтервалу геологічного розрізу проектується параметри режиму буріння: осьове навантаження на породоруйнівний інструмент; частота обертання бурового снаряда; витрата очисного агента і його якість.

Найефективнішим руйнуванням гірських порід при бурінні є об'ємне, тому навантаження на різець повинно бути не менше опору породи на вдавлювання.

Отже, чим твердіша гірська порода, тим більше повинно бути осьове навантаження.

Осьове навантаження на коронку визначається за формулою

$$C = C_{\text{пит}} m, \text{ даН}, \quad (8.1)$$

де $C_{\text{пит}}$ – питоме навантаження на один основний різець (пакет), даН; m – кількість основних різців (пакетів) у коронці визначеного типу і діаметра.

Величину C_0 вибирають з урахуванням міцності твердосплавних різців. Рекомендовані навантаження на один основний (об'ємний) різець наведені в табл. 4.2, яку можна використовувати також при виборі типу твердосплавної коронки, що відповідає визначеній категорії порід за буримістю.

Частота обертання бурового снаряда визначається виходячи з рекомендованої колової швидкості різця за формулою

$$n = \frac{60V_{\text{кол}}}{\pi D_c}, \text{ хв}^{-1}, \quad (8.2)$$

де $V_{\text{кол}}$ – колова швидкість руху різця, м/с; D_c – середній діаметр коронки, м,

$$D_c = \frac{D_3 + D_B}{2}, \text{ м}, \quad (8.3)$$

де D_3 і D_B – відповідно зовнішній та внутрішній діаметри коронки, м.

Конструктивні параметри твердосплавних коронок наведені в табл. 4.2.

Витрату промивальної рідини знаходять з рекомендованої питомої витрати у л/хв на 1 мм діаметра коронки (табл. 4.2) за формулою

$$Q = q_{\text{пит}} D_3, \text{ л/хв}, \quad (8.4)$$

де $q_{\text{пит}}$ – питома об'ємна витрата на 1 мм діаметра, л/хв; D_3 – зовнішній діаметр коронки, мм.

Можна також визначити потрібну витрату промивальної рідини, виходячи з рекомендованої швидкості висхідного потоку, необхідної для винесення зруйнованої породи на поверхню. Для цього треба помножити цю величину на площу кільцевого каналу між стінками свердловини і бурильних труб. Саме так визначають, наприклад, витрату повітря при бурінні з продувкою.

Вплив режимних параметрів на механічну швидкість проходки неоднаковий при бурінні різних порід. Так, при бурінні м'яких порід першорядне значення має промивання. При подачі великої кількості промивальної рідини вона не тільки швидко видаляє шлам з вибою, але і завдяки гідромоніторному ефекту сприяє руйнуванню гірських порід. Однак занадто велика витрата рідини може призвести до розмиву стовбура, утворенню каверн і викривленню свердловини. Осьове навантаження і частота обертання в умовах буріння м'яких порід мають підпорядковане значення. Тому що породи перших чотирьох категорій за буримістю слабостійкі, для кріплення стінок свердловин застосовують глинисті, безглинисті, полімерні й інші розчини.

Для буріння м'яких порід застосовують ребристі коронки.

При бурінні в абразивних породах береться нижня межа колової швидкості, що відповідає першій швидкості наявних бурових верстатів.

У групу порід IV–VIII категорій за буримістю входять дуже різноманітні породи, що необхідно враховувати при виборі типу твердосплавної коронки і режимних параметрів. Комплекс цих порід буриться зі значно меншою швидкістю, ніж м'які породи, тому роль промивання в даних умовах знижується і най-

головнішого значення набувають осьове навантаження і частота обертання снаряда. Потрібно враховувати, що буріння в абразивних породах при високих частотах обертання призводить до швидкого зносу різців коронки, а значить, проходка на коронку знижується, що зменшує час чистого буріння і збільшує витрати часу на спуско-підймальні операції для зміни відпрацьованих коронок. Тому в абразивних породах необхідно знижувати частоту обертання снаряда, а осьове навантаження збільшувати аж до рекомендованих максимальних значень.

Залежно від категорії за буримістю та інших властивостей цих порід колову швидкість приймають у межах 0,6–2,5 м/с, при цьому менші значення приймаються в абразивних, тріщинуватих і переміжних за твердістю, неоднорідних за складом породах, а великі – у неабразивних, монолітних й однорідних за складом і будовою.

Витрату промивальної рідини в породах середньої твердості і твердих приймають у межах 0,8–1,6 л/хв на 1 мм діаметра.

При бурінні в стійких породах V–VIII (IX) категорій за буримістю завжди, якщо це можливо, варто застосовувати для промивання воду, а в умовах утрудненого водопостачання – продувку повітрям, що збільшує техніко-економічні показники. Застосування глинистого розчину доцільно тільки при чергуванні твердих порід з м'якими, нестійкими.

Заклинювання керна в м'яких породах I–IV категорій за буримістю роблять зазвичай "затиранням всуху", тобто бурінням 10–15 см без промивання. Перед підйомом снаряда в бурильну колону скидають кульковий клапан, що перекриває отвір перехідника і попереджає видавлювання керна стовпом рідини в трубах у процесі підйому.

Для відриву й утримання керна в породах середньої твердості і твердих можна, як і при алмазному бурінні, застосовувати керновідривачі, а також матеріал для заклинювання у вигляді дробленого кварцу, фаянсу, скла, алюмінієвого дроту тощо.

8.4. Технологія алмазного буріння

Алмазне буріння – основний найбільш прогресивний різновид колонкового буріння геологорозвідувальних свердловин на тверді корисні копалини.

Алмазними коронками бурять породи VII–XII категорій за буримістю, а на великих глибинах і породи V–VI категорій.

Відносна міцність алмазних зерен зростає зі зменшенням їхнього розміру. Так, відносна міцність кристалів розміром 60–80 шт/карат у середньому на 70 % вище міцності кристалів розміром 20–30 шт/карат. Дрібні зерна алмазів застосовують при бурінні дуже твердих порід. Такі алмази витримують підвищені осьові навантаження, менше заповірюються і забезпечують перекриття торця коронки великою кількістю ріжучих зерен. У породах середньої твердості використовують більш великі зерна алмазів, що забезпечують високу механічну швидкість проходки свердловини.

Параметри режиму буріння алмазними коронками вибираються з урахуванням фізико-механічних властивостей порід, типу коронки, глибини і напрямку свердловини, а також стану і можливостей застосовуваного устаткування.

Буріння кожною новою одношаровою коронкою необхідно починати на знижених параметрах режиму: при осьовому навантаженні, яке не перевищує 120–150 даН, і мінімальній частоті обертання бурового снаряда. Після того як коронка почне руйнувати породу вибою всією торцевою поверхнею, а стовпчик керна ввійде у відривальне кільце, можна установити режим буріння, що відповідає характерові порід, типу і стану коронки. Час припрацювання коронки залежить від її типу, а також фізико-механічних властивостей породи й у середньому дорівнює 10–15 хв.

Оптимальне сполучення параметрів режиму буріння в процесі поглиблення свердловини забезпечує найбільш високі показники. В усіх випадках режимні параметри тісно погоджуються з типом алмазної коронки і властивостями гірських порід, що розбурюють: твердістю, абразивністю, тріщинуватістю тощо. При цьому режимні параметри повинні забезпечити не тільки максимальну швидкість буріння, але і високу проходку на коронку, найменшу витрату алмазів на 1 м буріння, кондиційний вихід керна і безаварійну роботу.

При алмазному бурінні вплив окремих режимних параметрів на процес буріння не рівнозначний. Найбільш важливим параметром є частота обертання коронки. Тому при алмазному бурінні частоту обертання доводять до 2000 хв⁻¹ і більше. Зі збільшенням частоти обертання питома витрата алмазів практично не збільшується. Однак цей показник залежить від властивостей порід, стану устаткування, потужності приводу, глибини свердловини. При бурінні щільних монолітних порід до глибини 500 м частоту обертання імпрегнованої коронки можна доводити до 2000 хв⁻¹. Частоту обертання доводиться знижувати при проходці досить твердих залізистих кварцитів, яшм, роговиків, а також переміжних за твердістю, сильнотріщинуватих або роздроблених порід.

Вплив осьового навантаження на процес буріння носить інший характер. Ріст механічної швидкості зі збільшенням осьового навантаження спостерігається до досягнення певного максимального її значення, після чого швидкість буріння знижується. При великих осьових навантаженнях матриця сильно притискається до породи вибою, що погіршує умови виносу шламу, охолодження коронки і веде до зниження механічної швидкості. При малому осьовому навантаженні (нижче критичного) має місце поверхневе, тобто саме неефективне, руйнування породи, і відбувається заповірювання алмазів, коронка виходить з ладу. Тому підбирають таке питома осьове навантаження, що забезпечує впровадження алмазів у породу (об'ємне руйнування). Чим твердіша порода, тим вище повинно бути питома навантаження. Загальне осьове навантаження на коронку визначається за формулою

$$C = C_{\text{пит}} S, \text{ даН}, \quad (8.5)$$

де $C_{\text{пит}}$ – питома осьове навантаження на робочий торець коронки, даН/см² (табл. 4.2); S – площа робочої частини торця коронки (за винятком площі промивальних каналів), см² (табл. 4.2).

Частота обертання бурового снаряда визначається аналогічно твердо-сплавному бурінню

$$n = \frac{60V_{\text{кол}}}{\pi D_c}, \text{ хв}^{-1}. \quad (8.6)$$

Витрата промивальної рідини визначається за формулою

$$Q = q_{\text{пит}} D_3, \text{ л/хв}, \quad (8.7)$$

де $q_{\text{пит}}$ – питома об'ємна витрата промивальної рідини в л/хв на 1 мм діаметра коронки (табл. 4.2); D_3 – зовнішній діаметр коронки, мм.

Зі збільшенням тріщинуватості механічна швидкість буріння підвищується в 1,1–1,8 рази, витрата алмазів зростає в 1,5–2,5 рази. З ростом твердості порід вплив тріщинуватості підсилюється.

Для зниження витрати алмазів у тріщинуватих породах рекомендується застосовувати алмазні коронки з підвищеною міцністю матриці при меншій насиченості алмазами і підвищеною їхньою якістю (овалізовані й поліровані); алмази з матриці не повинні виступати більш ніж на 10 % від їхнього середнього діаметра.

При бурінні тріщинуватих гірських порід частота обертання й осьове навантаження приймаються в 2–3 рази нижче, ніж при бурінні монолітних порід, і чим більше ступінь тріщинуватості, тим нижче значення цих параметрів.

При бурінні деяких порід: гранітів, туфів та інших відбувається заполірування алмазів, що викликає зниження механічної швидкості буріння і вихід коронок з ладу. Застосування високочастотних гідроударників типу ГВ-5, ГВ-7 з частотою ударів до 3000 уд/хв і невеликою силою одиничного удару при алмазному бурінні дає позитивний ефект, зокрема, за рахунок усунення заполірування алмазів.

При високих частотах обертання алмазних коронок виникає вібрація бурильного вала, в основному за рахунок того, що під дією крутного моменту й осьового навантаження бурильна колона набуває вигляду пружини з визначеним кроком. Величина кроку при обертанні міняється, змінюється також амплітуда коливань. Вібрація активно виявляється при резонансних явищах, тобто при збігу частоти вимушених з частотою власних коливань бурильної колони. Вібрація порушує нормальний буровий процес, знижує механічну швидкість, збільшує витрату алмазів, знос вибійного і поверхневого устаткування, зростають споживана приводом потужність і небезпека обриву колони. Виникнення і ступінь прояву вібрації залежать від геологічних, технічних і технологічних факторів.

Вібрації виникають при бурінні тріщинуватих, кавернозних, таких, що мають неоднорідну структуру, нерівномірну зернистість і переміжних за твердістю гірських порід.

До технічних факторів належать великі зазори між стінками свердловини і бурильних труб, викривленість бурильних і колонкових труб, порушення співвісності в з'єднаннях і особливо співвісності робочої труби і шпинделя, недостатня твердість і масивність фундаменту верстата, люфти у вузлах устаткування й ін.

Дуже негативно впливають такі технологічні фактори, як порушення заданих параметрів режиму буріння, занадто висока частота обертання снаряда, застосування алмазних коронок без врахування фізико-механічних властивостей гірських порід, продовження буріння при самозаклинюванні керна тощо.

Для боротьби з вібрацією насамперед необхідно установити й усунути основні причини її виникнення. Особлива увага приділяється виборові бурильної колони, що забезпечує кільцевий зазор між стінками свердловини і буриль-

них труб не більше 1,5–2 мм, а також матеріалу труб, маючи на увазі, що ЛБТ для цього найбільш придатні.

До антивібраційних заходів також належать: застосування центраторів, перехідників, забійних амортизаторів, амортизаторів крутильних коливань і ОБТ.

Антивібраційні змащення, які наносять на бурильні труби, знижують їхнє тертя об стінки свердловини і тому зменшують подовжні і крутильні коливання, амортизують енергію удару колони об стінки свердловини. Крім того, змащення тампують тріщини в породах і усувають утрату промивання.

Найбільш розповсюджене змащення КАВЗ – каніфольне антивібраційне змащення, що складається із суміші каніфолі, нігролу (іноді), автолу і бітуму у визначеній пропорції.

Емульсійні антивібраційні промивальні рідини мають підвищені мастильні й антивібраційні властивості, крім того, полегшують руйнування гірських порід на вибої.

8.5. Технологія безкернового буріння

Забурювання свердловини починається з установки в попередньо пройдений шурф направлення довжиною 3–6 м з наступною цементацією затрубного простору. При проходці шурфу в м'яких породах доцільно використовувати шнекові забурники, у твердих породах – буропідривні роботи.

При бурінні м'яких порід I–III категорій найбільш доцільно застосовувати трилопатеві долота. При оснащенні долота гідромоніторними насадками ефект руйнування породи вибою зростає в 2–3 рази, а проходка на долото збільшується на 50 %. Для буріння порід середньої твердості успішно застосовують багатолопатеві долота різально-стиральної дії ИР і ИРГ. Шарошковими долотами бурять у будь-яких породах, однак найбільш ефективні вони у твердих і міцних породах. Алмазні долота мають високу стійкість, тому їх рекомендується застосовувати при бурінні глибоких свердловин у монолітних і слаботріщинуватих породах середньої і високої міцності й малої абразивності.

Осьове навантаження на долото при бурінні порід з недостатньо вивченими властивостями орієнтовно визначається за формулою

$$C = C_{\text{пит}} D_{\text{д}}, \text{ даН}, \quad (8.8)$$

де $C_{\text{пит}}$ – питоме навантаження на 1 см долота, що залежить від його типу і твердості порід (табл. 8.1); $D_{\text{д}}$ – діаметр долота, см.

З метою забезпечення міцності долота осьове навантаження C не повинно перевищувати припустиме. Навантаження C створюється колоною ОБТ, довжина якої визначається з виразу

$$L_{\text{ОБТ}} = \frac{kC}{q_{1\text{м}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{р}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}, \text{ м}, \quad (8.9)$$

де $k = 1,25$ – коефіцієнт збільшення довжини ОБТ для додаткового розтягання бурильних труб; $q_{1\text{м}}$ – вага 1 м ОБТ, даН; $\rho_{\text{р}}$ – густина промивальної рідини, кг/м^3 ; $\rho_{\text{м}}$ – щільність матеріалу бурильних труб (для сталі $\rho_{\text{м}} = 7850 \text{ кг/м}^3$).

Таблиця 8.1

Режими безкернового буріння

Тип долота	Категорія порід	Питоме осьове навантаження, даН/см	Колова швидкість обертання, м/с	Питома витрата промивальної рідини, л/хв/см	Швидкість висхідного потоку, м/с
Лопатеві долота					
Л	I–II	60–80	1,0–1,2	12–16	0,6–0,8
Л	III–IV	80–100	1,2–1,8	15–20	0,6–0,8
ИР	IV–V	100–115	0,6–1,2	13–18	0,6–0,8
ИР	VI–VII	115–130	0,5–1,0	13–18	0,6–0,8
Пікобури					
	I–II	50–60	0,8–1,2	12–16	0,6–0,8
	III–IV	60–70	1,0–1,4	15–20	0,6–0,8
	IV–V	70–90	0,6–1,2	13–18	0,6–0,8
Алмазні долота					
	VII–VIII	70–80	0,4–1,0	8–10	0,3
	IX–XI	80–90	0,8–1,4	6–8	0,25
Шарошкові долота					
М	I–IV	150–200	0,8–1,2	25–35	0,8
С	V–VII	200–250	1,0–1,4	20–25	0,8
СТ, СЗ	V–VII	200–300	0,8–1,2	20–25	0,8
Т, ТЗ	VII–VIII	250–300	0,7–1,1	15–20	0,6
ТКЗ, ТК	VII–IX	250–350	0,6–1,0	15–20	0,6
К	IX–X	250–400	0,6–0,9	13–15	0,4
ОК	XII	400–500	0,6–0,8	13–15	0,4

М'які і середньої твердості породи бурять при постійному протягом рейсу осьовому навантаженні, тверді і міцні породи – при поступовому підвищенні навантаження до максимально припустимого значення. Збільшення навантаження пов'язане із затупленням озброєння долота і необхідністю забезпечити об'ємний характер руйнування породи. На початку рейсу долото припрацьовується на вибої протягом 10–15 хв при зниженому навантаженні, потім його значення поступово підвищується до розрахункового. У тріщинуватих породах осьове навантаження знижують на 20–30 %, тому що ударні навантаження, що виникають, можуть викликати поломку долота.

Частоту обертання долота орієнтовно можна визначити за формулою:

$$n = \frac{60V_{\text{кол}}}{\pi D_{\text{д}}}, \text{ хв}^{-1}, \quad (8.10)$$

Колову швидкість обертання можна прийняти, використовуючи рекомендовані дані (табл. 8.1).

Витрата промивальної рідини

$$Q = V_{\text{вп}} \frac{\pi}{4} (D_{\text{д}}^2 - d_{\text{от}}^2), \text{ м}^3/\text{с}, \quad (8.11)$$

де $V_{\text{вп}}$ – швидкість висхідного потоку промивальної рідини, що забезпечує винесення шламу на поверхню, м/с; $D_{\text{д}}$, $d_{\text{от}}$ – діаметр відповідно долота і бурильних труб, м.

Швидкість висхідного потоку приймається більшою, якщо вище швидкість буріння і менше діаметр свердловини. При бурінні свердловин великих діаметрів для зменшення розрахункової величини Q допускається зниження $V_{\text{вп}}$ до 0,2–0,3 м/с, однак у цьому випадку для збільшення несучої здатності розчину варто підвищити його густину і в'язкість. Орієнтовано швидкість висхідного потоку можна прийняти використовуючи рекомендовані дані (табл. 8.1).

Параметри промивальної рідини повинні також забезпечувати створення необхідного гідростатичного протитиску на шари з високим пластовим тиском з метою виключення викидів зі свердловини. При розкритті водоносних шарів перевищення гідростатичного протитиску p_r стосовно пластового $p_{\text{пл}}$ повинно складати 0,02–0,03 МПа.

При бурінні в нормальних, неускладнених умовах параметри глинистого розчину приймаються такими: густина 1100–1350 кг/м³, в'язкість 18–22 с, водовіддача 5–10 см³/30 хв, вміст піску 3–4 %, стабільність 0,06 г/см³, напруга зсуву – статична 6 Па, динамічна 3–5 Па.

При бурінні пухких, пористих і сильнотріщинуватих порід для зменшення поглинання промивальної рідини варто збільшувати її в'язкість і знижувати водовіддачу. При розкритті шарів, що мають низькі пластові тиски і достатню стійкість стінок свердловин, для зменшення поглинань доцільно використовувати аеровані розчини, піну або продувку повітрям.

Параметри технологічного режиму буріння розраховуються для кожного різновиду порід розрізу і типу застосовуваного долота й уточнюються відповідно до промислових даних.

8.6. Буріння зі знімними керноприймачами

Використання знімних керноприймачів дозволяє підвищити продуктивність буріння в 1,5–2 рази порівняно зі звичайним алмазним бурінням за рахунок скорочення часу спуско-підймальних операцій та можливості вести буріння на більшу глибину при високій частоті обертання інструменту (більше 1000 хв⁻¹). При цьому зменшується витрата алмазів і збільшується вихід керна завдяки кращому центруванню бурильної колони і колонкового набору в свердловині, а також наявності сигналізатора самозаклинювання керна.

Снаряди із знімними керноприймачами (ССК) призначені для буріння геологорозвідувальних свердловин діаметром 46–76 мм, глибиною 1000–1200 м у монолітних, слаботріщинуватих і тріщинуватих породах VII–X категорій за буримістю. ССК рекомендується використовувати з буровими верстатами з високими частотами обертання шпинделя і з буровими насосами, що мають ступеневе регулювання витрати промивальної рідини.

Комплекс снарядів із знімними керноприймачами КССК-76 призначений для буріння свердловин в менш твердих породах V–IX категорій за буримістю. Застосування КССК ефективно при бурінні свердловин у діапазоні 400–2000 м. Комплекс може застосовуватися як у простих, так і в складних геологічних умовах при наявності поглинань і водопривлів, у сильнотріщинуватих породах тощо. СКБ "Геотехніка" пізніше були розроблені комплекси КССК-59 і КССК-95 з максимальною глибиною буріння відповідно 2000 і 4500 м.

Технічні характеристики ССК і КССК наведені в табл. 8.2.

Таблиця 8.2

Технічна характеристика ССК і КССК

Показники	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Максимальна глибина свердловин, м	1000	1200	1200	2000
Кут нахилу свердловин, град	90–75	90–75	90–75	90
Категорія порід за буримістю	VII–X	VII–X	VI–X	V–IX
Діаметр свердловини, мм	46,4	59,4	76,4	76,4
Діаметр керна	24	35,4	48	40
Діаметр бурильних труб, мм:				
зовнішній	43	55	70	70
внутрішній	55	45,4	60,4	61
Зазор між бурильними трубами і стінками свердловини, мм	1,7	2,2	3,2	3,2
Зовнішня колонкова труба, мм:				
зовнішній діаметр	44	56	73	73
внутрішній діаметр	35	45	60	60
товщина стінки	4,5	5,5	6,5	6,5
маса 1 м бурильної колони, кг	4,52	5,94	7,72	7,82
Внутрішня (керноприймальна) труба, мм:				
зовнішній діаметр	30	42	56	48
внутрішній діаметр	25,6	37	50,4	42
товщина стінки	2,2	2,5	2,8	3,0
Знімний керноприймач:				
довжина, мм	3790	2340, 3840, 5340	2540, 4045	6000
маса, кг	8,3	9,5; 13,2; 16,9	17,1; 22	28,5
Колонковий набір:				
довжина керноприймальної частини, мм	3200	1700, 3200, 4700	1700, 3200	4500
загальна довжина, мм	3910	2432, 3932, 5432	2690, 4190	6725
маса, кг	25,5	30, 40, 54	45, 66	104
Зазор між керноприймальною і колонковою трубами, мм	2,5	1,5	2,0	6,0
Параметри режимів буріння:				
частота обертання, хв^{-1} , не більше	2000	1600	1200	1000
осьове навантаження, даН, не більше	1200	1700	2200	2500
витрата промивальної рідини, л/хв, не менше	7	15	25	30
Вид промивальної рідини	Технічна вода, емульсійні й полімерні розчини	Технічна вода, емульсійні й малоглинисті розчини з полімерними домішками	Технічна вода, емульсійні й нормальні глинисті розчини з полімерними домішками	Технічна вода, глинисті розчини
Ресурс комплексу, тис. м	10	8	7,5	6

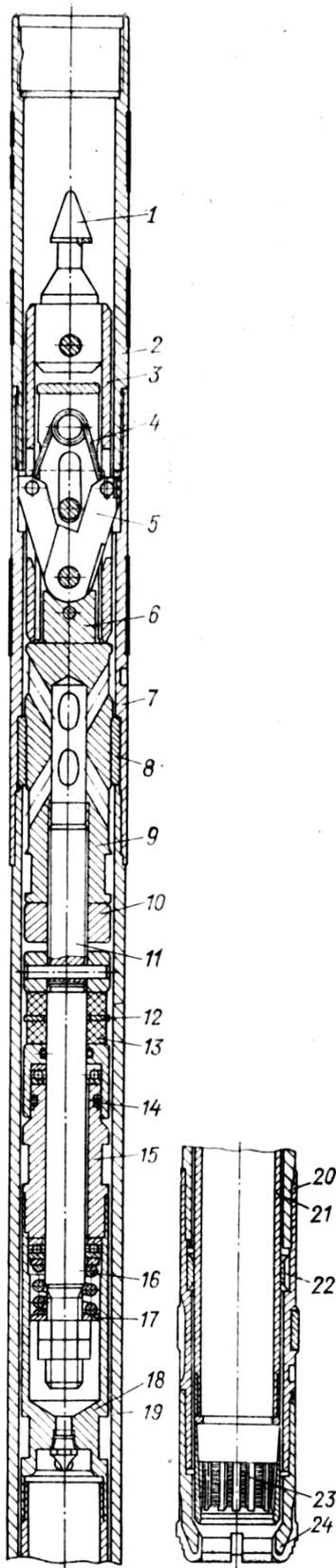


Рис. 8.1. Колонковий набір ССК:

1 – головка; 2 – перехідник на бурильні труби; 3 – втулка; 4 – пружина стопорів; 5 – стопор; 6 – сухар; 7 – релітовий перехідник; 8 – опорне кільце; 9 – корпус підшипникового вузла верхній; 10 – контргайка; 11 – вал; 12 – шайба; 13 – манжета; 14 – шарикопідшипник; 15 – напрямна втулка; 16 – пружина підшипникового вузла; 17 – шайба; 18 – корпус підшипникового вузла нижній; 19 – зовнішня колонкова труба; 20 – розширювач; 21 – керноприймальна труба; 22 – стабілізатор; 23 – керновідривач; 24 – алмазна коронка

Колонковий набір, призначений для буріння зі знімними керноприймачами, являє собою різновид подвійної колонкової труби, внутрішня частина якої (знімний керноприймач) разом з керном може транспортуватися через внутрішній канал бурильної труби після закінчення циклу буріння.

Колонковий набір ССК складається з таких основних частин (рис. 8.1): зовнішньої колонкової труби 19; внутрішньої (керноприймальної) труби 21; керновідривача 23; підшипникового вузла, опорного кільця 8; стабілізатора 22; релітового перехідника 7; перехідника на бурильні труби 2. Зовнішні колонкові труби мають значну товщину стінки, тому що сприймають крутий момент, осьове навантаження при бурінні, а також зусилля від зриву керна. Базова довжина керноприймальної частини колонкових наборів ССК – 3,2 м, однак у комплект можуть входити укорочені колонкові набори з довжиною керноприймальної частини 1,7 м і подовжені до 4,7 м; керноприймач КССК має довжину 6,0 м. Внутрішні труби в процесі експлуатації не зазнають великих навантажень і товщина їх незначна.

Промивальна рідина обтікає знімний керноприймач по зазору між ним і зовнішньою колонковою трубою й омиває керн тільки в самому низу, біля матриці коронки. Нерухомість керноприймальної труби при бурінні забезпечується підшипниковим вузлом з двома упорними шарикопідшипниками, що сприймають осьове навантаження. Між підшипниками встановлена напрямна втулка, що виконує роль радіального підшипника ковзання. При підйомі знімного керноприймача овершотом за головку 1 втулка 3, переміщаючись у корпусі скосами пазів, складає стопори і звільняє знімний керноприймач. При зриві керна стискується пружина 16 підшипникового вузла і зовнішня колонкова труба зміщується нагору відносно керноприймальної труби, а торець корпусу керновідривача сідає на коронку. Таким чином, основне зусилля при зриві керна сприймається не тонкостінною керноприймальною трубою, а передається через коронку на розширювач, зовнішню колонкову трубу і бурильні труби.

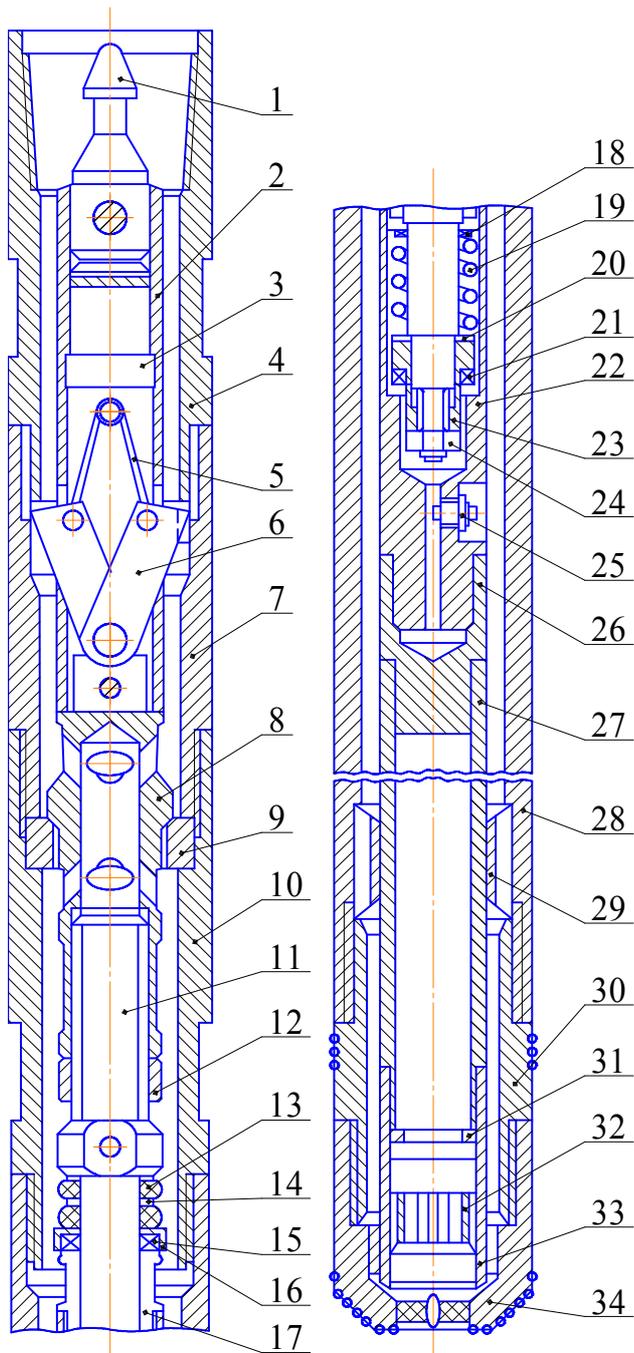


Рис. 8.2. Колонковий снаряд КССК-76 зі знімним керноприймачем:

1 – головка знімного керноприймача; 2 – гільза; 3 – штифт; 4 і 29 – центратори; 5 – пружина кручена; 6 – засувки; 7 і 10 – перехідники; 8 – корпус; 9 – опора; 11 – шпindel; 12 – регулювальна гайка; 13 – гумові манжети; 14 і 20 – шайби; 15 – упорний підшипник; 16 – кожух підшипника; 17 – опора підвіски; 18 і 21 – підшипники; 19 – пружина; 22 – кільце; 23 і 24 – гайки; 25 – маслянка; 26 – перехідник підвіски; 27 – керноприймальна труба; 28 – зовнішня колонкова труба; 30 – розширювач; 31 – стопорне кільце; 32 – керновідривальне кільце; 33 – корпус керновідривача; 34 – алмазна коронка

У підшипниковому вузлі є дві гумові манжети, призначені для сигналізації про заповнення керноприймальної труби керном або про самозаклинювання керна. В останньому випадку керноприймальна труба припиняє поступальний рух, у той час як зовнішня труба продовжує опускатися вниз. Торцевою поверхнею перехідник починає передавати осьове зусилля на засувки і далі через вал на керноприймальну трубу. У результаті цього гумові манжети починають стискуватися і, збільшуючись по зовнішньому діаметру, перекривають доступ промивальної рідини до вибою. Підвищення тиску відзначається манометром промивального насоса, що свідчить про самозаклинювання керна.

При можливості здійснювати буріння ССК з більшою довжиною рейса, ніж довжина керноприймальної частини, застосовують подовжені колонкові набори, з'єднуючи попарно зовнішні й внутрішні колонкові труби. Зовнішні колонкові труби з'єднують за допомогою центратора, що має на зовнішній поверхні наплавлення, а керноприймальні труби – за допомогою з'єднувальної втулки.

Колонковий набір КССК-76 (рис. 8.2) складається з колонкової труби 28 з розширювачем 30 і центратора 29, що стабілізує знімний керноприймач. До верхнього кінця колонкової труби приєднані перехідники 7 і 10, між якими розташована опора 9 для підвіски знімного керноприймача. Набір з'єднується з колоною бурильних труб через центратор 4.

Знімний керноприймач складається з механізму блокування, вузла підвіски, приймальної труби і керновідривача. Механізм блокування у свою чергу містить у собі голівку 1, гільзу 2, штифт 3, засувки 6 з пружиною 5. Перехідник підвіски з'єднаний з керно-

приймальною трубою 27, до якої приєднаний керновідривач. Знімний керноприймач підвішений у снаряді за буртики свого корпусу 8 на опорі 9. Механізм блокування охороняє знімний керноприймач у процесі буріння від переміщення з колонкового снаряда в колону бурильних труб.

При заповненні приймальної труби керном корпус колонкового набору переміщається відносно її вниз; у результаті цього через упорний підшипник 15 передається зусилля на манжети 13, які, перебиваючи міжтрубний зазор, викликають підвищення тиску в нагнітальній мережі насоса.

Бурильна колона ССК повинна мати гладку зовнішню (для буріння на високих частотах обертання) і гладку внутрішню поверхні (для пропуску керноприймальних труб через бурильну колону). Бурильні труби для ССК виготовляються із хромонікелемолібденової сталі 38ХНМ, мають спеціальну конструкцію нарізного з'єднання. Труби між собою згвинчуються "труба в трубу" без додаткових з'єднувальних елементів.

Бурильна колона комплексу КССК-76 складається з негладкостовбурних бурильних труб діаметром 70 мм із висадженими усередину кінцями, що з'єднуються муфтами і замками діаметром 73 мм. Прохідний отвір (мінімальний) має діаметр 53 мм, діаметр знімного керноприймача 48 мм, діаметр керна 40 мм. Труби виготовляються зі сталі марки 36Г2С, муфти і замки – зі сталі марки 40ХН. Негладкостовбурність бурильної колони не дозволяє застосовувати високі частоти обертання бурового снаряда, хоча за рахунок скорочення кількості спусків і підйомів бурильних колон застосування КССК-76 забезпечує ріст продуктивності буріння на 10–30 % при поліпшенні якості випробування прохідних порід.

Буріння варто починати після того, як керноприймач досягне робочого положення. Кожен рейс колонковим набором з новою алмазною коронкою необхідно починати з її припрацювання. Протягом перших 10–15 см заглиблення свердловини керн повинен вільно ввійти в керноприймальну трубу через керновідривач. Рекомендується такий режим буріння в цей період: частота обертання до 300 хв^{-1} , осьове навантаження до 400 даН, витрата промивальної рідини до 20 л/хв.

Подальший процес буріння здійснюється на оптимальному режимі, під яким для ССК розуміється режим з параметрами, що забезпечують максимальні механічну швидкість буріння і проходку за рейс при мінімальній витраті алмазів. Вибір оптимальних значень параметрів режиму при бурінні свердловин зі знімними керноприймачами аналогічний вибору параметрів при звичайному алмазному бурінні.

До кінця рейсу в міру затуплення алмазного породоруйнівного інструменту осьове навантаження необхідно збільшувати. Межі зміни осьового навантаження залежно від типу використовуваної алмазної коронки наведені в табл. 8.3.

Забороняється підвищувати осьове навантаження для ліквідації самозаклинювання керна, тому що це може призвести до ушкодження керноприймальної труби і припікання коронки. Осьове навантаження варто зменшувати при бурінні в складних геологічних умовах (породах тріщинуватих, кавернозних, переміжних за твердістю, при нестійких стінках свердловини тощо). При визначенні осьового навантаження слід враховувати гідравлічний підпір, що через малі зазори між стінками свердловин і колоною бурильних труб може досягати великих значень.

Таблиця 8.3

Рекомендації зі зміни осьового навантаження залежно від типу використовуваних алмазних коронок при бурінні ССК і КССК

Типорозмір комплексу	Тип коронок	Навантаження, даН
ССК-46	К-90	500–800
	К-90-1	800–1000
	К-90-2	700–900
	К-96	1000–1200
ССК-59	К-01	1000–1300
	К-01-1	1300–1500
	К-01-2	1200–1400
	К-08	1500–1700
ССК-76	КАСК-4С	1500–1800
	КАСК-К	1600–2000
	КАСК-3	1000–1400
	КАСК-Р	800–1000
КССК-76	17А4	1500–2000

Буріння ССК і КССК повинно проводитись на максимально високих частотах обертання. Знижувати частоту обертання необхідно при бурінні м'яких і дуже твердих порід, у складних геологічних умовах, а також з появою вібрації бурового снаряда. Рекомендована частота обертання при бурінні в щільних породах VIII–X категорій за буримістю та використанні антивібраційного змащення бурильних труб наведені в табл. 8.4. Частота обертання повинна бути зменшена з появою ознак заповірювання коронок.

Таблиця 8.4

Рекомендована частота обертання при бурінні ССК

Типорозмір ССК	Тип верстата	Частота обертання, хв ⁻¹	Межова глибина буріння, м
ССК-46	СКБ-4	1615	200
		1100	500
		710	1000
ССК-59	СКБ-5	1500	100
		1130	200
		720	500
		540	800
	СКБ-7	1500	300
		1200	600
		1000	1000
ССК-76	СКБ-7	900	1200
		1500	100
		1200	200
		1000	400
		800	600
		550	1200

При бурінні свердловин комплексами КССК по вугіллю необхідно дотримуватись таких режимів: частота обертання 120–250 хв⁻¹, осьове навантаження 1000–1500 даН, витрата промивальної рідини 30–40 л/хв. Після закінчення буріння вугільного пласта слід поглибитися у вмісні породи не менше ніж на 0,5–0,6 м.

Для запобігання надмірної розробки стовбура свердловини й утворення каверн необхідна хімічна обробка промивальних розчинів. При бурінні монолітних і слаботріщинуватих порід рекомендується застосовувати водні або малоглинисті (до 5 % глини) розчини, що містять водомасляну емульсію або мастильну домішку і реагент К-4 (до 2 % від обсягу розчину). При бурінні в складних умовах (тріщинуваті породи) слід використовувати розчини, що містять до 20 % глини й оброблені реагентом К-4 (2–2,5 %), шкіряну пасту або СЛХ-33 (1,5–2,5 %) і кальциновану соду (0,75 %). Найкращі результати досягаються при бурінні з промиванням свердловин полімербентонітовими промивальними розчинами з низьким вмістом твердої фази.

8.7. Буріння з гідротранспортом керна

Геологічна зйомка і картирування, пошуки і розвідка багатьох видів корисних копалин супроводжуються бурінням свердловин у розрізах з пухкими породами осадової товщі і корою вивітрювання з відбором керна також і з корінних порід.

Звичайне колонкове буріння в таких умовах, як правило, неефективно, оскільки здійснюється із скороченими рейсами для підвищення виходу керна. Воно пов'язано також з поглинанням промивальної рідини, нестійкістю стінок свердловин, що зазвичай призводить до ускладнень і аварій. Необхідність застосування глинистого розчину і кріплення свердловин обсадними трубами ускладнює організацію бурових робіт, підвищує їхню вартість.

Буріння з гідротранспортом керна виключає ці недоліки.

Сфера застосування цього методу – проходка свердловин глибиною до 100–500 м у м'яких породах II–IV категорій за буримістю з прошарками порід до VII категорії.

Перевагою буріння з гідротранспортом керна є безперервність технологічного циклу від забурювання до завершення свердловини. Процес буріння зупиняють лише для нарощування бурильної колони. Довжина рейсу зростає в сотні разів і може дорівнювати глибині свердловини.

Застосування так званого "внутрішнього" промивання, при якому промивальна рідина змінює напрямок на зворотний у 20–30 мм від вибою свердловини, дозволяє значною мірою скоротити втрати рідини при бурінні тріщинуватих порід і здійснювати винос керна навіть у тих умовах, при яких звичайне колонкове буріння з глинистим розчином супроводжується повним його поглинанням.

На відміну від звичайної технології, буріння з гідротранспортом керна дозволяє безперешкодно проходити свердловини в зонах поглинання промивальної рідини, у водонапірних пісках, що набухають, різновидах глин і в мерзлих породах, що втрачають стійкість при відтаванні.

Несприятливими для буріння цим методом є умови, які характеризуються наявністю в товщі м'яких порід прошарків порід VIII–IX категорій потужністю

до 20–25 м або часто переміжних абразивних твердих і м'яких порід, наявністю галькового матеріалу, а також необхідністю заглиблення в породи кристалічного фундаменту на глибину більше 3 м.

У СКБ "Геотехніка" розроблені комплекси технічних засобів КГК-100, КГК-300 і КГК-500, призначені для буріння свердловин з гідравлічним транспортуванням вибуреного керна зі свердловини на поверхню з глибиною буріння відповідно 100, 300 і 500 м.

Комплекс КГК-100 спроектований на базі модернізованої установки УРБ-2А-2 (рис. 8.3).

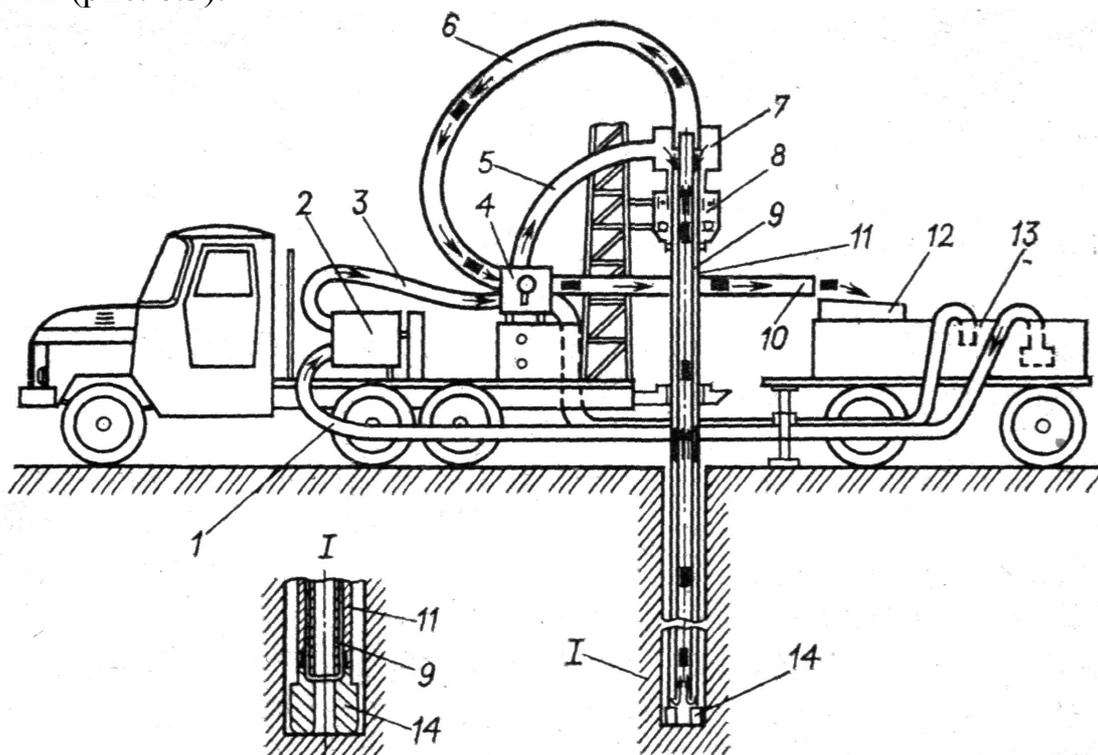


Рис. 8.3. Схема установки для буріння з гідротранспортом керна КГК-100 (КГК-300):
 1 – всмоктувальний шланг; 2 – буровий насос; 3, 5 – нагнітальний рукав; 4 – вентиль;
 6, 10 – керновідвідний рукав; 7 – буровий сальник; 8 – рухомий обертач;
 9 – внутрішні бурильні труби; 11 – зовнішні бурильні труби;
 12 – керноприймальний пристрій; 13 – причіп-емність; 14 – коронка

Основні технічні дані комплексу КГК-100:

Тип обертача	рухомий з гідроприводом
Частота обертання, хв^{-1}	140; 225; 325
Крутний момент, Н·м	1970; 1240; 860
Тип подачі	канатний з приводом від гідроциліндра
Довжина ходу обертача, мм	5200
Зусилля подачі, Н	
угору	56500
униз	31000
Висота щогли, м	8,4
Буровий насос	НБ4-320/63
Промивальна рідина	технічна вода
витрата, л/хв	32; 55; 105; 125; 180; 320
тиск, Н/см^2	630; 630; 630; 630; 500; 300

До складу комплексу входять подвійна концентрична бурильна колона, що складається з окремих секцій труб і трубних компенсаторів, спеціальний буровий сальник, елеватор, система нагнітання і відводу промивальної рідини, стелаж для укладання бурильних труб, керноприймальний пристрій і пересувна ємність.

Зовнішні труби бурильної колони діаметром 73 мм мають ніпелі і муфти, що з'єднуються за допомогою конічних різьб. Внутрішні труби виготовляються з легкого сплаву Д16Т; до їхніх кінців приєднані сталеві наконечники з центрувальними ребрами і торцевими поверхнями, виконаними у формі конуса і сфери. Внутрішні труби можуть переміщатися вздовж осі відносно зовнішніх на 40 мм. При згвинчуванні зовнішніх труб у колону внутрішні труби з'єднуються між собою відповідно до торцевих поверхонь втулок і притискаються підпружиненою внутрішньою різьбою промивального сальника, що забезпечує герметичність з'єднань.

Спеціальний буровий сальник за допомогою шпинделя, закріпленого в рухомому обертачі, забезпечує передачу крутного моменту й осьового навантаження, а також подачу потоку промивальної рідини в кільцевий зазор (міжтрубний простір) подвійної бурильної колони і відвід висхідного потоку з керном і шламом з центрального каналу колони в керноприймальний пристрій через керновідвідну дугу і шланг.

Елеватор, змонтований на шпинделі обертача, слугує для здійснення спуско-підймальних операцій, нарощування, згвинчування і розгвинчування бурильних труб. Корпус елеватора пов'язаний зі шпинделем фігурною втулкою, встановленою у траверсу; крутний момент передається через шліци, що розташовані на зовнішній поверхні шпинделя. Усередині шарнірів, що зв'язують корпус із траверсою, змонтований пристрій, який створює безпечні умови для роботи з елеватором шляхом виключення можливості передачі крутного моменту при відхиленні корпусу елеватора від вертикалі під час проведення операцій зі спуску–підйому і нарощування. Елеватор дозволяє піднімати зі стелажа чергову бурильну трубу і згвинчувати її з колоною. Потім шпиндель виводиться з зачеплення з елеватором і згвинчується з верхнім кінцем нарощуваної труби.

При бурінні з гідротранспортом керна як породоруйнівний інструмент використовуються твердосплавні коронки. Найбільш універсальні коронки діаметром 84 мм типу КГ-84МС успішно використовуються при бурінні практично всіх порід. Виключення складають розрізи, що містять значні інтервали в'язких порід, схильних до утворення сальників, у яких більш ефективні коронки діаметром 93 мм типу КГ-93МС. В однорідних породах середньої твердості й твердих корінних породах можуть бути використані коронки діаметром 76 мм.

При бурінні свердловин глибиною понад 150 м у розрізах, що містять прошарки порід V–VIII категорій, рекомендується застосовувати спеціальні коронки типу КГ-84С, армовані великими різцями. Великі різці мають підвищену зносостійкість і дозволяють проходити свердловини глибиною 200–300 м за 1–2 рейси.

Практично у всіх випадках буріння в основному здійснюється в породах II–IV категорій, хоча свердловини іноді проходять по прошарках IV–VIII категорій і проникають у кору вивітрювання, складену породами V–VII категорій, а також у кристалічний фундамент до X категорії.

Параметри режиму, що рекомендуються при бурінні в сприятливих умовах, наведені в табл. 8.5.

Таблиця 8.5

Тип порід	Параметри режиму буріння			Параметри розходжування	
	Частота обертання, хв ⁻¹	Осьове навантаження, даН	Витрата промивальної рідини, л/хв	Інтервал, м	Висота, м
В'язкі глини і суглинки	325	500–900	200–320	1–1,5	1–1,5
В'язкі й сипучі глини, суглинки і піски	225	500–700	220–260	Не застосовується	
Сипучі піски, супісі	325	450–900	125	2–2,5	0,5
Гравійно-галькові відклади	140–170	600–1000	180–260	0,3–1,0	0,2–0,5
Щільні, стійкі алевроліти, аргіліти	225	700–1200	180	0,3–0,5	0,1–0,5
Пісковики, вапняки	225	800–1600	180	0,1–0,5	0,1–0,5
Окременілі породи	225	1500–1800	180	0,05–0,1	0,05–0,1

Вибір промивальної рідини – одним з важливих засобів підвищення ефективності буріння з гідротранспортом керна.

Здебільшого використовується вода, що дозволяє бурити без ускладнень і з достатніми швидкостями в таких умовах, у яких звичайно застосовується глинистий розчин. При цьому витрата рідини знижується в кілька разів.

Однак з появою в розрізі нестійких порід і збільшенням глибин виникає необхідність застосування спеціальних промивальних рідин. Промивальні рідини для буріння з гідротранспортом керна в ускладнених умовах повинні володіти високою несучою здатністю при порівняно невеликій в'язкості, низьким показником фільтрації, а також мати гарні властивості кольматації.

Поряд з параметрами розчину, що циркулює в колоні, ефективність буріння залежить від наявності, властивостей і рівня стовпа промивальної рідини в затрубному просторі, а також від способу його підтримки.

При глибинах до 100 м стовбур свердловини може періодично промиватися рідиною з вибоєм шляхом переходу на пряме промивання. У затрубному просторі в результаті утвориться природний глинистий розчин. При великих глибинах через устя свердловини варто підливати спеціальний розчин підвищеної в'язкості (35 с) густиною до 1100–1300 кг/м³ з домішками реагентів.

Зазвичай затрубний простір заливається самопливом розчину із зумпфа об'ємом 0,3 м³, який розташований біля устя свердловини. Підливати розчин слід при стійкому зниженні рівня. Крім того, через 10–15 м рекомендується піднімати інструмент на цю довжину і знову доходити до вибою, доливаючи спеціальний розчин у затрубний простір.

Поліпшення властивостей промивальних рідин досягається шляхом застосування домішок на основі полімерів поліакрилової групи (гіпан і К-9). Додавання зазначених реагентів підвищує в'язкість розчину і його несучу здатність, поліпшує стійкість стінок стовбура свердловини, зменшує у 2 рази потрібну витрату рідини, дещо знижує витрати потужності на буріння. Як правило, концентрація реагентів не повинна перевищувати 1,5–2,5 % і тільки в особливо нестійких розрізах може досягати 6 %.

Перед черговим нарощуванням колони бурильних труб необхідно промити вибій до повного виносу керна, виконавши 3–7 розходжувачів на висоту 0,2–0,4 м.

Залежно від фізико-механічних властивостей порід керна матеріал зазвичай представлений трьома різновидами:

– "стовпчики" – утворюються при бурінні щільних глин, щільної крейди й інших пластичних порід; довжина стовпчика 3–5 см, а його діаметр 34–38 мм;

– "пульпа" – характерна для ґрунтового шару, суглинків, пісків, кори вивітрілих кристалічних порід, контактів крейди, окремих різновидів глин, бурого вугілля; пульпа являє собою різні за величиною шматочки породи;

– "пелюстки" – утворюються при розходжуванні бурового снаряда в ході пророблення стовбура свердловини, а також при бурінні слабопластичних порід; вони являють собою витягнуті смужки довжиною 30–70 мм із товщиною 5–10 мм.

Найбільш представницьким для вивчення є керна у вигляді стовпчиків без домішки пелюстків і пульпи.

Маса відмитої вугільної проби для аналізу складає 2 кг на 1 м проходки, маса проби, що відбирається з кори вивітрювання глинистого і глинисто-щербенистого складу при геохімічних пошуках золота, рідкоземельних елементів, силікатного нікелю, – 5 кг/м; маса проби глинистого бокситу 3,7 кг/м, пухкого бокситу 3,3 кг/м, бокситової глини 4 кг/м; маса малої лабораторної або технологічної проби може досягати 200–300 кг.

Керна матеріал дозволяє проводити всі сучасні види випробування.

8.8. Ударно-обертальне й обертально-ударне буріння

Ударно-обертальне буріння здійснюється за допомогою вибійних механізмів – гідроударників або пневмоударників. При цьому використовується повертне устаткування, таке як і при обертальному способі буріння.

Буріння гідроударним і пневмоударним способами проводиться спеціальними твердосплавними коронками і долотами з великими різцями або стандартними твердосплавними коронками. Гідроударник або пневмоударник, що знаходиться над колонковою трубою, передає породоруйнівному інструменту удари з частотою 900–1500 уд/хв. Порода руйнується переважно за рахунок сколювання. Відбувається також зім'яття під впливом колового зусилля. Швидкість обертання інструменту повинна бути нижчою, ніж мінімальні швидкості при обертальному бурінні, з тим щоб відстань між сусідніми ударами інструменту по породі була найбільш раціональною.

Обертально-ударний спосіб відрізняється тим, що гідроударник працює із частотою ударів, збільшеною до 2000–3000 уд/хв, але із зниженою енергією удару. Це дозволяє підвищити ефективність буріння звичайного породоруйнівного інструменту за рахунок створення на вибої мікротріщин.

Вибійні машини приводяться в дію енергією потоку промивальної рідини (гідроударники) або стисненого повітря (пневмоударники).

Ця енергія перетворюється в зворотно-поступальний рух бойка, який завдає удари, що передаються через колонкову трубу породоруйнівному інструменту.

8.8.1. Гідроударне буріння

У практиці розвідувального буріння найбільш широке розповсюдження одержали уніфіковані гідроударні машини типів Г-59 і Г-76, які призначені для буріння свердловин звичайними (для обертально-ударного) і спеціальними (для ударно-обертального) твердосплавними й алмазними коронками, а також долотами в породах VII–XII категорій за буримістю.

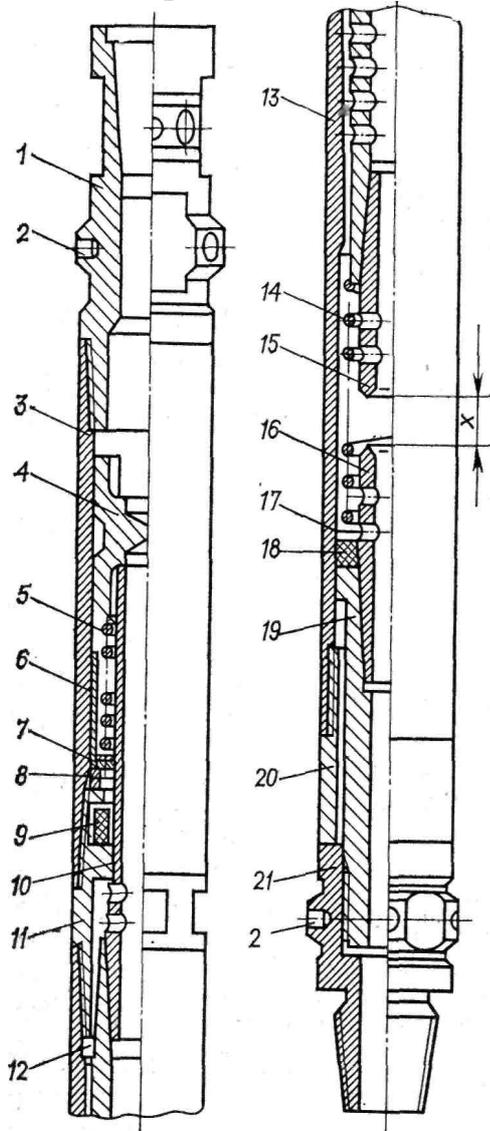


Рис. 8.4. Гідроударна машина Г-76 (Г-59):

1 – верхній перехідник; 2 – центратори; 3 – патрубок; 4 – клапан; 5 – пружина клапана; 6 – обмежувач ходу; 7, 8 – регулювальні прокладки; 9 – манжета; 10 – поршень; 11 – циліндр; 12 – обважнювач; 13 – корпус; 14 – пружина бойка; 15 – насадки; 16 – ковадло-насадка; 17 – регулювальні прокладки; 18 – гумове кільце; 19 – шліцьовий шток; 20 – шліцьовий стакан; 21 – нижній перехідник; X – хід бойка

Уніфікація гідроударників дозволяє виконувати їх регулювання для ударно-обертального (висока енергія і середня частота ударів, індекс "У" в маркуванні машини) та обертально-ударного (мала енергія і висока частота ударів, індекс "В" у маркуванні) способів буріння.

Включення до складу бурового снаряда відбивача гідроударних хвиль (індекс "О" в маркуванні) забезпечує зниження подачі промивальної рідини, підвищення вибійної потужності і збільшення глибини використання.

Основними елементами гідроударника Г-76 (Г-59) (рис. 8.4) є підпружинений клапан 4, обмежувач ходу клапана 6, бойок (деталі 10, 12, 15), ковадло (деталі 16, 19, 21), пружина бойка.

З колонковим набором гідроударник з'єднаний різьбою нижнього перехідника. Корпус 13 через шліцьовий стакан 20 рухомо сполучений із шліцьовим штоком 19, завдяки чому в підвішеному стані бойок займає нижнє положення, а промивальна рідина вільно проходить через бічний канал клапана і центральний канал.

Після установки бурового снаряда на вибій корпусні деталі з клапаном опускаються вниз, і клапан 4 переміщується до контакту з торцем поршня бойка 10 (це положення показане на рис. 8.4). Потік перекривається, відбувається гідравлічний удар. Клапан разом з бойком рухається вниз, стискаючи пружини 5 і 14. Хід клапана "К" триває до упора в обмежувач 6. Бойок по інерції рухається далі, продовжуючи стискати пружину 14, і в кінці ходу бойка "Х", який більш ніж хід клапана на величину вільного ходу "С", завдає удару по ковадлу. Удар передається на колонковий набір і коронку. В цей час, оскільки бойок відірвався від клапана, рідина вільно проходить до вибою, а пружина клапана повертає його в початкове положення. Після зупинки бойка при ударі його об ковадло пружина піднімає бойок угору до зіткнення з клапаном. Процес повторюється.

Для ударно-обертального буріння свердловин діаметром 76 мм використовується спеціальний буровий інструмент: гідроударник Г76У, колонковий набір ОК-81, ежектор ОК-80М-76, подвійний колонковий набір ОК-70М (рис. 8.5).

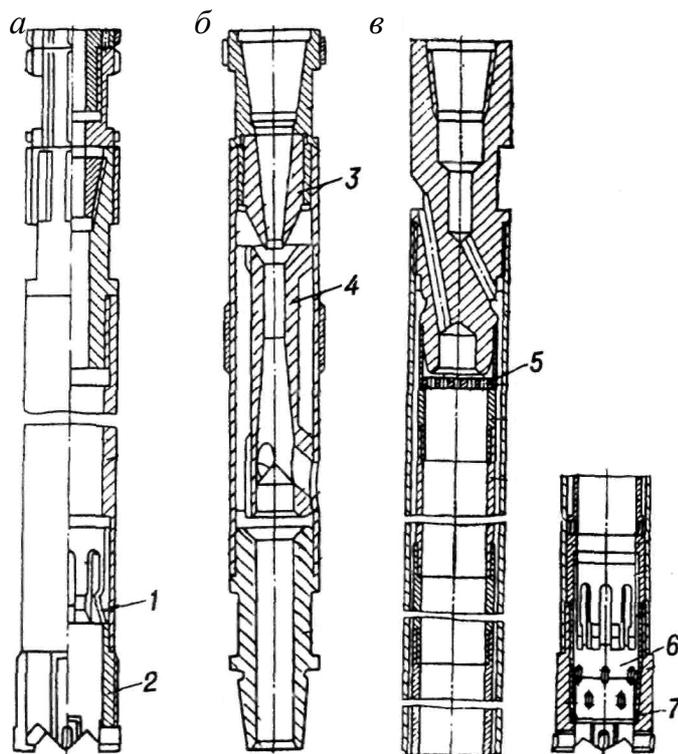


Рис. 8.5. Колонкові набори для ударно-обертального буріння гідроударними машинами: а – колонковий набір ОК-81; б – ежекторний вузол ОК-80М-76; в – подвійний колонковий набір ОК-70М: 1 – керновідривач; 2 – коронка КГ-3-76-4; 3 – сопло; 4 – дифузор; 5 – щілинний фільтр; 6 – корпус керновідривача; 7 – гумове кільце

Осьове навантаження приймається 3–10 кН залежно від типу коронки і властивостей порід і слугує тільки для щільного притиснення різців до породи та заглиблення після удару в зруйновану частину вибою.

У тріщинуватих породах буріння із застосуванням гідроударників призводить до погіршення виходу керна. Для підвищення виходу керна в цих умовах між гідроударником і колонковою трубою встановлюють ежекторні снаряди, що створюють зворотну циркуляцію рідини.

Обертально-ударне гідроударне буріння здійснюється за допомогою машин Г76В і Г59В.

При алмазному бурінні між гідроударною машиною і колонковою трубою ставлять подільник потоку, завдяки якому до коронки поступає рідина в необхідній для алмазного буріння кількості (30–80 л/хв).

Руйнування породи відбувається так само, як і при звичайному обертальному бурінні, але за рахунок ударів у вибої утворюється безліч мікротріщин, внаслідок чого міцність породи різко знижується.

Технічна характеристика гідроударників наведена в табл. 8.6.

Таблиця 8.6

Технічна характеристика гідроударників

Параметри	Типорозмір										
	Г59У	Г59В	Г59ВО	Г76В	Г76ВО	Г76У	Г76УО	Г112/200	Г112/300	Г151/350	Г151/600
Глибина буріння, м		700	2000	800	2000	700	1500	300	300	300	300
Подача промивальної рідини, л/хв	100–130	60–80	20–30	80–120	40–50	180–200	70–80	200	300	350	600
Енергія удару, Дж	50–60	5–7	6–15	10–12	12–17	25–30	30–45	60	60	100	100
Частота ударів, Гц	20	35–75	60–70	30–45	50–55	20–25	30–40	15	15	15	15
Перепад тиску на машині, МПа	1,2–1,5	1,4–1,7	3,2–3,5	1,0–1,5	3,2–3,5	1,5–1,8	1,9–2,3	3,0	2,0	2,5	1,5
Діаметр корпусу, мм	57	57	57	70	70	70	70	108	108	146	146
Довжина, мм	1825	1710	2850	1995	3165	1995	3385	2010	2010	2520	2520
Маса, кг	12	25,0	47,0	42,0	77,5	42,0	74,5	95	95	250	250

8.8.2. Пневмоударне буріння

При пневмоударному бурінні використовується тільки ударно-обертальний спосіб буріння.

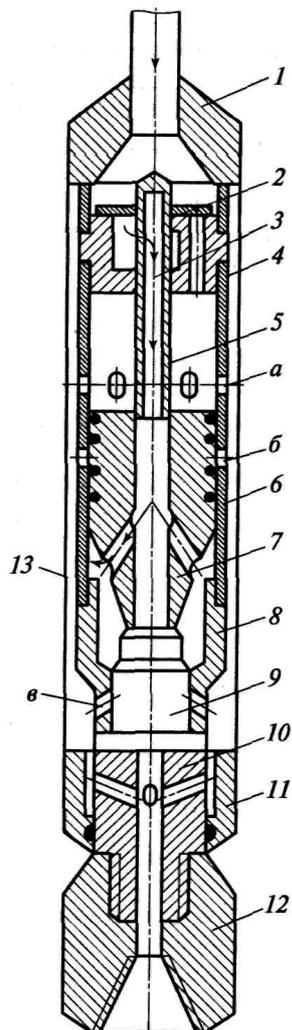


Рис. 8.6. Розвідувальний пневмоударник РП-130:

- 1 – перехідник; 2 – перекидний клапан; 3 – стрижень; 4 – корпус клапана; 5 – трубка клапана; 6 – циліндр; 7 – поршень; 8 – нижня втулка; 9 – хвостовик; 10 – шліцьова втулка; 11 – шліцьова муфта; 12 – нижній перехідник; 13 – корпус; а, б, в – вікна

На рис. 8.6 дана принципова схема пневмоударника РП-130. Він складається з чотирьох основних вузлів: I – повітророзподільний пристрій, в який входять перекидний (що коливається) клапан 2 із стрижнем 3, трубка клапана 5, корпус клапана 4; II – поршнева група, що включає циліндр 6, поршень 7, втулку нижню 8; III – деталі, які передають ударне навантаження: хвостовик 9, втулка шліцьова 10 і нижній перехідник 12; IV – корпус і шліцьове рознімання включають верхній перехідник 1, корпус 13 і шліцьову муфту 11.

У початковому положенні лівий отвір під клапаном 2 відкритий, правий – закритий. Поршень (бойок) 7 знаходиться в нижньому положенні, спираючись на хвостовик 9, а його центральний канал перекритий. Стиснуте повітря проходить в трубку 5 і через бічний канал поршня – в нижню камеру під поршнем. Під тиском повітря поршень рухається вгору і перекриває вікна а. Рух продовжується доти, доки не відкриються нижні вікна б, після чого тиск під поршнем різко падає.

Рухаючись по інерції поршень стискає повітря у верхній камері. Намагаючись вийти через канал в корпусі клапана 4, стиснене повітря піднімає праву частину клапана 2, перекидаючи його, причому ліва частина клапана закриває свій канал. Повітря через канал у корпусі клапана поступає у верхню камеру. Починається робочий хід поршня. Рухаючись униз, поршень витісняє повітря з нижньої порожнини через вікна б.

У кінці ходу поршень перекриває вікна б, відкриває вікна а і, рухаючись по інерції, завдає удару по хвостовику 9. Енергія удару передається на колонковий снаряд і коронку. В процесі руху повітря, що по інерції залишилося в нижній порожнині, стискається і, діючи через центральний канал і трубку 5, перекидає клапан 2 та відкриває лівий канал. Цикл повторюється.

При бурінні розвідувальними пневмоударниками загальна витрата повітря складає 5–12 м/хв. Буріння на корінних родовищах ведеться спеціальними коронками КП, КДП і долотами КПС діаметрами 132, 113 і 96 мм. На розсипних родовищах використовуються коронки діаметрами 161, 184 і 216 мм.

Буріння із використанням пневмоударників обмежене умовами, де можливе застосування буріння з очищенням свердловин від шламу продуванням. Поверхнєве устаткування таке саме, як при обертальному бурінні з продуванням.

Технічна характеристика пневмоударників наведена в табл. 8.7 і 8.8.

Таблиця 8.7

Технічна характеристика пневмоударників типу ПН

Параметри	Марка пневмоударника			
	ПН-76	ПН-93	ПН-112	ПН-132
Номінальний перепад тиску, МПа, при тиску повітря 0,7 МПа/2,5 МПа	0,6/1,2	0,6/0,9	0,6/0,9	0,6/0,9
Ударна потужність, кВт, при перепаді тиску 0,6 МПа/0,9 МПа	1,8/3,4	2,2/3,3	3,0/4,4	5,6/8,4
Частота ударів, не менше, Гц, при перепаді тиску 0,6 МПа/0,9 МПа	22,5/25	18,3/19,8	17,6/19,5	17,6/19,1
Повний ресурс, м, в породах VI–VIII/IX/X–XII категорій за буримістю	1900/1000/500			
Маса, кг	21	35	53	75

Таблиця 8.8

Технічна характеристика пневмоударників типу РП

Тип пневмоударника	РП-130 (РП-130М)	РП-111	РП-94
Діаметр, мм: породоруйнівного інструменту корпусу	152–132 130	113 111	96 94
Довжина, мм	1043	982	958
Маса, кг	62	46	36
Глибина буріння, м (тиск повітря в мережі 0,6–0,7 МПа): у сухих породах в обводнених породах	250–300 100–150	250–300 100–150	250–300 100–150
Енергія одиничного удару, Дж	250–300	140–160	90–100
Кількість ударів за 1 хв	900–1100	1500–1800	1500–1800
Витрата повітря, м ³ /хв, у тому числі на роботу ударного вузла	10–12 6,5–7,5	7–9 4–4,5	5–6 3–3,5
Номінальний перепад тиску в пневмоударнику, МПа	0,4	0,4	0,4

8.9. Буріння з одночасним обсадженням стовбура свердловини

До 90 % поверхні суші на Землі покрито пухкими незцементованими відкладами, такими як ґрунт, глина, мул, пісок, гравій, валуни тощо, з товщиною шару від декількох сантиметрів до сотень метрів. Буріння таких шарів часто є проблематичним через обвали та обсіпання стінок свердловини. Це робить важким витягання бурильної колони і спуск обсадних труб після того, як свердловина пробурена. Інші проблеми викликані кавернами, прихованими пустотами або пористим ґрунтом, які порушують циркуляцію промивальної рідини і перешкоджають винесенню бурового шлама зі свердловини.

Фірмою Atlas Copco розроблена технологія, яка дозволяє бурити й одночасно обсаджувати свердловини (метод ODEX). Можуть використовуватися діаметри обсадних колон від 89 (ODEX 76) до 273 мм (ODEX 240).

Метод заснований на використанні напрямного долота й ексцентрикового розширювача, які спільно бурять свердловину діаметром дещо більшим, ніж діаметр обсадних труб. Це дозволяє обсадним трубам просуватись за напрямним долотом вниз у свердловину (рис. 8.7).

При використанні ODEX частина енергії удару передається обсадним трубам через виступ на напрямному пристрої, який у свою чергу взаємодіє із спеціальним башмаком у нижній частині обсадної колони.

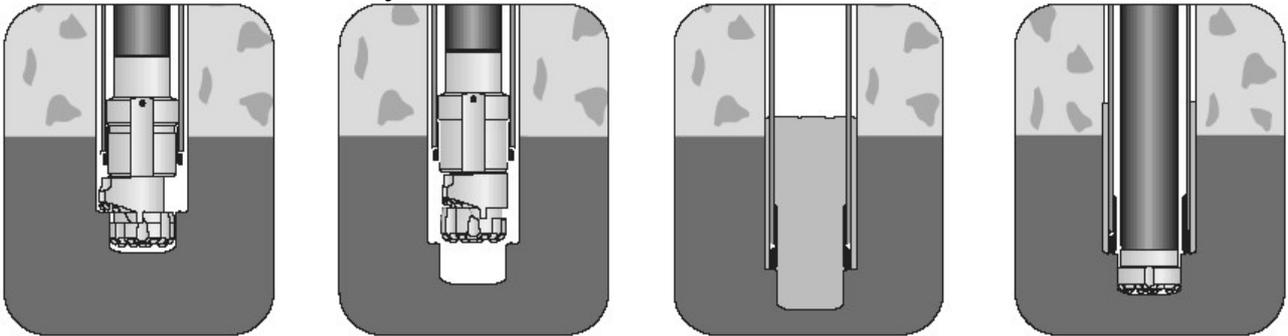


Рис. 8.7. Етапи застосування методу ODEX

На початку буріння ексцентриковий розширювач ODEX відкидається убік і розширює напрямну свердловину до ширини, достатньої для протягання обсадних труб слідом за буровою коронкою

Після досягнення необхідної глибини буріння труби обертають у зворотний бік на 1–2 оберти, ексцентриковий розширювач закривається, зовнішній діаметр бурового снаряда зменшується і снаряд витягається через обсадну колону

Обсадні труби, які повинні залишитися в свердловині, цементуються в нижній частині за допомогою цементного розчину або іншого матеріалу, що закупорює

Буріння в корінній породі може продовжуватися з використанням будь-якого іншого породоруйнівного інструменту

ODEX 76 для виносних перфтораторів працює з ударом і обертанням, які передаються через колону бурових штанг.

В інших моделях використовують виносний перфторатор або заглибний пневмоударник. При цьому колона обсадних труб протягується слідом за долотом і розширювачем у свердловину без обертання. Для протягування обсадних труб використовується спеціальний перехідний хвостовик, щоб передати частину енергії удару від бурового долота до обсадних труб.

Напрямний пристрій має збільшені продувні отвори, що дозволяють виносити шлам по міжтрубному простору усередині обсадних труб. При потребі в стиснуте повітря може бути введена пінотворна домішка та інші полімери для збільшення ефективності продування.

Для постійного обсадження свердловин (без подальшого витягання) зазвичай використовуються сталеві обсадні труби стандартних розмірів. Вони зварюються разом і залишаються в ґрунті після того, як свердловина завершена (ODEX W). В умовах, де обсадні труби необхідно витягувати і використовувати повторно, застосовуються труби з різьбою (ODEX T).

Окрім ексцентрикового розширювача, цією ж фірмою розроблений забурник SYMMETRIX, який використовується для буріння свердловини під будь-яким кутом закладення і на глибину більше 100 м. Забурник працює як одна високопродуктивна бурова коронка і складається з таких елементів: пілотна коронка з великими внутрішніми промивальними отворами і зовнішніми промивальними каналами; симетрична бурова коронка (розширювач) з внутрішньою байонетною муфтою; башмак для забивання обсадної труби.

Пілотна коронка кріпиться до будь-якої опори заглибного пневмоударника або різьби штока верхнього гідроперфоратора.

Принцип роботи забурника SYMMETRIX наведений далі (рис. 8.8).

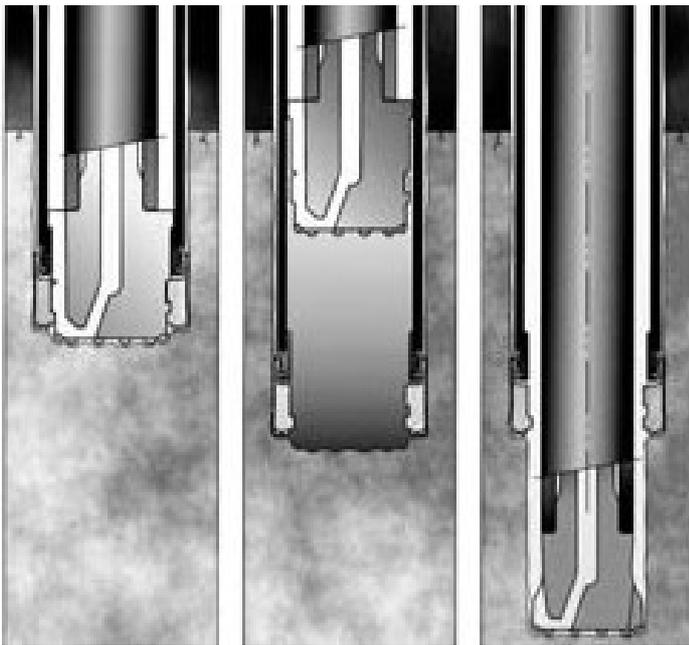


Рис. 8.8. Етапи буріння забурником SYMMETRIX

Башмак приварюється до обсадної труби. Пілотна коронка і розширювач фіксуються байонетною муфтою, за рахунок чого стає можливим буріння свердловини діаметром, достатнім для установки в ній обсадних труб. Пілотна коронка і розширювач обертаються разом з бурильною колоною, а башмак і обсадні труби ні. Після обсадження свердловини з пілотної коронки знімається блокування шляхом незначного обертання бурильної колони в зворотний бік. Бурильну колону і пілотну коронку витягають зі свердловини через обсадні труби.

Основні переваги застосування симетричного забурника такі:

- забезпечується прямолінійний стовбур свердловини без викривлень, що викликаються змінами в структурі породи;
- висока продуктивність буріння у всіх типах порід;
- буріння ведеться з малим крутним моментом;
- успішно використовується для буріння прямолінійних свердловин під будь-яким кутом закладання, від вертикального до горизонтального.

Висновок

У цьому розділі розглянуто технологію при різних видах буріння. Наведено методику визначення параметрів режиму буріння для певного виду буріння і конкретних геолого-технічних умов.

Контрольні питання

1. Дати визначення технологічних параметрів режиму буріння.
2. Технологія забурювання свердловини.
3. Визначення параметрів режиму буріння при бурінні твердосплавними коронками.
4. Визначення параметрів режиму буріння при бурінні алмазними коронками.
5. Визначення параметрів режиму буріння при безкеровому бурінні.
6. Способи відривання та утримання керна при бурінні твердосплавними коронками.
7. Склад бурового снаряда при бурінні алмазними коронками.
8. Особливості буріння тріщинуватих порід.
9. Сфера застосування буріння зі знімними керноприймачами.
10. Загальна будова ССК і КССК. Технологія буріння ССК і КССК.
11. Галузь застосування буріння з гідротранспортом керна.
12. Обладнання та інструмент для буріння з гідротранспортом керна.
13. Характеристика ударно-обертального та обертально-ударного буріння.
14. Принцип буріння з одночасним обсадженням стовбура свердловини.

9. УДАРНО-КАНАТНЕ БУРІННЯ

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати галузь застосування ударно-канатного буріння; бурове обладнання й інструмент, які використовують при ударно-канатному бурінні; технологію буріння і кріплення свердловин обсадними трубами; інструмент для ліквідації аварій; уміти підібрати бурове обладнання й інструмент для буріння свердловин ударно-канатним способом; спроектувати конструкцію і технологію буріння свердловини; вибрати засоби для ліквідації аварії.

Загальні відомості

Ударно-канатним називається буріння, при якому руйнівне зусилля створюється під дією ударів породоруйнівного інструменту, що скидається на вибій з деякої висоти – ударного долота. Схема ударно-канатного механічного буріння показана на рис. 9.1.

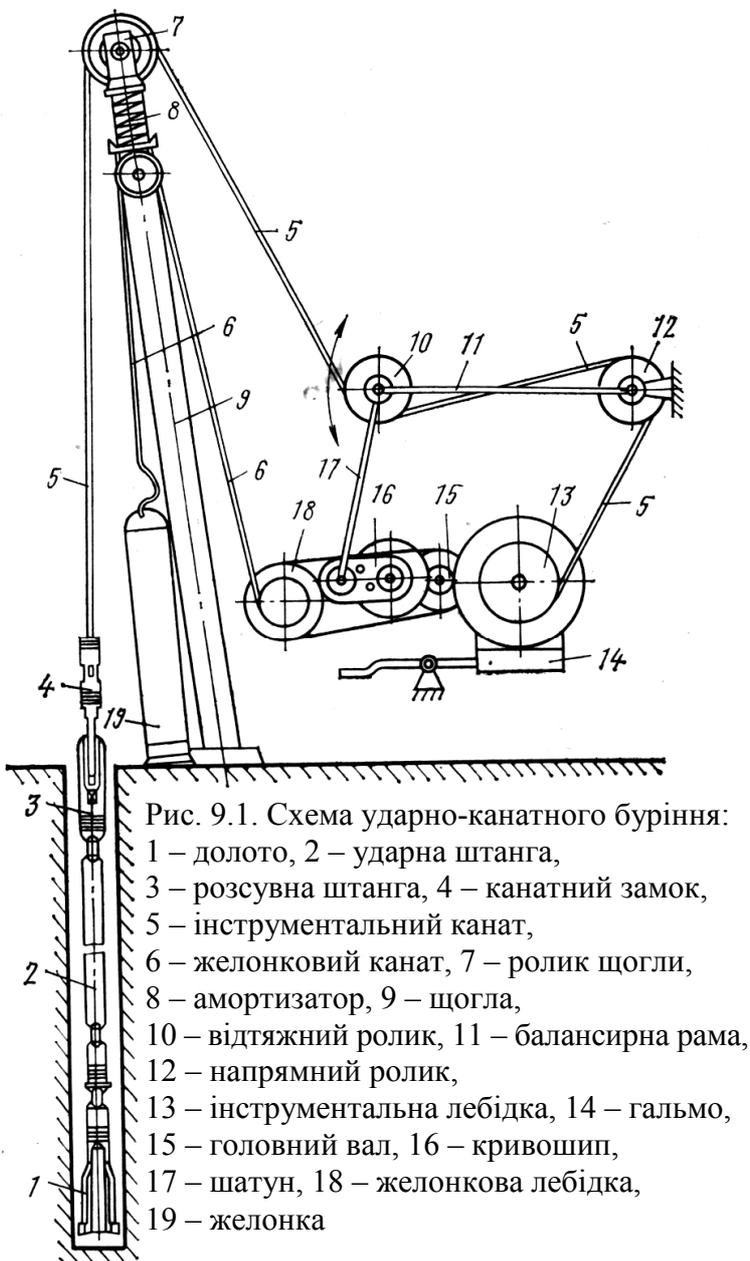


Рис. 9.1. Схема ударно-канатного буріння:

- 1 – долото, 2 – ударна штанга,
- 3 – розсувна штанга, 4 – канатний замок,
- 5 – інструментальний канат,
- 6 – желонковий канат, 7 – ролик щогли,
- 8 – амортизатор, 9 – щогла,
- 10 – відтяжний ролик, 11 – балансірна рама,
- 12 – напрямний ролик,
- 13 – інструментальна лебідка, 14 – гальмо,
- 15 – головний вал, 16 – кривошип,
- 17 – шатун, 18 – желонкова лебідка,
- 19 – желонка

Буровий снаряд спускається в свердловину на інструментальному канаті 5, перекиненому через головний ролик 7 щогли 9, обгинає відтяжний 10 і напрямний 12 ролики балансірної рами 11. При загальмованому барабані інструментальної лебідки 13, на якому закріплений кінець каната, за допомогою кривошипно-шатунного механізму 16 і 17 балансірній рамі 11 надається хитальний рух відносно осі напрямного ролика 12. Відтяжний ролик балансірної рами, опускаючись, натягає канат і піднімає снаряд над вибоєм. Піднімаючись угору, ролик 10 звільняє канат, і снаряд під власною вагою падає на вибій, руйнуючи ударним долотом породу. Для рівномірної обробки вибою і надання свердловині циліндричної форми необхідно після кожного удару снаряд повертати на певний кут. У міру руйнування породи канат поступово змотують з барабана лебідки, здійснюючи подачу долота слідом за посуванням вибою.

У процесі довбання на вибої свердловини повинна бути вода, у якій частинки зруйнованої породи знаходяться в завислому стані. При досягненні визначеної щільності шламу довбання породи припиняють, інструментальною лебідкою витягають снаряд на поверхню і чистять свердловину. Ця операція виконується желонкою 19, що опускається в свердловину на желонковому канаті 6 з барабана желонкової лебідки 18.

Залежно від фізико-механічних властивостей породи і діаметра свердловини інтервал поглиблення за одне довбання коливається від 20 до 100 см.

У м'яких, пухких породах довбальний снаряд не використовується, а свердловину поглиблюють желонкою.

При перетинанні нестійких порід стінки свердловини закріплюють обсадними трубами, широко використовуючи їхню примусову посадку як з випередженням вибою, так і з відставанням від нього.

Ударно-канатне буріння застосовується при:

- 1) спорудженні розвідувальних та експлуатаційних свердловин на воду;
- 2) розвідці розсипних родовищ і дрібноокраплених руд;
- 3) інженерно-геологічних дослідженнях;
- 4) бурінні вибухових свердловин при розробці родовищ корисних копалин відкритим способом;
- 5) бурінні технічних свердловин для: заморожування водоносних порід, водозниження, вентиляції підземних виробок; прокладання в підземні виробки електрокабелів, водопроводів, повітроводів тощо.

Ударно-канатним способом бурять свердловини глибиною до 400–500 м початковим діаметром 500–900 мм і кінцевим – 150 мм.

9.1. Бурові установки для ударно-канатного механічного буріння

Для буріння свердловин ударно-канатним способом застосовують установки УГБ-3УК, УГБ-4УК, БУ-20-2М, "Амурец" та ін.

Технічна характеристика установок ударно-канатного буріння наведена в табл. 9.1.

Установка УГБ-3УК (рис. 9.2) змонтована на візку 13 із пневматичними колесами і транспортується буксируванням зі швидкістю до 20 км/год. Обертання від вала двигуна 3 через клинові паси 4 передається на головний вал 7, від якого ланцюговою передачею 11 приводиться в дію вал інструментальної лебідки 5 і зубчастими передачами – вал ударного механізму 6, а також желонковий 8 і талевий 9 барабани.

Головний вал 7 установки розміщений на рамі в трьох підшипниках. На кінці вала шпонкою закріплений привідний шків. Від головного вала обертання передається на вал ударного механізму, желонкового і талевого барабанів за допомогою шестерень, а через зірочку – на інструментальну лебідку. Включення їх здійснюється через індивідуальні фрикційні муфти.

Інструментальна лебідка 5 слугує для спуску і підйому довбального снаряда, а також для регулювання його подачі за допомогою стрічкового гальма в процесі довбання. На барабані є ділильний диск, що відокремлює робочу частину каната від резервної.

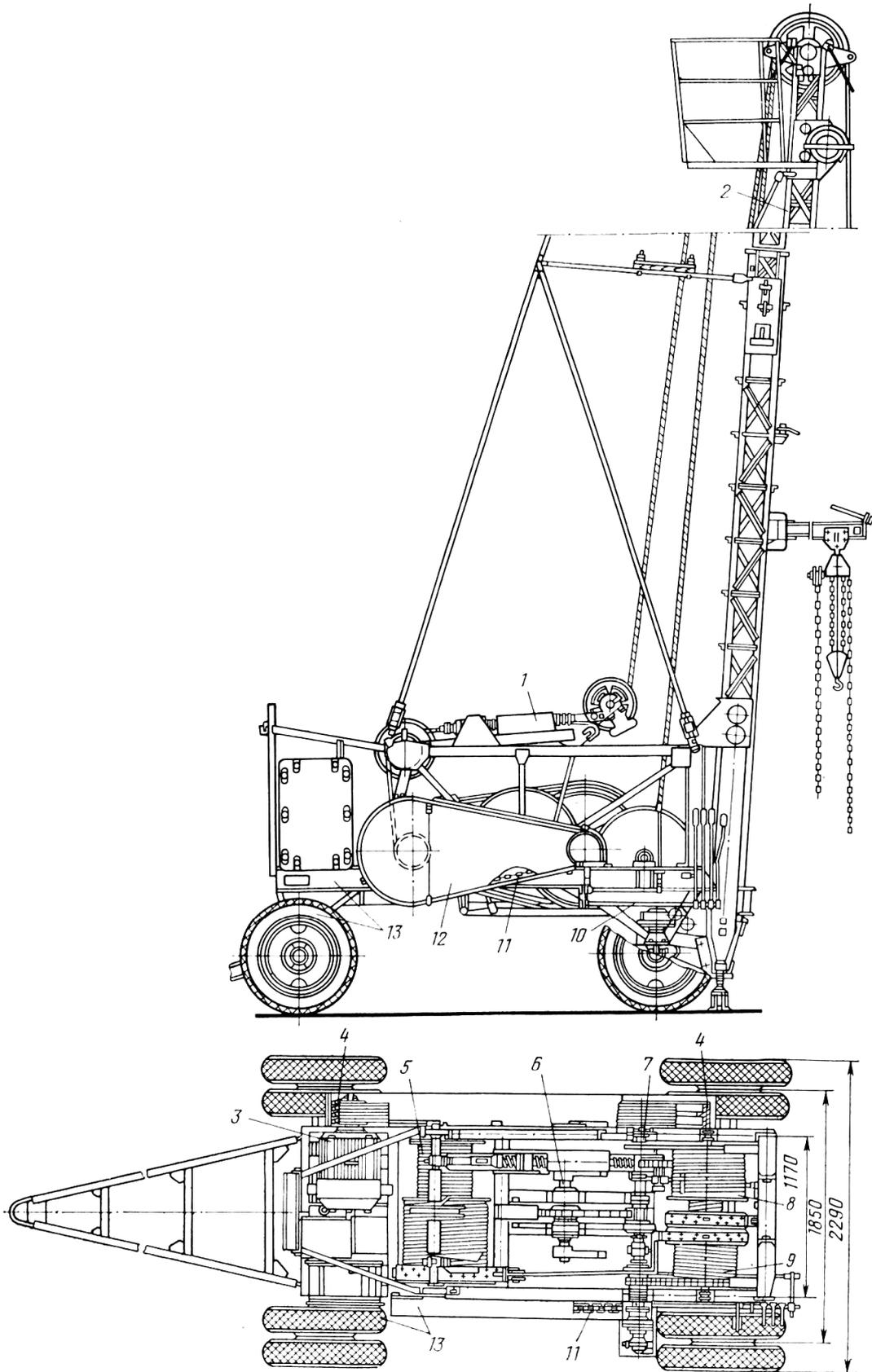


Рис. 9.2. Бурова установка УГБ-3УК:

1 – балансна рама; 2 – щогла; 3 – електродвигун; 4 – клинопасова передача; 5 – інструментальна лебідка; 6 – вал ударного механізму; 7 – головний вал; 8 – желонковий барабан; 9 – талевий барабан; 10 – пульт керування; 11 – ланцюгова передача; 12 – огороження; 13 – колісний візок

Таблиця 9.1

Технічна характеристика установок ударно-канатного буріння

Параметри	"Амурец-6"	БУ-20-2М	УГБ-3УК	УГБ-4УК
Максимальна глибина буріння, м	100	200	300	500
Максимальний діаметр свердловини, мм	150	400	600	900
Вантажопідйомність лебідки, кН				
інструментальної	20	12	20	32
желонкової	5	3	13	20
талевої	–	–	20	32
Висота підйому снаряда, мм	250–550	520–700	500–800	500–800
Частота ударів бурового снаряда, хв ⁻¹	50–65	50–52	40–50	40–50
Середня швидкість навивання каната на барабан лебідки, м/с:				
інструментального	0,4	1,4	1,0	1,2
желонкового	1,5	2,1	1,8	1,6
талевого	–	–	1,0	1,2
Діаметр каната, мм:				
інструментального	20	19	21,5	26
желонкового	8	12	15,5	17,5
талевого	–	–	15,5	21,5
Висота щогли, м	8,1	11,7	13	16
Вантажопідйомність щогли, кН	–	12	20	25
Привід:				
тип	Дизель		Електродвигун	
марка	1710,5/13-29		АТ-73-6	АТ-93-8
потужність, кВт	7,4	20	22	40
Маса, кг	3110	10700	8000	12800
Спосіб пересування	На санях	На гусеничному ході	Буксируванням на колісному візку	

Ударний механізм 6 призначений для здійснення довбальних операцій при бурінні і складається з двох основних частин: шатунно-кривошипного пристрою і балансірної рами.

Перестановкою кривошипних пальців в отворах, по-різному віддалених від осі обертання, можна змінювати розмах хитань відтяжного ролика, а отже, висоту підйому і скидання бурового снаряда. Частоту ударів снаряда по вибою змінюють за допомогою змінних шківів на валові електродвигуна.

Балансірна рама 1 має компенсаційний пристрій, що робить роботу ударного механізму більш ефективною і знижує дію на нього динамічних навантажень.

Подача снаряда при бурінні здійснюється шляхом короткочасного розгальмовування і повертання на певний кут барабана інструментальної лебідки.

Желонкова лебідка 8 слугує для роботи з желонкою (спуск, наповнення, підйом).

Талева лебідка 9 призначена для роботи з обсадними трубами. Барабани цих лебідок через радіально-сферичні підшипники спираються на загальну вісь.

Обидва барабани мають зубчасте колесо для одержання обертання від головного вала й обладнані стрічковими гальмами.

Телескопічна щогла 2 УБ-ЗУК складається з нижньої і верхньої ланок. Нижня ланка щогли шарнірно зв'язана з рамою верстата, а верхня – перед транспортуванням установки вкладається в нижню. У робочому (висунутому) положенні верхня ланка спеціальними кулачками спирається на нижню і додатково скріплюється з нею болтами. Верхня ланка щогли обладнана головними роликками для інструментального і желонкового канатів. Трохи нижче, на загальній осі, розташовані три ролики для талевого каната. Для обслуговування головного устаткування у верхній частині щогли укріплена площадка, а для виконання допоміжних робіт до щогли шарнірно прикріплена укосина з ланцюговим талем.

При перевезеннях установки щогла знаходиться в горизонтальному положенні, а перед початком буріння вона піднімається і закріплюється трубчастими тягами і чотирма розтяжними канатами діаметром 12 мм. Піднімається, опускається і розсовується щогла з приводом від шестірні желонкового барабана.

9.2. Технологічний і допоміжний інструмент

9.2.1. Технологічний інструмент

Буровий снаряд при ударно-канатному бурінні (рис. 9.3) зазвичай складається з долота 1, ударної штанги 2, розсувної штанги 3, канатного замка 4. Деталі снаряда з'єднуються один з одним за допомогою замкової різьби з конусністю 1:4 і кроком 3,175 мм.

Ударні долота й ударні штанги вже розглянуті у главі 3, а технічні характеристики їх наведені в табл. 9.2.

Розсувна штанга 3 (рис. 9.3) являє собою дві ланки, що ковзають одна в одній. Хід ланки у робочій штанги складає 250 мм, а у розсувної штанги для ліквідації аварій – 500 мм. Нижня ланка розсувної штанги має внутрішній нарізний конус для з'єднання з ударною штангою і площини під інструментальний ключ, а верхня – зовнішній нарізний конус для з'єднання з канатним замком і площини під інструментальний ключ. У момент удару долота об вибій верхня ланка відносно нижньої опускається вниз, а при підйомі бурового снаряда верхня ланка ударяє по нижній і полегшує відрив долота від вибою і вибивання бурового снаряда під час прихвату. Технічна характеристика розсувних штанг наведена в табл. 9.3.

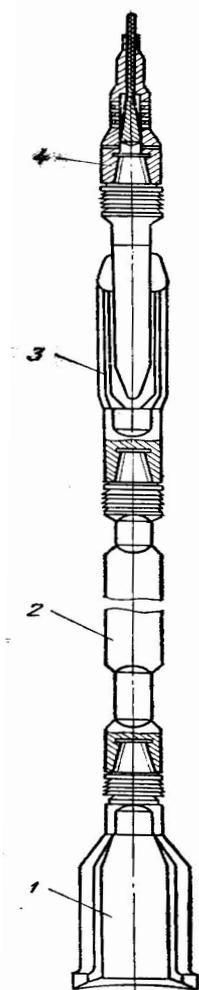


Рис. 9.3. Буровий снаряд для ударно-канатного буріння

Таблиця 9.2

Технічна характеристика ударних доліт

Розмір різьби, мм	Плоскі долота			Двотаврові долота			Долота, що округлюють			Хрестові долота		
	Діаметр, мм	Довжи- на, мм	Маса, кг	Діаметр, мм	Довжи- на, мм	Маса, кг	Діаметр, мм	Довжи- на, мм	Маса, кг	Діаметр, мм	Довжи- на, мм	Маса, кг
50×76	148	650	42	148	650	42,5	148	1150	85	148	1000	66
69×95	198	750	70	198	750	70	195	1200	120	195	1100	140
82×107	248	850	120	248	850	93	245	1300	200	245	1200	210
82×107	298	900	140	298	900	120	295	1300	310	295	1200	230
101×127	345	1000	180	345	1000	180	345	1350	370	345	1300	350
101×127	395	1050	220	395	1050	200	395	1350	398	395	1300	390
107×152	445	1100	280	445	1100	320	445	1500	596	445	1400	580
107×152	495	1150	340	495	1150	400	495	1500	700	495	1500	690
107×152	595	1200	450	595	1200	440	595	1500	900	595	1500	980
107×152	695	1300	520	695	1300	520	695	1500	1400	-	-	-

Таблиця 9.3

Технічна характеристика ударних штанг

Розмір різьби, мм	Гладкостовбурні ударні штанги			Ударні штанги з висадженими кінцями			Розсувні штанги			Канатні замки			
	Діаметр, мм	Маса (кг) при довжині, м			Діаметр, мм	Маса (кг) при довжині, м		Діаметр, мм	Довжина, мм	Маса, кг	Діаметр, мм	Довжина, мм	Маса, кг
		2	4	6		4	6						
50×76	112	-	303	460	112	183	270	120	1620	112	600	37,7	
69×95	140	-	464	704	140	272	400	160	1795	166	700	55,8	
82×107	165	320	600	990	165	380	630	190	1920	245	750	77,3	
101×127	188	410	845	1290	188	545	790	220	2030	340	800	95	
107×152	220	530	1120	-	220	670	910	260	2235	490	900	127	

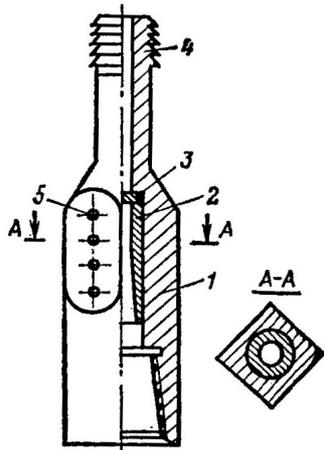


Рис. 9.4. Самооберт-
вий канатний замок

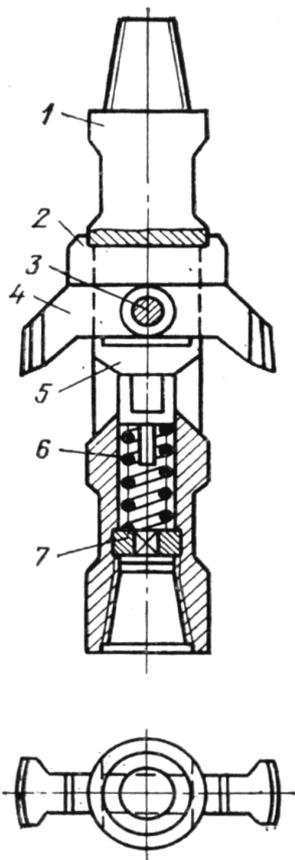


Рис. 9.5. Розширювач

Канатний замок 4 слугує для з'єднання каната з буровим інструментом, а самообертвий канатний замок – ще і для провертання бурового снаряда при його підйомі після кожного удару долотом об вибій. Самообертвий канатний замок (рис. 9.4) складається з корпусу 1, втулки 2 і шайби 3.

Корпус на нижньому кінці має внутрішній нарізний конус для з'єднання з розсувною або ударною штангою і площини під інструментальний ключ, на верхньому кінці – ловильні кільця 4. У середній частині корпусу є отвори 5 для витікання рідини, що проникає в канатний замок і перешкоджає переміщенню втулки 2. В останній, яка всередині розточена на конус, закріплюється канат. Шайба 3 виконує роль підшипника ковзання – полегшує поворот втулки разом з канатом у корпусі замка. Технічна характеристика самообертвих канатних замків наведена в табл. 9.3.

Для закріплення канат протягується через осьові отвори корпусу, шайби і втулки на 25–30 см. Канат перетягується шпагатом, а кінець його розпускається на окремі дротики. Органічний сердечник каната вирізається, дротики очищаються від бруду й іржі, а потім загинаються нагору так, щоб утворився грушоподібний вузол, що затягується у втулку і заливається бабітом або свинцем.

Частини бурового снаряда з'єднуються правою різьбою, тому як інструментальні застосовуються канати прямого лівого зсукування, щоб перешкоджати розгвинчуванню інструменту. При підйомі бурового снаряда під дією його ваги канат розтягується і розкручується, провертаючись за годинниковою стрілкою. Разом з канатом у цьому випадку вправо повертається і весь буровий снаряд, тому що під дією ваги останнього сили тертя між втулкою і корпусом канатного замка великі.

У момент удару долота об вибій свердловини втулка 2 канатного замка по інерції опускається вниз і вага бурового снаряда перестає діяти на канат, сили тертя між втулкою і корпусом канатного замка зникають і під впливом пружності дротиків канат стискується і закручується, провертаючи втулку 2 у корпусі 1 проти годинникової стрілки. Кут повороту долота після кожного удару тим більше, чим тяжчий буровий снаряд та чим тонший і довший канат.

Розширювач (рис. 9.5) слугує для розширення свердловини нижче башмака обсадної колони з метою спуску колони в розширений простір. Розширювач установлюють між долотом і ударною штангою. Він складається з цилінд-

ричного корпусу 1, що має на нижньому кінці внутрішній нарізний конус і площини під інструментальний ключ, а на верхньому кінці – зовнішній нарізний конус і площини під інструментальний ключ. У середній частині корпусу має отвір у вигляді подовженого вікна, у якому на осі 3 шарнірно закріплені різці 4. Вище різців установлюється змінний сухар 2, що сприймає удари при роботі різців і охороняє корпус розширника від зім'яття. Нижче різців розташовується опорний стрижень 5, нижній кінець якого заходить у циліндричний канал корпусу й упирається в пружину 6.

Пружина утримується гайкою 7. При спуску розширювача в обсадні труби різці складаються. Коли розширювач виходить з-під башмака обсадної колони, різці розкриваються під дією пружини і сколюють породу при скиданні снаряда.

Желонки слугують для очищення свердловини від шламу після роботи долота на вибої у твердих породах, а також для безпосереднього буріння м'яких, сипучих і пливучих порід. В ударно-канатному бурінні застосовуються желонки таких типів:

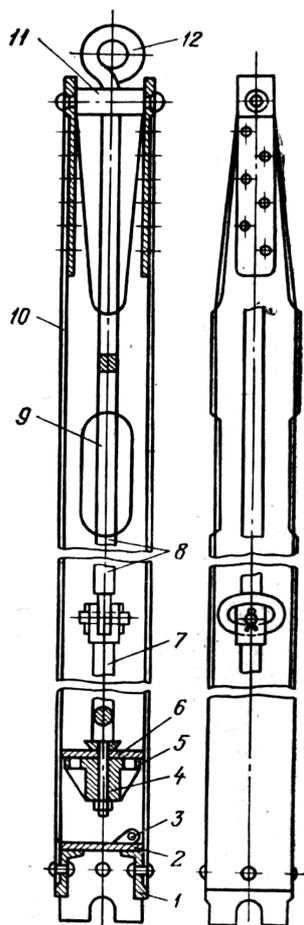


Рис. 9.6. Поршнева желонка за вушко 12 приєднується до каната.

При спуску желонки в свердловину шарнір штока упирається в поперечку і поршень знаходиться у верхньому положенні. При постановці желонки на вибій поршень 4 при відкритому клапані 6 опускається до башмака 1. При підйомі желонки поршень переміщується у верхнє положення при закритому клапані 6. При цьому нижче поршня в желонці утворюється вакуум і розріджена порода, піднімаючи клапан 2, проходить у порожнину желонки. Для спорожнення же-

а) із плоским одностулковим клапаном, діаметрами 120 (114); 173 (168); 225 (219) і 285 (273) мм, у дужках зазначені діаметри обсадних труб, з яких виготовляють корпуси желонок;

б) із плоским двостулковим клапаном, діаметрами 335 (324), 390 (377), 433 (426), 530 (508) мм; башмак таких желонок унизу вздовж діаметра має розпушувальний ніж;

в) з напівсферичним клапаном, діаметрами 130 (127), 173 (168), 225 (219), 285 (273) мм;

г) поршневі, застосовувані при бурінні обводнених пісків і пливунів, а також при розвідці розсипних родовищ.

Поршнева желонка (рис. 9.6) складається з корпусу 10, до нижнього кінця якого прикріплений башмак 1 з плоским клапаном 2 на шарнірі 3, а до верхнього – приєднана поперечка 11. У середині корпусу розташований поршень 4 зі штоком. Поршень являє собою шайбу 5 з отворами, що закриваються клапаном 6 з гуми або шкіри. Шток складається з двох частин 7 і 8, взаємно з'єднаних шарніром. Верхня частина штока проходить через поперечку 11 і

лонку ставлять на дно лотка і послабляють канат. Потім поперечку 11 повертають навколо осі. При цьому верхня частина штока виводиться назовні через бічний отвір 9 і поршень піднімається нагору, відкриваючи бічні отвори, після чого желонку перекидають і її вміст витікає через отвір 9.

9.2.2. Допоміжний інструмент

Для згвинчування і розгвинчування частин бурового снаряда застосовуються два інструментальні ключі (рис. 9.7, *а*). Зусилля на рукоятках ключів створюються за допомогою важеля з ланцюгом (рис. 9.7, *б*) або зтяжної тріскачки (рис. 9.7, *в*). Дугоподібна зубчаста рейка 3 тріскачки закріплюється на підлозі бурової концентрично з устям свердловини. Рейка має нерухомий опорний стояк 1 і рухомий башмак 4, у якому розташована опора важеля 5. На малому плечі важеля є дві защіпки. Для згвинчування різьби один інструментальний ключ 2 укладається на рівні підлоги і виріз ключа обхоплює верхні площини (квадрат) інструменту (наприклад, долота), а кінець ключа упирається в стійку 1. Другий інструментальний ключ обхоплює нижні прорізи верхнього бурового інструменту (наприклад, ударної штанги), а кінець ключа упирається в рухомий башмак 4.

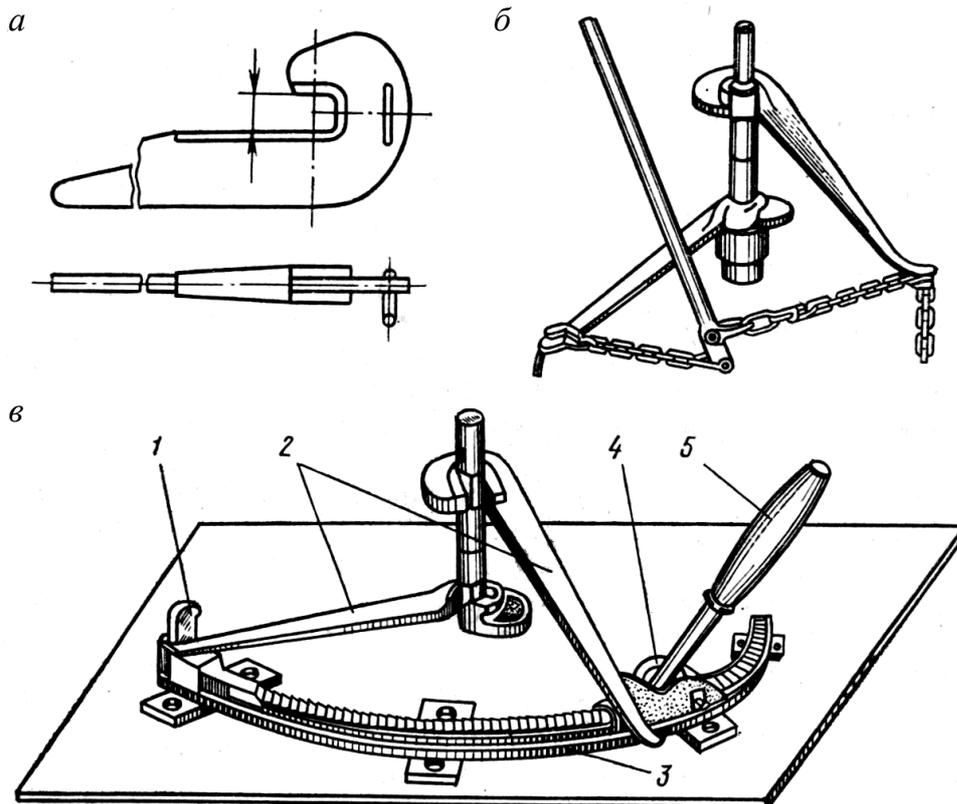


Рис. 9.7. Допоміжний інструмент для ударно-канатного буріння:
а – інструментальний ключ; *б* – важіль з ланцюгом; *в* – зтяжна тріскачка

При докладанні зусилля до кінця великого плеча важеля 5 одна защіпка на малому плечі важеля упирається в зуб рейки, інша в цей час сковзає по ній, у результаті чого башмак переміщається по рейці. При переміщенні важеля в зворотний бік спрацьовує друга защіпка. Таким чином, обидва інструментальних ключа зближаються і відбувається згвинчування інструменту.

9.3. Кріплення свердловин обсадними трубами при ударно-канатному бурінні Обсадні труби

При ударно-канатному бурінні для кріплення стінок свердловин у нестійких породах та ізоляції (перекритті) водоносних горизонтів використовуються сталеві обсадні труби муфтового з'єднання (табл. 9.4). Обсадні труби і муфти до них мають трикутну різьбу заокругленого профілю з кроком 3,175 і конусністю 1:16. У свердловину труби опускають муфтами нагору. Якщо свердловину кріплять забиванням труб, то їхня довжина повинна бути 2–3 м.

Таблиця 9.4

Характеристика сталевих обсадних труб муфтового з'єднання

Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Зовнішній діаметр муфти, мм		Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Зовнішній діаметр муфти, мм	
		стандартної	обточеної			стандартної	обточеної
114	6–8	133	–	273	7–12	299	–
127	6–9	146	–	299	8–12	324	–
140	6–11	159	–	324	9–12	351	340
146	6,5–11	166	–	340	9–12	365	–
168	6,5–12	188	184	351	9–12	376	–
178	7–12	198	–	377	9–12	402	390
194	7–12	216	–	407	9–12	432	–
219	7–12	245	236	426	10–12	451	440
245	7–12	270	–	508	11	533	–

У нескладних геологічних умовах для кріплення стінок застосовують обсадні труби з мінімальною товщиною стінок і з обточеними муфтами, щоб колона наступного діаметра вільно проходила через колону попереднього діаметра. При бурінні свердловин з випереджальною колоною доцільно використовувати обсадні труби, що з'єднуються способом труба в трубу, діаметрами 114, 127, 140, 168, 194, 219 і 245 мм.

При бурінні на агресивні води для кріплення глибоких свердловин рекомендуються труби з нержавіючої сталі або футеровані, покриті пластиком або склом, а для кріплення неглибоких свердловин – чавунні, азбоцементні та полімерні труби.

Допоміжний інструмент для обсадних труб

Забивні башмаки (рис. 9.8, а) призначені для запобігання зім'яття нижнього нарізного кінця колони обсадних труб при спуску в свердловину, а також для розширення і вирівнювання стінок свердловин при наявності шматків породи, що виступають. Це полегшує спуск колон труб.

Забивні головки слугують для запобігання верхнього кінця обсадних труб від зім'яття при їхньому забиванні в свердловину. Вони бувають нарізні (рис. 9.8, б) – для труб одного діаметра і багатоступеневі безнарізні (рис. 9.8, в) – для труб декількох суміжних діаметрів.

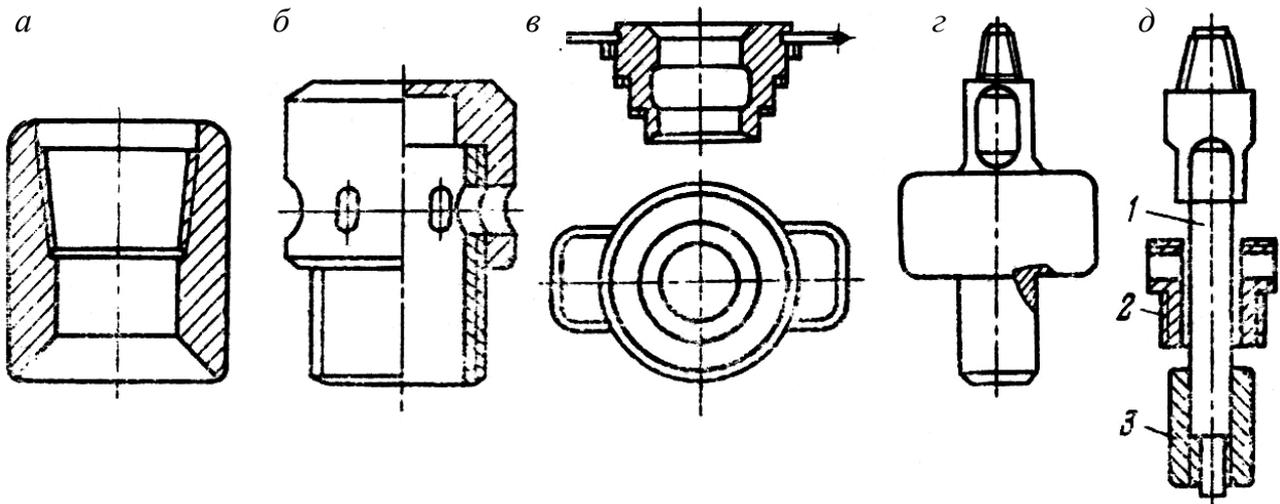


Рис. 9.8. Допоміжний інструмент для обсадних труб:
 а – забивний башмак; б – забивна нарізна головка;
 в – ступенева забивна головка; г – забивний вантаж; д – вибивний снаряд

Забивний вантаж (рис. 9.8, г) призначений для забивання колон обсадних труб. Нижня хвостова частина вантажу слугує для збільшення його маси і рухається в отворі забивної головки. Маса забивного вантажу близько 1000 кг.

Вибивний снаряд (рис. 9.8, д) застосовується для вибивання обсадних труб при витяганні їх з неглибоких свердловин. Він складається зі штанги 1, масивного кільця 3 і вибивної трубної головки 2. Головка вкручується в муфту труби, а штанга 1 проходить через отвір муфти. Вибивання проводиться різкими підйомами штанги 1 з кільцем 3 нагору за допомогою лебідки верстата (ударним механізмом).

9.4. Технологія ударно-канатного буріння

Конструкція свердловин

Перед початком бурових робіт розробляють конструкцію свердловини і складають геолого-технічний проект.

При розробці конструкції свердловини враховують її цільове призначення, проектну глибину і характер порід геологічного розрізу. Відповідно до цільового призначення свердловини, вимог випробування корисної копалини, габаритів засобів відкачки вибирають кінцевий діаметр свердловини. Після цього встановлюють кількість обсадних колон, необхідних для перекриття тих або інших горизонтів розрізу. Якщо геологічний розріз вивчений погано, то кількість обсадних колон визначають відповідно до середньої величини виходу однієї колони з-під башмака іншої. Для кріплення пухких і м'яких порід середній вихід колони приймають 30–40 м, при бурінні в стійких породах з вільним спуском колони її вихід може складати 100 м.

Знаючи глибину свердловини L , середній вихід колони l та різницю між діаметрами суміжних колон a , визначають початковий діаметр свердловини (мм)

$$D_n = D_k + a \frac{L}{l}. \quad (9.1)$$

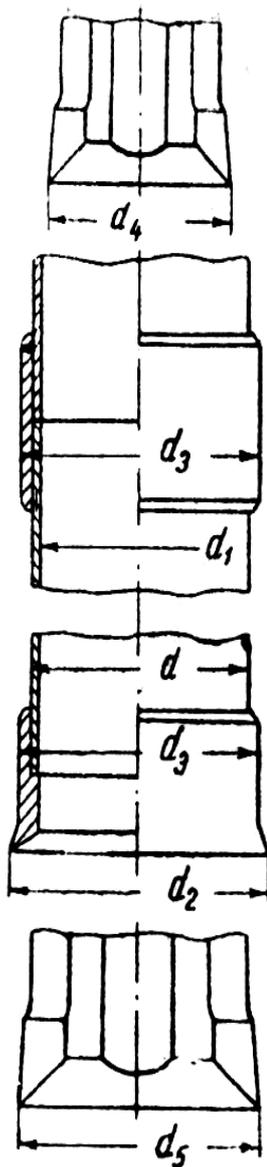


Рис. 9.9. Співвідношення розмірів бурових інструментів

Величину a зазвичай приймають 50 мм.

Необхідні співвідношення в розмірах бурових інструментів при розробці конструкції свердловин вибирають з табл. 9.5, користуючись рис. 9.9.

Забурювання свердловин

При забурюванні розвідувальної свердловини в м'яких породах у точці її закладення риють шурф розміром $0,6 \times 0,6$ м і глибиною до 1 м, на дно якого укладають хрестовину з дерев'яних брусів з отвором для напрямної труби. В усті шурфу для центрування труби закріплюють два паралельних бруси. Напряму трубу з башмаком і забивною головкою встановлюють на дно шурфу і, контролюючи її вертикальність, легкими ударами забивають трубу так, щоб верхній її кінець виступав над устям не більше ніж на 0,5 м. Загальна довжина напрямної труби може дорівнювати 2–3 м. Після забивання напрямної труби породу з неї видаляють желонкою з плоским клапаном. У в'язких породах варто застосовувати желонку з ножем. Для збільшення маси желонки до верхнього її кінця приєднують коротку ударну штангу.

Свердловину в скельних породах забурюють снарядом, що складається з долота й ударної штанги.

Таблиця 9.5

Необхідні співвідношення в розмірах бурових інструментів при трубах з тонкими муфтами (розміри в мм)

Діаметр труб, дюйми	d	d_1	$\frac{d - d_1}{2}$	d_2	d_3	$\frac{d_2 - d_3}{2}$	d_4	$\frac{d_1 - d_4}{2}$	d_5
$6\frac{5}{8}$	168	152	8	192	184	4	148	2	198
$8\frac{5}{8}$	219	203	8	243	235	4	198	2,5	248
$10\frac{3}{4}$	273	255	9	294	287	3,5	248	3,5	298
$12\frac{3}{4}$	325	305	10	345	339	3	298	3,5	348
$14\frac{3}{4}$	377	355	11	396	391	2,5	348	3,5	398
$16\frac{3}{4}$	426	404	11	447	441	3	398	3	448
$18\frac{3}{4}$	478	456	11	510	503	3,5	448	4	495
$20\frac{3}{4}$	529	505	12	564	554	5	495	5	—

Параметри режиму буріння

Продуктивність буріння ударно-канатним способом переважно залежить від правильно підібраних параметрів режиму буріння:

- маси ударного снаряда;
- висоти його підйому при довбанні;
- частоти ударів;
- кількості води, що підливається в свердловину.

Маса робочої частини снаряда, що приходить на 1 см довжини леза долота, називається **відносною масою** q_0 (кг/см). Відносну масу при бурінні приймають відповідно до порід:

м'які.....	5–20
середньої твердості.....	30–40
тверді.....	40–60
досить тверді.....	60–80

Згідно з відносною масою визначається необхідна маса робочої частини снаряда

$$Q_p = q_0 D, \text{ кг}, \quad (9.2)$$

де D – довжина леза долота, см.

Необхідна маса ударної штанги визначається за формулами:

при роботі з розсувною штангою

$$q_2 = Q_p - (q_1 + 0,5q_3), \text{ кг}, \quad (9.3)$$

при роботі без розсувної штанги

$$q_2 = Q_p - (q_1 + q_4), \text{ кг}, \quad (9.4)$$

де q_1 – маса долота, кг; q_2 – маса ударної штанги, кг; q_3 – маса розсувної штанги, кг; q_4 – маса канатного замка, кг.

Висота підйому снаряда над вибоєм при довбальних операціях визначає ефект руйнування породи і коливається залежно від твердості породи і глибини свердловини від 0,4 до 1,2 м. Її змінюють перестановкою пальця кривошипа в один з отворів на кривошипі.

Частоту ударів долота підбирають таким чином, щоб забезпечити вільне падіння снаряда на вибій. Це можливо тоді, коли час руху відтяжного ролика буде дорівнювати часу вільного падіння снаряда.

Висота підйому снаряда S (м) і частота його ударів за хвилину n_y по вибою знаходяться в зворотній залежності

$$n_y = 21\sqrt{b/S}, \text{ уд/хв}, \quad (9.5)$$

де b – прискорення падіння снаряда в свердловині ($b=5-7 \text{ м/с}^2$), що залежить від щільності шлам (чим щільніше шлам, тим менше b).

При бурінні міцних монолітних порід доцільно збільшувати висоту скидання снаряда, знижуючи частоту ударів. При бурінні ж порід сильно тріщинуватих або шаруватих, переміжних за твердістю, варто збільшувати частоту ударів, зменшуючи висоту скидання снаряда.

При малих глибинах варто бурити з максимальною частотою ударів, а в міру збільшення глибини свердловини, у зв'язку зі зростаючим розтягуванням каната, її варто зменшувати.

Ударно-канатне буріння, як правило, ведеться з підливанням у свердловину води. Частинки відокремлюваної від вибою породи переходять у завислий стан, підвищуючи в'язкість і густину рідини. При цьому зростає опір рухові снаряда, а сила удару долота по вибою і продуктивність буріння зменшуються. Разом з тим збільшення в'язкості і густини рідини в свердловині підвищує її здатність утримувати великі й важкі частинки зруйнованої породи в завислому стані. Якщо в свердловині немає води або її утримуюча здатність недостатня, частинки породи осідають, на вибої утворюється шламова подушка, що поглинає енергію удару долота. У результаті знижується продуктивність буріння і підвищується знос долота.

Висота стовпа шламу в свердловині і його густина регулюються кількістю води, що підливається в свердловину. При бурінні м'яких порід рекомендується за кожен рейс підливати в свердловину 35–40 л, а при бурінні твердих – 10–14 л води.

Ефективність руйнування породи залежить від різкості і чіткості удару по вибою. Це досягається за рахунок *навішення снаряда* – відстані від леза долота до вибою при нижньому положенні нерухомо підвішеного інструмента. Навішення змінюється від 0 до 7 см залежно від глибини свердловини, еластичності каната і стану амортизатора установки.

Поглиблення за один рейс складає в м'яких породах 0,5–1 м, у твердих – 0,3–0,5 м, у дуже твердих – 0,2–0,3 м.

Особливості буріння в різних геологічних умовах

Буріння в м'яких пухких породах (піски, пливуні, лес, супісі та ін.) ведуть желонкою з одночасним закріпленням стінок свердловини обсадними трубами. Залежно від щільності і стійкості порід колона труб просувається з випередженням вибою або слідом за ним. Ефективність буріння в деяких випадках підвищується при обваженні желонки короткою ударною штангою. Зовнішній діаметр желонки повинен бути на 20–30 мм менше внутрішнього діаметра обсадних труб, у яких ведеться буріння.

Працюючи у водоносному і чистому сухому пісках, не можна допускати вихід желонки з-під башмака обсадних труб більше ніж на 2/3 її довжини, щоб уникнути прихвату обваленою породою.

Піски-пливуни потрібно перетинати одною колоною без зупинки. Перехід у пливунях з однієї обсадної колони на іншу призводить до заклинювання труб піском, який попав у міжтрубний простір, у результаті чого просування другої колони стає неможливим. Пливуні бурять з найбільшою кількістю ударів при мінімальній висоті підйому желонки над вибоєм.

Буріння напірних пливунів супроводжується утворенням у трубах пробки висотою 6–10 м, яка важко видаляється. Поглиблення при цьому припиняється. Виникає небезпека прихвату желонки, у зв'язку з чим не можна її залишати на вибої без руху. Для створення протитиску пробці, що виникла, у свердловину заливають воду або глинистий розчин. Однак при бурінні розвідувальної свердловини додавання глини може негативно позначитися на результатах випробування.

Буріння в гравійних і галечникових породах здійснюють довбальним снарядом із двотавровим долотом і желонкою з плоским клапаном. Зв'язані

глиною гравій і гальку можна бурити желонкою з ножем або буровим стаканом. Стінки свердловини в гравійних і галечникових відкладах зазвичай кріплять одночасно з поглибленням свердловини, просуваючи труби слідом за вибоєм. При бурінні перем'ятих галечників або сухих гравелистих пісків перед спуском желонки в свердловину треба закинути грудочки жирної глини і підлити воду, що забезпечує якісне забирання породи і запобігає обваленню стінок свердловини в зв'язку з їх глинізацією.

Дрібні валуни розбивають пірамідальним долотом, уламки їх вдавлюються в стінки свердловини, складені м'якою породою. Великі валуни руйнують зарядом вибухових речовин.

Буріння в глинах завдяки їх гарної стійкості може здійснюватися без кріплення свердловини трубами на інтервалі в кілька десятків метрів.

Щільні й сухі глини руйнують двотавровим долотом, а чистять свердловину желонкою з плоским клапаном. Перед кожним спуском желонки в свердловину підливають 2–3 відра води.

Сильно піскуваті глини проходять буровим стаканом, складеним у снаряд з ударною і розсувною штангами.

Пластичні в'язкі глини можна бурити плоским долотом з навареними на нього додатковими лопатями. Таке долото, що нагадує хрестове, з'єднують з ударною і розсувною штангами. У свердловину підливають воду на висоту 3–5 м і бурять протягом декількох хвилин. В'язкий шлам налипає на лопаті долота і разом з ним витягається зі свердловини. Необхідність у застосуванні желонки виключається. Поглиблення за одне довбання при бурінні глини коливається від 0,5 до 1,5 м.

Буріння в щільних твердих породах ведуть снарядом із двотавровим або долотом, що округлює. Знос долота при роботі приводить до звуження свердловини. Долото, що втратило в діаметрі більше 5 мм, слід замінити. Новим долотом потрібно починати обробку стінок на 2–3 м вище вибою, що попередить його заклинювання в свердловині.

Довбальні операції слід вести, піднімаючи снаряд над вибоєм на 1–1,1 м при 45–50 ударах за хвилину і не допускаючи послаблення каната. Після просування долота на 0,4–0,8 м свердловину очищають желонкою, діаметр якої на 25 мм менше діаметра долота. У суху свердловину підливають воду з розрахунку 20–30 л на одне довбання. Для забезпечення необхідної утримуючої здатності рідини, що знаходиться в свердловині, видаляти шлам желонкою потрібно не цілком, а лише наполовину. Після чищення свердловини працювати потрібно з максимальною кількістю ударів, знижуючи її в міру нагромадження шламу. При зупинках під час довбальних операцій не можна залишати снаряд на вибої. Щоб уникнути прихвата снаряда частинками осілої породи його потрібно підняти вище шламового стовпа.

Буріння в тріщинуватих породах ведуть снарядом із хрестовим або долотом, що округлює. Працюючи в тріщинуватих породах, не можна допускати розгойдування снаряда, тому що це викликає вивалювання породи зі стінок свердловини. Просування свердловини за одне довбання складає 0,4–0,7 м. На кожен рейс у свердловину доливають 25–30 л води. Щоб попередити поглинан-

ня рідини через тріщини, на початку рейсу в свердловину закидають жирну глину (10–15 кг на 1 м поглиблення) і через кожні 1–2 хв буріння малими порціями (по 2–3 л) підливають воду. У випадку сильної тріщинуватості порід їх бурять з одночасною обсадкою свердловини трубами. Очищують свердловину від шламу желонкою з плоским або сферичним клапаном.

Буріння свердловин при розвідці розсипних родовищ ведуть з одночасним просуванням колони обсадних труб. Колону забивають або задавлюють на 0,2–0,5 м. Потім легким снарядом з плоским долотом, яке заправлене під кутом 70–80°, руйнують породу в трубах і поршневою желонкою витягають її на поверхню. Щоб уникнути збагачення або збіднювання проби, що відбирається зі свердловини, у трубах повинен залишатися запобіжний стовпчик породи висотою 2–3 см. У сухі свердловини перед желонуванням заливається вода з розрахунку 80–100 л на 1 м поглиблення. Для виміру висоти стовпчика породи в трубах необхідно точно знати довжину колони труб, а також довжину бурового снаряда і каната до верхнього зрізу колони труб.

Якщо твердість породи робить просування труб з випередженням вибою неможливим, долотом бурять нижче башмака на інтервалі, що дорівнює довжині проби, після чого осаджують труби і роблять желонування свердловини. У мерзлих і щільних породах з дозволу геологічного відділу підприємства свердловини бурять без кріплення трубами.

При досягненні плотика (поверхні корінних порід) потрібно поглибитися в нього на 1–1,5 м, що дає можливість одержати найбільш достовірні результати розвідки.

9.5. Аварійний інструмент для ударно-канатного буріння

Ловильний снаряд для ліквідації аварій при ударно-канатному бурінні (рис. 9.10, а) складається з ловильного інструменту 1, аварійної розсувної штанги 2, ударної штанги 3 і канатного замка 4. Аварійна розсувна штанга 2 має хід ланок 500 мм і слугує для полегшення вибивання прихваченого бурового інструменту. Ударна штанга 3 до складу ловильного снаряда вводиться для збільшення сили удару, спрямованого нагору. Залежно від виду аварії застосовується ловильний інструмент різних типів.

Дворогий йорж (рис. 9.10, а) являє собою вилку 1 з привареними з внутрішнього боку зубами. Він використовується для ловлі обірваного каната, що розташовується в свердловині у вигляді спіралі.

Однорогий йорж (рис. 9.10, б) являє собою стрижень з привареними до нього відповідно до гвинтової лінії зубами, застосовується для ловлі обірваного каната, що знаходиться в свердловині у вигляді клубка.

Ловильна вилка (рис. 9.10, в) із засувкою 1 застосовується для ловлі розсувної штанги за нижню ланку при поломці верхньої або для ловлі желонки за дужку.

Уловлювач-шліпс (рис. 9.10, г) призначений для ловлі прихваченого бурового снаряда (після обрізання каната) або його частин за ловильні кільця. Він складається з трубчастого корпусу 4, у якого зверху є шийка і нарізний конус для з'єднання з аварійною розсувною штангою. До нижнього кінця корпусу приєднується башмак 1 з розміщеними в ньому трьома зубчастими плашками 2,

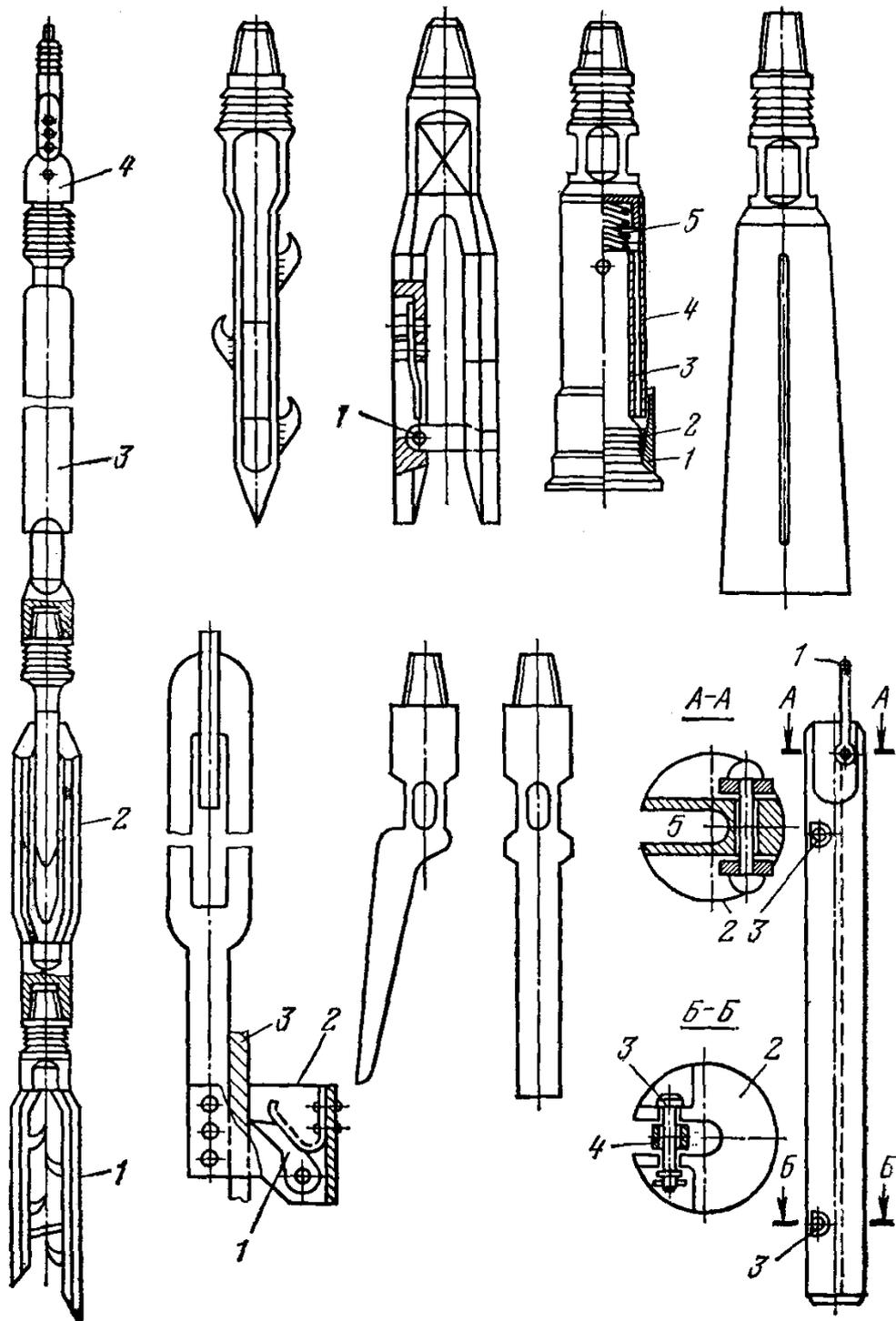


Рис. 9.10. Аварійний інструмент для ударно-канатного буріння

що зовні мають конусну поверхню, як і башмак, а усередині – насічку. Вище плашок у циліндричній частині корпусу розташована розпірна труба 3 і пружина 5. При опусканні ловильного снаряда в свердловини великого діаметра на башмак шліпса навіртається напрямна воронка. Шліпс із конусними плашками також застосовується для ловлі бурового снаряда за нарізний конус.

Ловильний дзвін (рис. 9.10, д) використовується для ловлі частин бурового снаряда, що обірвалися. Він являє собою конічну трубку з подовжніми прорізами. Внутрішня поверхня труби гладка або з насічками. Ловильний дзвін набивають на інструмент ударами верхньої ланки аварійної розсувної штанги по нижній ланці.

Канаторізка (рис. 9.10, е) має обойму 2 з укріпленим у ній різакком 1 із пружиною. Перед спуском канат 3 прихваченого бурового снаряда заводиться в обойму. Канаторізка опускається на окремому (желонковому) канаті. При ривках знизу нагору різак 1 перерізає канат.

Ударник (рис. 9.10, з) застосовується, якщо прихвачений буровий снаряд не вдається звільнити за допомогою робочої розсувної штанги розгойдуванням інструментальним барабаном і ударним механізмом бурового верстата. Ударник 2 за скобу 1 підвішується на желонковому канаті, потім подовжнім пазом 5 надівається на інструментальний канат і паз перекивається двома болтами 3 з роликками 4. При натягнутому інструментальному канаті ударником наносяться удари по канатному замку, що і призводить до розгойдування і звільнення прихваченого бурового снаряда.

При сильному прихваті снаряда, якщо ударник не дав ефекту, слід зрубати інструментальний канат канаторізкою, оббурити прихвачений снаряд **бічним долотом** (рис. 9.10, ж), а потім використовувати ловильний снаряд зі шліпсом. Снаряд вибивається шляхом нанесення ударів через аварійну розсувну штангу.

Висновок

У цьому розділі наведено бурове обладнання та інструмент, які використовують при ударно-канатному бурінні; розглянуто технологію буріння і кріплення свердловин обсадними трубами; викладено засоби для ліквідації аварій.

Контрольні питання

1. Що таке ударно-канатне буріння?
2. Коли застосовується ударно-канатне буріння?
3. Глибина буріння, початковий і кінцевий діаметри буріння ударно-канатним способом.
4. Призначення ударного механізму у верстатах ударно-канатного буріння.
5. Призначення інструментальної лебідки.
6. Призначення головного вала.
7. Призначення талевої лебідки.
8. Склад бурового снаряда для ударно-канатного буріння.
9. Призначення ударної штанги.
10. Призначення розширювача і принцип його роботи.
11. Які типи желонки застосовуються при ударно-канатному бурінні?
12. Будова і принцип дії поршневої желонки.
13. Який допоміжний інструмент застосовується при ударно-канатному бурінні?
14. Який допоміжний інструмент застосовується для роботи з обсадними трубами при ударно-канатному бурінні?
15. Порядок розробки конструкції свердловини при ударно-канатному бурінні.
16. Забурювання свердловини при ударно-канатному бурінні.
17. Які параметри режиму ударно-канатного буріння?
18. Особливості буріння в м'яких і пухких породах.
19. Особливості буріння в гравійних і галечникових відкладах.
20. Особливості буріння в тріщинуватих породах.
21. Особливості буріння при розвідці розсіпних родовищ.
22. Перелічить основний аварійний інструмент і сферу його застосування.

10. ВИПРОБУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати, яким чином досягається вірогідність випробування; технологію і технічні засоби кернавого, шламового випробування, а також водо-, нафто- і газоносних пластів; особливості випробування при вібраційному, ударно-канатному і шнековому бурінні; порядок збереження і документації керна і шламу; уміти вибрати спосіб і технічні засоби випробування в конкретних геолого-технічних умовах; задокументувати відібраний керна і шлам.

10.1. Основні завдання і види випробування розвідувальних свердловин

Промислова оцінка будь-якого родовища корисних копалин можлива лише за умови детального вивчення всіх його особливостей. Одними з найбільш важливих показників, які виявлені в процесі розвідки родовищ, є якість і кількість корисної копалини, які визначаються шляхом досліджень їх основних властивостей. Встановлення цих властивостей пов'язано безпосередньо з випробуванням, яке проводиться на всіх стадіях пошуково-розвідувальних та експлуатаційних робіт. Залежно від вирішуваних завдань з вивчення складу і властивостей твердих корисних копалин виділяють хімічне, мінералогічне, технічне і технологічне випробування.

Хімічне випробування проводиться для визначення хімічного складу досліджуваної мінеральної сировини. Хімічне випробування характеризується масовим відбором проб для проведення аналізів і відносно невеликою вагою одичної проби. Тому практично для всіх видів корисних копалин при хімічних дослідженнях їх складу проби можуть бути отримані з бурових свердловин.

Мінералогічне випробування має на меті вивчення мінералогічного складу і структурних особливостей корисної копалини. Цьому виду випробування піддаються більшість корисних копалин і порід, які їх містять. Проби відбираються у вигляді зразків і досліджуються мінералогічними, мінералографічними і петрографічними методами. Ці дослідження зводяться до визначення кількості мінералів з цінними компонентами, встановлення взаємозв'язків з іншими мінералами й основною масою, вивчення фізичних властивостей окремих компонентів (форми, крупності, твердості, крихкості, магнітних та електричних властивостей тощо), необхідних для вирішення питань використання даної сировини. Дослідження при мінералогічному випробуванні часто мають якісний характер.

Технічне випробування проводиться для встановлення фізико-хімічних властивостей мінеральної сировини (розмір і сортність мінералів; розміри, забарвлення й оптичні властивості кристалів; механічна міцність, зношувальність, в'язкість, вогнестійкість тощо). Цьому виду випробування підлягають багато нерудних корисних копалин (слюда, азбест, ісландський шпат та ін.), дорогоцінне і кольорове каміння (алмаз, гранат, топаз та ін.), оздоблювальні, будівельні і вогнетривкі матеріали (мармур, вапняк, магнезит, кварцовий пісок, глина, каолін, гравій, крейда та ін.). Проби для технічного випробування частіше відбирають з гірничих виробок. Але в багатьох випадках як зразки може бути використаний додатково оброблений керна зі свердловин великого діаметра (92 мм і більше).

*У написанні розділу брали участь В.В. Яворська і О.О. Дмитрук

Технологічне випробування проводиться для виявлення можливості збагачуваності, сортування, плавкості, хімічного відновлення тощо. У результаті такого випробування обґрунтовуються найбільш раціональна схема і технологічний режим переробки сировини й визначаються основні техніко-економічні показники процесу переробки. Технологічному випробуванню піддаються майже всі види корисних копалин. Найчастіше воно проводиться на стадії детальної розвідки та експлуатації родовища. Залежно від обсягу і мети робіт з технологічного випробування визначають вагу початкової проби. Для лабораторних досліджень вага технологічних проб досягає декількох сот кілограмів, для заводських – від декількох до десятків тон. Технологічні проби відбирають в основному з гірничих виробок, рідше з бурових свердловин.

При бурінні розвідувальних свердловин на нафту і газ, воду, розсоли, мінеральні води, окрім загальних геологічних досліджень, можна виокремити такі основні види випробування і дослідження продуктивних горизонтів:

- випробування для встановлення хімічного складу і фізичних властивостей рідин і газів (при цьому проби відбирають безпосередньо із свердловини або біля устя у процесі випробування свердловини);

- випробування порід, які складають продуктивні горизонти з метою визначення їх складу, пористості й проникності, нафто-, водо- і газонасиченості порід, а також вивчення їх геофізичних властивостей (електропровідність, опір та ін.);

- випробування продуктивних горизонтів для встановлення дебіту і тиску на різних режимах роботи свердловини, гідродинамічних параметрів пластів, необхідних для проектування розробки родовища.

10.2. Вірогідність випробування

Спільне випробування свердловин по керну і шламу забезпечує вірогідність випробування флюоритових, мідно-молібденових, поліметалевих і золоторудних родовищ. Найбільш прийнятними способами буріння при цьому є буріння свердловин зі зворотною привибійною циркуляцією промивальної рідини ежекторними колонковими снарядами й особливо буріння свердловин колонковими шарошковими долотами з продувкою і збором шламу на поверхні.

При обертальному способі буріння зниження виходу керна відбувається в результаті простого і вибіркового стирання. Просте стирання зустрічається, наприклад, у геологічних умовах окремих вугільних родовищ, а також у ряді родовищ чорних і кольорових металів, таких як залізо, молібден, мідь та ін.

При рівномірному простому стиранні спостерігається пряма залежність між виходом керна і вмістом корисної копалини в ньому. При виході керна до 40–50 % забезпечується необхідна вірогідність випробування, тому що відхилення від справжнього вмісту корисної копалини незначне.

При вибіркового стиранні, що відбувається при розвідці окремих родовищ вугілля, поліметалевих руд, родовищ чорних, кольорових, рідких і благородних металів (мідно-молібденових, золоторудних, ртутних тощо), при виході керна навіть близько 70 % отримують сильно спотворені результати вмісту корисної копалини. При вибіркового стиранні при виході керна нижче 90 % бажано спільне випробування по керну і шламу.

При бурінні у сильнотріщинуватих зруйнованих породах керн практично не виходить. У цих умовах доцільно переходити на буріння свердловин суцільним вибоєм, з випробуванням свердловин по шламу, що успішно застосовується при розвідці деяких золоторудних, мідно-порфіритових і поліметалевих родовищ.

Достатньо надійні результати випробування свердловин по шламу виходять при ударно-канатному бурінні, що забезпечує порівняно високу продуктивність у важких гірничотехнічних умовах, і невеликій вартості буріння. Задовільні результати отримані при розвідці цинкових, свинцевих, мідних руд і їхніх сульфідів, сипучих руд залізних головок і багатьох розсипних родовищ.

У гірничовидобувній промисловості знайшло широке застосування випробування по шламу, що відбирається з підривних свердловин і шпурів. При цьому найчастіше використовують шарошковий спосіб буріння з продувкою, буріння перфораторами, пневмоударниками, а також ударно-канатний спосіб.

Досить перспективне використання шламового матеріалу для вивчення газо- і нафтомістких гірських порід на стадії пошукових і розвідувальних робіт.

Для одержання вірогідних проб при випробуванні вугілля і нафтогазоносних порід з мінімальними втратами газу розмір частинок шламу в основній масі бажано одержувати не менше 3 мм.

Герметизація шламової проби безпосередньо на вибої після її відбору підвищує вірогідність випробування при вивченні газо- і нафтомістких порід.

Вірогідність шламового випробування залежить від цілого ряду факторів. Фракційний склад шламу і розміри окремих шматків породи, що виносяться промивальним агентом, залежать від способу буріння, типу породоруйнівного інструменту і режиму буріння.

Однією з головних причин збільшення дисперсності зерен буримих порід є вторинне переподрібнення, інтенсивність якого залежить від якості очищення вибою й умов проходження шламу від вибою до виходу на поверхню. На процес додаткового дроблення шламу, крім того, впливають швидкість обертання породоруйнівного інструменту і розмір первісних частинок шламу. Зі збільшенням цих параметрів зростає процентний вміст додатково роздробленого шламу.

Під час буріння свердловин твердосплавними коронками при розрахунку промивання середній діаметр частинок шламу можна приймати рівним 0,5 мм, шарошковими долотами – 3 мм. Розмір шламових частинок і їхня кількість зростають з переходом від колонкового буріння до буріння свердловин суцільним вибоєм, зі збільшенням діаметра наконечника, збільшенням осьового навантаження і зниженням швидкості обертання інструменту. Крупний шлам (1–8 мм) виходить при ударно-обертальному й ударному бурінні в породах середньої категорії за бурістю. При переході з буріння м'яких порід на більш міцні відсоток великих частинок зростає. Найбільш крупний шлам (до декількох сантиметрів) виходить при розширенні стовбурів свердловин, особливо при ударно-обертальному і віброударному бурінні.

Гранулометричний склад шламу багато в чому визначається фізико-механічними властивостями й умовами залягання гірських порід.

На якість відібраних шламових проб впливають кількість і якість промивальної рідини, а також система її циркуляції. Найбільш сприятливі умови для улов-

лювання шламу створюються при застосуванні як очисний агент води або газу (повітря). Використання зворотного промивання (продувки) поліпшує умови очищення вибою і різко знижує можливість повторного подрібнення шламу. У результаті цього збільшується крупність одержуваного шламу, а отже, підвищується якість шламової проби і збільшується механічна швидкість буріння на 20–30 %.

Якісне й ефективне керно-шламове випробування, позбавлене основних недоліків, виходить при бурінні зі зворотним промиванням, здійснюваного відсмоктуванням рідини зі свердловини через колону бурильних труб, а також при бурінні подвійною колоною з виносом керна і шламу на поверхню через внутрішню колону бурильних труб.

Якість випробування свердловин по шламу при всіх способах буріння, включаючи й ударно-канатний, крім усього іншого, залежить від методу і технічних засобів збору шламу.

Для одержання вірогідної характеристики природної газоносності пробурених без підйому керна гірських порід використовують відбір з вибою або стінок свердловини шламу великих фракцій.

Вугільний шлам розміром від 3 до 20 мм і більше вважається досить представницьким для дослідження газоносності вугільних пластів.

Одним із засобів підвищення вірогідності газового випробування по шламу є перехід на відбір шламових проб, герметизованих безпосередньо у місці їхнього збору.

10.3. Кернове випробування

При бурінні алмазними породоруйнівними інструментами в монолітних твердих і досить твердих породах (VIII–XII категорій за буримістю) спостерігається високий вихід керна з непорушеною структурою, тому параметри режиму буріння і проходки за рейс повинні визначатися виходячи з можливості одержання найбільших показників буріння. Навпаки, у тріщинуватих породах, породах високої твердості, а також у м'яких породах часто має місце стирання і розмивання керна. У цих випадках доводиться скорочувати проходку за рейс і знижувати значення параметрів режиму буріння, зважаючи на необхідність одержання якісного кернового матеріалу.

Щоб керн був представницьким, тобто достатнім для характеристики порід і корисних копалин, поряд з якістю керна потрібно ще й одержання його у визначеній кількості. У практиці геологорозвідувального буріння на тверді корисні копалини використовують такі показники виходу керна V_k , %:

лінійний вихід керна

$$V_{к.л} = (l_k / l_p) \cdot 100, \quad (10.1)$$

де l_k – довжина витягнутого керна, м; l_p – проходка за рейс, м;

ваговий вихід керна

$$V_{к.в} = \frac{1,27m}{\gamma d_k^2 l_p}, \quad (10.2)$$

де m – маса керна, г; γ – щільність гірської породи, г/см³; d_k – діаметр керна, см; l_p – проходка за рейс, см;

об'ємний вихід керна

$$V_{\text{к.об}} = \frac{1,27(Q - q)}{d_{\text{к}}^2 l_{\text{р}}}, \quad (10.3)$$

де Q – об'єм мірної посудини, дм^3 ; q – обсяг води, залитої в мірну посудину з керовою масою, дм^3 ; $d_{\text{к}}$ – діаметр керна, дм ; $l_{\text{р}}$ – проходка за рейс, дм .

На практиці часто спостерігається низький вихід керна або незадовільний його якісний стан.

Роботами Всеросійського інституту техніки розвідки (ВІТР) встановлено, що показність випробування при колонковому бурінні визначається фактичним виходом керна, коефіцієнтом рівномірності зрудніння і ступенем вибіркової стирання компонента в керні при бурінні (частинок перетертого керна, що припадає на рудний матеріал). Отже, показність випробування не залежить від діаметра керна. У той же час, якщо вихід керна дорівнює 100 % або коефіцієнт рівномірності зрудніння дорівнює 1, або ступінь вибіркової стирання дорівнює 0, то похибка керової проби також дорівнює 0. До цього потрібно прагнути і цього можна домагатися за рахунок підвищення виходу керна.

Мінімально припустимий вихід керна для даного родовища (або типу руд) може бути знайдений за формулою

$$V_{\text{к(мін)}} = \frac{(1 - \kappa_{\text{р}})И \cdot 100}{(1 - \kappa_{\text{р}})И + \kappa_{\text{р}} m_{\text{к(доп)}}}, \quad (10.4)$$

де $\kappa_{\text{р}}$ – коефіцієнт рівномірності зрудніння, що являє собою відношення середнього вмісту компонента в рудах до максимального; $И$ – ступінь вибіркової стирання компонента в керні, тобто частка перетертого керна, що припадає на рудний мінерал; $m_{\text{к(доп)}}$ – припустима похибка керових проб (5–10 %).

Таким чином, мінімально припустимий вихід керна не залежить від його діаметра, а тільки від величин, що характеризують властивості корисної копалини і задану похибку. Тим часом встановлено, що за інших рівних умов вихід керна знижується зі зменшенням діаметра буріння.

10.3.1. Класифікація гірських порід і гірничо-геологічних умов за складністю відбору керна

З погляду можливості одержання представницького керна оцінку гірських порід для обґрунтованого вибору технологічних методів і спеціальних технічних засобів рекомендується робити з використанням класифікації гірських порід за складністю відбору керна, розробленої у ВІТР. Основу даної класифікації складає еталонна схема класифікації гірських порід за складністю відбору керна (табл. 10.1). В еталонній схемі генетичні комплекси гірських порід розділені на 5 груп відповідно до геологічних характеристик (структурно-текстурні особливості та співвідношення динамічної міцності $F_{\text{д}}$ основної маси або цементу і динамічної міцності уламків або включень). У свою чергу ці групи порід поділені з урахуванням ступеня абразивності і динамічної міцності, тобто значення об'єднаного показника, а також ступеня тріщинуватості (питомої кускуватості керна $K_{\text{п}}$). Об'єднаний показник може бути замінений показником "категорія порід за буримістю" (ОСТ 41-89-74).

Таблиця 10.1

Еталонна схема класифікації гірських порід за складністю відбору керн (V_к, %)

Ступінь тріщинуватості гірських порід	Показник питомої кускастості керн K _п , шт/м	Об'єднаний показник динамічної міцності й абразивності гірських порід	Цифровий індекс поля	Структурно-текстурні ознаки гірських порід				Зв'язні, однорідні за твердістю і будовою і неоднорідні за твердістю дрібнозернисті породи з уламками розміром менше 2 мм F _{д1} /F _{д2} ≥ 1
				Незв'язні, пухкі, розмивні породи	Зв'язні, неоднорідні за твердістю і будовою, грубоуламкові з уламками розміром 2–10 мм, F _{д1} /F _{д2} ≥ 1	Зв'язні одно-рідні за будовою, що переважають за твердістю, з уламками розміром 10 мм, F _{д1} /F _{д2} ≥ 1	Зв'язні, неоднорідні за будовою, з різною твердістю шарків, з уламками розміром менше 10 мм, F _{д3} /F _{д4} ≥ 1	
Монолітні й слаботріщинуваті	K _п =1–10 I _к /d _к > 2,5	>22,5	1	0–20	65–70	70–75	80–85	90–100
				0–20	60–65	65–70	70–75	85–90
				0–20	50–55	60–65	65–70	80–85
Середньотріщинуваті	K _п =11–30 I _к /d _к =0,6–2,5	>22,5	4	0–20	45–50	55–60	60–65	75–80
				0–20	40–45	45–50	55–60	70–75
				0–20	35–40	40–45	45–50	60–65
Сильнотріщинуваті	K _п =31 I _к /d _к < 0,6	>22,5	7	0–20	20–25	25–30	35–40	45–55
				0–20	15–20	20–25	25–30	35–40
				0–20	0–5	5–10	10–15	15–20

Примітка. Динамічна міцність:

F_{д1} – уламки і вкраплення;F_{д2} – цементні або основна маса;F_{д3} і F_{д4} – прошарки різної твердості.

Для застосування в еталонній системі показника K_p використовують п'ять класів гірських порід за тріщинуватістю, об'єднані в три класи з урахуванням характеристики ступеня порушеності керна, що являє собою відношення середньої довжини шматка керна l_k до його діаметра d_k (табл. 10.2).

Таблиця 10.2

Підгрупи порід за тріщинуватістю з урахуванням ступеня порушеності керна при алмазному бурінні

Підгрупи (K_p , шт/м)	Середня довжина шматка, см	l_k/d_k	Характеристика стану керна
I (1–10)	20,0	>2,5	Слабопорушений
II (11–30)	5,0	0,6–2,5	Порушений
III (>31)	<1,5	<0,6	Сильнопорушений

Примітка. Дані наведені для діаметра керна 22–73 мм.

Групи порід відповідно до структурно-текстурних ознак на еталонній схемі позначені буквами російського алфавіту, а підгрупи порід відповідно до фізико-механічних властивостей пронумеровані, що дозволяє для кожних конкретних геологічних умов виділити відповідні поля, позначені буквеним і цифровим індексом. Еталонні значення виходу керна для кожного з цих полів отримані при бурінні в таких технічних умовах:

- буріння обертальним колонковим способом алмазними коронками діаметром 59 мм;
- колонковий снаряд – одинарна колонкова труба;
- параметри режиму буріння: осьове навантаження 700–1000 даН; частота обертання бурового снаряда 700–1000 хв⁻¹; витрата промивальної рідини 30–45 л/хв.

На основі еталонної схеми побудована класифікація гірських порід за складністю відбору керна, у якій усі породи поділені на п'ять класів відповідно до лінійного виходу керна, вираженого у відсотках (табл. 10.3).

Вибір спеціальних технічних засобів для одержання представницького керна при бурінні свердловин здійснюється залежно від:

- необхідності отримання геологічної інформації (вимоги до виходу керна і його якості);
- геолого-технічних умов застосування спеціальних технічних засобів;
- економічної ефективності застосування цих засобів.

Після уточнення основної вимоги до одержання необхідного рівня геологічної інформативності вибір технічних засобів рекомендується здійснювати за геолого-технічними критеріями, наведеними у табл. 10.4.

Економічну ефективність застосування технічних засобів оцінюють у тому випадку, якщо кілька їх видів дозволяють однаково якісно вирішити поставлене геологічне завдання.

Таблиця 10.3

Класифікація гірських порід за складністю відбору керн

Група порід	Вихід керн, %	Поля еталонної схеми (табл. 10.1)	Характеристика гірських порід	Типові представники гірських порід
I	0–20	3 А-1 по А-9	Незв'язні, розмивні	Піски, суглинки, галечники, солі, слабкі охри, сильнотріщинуваті грубоуламкові пісковики на глинистому цементі, сильнотріщинуваті аргіліти й алевроліти, пухкі, незв'язні породи, зцементовані льодом, конгломерати на слабкому цементі, сильнотріщинуваті вапняки, мергелі, доломіти, роздроблене слабке кам'яне вугілля, метаморфізовані роздроблені аргіліти, гравеліти, брекчії, боксити, сланці кварц-серіцит-вапняковисті сильнотріщинуваті
		Б-8, Б-9, В-9, Г-9, Д-9	Зв'язні, неоднорідні й однорідні за будовою, в основному перемешовані за твердістю, сильнотріщинуваті, малої, як виключення, середньої міцності	
II	20–40	Б-6, Б-7, В-7, В-8, Г-7, Г-8, Д-8	Зв'язні, неоднорідні й однорідні за будовою, неоднорідні і неоднорідні за твердістю, сильнотріщинуваті, середньої і високої міцності, як виключення, сильнотріщинуваті малої міцності	Середнотріщинуваті конгломерати, брекчії, сидерит-глинисті породи, пісковики слабкі, міцні вугілля складної будови, кори вивітрювання нікелевих, марганцевих і залізорудних родовищ, скарни кавернозні, сильнотріщинуваті рудні зони гідротермальних родовищ, грубоуламкові туфи, туфїти, зони перешарування пісковиків і аргілітів
III	40–60	Б-3, Б-4, Б-5, В-4, В-5, В-6, Г-5, Г-6, Д-7	Зв'язні, неоднорідні й однорідні за будовою, неоднорідні і неоднорідні за твердістю, монолітні й середнотріщинуваті породи різної міцності, як виключення, сильнотріщинуваті високої міцності	Середнотріщинуваті аргіліти й алевроліти, щільні глини, пісковики, міцні вугілля, філіти, конгломерати, тріщинуваті кременисті породи, роговики, мармури, вапняки, доломіти, туфїти, сильнотріщинуваті кварцити, діабазові порфіри, граніти, гранодіорити, сієніти, пегматити, базальти, серпентиніти
IV	60–80	Б-1, Б-2, В-1, В-2, В-3, Г-2, Г-3, Г-4, Д-4, Д-5, Д-6	Зв'язні, неоднорідні й однорідні за будовою, в основному однорідні за твердістю, монолітні різної міцності, як виключення, сильнотріщинуваті високої міцності	Щільні пісковики, мергелі, вапняки, доломіти, слаботріщинуваті серпентиніти, філіти, роговики, мігматити, гнейси, скарни, піроксеніти, граніти, гранодіорити, тріщинуваті порфірити, ліпарити, базальти і діабаз
V	80–100	Г-1, Д-1, Д-2, Д-3	Зв'язні, в основному однорідні за будовою, однорідні за твердістю, монолітні різної міцності	Монолітні однорідні товщі пісковиків, аргілітів, доломітів, вапняків, монолітні джеспіліти, кварцити, роговики, гнейси, яшми, мармури, незмінені граніти, діабаз, порфірити, андезити, граносієніти, дацити, базальти, перидотити, ліпарити, фельзити

Геолого-технічні критерії вибору спеціальних технічних засобів для відбору керна

Група критеріїв	Критерій	Кількісна оцінка критерію
I. Об'єктивні, некеровані критерії	1. Тріщинуватість гірських порід	Питома кусковатість керна $K_{\text{п}}$, шт/м
	2. Динамічна міцність і абразивність	Об'єднаний показник $\rho_{\text{м}}$, категорія порід за буримістю
	3. Додаткові геологічні завдання (відбір шламу, газу)	—
II. Об'єктивні, керовані критерії	4. Ступінь захисту керна від руйнівної дії промивальної рідини і вібрацій	Ступінь захисту, %
	5. Ступінь надійності відриву та утримання керна	Утрати керна відповідно до проходки за рейс, %
	6. Конструктивні особливості породоруйнівного інструменту	Витрата алмазів, кар/м
III. Суб'єктивні, керовані критерії	7. Серійність виробництва технічних засобів	Вартість засобів, грн
	8. Технологічність застосування	Час складання і регулювання, хв
	9. Простота експлуатації і ремонту	Надійність, відновлюваність

Примітка. Критерії третьої групи варто застосовувати тільки при оцінці місцевих конструкцій технічних засобів у тому випадку, якщо дані конструкції задовольняють дві перші групи критеріїв.

10.3.2. Вибір спеціальних технічних засобів

При бурінні пошуково-розвідувальних свердловин на тверді корисні копалини і воду найбільш прийнятними й поширеними є циклічні технології, при яких витягання керна виконується циклічно, з підйомом зі свердловини керно-відбірною пристрою після кожного рейсу, тривалість якого обумовлена довжиною керноприймальної труби або ресурсом породоруйнівного інструменту.

При циклічних технологіях буріння застосовуються різноманітні очисні агенти: рідкі (технічна вода, глинисті полімерні й інші розчини), стиснене повітря, газорідинні суміші. Використовується група технічних засобів, що працюють без циркуляції очисного агента. Циркуляція очисного агента може бути повна або місцева (привибійна), пряма, зворотна або комбінована.

Межами розглянутої проблеми є питання одержання представницького керно-шламового матеріалу при циклічних технологіях буріння розвідувальних свердловин на тверді корисні копалини і воду в складних геологічних умовах із застосуванням технічних засобів, різних способів буріння, відриву та утримання керна, різних очисних агентів і типів циркуляції. У Тульському науководослідному геологічному підприємстві (ТулНДГП) розроблена класифікація технічних засобів для одержання керна з використанням циклічних технологій буріння (рис. 10.1). Пропонована класифікація наочно ілюструє основні види технічних засобів для циклічних технологій буріння з відображенням основних конструктивних ознак і показом використовуваних способів відриву й утримання керна і типу циркуляції очисного агента.

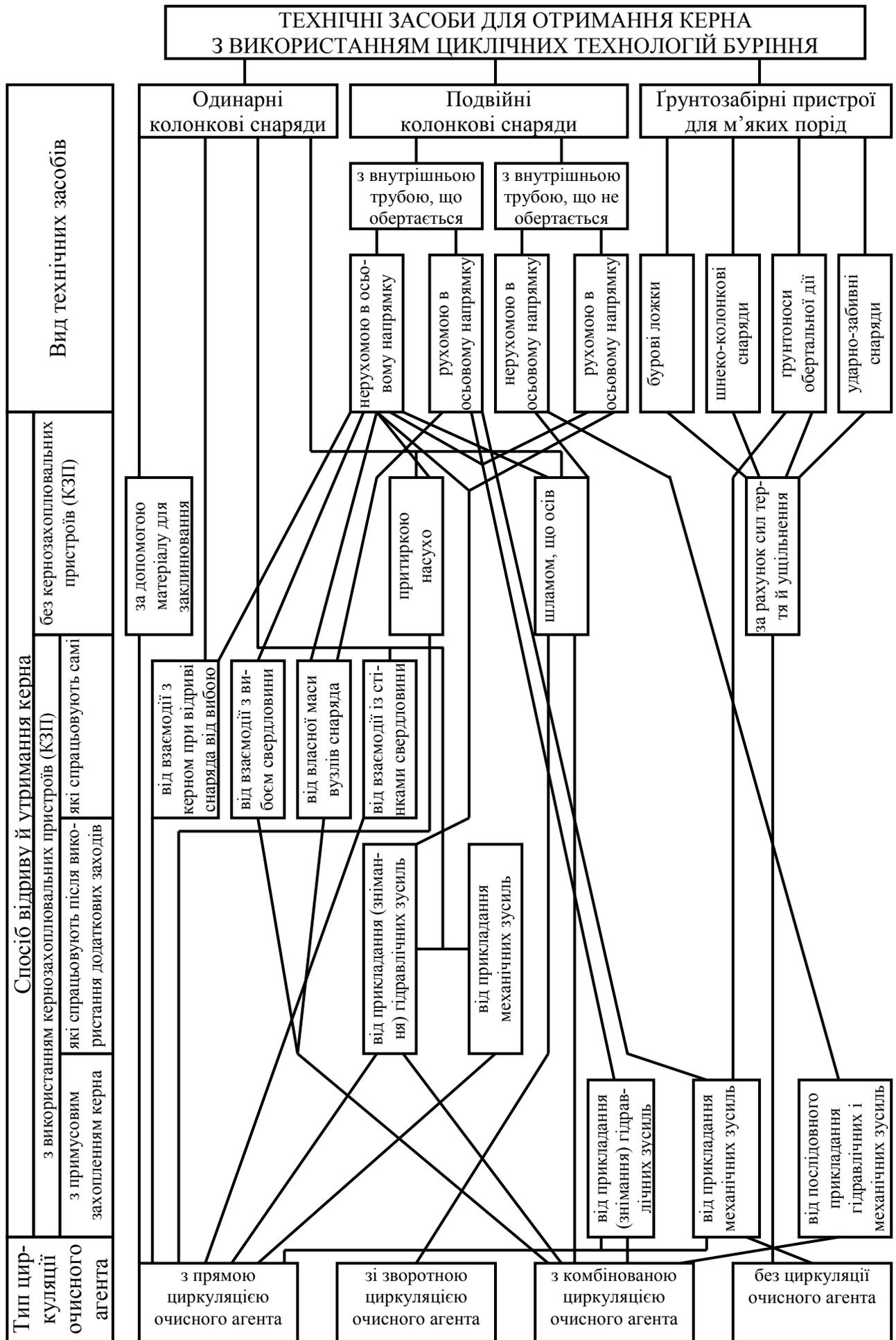


Рис. 10.1 Класифікація технічних засобів для одержання керна

Сфери застосування спеціальних технічних засобів для відбору керна визначаються гірничо-геологічними умовами проведення розвідувальних свердловин, ступенем захисту керна від впливу негативних факторів керноутворення і конструктивними особливостями даного технічного засобу. Гірничо-геологічні умови буріння визначені класифікацією гірських порід за складністю відбору керна (табл. 10.1 і 10.3).

Оперативний вибір спеціальних технічних засобів і методів одержання кондиційного виходу керна в породах різних груп з урахуванням сфер застосування цих засобів і методів може виконуватися відповідно до рекомендацій щодо забезпечення кондиційного виходу керна в різних геологічних комплексах гірських порід (табл. 10.5).

Еталонна схема і класифікація гірських порід за складністю відбору керна побудовані на базі даних буріння коронками діаметром 59 мм. Визначені комплекси гірничо-геологічних умов I і II груп класифікації гірських порід вимагають застосування буріння коронками діаметром 76 мм і вище, що за інших рівних умов підвищують вихід керна на 10–15 % на кожен діаметр.

Використання спеціальних технічних засобів діаметром 46 мм знижує вихід керна порівняно з еталонним на 10–15 %, такі технічні засоби варто застосовувати при бурінні тільки в породах III–V груп класифікації гірських порід за складністю відбору керна.

10.3.3. Подвійні колонкові снаряди і керногазонабирачі

Подвійні колонкові снаряди (ПКС) призначені в основному для підвищення виходу керна і збільшення поглиблення за рейс у різних геолого-технічних умовах.

У подвійних колонкових снарядах внутрішня труба охороняє керна, що надходить у неї, від руйнування, а зовнішня – слугує для передачі осьового навантаження і крутного моменту на породоруйнівний інструмент.

Залежно від конструкції виділяють такі класи ПКС:

1) з прямим промиванням і керноприймальною трубою, що обертається при бурінні, – запобігається розмивання керна (наприклад, ДКТ-108/89; ДКТ-89/73);

2) зі зворотним промиванням і керноприймальною трубою, що обертається при бурінні, – запобігається розмивання і самозаклинювання керна (наприклад, ДКНТ-59В; ДКНТ-ВП-II-76(93); ДЕС-73(89));

3) з прямим промиванням і керноприймальною трубою, що не обертається при бурінні, – запобігається руйнування керна від поперечних вібрацій колонкової труби (наприклад, ТДН-46(59, 76)-У(2, ССК, 4));

4) зі зворотним промиванням і керноприймальною трубою, що не обертається при бурінні, – запобігається самозаклинювання і руйнування керна від поперечних вібрацій колонкової труби (наприклад, ТДН-59(76, 93)-0(УТ); ДКНТ-ВП-0(I)-76(93); ССК-59ЭВ);

5) з прямим промиванням і комбінованим з'єднанням керноприймальної труби, – запобігається вибіркоче стирання і самозаклинювання керна (наприклад, Донбас НДЛ-I(II, III); ДТА-2).

На рис. 10.2 наведені принципові схеми подвійних колонкових снарядів.

Таблиця 10.5

Рекомендації щодо забезпечення кондиційного виходу керн в різних геологічних комплексах гірських порід						
Група гірських порід	Вихід керн, %	Поля опорної матриці	Категорія порід за буримістю	Коротка характеристика порід	Рекомендовані технічні засоби і методи	
I	0–20	Від А-1 до А-9	I–III	Незв'язні, пухкі, розмивні	Відробуріння, шнекове буріння, пневмопробійники, грейферне буріння, безнасосне буріння	
		Б-8, Б-9, В-8	III–VIII	Неоднорідні, переміжні за твердістю й однорідні слабозв'язні, сильнотріщинуваті	КССК, ГРЕС, безнасосне буріння, гідротранспорт керн (до V категорії), ДКНТ-ВП (КазІМС), ССК	
	В-9, Г-9, Д-9	III–VI	Зв'язні і слабозв'язні, неоднорідні й однорідні за будовою, сильнотріщинуваті	Донбас НДЛ-І,ІІ, ГРЕС, ДТА-2, КССК, гідротранспорт керн		
	Б-6	III–VI	Неоднорідні, переміжні за твердістю, слабозв'язні, середньотріщинуваті	КССК, ТДН-2, гідротранспорт керн, Донбас НДЛ-І,ІІ		
	Б-7	IX–XII	Неоднорідні, переміжні за твердістю, слабозв'язні, сильнотріщинуваті	ГРЕС, ТДН-0, ТДН-2, ССК		
II	20–40	Г-7, Г-8, Г-9, Д-8	VII–VIII	Зв'язні, неоднорідні та однорідні за будовою, сильнотріщинуваті	ТДН-0, ТДН-2, ГРЭС, ССК	
		Б-3	III–VI	Неоднорідні, переміжні за твердістю, слабозв'язні, монологічні і слаботріщинуваті	Донбас НДЛ-І,ІІ, ТДН-2, КССК	
		Б-4, Г-5, Г-6	III–VIII	Неоднорідні, переміжні за твердістю і будовою, зв'язні, середньотріщинуваті	ТДН-2, ССК, ГРЕС	
III	40–60	В-4, В-5	III–VIII	Однорідні слаботріщинуваті, як виключення, середньотріщинуваті	ТДН-2, ССК, ТДН-УТ, ГРЕС	
		В-6	IX–XII	Однорідні, слабозв'язні, середньотріщинуваті	ТДН-0, ТДН-2, ГРЕС	
		Д-7	IX–XII	Однорідні, зв'язні, сильнотріщинуваті	ТДН-0, ТДН-2, ГРЕС	

Продовження табл. 10.5

Група гірських порід	Вихід керна, %	Поля опорної матриці	Категорія порід за буримістю	Коротка характеристика порід	Рекомендовані технічні засоби і методи
IV	60–80	Б-1, Б-2, В-1, В-2	VII–XII	Неоднорідні, переміжні за твердістю і масивні, слабозв'язні, моноклітні і слаботріщинуваті	ТДН-2, ТДН-УТ, одинарний колонковий снаряд
		В-3, Г-2, Г-3	III–VIII	Однорідні і неоднорідні за будовою, зв'язні, моноклітні і слаботріщинуваті	ТДН-УТ, КССК, ССК, одинарний колонковий снаряд
		Г-4, Д-4, Д-5	VII–XII	Неоднорідні й однорідні за будовою, зв'язні, середньотріщинуваті	ТДН-УТ, ТДН-2, ССК, одинарний колонковий снаряд
		Д-6	III–VI	Однорідні, зв'язні, середньотріщинуваті	КССК, Донбас НДЛ-ІІ, одинарний колонковий снаряд
		Г-1, Д-1	IX–XII	Неоднорідні й однорідні за будовою, зв'язні, моноклітні і слаботріщинуваті	ТДН-УТ, ССК, одинарний колонковий снаряд
		Д-2, Д-3	III–VIII	Однорідні, зв'язні, моноклітні і слаботріщинуваті	ТДН-УТ, ССК, КССК, одинарний колонковий снаряд
V	80–100				

Примітки. 1. Наведено технічні засоби, що випускаються заводами СНД.

2. ГРЕС – гідролідний реверсивно-ежекторний снаряд.

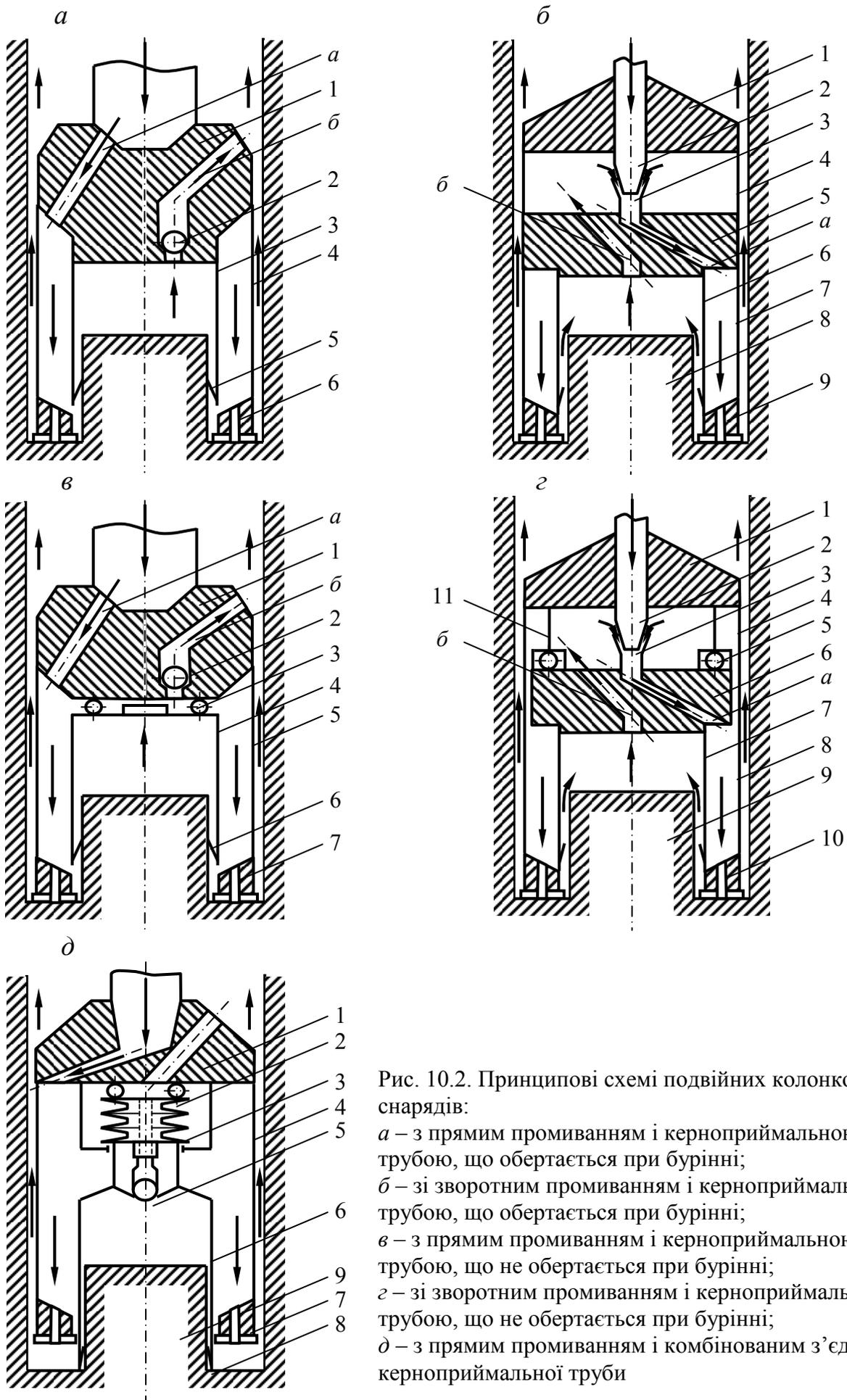


Рис. 10.2. Принципові схеми подвійних колонкових снарядів:
а – з прямим промиванням і керноприймальною трубою, що обертається при бурінні;
б – зі зворотним промиванням і керноприймальною трубою, що обертається при бурінні;
в – з прямим промиванням і керноприймальною трубою, що не обертається при бурінні;
г – зі зворотним промиванням і керноприймальною трубою, що не обертається при бурінні;
д – з прямим промиванням і комбінованим з'єднанням керноприймальної труби

Схема ПКС першого класу показана на рис. 10.2, *а*. Снаряд складається з перехідника 1, який з'єднаний різьбою із зовнішньою 4 і внутрішньою 3 керноприймальними трубами, а також бурової коронки 6 і керновідривача 5. При передачі крутного моменту обертаються обидві труби 3 і 4. Промивальна рідина через канал *а* перехідника 1 проходить по кільцевому зазору між трубами і, омиваючи керн і коронку, виходить у затрубний простір. Промивальна рідина, що залишилась у внутрішній трубі 3, під дією зростаючого тиску з боку керна відкриває клапан 2 і по каналу *б* перехідника виливається в затрубний простір.

Будову ПКС другого класу показано на рис. 10.2, *б*. Перехідники 1 і 5 при згвинчуванні з патрубком 4 утворюють порожнину, в якій розташований ежектор, що складається з насадки 2 і дифузора зі змішувальною камерою 3. На перехідник 5 нагвинчені керноприймальна 6 і зовнішня труби 7 з коронкою 9. Потік рідини по каналу *а* перехідника 5 проходить у кільцевий зазор між трубами 6 і 7. У привибійній частині він розділяється: одна частина підіймається по затрубному простору, а друга – по кільцевому зазору між керном 8 і керноприймальною трубою 6, а потім по каналу *б* перехідника 5 знову потрапляє до змішувальної камери.

Схема ПКС третього класу показана на рис. 10.2, *в*. Снаряд складається з перехідника 1, який з'єднаний різьбою із зовнішньою керноприймальною трубою 5; внутрішньої керноприймальної труби 4, яка підвішена на підшипниковому вузлі 3; а також бурової коронки 7 і керновідривача 6. При передачі крутного моменту обертається лише труба 5. Промивальна рідина через канал *а* перехідника 1 проходить по кільцевому зазору між трубами і, омиваючи керн і коронку, виходить у затрубний простір. Промивальна рідина, що залишилась у внутрішній трубі 3 під дією зростаючого тиску з боку керна відкриває клапан 2 і по каналу *б* перехідника виливається в затрубний простір.

Будову ПКС четвертого класу показано на рис. 10.2, *г*. Перехідники 1 і 6 при згвинчуванні з патрубком 11 утворюють порожнину, в якій розташований ежектор, що складається з насадки 2 і дифузора зі змішувальною камерою 3. На перехідник 1 нагвинчена зовнішня труба 8 з коронкою 10. На перехідник 6, який підвішений на підшипниковому вузлі 5 нагвинчена керноприймальна труба 7, яка не обертається при бурінні. Основний потік рідини по каналу *а* перехідника проходить у кільцевий зазор між трубами 7 і 8. У привибійній частині потік розділяється: одна частина підіймається по затрубному простору, а друга – по кільцевому зазору між керном 9 і керноприймальною трубою 7, а потім по каналу *б* перехідника 6 знову потрапляє до змішувальної камери.

До ПКС п'ятого класу належать снаряди з комбінованим з'єднанням керноприймальної труби, яка обертається при бурінні більш твердих порід і не обертається при бурінні м'яких (рис. 10.2, *д*). У цій конструкції внутрішня труба з коронкою підвішена на підшипниковому вузлі 2. Працює вона так: якщо вугілля м'яке, то під дією тарілчастих пружин 3 внутрішня коронка 8 трохи випереджає коронку 7, яка нагвинчена на зовнішню трубу 4 і врізається в породу наче штамп. Обертання керноприймальної труби 6 припиняється, і забезпечується повна ізоляція керна 9 від розмивання промивальною рідиною, що поступає через канал у перехіднику 1. При бурінні міцних прошарків тарілчасті пружини 3 стискаються і диски фрикціона починають передавати обертання керноприймальній трубі 6 і

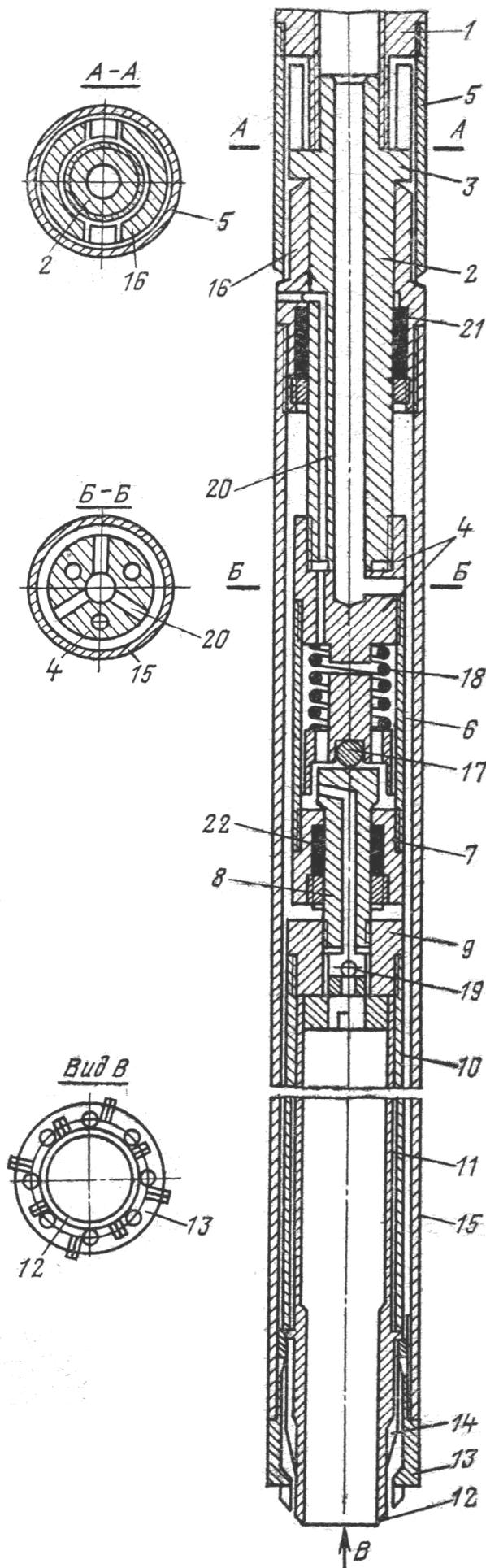


Рис. 10.3. Подвійна колонкова труба ДТА-2

коронці 8. Рідина, яка поступає в трубу 6, виходить через зворотний клапан 5 в затрубний простір.

При перебуруванні вугільних пластів у Донбасі застосовується **подвійна колонкова труба ДТА-2** конструкції С.Є. Олексієнка (рис. 10.3).

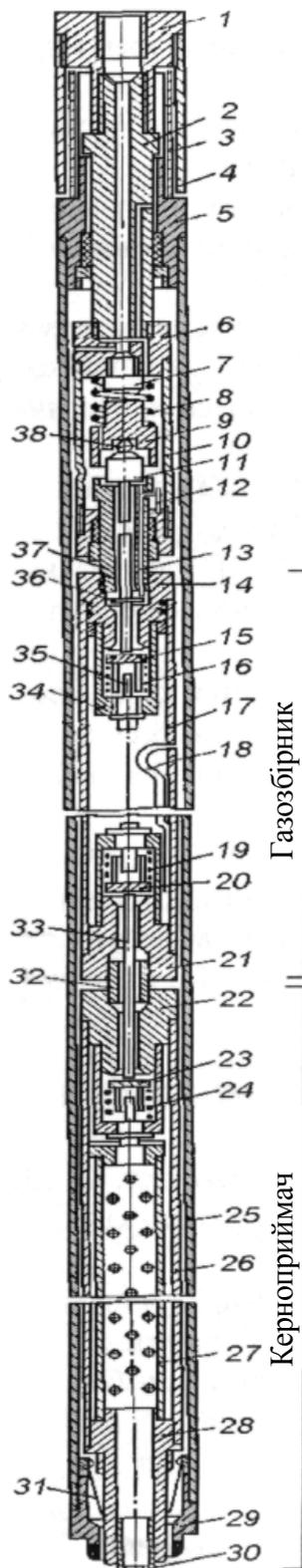
Внутрішня труба 10 має на нижньому кінці штамп 12, що вдавлюється у вугільний пласт, випереджаючи коронку 13. Навантаження на штамп 12 передаються від колони бурильних труб через перехідник 1, шпindel 2, перехідник 4, пружину 18, кулькову п'яту 17, упорний шток 8, перехідник 9 і трубу 10. Чим твердіше вугілля, тим більше стискується пружина 18 і менше випередження штампа 12 відносно коронки 13.

Внутрішня труба пов'язана з обертовою частиною через кульковий підп'ятник 17. Тому за рахунок тертя штампа об породу внутрішня труба загальмовується і не обертається. Промивальна рідина проходить через канал у шпindel 2 і зазор між трубами 10 і 15 до вибою, не впливаючи на керн, що знаходиться в керноприймальній гільзі 11.

Привибійна частина керна також захищена від впливу потоку втисненим у вугілля штампом.

Обертання на зовнішню трубу передається через сухарі шпинделя 2 і муфту включення 16. Рідина, що витісняється вхідним у керноприймальну гільзу 11 керном, виходить через кульковий клапан 19, канал штока 8, внутрішню порожнину патрубку 6, канал у перехіднику 4 і вивідний канал 20 у затрубний простір.

Сальники 21 і 22, розміщені в муфті 16 і ніпелі 7, охороняють від витікання промивальної рідини. Запобіжний патрубок 5 захищає від забруднення вузол зчленування муфти включення 16 і шпинделя 2.



Після того як пласт перебурено, подвійну трубу піднімають. При цьому спочатку піднімається внутрішній вузол (деталі 1–12), а інша частина залишається на місці. Пружини павука 14, що знаходився між штампом 12 і коронкою 13, звільняються і підхоплюють керн. Кульковий клапан 19 охороняє керн від видавлювання промивальною рідиною при підйомі.

Відбір проб газу. Одержання проб газу необхідно на вугільному і деякому іншому родовищах твердих корисних копалин з метою оцінки їх щодо вмісту газів, у першу чергу метану.

Установлено, що на вугільних родовищах пластовий тиск газу менше гідростатичного тиску стовпа промивальної рідини. Тому в момент перебування пласту газ із вугілля не виділяється, якщо свердловина заповнена розчином до устя.

Виділення газу з керна починається тільки під час підйому снаряда і зниження гідростатичного тиску.

Тому завдання відбору проб газу може вирішуватися трьома шляхами:

- 1) герметизацією керна безпосередньо на вибої і доставкою його в лабораторію в герметизованому снаряді;
- 2) запобіганням виділення газу з керна в процесі підйому, наприклад, шляхом заморожування;
- 3) уловлюванням газу, що виділяється з керна під час підйому, в спеціальні газозбірники, установлені над подвійною колонковою трубою, герметизацією керна на поверхні і частково на вибої за допомогою породної пробки.

На цих трьох принципах і засновані відомі пристрої для відбору керна і газу – керногазонабірники (КГН), причому найбільше поширення мають конструкції КГН, що уловлюють газ у процесі підйому, оскільки у них більш проста конструкція.

Прикладом снаряда, що уловлює газ, є **керногазонабірник КА-61** (рис. 10.4), розроблений С.Є. Олексієнком на базі подвійного колонкового снаряда і застосований у Донбасі.

Рис. 10.4. Керногазонабірник КА-61:

1– перехідник; 2 – шпindelь; 3 – запобіжна втулка; 4 – запобіжний кожух; 5 – зовнішній перехідник; 6 – внутрішній перехідник; 7 – упор; 8 – пружина-амортизатор; 9 – під'ятник; 10 – з'єднувальний патрубок; 12 – шпилька; 13 – Г-подібний стрижень; 14, 21, 22 – корпуси клапанів; 15, 20, 23 – клапани; 16, 19, 24 – пружини клапанів; 17 – корпус газозбірника; 18 – трубка; 25 – зовнішня труба; 26 – внутрішня труба; 27 – керноприймальна гільза; 28 – штамп; 29 – коронка; 30 – пробка; 31 – кернотримач; 32 – нарізна втулка; 33 – розпирний стрижень; 34 – ковпак клапана; 35 – напрямний шток; 36 – розпирний стрижень; 37 – шток; 38 – кулька

Керногазонабірник складається з газозбірника (14–21, 34, 35) і керноприймача (22–31), з'єднаних нарізною втулкою 32, шліцьового вузла (1–5) для передачі обертання від бурильної колони на коронку керноприймача і забезпечення подовжнього переміщення внутрішньої частини керногазонабірника і вузла підвішування (підшипниковий вузол) (6–11, 37, 38). За рахунок вузла підвішування внутрішня частина керногазонабірника при бурінні не обертається.

У вузлі підвішування розташований також пристрій (12, 13, 36), призначений для збереження відкритим верхнього клапана газозбірника в процесі спуску снаряда. Розпірний стрижень 36 проходить усередині штока 37 і перешкоджає закриттю клапанів газозбірника і керноабірника.

У положенні, показаному на рис. 10.4, керногазонабірник опускається на вибій за допомогою бурильних труб. Зовнішня труба (корпус) керногазонабірника 25 із внутрішніми деталями (1–4, 6–28, 30, 32–38) пов'язана телескопічно, тому при спуску і підйомі він зміщується вниз відносно внутрішніх деталей, при цьому пружинний кернотримач 31, пов'язаний з корпусом 25, перекидає своїми пружинами знизу штамп 28.

Попадання шламу в керноприймач у процесі спуску не допускає пробка 30, яка фіксується шпилькою. Усі три клапани снаряда 15, 20, 23 відкриті, і рідина при спуску цілком витісняє повітря, що знаходилося усередині.

Коли керногазонабірник стає на вибій, внутрішні деталі переміщуються вниз під дією ваги інструменту, штовхаючи вниз штамп 28, що виходить уперед відносно торця коронки 29 на величину, встановлювану перед спуском залежно від міцності порід. При цьому штамп 28 розсовує пружини кернотримача 31, що розміщуються між коронкою 29 і штампом 28. Шпилька, що кріпить пробку 30, зрізується, і надалі пробка разом з керном просувається усередину керноприймача.

Нижня загострена частина штампа 28 врізається у вугілля аналогічно тому, як у подвійній колонковій трубі ДТА-2.

При першому оберті снаряда шпилька 12 повертає стрижень 13, звільняє розпірний стрижень 36 і клапан 15 закривається. Інші клапани в процесі буріння залишаються відкритими. Керноприймач і газозбірник під час буріння не обертаються завдяки упорові штампа об вибій і наявності кулькового упора 38.

У процесі буріння штамп 28 вдавлюється без обертання у вугілля зусиллям подачі інструменту, а зовнішня коронка 29 обертається навколо штампа і розбурює вугілля. Під час буріння керн входить у роз'ємну керноприймальну гільзу 27, поміщену всередині труби 26. Промивальна рідина разом з газом у міру надходження керна витісняється через відкриті клапани 20, 23 і втулку 32 у газозбірник 17. Через трубку 18 рідина поступає в міжтрубний простір, а газ накопичується у верхній частині газозбірника.

При підйомі внутрішня частина керноабірника переміщується вгору, оголюючи пружини кернотримача, який охоплює знизу штамп і охороняє керн від випадання. Після підйому КГН підвішується на хомуті над устям свердловини, відгвинчується корпус 25 від зовнішнього перехідника 5. Витягається внутрішня частина КГН. Отвір трубки 18 перекидається спеціальним затиском, а на різьбу штампа 28 нагвинчується герметизуючий ковпак. Після цього КГН можна розташувати горизонтально.

Далі кернозбірник відгвинчується від газозбірника по муфті 32, віддаляється розпірний стрижень 33, що призводить до закриття клапанів 20 і 23, раніше відкритих завдяки розпірному стрижневі 33. За рахунок цього автоматично герметизуються обидві частини снаряда.

Після від'єднання від вузла підвіски газозбірник і керноприймач відправляють у лабораторію.

Для відбору проб вугілля і газу при наявності в пластах прошарків твердих порід рекомендується КГН ІМР, розроблений на основі ПКС ІМР. Він простіший, ніж КА-61, тому що відсутній телескопічний механізм і кернотримач у вигляді павука, але вимагає виготовлення спеціальних коронок з поворотними різцями.

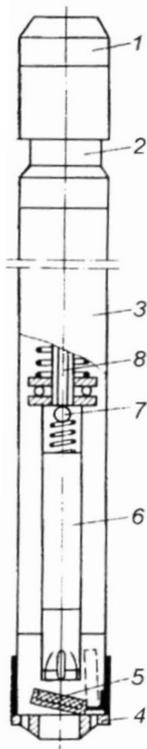


Рис. 10.5. Принципова схема герметизуючого керногазонабірника

Найбільш перспективними є керногазонабірники, які герметизують керн безпосередньо на вибої, оскільки вони дозволяють уникнути втрат газу і керна при підйомі.

Принципова схема керногазонабірників з герметизацією керна на вибої свердловини наведена на рис. 10.5.

Снаряд складається з переходника 1, муфти 2, зовнішньої труби 3 з коронкою 4 і тарілчастим клапаном 5 зі свинцевою пластинкою, а також керногазонабірної труби 6 із клапаном 7, що відкривається штоком 8.

При спуску в свердловину клапан 5 відкритий (на схемі показано пунктиром). Унаслідок нажиму штока 8 відкривається клапан 7, що забезпечує дренаж рідини з керноприймальної труби 6.

Після заповнення труби 6 керном снаряд піднімають, внутрішня частина його переміщається нагору відносно зовнішньої, а клапан 5 займає горизонтальне положення.

Знову ставлять снаряд на вибій, задавлюють башмак труби 6 у свинцеву пластинку клапана 5.

Одночасно клапан 7 закривається, а труби 3 і 6 фіксуються спеціальним пристроєм.

10.4. Шламове випробування

10.4.1. Технічні засоби відбору шлему на поверхні

Відбір шлему при бурінні з продувкою

При бурінні свердловин з очищенням вибою від шлему повітрям застосовують в основному методи осідання і відцентрової сепарації.

Великого значення набуває шламове випробування при проходці гірничих виробок. Через нерівність вибою гірничої виробки відібрати борозну пробу постійного перерізу надзвичайно важко. Найбільшу показність проби може забезпечити точкове випробування. Залежно від будови порід, що складають вибій виробки, потрібно від 10 до 20 проб на 1 м виробки.

Для відбору точкових проб розроблена конструкція пробовідбирача СТІ-2.

У даний час використовуються пробовідбирачі зі зворотною і прямою циркуляціями продувального агента.

На рис. 10.6, а схематично зображено пристрій для відбору шламових проб при бурінні горизонтальних свердловин, на рис. 10.6, б – при бурінні підняткових свердловин.

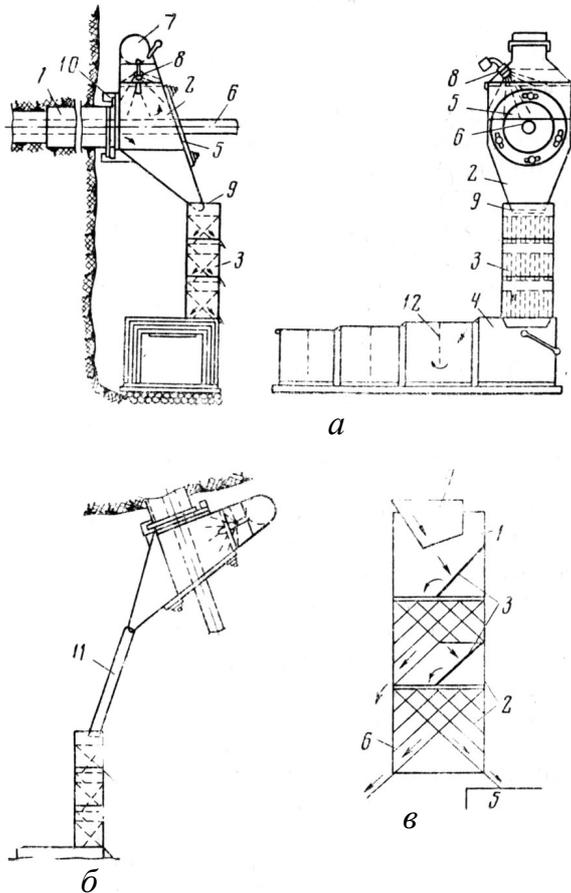


Рис. 10.6. Пристрій для відбору шламових проб при бурінні з гірничих виробок:

а – горизонтальних свердловин;
б – підняткових свердловин:

- 1 – кондуктор;
- 2 – шлагоуловлювач;
- 3 – подільник;
- 4 – відстійник;
- 5 – сальник;
- 6 – бурильні труби;
- 7, 9 – отвори;
- 8 – водорозпилювач;
- 10 – кільцевий затискач;
- 11 – рукав;
- 12 – металева пластина;

в – принцип роботи подільника (стрілками показаний рух шламу):

- 1 – приймач;
- 2 – секції подільника;
- 3 – відбійні пластинки;
- 4 – шлагоуловлювач;
- 5 – відстійник;
- 6 – відкид

Основні частини пристрою: кондуктор 1, шлагоуловлювач 2, подільник 3 і відстійник 4. З кондуктора весь шлам, що виходить із свердловини, поступає у шлагоуловлювач, а звідти направляється у подільник. З боку кондуктора в шлагоуловлювачі зроблений отвір, діаметр якого дорівнює внутрішньому діаметрові кондуктора, а на протилежній стінці – отвір з гумовим сальником 5 для пропускання бурильних труб 6. Верхня частина камери закрита кришкою, що має отвір 7 для випуску повітря і водорозпилювач 8 для змивання шламу зі стінок камери, а також для осідання розпиленних частинок з повітря.

У нижній частині камери передбачений отвір для випуску шламу в подільник. Шлагоуловлювач кріпиться до фланця кондуктора кільцевим затискачем. При бурінні вертикальних свердловин шлам зі шлагоуловлювача в подільник надходить через рукав. Подільник виконаний із трьох секцій. У кожній є ряд жолобів з похилим дном, по черзі спрямованих у різні сторони. Відстійник складається з декількох ємностей-бачків, з'єднаних послідовно. Зверху в кожен ємність вставляють тонку напрямну металеву пластину.

Принцип роботи пристрою. Перший метр свердловини проходить з діаметром, що дорівнює зовнішньому діаметрові кондуктора 1, після чого в свердловину вставляють кондуктор і закріплюють його клином. Через кондуктор 1 пропускають робоче долото, потім, роз'єднавши робочі шланги, установлюють шлагоуловлювач 2. До водорозпилювача 8 підводять водяний шланг, монтуєть відстійник 4 з подільником 3 і з'єднують робочі шланги. Починається процес буріння.

Весь шлам, що виходить із свердловини, направляється в шламоуловлювач 2. Під дією сили ваги разом з водою шлам опускається і через отвір 9 надходить у подільник 3. Частинки шламу, що прилипили до стінок камери, змиваються водорозпилювачем 8; напір води регулюється вентилям. Після проходку через кожен секцію подільника 3 об'єм шламу зменшується в два рази. З другої секції шлам попадає на змішувальні пластинки і перемішується. Проба надходить у перший бачок відстійника 4, а осадок по жолобках – у водовідвідну канавку. У першому бачку відстійника осідають великі частини проби, а у решті бачків – дрібні частинки шламу. З останнього бачка відстійника вода надходить у водовідвідну канавку. Зібрані з визначеної ділянки свердловини матеріали і складають шламову пробу. Після проходки досліджуваної ділянки буріння припиняється, свердловина промивається сильним струменем води. Відстійник зі шламом забирають і на його місце встановлюють інший, після чого буріння продовжується.

Використання даного типу шламоуловлювача обумовило можливість безкернового буріння розвідувальних свердловин.

Спосіб відбору шламових проб при його осіданні поблизу устя свердловини знайшов широке застосування при проходці підривних свердловин на кар'єрах Північного Уралу. Буріння проводять пневмоударниками, а винос частинок зруйнованого матеріалу і свердловинної рідини відбувається за допомогою відпрацьованого повітря, що виходить з устя свердловини під тиском 80 Н/см^2 .

Відбір шламових проб можна здійснювати також *шламоуловлювачем* (рис. 10.7, а), корпус 1 якого виготовляється з відрізка труби діаметром 40 мм і довжиною 110 мм. Для зручності витягання проби патрубок розрізається на дві половини, що скріплюються зверху кільцем 2 із дротяною сіткою, а знизу – конусоподібним наконечником 3. Діаметр комірки сітки – 1,5–2 мм. У верхній частині патрубка шламоуловлювача, безпосередньо під кільцем, просвердлений отвір 4 діаметром 5 мм для зливу води. Шламосбірник устанавлюється під відбивачем на відстані 10 см від устя свердловини. При викиданні зі свердловини пульпа вдаряється у відбивач 1 (рис. 10.7, б) і рівномірно осідає навколо устя свердловини 2. Щоб не було сильного розкидання вибуреного матеріалу, по краях горизонтального щита відбивача прикріплений шлейф із листової гуми 3.

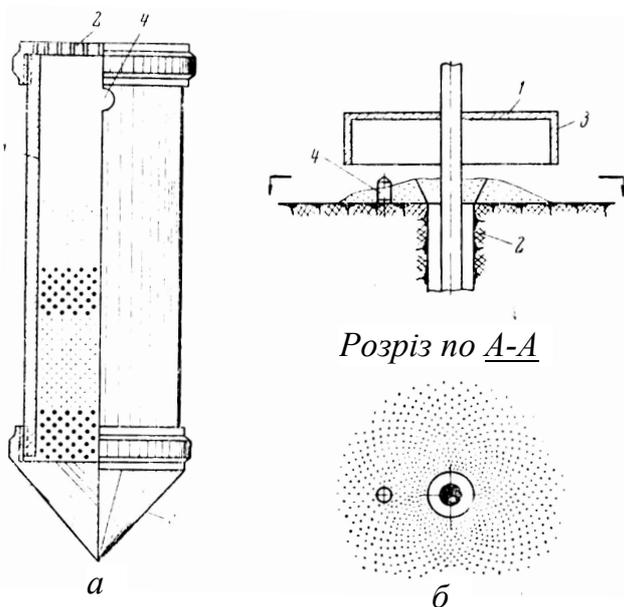


Рис. 10.7. Шламоуловлювач, застосований при бурінні свердловин з очищенням вибою стисненим повітрям:

а – власне шламоуловлювач:

- 1 – корпус;
- 2 – кільце із дротяною сіткою;
- 3 – конусоподібний наконечник;
- 4 – отвір;

б – установка шламоуловлювача поблизу устя свердловини:

- 1 – відбивач;
- 2 – устя свердловини;
- 3 – шлейф із листової гуми;
- 4 – шламосбірник

При осіданні шламу невелика частина його попадає в шламосбірник 4 і у вигляді невеликого стовпчика залишається в ньому. Виходить повторення геологічного розрізу в зменшеному масштабі й у переверненому вигляді. Відповідно до гранулометричного складу 75 % проби складають частинки менше ніж 0,5 мм, у тому числі 40 % проби – це частинки менше ніж 0,1 мм.

Зазначений метод відбору проб зі свердловин дає можливість скласти опис геологічних розрізів, а потім зробити хімічний аналіз.

Часто шламосбірник при бурінні свердловин із продувкою повітрям має вигляд мішечного фільтра. Відведення повітряного струменя зі шламом від устя свердловини здійснюється спеціальним пристосуванням, що складається з відрізка труби довжиною приблизно 0,6 м. До верхнього кінця труби приварюється інжектор, до вузького кінця якого приєднується повітряний шланг діаметром 19 мм. Тканинний мішок одягається на широкий кінець інжектора. Від'єднання шламосбірного мішка від інжектора і відбирання з нього проби здійснюється після кожного метра проходки свердловини. Вага проби, що відбирається, – 1,5–2,0 кг. Недолік – на вугільному родовищі знижується продуктивність робіт через часті від'єднання мішечного фільтра і відбору з нього проб.

Іншим принципом, на якому заснований відбір шламу для його випробування в процесі буріння, є принцип відцентрової сепарації, що також широко застосовується при бурінні свердловин з очищенням вибою стисненим повітрям.

Один з видів шламосбирального апарата, що використовує метод відцентрової сепарації, розроблений у Московському геологорозвідувальному інституті (МГРІ) під керівництвом Б.С. Філатова, – **шламосбірник Шуман-2** (рис. 10.8). Відведений зі свердловини повітряний потік за допомогою патрубка спрямовується в шнекоподібний канал і далі в кільцевий зазор між циліндрами 3 і 4. Під дією відцентрової сили, від втрати швидкості і падіння тиску частина найбільш великих частинок осаджується в днище циклона.

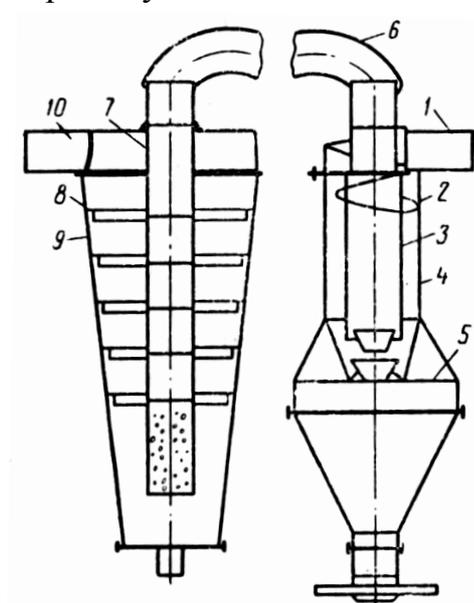


Рис. 10.8. Шламосбірник Шуман-2: 1 – патрубок; 2 – шнекоподібний канал; 3, 4 – циліндри; 5 – циклон; 6 – патрубок; 7 – перфорований патрубок; 8 – тарільчасті сітки; 9 – корпус фільтра; 10 – відвідний патрубок

Під дією відцентрової сили, від втрати швидкості і падіння тиску частина найбільш великих частинок осаджується в днище циклона.

Найбільш дрібні і пилюваті частинки разом з потоком повітря через внутрішній циліндр 3 і патрубок 6 захоплюються в гідравлічний фільтр. Фільтр складається з корпусу 9 з кришкою, що має відповідний патрубок 10. Через кришку пропущений перфорований знизу патрубок 7, на якому укріплені п'ять тарільчастих сіток 8. Розмір комірок сіток послідовно зменшується від 5×5 до 0,7×0,7 мм. Сітки призначені для поліпшення змочуваності водою частинок шламу, що проходять через гідравлічний фільтр. Відфільтроване повітря відводиться через патрубок 10, а затримані у фільтрі частинки осідають у нижній частині фільтра, звідки вони періодично вивантажуються.

Надалі шламосбірник конструкції МГРІ був модернізований. Модифікації одержали назви Шуман-3 і Шуман-4.

10.4.2. Технічні засоби відбору шламу безпосередньо в свердловині при обертальному бурінні

Засоби відбору шламу при прямому промиванні й продувці

Відбір шламового матеріалу в свердловинних умовах, особливо при бурінні з промиванням, є дуже складним процесом. Ефективне очищення промивальної рідини від шламу шляхом уловлювання останнього шламовими трубами підвищує механічну швидкість буріння, якість випробування і знижує можливість прихватів бурового інструменту. У зв'язку з цим до шламових труб, застосовуваних при бурінні з привибійною циркуляцією, ставляться такі вимоги:

1. Ефективно очищати промивальну рідину від шламу.
2. Забезпечувати можливість збирання шламу при максимально можливій рейсовій проходці свердловини.
3. Попереджати збівтування і перемішування шламу, як у процесі буріння, так і при підйомі снаряда на поверхню.
4. Забезпечувати можливість швидко і легко витягати шлам зі шламозбірника.

Кількість уловлюваного шламу залежить як від конструкції шламозбірників, так і від технології буріння і фізико-механічних властивостей буримих порід.

Чим крупніший розмір частинок шламу і більша питома вага буримої гірської породи, тим більша ефективність осідання шламу в шламозбірнику. Здійснювати уловлювання дрібних фракцій розміром до 0,1 мм у вибійних шламозбірниках дуже важко, тому що осадження таких частинок порід навіть у стоячій воді вимагає тривалого часу. При застосуванні глинистих розчинів у вибійних шламозбірниках задовільно уловлюються частинки шламу більше 2,5 мм.

У зв'язку з цим при бурінні з привибійною циркуляцією доцільно використовувати як промивальні рідини свердловинні води.

Найпоширенішими технічними засобами уловлювання середнього і великого шламу є прості **шламові труби** відкритого типу (табл. 10.6). Вони застосовуються завжди при проходці свердловин великого діаметра і недостатній продуктивності насосів і компресорів. Довжина шламової труби розраховується так, щоб місткість її була трохи більша за об'єм шламу, одержуваній за рейс. Стандартна довжина відкритої шламової труби – 1,5–2,0 м.

Таблиця 10.6

Розміри шламових труб

Зовнішній діаметр труби, мм	Товщина стінки, мм	Діаметр розточування, мм	Радіус заокруглення, мм	Висота заокруглення, мм	Довжина труби, мм	Теоретична вага труби, кг
57	3,75	52,5	28	4	1,5	7,3
73	3,75	68,5	36	6	2	12,6
89	4	84,5	45	12	2	16,5
108	4,25	103,5	54	16	2	21,3
127	4,5	122,5	63	20	2	26,6
146	4,5	141,5	73	30	2	30,8
168	7	160,5	84	35	2	54,5
219	8	209,5	110	45	2	81,2

Для зручності витягання з труби шламу доцільно усередині неї встановлювати тонкостінну рознімну гільзу.

Важливою операцією, що впливає як на загальну тривалість буріння свердловини, так і на показність окремих проб, є витягання шламу зі шламових труб. Для цього відкриті шламові труби встановлюються у вертикальному або злегка похилому положенні над чистими ящиками або жолобами і по їхньому корпусу дерев'яним молотком наносяться легкі удари. Шлам, що висипається з труби, збирають, обережно відмивають від глинистого розчину, сушать і висипають у мішечки.

Набагато ефективніше відбувається витягання шламу за допомогою водяного струменя, який закачують у шламову трубу ручним або механічним способом.

У процесі буріння частинки гірської породи, що осаджуються в шламозбірниках, зливаються і під дією вібрації ущільнюються так, що витягання шламу зі шламових труб викликає певні труднощі і вимагає значних витрат часу.

Для механізації процесу витягання шламу може бути використаний механічний вібратор, що одягається на корпус снаряда, або спеціальний вібростіл, що складається з плити з укріпленням знизу електродвигуном. Вібрація при вмиканні електродвигуна передається до столу через ексцентрик, установлений на валові двигуна. Крім того, відомі пристрої, які мають поршні з гідравлічним або механічним приводом, що встановлюються на дні шламової труби, рознімні шламові труби, шламові труби зі знімним дном та ін.

Розроблена також серія закритих шламових труб. У закордонній практиці застосовується закрыта шламова труба при бурінні свердловин алмазним породоруйнівним інструментом діаметрами 46 і 59 мм, коли використання відкритих шламових труб практично виключається через малий зазор між бурильними трубами і шламовою трубою. Вона складається з двох концентрично вставлених одна в одну труб. Зовнішня труба нижнім кінцем за допомогою нарізного з'єднання прикріплена до перехідника колонкового снаряда, а зверху також через перехідник з'єднана з бурильною колоною. Діаметр зовнішньої труби шламозбірника дорівнює діаметрові колонкового снаряда. У верхній частині зовнішньої труби по гвинтовій лінії розташовані овальні і круглі отвори для заходу шламового матеріалу. Внутрішня труба має невеликий переріз і слугує для подачі промивальної рідини з бурильних труб у колонковий снаряд для промивання вибою свердловини. Вона закріплена в осьових каналах верхнього і нижнього перехідників за допомогою затискних конусів. Принцип уловлювання шламу закритою шламовою трубою такий самий, що й одинарною. Площа перерізу кільцевого зазору між внутрішньою і зовнішньою трубами снаряда більша, ніж між його корпусом і стінками свердловини. Тому при попаданні промивальної рідини всередину шламової труби швидкість потоку різко падає і шлам осідає.

Для одержання якісного випробування при проходці сильнотріщинуватих і порід, що легко руйнуються, розроблений снаряд (рис. 10.9), що складається з трьох частин: нижньої – короткої керноприймальної труби для вибурювання керна; середньої – закритого шламозбірника для уловлювання великого шламу й окремих шматочків породи і верхньої – відкритої шламової труби для збирання більш дрібного шламового матеріалу. Частини снаряда з'єднані між собою втулкою і потрійним перехідником.

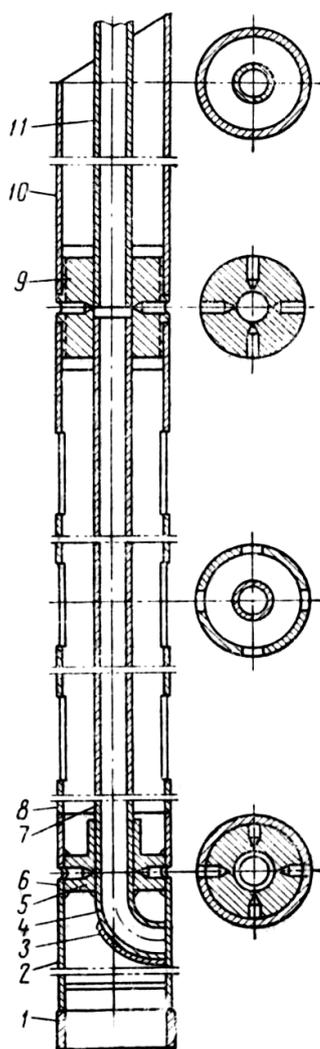


Рис. 10.9. Колонковий шламо-збірник:

1 – коронка; 2 – колонкова труба; 3 – різець; 4 – ріжок; 5 – втулка с ніпелем; 6 – труба діаметром 42 мм; 7 – труба закритого шламозбірника; 8 – перехідник; 9 – шламова труба; 10 – труба бурильна діаметром 50 мм

При бурінні колонковими снарядами зі зворотною привибійною циркуляцією промивальної рідини вибурений на вибої породний матеріал засмоктується в колонкову трубу. Гранулометричний аналіз цього матеріалу, отриманий при бурінні сильнотріщинуватих і зруйнованих порід, а також пухких і крихких відкладів, показує, що основна його маса має вигляд великого і середнього за розміром шламу або окремих шматочків керна. Іноді для більш повного уловлювання дрібного і середнього шламу всередині верхнього перехідника колонкового снаряда встановлюється сітка. Однак наявність таких сіток у колонкових снарядах негативно позначається на ефективності очищення вибою свердловини від шламу, тому що вони швидко засмічуються і створюють

Буріння здійснюється породоруйнівними інструментами діаметром 112 і 132 мм. Зовнішній діаметр внутрішньої трубки – 42 мм. Для запобігання м'яких і крихких прошарків керна від руйнування потоком промивальної рідини нижній кінець (ріжок) розчинопровідної трубки відгинають до стінки колонкової труби 2. На різку прикріплений різець, що призначений для руйнування керна при максимальному наповненні колонкової труби. Вікна зовнішньої труби закритого шламозбірника розташовуються протягом всієї довжини в шаховому порядку. Застосування таких снарядів дозволило збільшити ваговий вихід керна до 91,0–99,4 % при бурінні твердосплавними коронками. Шламаний матеріал, зібраний у закритій шламовій трубі, – це частинки від 1 до 14 мм. Такий гранулометричний склад, як показав аналіз технологічних проб, цілком придатний для випробування рудних тіл, вивчення характеру розрізів і складу прохідних порід.

Засоби відбору шламу при зворотному промиванні й продувці

Винос керового і шламового матеріалу потоком промивальної рідини або газу через внутрішній канал бурильних труб забезпечує більш повне уловлювання вибуреного матеріалу. Збільшується і швидкість буріння завдяки очищенню вибою свердловини потоком очисного агента.

Однак для буріння свердловин зі зворотним промиванням у сильнотріщинуватих зруйнованих породах і у випадках значного поглинання промивальної рідини потрібно застосування складного інструменту або потужного насосного устаткування для накачування великої кількості рідини. Буріння з продувкою при наявності в свердловині пластових вод у ряді випадків також неефективне.

додаткові гідравлічні опори, що різко знижують продуктивність насосів. Тому для уловлювання дрібного і великого шламу більш раціонально між колонковою трубою і насосом установлювати шламову трубу. При бурінні свердловин з привибійною циркуляцією застосовують шламові труби різні за конструкцією і принципом дії.

Залежно від конструкції шламових труб останні поділяються на два типи – відкриті й закриті, а за принципом дії – на соплові і гідроциклонні. Трубами соплового типу уловлювання шламу відбувається шляхом різкого зниження швидкості промивальної рідини, у результаті чого частинки гірських порід під дією гравітаційних сил відокремлюються від потоку й осідають на дно труби. Ефективність уловлювання шламу за такою схемою в основному залежить від розмірів сопла шламоуловлювачів, вхідних і вихідних каналів, в'язкості рідини, розмірів і щільності твердих частинок.

Повнота витягання шламу з потоку циркулюючої рідини залежить від швидкості останньої в центральній трубці (соплі) і при виході з неї.

У шламозбірниках соплового типу уловлювальна здатність зменшується з ростом кількості циркулюючої рідини, хоча очищення вибою при цьому поліпшується. Чим менший розмір шламових частинок, тим менша ефективність випадання їх з потоку рідини.

Соплові шламоуловлювачі забезпечують задовільний збір шламу з розміром частинок до 0,2 мм.

Гідроциклонні шламоуловлювачі найбільш ефективні, оскільки шлам осідає під впливом двох сил (гравітаційної та відцентрової), що виникають за рахунок обертання труб або подачі промивальної рідини, збагаченої частинками шламу, через сопло дотичною і внутрішньою поверхнями шламоуловлювача.

У цьому випадку відбувається завихрення потоку промивальної рідини, частинки шламу притискаються до стінок шламової труби і під дією сили ваги осідають. У подібних шламоуловлюючих трубах можливе уловлювання шламу з розміром частинок менше ніж 0,25 мм.

Найпростішою схемою промивання з привибійною зворотною циркуляцією є схема, створювана ежекторним насосом. Ежектор убудований у перехідник колонкової труби і працює за рахунок кінетичної енергії робочого потоку рідини, що подається з поверхні. Засмоктуючи з внутрішньої порожнини колонкової труби промивальну рідину, ежектор створює навколо неї в привибійній зоні зворотну циркуляцію.

Місцева зворотна циркуляція дозволяє збирати шлам у внутрішньому шламозбірнику, зовнішня шламова труба і висхідний первинний потік прямого промивання, що циркулює вище перехідника колонкової труби, охороняють пробу від попадання в неї порідного матеріалу з верхніх горизонтів. Показність проби контролюється повнотою збирання породного матеріалу з кожного пробуреного інтервалу. Повнота осадження шламу залежить від швидкості висхідного потоку всередині шламозбірника і розмірів частинок зруйнованої породи.

На рис. 10.10 наведені найбільш характерні *колонкові снаряди з водоструминними (ежекторними) апаратами* і внутрішніми шламовими трубами.

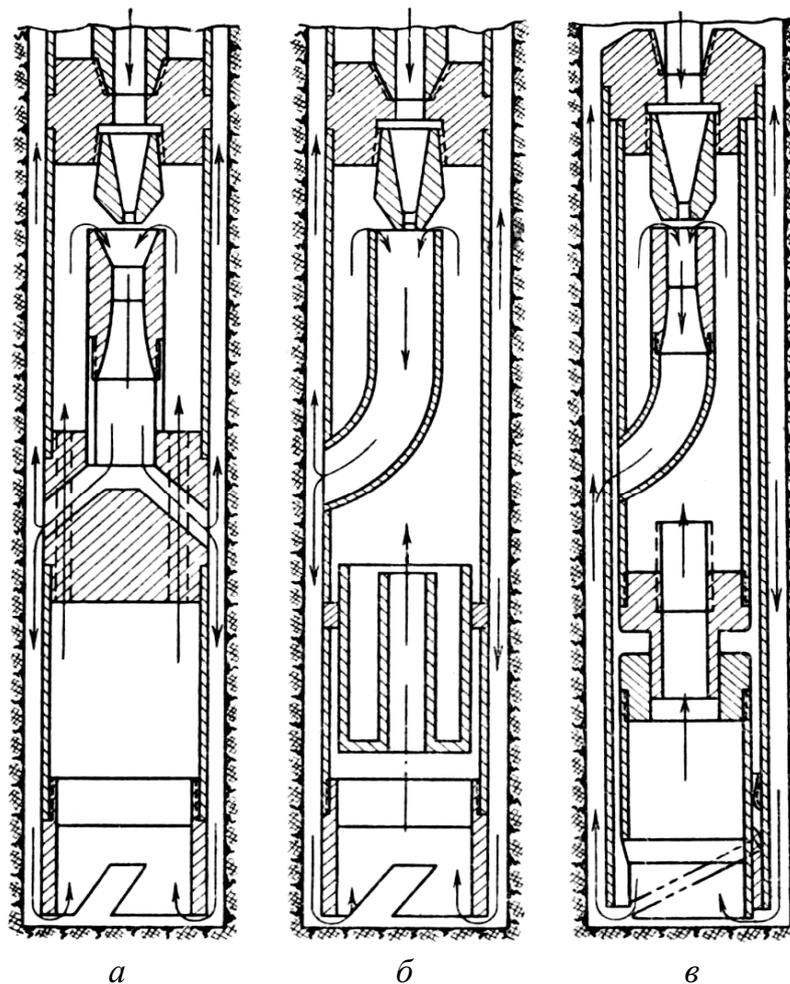


Рис. 10.10. Схема колонкових снарядів з водоструминним (ежекторним) апаратом:
а, б – одинарні; *в* – подвійний

В одинарних бурових снарядах промивальна рідина, виходячи з відповідного патрубку в затрубний простір, розділяється на два потоки – низхідний і висхідний. У цих снарядах очищення вибою від шламу й охолодження породоруйнівного інструменту здійснюється низхідним потоком, що залежить від коефіцієнта інжекції та перепаду тиску. Недоліком снарядів є те, що при малій швидкості низхідного потоку промивальної рідини очищення вибою від шламу буде недостатнім, а при великій – висхідний потік усередині колонкової труби буде захоплювати за собою досить великі частинки шламу і повертати їх через змішувальну камеру і відвідний патрубок у затрубний простір, де утворюватиметься шламовий пояс, що загрожує прихватом або припіканням у момент припинення промивання.

У подвійному снаряді (рис. 10.10) мають місце три потоки промивальної рідини: один низхідний – у міжтрубному просторі і два висхідних – усередині керноприймальної труби і зовні снаряда. Наявність напірного висхідного потоку, який омиває снаряд зовні, дозволяє безпечно працювати в більш широкому діапазоні промивання, сприяє кращому очищенню вибою від шламу, дозволяє робити підйом снаряда з промиванням у разі потреби без істотного впливу на наявний у трубі керн. Застосування такого снаряда дозволяє збільшити вихід керна з 39–42 до 76 % при помітному зменшенні зносу коронки і збільшенні механічної швидкості.

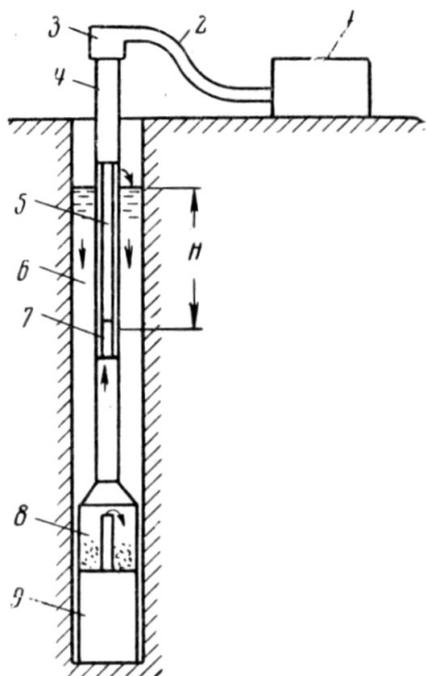


Рис. 10.11. Схема промивання свердловин за допомогою ерліфта: 1 – компресор; 2 – шланг; 3 – сальник; 4 – бурильна труба; 5 – повітропровідна труба; 6 – водопідйомні труби; 7 – змішувач; 8 – шламова труба; 9 – колонкова труба

Діаметр їх визначається з розрахунку створення перепаду тиску $5-15 \text{ Н/см}^2$, необхідного для перекриття сальником-пакером кільцевого зазору між снарядом і стінками свердловини.

Під час буріння в бурильні труби подається промивальна рідина. При цьому в комбінованому перехіднику створюється перепад тиску, за рахунок чого відбувається перекриття кільцевого зазору між снарядом і стінками свердловини. Промивальна рідина, виходячи з нижнього отвору перехідника через кільцевий зазор між колонковим снарядом і стінкою свердловини, попадає на вибій. Далі вона омиває вибій свердловини і, захоплюючи шлам і частинки порід, піднімається між керном і стінками колонкової труби і через шламопровідну трубку попадає в камеру соплового шламозбірника. У шламозбірнику великі частинки порід осідають, а дрібний шлам разом з потоком промивальної рідини за допомогою внутрішнього каналу комбінованого перехідника попадає в затрубний простір вище сальника-пакера і далі звичайним шляхом рухається через кільцевий зазор між бурильними трубами і стінками свердловини.

Під час роботи цього снаряда у шламовій трубі, піднятій зі свердловини, частинки шламу мають розмір $0,01-10 \text{ мм}$ і більше. При цьому не було випадків заклинювання керна, а також підвищилися середня механічна і рейсова швидкості буріння.

Внутрішні шламові труби як окремо, так і в комплексі з відкритими шламозбірниками знайшли застосування при бурінні зі зворотним промиванням, створюваним ерліфтом. У Донецькому технічному університеті розроблена установка для уловлювання шламу, у якій використовується одна внутрішня шламова труба, установлювана вище колонкової. Схема очищення вибою свердловини від шламу за допомогою ерліфта наведена на рис. 10.11.

Відомі й інші конструкції *снарядів для буріння зі зворотною привибійною циркуляцією*, у яких передбачене використання внутрішніх шламоуловлюючих труб. На рис. 10.12 наведена схема снаряда, що складається з дрібноалмазної коронки 1, керно-відривача 2, колонкової труби 3, закритої шламової труби 4, гумового сальника-пакера 5 і комбінованого перехідника 6 з каліброваними промивальними

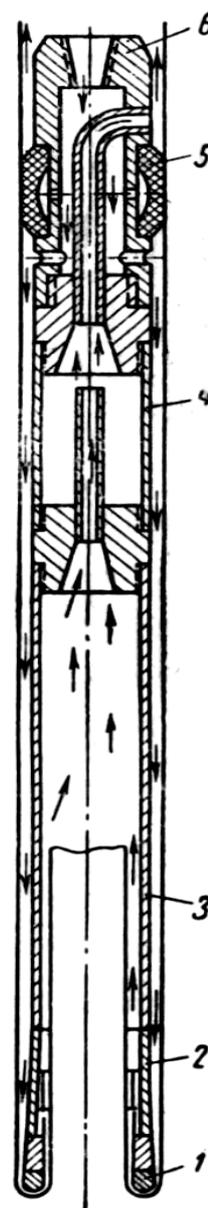


Рис. 10.12. Колонковий снаряд зі зворотною привибійною циркуляцією

У разі випробування порід вибою тільки по шламу внутрішні шламові труби із заглибними насосами можуть установлюватися за допомогою спеціальних перехідників безпосередньо над породоруйнівними інструментами буріння свердловин суцільним вибоєм.

10.5. Особливості випробування при вібраційному, ударно-канатному і шнековому бурінні

Особливості, що відрізняють випробування при бурінні свердловин вібраційним, ударно-канатним і шнековим способами:

- переважно відбір проб ґрунтів м'яких і малої твердості;
- необхідність відбору проб зруйнованої породи при шнековому й ударно-канатному бурінні;
- потреба періодичного відбору монолітів.

Найкращу якість інженерно-геологічної документації при бурінні в м'яких породах забезпечує вібраційний спосіб, який дозволяє з високою точністю (до 0,2–0,3 м) установити літологічні границі буримих порід.

10.6. Відбір проб зі стінок свердловин

Відбір проб зі стінок свердловини є важливим джерелом одержання фактичного матеріалу при низькому виході керна, при безкеровому бурінні, а також у всіх випадках, коли потрібен додатковий матеріал для вивчення речовинного складу порід.

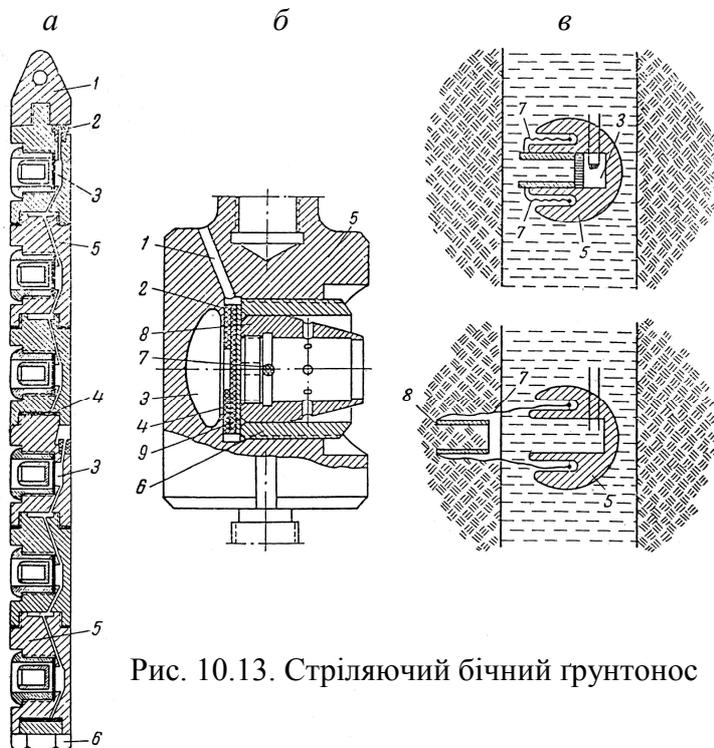


Рис. 10.13. Стріляючий бічний ґрунтонос

10.6.1. Бічні ґрунтоноси

Для взяття проб зі стінок свердловин, складених м'якими і середньої міцності породами, застосовуються *стріляючі бічні ґрунтоноси* (рис. 10.13). Ґрунтонос складається з декількох камер 5, з'єднаних між собою. До верхньої камери приєднується серга 1, за яку здійснюється спуск і підйом ґрунтоноса на кабелі (рис. 10.13, а). Просушена камера 3 (рис. 10.13, б) заповнюється порохом, потім укладається паронітова прокладка 2, через канал 1 пропускається провід від кабелю з відрізком дроту високого опору діаметром 0,1–0,2 мм. Відрізок дроту занурюється через отвір прокладки 2 у порох. На провідник накладаються паронітова 4 і сталева прокладки 9, у корпус угвинчується стовбур 6, уставляється порожній бойок 8, приєднаний до корпусу тросом 7. Аналогічно заряджають усі камери.

Аналогічно заряджають усі камери.

При пропусканні електричного струму через кабель дротики нагріваються і відбувається вибух, під дією якого порожній бойок входить у породу (рис. 10.14, в). Під час підйому сталевий трос 7 витягає бойок зі стінки свердловини й утримує його.

Якщо стінки свердловини складені міцними породами, для відбору проб застосовуються свердлувальні ґрунтоноси.



Рис. 10.14. Свердлувальний ґрунтонос:
а – схема свердлувального ґрунтоносу:
 1 – голівка-електровивід, 2 – верхній розпір; 3 – гідроциліндр верхнього розпору; 4 – основний електродвигун; 5 – редуктор; 6 – телескопічний карданний вал; 7 – голівка бура; 8 – коронка; 9 – касета; 10 – гідроциліндр подачі бура; 11 – дросель; 12 – клапан; 13 – нижній розпір; 14 – гідроциліндр нижнього розпору; 15 – клапан розпорів; 16 – гідронасос; 17 – електродвигун насоса; 18 – компенсатор тиску;
б – схема роботи свердлувального ґрунтоносу

Свердлувальний ґрунтонос СГ-110 складається з таких основних вузлів (рис. 10.14, *а*): голівка, верхній розпір, насос, електродвигун, бурова голівка з редуктором, нижній розпір з клапаном бура, компенсатор.

Усі вузли приладу виконані як окремі агрегати, з'єднані один з одним спеціальними муфтами. У зібраному вигляді прилад являє собою циліндричний снаряд, заповнений мастилом.

Характеристика СГ-110

Діаметр, мм	110
Довжина, мм	3100
Вага, кг	120
Довжина відбраного керна, мм	45–50
Діаметр керна, мм	22

Свердлувальний ґрунтонос СГ-110 працює в такій послідовності (рис. 10.14, *б*):

1. Прилад опускається в свердловину за допомогою каротажного кабелю на задану глибину, керує приладом спеціальна самохідна станція.
2. Прилад закріплений у свердловині гідравлічними розпорами.
3. Бур висувається і висвердлює зразок породи. Прилад залишається притиснутим до стінки свердловини.
4. Бур за допомогою керновідривача відриває висвердлений зразок і входить разом з ним усередину приладу.
5. Розпори приймають початкове положення.

Прилад готовий до підйому або переміщення в свердловині для відбору наступного зразка. Для того щоб повернути бур і розпори в первісне положення, необхідно роторові електродвигуна повідомити зворотне обертання. Клапа-

ни розпорів регулюють зворотну послідовність відходу бура і розпорів. Під час руху бура назад зразок від породи відривається керованим керном і при взятті наступного зразка виштовхується в касету. Вихід і відхід бура контролюється і керується з поверхні.

10.6.2. Засоби повторного шламового випробування стінок свердловин

Бічні шламові випробувачі, що застосовуються в практиці геологорозвідувальних робіт, за принципом дії поділяються на механічні й гідравлічні пристрої, обладнані шламоприймальними камерами (контейнерами). У деяких приладах використовується і механічний, і гідравлічний принцип дії.

За видом руйнування породи відомі шламові пробовідбирачі скребкової і розширювальної (обертальної) дії. Спуск шламових пробовідбирачів у свердловину здійснюється на бурильних трубах або тросі.

Найбільше поширення знайшли пробовідбирачі, що спускаються на трубах. Порівняно з канатними вони мають такі переваги:

1. Полегшується досягнення і випробування інтервалів при роботі в ускладнених свердловинах, коли потрібна примусова подача випробувачів до місця роботи, і при необхідності здійснюється промивання.
2. Зменшується кількість випадків обриву інструменту.
3. Полегшується ліквідація аварій.

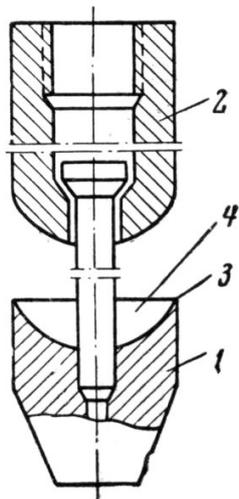


Рис. 10.15. Пробовідбирач скребкового типу

Найбільш простими за конструкцією є шламові *пробовідбирачі скребкової типу*. Вони успішно застосовуються при випробуванні порід у пошукових свердловинах, які проходять за допомогою задавлюючих установок типу СУГП-10. Конструкція найпростішого пробовідбирача показана на рис. 10.15. Наконечник 1 задавлюється установкою в породу колоною труб 2. При витяганні пробовідбирача його різальна кромка 3 здирає зразки пройдених порід зі стінок свердловини. Зразки породи накопичуються у виїмці 4 пробовідбирача.

Бічний ґрунтонос Г.А. Низовкіна і В.Ф. Кульбицького (рис. 10.16) також призначений для випробування слабких, переважно м'яких порід. Він складається з циліндричного корпусу 1, касети 2 і різальної частини 3. Ґрунтонос опускається в свердловину на колоні труб 5. При відборі проб зв'язних порід цей ґрунтонос дозволяє зберегти структуру ґрунту. Різальна частина ґрунтоносу виконана у вигляді рухомого ножа 3 жолобоподібної форми. Для відбору проб ніж висувається з вікна корпусу за допомогою троса 4. Після взяття проби ґрунту ніж при підйомі снаряда входить усередину ґрунтоносу.

Для відбору шламових проб зі стінок свердловини на великих глибинах А.А. Зверюга запропонував конструкцію *борозного гідравлічного пробовідбирача* (рис. 10.17). Пробовідбирач складається з перехідника 1, пов'язаного нарізним з'єднанням з гідравлічною поршневою системою. У поршневу систему входять циліндри 2 і 3 з поршнем 10 і штоком поршня 8, що має внизу двосторонню зубчасту рейку.

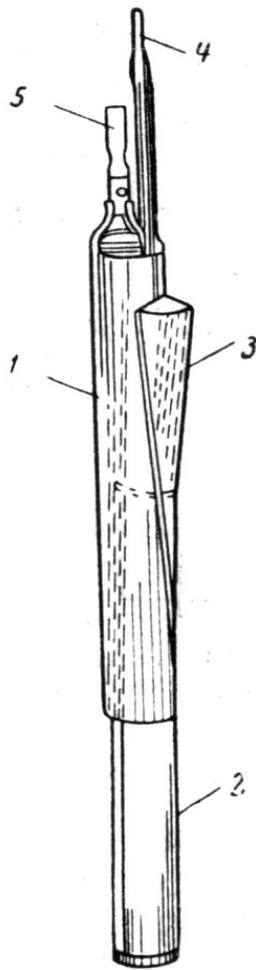


Рис. 10.16. Бічний ґрунтонос конструкції Г.А. Низовкіна і В.Ф. Кульбицького

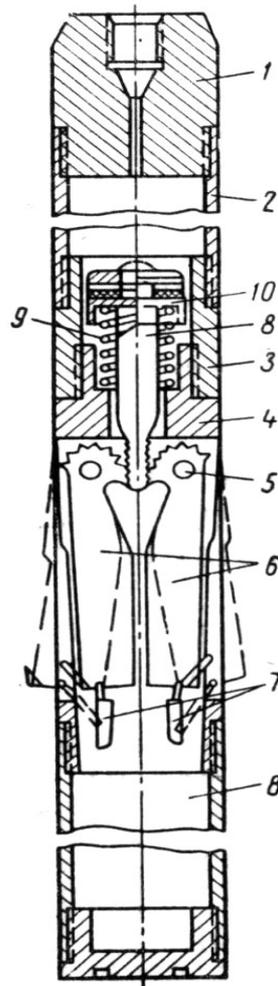


Рис. 10.17. Борозний пробовідбирач А.А. Зверюги

бурильних труб у свердловину до потрібного інтервалу і вмикають буровий насос. Під дією промивальної рідини поршень зі штоком переміщається вниз і за допомогою зубчастого зачеплення гребінки 6 висуваються з корпусу 4. Після розсування гребінок інструмент повільно, без обертання, піднімають нагору, не вмикаючи насос.

При цьому твердосплавні скребки будуть урізатися в стінки свердловини і зрізати породу, що у вигляді шламу осяде в шламові збірник.

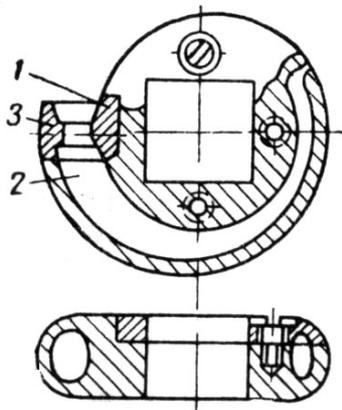


Рис. 10.18. Пробовідбирач конструкції Т.Є. Єременка

Поршень і його шток у неробочому стані за допомогою пружини 9 підтримуються у верхньому положенні. До нижнього циліндра 3 поршневої системи прикріплений корпус 4, у подовжні пази якого на осях 5 уставлені гребінки 6. Зубці гребінки знаходяться в зачепленні із зубчастою рейкою штока 8. При ввімкненому насосі гребінки під дією підпружиненого штока знаходяться в зведеному стані. Для різання породи кінці гребінок обладнані твердосплавними скребками. Лопатки 7 обмежують розсування гребінок і направляють відібрану пробу в шламову трубу. Шламова труба за допомогою різьби приєднується до нижньої частини корпусу 4 і утворює шламові збірний контейнер. Знизу контейнер закритий пробкою.

Для відбору проби пробовідбирач опускають на колоні

Галузь застосування цього пробовідбирача, як і для більшості снарядів скребкового типу, обмежена породами невисокої твердості.

Для випробування порід різної твердості і на будь-яких глибинах свердловин застосовують пробовідбирачі з кільцевим (обертальним) рухом робочих різців.

Дуже просту конструкцію (рис. 10.18), що працює за таким принципом, запропонував Т.Є. Єременко. Вона містить у собі порожню фрезу 1, закріплену горизонтально на бурильній колоні. Для полегшення розбирання інструменту фреза виконана рознімною у вигляді равлика 2.

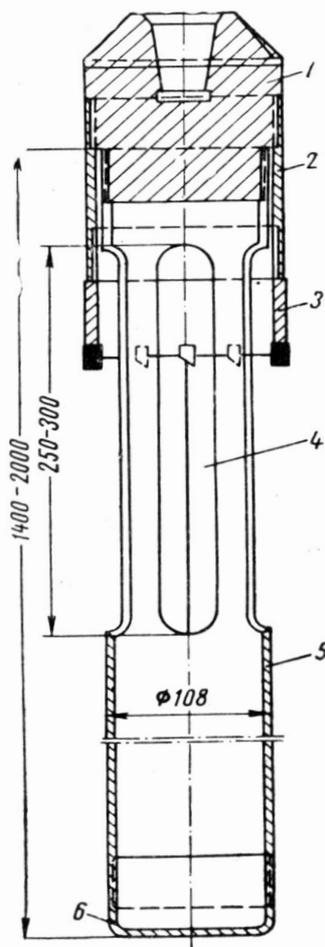


Рис. 10.19. Шламований пробовідбирач ПР-2

Утримання породи в камері здійснюється за рахунок внутрішнього виступу 3 на різальному башмаку пристрою. Недолік цього інструменту – малий об'ємшламоприймальної камери, що практично дає можливість відібрати пробу тільки в одній точці стовбура свердловини.

А.Я. Прокопенко запропонував *шламовий пробовідбирач ПР-2* (рис. 10.19). Він складається з переходників 1 і 2, твердосплавної коронки-розширювача 3, труби-пастки 5, що має у верхній частині щілинні отвори 4, а в нижній – пробку 6.

Опис роботи пробовідбирача. На початку буриться свердловина суцільним вибоєм, потім розширюється без промивання даним пробовідбирачем наступного номінального діаметра. При цьому зруйновані породи стінок свердловини попадають у трубу-пастку через щілинні отвори.

У результаті розширення стінок свердловини пробовідбирач дозволяє одержувати шламові проби з будь-якого інтервалу свердловини замість керна.

Недоліком даних пробовідбирачів є мала місткістьшламоприймальних камер і труднощі відбору зразків з порід середніх і високих категорій буримості, для випробування яких успішно використовуються ударно-механічні й гідравлічні *пробовідбирачі-розширювачі*.

Породоруйнівна частина цих інструментів за своєю конструкцією аналогічна розширювачам, що застосовуються для розширення свердловини під трубами. За принципом дії розширювачі поділяються на ударні (рис. 10.20, а) та обертальні (рис. 10.20, б, в).

У розширювача ударно-механічної дії розведення різців звичайно здійснюється за допомогою пружини 6. Перед спуском різці 5 зводяться разом і зв'язуються тонким дротом. Після досягнення інтервалу розширення інструмент починають розходжувати, коли дріт перетирається, він звільняє різці. При підйомі різці можуть вільно заходити в пази корпусу розширювача і не чіпляються за нерівності стінки свердловини. Під час скидання снаряда вони під дією пружини виходять з пазів і, вриваючись у породу стінок свердловини, видаляють верхні пласти породи у вигляді шламу.

Розведення різців у розширювачів другого типу здійснюється за допомогою гідравлічного зусилля промивальної рідини, закачуваної у бурильні труби. Розширювачі гідравлічні зазвичай руйнують породу обертальним способом.

На рис. 10.20, в наведена конструкція розширювача РГ-1. Він складається з порожнистого корпусу 1 з поршнем 2, що підпирається пружиною 6 і має трубчастий шток 3 з двома тягами 4 і різцями 5. Для розширення свердловини опущений під труби розширювач спочатку обертають без промивання, потім дають промивання, а коли ножі розроблять свердловину і розкриються повніс-

ттю, розширювач подають далі. Для відбору шламової проби до розширювача може приєднуватися шламозбірна труба. Різці в пазах розширювача можуть бути встановлені в будь-якій кількості (зазвичай два, три, чотири) на одному або на різних рівнях.

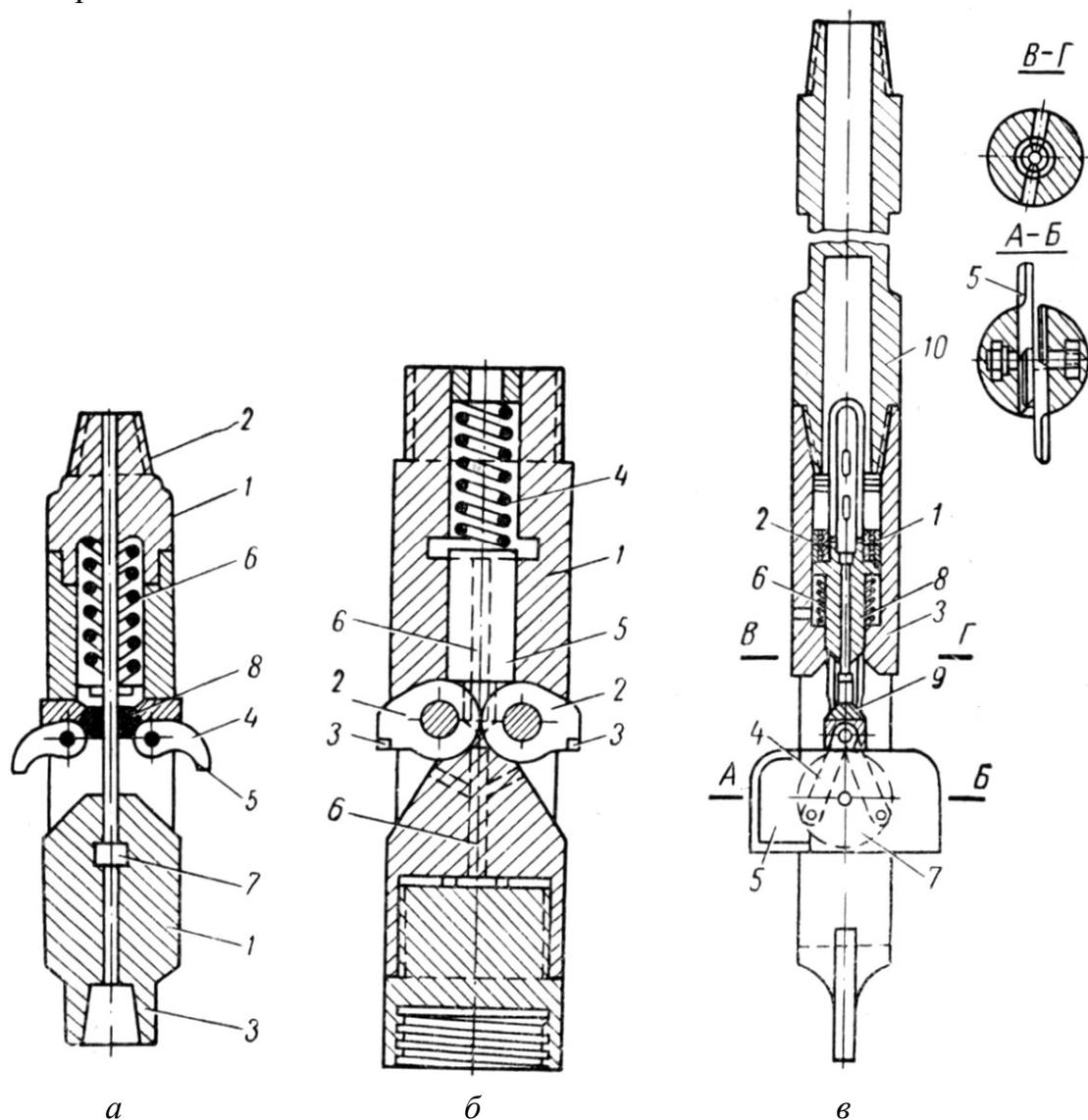


Рис. 10.20. Розширювачі:

- а* – для ударного буріння: 1 – корпус; 2 – різьба; 3 – внутрішня різьба; 4 – вісь; 5 – різець; 6 – пружина; 7 – промивальний канал; 8 – вкладиш; 10 – бурильна труба;
б – пружинно-гідралічний алмазний: 1 – корпус; 2 – різці; 3 – алмази; 4 – пружина; 5 – циліндричний вкладиш; 6 – промивальний канал;
в – гідралічний РГ-1: 1 – корпус; 2 – поршень; 3 – трубчатий шток; 4 – тяги; 5 – різці; 6 – пружини; 7 – вісь; 8 – промивальний канал; 9 – отвір; 10 – бурильна труба

10.7. Випробування і дослідження нафто- і газонесних пластів

Роботи з випробування і дослідження перспективних горизонтів є дуже важливими й відповідальними в загальному циклі спорудження нафтових і газових свердловин. Від вдалого їх проведення залежить вирішення кінцевих завдань розвідувального буріння. Вони включають у себе виклик припливу пластової рідини (газу), відбір проб і дослідження випробуваного пласта.

У свердловинах при вивченні продуктивних горизонтів можуть проводитися гідростатичні й гідродинамічні дослідження.

Ураховуючи, що гідростатичні дослідження зазвичай доповнюють гідродинамічні, наведемо тільки основні завдання гідростатичних досліджень: вивчення начального стану покладу; уточнення місцезнаходження водонафтового і газонафтового контурів; встановлення непроникних або малопроникних зон між свердловинами тощо.

Основним методом дослідження пластів і свердловин є гідродинамічні дослідження. Вони дозволяють на основі вивчення залежностей між вибірними тисками (у часі) і дебітами встановлювати гідродинамічні параметри продуктивних пластів. При цьому на відміну від геофізичних і геологічних методів можливе отримання даних про пласт на значних ділянках навколо досліджуваних свердловин. Сполучення гідродинамічних, геофізичних, геологічних і лабораторних досліджень дозволяє отримати найбільш повні відомості, які необхідні для підрахунку запасів, проектування систем розробки і здійснення експлуатації родовища.

Остаточний висновок про наявність нафти і газу в тому чи іншому пласті та його промислову значимість можна зробити тільки за результатами прямого випробування, тобто одержання припливу пластового флюїду.

Основні завдання випробування перспективних (продуктивних) горизонтів:

- одержання припливу і відбір проби пластового флюїду з досліджуваного об'єкта;
- вимірювання пластового тиску і температури;
- оцінка продуктивності пласта;
- оцінка колекторських властивостей пласта;
- оцінка ступеня забрудненості пристовбурної зони пласта.

Суть випробування полягає в ізоляції перспективного об'єкта від усієї решти проникних об'єктів і від дії тиску стовпа промивальної рідини, що заповнює свердловину, створенні різниці між пластовим тиском у даному об'єкті й тиском у свердловині, достатньої для отримання припливу пластового флюїду. При цьому здійснюється реєстрація об'ємної швидкості припливу, характеру зміни тиску в свердловині навпроти даного об'єкта протягом всього періоду випробування та відбір достатньої для аналізів кількості проби пластового флюїду.

Конкретний обсяг завдань, що ставляться при випробуванні того чи іншого горизонту, залежить від призначення свердловини, перспективності об'єкта, способу випробування, стійкості порід, складу і властивостей промивальної рідини та ряду інших факторів.

Вирішити ці завдання можна як у процесі буріння, безпосередньо після розкриття даного об'єкта до перекриття його обсадною колоною, так і після завершення буріння і кріплення свердловини.

Оскільки в процесі буріння і кріплення свердловини можливе суттєве забруднення проникних пластів і погіршення їх колекторських властивостей, то найбільш вірогідну інформацію про перспективні пласти можна одержати при

їх випробуванні в процесі буріння, оскільки в пласт ще не проникла значна кількість промивальної рідини та її фільтрату.

У багатьох випадках випробування в процесі буріння дозволяє значно зменшити вартість свердловини, а саме:

– якщо всі випробувані об'єкти виявилися непродуктивними, то відпадає необхідність спуску і цементування обсадної колони для їх розмежування;

– якщо непродуктивною виявилася частина об'єктів, то відпадає необхідність перфорації обсадної колони навпроти них, а також установки роз'єднувальних мостів і детального дослідження цих об'єктів.

У процесі буріння об'єкти випробовують у міру їх розкриття, тобто способом "зверху–вниз".

Після закінчення буріння об'єкти випробують способом "знизу–вверх", тобто починають з самого нижнього об'єкта. Потім, ізолював його цементним мостом, випробують наступний, ближній до нього об'єкт. Так, послідовно переходячи від найнижчого до найвищого, виявляють продуктивність усіх намічених до випробування перспективних горизонтів.

Для випробування об'єктів у процесі буріння застосовують спеціальні апарати, які можна об'єднати в три групи:

1. **Апарати, які скидаються всередину колони бурильних труб безпосередньо перед початком випробування.** Вони дозволяють випробувати той об'єкт, який розбурюється в даний момент.

Основні переваги таких апаратів:

– можливість випробування об'єкта, поки він практично ще не забруднений промивальною рідиною;

– мінімальні затрати на спуск і підйом апарата та на підготовчі роботи;

– мінімальна вартість випробування.

До недоліків таких апаратів належать:

– порівняно малий об'єкт проби рідини, що відбирається з об'єкта, і недостатній об'єм інформації про об'єкт;

– можливість використання тільки при роторному способі буріння.

2. **Апарати, які спускаються у свердловину на каротажному кабелі.** За їх допомогою можна з якоїсь локальної ділянки об'єкта відібрати в герметизований балон невелику за об'ємом (5–20 л) порцію рідини (газу) і зареєструвати характер зміни тиску і температури в балоні протягом відбирання проби.

До переваг такого способу належать:

– мінімальний обсяг підготовчих робіт до спуску апарата в свердловину;

– незначні затрати часу на спуск і підйом та відбір проби рідини;

– мінімальний ступінь забруднення об'єкта промивальною рідиною до початку випробування.

Основним недоліком даного способу є малий обсяг первинної інформації, що пов'язано з малою місткістю балона, а також те, що випробування охоплює лиш незначну частину об'єкта. Тому його розглядають як оперативний і дешевий спосіб одержання початкової інформації про перспективний об'єкт.

3. **Випробувачі пластів трубні (ВПТ),** які спускаються в свердловину за допомогою бурильної колони. ВПТ найбільш широко використовуються при

бурінні свердловин, оскільки вони дозволяють одержати найбільш повний обсяг інформації про об'єкт випробування.

Основні недоліки ВПТ:

- необхідність виконання великого обсягу підготовчих робіт перед спуском його в свердловину;
- великі затрати часу на спуск, підйом та підготовчі до спуску роботи;
- більше забруднення об'єкта, що підлягає випробуванню, через більшу тривалість спуску і підготовчих робіт порівняно з використанням інших апаратів;
- більша вартість робіт, ніж у разі використання апаратів інших типів.

Апарати першої і другої груп доцільно використовувати як оперативні засоби для одержання первинної інформації про той чи інший об'єкт.

ВПТ використовуються насамперед для випробування тих об'єктів, наявність нафти або газу в яких підтверджена оперативними методами і даними геофізичних досліджень. Їх також застосовують у тих випадках, коли немає впевненості у вірогідності даних промислової геофізики та оперативних способів випробування.

Суть випробування за допомогою ВПТ полягає в тому, що пласт ізолюється від усіх інших проникних пластів і стовпа промивальної рідини, після чого з'єднується з денною поверхнею через бурильну колону. При цьому в свердловині створюється депресія, величина якої регулюється висотою стовпа рідини в колоні і яка має бути достатньою для забезпечення припливу пластового флюїду. В разі одержання припливу пластового флюїду реєструється його об'ємна швидкість і зміна тиску в свердловині в інтервалі залягання об'єкта протягом усього періоду випробування, відбирається проба пластового флюїду і вимірюється кількість рідини, що поступила з пласта за час випробування.

Послідовність операцій при роботі ВПТ і діаграми тисків при випробуванні пласта наведені на рис. 10.21.

Процес одноциклового випробування. Випробувач спускається у свердловину на бурильних трубах 1. Під час спуску отвори головного (впускного) клапана 2 закриті і рідина, що заповнює свердловину, обтікає пакер 4, який знаходиться у транспортному положенні. Щоб зменшити опір при проходженні пакера через звужені місця свердловини, рідина пропускається всередину випробувача, потрапляючи через отвори фільтра 5 нижче пакера і виходячи через отвори вирівнюючого клапана 3 вище пакера. Завдяки цьому тиск над і під пакером вирівнюється.

Глибинний манометр 6, установлений у зоні фільтра, записує зростання тиску в міру спуску випробувача в свердловину, що спрощено показано на діаграмі *a* у вигляді відрізка *OA*. Схема *I* відповідає процесу спуску випробувача в свердловину.

Після досягнення необхідної глибини (коли фільтр буде розташований навпроти об'єкта) пакер розширюється і щільно притискається до стінок свердловини, а отвори вирівнюючого клапана 3 закриваються, відокремлюючи об'єкт від надпакерної зони. Схема *II* відповідає моменту пакерування, а глибинний манометр записує в цей час криву *AB*.

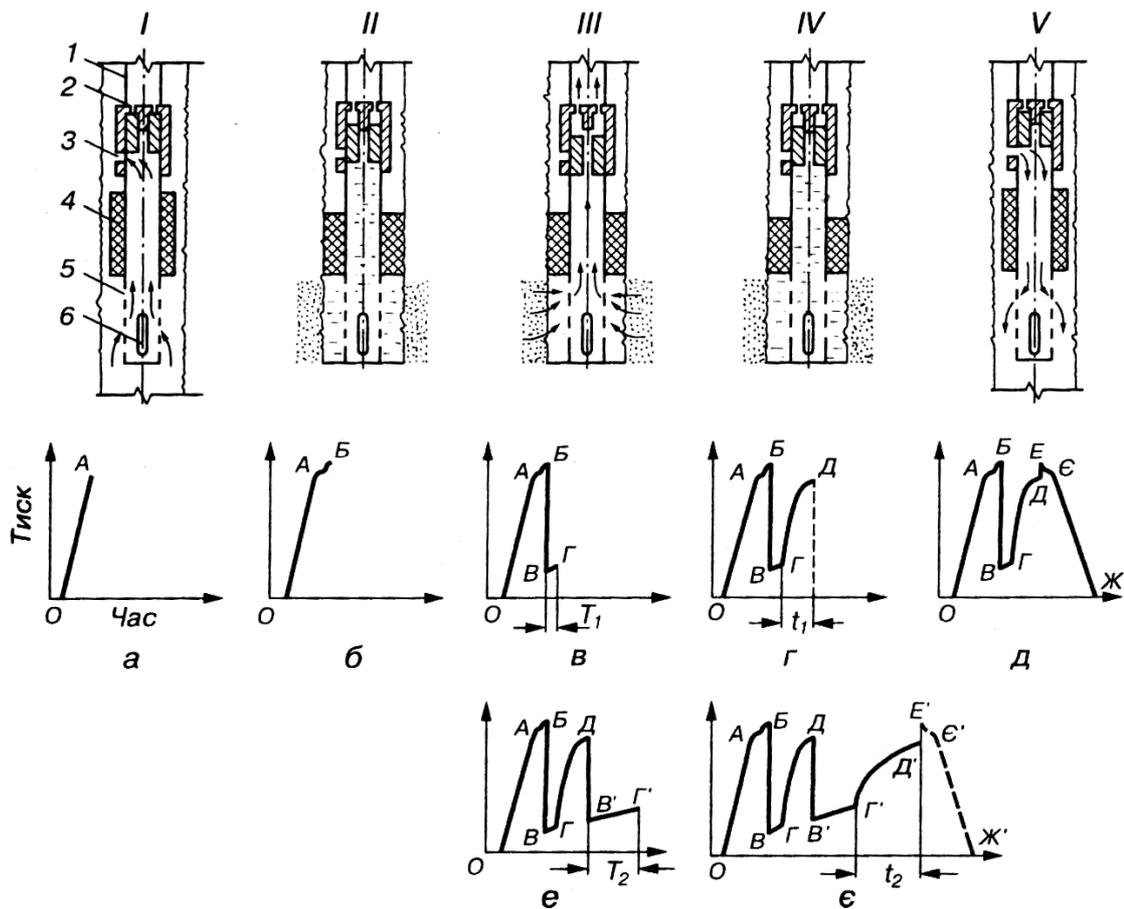


Рис. 10.21. Послідовність операцій і запис діаграми тисків при випробуванні пласта:
 I – спуск випробувача; II – пакування; III – відкритий період;
 IV – закритий період; V – підйом випробувача;
 1 – бурильні труби; 2 – головний (впускний) клапан; 3 – вирівнюючий клапан;
 4 – пакер; 5 – фільтр; 6 – глибинний манометр

Після цього відкриваються отвори впускного клапана 2 і підпакерна зона, де знаходиться об'єкт досліджень, сполучається з внутрішньою порожниною колони бурильних труб. Тиск миттєво падає, створюючи депресію на пласт та умови для припливу. Найбільшою депресія буде тоді, коли бурильні труби повністю спорожнені ($\Delta p_{\max} = p_{\text{пл}}$). Проте максимальна величина депресії на пласт встановлюється з врахуванням таких обмежень: міцності бурильних труб на зім'яття від дії зовнішнього тиску промивальної рідини; міцності й стійкості пакера; стійкості гірських порід в інтервалі випробування і пакування.

При випробуванні колекторів, насичених нафтою з високим газовим фактором, необхідно, щоб при депресії вибійний тиск був більший від тиску насичення. Це забезпечить лінійну фільтрацію рідини в пласті, що є одним з критеріїв одержання якісних результатів випробувань. Величина депресії на пласт не повинна перевищувати $0,75p_{\text{пл}}$.

Зменшити депресію на пласт можна шляхом заповнення частини бурильної колони технічною водою або промивальною рідиною.

Лінія БВ на діаграмі *в* відповідає моменту відкриття впускного клапана. Під дією депресії на пласт починається приплив флюїду в підпакерна зону свердловини і заповнення ним порожнини бурильної колони. Глибинний манометр

запише в цей час лінію ВГ, яку називають початковою кривою припливу (КП), а схема III відповідає першому відкритому періоду.

Через певний час приплив пластового флюїду в бурильні труби припиняють, закриваючи для цього впускний клапан. При цьому тиск у закритому просторі підпакерної зони інтенсивно зростає (крива ГД, діаграма з). Це відповідає так званому першому закритому періоду, а криву ГД називають початковою кривою відновлення тиску (КВТ).

Якщо закритий період тривалий, то тиск у точці Д буде близьким до пластового.

Цикл завершується відкриттям вирівнюючого клапана З (схема V), після чого вирівнюється тиск над і під пакером (лінія ДЕ), пакер переводиться в транспортне положення (лінія ЕЄ) і проводиться підйом випробувача (лінія ЄЖ).

Для одержання повнішої інформації про об'єкт проводять двоциклове, а інколи і трициклове випробування. Для цього існують багатоциклові випробувачі, які дозволяють повторювати відкриті й закриті періоди (діаграми е, є) багаторазово. Всі елементи обладнання спрацьовують від осьового навантаження, що створюється масою бурильної колони.

Процес багатоциклового випробування. Після досягнення випробувачем вибою свердловини під дією осьового навантаження гумовий елемент пакера зменшується в довжині та збільшується в діаметрі, ізолює розташовану нижче пакера зону від іншої частини свердловини. Під дією цього ж навантаження через деякий час (30–180 с) закривається вирівнюючий і відкривається впускний клапан. Затримка в часі спрацювання клапанів регулюється гідравлічним реле, і вона потрібна, щоб уникнути випадкового спрацювання клапанів під час спуску випробувача в свердловину. Щоб перейти від першого відкритого періоду (схема III) до першого закритого періоду (схема IV), колону бурильних труб повільно піднімають, вибираючи власну вагу, а потім ще приблизно на 0,5 м. При цьому впускний клапан випробувача закривається, а вирівнюючий клапан залишається в закритому положенні.

Спеціальний пристрій дозволяє уникнути передчасного відкриття вирівнюючого клапана й обертати бурильну колону для запобігання прихвату.

Після закінчення першого закритого періоду колону бурильних труб опускають до початкового положення, внаслідок чого впускний клапан випробувача знову відкривається і починається другий відкритий період випробування, при якому манометр записує так звану кінцеву криву припливу ВГ' (діаграма е). По закінченні заданого часу другого відкритого періоду колону труб знову трохи піднімають, впускний клапан випробувача закривається і починається другий закритий період випробування, а манометр записує кінцеву криву відновлення тиску Г'Д' (діаграма є).

Послідовність операцій другого циклу випробування показана на рис. 10.21 (діаграми е та є).

Таким чином, за рахунок осьових переміщень колони труб можна одержати необхідну кількість відкритих і закритих періодів випробування.

Дослідження пластів за методикою "знизу–вверх" передбачає: буріння свердловини до проектної глибини; спуск у свердловину експлуатаційної коло-

ни і її цементування; перфорацію (кульовими, торпедними, кумулятивними і гідропіскоструминними перфораторами) колони і цементного кільця на необхідній глибині для сполучення випробуваного пласта зі свердловиною; виклик припливу з пласта; відбір проби пластової рідини і дослідження пласта простежуванням рівня рідини в свердловині і шляхом зняття кривих відновлення пластового тиску. При випробуванні наступних об'єктів установлюють цементні мости для роз'єднання пластів.

Для виклику припливу знижують тиск на пласт стовпа промивальної рідини, яка заповнює свердловину. Зниження протитиску на пласт може бути досягнуто одним з таких способів (або їх поєднанням):

- заміною промивальної рідини в свердловині на воду або нафту;
- заміною води в свердловині на нафту;
- зниженням питомої ваги промивальної рідини шляхом її аерування (газування);
- зниженням рівня рідини в свердловині тартаванням або свабуванням;
- зниженням рівня рідини в свердловині стиснутим повітрям (за допомогою компресора);
- зняттям гідростатичного тиску за допомогою випробувачів пластів.

У цілому випробування пластів після закінчення буріння і спуску експлуатаційної колони має суттєві недоліки:

- значна трудомісткість і тривалість випробування, що призводить до зниження циклових швидкостей буріння розвідувальних свердловин;
- не виправдані в багатьох випадках витрати обсадних труб і цементу, якщо продуктивність пласта не підтверджується;
- забруднення у відкритому стовбурі верхніх пластів при розбурюванні нижніх;
- великі перерви у часі від моменту розкриття пласта до початку його дослідження знижують якість випробування (проникність пласта може зменшуватися при тривалому впливі промивальної рідини на привибійну зону і при цементуванні свердловини);
- поступове зниження тиску при виклику припливу цими методами не дає необхідного ефекту в умовах незначних пластових тисків і низької проникності продуктивного горизонту (це може призвести до пропуску таких пластів).

Дослідження одного пласта продовжується кілька діб.

Після завершення досліджень проводять пробну експлуатацію нафтової свердловини на оптимальному режимі (10–15 діб).

Якщо при випробуванні одержують великий дебіт нафти або газу, то звичайно подальше дослідження припиняють, а свердловину передають в експлуатацію.

По закінченні випробування свердловини складаються акти про результати дослідження кожного об'єкта, установку цементних мостів, про передачу свердловини в експлуатацію або її консервацію, якщо не підготовлена експлуатація.

Акт про ліквідацію свердловини складається, коли результати випробування негативні.

10.8. Випробування водоносних пластів

Для випробування водоносних пластів використовують відкачки, під час яких рівень води в свердловині знижується, а після їх припинення – знову відновлюється. У результаті зменшення гідростатичного тиску під час відкачки до стінок свердловини і вибою через водоносні породи спрямовуються потоки води. Чим більше відкачують води, тим сильніший приплив.

10.8.1. Види і призначення відкачок

Відкачки проводяться для очищення води від сторонніх домішок, піску і мути, а також для випробування свердловини з метою встановлення її продуктивності й підготовки до постійної експлуатації. Застосовують попередню, пробно-експлуатаційну і дослідну відкачки.

Попередню відкачку (прокачку) при необхідності можна запроектувати також і як окремі різновиди робіт зі спеціальною метою (наприклад, для орієнтовного випробування попутно зустрінутого водоносного горизонту). Таку відкачку можна використовувати для очищення свердловини перед пробно-експлуатаційною або дослідною відкачкою. Попередню відкачку проводять желонкою або ерліфтом. Дебіт і зниження рівня при цьому фіксують зазвичай тільки орієнтовно, через те що стабільний режим припливу досягається рідко. Але якщо при попередній відкачці рівень води знижується до вибою свердловини, доцільно поспостерігати за його повним або частковим відновленням і відмітити час, а також характер інтенсивності відновлення.

Пробно-експлуатаційна відкачка проводиться для встановлення дослідним шляхом можливості одержання зі свердловини запроектованої кількості води, а також для вивчення стабільності витрати та якості води в часі. Пробно-експлуатаційні відкачки можна проектувати з одним зниженням рівня за умови, що продуктивність свердловини при цьому зниженні буде перевищувати експлуатаційну продуктивність.

Дослідна відкачка потрібна для отримання характеристики багатоводності свердловини. Результати відкачки слугують для розрахунку продуктивності свердловини за допомогою відповідних формул і побудови графіків залежності дебіту від зниження. Дослідні відкачки слід проектувати, коли намічена експлуатаційна продуктивність свердловини перевищує продуктивність обладнання, яке призначене для випробування, за умовами проекту необхідно отримати дані для прогнозу можливої максимальної продуктивності свердловини, а також скласти уявлення про закономірності зміни питомого дебіту залежно від величини зниження.

10.8.2. Тривалість відкачок

При проектуванні тривалості відкачки слід брати до уваги основні положення, наведені нижче.

Відкачка повинна продовжуватися до повного освітлення води при усталеному режимі припливу, тобто при стабільному зниженні й при відповідному до цього зменшенні дебіту.

Час, необхідний для встановлення стабільного режиму припливу в свердловину, залежить від гідравлічного стану водоносного горизонту. Цей час для безнапірних горизонтів буде значно довшим, ніж для напірних. У безнапірних водоносних горизонтах процес формування депресійної воронки триває впродовж доволі значного періоду. Він коротший для порід гарно проникних і довший для порід, що мають низьку фільтраційну властивість.

Для напірних водоносних горизонтів унаслідок передачі гідростатичного тиску стабільний режим припливу настає набагато скоріше. Час встановлення стабільного режиму припливу для напірних горизонтів також залежить від літологічного складу і фільтраційної властивості водоносних порід, але в набагато меншому ступені, порівняно з безнапірним горизонтом, і нерідко становить усього декілька хвилин.

Цю різницю гідравлічного стану безнапірних і напірних водоносних горизонтів необхідно враховувати при складанні проектів організації робіт і програм на проведення пробно-експлуатаційних та дослідних відкачок, зокрема, й при визначенні їх тривалості.

Відкачки зі свердловин, які розкрили напірні водоносні горизонти слід розділяти на дві стадії.

Перша полягає в попередній відкачці з максимально можливою продуктивністю до повного освітлення води незалежно від часу, який необхідний для цього.

У другій стадії відкачку проводять для визначення залежності дебіту від зниження. Це триває не більше 4 год на кожне зниження для дослідної відкачки і не більше 8 год на одне зниження для пробно-експлуатаційної відкачки за умови, що рівень води і продуктивність відкачки незмінні.

При проектуванні дослідної відкачки тривалість її при двох зниженнях в умовах гарно вивчених напірних водоносних горизонтів, які являють собою породи з великою фільтраційною здатністю, можна обмежувати 1 зміною. Для горизонтів з незначною фільтраційною здатністю тривалість дослідної відкачки слід збільшувати до 2–3-х змін при всіх інших рівних умовах. Відповідно тривалість пробно-експлуатаційної відкачки в аналогічних умовах становитиме 3–5 змін при одному зниженні рівня.

Відкачки зі свердловин у первісно освоєваних районах зі слабо вивченими гідрогеологічними умовами при розкритті напірного горизонту вперше повинні бути більш тривалими.

При визначенні тривалості відкачки зі свердловини, яка розкрила безнапірний водоносний горизонт, слід враховувати можливий дебіт, фільтраційну здатність порід, характер їх літологічного складу, а також вид водоприймальної частини і фільтру.

Для загальної орієнтації можна керуватися даними, наведеними в табл. 10.7, в яку при потребі слід вносити корективи.

Одна з основних вимог відкачки – її безперервність. Ця вимога повинна бути відмічена в проекті організації робіт. Перерви у відкачках допускаються лише при переході від одного ступеня зниження до іншого.

Тривалість відкачок при максимальному зниженні

Водоносні породи	Коефіцієнт фільтрації, м/добу	Гідравлічний режим	Тривалість відкачок, діб	
			одиначні свердловини	кущові і групові свердловини
Грунтові й неглибокі напірні води Тріщинуваті і закарстовані породи: гравійно-галечникові відклади без заповнювачів; крупно- і середньозернисті однорідні піски	> 30	Напірний Безнапірний	2–3 3–4	3–5 4–6
Тріщинуваті й закарстовані породи: гравійно-галечникові відклади з піщаним і супіщаним заповнювачем	30–10	Напірний Безнапірний	3–4 4–6	4–6 5–7
Неоднорідні крупно-, середньо- та дрібнозернисті піски	10–5	Напірний Безнапірний	4–6 5–7	5–7 6–8
Глибокі напірні (артезіанські води) Тріщинуваті породи, ущільнені піски	5–0,5	Пружний, високонапірний	3–5	5–7
Те ж саме	< 0,5	Те ж саме	5–7	3–10

10.8.3. Величина зниження

При проектуванні відкачок необхідно спочатку задатися не лише дебітом, але й величиною зниження. При цьому слід враховувати, що в різних умовах одному й тому ж дебіту будуть відповідати різні зниження.

Величина зниження залежить від багатоводності горизонту і потужності насосного обладнання. У зв'язку з цим вона може змінюватися в широких межах, через те що багатоводність горизонту знаходиться в безпосередньому зв'язку з його потужністю, будовою і літологічним складом порід, які його утворюють.

Однак незалежно від його складу, будови, потужності й особливостей фільтру величина зниження повинна задовольняти такі вимоги:

1. Мінімальна величина кожного (одного) ступеня зниження не повинна бути менша ніж 1 м для зменшення можливої відносної похибки при замірі рівня води.

2. Максимальне (на 2–3 ступеня) зниження повинно становити відповідно 0,2–0,3 висоти незнижуваного стовпа води в свердловині у випадку, якщо експлуатація свердловини намічається при дуже великому зниженні рівня (0,5–0,6 висоти незнижуваного стовпа води в свердловині).

3. Максимальне зниження при відкачці не повинно бути меншим ніж 0,3 величини передбачуваного зниження при експлуатаційній відкачці у випадку, якщо експлуатація свердловини намічається при порівняно невеликому зниженні рівня.

При проектуванні величини окремих знижень для проведення дослідної відкачки можна керуватися такими вказівками:

а) для водоносних горизонтів, які являють собою скельні сильнотріщинуваті породи, а також пухкі гравійно-галечникові породи при питомому дебіті свердловини 18–36 м³/год і більше, бажано, щоб різниця між зниженнями складала 1,5–2,0 м;

б) для водоносних горизонтів, які складені середньотріщинуватими породами (крейда, мергелі тощо), а також пухкими гравійно-піщанистими породами при питомому дебіті 5–18 м³/год, різницю між зниженнями можна прийняти 2–3 м;

в) для водоносних горизонтів, які складені скельними слаботріщинуватими породами, а також середньо- і дрібнозернистими піщанистими породами при питомому дебіті до 5 м³/год, різницю між зниженнями можна прийняти 3–5 м.

10.8.4. Кількість знижень і їх послідовність

Проектування кількості знижень обумовлено метою відкачки, величиною проектного дебіту і максимальною продуктивністю наявного насосного обладнання, а також ступенем вивченості району в гідрогеологічному відношенні.

У гарно вивчених і районах, що характеризуються багатководними горизонтами, допускаються пробно-експлуатаційні відкачки з одним зниженням за умови отримання при цьому дебіту, який дорівнює запроєктованому або перевищує його. Такі відкачки можна проводити тільки із свердловин, які розкрили водоносні горизонти, складені стійкими тріщинуватими або галечниково-гравійними породами, з безфільтрових або із свердловин обладнаних каркасно-стрижневими, гравійними фільтрами або фільтрами у вигляді перфорованих труб.

У всіх інших випадках із свердловини повинні проводитися дослідні відкачки з двома ступенями зниження, що забезпечує кращі умови для утворення природного фільтра, а також дає можливість обґрунтувати розрахунок дебіту при динамічному рівні більш низькому, ніж максимальний рівень при дослідній відкачці. Послідовність ступенів зниження необхідно назначати відповідно до літологічного складу водоносної породи і встановленого фільтра.

Відкачку зі свердловини, яка обладнана сітчастим фільтром у піщаному водоносному горизонті, слід починати з мінімальним зниженням, збільшуючи його поступово. Відкачку з безфільтрової або свердловини, обладнаної перфорованими трубами, можна почати зі зниженням, максимально припустимим для наявного водопідйомника. Потім при необхідності треба переходити від більшого зниження до меншого.

10.8.5. Продуктивність відкачки

Продуктивність пробно-експлуатаційної і дослідної відкачки проектується відповідно до розрахункового водоспоживання об'єкта, для якого намічається буріння свердловини. За всіх умов бажано, щоб максимальна продуктивність відкачки дорівнювала проектованій експлуатаційній продуктивності або навіть перевищувала її.

Якщо ж максимальний дебіт при відкачці не може бути доведений до експлуатаційної продуктивності, то необхідно, щоб він складав не менше 0,4 запроєктованого дебіту. Дотримання такого співвідношення дає можливість правильно і обґрунтовано розраховувати запроєктований дебіт за відповідними формулами.

При проектуванні величини максимальної продуктивності дослідної або пробно-експлуатаційної відкачки кожного разу необхідно брати до уваги всі гідрогеологічні й технічні параметри свердловини, а також урахувати всі параметри водопідйомника.

10.9. Випробування при проведенні гірничих виробок

У процесі геологічних досліджень того або іншого району, особливо при систематичних пошуках і розвідці родовищ корисних копалин, велике, а в багатьох випадках вирішальне значення має вивчення якісно-технологічних властивостей порід для визначення ступеня придатності їх як природної мінеральної сировини. Для цієї мети необхідно відібрати деяку кількість передбачуваних продуктивних порід.

Існує кілька способів узяття проб у гірничих виробках і природних відкладах. Найпоширеніші такі: точковий, штуфний, борозний, шпуровий, задирковий, валовий і спосіб вичерпування.

Точковий спосіб випробування. Точкові проби відбираються у вибоях або на стінках гірничих виробок (підземних і відкритих) і в природних оголеннях. Після вибору ділянки випробування (вибій, частина стінки, частина вибою кар'єру або оголення) місця проб намічають відповідно до сітки або ліній. Відбійка проб здійснюється за допомогою зубила і ручного молотка з точок перетинання ліній сітки або з центрів її комірок. Кожна окрема проба, узята в одній точці, являє собою невеликі шматочки діаметром до 2–3 см, її загальна вага становить близько 100 г. Види сіток і розміри комірок визначаються характером і ступенем рівномірності в розподілі корисної копалини: сітки можуть бути квадратними (10×10, 20×20 і 50×50 см), прямокутними (10×20, 20×40 см та ін.), іноді ромбічними. При різко вираженій зональності часті точкові проби можна розташовувати на лініях, спрямованих вхрест зональності, причому відстані між лініями будуть значно більшими, ніж відстані між пробами.

Штуфний спосіб випробування. До проб точкового випробування можна віднести взяття штуфних проб. Штуфи, або так звані зразки порід у вигляді шматків різних розмірів, можуть відбиратися з різних точок на поверхні й у підземних гірничих виробках. Проби відбираються з метою вивчення мінералогічного, а іноді й хімічного складу порід. При невеликих кількостях штуфів робота з їх відбійки входить у загальний обсяг геологічних досліджень і є обов'язком геолога або колектора; обсяг робіт при масовому штуфному випробуванні, що буває необхідним для детального вивчення родовища, може бути визначений за нормами точкового випробування.

Борозний спосіб випробування. При борозному випробуванні проби відбираються у вигляді борозни прямокутного, квадратного або трикутного перетину та являють собою лінійні проби.

Найчастіше борозні проби розташовуються відповідно до потужності корисної копалини або лінії найбільшої мінливості, добре помітної макроскопічно (рис. 10.22). Однак бувають випадки, коли борозні проби задаються по тілу корисної копалини косо до напрямку потужності залежно від перетинання його гірничою виробкою.

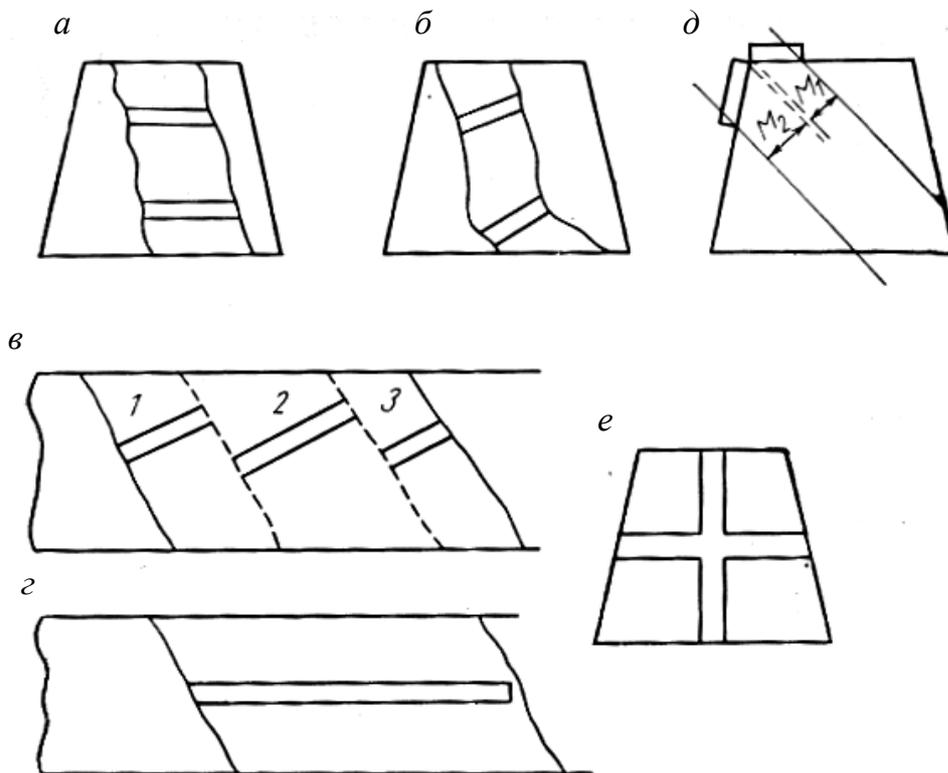


Рис. 10.22. Борозне випробування:

a – горизонтальні проби; *б* – проби за потужністю; *в* – похилі проби за потужністю; *г* – горизонтальна борозна по однорідному тілу; *д* – випробування по стінці й покрівлі; M_1 і M_2 – потужність по стінці й покрівлі; *е* – перпендикулярне розташування борозен

Відбійка борозних проб здійснюється зазвичай вручну зубилом, молотком і невеликою киркою.

Борозне випробування дає можливість випробовувати проби на хімічний склад і проводити їхнє мінералого-петрографічне вивчення. Проби за їхніми розмірами допускають також випробування на збагачення руд.

Шпуровий спосіб випробування. Як відомо, при бурінні шпурів виходить буровий шлам, що витягають зі шпуру ложкою, промиванням або продувкою. Шлам може бути взятий як проба або зі шпурів, що призначаються для підривних робіт, або при проходці спеціальних шпурів у тих місцях, де передбачається взяти проби. Шпурові проби придатні в основному для визначення їхнього хімічного складу.

Задирковий спосіб випробування. На поверхні або в гірничих виробках, де розкрита частина покладу корисної копалини (жила, шар), з метою відбору великих за обсягом проб можна трохи поглибити ту або іншу частину стінки або покрівлі виробки або ж просунути вибій уперед на кілька сантиметрів. Величина заглиблення або просування вибою називається товщиною задирки. Покрівля, вибій або стінки звичайно задираються на 0,05–0,20 м. При малопотужних шарах або жилах ширина задирки визначається потужністю продуктивних порід, і тоді проба у вибої виробки має вигляд широкої та глибокої борозни, що захоплює всю площу розкритої частини шару або жили.

Вибійні задиркові проби іноді беруться через інтервал 2–5 м у міру просування штреку.

Відбійку проб здійснюють за допомогою лопат, кайл, зубил, клинів і відбійних молотків. Отримані проби можуть бути використані для випробувань на збагачення руд, вивчення їх хімічного й мінералогічного складу, а також фізико-технологічних властивостей.

Валовий спосіб випробування. Валове випробування проводять у гірничих виробках (кар'єрах, шурфах, штольнях та ін.). Нерідко для відбору проби валовим способом проводять спеціальні виробки у вигляді канав, ортів, гезенків, штолень та ін. У пробу йде вся корисна копалина, розкрита виробкою, або частина її з певного інтервалу виробки.

Вага валових проб звичайно коливається від 0,5–1 т до декількох сотень тонн. Валові проби дозволяють проводити технологічні напівзаводські й заводські випробування з розробкою найбільш раціональних схем технологічного використання природної сировини. Ці проби дають можливість визначити вихід корисної копалини з рудної маси й установити його якість і сортність у відсотках від загальної маси. Найчастіше валове випробування застосовують при дослідженнях неметалевої сировини й родовищ будівельних матеріалів, а також як контрольне при випробуванні всіх інших видів корисних копалин. Валові проби великих розмірів упаковують у ящики й відправляють на випробування з відповідними актами відбору проб, де вказують місце взяття, вагу або об'єм проб, дають опис самих проб і способу їхнього відбору.

Випробування способом вичерпування. Цей спосіб передбачає випробування навалів роздробленої руди, що й відрізняє його від точкового випробування. Місця взяття проб намічаються відповідно до сітки (рис. 10.23).

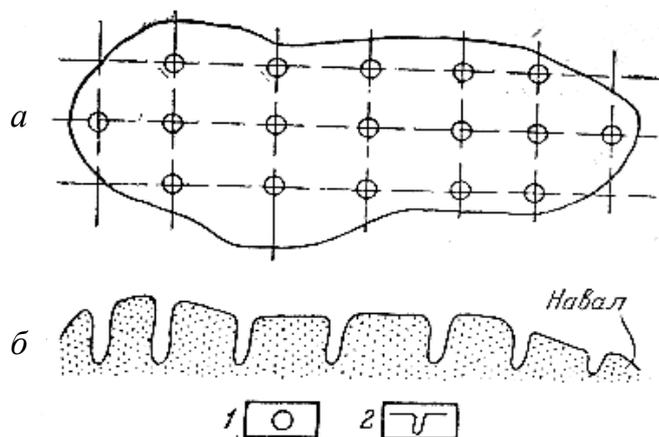


Рис. 10.23. Випробування способом вичерпування:
a – план навалу руди; *б* – розріз навалу: 1 – проби в плані; 2 – проби в розрізі

Спосіб узяття проб являє собою відбір декількох шматків (великих і дрібних) з кожного квадрата сітки. Загальна вага вихідної проби повинна бути однаковою, а відношення великих шматків порід і дрібняку в пробі повинно відповідати природному складу руди в навалі. Якщо в якій-небудь клітці виявляться тільки великі брили, то від них варто відбити невеликі шматки в пробу. Якщо руда дуже дрібна, то пробу можна відбирати совком, мірними посудинами або лопаточкою.

Спосіб вичерпування можна використовувати у вибоях виробок після відпалки руди й при випробуванні руди, насипаної у вагони. Іноді цими методами відбирають хімічні проби в лабораторних умовах з розсипаної дрібнороздробленої руди. При випробуванні вичерпуванням дроблених і сипучих тіл іноді потрібно, щоб до складу проб входили частинки порід з усієї товщі навалу (зверху–вниз). Розмір сітки залежно від величини навалів і шматків дорівнює від $0,5 \times 0,5$ до $0,1 \times 0,1$ м, іноді й менше. Зазначений спосіб відбору проб застосовується переважно для хімічної характеристики руд і рідше – для якісно-технологічних досліджень корисних копалин.

10.10. Збереження і документація керна і шламу

Для забезпечення схоронності і послідовності керна, що відповідає розрізу порід в свердловині, необхідно його витягати з колонкової труби з дотриманням максимальної обережності. Витягання керна здійснюється при похилому положенні колонкової труби і відстані від підлоги не більше 10–15 см, ретельно зберігаючи порядок розташування шматків у керноприймачі. Керн відмивається від частинок м'якої породи, шламу і складається в спеціальні **кернові ящики**; керн пухких або розчинних порід очищається від забруднення без промивання.

Кернові ящики повинні забезпечувати надійні умови для збереження і транспортування керна. Ящики виготовляють з дерева або інших щільних матеріалів розміром $1 \times (0,5-0,6) \times 0,1$ м. З торцевих боків вони повинні мати рукоятки для зручного перенесення і навантаження. Висота стінок і кількість відділень у ящиках повинні відповідати діаметрові керна. Буріння свердловин за відсутності кернових ящиків забороняється.

Укладення керна роблять зліва направо у кожному відділенні кернового ящика (рис. 10.24). Зверху, на бічних стінках і подовжніх перегородках наносять зліва направо стрілки, що вказують порядок укладення керна. Укладення керна в ящики "змійкою" не допускається. Керн слід класти щільно без проміжків між окремими шматками, строго дотримуючись розташування шматків відповідно розрізу свердловини. Шматки розбитого керна з'єднують відповідно до площин розколу. Дрібні шматочки, точне місце розташування яких в інтервалах не встановлено, загортають у щільний обгортковий папір або поліетиленову плівку і кладуть у верхній частині інтервалу. Зразки зруйнованого або сипучого керна поміщають у поліетиленові або щільні тканинні мішечки й у тому самому порядку укладають у відділення кернових ящиків. Керн корисних копалин, які швидко вивітрюються або розкладаються, зберігають парафінуванням, у капсулах, герметичних посудинах тощо.

Шлам при відборі упаковують у поліетиленові або щільні тканинні мішечки і укладають у кінці відповідного інтервалу буріння.

У кінці кожного інтервалу, що відповідає одному рейсу, з якого піднятий керн, бурильник ставить дерев'яну бирку і розділяє керн сусідніх інтервалів. Місце розташування бирки позначають на перегородках поперечним затісуванням і стрілкою, нанесеною олівцем.

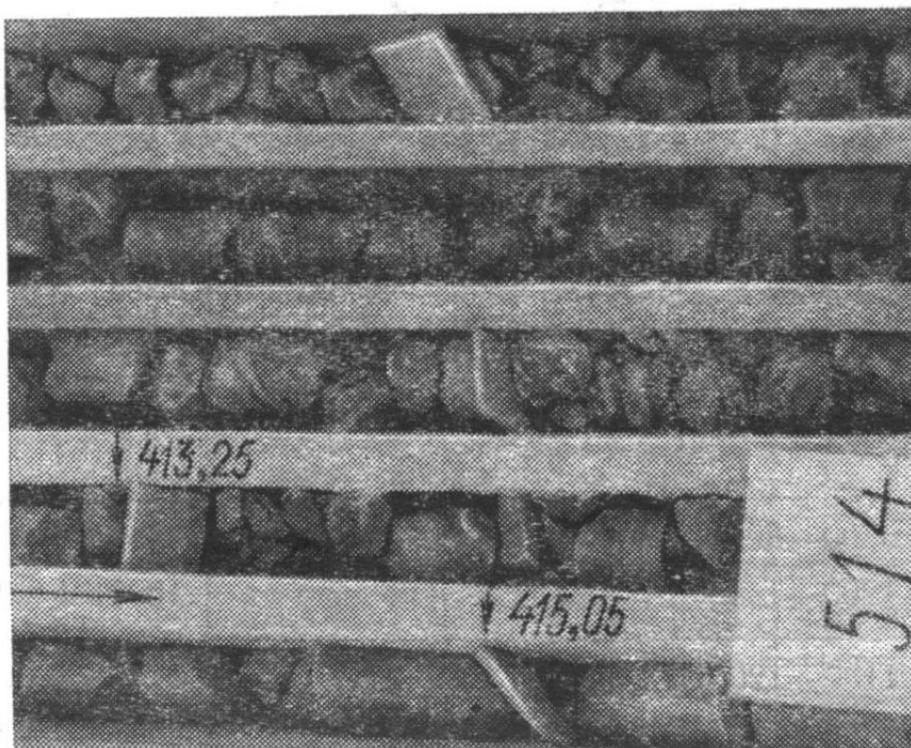


Рис. 10.24. Укладення керна в ящику

На бирці простим чорним олівцем чітко зазначають інтервал глибин (від – до) і довжину інтервалу в метрах з точністю до 0,01 м. До бирки додають етикетку на витягнутий керн за формою 27, що відповідає уніфікованій геологічній документації. Бирку вкладають також після зібраного шламу, але в цьому випадку в етикетці замість довжини керна відзначають у грамах масу зібраного шламу.

ФОРМА 27 Форма етикетки, що вкладають в керновий ящик	
_____ (Геологічне об'єднання)	
_____ експедиція	_____ партія
Родовище, ділянка робіт _____	
Етикетка на видобутий керн	
Свердловина № _____	
Пройдено за рейс від _____ м	до _____ м
Піднято керна _____ см	
Керн складається з _____ шматків	
Порода _____	
" _____ " _____ 20__ р. Зміна _____	
Бурильник _____	
_____ (Прізвище, підпис)	
Ст. технік-геолог _____	
_____ (Прізвище, підпис)	

Ящики, заповнені керном, повинні бути закриті щільними кришками і знаходитися в приміщенні бурової вишки. Збереження на вишці більше 5 (для повільно буримих порід) або 10 (для швидко буримих порід) заповнених керном ящиків не допускається. Кришки заповнених керном ящиків перед транс-

портуванням прибивають цвяхами. На кришці і торці кожного ящика незмінною фарбою чітко зазначають такі дані: найменування ділянки й організації, що проводила буріння, номер свердловини, глибину (від – до) у метрах, рік проведення робіт.

Заповнені керном ящики вивозять у кернорозбірні або керносховища для детальної геологічної обробки керна і передають працівникові, відповідальному за керносховище, з оформленням передачі в спеціальному реєстраційному журналі. Для свердловин, віддалених від баз партій і розташованих у важкодоступних ділянках, керн може зберігатися на буровій до закінчення буріння.

Відповідальність за вихід керна, правильне його витягання з колонкової труби, укладання в кернові ящики, написання етикеток, маркування і збереження на буровій несуть майстер і бурильник, а за постачання керновими ящиками і за своєчасне вивезення керна в керносховище відповідає буровий майстер.

Висновок

У цьому розділі розглянуто технологію і технічні засоби кернового, шламового випробування, а також водо-, нафто- й газоносних пластів; наведено особливості випробування при вібраційному, ударно-канатному і шнековому бурінні; описано порядок збереження й оформлення документації керна і шламу.

Контрольні питання

1. Дати характеристику вірогідності випробування при бурінні в різних породах.
2. Від чого залежить вірогідність випробування?
3. Як визначається лінійний, ваговий і об'ємний вихід керна?
4. Від чого залежить максимально і мінімально допустимий вихід керна?
5. Для чого використовується класифікація гірських порід за складністю відбору керна?
6. Від чого залежить вибір технічних засобів для отримання кондиційного виходу керна?
7. Що враховується в рекомендаціях з використання технічних засобів для забезпечення кондиційного виходу керна?
8. Які існують класи ПКС? Дайте їм характеристику.
9. Загальна будова ПКС ДТА-2.
10. Які існують шляхи відбору проб газу?
11. Принцип будови керногазонабірників.
12. Технічні засоби відбору шламу на поверхні при бурінні з продувкою.
13. Засоби відбору шламу безпосередньо в свердловині при обертальному бурінні з прямим промиванням і продувкою.
14. Засоби відбору шламу безпосередньо в свердловині при обертальному бурінні зі зворотним промиванням і продувкою.
15. Особливості випробування при вібраційному, ударно-канатному і шнековому бурінні.
16. Технічні засоби і технологія відбору проб зі стінок свердловин, які складені м'якими і середньої міцності породами.
17. Технічні засоби і технологія відбору проб зі стінок свердловин, які складені міцними породами.
18. Технічні засоби повторного шламового випробування стінок свердловин.
19. Технологія випробування нафто- і газоносних пластів способом "зверху–вниз".
20. Технологія випробування нафто- і газоносних пластів способом "знизу–вверх".
21. Технологія випробування водоносних пластів.
22. Випробування при проведенні гірничих виробок.
23. Укладання, зберігання і документація керна і шламу.

11. ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати параметри, причини і закономірності викривлення свердловин; основні особливості скерованого, багатовибійного буріння, а також буріння горизонтальних і підняттяєвих свердловин; уміти побудувати проекцію викривленої свердловини; вибрати технічні засоби для штучного викривлення свердловини.

11.1. Загальні відомості

Більшість розвідувальних свердловин, як правило, відхиляються від заданого напрямку з різноманітних причин. Це спотворює геологічні дані, дає помилкове уявлення про глибину, форми і розміри корисних копалин.

Зміна напрямку осі свердловини в просторі називається викривленням. Викривлення буває природним і штучним. Ненавмисне викривлення свердловини, яке викликане геолого-технічними причинами, називається природним. Навмисне викривлення свердловини за допомогою технічних засобів чи технологічних прийомів називається штучним.

Буріння свердловини за раніше запроєктованим напрямком з використанням штучного і врахуванням природного викривлення називається скерованим.

Положення трас скривлених свердловин визначається координатами устя (X_0, Y_0, Z_0), отриманими шляхом топографічної або маркшейдерської зйомки, і координатами точок, що лежать на осі свердловини. Останні визначаються величинами трьох параметрів: зенітного кута (Θ_i), азимуту (α_i) і глибиною заміру (L_i).

Глибина свердловини вимірюється по її осі від устя до даної точки.

Зенітним кутом називають кут між віссю свердловини або дотичною до неї в точці заміру і вертикальною лінією, яка проходить через цю точку. Додатковий кут визначає відхилення осі свердловини від вертикалі і називається кутом нахилу свердловини (рис. 11.1).

Азимутальний кут або азимут – це кут між проекцією осі свердловини на горизонтальну площину (або дотичною до неї в точці заміру) та орієнтованим напрямком. За орієнтований напрямок зазвичай приймають магнітний меридіан (напрямок на північ). Кут α відкладається за годинниковою стрілкою від орієнтованого напрямку до горизонтальної проекції свердловини (або дотичної до неї) в напрямку вибою і може змінюватись у межах $0-360^\circ$.

Вертикальну площину, яка проходить через вісь нахиленої свердловини, називають **зенітною або апсидальною**.

Викривлення свердловини може бути різним за напрямком та інтенсивністю. Якщо в процесі буріння змінюється тільки зенітний кут, то таке викривлення називають зенітним. Зміну зенітного кута в бік збільшення називають "**виположуванням**", а в бік зменшення – "**викручуванням**".

У геологічній документації свердловини зображуються у вигляді проекцій на вертикальну (**профіль**) і горизонтальну (**план** або **інклінограма**) площини.

Ділянка осі свердловини $0A_1A_2$ (рис. 11.1) може бути подана горизонтальною $0A'_1A'_2$ і вертикальною $0D_1D_2$ проекціями.

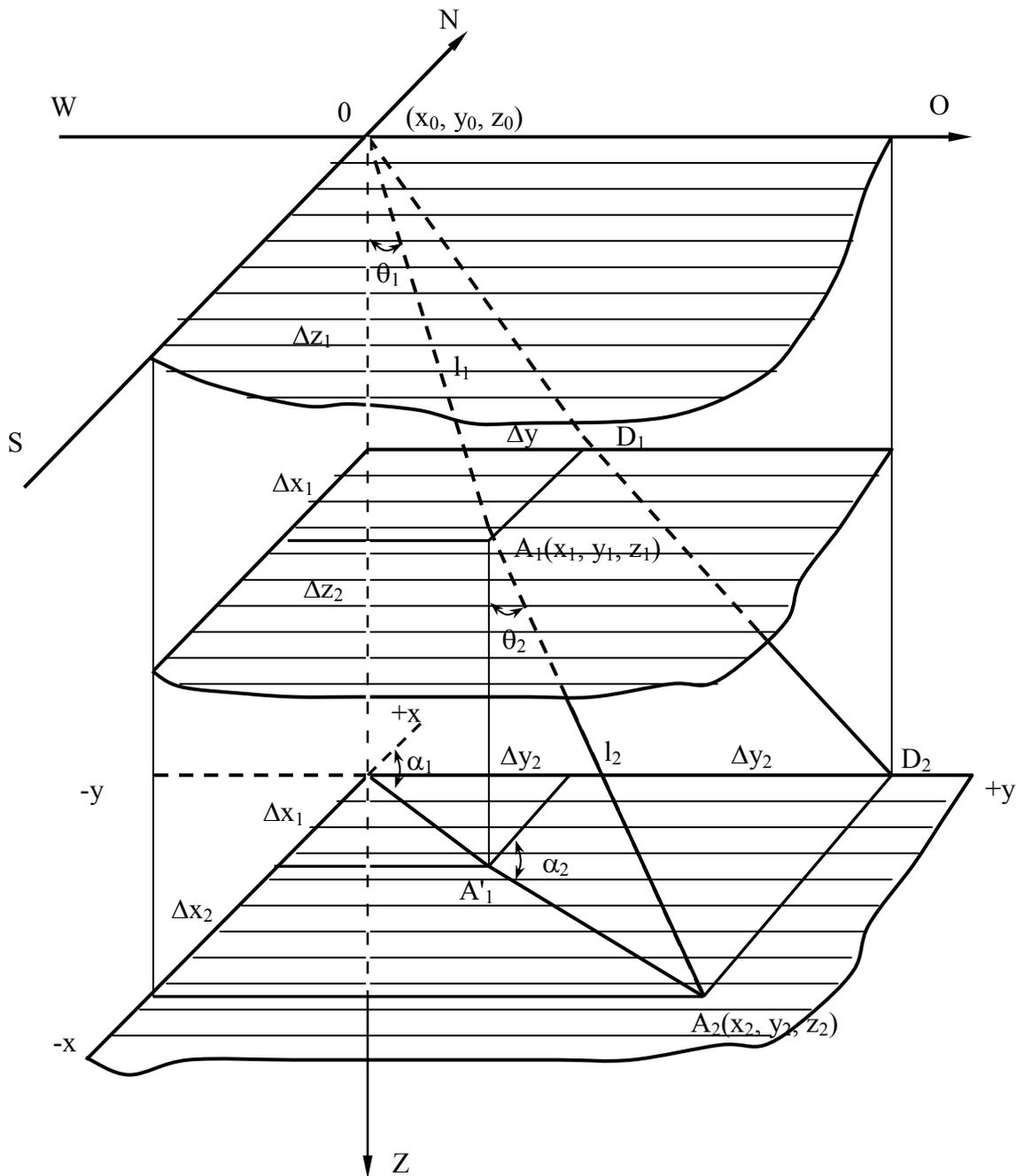


Рис. 11.1. Графічне зображення стовбура свердловини в просторі

При відомих координатах (X_0, Y_0, Z_0) положення точки A_1 осі свердловини в просторі відповідає координатам X_1, Y_1, Z_1 , що будуть визначатися збільшенням координат $\Delta X_1, \Delta Y_1, \Delta Z_1$, на інтервалі Δl ($0A_1$). Значення координат точки A_2 можна знайти з умови

$$\begin{aligned}
 X_i &= X_{i-1} + \Delta X_i = X_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{\text{icp}} \cos \alpha_{\text{icp}}; \\
 Y_i &= Y_{i-1} + \Delta Y_i = Y_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{\text{icp}} \sin \alpha_{\text{icp}}; \\
 Z_i &= Z_{i-1} - \Delta Z_i = Z_{i-1} - \Delta l_i \cos \Theta_{\text{icp}},
 \end{aligned}
 \tag{11.1}$$

де $(X, Y, Z)_i$ – координати попередньої точки на осі свердловини, м; $\Delta(X, Y, Z)_i$ – координати на інтервалі Δl_i , м; $\Theta_{\text{icp}}, \alpha_{\text{icp}}$ – середні значення відповідно зенітного й азимутального кутів на інтервалі Δl_i , град:

$$\Theta(\alpha)_{\text{іср}} = \frac{Q(\alpha)_{i-1} + Q(\alpha)_i}{2}. \quad (11.2)$$

При переході азимуту свердловини через напрямок 0° розрахунок здійснюють за формулою:

$$\alpha_{\text{іср}} = \frac{\alpha_{i-1} \pm 360 + \alpha_i}{2}. \quad (11.3)$$

11.2. Причини викривлення свердловин

Причини викривлення свердловин можна поділити на три основні групи: геологічні, технічні та технологічні.

До *геологічних* відносять: вплив анізотропії гірських порід, перемежовування різних за твердістю гірських порід, структурно-геологічні умови, тверді включення, зони подрібнення, порожноти, стійкість гірських порід тощо.

В анізотропних породах через різницю фізико-механічних властивостей у взаємно перпендикулярних напрямках руйнування вибою під торцем породоруйнівного інструменту відбувається нерівномірно. При перетинанні свердловиною таких порід під гострим кутом до лінії їх найменшого опору вибій свердловини і перетин її стовбура набувають овальної форми. У результаті цього колонковий снаряд отримує фіксований перекіс, напрямком якого сприяє викривленню свердловини у бік площини найменшого опору анізотропних порід.

При бурінні масивних ізотропних чи слабоанізотропних порід (граніт, доломіт, вапняк) руйнування їх під торцем породоруйнівного інструменту відбувається рівномірно і природне викривлення відсутнє чи досить незначне.

Ізотропні тріщинуваті породи руйнуються як анізотропні через те, що тріщини і мікротріщини при бурінні поводять себе як пласти з нульовою твердістю.

Перетинання буровим снарядом шаруватих порід різних за твердістю супроводжується зміною зенітного кута свердловини та її азимутального напрямку (рис. 11.2).

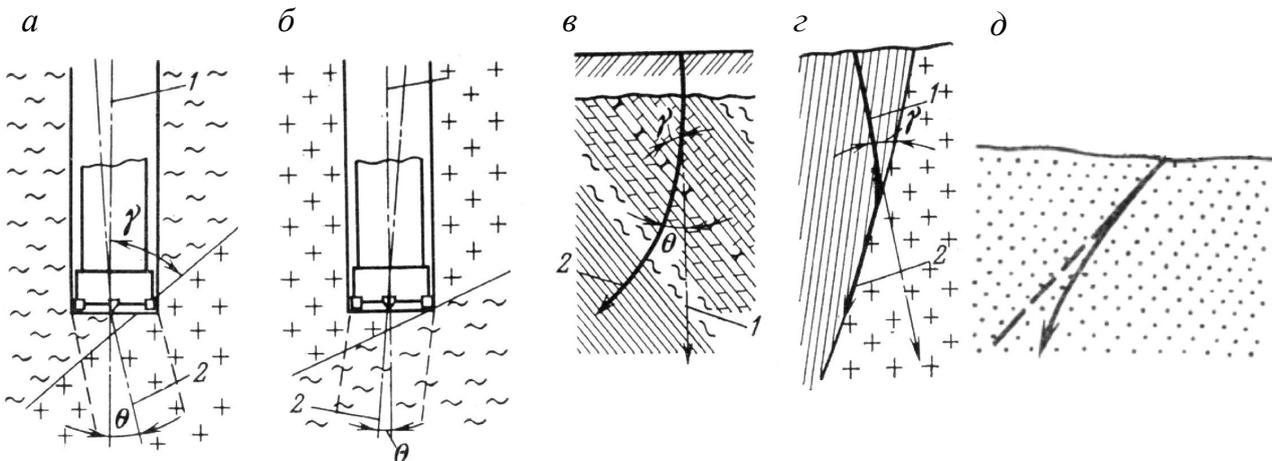


Рис. 11.2. Причини природного викривлення свердловин:

a – перехід з м'яких порід у тверді; *б* – перехід з твердих порід у м'які;

в – при бурінні переміжних за твердістю порід; *г* – при гострому куті зустрічі твердих порід;

д – при бурінні похилих свердловин у пухких породах

При переході з м'яких порід у більш тверді свердловина відхиляється у бік твердої породи, через те що в місці переходу коронка інтенсивніше руйнує більш м'яку породу (рис. 11.2, а). При переході з твердих порід у м'які свердловина також викривляється у бік твердих порід, але в меншому ступіні, через те що в кінцевій стадії переходу контакту породоруйнівний інструмент під впливом осьового навантаження сколює частину гірської породи (рис. 11.2, б). У результаті такої закономірності вертикальна або похила свердловина, яка перетинає під гострим кутом пласти порід, які перемежуються за твердістю, прагне поступово зайняти положення, перпендикулярне до їх напластування (рис. 11.2, в). Чим частіше перемежуються і чим більше різняться за твердістю пласти порід, які вони перетинають, тим інтенсивніше викривлюються свердловини.

Важливе значення при переході свердловини з породи однієї твердості в іншу має кут зустрічі з пластом (γ). Якщо буровий снаряд зустрічається з твердими породами під кутом меншим за критичний, величина якого для різних порід змінюється від 15 до 24°, свердловина може піти вздовж висячого боку твердої породи (рис. 11.2, г).

Для попередження викривлення через зазначені причини свердловини слід бурити якщо можна вхрест простягання і падіння порід.

Похилі свердловини при перетинанні каверн, гірничих виробок, карстових воронок, а також пухких і пливучих порід викривляються, прагнучи під дією маси бурового снаряда зайняти вертикальне положення, тобто викручуються (рис. 11.2, д).

Зустріч буровим інструментом у м'яких породах твердих включень, валунів, крупного галечника може викликати різке викривлення свердловини зі зміною як зенітного кута, так і азимутального напрямку.

Для попередження викривлення свердловин з цих причин необхідно бурити їх з використанням довгої колонкової труби (6–12 м) з малою частотою обертання снаряда і зі зниженим осьовим навантаженням на породоруйнівний інструмент. Крім того, галечникові зони бурять з попереднім їх цементуванням. При зустрічі крупних валунів інколи прибігають до руйнування їх торпедуванням.

Причини *технічного* характеру впливають на викривлення свердловин як при їх забурюванні, так і в процесі буріння. Напрямок викривлення з технічних причин може бути будь-яким, і передбачити його неможливо.

Відхилення осі свердловини від заданого напрямку з самого початку може бути викликане неправильним установленням верстата, неміцним закріпленням його на фундаменті, несправним обертачем, а також відсутністю напрямної труби, неточним її встановленням чи недостатньо міцним закріпленням.

Викривлення свердловин у процесі буріння пов'язане з особливостями конструкції бурових інструментів і неправильними прийомами роботи, які призводять до перекосу снаряда і відхилення його осі від осі свердловини. До цієї групи причин викривлення свердловин відносять такі: 1) робота погнутими бурильними чи колонковими трубами, а також з ексцентриситетом у місцях з'єднання бурового снаряда; 2) ексцентричне закріплення ведучої труби в за-

тискних патронах шпинделя; 3) буріння породоруйнівними інструментами, які мають різну товщину стінок; 4) буріння коротким колонковим снарядом, особливо в породах, які перемежуються за твердістю; 5) наявність великих зазорів між стінками свердловини і снарядом, що буває при великому випуску різців твердосплавної коронки; 6) несвоєчасне закріплення обсадними трубами стінок свердловини в зруйнованих і пухких породах, що призводить до надмірного розширення свердловини; 7) використання бурильних труб малого діаметра в свердловині великого діаметра; 8) перехід на менший діаметр буріння без використання спеціального перехідного снаряда, який складається з колонкових труб попереднього і наступного діаметрів, з'єднаних перехідником; 9) використання снарядів недостатньої жорсткості при бурінні з великими осьовими навантаженнями.

Викривлення свердловини через технічні причини неприпустиме, попередження їх – обов'язок бурової бригади.

Причини *технологічного* характеру пов'язані зі способами і параметрами режиму буріння. Вони можуть викликати нерівномірне розбурювання вибою і стінок свердловини, утворення значних зазорів між стінкою свердловини і буровим снарядом, а також збільшення сил, які відхиляють колонковий снаряд від осі свердловини.

Алмазними коронками породи руйнуються більш рівномірно; зазор між стінками свердловини і колонковим снарядом не перевищує 1–1,5 мм, тому свердловини викривлюються незначно.

Твердосплавні коронки з великим випуском різців у бік (особливо ребристі) утворюють значний зазор між стінками свердловини і колонковим набором, у результаті чого при розбурюванні неоднорідних за твердістю порід створюються сприятливі умови для викривлення свердловини.

Суттєво впливає на викривлення свердловини механічна швидкість буріння. Чим більша механічна швидкість, тим менша інтенсивність викривлення, через те що час дії факторів, які сприяють викривленню свердловини на даному інтервалі зменшується.

Велике осьове навантаження на породоруйнівний інструмент сприяє викривленню свердловини. Однак до тих пір, поки збільшення осьового навантаження супроводжується відповідним збільшенням швидкості буріння, воно є фактором, який знижує інтенсивність викривлення. Якщо з підвищенням осьового навантаження швидкість буріння не збільшується, інтенсивність викривлення зростає, особливо при роботі короткими, недостатньо жорсткими снарядами.

Збільшення частоти обертання бурового снаряда сприяє зростанню відцентрових сил, які відхиляють снаряд від осі свердловини. У той же час підвищується стійкість обертового вала, якщо його розглядати як гіроскопічний маятник. Крім того, зі збільшенням частоти обертання бурового снаряда підвищується механічна швидкість буріння і, як наслідок, скорочується час дії факторів, які викривлюють свердловину. Тому збільшення частоти обертання снаряда вважають фактором, який знижує інтенсивність викривлення свердловини.

Надмірне інтенсивне промивання в м'яких породах, особливо при поганій якості глинистого розчину, викликає розмивання стінок свердловини. А збіль-

шення діаметра свердловини призводить до перекосу снаряда і відхилення свердловини від заданого напрямку.

Попередження технологічних причин викривлення свердловин значною мірою залежить від кваліфікації бурової бригади.

Основні ознаки, які вказують на значне викривлення свердловини: 1) підвищений знос бурового інструменту, який працює в свердловині, особливо бурильних труб і їх замкових з'єднань; 2) утруднене прокручування підвищеного в свердловині інструменту; 3) зменшення навантаження на гаку при спуску бурового інструменту і різке його збільшення при підйомі; 4) збільшення кількості аварій, головним чином, обривів бурильних труб; 5) ненормальна робота бурового обладнання – перевантаження двигуна, перегрів вузлів верстата, підвищений тиск на буровому насосі.

При появі цих ознак необхідно зробити замір викривлення свердловини і вжити заходів щодо його усунення.

11.3. Скероване і багатовибійне буріння

Свердловини, які сильно викривились у процесі буріння, виправляють одним з наведених нижче способів.

Якщо викривлення відбулося в породах невисокої твердості, викривлену ділянку цементують, а потім перебурюють довгим жорстким колонковим снарядом при невеликому осьовому навантаженні на породоруйнівний інструмент. При викривленні свердловини в твердих породах ділянку початку її відхилення торпедують, після чого в свердловині встановлюють обсадні труби, цементують їх і продовжують буріння при знижених параметрах режиму буріння.

Окрім того, виправити викривлену свердловину можна шляхом її штучного викривлення в зворотному напрямку.

Штучне викривлення використовують також для повторного перебурювання інтервалів, з яких не був отриманий керн, і для обходу місць складних аварій, ліквідація яких економічно недоцільна.

Штучно викривлюючи свердловину за допомогою різних технічних і технологічних засобів, можна здійснювати *скероване буріння*.

Скероване буріння свердловин використовується під ділянки, на яких неможливо з будь-яких причин закласти свердловину (болота, споруди, водойми тощо).

При розвідці родовищ з крутим падінням пластів корисної копалини виникає необхідність буріння скерованих свердловин, які бурити значно важче, ніж вертикальні. У таких випадках доцільно використання скерованого буріння, коли закладають вертикальні або слабопохилі свердловини, а на глибині їх викривлюють і перетинають корисну копалину вхрест її простягання в наміченому місці.

Штучне викривлення в заданому напрямку використовується також для *буріння багатовибійних свердловин*, коли з основного стовбура відводиться декілька додаткових стовбурів, які перетинають корисну копалину за встановленою сіткою (рис. 11.3). Багатовибійне буріння здійснюється у нижченаведеному порядку. Після підсікання рудного тіла основним стовбуром свердловини

на визначеній відстані від вибою встановлюють відхилювач і забурюють новий стовбур, яким перетинають корисну копалину в іншій точці. Так само здійснюється буріння інших додаткових стовбурів. Їх можна забурювати як з основного, так і з будь-якого нового стовбура. При проектуванні таких свердловин повинен враховуватися необхідний кут зустрічі з корисною копалиною.

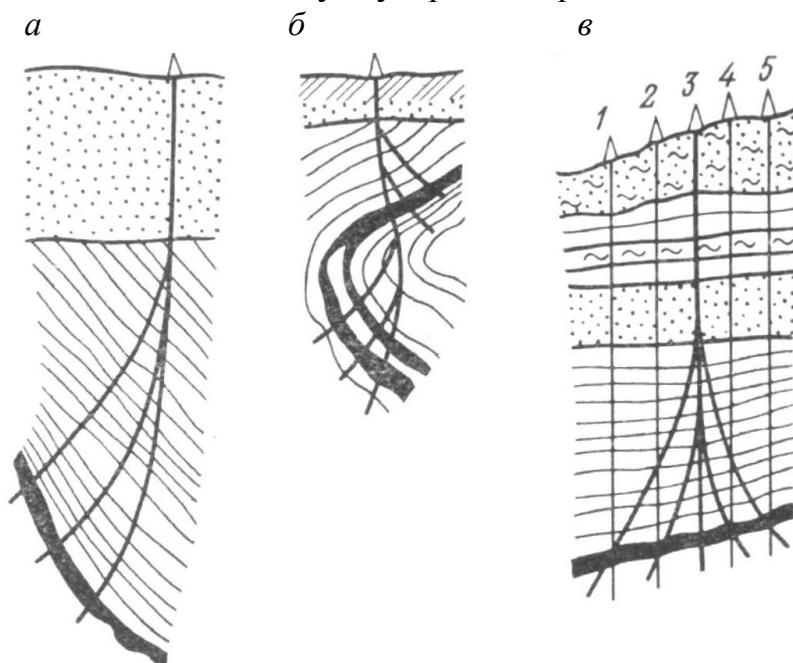


Рис. 11.3. Основні типи трас багатовибійних свердловин

Для попередження надмірного перегину бурильної колони при роботі радіус кривизни викривленої свердловини повинен бути не менше ніж 60 м.

Для розробки трас свердловин використовуються графічний, аналітичний і графоаналітичний способи. За їх допомогою розроблені такі основні типи трас багатовибійних свердловин:

1. Односторонні перисті з вертикальним або похилим положенням основного стовбура і додатковими стовбурами в одному азимутальному напрямку (рис. 11.3, *а*). Вони рекомендуються при розвідці крутоспадних або вертикальних покладів пластового, жилоподібного і лінзоподібного типів. Якщо геологічний розріз складений пухкими або однорідними породами, що залягають горизонтально, то основний стовбур задається вертикально, а якщо крутоспадними – похило.

2. Двосторонні віялоподібні з вертикальним або похилим основним стовбуром і додатковими стовбурами в протилежних азимутальних напрямках (рис. 11.3, *б*). Такий тип трас рекомендується використовувати при вивченні крутоспадних і вертикальних штокоподібних і трубоподібних покладів, а також покладів пластового типу, які мають форму синкліналей і антикліналей з крутим падінням крил.

3. Комбіновані з вертикальним або похилим положенням основного стовбура і додатковими стовбурами в декількох азимутальних напрямках (рис. 11.3, *в*). Такі профілі доцільно використовувати при пластоводібних і лінзоподібних покладах, що залягають горизонтально.

Аналіз економічної ефективності багатовибійного буріння показує, що при спорудженні неглибоких свердловин (до 250–300 м) його використання не вигідно. А буріння глибоких багатовибійних свердловин дає економію близько 40–55 %.

Технічні засоби для штучного викривлення свердловин поділяються на такі групи:

1) стаціонарні клини, які використовують для забурювання додаткових стовбурів при бурінні багатовибійних свердловин, обході аварійних інтервалів у свердловині, повторному перебудуванні корисної копалини;

2) відхиляючі снаряди, які призначені для штучного викривлення свердловин з їх природного вибою, вони поділяються на:

а) клинові витягувані снаряди – забезпечують у процесі штучного викривлення буріння пілот-свердловини зменшеного діаметра;

б) снаряди багатократної дії – дозволяють викривлювати свердловину при збереженні її діаметра;

в) безклинові ковзні бурові снаряди – забезпечують безперервний набір кривизни впродовж усього процесу штучного викривлення при збереженні діаметра свердловини;

3) шарнірні й центровані компоновки колонкових наборів, що включають:

а) шарнірні компоновки – призначені для виположування свердловин в сприятливих геологічних умовах або для подальшого викривлення свердловини, яка спочатку пробурена при використанні будь-якого відхиляючого снаряда;

б) центровані компоновки – використовують для зменшення інтенсивності природного викривлення свердловин і пророблення інтервалів штучного викривлення.

Клинові стаціонарні (невитягувані) відхилювачі КОС складаються із суцільнометалевого клина і пристрою, що розкріплює (рис. 11.4). Клин 3 разом з пристроєм, що розкріплює, спускається в свердловину на бурильних трубах і встановлюється на вибій. Під дією маси бурильної колони або додатко-

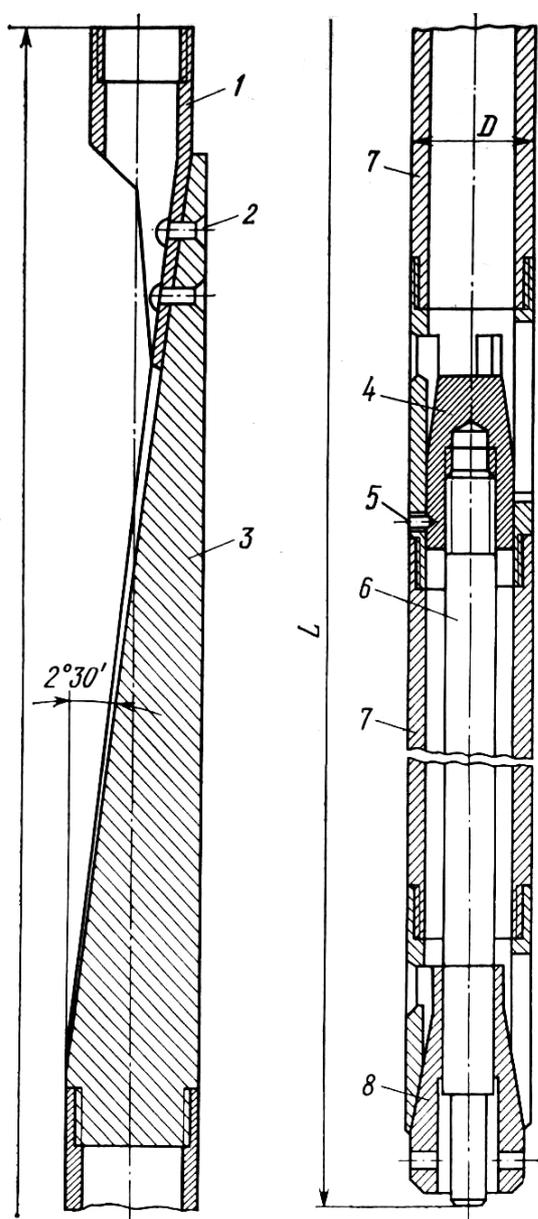


Рис. 11.4. Стаціонарний відхиляючий клин КОС: 1 – установлювальна труба; 2 – заклепки; 3 – клин; 4, 8 – розпірні конуси; 5 – кріпильний гвинт; 6 – шток; 7 – з’єднувальний патрубок

вого навантаження гідравлічною системою верстата зрізається кріпильний гвинт 5, і корпус пристрою, що розкріплює, який має у верхній і нижній частинах вузли, що розкріплюють, пересунеться відносно конусів 4 і 8, які з'єднані штоком 6, і розклиниться в свердловині. Потім, збільшуючи осьове навантаження до 3000–3500 даН, зрізують заклепки 2 і бурильну колону з установочною трубою 1 витягають зі свердловини.

Клини КОС можуть бути встановлені на штучний вибій, який створений у будь-якому місці свердловини, він використовується при необхідності забурування додаткового стовбура (наприклад, при багатовибійному бурінні). Для створення штучного вибою застосовується пробка-вибій.

Важливою перевагою безклинових ковзних снарядів безперервної дії є можливість рівномірного набору кривизни одночасно з бурінням без втрати діаметра.

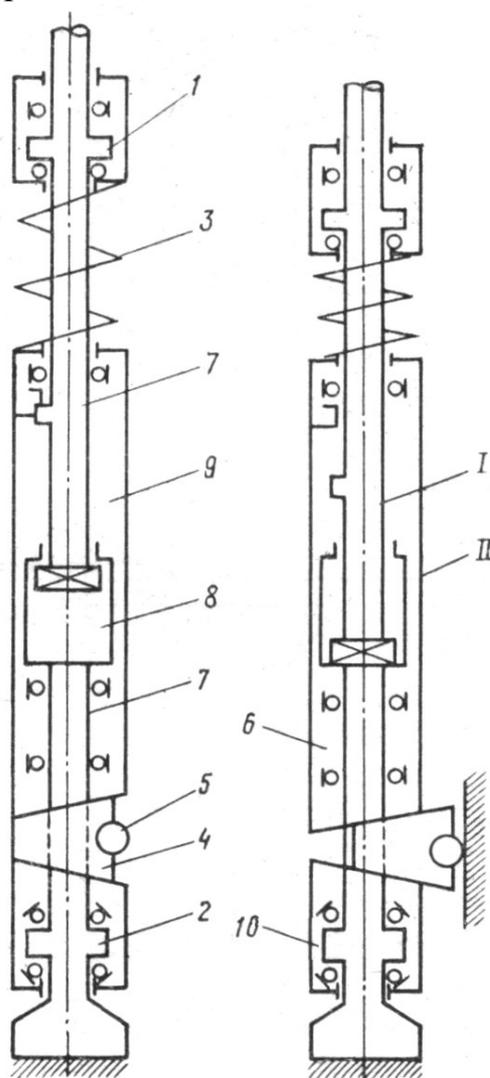


Рис. 11.5. Принципова схема снаряда ТЗ-3:

- I – ротор; II – статор;
- 1 – верхній опорний вузол;
- 2 – нижній опорний вузол; 3 – пружина;
- 4 – повзун; 5 – катки;
- 6 – верхній напівклин; 7 – вал;
- 8 – шліцьова муфта; 9 – корпус;
- 10 – нижній напівклин

Снаряд ТЗ-3 (тарбаган забайкальський) дозволяє викривлювати свердловину плавною дугою при застосуванні різних типів доліт (рис. 11.5).

Він складається з ротора I, який з'єднаний з долотом, і статора II. Ротор включає два опорних вузли – верхній 1 і нижній 2, пов'язані з валом 7 і шліцьовою муфтою 8. Статор оснащений верхнім 6 і нижнім 10 напівклинами, повзунком 4 з опорними каретками, корпусом 9 і пружиною 3.

При передачі осьового навантаження на снаряд вал 7, зсуваючись униз, через муфту 8 давить на повзун 4, притискаючи його до стінки свердловини. Катки 5 вдавлюються в стінки свердловини і при пересуванні повзуна 4 разом зі снарядом утримують його в заданій фіксованій площині. З передачею осьового навантаження розвивається відхиляюча сила, яка постійно діє на долото.

Довжина циклу безперервного викривлення снарядом ТЗ-3 коливається від 3 до 15 м. Набір кривизни за цикл у середньому 1–1,15° на 1 м.

Відхиляючі снаряди з шарнірною компоновкою складаються зі спеціальної коронки 1 з потовщеною матрицею (12А3, 13ИЗ), колонкової труби 2, діаметр якої на ступінь менший, ніж діаметр коронки, і шарнірного пристрою 4, за яким розта-

шовані бурильні труби (рис. 11.6). Наявність шарніра зменшує жорсткість з'єднання колонкового набору з бурильною колоною. Такий снаряд спирається на стінку свердловини коронкою і шарнірним пристроєм (рис. 11.6, *a*). При цьому вісь колонкового набору установлюється під кутом до осі свердловини. За рахунок постійного збереження цього кута перекосу в процесі буріння відбувається безперервний набір кривизни свердловини. Чим більший кут перекосу і менша довжина колонкового набору, тим більша інтенсивність викривлення.

Використовуються також відхиляючі снаряди з шарнірним пристроєм, у яких колонкова труба розділена муфтою 3, яка є проміжною опорою (рис. 11.6, *б*). Діаметр муфти на 1–3 мм менший за діаметр коронки. Положення муфти відносно коронки і шарніра впливає на інтенсивність викривлення свердловини.

Шарнірні компоновки снарядів можна використовувати в комбінації з клиновими відхилювачами.

Відпилювачі в свердловинах орієнтуються за допомогою різних орієнтацій, які поділяють на заглибні, що входять до складу бурового снаряда, і на витягувані, які опускають усередину бурильної колони тільки на період орієнтації відхилювачів.

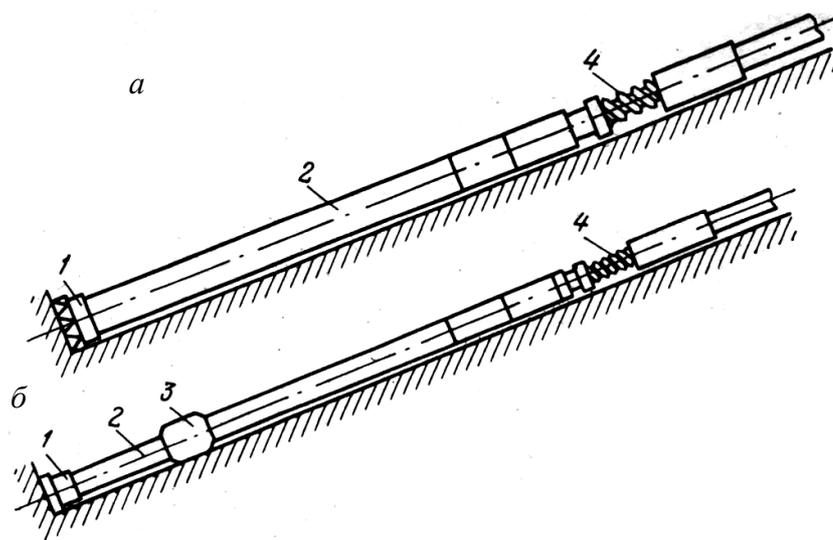


Рис. 11.6. Шарнірні компоновки снаряда:
a – з опорою на коронку; *б* – з проміжною опорою

11.4. Буріння горизонтальних і підняттєвих свердловин

Горизонтальні свердловини бурять з поверхні землі та з підземних гірничих виробок.

Основний об'єм буріння горизонтальних свердловин виконується з підземних гірничих виробок в стадії детальної і особливо експлуатаційної розвідки на великих глибинах залягання корисної копалини. За допомогою горизонтальних і підняттєвих свердловин визначають потужність і якість рудних тіл, проводять їх оконтурювання, уточнюють деталі геологічної будови, ведуть пошуки "загублених" рудних тіл, підвищують ступінь розвідуваності окремих горизонтів, виявляють нові запаси для подовження строку служби існуючих рудників. Розвідка крутоспадних і вертикальних штокоподібних, трубоподібних, а

також неправильної форми покладів у вигляді гнізд, краплень або серії сліпих тіл неможливо без буріння свердловин з гірничих виробок.

Технічні горизонтальні і підняткові свердловини широко використовуються для вентиляції, водовідливу, прокладки трубопроводів, кабелів, дегазації вугільних пластів тощо.

Заміна проходки гірничих виробок бурінням свердловин дає велику економію, значно скорочує строки розвідки.

При бурінні з підземних гірничих виробок замість вишки і бурової будівлі необхідна спеціально обладнана камера. Залежно від кута закладення свердловин камери для підземного буріння поділяються на чотири типи: 1) для горизонтальних і слабопохилих; 2) для вертикальних і крутоспадних; 3) для свердловин, які задані під великим кутом нахилу; 4) для підняткових.

Камери першого типу складаються з підхідної виробки і машинного залу (рис. 11.7). За допомогою підхідної виробки камера з'єднується із загальною системою гірничих виробок. Машинний зал призначений для розміщення й експлуатації бурового обладнання. Такі камери зазвичай мають просту форму і невеликі розміри.

Камери другого і третього типів складаються з трьох елементів: підхідної виробки; машинного залу і шатрової частини (гезенка). У гезенку розміщуються кронблок, талева оснастка, поміст та бурильні труби.

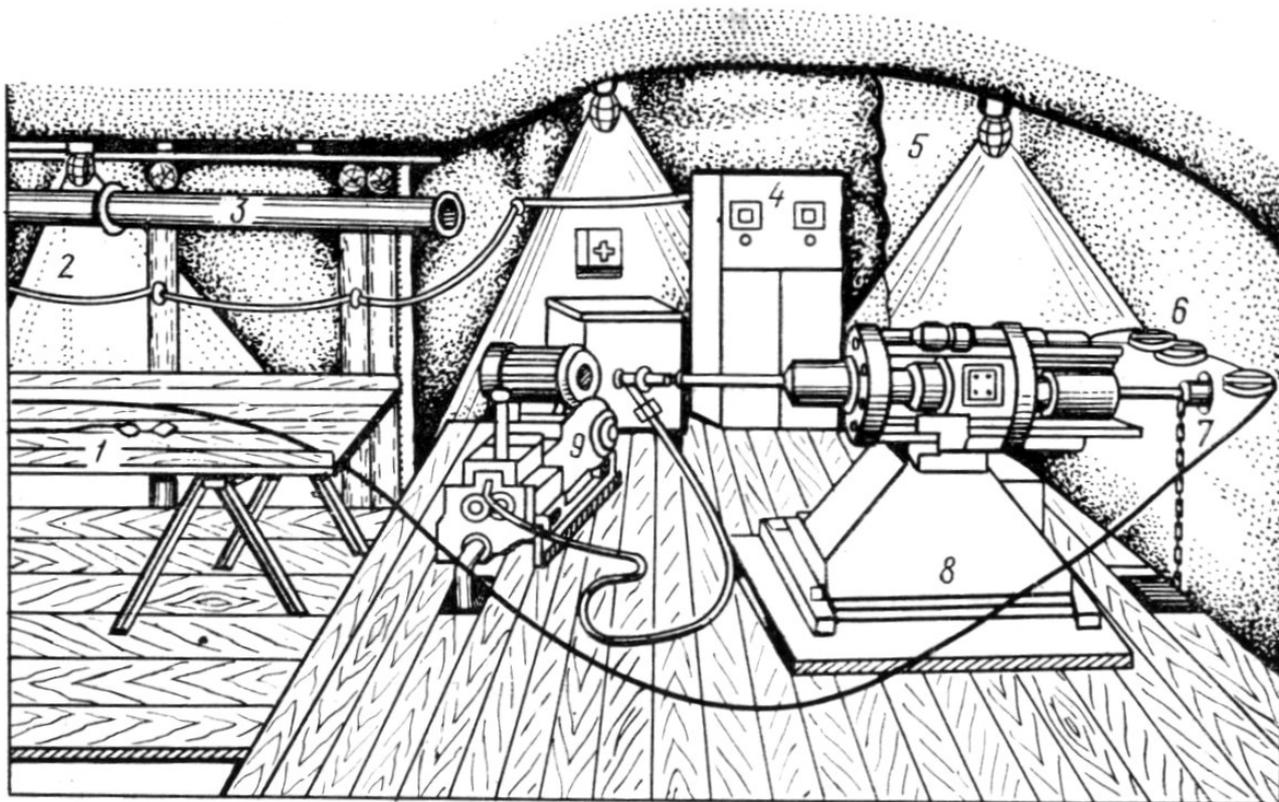


Рис. 11.7. Камера для підземного буріння горизонтальних свердловин:
1 – лоток для бурильної колони; 2 – підхідна виробка; 3 – вентиляційна труба; 4 – шафа керування; 5 – машинний зал; 6 – система блоків для спуско-підймальних операцій;
7 – напрямна труба свердловини; 8 – буровий верстат; 9 – насос

Камери четвертого типу відрізняються від перших трьох наявністю в підлозі виробки шурфу, в якому поміщаються ведуча бурильна труба з буровим сальником і бурильні труби при їх витяганні зі свердловини.

Розміри кожної частини камерної виробки визначаються відповідно до їх призначення, використовуваного обладнання та вимог правил технічної експлуатації і безпечного ведення бурових робіт. Форма і розміри поперечного перерізу підхідних виробок аналогічні типовим перерізам основних виробок, а їх довжина визначається відстанню між точкою закладання свердловини і гірничою виробкою.

Свердловини з підземних гірничих виробок переважно бурять у твердих, стійких породах зазвичай без кріплення обсадними трубами або з установкою лише напрямної труби. Діаметри розвідувальних свердловин як правило 26, 36, 46 і 59 мм.

Для буріння використовують спеціалізовані верстати (БСК-2П(В)-100, БСК-2М1-100 та ін.) або модифікації установок, які призначені для буріння свердловин з поверхні (УКБ-50/100К, СКБ-3, СКБ-4, СКБ-5, СКТО-65 (ЗИФ-650М), СКТО-75 (ЗИФ-1200МР) та ін.).

Найбільш раціональним при підземному бурінні є використання алмазного породоруйнівного інструменту, що дає змогу зменшити трудомісткість через використання порівняно легкого обладнання, технологічного та іншого інструменту.

Висновок

У цьому розділі розглянуто причини і закономірності викривлення свердловин; наведені основні особливості скерованого, багатовибійного буріння, а також буріння горизонтальних і підняттевих свердловин; описані технічні засоби для викривлення свердловин.

Контрольні питання

1. Що називають зенітним кутом?
2. Що називають азимутальним кутом?
3. Які існують геологічні причини викривлення свердловин?
4. Наведіть технічні причини викривлення свердловин.
5. Що належить до технологічних причин викривлення свердловин?
6. Яким чином запобігти небажаному викривленню свердловини?
7. Якими способами можна регулювати викривлення свердловини?
8. В яких умовах найбільш вживане буріння скерованих і багатовибійних свердловин?
9. Які типи трас використовують при багатовибійному бурінні?
10. Яким чином класифікують технічні засоби для штучного викривлення свердловин?
11. Яка будова клина КОС?
12. Яка будова відхиляючого снаряда ТЗ-3?
13. Яким чином відбувається викривлення свердловини при використанні шарнірної компоновки?
14. Яка галузь застосування буріння горизонтальних і підняттевих свердловин?
15. На які типи поділяють камери для підземного буріння?
16. Які бурові верстати використовують при бурінні горизонтальних і підняттевих свердловин?

12. АВАРІЇ ТА УСКЛАДНЕННЯ В БУРІННІ

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати види, причини і наслідки аварій і ускладнень при бурінні свердловин; способи і технічні засоби їх попередження і ліквідації; уміти вибрати спосіб і технічні засоби для ліквідації аварії в конкретних умовах буріння.

Аваріями при бурінні називають такі відхилення від нормального ходу робіт, що призводять до передчасного виходу з ладу частини або всього устаткування (інструменту) і до непродуктивного простою свердловини, у результаті порушення технологічного процесу буріння. Аварії можуть бути з наземним устаткуванням (з буровою вишкою, верстатом, двигуном, насосом, талевою системою) і всередині свердловини. Іноді аварії призводять до втрати свердловини.

Ускладненнями при бурінні називають такі ненормальні ситуації в свердловині, при яких подальша її проходка стає неможливою або коли буріння продовжується, але різко знижується його продуктивність.

12.1. Ускладнення в свердловинах

Цілісність (стійкість) стінок свердловини залежить від нижченаведених факторів.

Геологічних: напруженого стану порід у незайманому масиві; будівлі, структурних зв'язків і літофаціальних особливостей гірських порід; фізико-механічних властивостей, у тому числі пористості, проникності, вологості, міцнісних і пластичних характеристик гірських порід; вмісту флюїду (пластових вод, газу, нафти); характеру й умов залягання порід (кута нашарування, ступеня дефектності, неоднорідності, тріщинуватості, шаруватості, перем'ятості); наявності інших геологічних факторів (тектонічних сил; порушень; аномально високих пластових тисків, що призводять до викидів і гірських ударів).

Техніко-технологічних: параметрів промивальної рідини та її фізико-хімічної активності стосовно гірських порід, у тому числі: щільності, від якої залежить протитиск на стінки свердловини; в'язкості й водовіддачі, від яких залежать гідророзрив і утримувальне зусилля; фільтрації; кіркотворення; набухливості й розмокання порід; темпу та якості регулювання властивостей промивальної рідини; швидкості циркуляції промивальних рідин і кількості інтенсивних тривалих промивань, що прискорюють ерозійний процес руйнування гірських порід; гідродинамічного і температурного режимів (амплітуди і частоти коливань гідродинамічного тиску і змін температури на стінках свердловини); механічних впливів різальних і зігнутих частин бурового снаряда при спуско-підіймальних операціях і бурінні; пророблення стовбура; способу буріння; компонування інструменту; типу породоруйнівного інструменту, від якого залежить ефект поршня при спуско-підіймальних операціях; розташування стовбура відносно розбурюваного масиву; тривалості буріння (часу перебування порід у незакріпленому стані).

Організаційних: технічної оснащеності; культури на буровій; інженерно-технічної підготовленості бурового майстра і бригади; правильного вибору профілактичних заходів і способу ліквідації ускладнень, що почалися; стану контролю над технологічним процесом буріння свердловини; кліматичних умов.

Одночасна дія всієї сукупності факторів, що визначають стійкість стінок буримої свердловини, малоймовірна. У кожному конкретному випадку для визначення найбільш правильних мір і форм боротьби з утратою стійкості стовбура необхідно встановити вид, кількість і першорядність впливу цих факторів.

З практики відомі три основні категорії порушення цілісності стовбура в процесі буріння свердловини: утворення і розвиток тріщин різних розмірів, орієнтації та довжини, унаслідок коливань напруженого стану в порушеному масиві; утворення каверн через порушення зв'язності порід у пристовбурній зоні; утворення звужень деформаційного і кіркотвірного характеру внаслідок збільшення обсягу породи (набрякання), в'язкопластичної деформації і високих фільтраційних якостей породи, що ведуть до утворення стовщених глинистих кірок на стінках свердловини.

Деформацію гірських порід стінок свердловини (незалежно від глибини їхнього залягання) поділяють на пружну, структурно-оборотну, структурно-необоротну, в'язкопластичну деформації та крихке руйнування.

Гірські породи – пружно-в'язкопластичні матеріали. З ростом силового впливу всі породи послідовно випробують дилатацію (зміна обсягу тіла за рахунок ущільнення і скорочення пір) і деформацію. З припиненням дилатації породи переходять у деформування з трьома його стадіями: пружне; в'язкопластичне; руйнування. Звідси кожна гірська порода залежно від умов, за яких відбувається її деформація, виявляє себе або як пружний, або як крихкий, або як в'язкопластичний матеріал. Подальше зростання силового впливу призводить до повного руйнування гірської породи; при цьому крихке руйнування зазвичай виявляється в трьох видах: відрив, сколювання та зріз.

Установлено, що гірські породи, як і інші матеріали, можуть змінювати форму і деформуватися – "текти" при порівняно малих напругах у випадку довгостроково діючих змінних або постійних навантажень. Таке явище одержало назву **повзучості**.

Різні типи деформацій в умовах буріння геологорозвідувальних свердловин, як показує практика, проявляються у таких видах: набухання і збільшення обсягу гірських порід, як результат пружних деформацій; витікання, як результат повзучості і в'язкопластичних деформацій; осипи, обвали й обвалювання, як результат крихких, миттєвих руйнувань у стовбурі; утворення і поширення глибоких просторових тріщин, як результат миттєвого й утомного гідророзриву шару (він також належить до крихких руйнувань гірських порід з порушенням цілісності всього прилеглого масиву).

Класифікація ускладнень у свердловинах, способи їхнього попередження і ліквідації наведені в табл. 12.1.

Класифікація ускладнень у свердловинах,
способи їхнього попередження і ліквідації

Вид ускладнень	Умови виникнення	Наслідки	Заходи щодо попередження і ліквідації ускладнень
1	2	3	4
Розкриття природних і утворення нових тріщин	Буріння порід із природною тріщинуватістю, а також порід будь-якого різновиду при критичних значеннях гідродинамічного тиску в свердловині	Поглинання, утрата циркуляції рідини, порушення стійкості стінок свердловин; осипи й обвали за супутніх умов	Тампонування і цементування стовбура свердловини із задоволенням цементу або тампонажної суміші
Утворення каверн	Буріння пухких слабозв'язаних порід, схильних до ерозійного розмиву і поверхневого відпадання через незначні сили зчеплення між частинками і фізико-хімічні процеси, що відбуваються в умовах контакту стовбура з промивальною рідиною	Зниження швидкості просування промивальної рідини, утворення застійних зон і скупчення шламу в зоні каверн, утрата стовбура; неякісність цементування обсадних колон і велика витрата цементу	Вибір раціональної технології буріння і кріплення стінок свердловини; своєчасне коректування технології за результатами кавернометрії
Утворення жолобів	Буріння порід будь-якого різновиду в умовах похилих свердловин, скривлення стовбура і тривалого впливу бурильних труб на стінки свердловини при бурінні або спуско-підймальних операціях, що призводить до збільшення діаметра стовбура в одному визначеному подовжньому напрямку	Прихвати внаслідок заклинювання бурового снаряда, неповна посадка обсадних колон	Попередження утворення різких перегинів стовбура свердловини; введення в промивальну рідину мастильних домішок; змащування бурового снаряда для зменшення його тертя по породі; застосування центраторів
Набухання порід	Буріння порід, що містять монтморилоніт і подібні мінерали, які вступають у фізико-хімічну взаємодію з промивальною рідиною на водній основі	Зменшення діаметра стовбура; заклинювання інструменту; неможливість спуску обсадних колон	Застосування промивальних рідин, інертних стосовно гірських порід, зі зниженою водовіддачею і раціональною густиною, розходжування снаряда при інтенсивному промиванні
Звуження стовбура (кіркоутворення на стін-	Буріння високопроникних порід, що сприяють інтенсивній і глибокій фільтрації рідиною фази розчину, що призводить до наростання глинистої кірки великої товщини	Зменшення діаметра стовбура, затягування і посадки бурового снаряда, заклинювання його й обсадних колон; прихват бурильних труб	Раціональний підбір промивальної рідини за видом і параметрами; забезпечення великої швидкості висхідного потоку ріди-

1	2	3	4
ках свердловини)			ни в кільцевому просторі; буріння без тривалих зупинок
Витікання порід	Буріння високопластичних порід, схильних деформуватися згодом, тобто повзти і здиматись у стовбур свердловини	Зменшення діаметра стовбура; заклинювання інструменту; неможливість посадки обсадних колон; ускладнення в технології буріння; виникнення обвалів і обвалювань, утворення в стовбурі свердловини суцільної пробки, що іноді піднімається вище зони витікання	Підтримка заданих значень параметрів промивальної рідини; пророблення стовбура свердловини
Обсипання порід	Буріння слабозв'язаних і агрегативних порід, що руйнуються і падають у свердловину в умовах їхньої фізико-хімічної взаємодії; коливання протитиску і перепаду температури; газопроявленнь; поглинання; вплив різальних і зігнутих частин бурового снаряда	Прихвати бурильних труб, обсадних колон і приладів, що спускаються в свердловину, і пристроїв; неможливість поставлення бурового снаряда на вибій; коронка досягає вибою частково зношеною; ріст каверн; збільшення непродуктивних витрат і зниження швидкості буріння	Своєчасне проведення кавернометрії і кріплення стовбура свердловини
Обвалювання порід	Буріння перем'ятих, сильнотріщинуватих порід, особливо з крутим кутом залягання в умовах, що сприяють обсипанню	Пробкоутворення і втрата циркуляції промивальної рідини (прихвати носять важкий характер); утворення небезпечних склепінь і зависань породи; втрата і відхилення стовбура	Попередження катастрофічних відходів промивальної рідини (тобто різкого зниження протитиску на стінки свердловини); своєчасне кріплення стовбура свердловини
Обвалення порід	Буріння порід будь-якого різновиду, за винятком дуже твердих і монолітних, в умовах утворення глибоких каверн і небезпечних склепінь із крутими кутами залягання порід (до 75–90°), при осипах, що не припиняються, обвалах, газопроявленнях, міграціях пластових вод, при катастрофічних поглинаннях промивальної рідини під дією тектонічних сил, при аномально високих тисках флюїду, при гірських ударах	Те саме	Те саме

Розкриття природних або утворення нових тріщин відбувається в основному при бурінні в тріщинуватих зонах, що виникли внаслідок тектонічних порушень, або в будь-яких породах при критичних значеннях гірського тиску в свердловині. Залежно від умов залягання порід розтріскування може відбуватися при різних значеннях тиску рідини в свердловині.

Утворення каверн – різновид порушень цілісності стінок свердловин. Цей вид порушень призводить до різкої зміни конфігурації стовбура і є однією з першорядних причин ускладненості буріння, тому що впливає на весь подальший хід бурових робіт.

Утворення жолобів також належить до одного з різновидів порушення цілісності стовбура. Воно створює передумови для заклинювання бурильних і обсадних труб. Жолоби утворюються не відразу, а поступово з ростом кількості рейсів бурового снаряда; небезпечні за своїми наслідками жолоби можуть утворитися тільки після досить великого шляху пробігу бурового снаряда. Для попередження прихвата бурильних труб або заклинювання коронки при наявності жолоба в свердловині варто застосовувати одну й ту саму компоновку бурового снаряда.

Набухання – пружне структурно-адсорбційне розширення порід стінок свердловини, обумовлене їхньою анізотропією, підвищеною фільтраційною здатністю, усмоктуванням вільної води і фізико-механічною взаємодією її з частинками породи; набухання порід призводить до зниження міцності стінок свердловини і зменшення діаметра стовбура внаслідок об'ємного розширення породи. Додатковими характерними ознаками є затягування і прихвати бурового снаряда; у цьому випадку необхідно проробити стовбур при порівняно великій швидкості подачі бурового снаряда. Набухання без застосування заходів для його усунення звичайно призводить до появи витікань, осипів, обвалів і до інших ускладнень.

Звуження стовбура свердловини відбуваються в результаті утворення товстих кірок. Такі звуження в основному пов'язані з розрізами високопроникних порід, що інтенсивно поглинають рідку фазу розчину, унаслідок чого і відбувається відкладення твердої фази розчину на стінки свердловини.

Витікання – один з видів пластичної деформації стінок свердловин, що виникає внаслідок значного підвищення пластичності, зниження міцності порід, зволоження, термомеханічного впливу (коливань протитиску і температури масиву).

Обсипання – процес крихкого руйнування гірських порід у свердловині, який характеризується збільшенням кількості шламу, що виноситься зі свердловини. Якщо відсутні активні міри боротьби, то обсипання відбуваються протягом усього періоду буріння в необсадженому стовбурі в результаті постійного або періодичного відвалювання окремих шматків породи. Осипи призводять до утворення зазублювань і каверн, обвалів, обвалювань та до інших ускладнень. Слабкі осипи важко зафіксувати візуально; у цьому випадку на їхню наявність може вказати кавернометричне дослідження стовбура, у зв'язку з чим зняття кавернограм набуває важливого значення. Сильні осипи реєструються як візуально, так і приладами, зокрема, про їхню наявність свідчать: інтенсивне зростання в'язкості промивальної рідини і вмісту в ній шламу; пробкоутворення; виникнення сальників на колонковому наборі й коронці; поршневий ефект і переливання рідини при підйомі снаряда; необхідність частих промивань і пророблень свердловини; підвищення тиску на буровому насосі.

Обвалювання – об’ємний, в основному швидкоплинний процес крихкого руйнування, що протікає в більш великих масштабах, ніж обсіпання. При обвалах відбувається інтенсивний винос шламу у вигляді осколків, більших за об’ємом, ніж об’єм пробуреного інтервалу. Обвалу сприяє повзучість гірських порід і попереднє поверхнєве обсіпання. Залежно від структури, фізико-хімічних і механічних властивостей порід обвали можуть мати як одиничний раптовий, так і безперервний характер. На відміну від осипів, що мають місцевий (поверхневий) характер руйнування, обвалам властиві глибокі об’ємні руйнування стовбура. Характерні ознаки обвалів: різке підвищення тиску на бурових насосах і втрата циркуляції; невелика швидкість пророблення стовбура; несподіваний і важкий прихват бурильних і обсадних труб.

Обвалення – об’ємний, швидкоплинний процес крихкого руйнування порід стінок свердловин одиничного характеру з вивалюваннями з масиву великого об’єму порід, у тому числі стійких і досить міцних при нормальних умовах буріння. Обвалення може відбуватися також під дією власної ваги порід. Основні ознаки обвалень: раптовість і швидкоплинність розвитку; миттєве різке підвищення тиску на буровому насосі і, як правило, повна втрата циркуляції в сполученні з миттєвим прихватом бурового снаряда; втрата стовбура свердловини до зони обвалення; недоходження снаряда до вибою після буріння чергового рейсу або при нарощуванні.

Розглянуті види ускладнень деформаційного типу тісно пов’язані між собою і часто один вид викликає інший і навпаки. При цьому важливу роль у появі тих або інших деформацій відіграють часовий фактор, геологічні особливості розбурюваних порід і технологічні прийоми буріння.

12.2. Класифікація аварій

Фактори, що впливають на виникнення аварій, розділяються на три групи: **природні** (несприятливі гірничо-геологічні умови буріння); **технологічні** (недосконалість і різні порушення технології буріння); **організаційно-технічні** (недосконалість організації бурових робіт; недосконалість і неправильне використання бурової техніки). Аварії, що виникають через несприятливі гірничо-геологічні умови буріння, найчастіше досить важко відрізнити від ускладнень при бурінні. Відповідно до причин виникнення аварій розділяють на дві групи (цей поділ обумовлює оплату праці бурової бригади за час ліквідації аварії): ті, що сталися з вини бурової бригади, і ті, що не залежать від бурової бригади.

За ступенем складності аварії поділяються на прості і складні, однак нерідкі випадки, коли під час ліквідації простої аварії вона може перетворитися в складну. За характером виникнення аварій класифікуються на такі види: з колоною бурильних труб (залишення в свердловині бурильних колон або їхніх частин через поломки в тілі або в з’єднувальних елементах бурильних, ведучих і обважнених труб; падіння в свердловину елементів бурильних колон; нерідкі випадки аварій з колонами бурильних труб як наслідок ліквідації аварій інших видів, наприклад, прихватів); у результаті прихвату бурильної колони (це аварії, при яких цілком губиться можливість спуску або підйому бурильної колони; виникають через прилипання бурильних труб до стінок свердловини, за-

клинювання породоруйнівного інструменту, колонкових або бурильних труб, виникнення сальників у свердловині, припикання бурового інструменту, обвали та обсіпання стінок свердловин, затягування бурильної колони); з обсадними трубами (роз'єднання на різьбових або зварених з'єднаннях обсадних труб, що спускаються, або вже спущених; розрив труб по тілу; падіння обсадних труб у свердловину; зім'яття і протирання обсадних труб; прихвати обсадних колон при спуску і підйомі; відгвинчування й обриви башмаків); з буровими коронками і долотами (припикання або залишення в свердловині коронок, доліт); при свердловинних роботах (обриви і залишення в свердловині різних приладів, троса або каротажного кабелю); падіння сторонніх предметів у свердловину; залишення керна в свердловині.

Початком аварії вважається момент її виникнення, хоча він може бути виявлений пізніше; кінцем аварії вважається момент відновлення умов для продовження буріння.

При розслідуванні аварії встановлюють причини її виникнення, винуватців, намічають заходи щодо її ліквідації.

Вплив перерахованих причин істотно позначається на рівні аварійності, особливо при бурінні глибоких інтервалів свердловин, тому заходи щодо попередження і ліквідації аварій є дуже важливими для забезпечення максимальної продуктивності буріння.

12.3. Попередження аварій

Варто пам'ятати, що аварію легше попередити, ніж ліквідувати. Виходячи з цього рекомендується нижченаведений перелік запобіжних заходів.

Для попередження аварій з обривами бурильних труб необхідно: застосовувати бурильні труби, що відповідають за своєю міцністю вибраному режиму буріння (або розраховувати режим буріння відповідно до міцності труб); використовувати у всіх можливих випадках ОБТ для створення осьового навантаження на інструмент; проводити систематичне шаблонування бурильних труб і огляд їхніх з'єднань (частоту перевірок визначають залежно від умов роботи, глибини свердловини і ступеня зносу бурильної колони); забезпечувати умови складування і транспортування бурильних труб, що не допускають їх псування (особливо нарізних з'єднань); проводити систематичну перевірку стану спускопідіймального інструменту, механізмів для згвинчування і розгвинчування труб; не допускати аномального викривлення свердловини.

Для попередження аварій у результаті прихватів бурильних колон необхідно: не допускати нагромадження й осідання шламу в свердловині, для чого застосовувати промивальні рідини, що відповідають умовам буріння, у кількості, достатній для виносу шламу; улаштувати циркуляційну систему, що забезпечує очищення розчину; проводити спуск інструменту в нижній частині стовбура свердловини з промиванням і обертанням; проводити спеціальне очищення свердловини від шламу (при необхідності – у кожному рейсі); систематично оглядати бурильну колону з метою виявлення місць витoku промивальної рідини; вчасно перекривати обсадними трубами зони нестійких порід і поглинень; підбирати промивальні рідини, що сприяють зміцненню стінок све-

рдловини, і тампонажні суміші для ліквідації поглинань промивальної рідини; проробляти стовбур свердловини в зоні затулювань; спуск і підйом у цих інтервалах проводити з обертанням та інтенсивним промиванням розчинами зі зниженою водовіддачею; не залишати буровий снаряд на тривалий час на вибої або в привибійній зоні при припиненні обертання і промивання.

Для попередження аварій з обсадними трубами необхідно: перед спуском перевіряти діаметр обсадних труб, цілісність різьби і тіла труб; справність бурового обладнання і спуско-підіймальних пристроїв; робити кавернометрію свердловини; якщо можна полегшувати глинистий розчин; не допускати під час спуску колони обсадних труб їхнього обертання і забивання шламом; при довгих колонах (особливо тонкостінних) застосовувати зворотні клапани; робити перед спуском колон обсадних труб їхнє зовнішнє змащування (мазутом, нафто-графітовою пастою і т.п.) для полегшення витягання.

Для попередження аварій з породоруйнівним інструментом необхідно: не допускати спуск у свердловину коронок і доліт, що мають дефекти різьби, тріщини корпусів і матриць, люфт в опорах шарошок, із забитими промивальними отворами й іншими дефектами; нагвинчувати алмазні коронки і розширники спеціальними ключами; припиняти буріння і піднімати інструмент при різкому падінні механічної швидкості, виникненні вібрації і сторонніх процесів у свердловині; забезпечувати повну герметичність усіх з'єднань бурового снаряда, щоб уникнути витікань промивальної рідини; при заміні породоруйнівного інструменту стежити за відповідністю діаметрів старого і нового інструментів.

Для попередження аварій при свердловинних роботах необхідно: ознайомити каротажну бригаду перед проведенням робіт з особливостями конструкції і станом свердловини, з можливими зонами ускладнень; проробити стовбур свердловини перед спуском геофізичних та інших свердловинних приладів і снарядів; перевіряти цілісність та відповідність кабелю (троса) глибині виконуваних робіт, міцність кріплення свердловинних приладів і пристроїв; припинити спуск свердловинних приладів при їхніх затулюваннях, прилади підняти і повторити пророблення свердловини.

Для попередження аварії через падіння сторонніх предметів у свердловину необхідно: закривати устя свердловини при піднятих бурильних трубах; стежити за справністю ключів, вилок, ручного інструменту, спуско-підіймальних пристроїв; систематично перевіряти стан деталей обертача верстата.

Рекомендовані вище заходи з попередження аварій не претендують на вичерпну повноту. Необхідно, як указувалося вище, регулярно проводити вивчення причин аварійності і розробляти (доповнювати) заходи щодо попередження аварій стосовно умов даного родовища (району робіт).

12.4. Технічні засоби ліквідації аварій

Аварійним називається буровий інструмент, використовуваний для ліквідації аварій у свердловинах. Залежно від призначення він поділяється на ловильний, різальний, силовий і роз'єднувальний.

12.4.1. Ловильний інструмент

Аварійний інструмент, що застосовується для ловіння і наступного витягання зі свердловини частин бурового снаряда, залишених у свердловині, або сторонніх предметів, що потрапили в свердловину, називається ловильним (рис. 12.1).

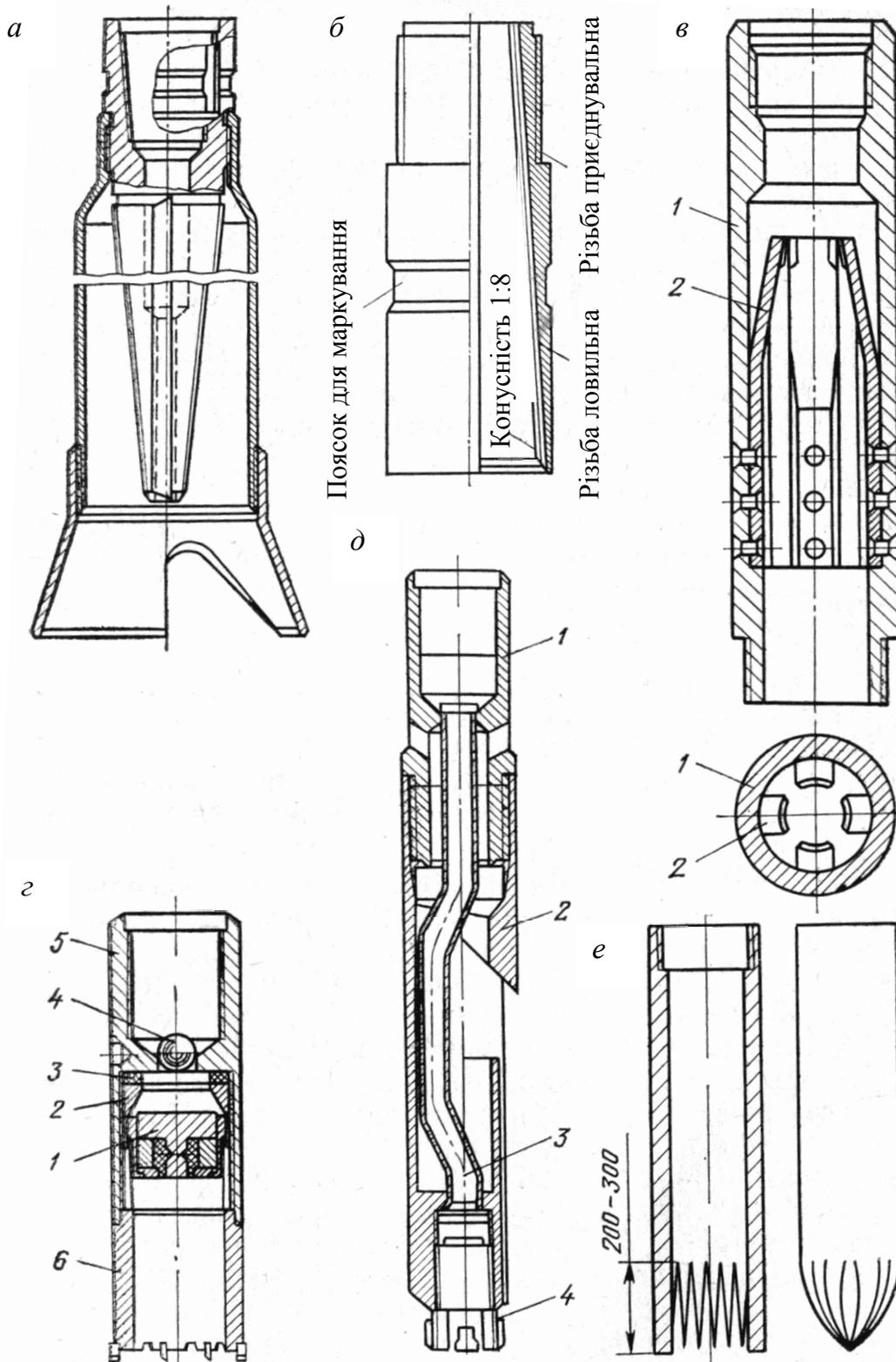


Рис.12.1. Ловильний інструмент:

а – ловильний мітчик з прямою воронкою; *б* – ловильний дзвін; *в* – овершот; *г* – уловлювач магнітний типу УМ; *д* – уловлювач секторів матриці типу УСМ; *е* – ловильний павук перед спуском в свердловину та перед підйомом з вибою

Ловильні мітчики (рис. 12.1, а) – ловильний різенарізний інструмент із конічною (конусність 1:8) трикутною нарізкою для з'єднання з внутрішньою поверхнею витягуваних труб. На корпусі мітчика профрезеровані подовжні канавки, що утворюють різальні кромки, повернені вбік його обертання. Канавки призначені для видалення стружки, що знімається з тіла труби, у яку вгвинчується мітчик.

Мітчики виготовляють зі сталі 12ХНЗ, поверхня нарізки цементується на глибину 0,4–0,7 мм або гартується. Верхня частина мітчика має приєднувальну різьбу для з'єднання з бурильними трубами, на яких він опускається в свердловину. Мітчики використовують у тих випадках, коли залишена в свердловині частина бурильної колони закінчується ніпелем, муфтою, замком або стовщеним кінцем труби. Не рекомендується з'єднувати мітчик із стоншеною частиною труби, щоб уникнути її подовжнього розриву.

На даний час випускаються мітчики:

- для бурильних труб діаметрами 33,5; 42; 50; 54; 60,3; 63,5; 68 і 73 мм;
- для колонкових і обсадних труб діаметрами 57; 73; 89; 108; 127 і 146 мм.

Як центруючі пристосування в мітчиках для бурильних труб застосовуються напрямні воронки і колонкові труби з перехідниками, усередину яких угвинчуються мітчики. Мітчик з прямою воронкою показаний на рис. 12.1, а.

Для відгвинчування колони труб і підйому її частинами випускаються мітчики з лівою різьбою.

Ловильні дзвони (рис.12.1, б) на відміну від мітчиків мають внутрішню нарізку для з'єднання із зовнішньою поверхнею витягуваних труб. Дзвони виготовляють зі сталі марки 20Х, їхня нарізка цементується на глибину 0,8–1,2 мм. Ловильні дзвони рекомендується застосовувати при лові бурильних труб за їхню стоншену частину, а також при ліквідації аварій, що вимагають розходжування колон і прикладання великих крутних моментів, тобто коли буровий снаряд прихвачений.

Дзвони поставляються з трубою довжиною 0,5 м (для заходу верхніх кінців труб, що мають косий або спіральний обрив). Дзвони типу А випускають без прямої воронки (рис. 12.1, б), а дзвони типу Б – з прямою воронкою. Ловильні дзвони виготовляють (як і мітчики) з правою і лівою різьбою.

Овершот (рис. 12.1, в) застосовується для захоплення бурильної труби за муфту або замок, якщо обірваний інструмент не прихвачений. Його опускають у свердловину з прямою воронкою. Корпус овершота 1 при повільному обертанні надівається на обірвану колону бурильних труб, при цьому пружина 2 захоплює трубу за нижній кінець муфти або замка.

Магнітна пастка (рис. 12.1, г) призначена для захоплення магнітом і витягання зі свердловини металевих предметів, що потрапили на вибій. Вона складається з корпусу 5, кульки 4, постійних магнітів 1, твердосплавної коронки 6, кільця 2 і прокладки 3.

Випускаються магнітні уловлювачі типів: УМ-46, УМ-59, УМ-76 і УМ-93. Маса металу, що піднімається у водному середовищі, складає відповідно 0,2; 0,8; 1,5 і 3 кг. Щоб уникнути розмагнічування пасток, їх не рекомендується зберігати біля джерел тепла й у зоні дії електромагнітного поля.

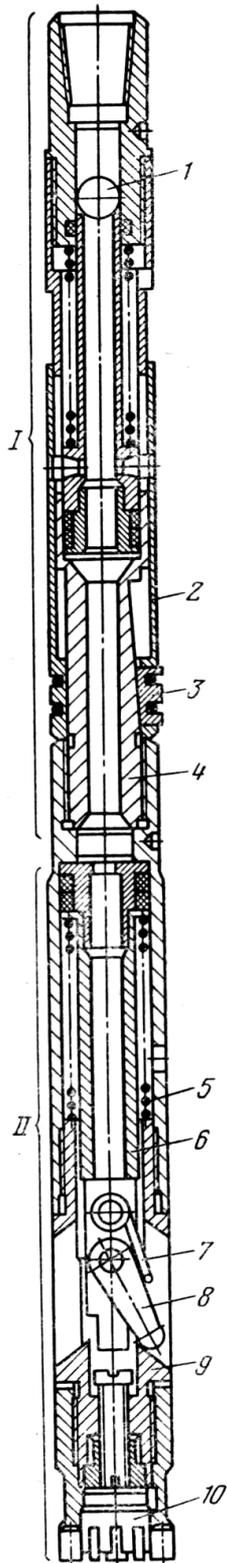


Рис. 12.2. Труборіз-трубовловлювач типу ТТ:
 1 – клапан; 2 – корпус трубовловлювача; 3 – плашки; 4 – поршень трубовловлювача; 5 – пружина труборіза; 6 – поршень труборіза; 7 – плоска пружина; 8 – різець; 9 – корпус труборіза; 10 – твердосплавна коронка

Уловлювачі секторів матриць типу УСМ-46, УСМ-59, УСМ-76 (рис. 12.1, д) призначені для очищення вибою свердловини від уламків матриць алмазних коронок, дрібних шматків металу і твердого сплаву. Пастка складається з переходника 1, корпусу 2 з ексцентрично розташованими каналами для проходу промивальної рідини 3 і кишенею для збору уламків матриці й металу. У нижню частину корпусу вгвинчується твердосплавна коронка 4 для розбурювання керна.

Ловильний павук (рис. 12.1, е) призначений для лову і витягання зі свердловини дрібних металевих предметів та шматків породи. Павук виготовляється з обсадних труб, на нижньому кінці яких нарізають зуби висотою 200–300 мм. Перед спуском павука в свердловину його зуби злегка підгинаються усередину.

Для лову і витягання зі свердловини обсадних і колонкових труб використовується **гідралічний трубовловлювач** типу ТГ (звільнювальний інструмент).

12.4.2. Різальний інструмент

Для різання колони труб у свердловині в тих випадках, коли низ її сильно прихвачений або зацементований, застосовується гідралічний труборіз типу ТРГ.

Гідралічний труборіз-трубовловлювач типу ТТ-59, ТТ-76 і ТТ-93 являє собою сполучення різального II і захоплювального I вузлів.

Труборіз-трубовловлювач (рис. 12.2) установлюють трохи вище місця прихвату і вмикають буровий насос. Після виходу промивальної рідини з устя свердловини насос вимикають, у бурильні труби кидають кульку (меншого діаметра), вмикають обертач верстата і насос. Різці 8 випускаються під тиском промивальної рідини і при обертанні ТТ відбувається різання труби. Час різання 5–7 хв. Після розрізування труби вимикають насос і обертач верстата. Під дією пружини 5 різці 8 повертаються у вихідне положення.

Для захоплення відрізаної частини труби в бурильні труби кидають кульку (більшого діаметра). Вона перекидає отвір у штоку поршня трубовловлювача 4 і під тиском промивальної рідини плашки 3 трубовловлювача, переміщаючись по конусу вниз, розходяться в сторони і захоплюють трубу. Потім натягують бурильну колону (для закріплення плашок) і вимикають насос. Обрізану частину труби піднімають за допомогою гідралічної системи або лебідки бурового верстата.

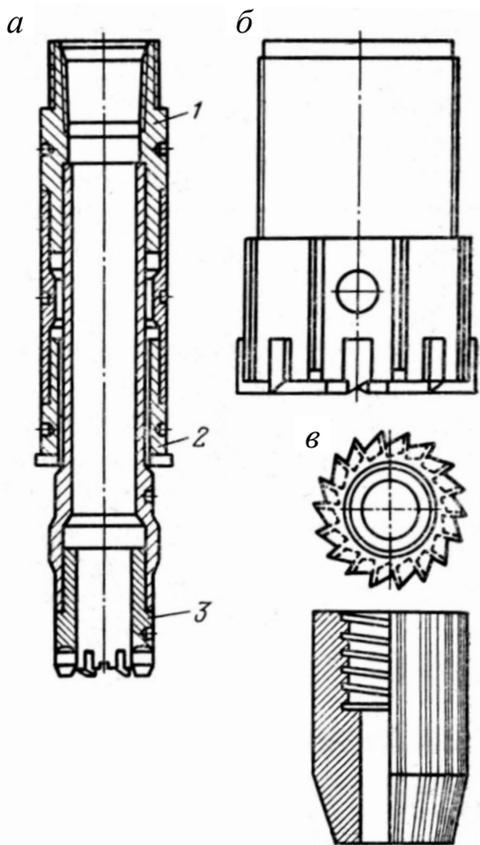


Рис.12.3. Аварійні фрезери:
 а – з напрямком типу ФН;
 б – коронка ФК; в – конічний

Фрезери з напрямком ФН-46, ФН-59 і ФН-76 (рис. 12.3, а) призначені для руйнування колонкової труби і коронки, залишених у свердловині в результаті аварії. Фрезер складається з двох коронок, з'єднаних перехідником 1. Коронка 3, входячи в прихвачену колонкову трубу, руйнує kern і одночасно перешкоджає відхиленню фрезера від осі свердловини. Коронка 2 фрезерує безпосередньо колонкову трубу.

Фрезерні коронки ФК-46, ФК-59 і ФК-76 (рис. 12.3, б) використовують для знищення залишеної на вибої свердловини бурової коронки або матриці алмазної коронки. Фрезерна коронка має стовщений торець, армований зубцями твердого сплаву.

Конічний фрезер (рис. 12.3, в) призначений для калібрування внутрішньої поверхні обсадних труб.

12.4.3. Силовий інструмент

Вибивна баба слугує для вибивання інструменту, прихваченого шламом або кусками породи в неглибоких свердловинах. Маса цього аварійного інструменту 50 або 100 кг. На рис. 12.4 показаний вибивний інструмент. Вибивна (ударна) баба 3 надіта на верхню бурильну трубу прихваченого бурового снаряда 5. У верхній кінець цієї труби вгвинчується пробка 2, по якій наносять удари бабою знизу вверх. Рух баби вгору здійснюється вручну за допомогою каната 1, перекинутого через блок (використовувати для цієї мети лебідку забороняється). Якщо буровий снаряд прихвачений у піднятому над вибоєм положенні, то удари бабою варто наносити по черзі знизу вверх по пробці 2 і зверху вниз по шарнірному хомуті (нижній пробці) 4, установлюваному на 1,5–2 м нижче пробки 2.

Вибійний вібратор ЗВ-2 (рис. 12.5) призначений для звільнення прихваченого інструменту шляхом передачі йому високочастотних коливань. При з'єднанні ЗВ-2 із прихваченим інструментом шток 2 разом з перехідником 1 опускається вниз до упору кулачків перехідника 1 з пазами муфти 3. Після цього ловильний мітчик (дзвін) 12 з'єднується із прихваченим колонковим набором. Потім натягують бурильну колону, на якій вібратор опущений у свердловину, при цьому кулачки перехідника 1 вийдуть із зачеплення з муфтою 3, а косі зуби вібратора 5 увійдуть у ковзне зачеплення з нижніми косими зубами муфти 3. Далі

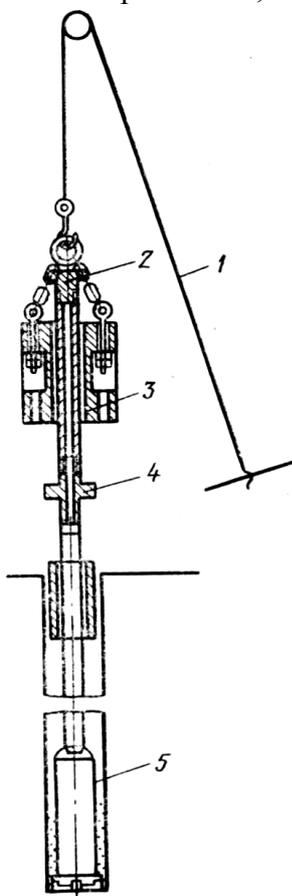


Рис.12.4. Вибивний інструмент

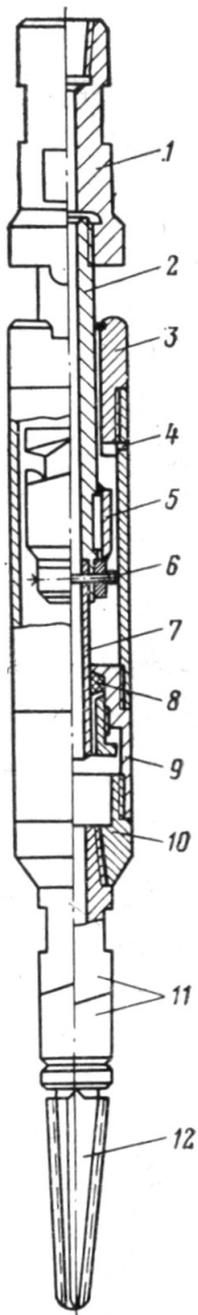


Рис.12.5. Вибійний вібратор ЗВ-2:
 1 – перехідник;
 2 – шток; 3 – муфта; 4 – отвір у корпусі; 5 – вібратор; 6 – гайка зі шпінтом; 7 – труба; 8 – сальник; 9 – корпус сальника; 10 – нижній перехідник; 11 – роз’єднувач; 12 – ловильний мітчик

включається обертання і косі зуби вібратора, ковзаючи по зубах муфти 3, будуть створювати подовжні коливання прихваченого інструменту.

При витяганні зі свердловини прихвачених бурових снарядів і колон обсадних труб часто не вистачає потужності бурового верстата. У цьому випадку можна використовувати гвинтові й гідравлічні домкрати.

Роз’єднувачі призначені для від’єднання бурильної колони від колонкового набору у випадку прихвату останнього в свердловині. Роз’єднувачі можуть бути поділені на такі типи: 1) з правою різьбою, що незатягується; 2) з лівою різьбою; 3) звільнювані при певному осьовому навантаженні, спрямованому вгору.

Для звільнення прихваченого інструменту можна застосовувати і заглибний гідравлічний вібратор, що працює за принципом гідроударника подвійної дії.

На рис. 12.6 показаний **роз’єднувальний перехідник** з правою різьбою, що незатягується, типу ПО. Він складається з ніпеля 1, що має різьбу для з’єднання з бурильною колоною, корпусу 3 з різьбою під колонкову трубу, запобіжного кільця 2 і двох гумових ущільнювальних кілець 4. Роз’єднувальний перехідник при бурінні також забезпечує стабілізацію колонкового набору в свердловині й охороняє верхній кінець колонкової труби від зносу.

12.5. Способи ліквідації аварій

Загальні рекомендації з ліквідації аварій викладаються за принципом від простого до складного. У кожному конкретному випадку варто уважно розібратися в схемі аварії, її причині, можливих ускладненнях; скласти на підставі цих даних докладний план ліквідації аварії; при аварійних роботах треба систематично контролювати їхній хід, при необхідності вчасно вносити корективи. Слід пам’ятати, що роботи з ліквідації аварій трудомісткі; помилки, допущені при ліквідації аварій, ведуть до виникнення нових, більш складних аварій, що призведе до втрат і непродуктивних витрат робочого часу.

Обриви бурильних труб. При обриві бурильної колони необхідно з’ясувати причину, місце і характер зламу, дивлячись на підняту частину бурильної колони або шляхом спуску печатки. Якщо бурильна колона не прихвачена, спускається правий мітчик або дзвін (залежно від форми обриву) і після з’єднання його із залишеною частиною колони, проводиться її підйом зі свердловини. Можливі ускладнення в цьому випадку: відхід залишеної в свердловині частини бурильної колони вбік (при наявності каверн у стінках свердловини); роз-

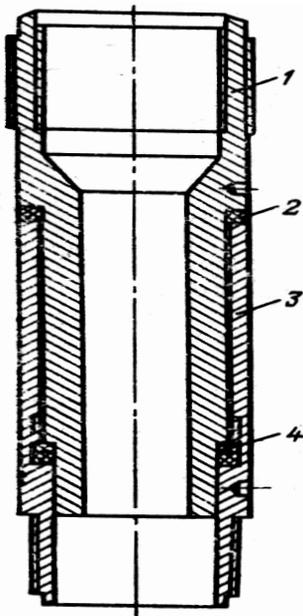


Рис.12.6. Роз'єднувальний перехідник ПО

клинювання бурильними трубами, їхніми частинами і з'єднаннями (подвійний обрив, падіння бурильних труб і з'єднань). Способи ліквідації – застосування відвідних гаків, з'єднання з окремими елементами і спроби витягти їх по черзі; розбурювання зони розклинювання до накриття розклиненого інструменту колонковою трубою: цементация інтервалу у верхнього кінця бурильної колони з наступним забурюванням нового стовбура свердловини.

При обриві бурильної колони в результаті прихвата спускають мітчик (або дзвін) на бурильних трубах з лівою різьбою і після з'єднання з залишеною частиною бурильних труб обертанням уліво відгвинчують їх від колонкової труби. Можливі ускладнення, способи ліквідації ті самі, що й у попередньому випадку.

При неможливості з'єднання із залишеною частиною бурильної колони мітчиком або дзвоном через форму обриву (косим зломом з малим кутом; розвальцювання країв труби) для з'єднання може бути застосований трубовловлювач, а при неможливості його застосування – оббурювання колони.

Прихвати бурильних колон. Цей вид аварій найважче піддається ліквідації і викликає найбільшу кількість ускладнень. При виявленні прихвата необхідно з'ясувати можливість обертання бурильної колони і наявність промивання в привибійній зоні. Якщо обертання і промивання можливі, треба намагатися підняти колону з обертанням при максимально можливому промиванні. За наявності промивання можна застосувати нафтову ванну з витримкою свердловини протягом 24–48 год. Цей спосіб особливо ефективний у випадку прихватів у в'язких пластичних породах (глини).

При неможливості підйому з обертанням та інтенсивним промиванням слід ліквідувати прихват натяжкою колони лебідкою або гідравлікою верстата. Якщо ці заходи не дають позитивного ефекту, необхідно відвернути бурильні труби від перехідника і колонкової труби; за відсутності в складі інструменту роз'єднувального перехідника цю операцію виконують бурильними трубами з лівою різьбою, що з'єднуються з бурильними трубами з правою нарізкою мітчиками або дзвонами.

Після підйому бурильних труб зі свердловини оббурюють колонкову трубу за допомогою фрезера або розбурюють kern усередині неї з подальшим бурінням свердловини коронками меншого діаметра. При неможливості оббурювання або розбурювання колонкової труби можна розрізати її і підняти частинами.

Для усунення прихватів бурового снаряда застосовують також заглибний гідравлічний вібратор, який з приєднаним ловильним інструментом опускається в свердловину, стикається з верхнім кінцем прихваченого бурового снаряда і працює в швидкоударному вібраційному (або в комбінованому) режимі, що досягається регулюванням клапанів. При важких прихватах (залишення в свердловині прихваченої колонкової труби і завалених бурильних труб та неможливість витягти їх) аварія ліквідується забурюванням другого стовбура.

Найчастіші ускладнення при ліквідації прихватів: обриви бурильних труб і їхніх з'єднань при обертанні та натяжках; повторні прихвати й обвали стінок свердловини при розбурюванні або оббурюванні колонкової труби; обвали стінок свердловини при розбурюванні завалених бурильних труб.

Аварії з обсадними трубами. При спуску колони обсадних труб можливі відгвинчування обсадних труб або ніпелів, обриви труб і їхнє зминання. Для з'єднання труб варто центрувати трубу, що відвернулася, за допомогою конуса, опущеного на бурильних трубах, і потім згвинчувати її обертанням верхньої частини колони обсадних труб. Якщо неможливо центрувати нижню частину і з'єднати її з верхньою, необхідно підняти верхню частину колони обсадних труб, а потім захопити і підняти нижню частину, що відвернулася, за допомогою мітчика або трубовловлювача, що спускаються на бурильних трубах.

У процесі буріння можливе відкручування нижньої частини колони обсадних труб з башмаком або обрив її в результаті розмиву стовбура свердловини і зависання колони. Ліквідацію таких аварій здійснюють шляхом центрування відкрученої (відірваної) частини колони з наступною цементацією її або спуском обсадної колони меншого діаметра. Якщо є можливість на поверхню підняти верхню частину колони обсадних труб, то ліквідацію аварії можна робити способом, описаним вище. Аналогічними способами ліквідують аварії, що виникли через протирання стінок колони обсадних труб у процесі буріння.

Аварії, що відбуваються при підйомі обсадних труб, аналогічні аваріям, що відбуваються при спуску, і ліквідуються тими самими способами.

Можливі ускладнення при ліквідації аварій з обсадними колонами: прихвати (прилипання або примерзання) обсадних труб; обриви бурильних труб, які використовують при ліквідації аварій з обсадними трубами. Перші ліквідуються застосуванням різних змащень або розігрівом обсадних труб з наступним їхнім витяганням; ліквідація других була описана вище.

Аварії з породоруйнівним інструментом. У ряді випадків ліквідація таких аварій аналогічна усуненню аварій, що виникають у результаті прихватів. При залишенні на вибої частин породоруйнівного інструменту (без колонкових труб) їхнє витягання здійснюється за допомогою спеціального інструменту – уловлювачів типу ЛМС або ЛМ, а також методом розбурювання з подальшим підйомом у колонковій трубі. Один з найскладніших видів аварій – припікання і прихвати у свердловинах алмазних коронок, що є наслідком порушень технології алмазного буріння, у першу чергу недотриманням режиму промивання. При цьому (при великих частотах обертання і підвищених осьових навантаженнях) припікання коронки відбувається практично миттєво. Аварії типу припікань призводять, як правило, до повної втрати алмазних коронок. У випадку припікання, тобто спікання коронки з породою вибою, і при неможливості підйому снаряда звичайним способом слід спробувати відірвати коронку від вибою, використовуючи зусилля гідравліки верстата, а залишки коронки на вибої розбурити фрезерною коронкою. Однак силове витягання рекомендується тільки в тих випадках, коли є впевненість, що найбільш слабкі ланки в колоні (зазвичай нарізні з'єднання) витримують високі навантаження, що потрібні для відриву снаряда від припеченої коронки. Так, для відриву колонкової труби від припеченої коронки треба прикласти

силу (з розрахунку межі міцності матеріалу труб на розтягання 70 МПа) до труби діаметром 73 мм – 390 кН; діаметром 57 мм – 300 кН; діаметром 44 мм – 230 кН.

Ланки бурильних колон розриваються при таких навантаженнях:

1. Ніпелі зі сталі 40Х (біля основи різьби): діаметром 55 мм – 750 кН; діаметром 42 мм – 500 кН; діаметром 33,5 мм – 340 кН.

2. Нарізні кінці бурильних труб ніпельного з'єднання (біля основи різьби): діаметром 50 мм – 430 кН; діаметром 42 мм – 370 кН; діаметром 33,5 мм – 190 кН.

Якщо міцність бурильної колони не забезпечена, варто розвернути і витягти буровий снаряд, а коронку, що залишилася, розбурити на вибої твердосплавним фрезером.

Аварії при свердловинних дослідженнях. При обриві і залишенні свердловинних приладів (пристроїв) у свердловині їхнє витягання проводиться після нагвинчування ловильного дзвону або накриття колонковою трубою відповідного діаметра. При обриві каротажного кабелю або троса їхнє витягання здійснюється за допомогою уловлювача каната. У випадку неможливості витягання кабелю (троса) він розбурюється.

Падіння сторонніх предметів у свердловину. Різноманітність сторонніх предметів обумовлює численність способів їхнього витягання. Це роблять різними пастками, оббурюванням з наступним підйомом або розбурюванням (знищенням) предмета. При неможливості витягання або розбурювання предметів роблять спробу віджати їх у стінки свердловини (у м'яких і середній твердості породах) з подальшим перекриттям цього місця обсадними трубами з поверхні або впотай. У ряді випадків забурюють новий стовбур вище місцезнаходження цього предмета. Якщо предмет, що впав, став причиною заклинювання бурового снаряда, що знаходиться в свердловині, то ліквідувати цю аварію слід методами, застосовуваними при ліквідації прихватів.

Висновок

У цьому розділі розглянуто види, причини і наслідки аварій і ускладнень при бурінні свердловин; наведені способи і технічні засоби їх попередження і ліквідації.

Контрольні питання

1. Що розуміють під термінами "аварія" та "ускладнення"?
2. Як класифікуються фактори, що впливають на виникнення аварій?
3. Класифікація аварій за характером виникнення.
4. Що необхідно робити для попередження аварій?
5. Як класифікується аварійний інструмент?
6. Призначення ловильного інструменту і його види.
7. Види аварійного різального інструменту, їх призначення.
8. Види силового аварійного інструменту, їх призначення.
9. Призначення роз'єднувачів і їх види.
10. Порядок робіт з ліквідації обривів бурильних труб, інструменти для ліквідації.
11. Ліквідація прихватів бурильної колони.
12. Аварії з обсадними трубами, їх ліквідація.
13. Аварії з породоруйнівним інструментом, їх ліквідація.
14. Падіння сторонніх предметів у свердловину, ліквідація таких аварій.

13. ЛІКВІДАЦІЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати порядок підготовки і проведення геофізичних досліджень у свердловинах; способи і матеріали для ліквідаційного тампонування; порядок проведення рекультивації землі; уміти вибрати спосіб і матеріали, а також розрахувати їх кількість для ліквідаційного тампонування свердловин.

13.1. Загальні відомості

Після завершення буріння і проведення необхідних досліджень свердловини, які не призначені для подальшого використання, повинні бути ліквідовані відповідно до Правил ліквідаційного тампонування бурових свердловин різного призначення, засипки гірничих виробок і занедбаних колодязів для попередження забруднення і вичерпування підземних вод. Свердловини, які не досягли проектної глибини або які не виконали геологічного завдання з причини неможливості продовжувати буріння на даний час через аварії або ускладнення, відсутність геологічного обґрунтування подальшого буріння, технічних можливостей бурового обладнання, можуть бути законсервовані або ліквідовані.

Ліквідація свердловини – це комплекс заходів, які направлені на відновлення порушеного свердловиною природного стану гірських порід з метою охорони надр.

Консервація свердловин – це комплекс заходів зі збереження бурової свердловини при тимчасовому навмисному припиненні її буріння.

Ліквідація свердловини передбачає проведення підготовчих і заключних робіт. К підготовчим відносять контрольний замір глибини свердловини, підготовку свердловини до геофізичних досліджень, заключні геофізичні й гідрогеологічні дослідження. На заключному етапі витягають обсадні труби (якщо можливо), проводять ліквідаційне тампонування, встановлюють на устя свердловини репер, оформляють акт на ліквідацію свердловини, демонтують і перевозять обладнання, приводять площадку буріння в первісний стан (рекультивація земель).

При консервації свердловини виконують тільки частину з перелічених робіт, але при цьому обов'язкові такі: заливка усього стовбура свердловини якісним глинистим розчином підвищеної в'язкості, установка репера або герметичної пробки на усті, складання акта на консервацію свердловини.

13.2. Підготовка і проведення геофізичних досліджень

У всіх свердловинах необхідно проведення геофізичних досліджень, причому гама-каротаж (ГК) обов'язковий для свердловин будь-якого призначення.

Геофізичні дослідження свердловини проводяться з метою:

- 1) вивчення геологічного розрізу, розчленування літологічних різниць порід і виявлення корисних копалин;
- 2) визначення технічного стану стовбура свердловини;
- 3) відбору проб корисних копалин (наприклад, відбір вугільних проб стріляючими ґрунтоносами).

Існують багато методів каротажу: електричний (КС, ПС, ВП, ТК, МТК та ін.), радіоактивний (ГК, ГГК, НГК та ін.), магнітний (МК), акустичний (АК) тощо.

У геологорозвідувальних свердловинах зазвичай передбачають стандартний каротаж (електрокаротаж), який дозволяє вимірювати удаваний опір порід (метод КС) і природне електричне поле порід (метод ПС); стандартний радіоактивний каротаж, який включає гама-каротаж (ГК) і нейтронний гама-каротаж (НГК).

Разом з каротажем проводять, як правило, інклінометрію для визначення кута нахилу та азимута свердловини і кавернометрію з метою вимірювання фактичного діаметра свердловини у всіх точках стовбура. Дані про фактичний діаметр свердловини використовують для інтерпретації діаграм електрокаротажу і радіоактивного каротажу (уточнення геологічного розрізу), а також технічних потреб (при розрахунках тампонування, визначення місць встановлення розділювальних пробок і мостів при тампонуванні).

За допомогою геофізичних досліджень можуть вирішуватися додатково такі питання: визначення місць притоку пластових вод у свердловину і їх мінералізації; встановлення зон поглинань (резистивіметричні вимірювання); визначення стану обсадних колон і знаходження металевих предметів у свердловині тощо.

Підготовленість свердловини згідно з даними технічними умовами оформляється актом за підписами бурового майстра і геолога; акт вручається начальнику каротажної партії перед проведенням робіт.

Начальник каротажної партії може розпочати проведення робіт у свердловині тільки після вручення йому акта про підготовку свердловини. При неможливості дотримання технічних умов з підготовки свердловини геофізичні роботи в ній можуть проводитися лише відповідно до узгодженого рішення керівництва контори буріння (розвідки, промислу) і геофізичного підприємства.

У процесі проведення геофізичних робіт на буровій обов'язкова присутність відповідального представника геологічної служби, бурової організації, промислу або розвідки, який після закінчення робіт у свердловині підписує акт про проведені роботи в даній свердловині.

У випадках, коли відбувається затягування свердловинного приладу, а також коли при повторних спусках спостерігається неодноразова зупинка свердловинного приладу, проведення каротажних робіт припиняється. При викидах, значних газопроявленнях і сильному переливанні рідини зі свердловини в процесі проведення в ній геофізичних робіт виконання останніх потрібно припинити.

Бурова організація зобов'язана надати каротажній партії (загону) зразки промивальної рідини і шламу та забезпечити можливість проведення передбачених "Технічною інструкцією з ГІД" контрольних спостережень і вимірювань.

Рішення про виконання наміченої програми геофізичних досліджень ухвалюється при каротажі останнього інтервалу свердловини начальником каротажної партії (загону) спільно з представником геологічної служби замовника.

Для нормального проведення геофізичних досліджень необхідна ретельна їх підготовка.

13.2.1. Підготовка бурової

Бурова повинна мати під'їзні шляхи, що забезпечують безперешкодний під'їзд каротажної станції і транспортування каротажного устаткування. Перед буровою повинен бути підготовлений робочий майданчик для встановлення на

ній каротажної станції (апаратури, устаткування). Усі сторонні предмети між робочим майданчиком і устям свердловини повинні бути видалені.

Підлогу бурової треба очистити від промивальної рідини, нафти, мастильних матеріалів. Якщо підлога волога, необхідно посипати її піском.

Перед проведенням каротажу необхідно перевірити справність бурової лебідки та її приводу. Буровий інструмент та інвентар слід розмістити так, щоб вони не заважали каротажній партії (загону), і закріпити.

На краю майданчика бурової або не далі ніж 40 м від неї повинна знаходитися незалежна електрична точка (щит з рубильником) для підключення каротажного агрегату. У районах, де каротажні лебідки обертаються електродвигуном, до точки підводять трифазний струм. Підключення електричної мережі до каротажної станції проводиться електромонтером, обслуговуючим бурову, під наглядом начальника або інженера партії. У разі відсутності електромонтера підключення може здійснити спеціально проінструктований інженерно-технічний працівник партії у присутності начальника партії.

При проведенні каротажних робіт у нічний час бурова повинна бути посилено освітлена. В експлуатаційних нафтових і газових свердловинах устя повинно освітлюватися прожектором. При освітленні бурової нижче за норму проведення каротажних робіт у нічний час забороняється. Під час проведення каротажних робіт на свердловині має бути присутньою бурова бригада; начальник каротажної партії (загону) може залучати працівників бурової бригади до виконання допоміжних робіт, пов'язаних з проведенням каротажу. При каротажних роботах на буровій забороняється:

а) проводити без дозволу начальника каротажної партії (загону) ремонт бурового устаткування;

б) вмикати без дозволу начальника каротажної партії (загону) бурову лебідку і різні силові агрегати;

в) переносити і пересувати по підлозі бурової важкі предмети і бурове устаткування;

г) перекочувати труби поблизу з'єднувальних проводів, каротажного кабелю і станції;

д) проводити електрозварювання в радіусі 400 м, а в окремих випадках, на вимогу начальника партії, і на більшій відстані від бурової.

13.2.2. Підготовка свердловини

Свердловина повинна бути підготовлена так, щоб забезпечити безперешкодний спуск каротажних зондів і свердловинних приладів у всьому стовбурі свердловини до вибою протягом часу, необхідного для проведення всього комплексу геофізичних досліджень. Для підготовки свердловини потрібно:

а) пропрацювати стовбур свердловини на всьому незакріпленому інтервалі долотом номінального діаметра з метою ліквідації уступів, різких переходів від одного діаметра до іншого, місць звуження і пробок;

б) зробити параметри промивальної рідини відповідно до вимог геолого-технічного наряду і забезпечити їх однаковість у всьому стовбурі свердловини (при цьому бажано виконати таке: статичну напругу зсуву θ_1 і θ_{10} зменшити до

2 і 4 Па відповідно; густину знизити, але таким чином, щоб це не призвело до обвалів та інших ускладнень; стабільність розчину С повинна бути $\leq 20 \text{ кг/м}^3$); для проведення електричного каротажу і бокового каротажного зондування (БКЗ) рекомендується, щоб опір промивальної рідини був не менше ніж 0,2 Ом·м;

в) забезпечити однорідність промивальної рідини у всьому стовбурі свердловини, для цього після буріння (при промиванні) циркуляцію рідини необхідно проводити не менше 2 год на кожні 1000 м глибини свердловини.

Не допускається проведення геофізичних вимірювань у свердловинах:

а) заповнених промивальною рідиною з в'язкістю $> 90 \text{ с}$;

б) з промивальною рідиною, що містить $> 5 \%$ піску або уламків твердих порід;

в) в яких наявне поглинання (з пониженням рівня $> 15 \text{ м/год}$), переливання або газопроявлення.

Роботи в свердловинах, в яких зазначені умови не виконуються, а також за наявності інших ускладнень можуть проводитися лише за особливим узгодженим рішенням керівництва геофізичного підприємства й організації, що проводить буріння.

Виконання робіт у свердловинах, заповнених нафтою або промивальною рідиною з домішкою нафти $> 10 \%$, допускається лише при узгодженому рішенні керівництва геофізичного підприємства й організації, що проводить буріння.

Визначення висоти підйому цементу термометром проводиться не пізніше ніж через 2 доби після заливки свердловини цементом; безпосередньо перед виміром термометром і в процесі вимірювань не допускається спускати буровий інструмент у свердловину і доливати її водою.

При проведенні газового каротажу з боку викидної лінії промивальної рідини на відстані 50 м від устя свердловини повинен бути обладнаний горизонтальний майданчик розміром $3 \times 5 \text{ м}$ для установаження газокаротажної станції. До майданчика підводять трифазний змінний струм. Нахил і ширина жолобної системи для промивальної рідини повинні відповідати проекту. При проведенні газового каротажу категорично забороняється додавати нафту в промивальну рідину. Під час газокаротажних робіт у свердловинах, в яких раніше застосовувалися рідини з домішками нафти або нафтові ванни (для ліквідації аварій), необхідно заздалегідь ретельно промити свердловину й очистити відстійник.

Визначення місць припливу (поглинання) і затрубної циркуляції рідини, контроль за гідравлічним розривом і солянокислотою обробкою, відбиття контактів (ВНК, ГВК, ГНК), термокартаж, визначення температури порід, місць розташування металу, а також гідрогеологічні дослідження проводять за типовими або індивідуальними проектами, складеними геофізичними підприємствами та узгодженими із замовником.

При виконанні геофізичних робіт за типовими та індивідуальними проектами свердловину готують відповідно до вимог даних технічних умов і, крім того, умов, викладених у проекті.

13.2.3. Проведення робіт у нафтових і газових свердловинах

Геофізичні дослідження свердловин проводяться геофізичними підприємствами на замовлення геологічних служб бурових організацій і нафтогазовидобувних підприємств.

Разом із замовленням геофізичному підприємству обов'язково подають такі відомості: вид досліджень; інтервал глибин, що підлягає дослідженню; глибина вибою; глибина башмака колони і діаметр обсадних труб; діаметр долота (номінальний діаметр свердловини); густина і в'язкість промивальної рідини; стан свердловини і дата її готовності до проведення вимірювань. Заявки реєструються в журналі.

При зняттю роторному столі в свердловинах, що буряться, при перевищенні фланця обсадної колони більш ніж на 0,5 м над підлогою вишки і при вимірюванні через труби фонтанно-компресорної арматури над устям свердловини повинен бути встановлений робочий майданчик розміром не менше 2,5×2,5 м з дерев'яним настилом завтовшки не менше 40 мм, з огорожею поручня і сходами маршового типу. Настил майданчика має знаходитися вище за фланець колони або встановлену на ній арматуру. При вимірюванні через фонтанно-компресорну арматуру настил майданчика мусить знаходитися вище за маховик буферної засувки не менше ніж на 20 см.

Ротор після установки на нього блок-балансу надійно закріплюють, щоб уникнути його повороту.

При роботі в районах із суворими кліматичними умовами в зимовий час до устя свердловини за допомогою гумового шланга підводять пару або гарячу воду.

На буровій повинні знаходитись якір і канат, що витримує навантаження до 1000 кг.

13.2.4. Проведення робіт у розвідувальних свердловинах на вугілля, руду та інші корисні копалини

Геофізичні дослідження розвідувальних свердловин на вугілля, руду та інші корисні копалини проводять відповідно до проекту на їх виконання. При розвідці вугільних родовищ геофізичні роботи повинні виконуватися у всіх розвідувальних свердловинах, а в технічних і гідрогеологічних свердловинах – в міру необхідності. Геофізичні роботи проводяться каротажними партіями (загонами) на замовлення геологорозвідувальних організацій.

У заявці на проведення робіт повинні міститися такі обов'язкові відомості: глибина вибою; діаметр свердловини; технічний стан свердловини; глибина башмака обсадної колони і діаметр обсадних труб; інтервали і види досліджень; дата готовності свердловини до проведення вимірювань.

У вугільнорозвідувальних свердловинах роботи з вуглерізкою проводяться тільки після каротажу.

У свердловинах глибиною більше 400 м рекомендується проводити каротаж не більше ніж через кожні 250 м проходки.

Перед початком робіт на свердловині геологічна служба повинна надати каротажній партії (загону) геологічний розріз свердловини, накреслений у масштабі глибин 1:200, із зазначенням виходу керна. Свердловина повинна бути поглиблена настільки, щоб відстань від нижньої частини наміченого до дослідження вуглемісткого інтервалу до вибою була не менше 3 м.

Демонтаж бурового устаткування до закінчення каротажних робіт не допускається. Свердловина може бути закрыта лише після проведення всіх необхідних у даній свердловині геофізичних досліджень і відбору зразків порід.

У випадку, якщо вуглемісткі або рудні інтервали залишилися недослідженими, рішення про закриття свердловини може бути ухвалене тільки вищою геологічною організацією.

13.3. Ліквідаційне тампонування

Ліквідаційне тампонування – це комплекс робіт, який виконується:

1) при бурінні на тверді корисні копалини з метою ізоляції шарів (покладів) від обводнення, затоплення і попередження додаткових витрат і ускладнень при наступній експлуатації родовища;

2) при інженерно-геологічних пошуках для уникнення попадання вод по свердловині під фундамент майбутньої споруди;

3) для запобігання забруднення і засмічування водоносних горизонтів через свердловину, змішування вод різних за якістю, а також вичерпування водоносних горизонтів.

Ліквідаційному тампонуванню підлягають свердловини всіх типів відразу по закінченні буріння або коли потреба в них відпадає. По завершенні робіт складається акт. На ліквідаційне тампонування розробляється проект, що затверджується головним інженером організації, яка виконує бурові роботи. Якщо свердловина розташована на полі діючої шахти, то проект узгоджується з керівництвом шахти. Контроль якості тампонування здійснюється геологічною службою організації, яка виконує бурові роботи.

Залежно від гірничо-геологічних і гідрогеологічних умов, ступеня тріщинуватості порід, наявності старих гірничих виробок можуть застосовуватися спрощений, звичайний (простий) і спеціальний способи тампонування.

Спрощений спосіб тампонування виконується в свердловинах, які не розкрили гірничі виробки, водоносні або поглинаючі горизонти, не містять рудних зон, але розташовані у можливих зонах дренажування. При цьому тампонажна суміш заповнює тільки інтервал залягання корисної копалини, а решта свердловини заливається в'язким глинистим розчином.

При звичайному (простому) тампонуванні весь стовбур свердловини заповнюється тампонажною сумішшю. Цей спосіб використовують у свердловинах, які не розкрили водоносні або поглинаючі горизонти (або вони ізольовані до проведення ліквідаційних робіт) чи старі гірничі виробки.

Спеціальне тампонування полягає в повному або частковому заповненні стовбура тампонажною сумішшю і в установці розділювальних пробок або цементних мостів. Цей спосіб використовують у свердловинах, які розкрили зони поглинань, водо- і газопроявлень або старі гірничі виробки.

Тампонажні суміші бувають такі, що твердіють і не твердіють.

Суміші, що твердіють, готуються на основі цементу і води з додаванням інертних матеріалів (пісок, крейда, суглинок тощо), а у деяких випадках – прискорювачів тужавіння й інших домішок. Наприклад:

– цемент (Ц): суглинок (С): вода (В): хлористий кальцій зі співвідношенням вагових частин 1:0,5:0,6:0,03 і густиною 1910 кг/м³;

– Ц:С:В = 1:1:0,8 – 1670 кг/м³;

– Ц:П:В = 1:2:1 – 1950 кг/м³.

Розрахунок кількості матеріалів для ліквідаційного цементування свердловин здійснюється аналогічно розрахунку матеріалів для цементування обсадних колон.

Для ліквідаційного тампонування свердловини, що пробурена в скельних чи напівскельних породах, застосовують цементний розчин, в породах глинистих – пластичну жирну глину. Свердловина, що пробурена із застосуванням глинистого розчину і тампонована цементом, перед тампонуванням промивається водою для розглинізації. Цементний розчин нагнітають насосом через бурильні труби, які опущені до вибою. У міру заповнення свердловини цементним розчином бурильні труби піднімають. Після підйому насос і бурильні труби промивають водою для очищення від залишків цементного розчину.

При тампонуванні глиною її замочують, приготавляють густе глинисте тісто, потім за допомогою глинопресу чи вручну виготовляють циліндри з глини. Глиняні циліндри опускають на вибій свердловини в довгій колонковій трубі і, піднявши її на 1–1,5 м над вибоєм, випресовують їх водою з насосу. Потім кожен порцію тампонажної глини трамбують металевою трамбівкою.

Для ліквідаційного тампонування глибоких свердловин використовують наведені нижче суміші.

1. Глинисто-цементний розчин, виготовлений на основі глинистого розчину підвищеної в'язкості ($T = 50\text{--}80$ с). На 1 м³ глинистого розчину додають 120–130 кг тампонажного цементу і 12 кг рідкого скла.

2. Для ліквідації свердловин на вугілля для тампонування свердловин застосовують отверджуваний глинистий розчин (ОГР) такого складу: нормальний глинистий розчин – 64 %, формалін – 11 %; ТС – 25 %. ТС-10 – це темно-коричнева рідина, виготовлена із суміші сланцевих фенолів, етиленгліколю і розчину їдкого натру.

Розділювальні пробки можуть бути або стандартні пакерні ущільнення конструкції ВІТР, або місцевого виготовлення. Пробки встановлюються:

– нижче зони активного водообміну (на глибині 300 м);

– у покрівлі поглинаючих горизонтів;

– у ґрунті водонапірних горизонтів;

– у покрівлі та підшві інтервалу корисної копалини: на вугільних родовищах на відстані 4m у підшві шару (m – потужність шару) і 40m – у покрівлі. Це саме стосується гірничих виробок. Якщо відстань між вугільними шарами менше 40m, пробки встановлюються в ґрунті кожного шару і покрівлі верхнього. Інтервал між пробками в межах вугільних шарів заповнюється бетонною сумішшю, а решта – тампонажною сумішшю.

Доставка тампонажної суміші здійснюється через бурильну колону з розрахунку разового заповнення свердловини в інтервалі 50–100 м для свердловин діаметром до 76 мм і 200–300 м – понад 76 мм.

Устя свердловини ліквідується описаним далі способом. Навколо направлення або кондуктора проходить шурф розмірами 1×1×1 м. Обсадна труба зрізається нижче поверхні на 0,8 м і закривається металевою кришкою з написом номеру свердловини, року ліквідації, аббревіатури організації, що виконує буріння. За відсутності труб устя на цій глибині перекривається бетонною плитою (0,8×0,8 м) з написом і шурф засипається.

Після завершення робіт проводиться рекультивація земель.

Відповідно до земельного законодавства України організації, що виконують геологорозвідувальні роботи на відведених їм у тимчасове користування сільськогосподарських землях або лісових угіддях, повинні за свій рахунок приводити ці земельні ділянки у стан, придатний до використання у сільському, лісовому або рибному господарстві.

Об'єми робіт з рекультивації землі, яку використано під бурову установку, включають:

- зняття родючого шару ґрунту і переміщення його убік;
- ліквідація фундаменту після демонтажу бурового обладнання;
- засипання всіх відстійників, ям, шурфів;
- ліквідація забруднень ґрунту паливно-мастильними та іншими шкідливими для ґрунту і рослин матеріалами;
- планування ділянки і нанесення раніше знятого родючого шару.

У процесі виконання робіт необхідно вживати заходів проти наслідків бурових робіт, які призвели до ерозії ґрунту та яроутворення.

Висновок

У цьому розділі розглянуто порядок підготовки і проведення геофізичних досліджень у свердловинах; наведені способи і матеріали для ліквідаційного тампонування; викладено порядок проведення рекультивації землі.

Контрольні питання

1. У яких випадках свердловини підлягають ліквідації чи консервації?
2. Дати визначення терміну "ліквідація свердловини".
3. Дати визначення терміну "консервація свердловини".
4. Підготовчі роботи до ліквідації свердловини.
5. Мета проведення геофізичних досліджень свердловин.
6. З якою метою проводять інклінометрію і кавернометрію свердловин?
7. Які додаткові питання вирішують за допомогою геофізичних досліджень?
8. Як проводиться підготовка бурової до проведення геофізичних досліджень?
9. Як проводиться підготовка свердловини до проведення геофізичних досліджень?
10. В яких свердловинах не допускається проведення геофізичних досліджень?
11. Для чого виконується ліквідаційне тампонування свердловин?
12. Які існують способи тампонування?
13. Які існують тампонажні суміші?
14. В яких місцях встановлюються розділювальні пробки?
15. Які роботи включає рекультивація землі, що використано під бурову установку?

14. ПРИКЛАДИ РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧ І ЗАДАЧІ ДЛЯ САМОСТІЙНОГО РОЗВ'ЯЗУВАННЯ

Задача 1. Вибрати колону ОБТ і визначити довжину її при безкеровому бурінні з промиванням свердловини глинистим розчином з густиною $\rho_p = 1200 \text{ кг/м}^3$. Діаметр свердловини $D = 93 \text{ мм}$, осьове навантаження $C = 2000 \text{ даН}$, довжина свічі $l_1 = 13,5 \text{ м}$.

Розв'язання

Для буріння свердловини у вказаних умовах приймаємо ОБТ-Р-73. Вага 1 м цих труб $q_{1\text{м}} = 25,3 \text{ даН}$ (табл. 4.7).

Довжину колони визначаємо за формулою

$$L_{\text{ОБТ}} = \frac{kC}{q_{1\text{м}} \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right)},$$

де $k = 1,25$ – коефіцієнт збільшення довжини ОБТ для додаткового розтягання бурильних труб; ρ_m – щільність матеріалу труб, для сталі $\rho_m = 7850 \text{ кг/м}^3$.

Підставивши дані, отримаємо

$$L_{\text{ОБТ}} = \frac{1,25 \cdot 2000}{25,3 \cdot \left(1 - \frac{1200}{7850} \right)} = 117 \text{ м.}$$

Кількість свічок ОБТ

$$n = \frac{L_{\text{ОБТ}}}{l_1} = \frac{117}{13,5} = 8,7 \text{ шт.}$$

Приймаємо 9 свічок. Довжина ОБТ складе $L_{\text{ОБТ}} = n l_1 = 9 \cdot 13,5 = 121,5 \text{ м}$.

Завдання

Вибрати колону ОБТ і розрахувати її довжину для таких умов:

Таблиця 14.1

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант Параметри	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$C, \text{ даН}$	800	1200	1500	1000	1300	1200	1500	1200	900	1400
$\rho_p, \text{ кг/м}^3$	1000	1050	1150	1100	1200	1100	1050	1250	1150	1050
$D, \text{ мм}$	76	93	132	112	93	76	132	112	76	93
$l_1, \text{ м}$	9	13,5	18	13,5	9	18	13,5	9	18	13,5

Задача 2. Вибрати твердосплавну коронку, бурильні труби, колонковий снаряд і визначити рекомендовані параметри режиму буріння по гіпсу (V категорія за буримістю, 1 група за абразивністю). Діаметр свердловини 93 мм. Бурова установка УКБ-5П.

Розв'язання

Для буріння свердловини по гіпсу приймаємо коронку СМЗ-93 (табл. 4.2). Її конструктивні параметри такі: зовнішній діаметр $D_3 = 93$ мм, внутрішній діаметр $D_в = 75$ мм, кількість основних різців $m = 8$.

Діаметр бурильних труб підбираємо за співвідношенням

$$d_{\text{бр}} = \varphi D_3,$$

де φ – раціональна величина співвідношення між діаметром бурильних труб та діаметром свердловини, приймаємо бурильні труби муфто-замкового з'єднання, для яких $\varphi=0,60$.

$$d_{\text{бр}} = 0,6 \cdot 93 = 55,8 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТ на бурильні труби приймаємо бурильну колону СБТМ-50 (табл. 4.4). Діаметр колонкової труби 89 мм (табл. 4.13). Перехідник П1-50/89 (табл. 4.12). Керновідривач для твердосплавного буріння коронкою діаметром 93 мм (табл. 4.9).

Осьове навантаження на коронку визначаємо за формулою

$$C = C_0 m,$$

де C_0 – питома навантаження на один основний різець, для заданих вихідних даних $C_0 = 80$ даН (табл. 4.2).

Тоді

$$C = 80 \cdot 8 = 640 \text{ даН.}$$

Отримане значення осьового навантаження приймаємо кратним 50 даН, тобто $C = 650$ даН.

Частоту обертання бурового снаряда визначимо як

$$n = \frac{60 V_{\text{кол}}}{\pi D_c}, \text{ хв}^{-1},$$

де $V_{\text{кол}}$ – колова швидкість руху різця, для заданих вихідних даних, $V_{\text{кол}} = 1,3$ м/с (табл. 4.2); D_c – середній діаметр коронки, м,

$$D_c = \frac{D_3 + D_в}{2} = \frac{93 + 75}{2} = 84 \text{ мм} = 0,084 \text{ м.}$$

Тоді частота обертання

$$n = \frac{60 \cdot 1,3}{3,14 \cdot 0,084} = 296 \text{ хв}^{-1}.$$

Відповідно до технічної характеристики бурової установки УКБ-5П приймаємо $n = 260$ хв⁻¹ (табл. 6.1).

Витрату промивальної рідини знаходимо за формулою

$$Q = q_{\text{пит}} D_3, \text{ л/хв,}$$

де $q_{\text{пит}}$ – питома об'ємна витрата на 1 мм діаметра, для заданих вихідних даних $q_{\text{пит}} = 1,1$ л/хв (табл. 4.2).

Тоді маємо

$$Q = 1,1 \cdot 93 = 102,3 \text{ л/хв.}$$

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ4-320/63 (табл. 6.2), яким оснащена бурова установка УКБ-5П (табл. 6.1), витрата промивальної рідини $Q = 105$ л/хв.

Завдання

Вибрати буровий снаряд і визначити рекомендовані параметри режиму буріння для таких умов:

Таблиця 14.2

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Діаметр свердловини, мм	Порода	Категорія за буримістю	Група за абразивністю	Бурова установка
1	132	Суглинок	II	1	УКБ-200/300С
2	112	Доломіт	VI	2	УКБ-4П
3	93	Вапняк	IV	3	СКТО-65
4	76	Глина	III	1	УКБ-7П
5	59	Гнейс	VIII	4	УКБ-8
6	132	Глинистий сланець	V	2	УКБ-200/300С
7	112	Пісковик	VII	4	СКТО-75
8	93	Мергель	II	1	УКБ-7П
9	76	Алевроліт	V	2	УКБ-5П
10	59	Аргіліт	VI	1	УКБ-4П

Задача 3. Вибрати алмазну коронку, бурильні труби, колонковий снаряд і визначити рекомендовані параметри режиму буріння джеспіліту (XI категорія за буримістю, 5 група за абразивністю). Діаметр свердловини 59 мм. Бурова установка УКБ-4П.

Розв'язання

Враховуючи умови буріння, вибираємо алмазну імпрегновану коронку 02И4-59 (табл. 4.1). Її конструктивні параметри: зовнішній діаметр $D_3 = 59$ мм, внутрішній діаметр $D_b = 42$ мм, робоча площа торця $S = 8,5$ см².

Діаметр бурильних труб підбираємо за співвідношенням

$$d_{\text{бр}} = \varphi D_3,$$

де φ – раціональна величина співвідношення між діаметром бурильних труб та діаметром свердловини, приймаємо бурильні труби ніпельного з'єднання, для яких $\varphi = 0,9$.

$$d_{\text{бр}} = 0,9 \cdot 59 = 53,1 \text{ мм.}$$

Відповідно до ДСТ на бурильні труби приймаємо бурильну колону СБТН-54 (табл. 4.4). Діаметр колонкової труби 57 мм (табл. 4.16). Перехідник П0-54/57 (табл. 4.11). Керновідривач К-59 (табл. 4.10). Розширювач РМВ-2-59 (табл. 4.14).

Осьове навантаження на коронку визначаємо за формулою

$$C = C_0 S,$$

де C_0 – питоме осьове навантаження на робочий торець коронки, для заданих вихідних даних $C_0 = 115$ даН/см² (табл. 4.1).

Тоді

$$C = 115 \cdot 8,5 = 978 \text{ даН.}$$

Отримане значення осьового навантаження приймаємо кратним 50 даН, тобто $C = 1000$ даН.

Частоту обертання бурового снаряда визначимо як

$$n = \frac{60V_{\text{кол}}}{\pi D_c}, \text{ хв}^{-1},$$

де $V_{\text{кол}}$ – колова швидкість руху алмаза, для заданих вихідних даних, $V_{\text{кол}} = 2$ м/с (табл. 4.1); D_c – середній діаметр коронки, м,

$$D_c = \frac{D_3 + D_в}{2} = \frac{59 + 42}{2} = 50,5 \text{ мм} = 0,0505 \text{ м}.$$

Тоді частота обертання

$$n = \frac{60 \cdot 2}{3,14 \cdot 0,0505} = 757 \text{ хв}^{-1}.$$

Відповідно до технічної характеристики бурової установки УКБ-4П приймаємо $n = 710$ хв⁻¹ (табл. 6.1).

Витрату промивальної рідини знаходимо за формулою

$$Q = q_{\text{пит}} D_3, \text{ л/хв},$$

де $q_{\text{пит}}$ – питома об'ємна витрата на 1 мм діаметра, для заданих вихідних даних $q_{\text{пит}} = 0,5$ л/хв (табл. 4.1).

Тоді маємо

$$Q = 0,5 \cdot 59 = 29,5 \text{ л/хв}.$$

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБЗ-120/40 (табл. 6.2), яким оснащена бурова установка УКБ-4П (табл. 6.1), витрата промивальної рідини $Q = 19$ л/хв.

Завдання

Вибрати буровий снаряд і визначити рекомендовані параметри режиму буріння для таких умов:

Таблиця 14.3

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Діаметр свердловини, мм	Порода	Категорія за буримістю	Група за абразивністю	Бурова установка
1	59	Сієніт	ІХ	5	УКБ-200/300С
2	76	Кварцит	Х	4	УКБ-4П
3	46	Гнейс	VІІІ	3	СКТО-65
4	93	Роговик	ХІ	5	УКБ-7П
5	46	Граніт	Х	4	УКБ-8
6	59	Пісковик	VІ	4	УКБ-200/300С
7	46	Базальт	ІХ	3	СКТО-75
8	76	Скарн	VІІІ	3	УКБ-7П
9	93	Джеспіліт	ХІІ	6	УКБ-5П
10	59	Дуніт	Х	5	УКБ-4П

Задача 4. Вибрати бурове долото, ОБТ і визначити рекомендовані параметри режиму буріння аргіліту (VI категорія за буримістю, 1 група за абразивністю). Діаметр свердловини 132 мм. Бурова установка УКБ-7П. Діаметр бурильних труб 50 мм. Густина промивальної рідини 1200 кг/м³.

Розв'язання

Враховуючи умови буріння, вибираємо шарошкове долото Ш132С-ЦВ-2 (табл. 4.3).

Згідно з технічною характеристикою ОБТ (табл. 4.7) приймаємо ОБТС1-120. Вага 1 м цих труб дорівнює 63,5 кг.

Осьове навантаження на долото визначаємо за формулою

$$C = C_0 D_d,$$

де C_0 – питоме навантаження на 1 см долота, для заданих вихідних даних $C_0 = 225$ даН/см (табл. 8.1); D_d – діаметр долота, см,

$$C = 225 \cdot 13,2 = 2970 \text{ даН.}$$

Отримане значення осьового навантаження приймаємо кратним 50 даН, тобто $C = 3000$ даН.

Навантаження C створюємо колоною ОБТ, довжина якої визначається з виразу

$$L_{\text{ОБТ}} = \frac{kC}{q_{1\text{м}} \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right)},$$

де $k = 1,25$ – коефіцієнт збільшення довжини ОБТ для додаткового розтягання бурильних труб; $q_{1\text{м}}$ – вага 1 м ОБТ, даН; ρ_p – густина промивальної рідини, кг/м³; ρ_m – щільність матеріалу бурильних труб ($\rho_m = 7850$ кг/м³).

$$L_{\text{ОБТ}} = \frac{1,25 \cdot 3000}{63,5 \cdot \left(1 - \frac{1200}{7850} \right)} = 69,7 \text{ м.}$$

Враховуючи довжину свічі бурової щогли БМТ-7 (табл. 6.3), якою обладнана установка УКБ-7П (табл. 6.1), приймаємо довжину колони ОБТ $L_{\text{ОБТ}} = 74$ м (4 свічі).

Частоту обертання долота визначаємо за формулою

$$n = \frac{60V_{\text{кол}}}{\pi D_d}, \text{ хв}^{-1}.$$

Колову швидкість обертання приймаємо $V_{\text{кол}} = 1,2$ м/с (табл. 8.1). Тоді

$$n = \frac{60 \cdot 1,2}{3,14 \cdot 0,132} = 174 \text{ хв}^{-1}.$$

Враховуючи технічну характеристику бурової установки УКБ-7П (табл. 6.1) і точність вимірювань контрольно-вимірювальних приладів, приймаємо $n = 170$ хв⁻¹.

Витрату промивальної рідини визначимо за формулою

$$Q = V_{\text{вп}} \frac{\pi}{4} (D_d^2 - d_{\text{от}}^2), \text{ м}^3/\text{с},$$

де $V_{\text{вп}}$ – швидкість висхідного потоку промивальної рідини, для заданих вихідних даних рекомендовано значення $V_{\text{вп}} = 0,8$ м/с (табл. 8.1), але, враховуючи діаметр свердловини, для зменшення розрахункової величини Q знижуємо $V_{\text{вп}}$ до 0,5 м/с; $D_{\text{д}}$, $d_{\text{бт}}$ – діаметри відповідно долота і бурильних труб, м.

Тоді

$$Q = 0,5 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,132^2 - 0,05^2) = 0,0053 \text{ м}^3/\text{с} = 316 \text{ л/хв.}$$

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ4-320/63 (табл. 6.2), яким оснащена бурова установка УКБ-7П (табл. 6.1), витрата промивальної рідини $Q = 320$ л/хв.

Завдання

Вибрати бурове долото, ОБТ і визначити рекомендовані параметри режиму буріння для таких умов:

Таблиця 14.4

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Діаметр свердловини, мм	Порода	Категорія за буримістю	Група за абразивністю	Бурова установка	Діаметр бурильних труб, мм	Густина промивальної рідини, кг/м ³
1	151	Глина	IV	1	СКТО-65	73	1250
2	132	Пісок	I	2	СКТО-75	73	1300
3	112	Крейда	III	1	УКБ-7П	50	1200
4	93	Роговик	XI	6	УКБ-5П	63,5	1000
5	76	Вапняк	VIII	3	УКБ-4П	50	1100
6	76	Пісковик	VII	4	УКБ-200/300С	50	1100
7	93	Алевроліт	VI	2	УКБ-4П	63,5	1200
8	112	Мармур	VII	3	СКТО-65	50	1150
9	132	Суглинок	II	1	УКБ-7П	63,5	1200
10	151	Мергель	III	2	УКБ-8	73	1250

Задача 5. Розрахувати навантаження на гак бурової установки УКБ-4П і перевірити її щоглу на вантажопідйомність для таких умов: бурильна колона СБТМ-50, довжина бурильної колони 250 м, обважені бурильні труби ОБТ-Р-73, довжина ОБТ 38 м. Густина промивальної рідини 1200 кг/м³.

Розв'язання

Навантаження на гак бурової установки

$$Q_{\text{г}} = k_{\text{п}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{р}}}{\rho_{\text{м}}} \right) \cdot (\alpha q_1 L_1 + q_{\text{ОБТ}} L_{\text{ОБТ}}),$$

де $k_{\text{п}} = 1,3-1,5$ – коефіцієнт, що враховує можливий прихват бурового снаряда, приймаємо $k_{\text{п}} = 1,4$; α – коефіцієнт, що враховує збільшення ваги бурильних труб за рахунок з'єднань, для муфто-замкових труб $\alpha = 1,1$; q_1 , $q_{\text{ОБТ}}$ – відповідно вага 1 м гладкої частини бурильних труб і ОБТ, для заданих вихідних даних $q_1 = 60,4$ Н (табл. 4.4), $q_{\text{ОБТ}} = 253$ Н (табл. 4.7); L_1 , $L_{\text{ОБТ}}$ – відповідно довжина

колони бурильних труб і ОБТ, м; ρ_p – густина промивальної рідини, кг/м^3 ; ρ_m – щільність матеріалу бурильних труб (для сталі $\rho_m=7850 \text{ кг/м}^3$).

Тоді

$$Q_r = 1,4 \cdot \left(1 - \frac{1200}{7850}\right) \cdot (1,1 \cdot 60,4 \cdot 250 + 253 \cdot 38) \approx 31100 \text{ Н} = 31,1 \text{ кН}.$$

Вантажопідйомність щогли БМТ-4 (табл. 6.3), якою обладнана бурова установка УКБ-4П (табл. 6.1), дорівнює 32 кН. Таким чином, бурова установка УКБ-4П відповідає вимогам щодо вантажопідйомності щогли.

Завдання

Розрахувати навантаження на гак бурової установки і перевірити її щоглу на вантажопідйомність для таких умов:

Таблиця 14.5

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Тип бурильних труб	Довжина бурильних труб, м	Тип ОБТ	Довжина ОБТ, м	Густина промивальної рідини, кг/м^3	Бурова установка
1	СБТМ-42	1000	ОБТ-Р-73	55,5	1200	СКТО-75
2	СБТМ-50	800	ОБТ-РПУ-89	74	1250	УКБ-7П
3	СБТМ-63,5	350	ОБТС1-120	54	1100	УКБ-5П
4	СБТМ-73	1300	ОБТ-146	55,5	1150	УКБ-8
5	ЛБТН-54	150	ОБТ-108П	38	1040	УКБ-200/300С
6	СБТН-33,5	2000	–	–	1060	УКБ-7П
7	СБТН-42	160	ОБТ-Р-73	28,5	1020	УКБ-200/300С
8	СБТН-50	250	ОБТ-РПУ-89	38	1030	УКБ-4П
9	СБТН-54	600	–	–	1000	СКТО-65
10	СБТН-68	220	ОБТ-104,8	47,5	1050	УКБ-4П

Задача 6. Розрахувати кількість струн талевої системи, якщо навантаження на гак бурової установки УКБ-5П дорівнює 40000 Н.

Розв'язання

Необхідна кількість струн талевої системи

$$m = \frac{Q_r}{P_d \eta_{тс}},$$

де Q_r – навантаження на гак бурової установки; P_d – вантажопідйомність лебідки, для заданих вихідних даних $P_d = 35000 \text{ Н}$ (табл. 6.1); $\eta_{тс}$ – коефіцієнт корисної дії талевої системи, для двострунної оснастки $\eta_{тс} = 0,94$.

Підставляємо числові значення

$$m = \frac{40000}{35000 \cdot 0,94} = 1,2.$$

Приймаємо двострунну талеву систему.

Завдання

Розрахувати кількість струн талевої системи для таких умов:

Таблиця 14.6

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Бурова установка	Навантаження на гак, Н	Варіант	Бурова установка	Навантаження на гак, Н
1	УКБ-8	250000	6	УКБ-200/300С	15000
2	УКБ-200/300С	30000	7	СКТО-75	75000
3	УКБ-7П	140000	8	УКБ-7П	90000
4	СКТО-65	50000	9	УКБ-5П	40000
5	УКБ-4П	60000	10	УКБ-8	130000

Задача 7. Розрахувати глибину буріння на прямому канаті для таких умов: бурова установка УКБ-8, густина промивальної рідини 1050 кг/м^3 , бурильні труби ЛБТН-68.

Розв'язання

Глибина буріння на прямому канаті

$$L = \frac{P_{\text{л}} \eta_{\text{тс}}}{k_{\text{п}} \alpha q_1 \left(1 - \frac{\rho_{\text{р}}}{\rho_{\text{м}}}\right)},$$

де $P_{\text{л}}$ – вантажопідйомність лебідки, для заданих вихідних даних $P_{\text{л}} = 80000 \text{ Н}$ (табл. 6.1); $\eta_{\text{тс}}$ – коефіцієнт корисної дії талевої системи, для однострунної оснастки $\eta_{\text{тс}} = 0,96$; $k_{\text{п}} = 1,3-1,5$ – коефіцієнт, що враховує можливий прихват бурового снаряда, приймаємо $k_{\text{п}} = 1,4$; α – коефіцієнт, що враховує збільшення ваги бурильних труб за рахунок з'єднань, для ніпельних $\alpha = 1,05$; q_1 – вага 1 м гладкої частини бурильних труб, для заданих вихідних даних $q_1 = 48,2 \text{ Н}$ (табл. 4.8); $\rho_{\text{р}}$ – густина промивальної рідини, кг/м^3 ; $\rho_{\text{м}}$ – щільність матеріалу бурильних труб, для сплаву Д16Т $\rho_{\text{м}} = 2800 \text{ кг/м}^3$.

Підставляємо числові значення

$$L = \frac{80000 \cdot 0,96}{1,4 \cdot 1,05 \cdot 48,2 \cdot \left(1 - \frac{1050}{2800}\right)} = 1734 \text{ м.}$$

Тобто з цієї глибини необхідно переходити на двострунну талеvu систему.

Завдання

Розрахувати глибину буріння на прямому канаті для таких умов:

Таблиця 14.7

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Тип бурильних труб	Густина промивальної рідини, кг/м^3	Бурова установка	Варіант	Тип бурильних труб	Густина промивальної рідини, кг/м^3	Бурова установка
1	СБТМ-42	1200	СКТО-75	6	СБТМ-63,5	1100	УКБ-5П
2	СБТМ-50	1250	УКБ-7П	7	СБТМ-73	1150	УКБ-8
3	СБТН-50	1030	УКБ-4П	8	ЛБТН-54	1040	УКБ-200/300С
4	СБТН-54	1000	СКТО-65	9	СБТН-33,5	1060	УКБ-7П
5	СБТН-68	1050	УКБ-4П	10	СБТН-42	1020	УКБ-200/300С

Задача 8. Розрахувати робоче навантаження на кронблок вишки ВРМ-24/540 і перевірити її на вантажопідйомність для таких умов: навантаження на гак бурової установки 20000 Н, кількість струн талевої оснастки 2.

Розв'язання

Робоче навантаження на вишку для парної кількості рухомих струн

$$Q_0 = Q_{\Gamma} \left(1 + \frac{2}{m\eta_{TC}} \right),$$

де Q_{Γ} – навантаження на гак бурової установки; m – кількість струн талевої системи; η_{TC} – коефіцієнт корисної дії талевої системи, для двострунної оснастки $\eta_{TC} = 0,94$.

Підставляємо числові значення

$$Q_0 = 20000 \cdot \left(1 + \frac{2}{2 \cdot 0,94} \right) \approx 41300 \text{ Н.}$$

Номінальне навантаження на кронблок вишки ВРМ-24/540 дорівнює 540000 Н (табл. 6.3). Таким чином, бурова вишка ВРМ-24/540 відповідає вимогам щодо вантажопідйомності вишки.

Завдання

Розрахувати робоче навантаження на кронблок вишки і перевірити її на вантажопідйомність для таких умов:

Таблиця 14.8

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Тип вишки	Навантаження на гак, Н	Кількість струн талевої системи, шт.	Варіант	Тип вишки	Навантаження на гак, Н	Кількість струн талевої системи, шт.
1	ВРМ-24/540	22000	4	6	ВРМ-24/30	13000	4
2	ВРМ-24/30	10000	3	7	ВРМ-26/540	17000	3
3	ВРМ-26/540	25000	2	8	ВРМ-24/30	9000	2
4	ВРМ-24/30	12000	2	9	ВРМ-26/540	24000	4
5	ВРМ-26/540	18000	3	10	ВРМ-24/540	19000	2

Задача 9. Розрахувати кількість матеріалів, що підуть на приготування глинистого розчину для буріння свердловини за таких умов: діаметр кондуктора 89 мм, довжина кондуктора 50 м, діаметр необсадженої частини 76 мм, довжина необсадженої частини 550 м. Густина глинистого розчину 1250 кг/м³. Породи середньотріщинуваті.

Розв'язання

Об'єм глинистого розчину V для буріння свердловини

$$V = V_c + V_p + V_b,$$

де V_c – об'єм свердловини, м; V_p – об'єм розчину для заповнення резервуара (відстійників і жолобної системи) для зберігання промивальної рідини, $V_p = 2-5 \text{ м}^3$; V_b – втрати глинистого розчину в свердловині, обумовлені тріщинуватістю порід, $V_p = (2-5) \cdot V_c$ і більше.

$$V_c = \frac{\pi}{4} (D_k^2 H_k + D_{\text{необ}}^2 H_{\text{необ}}),$$

де $D_k, D_{\text{необ}}$ – відповідно внутрішній діаметр кондуктора і діаметр необсадженої ділянки свердловини, м; внутрішній діаметр кондуктора $D_k = 79$ мм (табл. 4.15), $H_k, H_{\text{необ}}$ – довжини відповідно кондуктора і необсадженої ділянки свердловини, м.

$$V_c = 0,785 \cdot (0,079^2 \cdot 50 + 0,076^2 \cdot 550) \approx 3,5 \text{ м}^3.$$

Об'єм розчину для заповнення резервуара приймаємо $V_p = 4 \text{ м}^3$; втрати глинистого розчину $V_b = 3 \cdot 3,5 = 10,5 \text{ м}^3$.

Тоді об'єм глинистого розчину для буріння свердловини

$$V = 3,5 + 4 + 10,5 = 18 \text{ м}^3.$$

Кількість глини і води для приготування розчину визначимо як

$$Q = q_1 V, \text{ кг},$$

де q_1 – вагова кількість компонентів, потрібна для приготування 1 м^3 розчину, кг.

Об'єм глини для приготування 1 м^3 розчину

$$q_{г1} = \frac{\rho_r (\rho_p - \rho_b)}{\rho_r - \rho_b}, \text{ м}^3,$$

де ρ_p, ρ_b – густина відповідно глинистого розчину і води, кг/м^3 ; ρ_r – щільність глини, кг/м^3 , $\rho_r = 2500 \text{ кг/м}^3$.

$$V_{г1} = \frac{2500 \cdot (1250 - 1000)}{2500 - 1000} = 416,7 \text{ кг}.$$

Вага води для приготування 1 м^3 розчину

$$q_{в1} = \frac{\rho_b (\rho_r - \rho_{гр})}{\rho_r - \rho_b} = \frac{1000 \cdot (2500 - 1250)}{2500 - 1000} = 833,3 \text{ кг}.$$

Вага глини для буріння заданої свердловини

$$Q_r = 416,7 \cdot 18 = 7500 \text{ кг}.$$

Вага води для буріння заданої свердловини

$$Q_b = 833,3 \cdot 18 = 15000 \text{ кг}.$$

Завдання

Розрахувати кількість матеріалів для приготування глинистого розчину для буріння свердловини для таких умов:

Таблиця 14.9

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Діаметр кондуктора, мм	Довжина кондуктора, м	Діаметр необсадженої частини, мм	Довжина необсадженої частини, м	Густина промивальної рідини, кг/м^3	Ступінь тріщинуватості порід
1	146	60	112	950	1060	Середній
2	127	35	112	460	1120	Сильний
3	108	45	93	680	1140	Слабий
4	89	80	76	570	1300	Монолітні
5	73	25	46	1120	1350	Сильний
6	146	50	132	430	1200	Середній
7	127	40	93	860	1250	Сильний
8	108	65	76	770	1100	Слабий
9	89	30	59	1030	1180	Монолітні
10	73	70	59	910	1040	Середній

Задача 10. Розрахувати необхідну кількість матеріалів, тиск для продавливання цементного розчину та час цементування свердловини з двома розділювальними пробками для таких умов: діаметр кондуктора 127 мм, довжина кондуктора 50 м, діаметр обсадної колони, що цементується, 89 мм, довжина колони 300 м, довжина інтервалу цементування 300 м, діаметр свердловини в інтервалі колони 112 мм. Цементування здійснюється буровим насосом НБ4-320/63. Водоцементний фактор 0,5. Густина продавлиувальної рідини 1200 кг/м³.

Розв'язання

Об'єм цементного розчину визначаємо за формулою

$$V_{ц.р} = 0,785 [(D_{к.вн}^2 - d_3^2) H_k + (D_c^2 - d_3^2) k H_c + d_b^2 h], \text{ м}^3,$$

де $D_{к.вн}$ – внутрішній діаметр кондуктора, для труб із зовнішнім діаметром 127 мм внутрішній діаметр дорівнює 117 мм (табл. 4.15); H_k – довжина кондуктора, м; D_c – діаметр свердловини, м; d_3 – зовнішній діаметр обсадних труб, м; d_b – внутрішній діаметр обсадних труб, $d_b = 79$ мм (табл. 4.15); $k = 1,1-1,3$ – коефіцієнт, який враховує втрати цементного розчину через наявність каверн у свердловині, приймаємо $k = 1,2$; H_c – вихід колони, що цементується, з-під башмака кондуктора; $h = 5-10$ м – висота цементного стакана, приймаємо $h = 8$ м.

$$V_{ц.р} = 0,785 \cdot [(0,117^2 - 0,089^2) \cdot 50 + (0,112^2 - 0,089^2) \cdot 1,2 \cdot 250 + 0,079^2 \cdot 8] = 1,35 \text{ м}^3.$$

Необхідна кількість сухого цементу для приготування цементного розчину

$$Q_{ц} = k_0 \frac{\gamma_v \gamma_{ц}}{\gamma_v + m \gamma_{ц}} V_{ц.р}, \text{ кг},$$

де $\gamma_{ц}$ – щільність сухого цементу ($\gamma_{ц} = 3150$ кг/м³); γ_v – густина води, кг/м³; m – водоцементний фактор; $k_0 = 1,1-1,15$ – коефіцієнт, який враховує втрати сухого цементу при приготуванні розчину, приймаємо $k_0 = 1,15$.

$$Q_{ц} = 1,15 \cdot \frac{1000 \cdot 3150}{1000 + 0,5 \cdot 3150} \cdot 1,35 = 1900 \text{ кг}.$$

Об'єм води для приготування цементного розчину

$$V_v = Q_{ц} m, \text{ л}.$$

$$V_v = 1900 \cdot 0,5 = 950 \text{ л} = 0,95 \text{ м}^3.$$

Для продавливання цементного розчину необхідно закачувати продавлиувальну рідину в об'ємі

$$V_{п.р} = 0,785 k_p d_b^2 (L - h), \text{ м}^3,$$

де L – глибина свердловини; k_p – коефіцієнт, який враховує стиснення рідини, для глинистого розчину $k_p = 1,05$.

$$V_{п.р} = 0,785 \cdot 1,05 \cdot 0,079^2 \cdot (300 - 8) = 1,5 \text{ м}^3.$$

Тиск, необхідний для продавливання цементного розчину

$$p = 0,01 \cdot (H - h) \cdot (\gamma_{ц.р} - \gamma_p) + 0,001L + 0,8, \text{ МПа},$$

де H – довжина інтервалу цементування; $\gamma_{ц.р}$ – густина цементного розчину, т/м³; γ_p – густина продавлиувальної рідини, т/м³.

$$\gamma_{ц.р} = \frac{\gamma_v \gamma_{ц} (1 + m)}{\gamma_v + m \gamma_{ц}}.$$

Підставляємо числові значення

$$\gamma_{ц.р} = \frac{1000 \cdot 3150 \cdot (1 + 0,5)}{1000 + 0,5 \cdot 3150} = 1835 \text{ кг/м}^3 = 1,835 \text{ т/м}^3.$$

Тоді

$$p = 0,01 \cdot (300 - 8) \cdot (1,835 - 1,2) + 0,001 \cdot 300 + 0,8 = 2,95 \text{ МПа}.$$

Тиск, який розвиває насос НБ4-320/63, дорівнює 6,3 МПа (табл. 6.2), отже, він задовольняє вимоги, що поставлені до цементувального агрегату в заданих умовах.

Час, необхідний на цементування свердловин

$$t_{\text{цем}} = \frac{V_{\text{ц.р}} + V_{\text{п.р}}}{Q_{\text{ц.а}}} + t_{\text{доп}}, \text{ хв},$$

де $t_{\text{доп}} = 10-15$ хв – час, який витрачається на допоміжні операції; $Q_{\text{ц.а}}$ – продуктивність цементувального агрегату, продуктивність насосу НБ4-320/63 дорівнює 320 л/хв = 0,32 м³/хв (табл. 6.2).

$$t_{\text{цем}} = \frac{1,35 + 1,5}{0,32} + 15 \approx 24 \text{ хв}.$$

Час на цементування менший ніж час початку тужавіння, який дорівнює 3 год. Тобто вибраний для цементування буровий насос НБ4-320/63 забезпечить своєчасне цементування свердловини.

Завдання

Розрахувати необхідну кількість матеріалів, тиск для продавлювання цементного розчину та час цементування свердловини з двома розділювальними пробками для таких умов:

Таблиця 14.10

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Діаметр кондуктора, мм	Довжина кондуктора, м	Діаметр обсадної колони, мм	Довжина обсадної колони, м	Довжина інтервалу цементування, м	Діаметр свердловини, мм	Буровий насос	Водоцементний фактор	Густина продавлювальної рідини, кг/м ³
1	146	60	89	200	200	112	НБ4	0,4	1000
2	127	35	108	50	50	112	НБ3	0,45	1050
3	108	45	89	70	70	93	НБ3	0,5	1100
4	89	20	73	40	40	76	НБ3	0,55	1150
5	73	25	57	45	45	59	НБ3	0,6	1250
6	146	35	108	300	300	132	НБ5	0,4	1300
7	127	40	73	150	150	93	НБ4	0,45	1000
8	108	65	57	180	180	76	НБ4	0,5	1100
9	146	55	127	80	80	132	НБ3	0,55	1200
10	73	30	57	55	55	59	НБ3	0,6	1300

Задача 11. Розрахувати необхідну кількість матеріалів, для ліквідаційного тампонування свердловини для таких умов: діаметр кондуктора 127 мм, довжина кондуктора 50 м, довжина технічної обсадної колони, що зацементована під-

башмачним способом, 300 м, діаметр свердловини в інтервалі колони 112 мм, довжина необсадженого інтервалу свердловини 700 м, діаметр свердловини в необсадженому інтервалі 76 мм. Для цементування застосовують ОГР такого складу: нормальний глинистий розчин – 64 %, формалін – 11 %, ТС – 25 %.

Розв'язання

Перед початком ліквідаційного тампонування витягаємо технічну обсадну колону. Тоді об'єм тампонажного розчину визначаємо за формулою

$$V_{т.р} = 0,785 [D_{к.вн}^2 H_k + D_{с.к}^2 k H_{с.к} + D_{с.н}^2 k H_{с.н}], м^3,$$

де $D_{к.вн}$ – внутрішній діаметр кондуктора, для труб зовнішнім діаметром 127 мм внутрішній діаметр дорівнює 117 мм (табл. 4.15); H_k – довжина кондуктора, м; $D_{с.к}$ – діаметр свердловини в інтервалі витягнутої технічної обсадної колони, м; $k = 1,1-1,3$ – коефіцієнт, який враховує втрати цементного розчину через наявність каверн у свердловині, приймаємо $k = 1,2$; $H_{с.к}$ – вихід технічної обсадної колони з-під башмака кондуктора; $D_{с.н}^2$ – діаметр необсадженого інтервалу свердловини, м; $H_{с.н}$ – довжина необсадженого інтервалу свердловини, м.

$$V_{т.р} = 0,785 \cdot [0,117^2 \cdot 50 + 0,112^2 \cdot 1,2 \cdot 250 + 0,076^2 \cdot 1,2 \cdot 700] = 7,3 м^3.$$

Необхідна кількість глинистого розчину для приготування тампонажного розчину

$$V_{г.р} = k_{г.р} V_{т.р},$$

де $k_{г.р}$ – частка глинистого розчину в тампонажному розчині.

$$V_{г.р} = 0,64 \cdot 7,3 = 4,7 м^3.$$

Аналогічно необхідна кількість формаліну і ТС-10

$$V_{ф} = k_{ф} V_{т.р} = 0,11 \cdot 7,3 = 0,8 м^3;$$

$$V_{ТС-10} = k_{ТС-10} V_{т.р} = 0,25 \cdot 7,3 = 1,8 м^3.$$

Завдання

Розрахувати необхідну кількість матеріалів для ліквідаційного тампонування свердловини за таких умов:

Таблиця 14.11

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	$D_{к.з}$, мм	H_k , м	$D_{с.к}$, м	$H_{с.к}$, мм	$D_{с.н}$, мм	$H_{с.н}$, мм	Тампонажний розчин	Водоцементний фактор
1	146	35	350	132	93	680	Цементний розчин	0,4
2	127	40	200	93	76	850	ОГР	–
3	108	65	250	93	76	960	Цементний розчин	0,5
4	89	30	550	76	59	1000	ОГР	–
5	73	55	450	59	46	720	Цементний розчин	0,6
6	146	60	400	132	112	550	ОГР	–
7	127	35	150	112	93	300	Глинисто-цементний розчин	–
8	108	45	300	76	59	640	ОГР	–
9	146	20	280	108	93	820	Цементний розчин	0,55
10	73	25	370	59	46	760	ОГР	–

Задача 12. Визначити механічну, рейсову, технічну, комерційну та циклову швидкості буріння для таких умов: глибина свердловини $L_{\text{св}} = 1000$ м, довжина рейсу $L_{\text{р}} = 5$ м. Час чистого буріння $T_{\text{бур}} = 500$ год; середній час на виконання спуско-підймальних і допоміжних робіт на 1 рейс, $T_{\text{сп1}} = 2$ год; тривалість усіх продуктивних додаткових робіт, $T_{\text{дод}} = 60$ год; тривалість непродуктивних витрат часу $T_{\text{неп}} = 40$ год; тривалість монтажу і демонтажу вишки і бурової установки, витягування обсадних труб та ліквідація свердловин $T_{\text{вм}} = 50$ год.

Розв'язання

Механічна швидкість буріння визначається за формулою:

$$V_{\text{м}} = \frac{L}{T_{\text{бур}}} = \frac{1000}{500} = 2 \text{ м/год.}$$

Кількість рейсів

$$N = \frac{L_{\text{св}}}{L_{\text{р}}} = \frac{1000}{5} = 200 \text{ рейсів.}$$

Час чистого буріння рейсу

$$T_{\text{бур.р}} = \frac{T_{\text{бур}}}{N} = \frac{500}{200} = 2,5 \text{ год.}$$

Середня рейсова швидкість буріння:

$$V_{\text{р}} = \frac{L_{\text{р}}}{T_{\text{бур.р}} + T_{\text{сп}}} = \frac{L_{\text{р}}}{T_{\text{бур}} + T_{\text{сп}}} = \frac{5}{2,5 + 2} = 1,11, \text{ м/год.}$$

Технічна швидкість буріння:

$$V_{\text{т}} = \frac{L_{\text{св}}}{T_{\text{бур}} + T_{\text{сп}} + T_{\text{дод}}}, \text{ м/год.}$$

Тоді загальний час на спуско-підймальні й допоміжні роботи

$$T_{\text{сп}} = NT_{\text{сп1}} = 200 \cdot 2 = 400 \text{ год.}$$

Технічна швидкість буріння

$$V_{\text{т}} = \frac{1000}{500 + 400 + 60} = 1,04 \text{ м/год.}$$

Комерційна швидкість буріння

$$V_{\text{к}} = \frac{L_{\text{св}}}{T_{\text{бур}} + T_{\text{сп}} + T_{\text{дод}} + T_{\text{неп}}} = \frac{1000}{500 + 400 + 60 + 40} = 1 \text{ м/год.}$$

Циклова швидкість буріння

$$V_{\text{ц}} = \frac{L_{\text{св}}}{T_{\text{бур}} + T_{\text{сп}} + T_{\text{дод}} + T_{\text{неп}} + T_{\text{вм}}} = \frac{1000}{500 + 400 + 60 + 40 + 50} = 0,95 \text{ м/год.}$$

Завдання

Визначити механічну, рейсову, технічну, комерційну та циклову швидкості буріння для таких умов:

Таблиця 14.12

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	$L_{\text{св}}, \text{ м}$	$L_{\text{р}}, \text{ м}$	$T_{\text{бур}}, \text{ год}$	$T_{\text{сп1}}, \text{ год}$	$T_{\text{дол}}, \text{ год}$	$T_{\text{неп}}, \text{ год}$	$T_{\text{вм}}, \text{ год}$
1	500	3	300	1	30	50	30
2	600	4	250	1,2	35	30	35
3	700	5	200	1,4	40	70	40
4	800	6	350	1,6	45	150	40
5	900	3	250	1,8	50	80	35
6	1000	4	320	2	55	200	50
7	1100	5	450	2,2	60	60	45
8	1200	6	800	2,4	65	120	60
9	1300	4	650	2,7	70	250	55
10	1400	5	540	3	75	170	50

Задача 13. Розрахувати кількість бариту з щільністю 4400 кг/м^3 для обважнення 7 м^3 промивальної рідини густиною 1200 кг/м^3 до густини 1800 кг/м^3 .

Розв'язання

Витрата обважнювача на 1 м^3 вихідного розчину визначається за формулою

$$q = \frac{\rho_o (\rho_{\text{ор}} - \rho_{\text{вр}})}{(\rho_o - \rho_{\text{ор}})}, \text{ кг},$$

де $\rho_o, \rho_{\text{ор}}, \rho_{\text{вр}}$ – густина відповідно обважнювача, обважненої і вихідної промивальної рідини, кг/м^3 .

$$q = \frac{4600 \cdot (1800 - 1200)}{(4600 - 1800)} = 985,7 \text{ кг}.$$

Витрата на весь об'єм вихідного розчину

$$Q = Vq, \text{ кг},$$

де V – об'єм вихідної промивальної рідини.

$$Q = 7 \cdot 985,7 = 6900 \text{ кг}.$$

Завдання

Розрахувати необхідну кількість бариту для обважнення промивальної рідини для таких умов:

Таблиця 14.13

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Об'єм вихідної промивальної рідини, м^3	Густина вихідної промивальної рідини, кг/м^3	Густина обважненої промивальної рідини, кг/м^3	Варіант	Об'єм вихідної промивальної рідини, м^3	Густина вихідної промивальної рідини, кг/м^3	Густина обважненої промивальної рідини, кг/м^3
1	5	1100	1800	6	6	1350	2300
2	10	1150	2100	7	7	1250	2200
3	15	1200	1900	8	11	1200	2000
4	8	1250	2150	9	12	1150	1800
5	9	1300	2250	10	14	1300	2150

Задача 14. Визначити параметри режиму ударно-канатного буріння для таких умов: діаметр двотаврового долота 198 мм, буріння ведеться у породах середньої твердості. Бурова установка "Амурец-6". До складу бурового снаряда входить розсувна штанга. Висота підйому снаряда над вибоєм 0,55 м.

Розв'язання

Необхідна маса робочої частини снаряда

$$Q_p = q_0 D,$$

де q_0 – відносна маса, при бурінні у середніх породах приймаємо $q_0 = 35$ кг/см, D – довжина леза долота, см.

$$Q_p = 35 \cdot 19,8 \approx 700 \text{ кг.}$$

Необхідна маса ударної штанги при роботі з розсувною штангою

$$q_2 = Q_p - (q_1 + 0,5q_3), \text{ кг,}$$

де q_1 – маса долота, для даних умов $q_1 = 70$ кг (табл. 9.2); q_3 – маса розсувної штанги, вибираємо розсувну штангу діаметром 140 мм, тоді $q_3 = 166$ кг (табл. 9.3).

$$q_2 = 700 - (70 + 0,5 \cdot 166) = 546 \text{ кг.}$$

Вибираємо гладкостовбурну ударну штангу діаметром 140 мм і довжиною 4 м, її маса дорівнює 464 кг (табл. 9.3).

Тоді маса робочої частини снаряда становитиме

$$Q_p = q_2 + q_1 + 0,5q_3 = 464 + 70 + 0,5 \cdot 166 = 622 \text{ кг.}$$

Частота ударів долота

$$n_y = 21\sqrt{b/S},$$

де b – прискорення падіння снаряда в свердловині, приймаємо $b = 6$ м/с², S – висота підйому снаряда

$$n_y = 21\sqrt{6/0,55} = 69 \text{ уд/хв.}$$

Враховуючи технічну характеристику бурової установки "Амурец-6", приймаємо 65 уд/хв (табл. 9.1).

Завдання

Визначити параметри режиму буріння для таких умов:

Таблиця 14.14

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	Тип долота	Діаметр долота, мм	Породи	Бурова установка	Розсувна штанга	Висота підйому, м
1	Плоске	148	М'які	"Амурец-6"	Є	0,5
2	Двотаврове	198	Середні	БУ-20-2М	Немає	0,7
3	Хрестове	248	Тверді	"Амурец-6"	Є	0,55
4	Заокруглювальне	298	Досить тверді	БУ-20-2М	Немає	0,6
5	Плоске	345	М'які	УГБ-3УК	Є	0,7
6	Двотаврове	395	Середні	УГБ-4УК	Немає	0,8
7	Заокруглювальне	445	Тверді	"Амурец-6"	Є	0,45
8	Хрестове	495	Досить тверді	БУ-20-2М	Немає	0,5
9	Двотаврове	595	Середні	УГБ-3УК	Є	0,8
10	Заокруглювальне	695	Тверді	УГБ-4УК	Немає	0,7

Задача 15. Побудувати проекцію викривленої свердловини для таких значень: глибина свердловини $L_{св}$, інтервал замірів Δl , кути закладання Θ_0, α_0 і результати замірів Θ_i, α_i на глибині L_i .

Таблиця 14.15

Вихідні дані

$L_{св}, м$	$\Delta l, м$	Кути закладання		Результати замірів на глибині L_i											
				L_1		L_2		L_3		L_4		L_5		L_6	
		Θ_0	α_0	Θ_1	α_1	Θ_2	α_2	Θ_3	α_3	Θ_4	α_4	Θ_5	α_5	Θ_6	α_6
1500	250	10	300	15	340	20	355	23	10	26	20	28	25	30	30

Розв'язання

Проведемо розрахунок приросту координат на відстані ΔL між точками заміру і координат X, Y, Z точок осі свердловини. Координати кожної точки

$$X_i = X_i + \Delta X_i = X_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{icp} \cos \alpha_{icp};$$

$$Y_i = Y_i + \Delta Y_i = Y_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{icp} \sin \alpha_{icp};$$

$$Z_i = Z_i - \Delta Z_i = Z_{i-1} - \Delta l_i \cos \Theta_{icp},$$

де X, Y, Z – координати попередньої точки на осі свердловини, м; $\Delta (X, Y, Z)_i$ – координати на інтервалі Δl_i , м; $\Theta_{icp}, \alpha_{icp}$ – середні значення відповідно Zenітного й азимутального кутів на інтервалі Δl_i , град.

$$\Theta(\alpha)_{icp} = \frac{Q(\alpha)_{i-1} + Q(\alpha)_i}{2}, \text{ град.}$$

При переході азимута свердловини через напрямок 0° розрахунок проводиться за формулою

$$\alpha_{icp} = \frac{\alpha_{i-1} \pm 360 + \alpha_i}{2}.$$

Значення координат устя свердловини X_0, Y_0, Z_0 умовно приймаються рівними нулю. Отримані дані заносимо в таблицю.

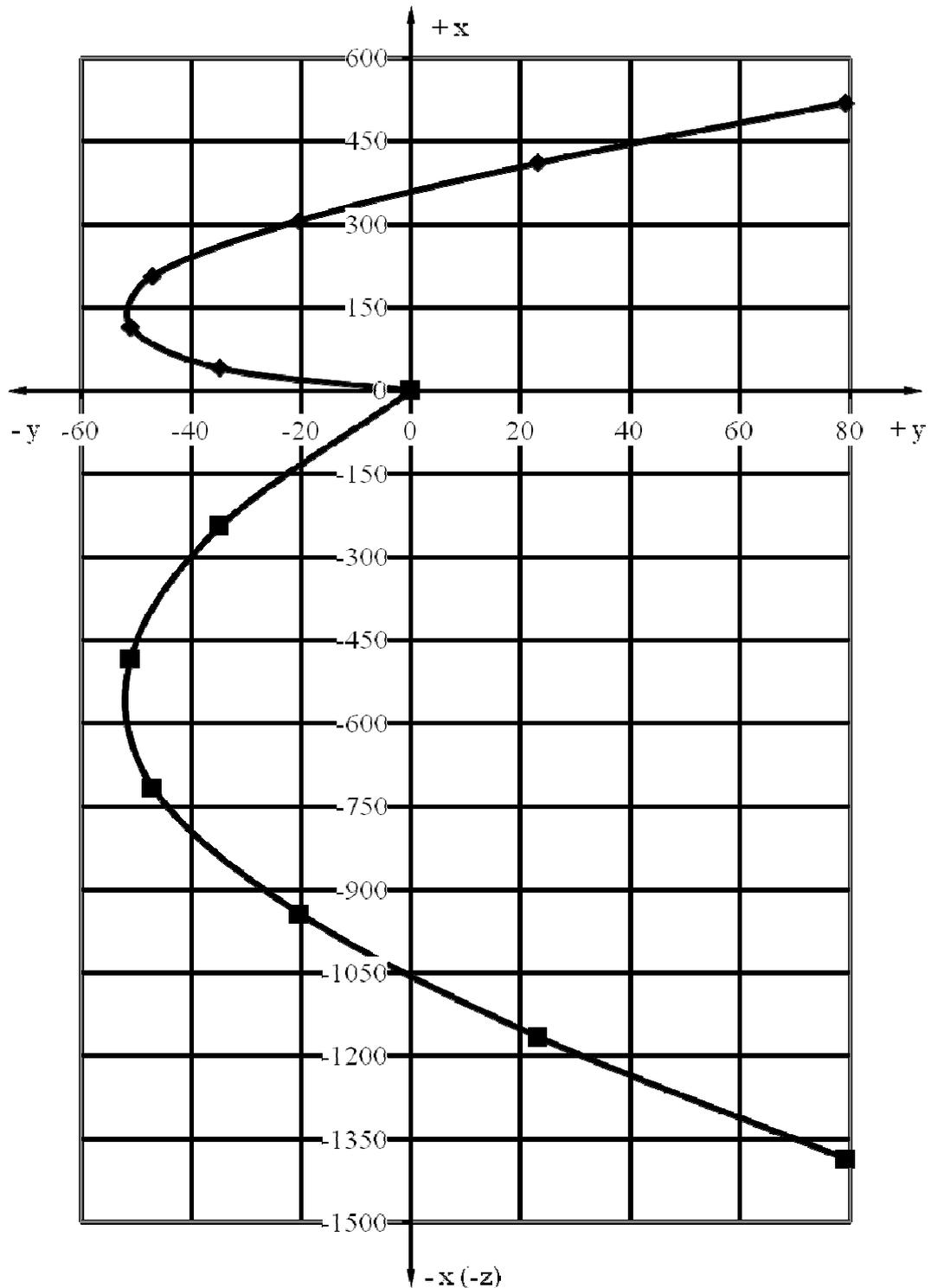
Таблиця 14.16

Результати розрахунку координат свердловини

Номери точок	$\Delta L, м$	$L_{св}, м$	Результати замірів, град		Середні значення		Приріст координат, м			Значення координат, м		
			Θ_i	α_i	Θ_{icp}	α_{icp}	Δx_i	Δy_i	Δz_i	x_i	y_i	z_i
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0	0	0	10	300	12,5	320	0	0	0	0	0	0
1	250	250	15	340	17,5	347,5	41,5	-34,8	244,1	41,5	-34,8	-244,1
2	250	500	20	355			73,4	-16,3	238,4	114,8	-51,1	-482,5
3	250	750	23	10	21,5	2,5	91,5	4,0	232,6	206,4	-47,1	-715,1
4	250	1000	26	20	24,5	15	100,1	26,8	227,5	306,5	-20,2	-942,6
5	250	1250	28	25	27	22,5	104,9	43,4	222,8	411,4	23,2	-1165,3
6	250	1500	30	30	29	27,5	107,5	56,0	218,7	518,9	79,2	-1384,0

Відповідно до даних розрахунку координат точок осі свердловини будують її проєкції на горизонтальну й вертикальну площини. Для цього вертикальну площину проєкції суміщаємо з площиною креслення шляхом повороту її відносно горизонтальної. При цьому позитивний напрямок осі X суміщається з напрямком північ і орієнтується вертикально вгору, осі Y – вправо, Z – вертикально вниз (див. рисунок).

Масштаб для побудови проєкцій вибираємо виходячи із глибини свердловини й сумарного збільшення координат X, Y (інклінограма) і Y, Z (профіль).



Проекції свердловини на горизонтальну і вертикальну площину

Завдання

Побудувати проекцію викривленої свердловини для таких умов:

Таблиця 14.17

Вихідні дані завдання для самостійного розв'язування

Варіант	L св, м	$\Delta l, м$	Кути за- кладення		Результати замірів на глибині L											
					L ₁		L ₂		L ₃		L ₄		L ₅		L ₆	
			Θ_0	α_0	Θ_1	α_1	Θ_2	α_2	Θ_3	α_3	Θ_4	α_4	Θ_5	α_5	Θ_6	α_6
1	600	100	17	175	16	165	15	150	13	130	10	105	7	75	3	35
2	300	50	2	340	3	355	5	5	7	15	10	35	14	55	18	75
3	540	90	0	-	0	-	1	345	2	350	4	355	6	5	9	20
4	780	130	45	50	55	55	65	60	75	65	85	70	90	75	90	80
5	420	70	8	100	9	85	10	65	12	40	15	15	19	345	23	335
6	840	140	5	160	5	170	6	190	8	210	10	235	13	260	17	290
7	660	110	20	355	20	5	21	15	22	25	23	40	25	55	28	75
8	900	150	25	10	23	0	20	350	16	330	12	310	7	285	1	255
9	480	80	19	160	21	160	23	160	26	170	29	185	33	205	37	215
10	720	120	11	345	12	350	14	0	17	15	21	35	25	55	30	80

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

А

Абразивність – 26
Аварії з обсадними трубами – 250
Аварії з породоруйнівним інструментом – 250
Аварії при свердловинних дослідженнях – 251
Аварійний інструмент – 52
Аварія – 236
Адміністративна відповідальність – 298
Аеровані розчини і піни – 125
Азимутальний кут (азимут) – 224
Алмазні долота – 60
Анізотропія – 35

Б

Багатовибійне буріння – 229
Балансирна рама – 159
Безнарізний замок – 45
Безперервний (потоківий) спосіб видалення продуктів руйнування – 110
Бічне долото – 173
Бічний ґрунтонос – 202, 204
Бойовик – 271
Борозний пробовідбірник – 204
Борозний спосіб випробування – 218
Буримість – 29
Буріння горизонтальних і піднятих свердловин – 233
Бурова вишка – 92
Бурова установка – 84
Бурова щогла – 92
Буровий агрегат – 84
Буровий верстат – 84, 86
Буровий насос – 88
Буровий снаряд – 52
Буровий стакан – 38

В

В'язкість – 118
Ваговий вихід керна – 177
Валовий спосіб випробування – 220
Вапно – 121

Вапняні й крейдові розчини – 123
Ведуча бурильна труба – 13
Вибивна баба – 247
Вибивний снаряд – 166
Вибій свердловини – 7
Вибійний вібратор – 247
Вибуховість – 34
Видалення продуктів руйнування ущільненням порід – 110
Викручування – 224
Виположування – 224
Випробування водоносних пластів – 214
Випробування і дослідження нафто- і газоносних пластів – 207
Випробування способом вичерпування – 220
Випробувач пластів трубний (ВІПТ) – 209
Висота підйому снаряда – 168
Витікання – 238
Вібраційний спосіб буріння – 11, 48
Вібраційно-обертальний спосіб буріння – 12
Вібрація – 327
Віброзонд – 49
Відбійний молоток – 264
Відносна маса – 168
Відхилювач ТЗ-3 – 232
Відхиляючі снаряди з шарнірною компоновкою – 232
Вісь свердловини – 7
Вміст піску – 120
Водневий показник рН – 121
Водно-колоїдні властивості – 33
Водовіддача – 119
Водогіпанові та глиноводогіпанові розчини – 124
Водопроникність – 33
Водоцементний фактор – 80
Вступний інструктаж – 302
Вугледужний реагент (ВЛР) – 121

Г

Геологічні причини викривлення свердловин – 226
Геологічні причини ускладнень – 236
Геофізичні дослідження в свердловинах – 252
Гідравлічний спосіб видалення продуктів руйнування – 110
Гідравлічний трубовловлювач – 246
Гідравлічні методи очищення промивальної рідини – 129
Гідролізований поліакрилонітрин (гіпан) – 122
Гідромеханічний спосіб видалення продуктів руйнування – 112
Гідромішалка – 126
Гідропневматичний спосіб видалення продуктів руйнування – 112
Гідроударник – 150
Глибина свердловини – 224
Глинистий розчин – 113
Головний вал – 157
Густина – 117

Д

Дволопатеве долото для шнекового буріння – 45
Дворогий йорж – 171
Двотаврові долота – 39
Динамічна міцність – 24
Добовий відстій – 120
Долота – 52
Долота, що округлюють – 39
Допоміжний інструмент – 52
Дослідна відкачка – 214

Е

Експлуатаційна колона – 76
Електроліти – 121
Емульсійні промивальні рідини – 124

Ж

Желонка – 38, 163
Желонкова лебідка – 159

З

Забивна головка – 165
Забивне буріння – 42
Забивний башмак – 165
Забивний вантаж – 166
Забивний ґрунтонос – 49
Забурювання свердловин – 131
Завершальний етап буріння – 13
Задирковий спосіб випробування – 219
Закінчення тужавіння – 80
Захисні колоїди – 121
Звичайний (простий) спосіб ліквідаційного тампонування – 257
Зворотне промивання – 111
Звуження стовбура – 238
Зенітна (апсидальна) площина – 224
Зенітний кут – 224
Злежуваність – 265

І

Імпрегновані алмазні коронки – 53
Інгібіторні промивальні рідини – 125
Інструментальна лебідка – 157

К

Кальцинована сода – 121
Канатний замок – 162
Канаторізка – 163
Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) – 122
Каустична сода – 121
Керновий ящик – 221
Керновідривач – 67
Керногазонабірник КА-61 – 190
Ключоче буріння – 42
Коефіцієнт абразивності – 27
Коефіцієнт міцності – 23
Коефіцієнт розпушуваності – 34
Колонковий набір – 67
Колонковий шнек – 45
Колонкові снаряди з водоструминним (ежекторним) апаратом – 199
Колонкові труби – 68
Комбінована схема промивання – 111
Комбіновані методи видалення продуктів руйнування – 112

Комерційна швидкість буріння – 16
Комплекс гідротранспорту керна (КГК) – 145
Кондуктор – 76
Конічний фрезер – 247
Консервація свердловин – 252
Конструктивні параметри свердловини – 7
Конструкція свердловини – 73
Коронки – 52
Крихкість – 25
Кухонна сіль – 121

Л

Легкосплавні бурильні труби (ЛБТ) – 66
Ліквідаційне тампонування – 257
Ліквідація свердловини – 252
Лінійний вихід керна – 177
Ловильна вилка – 171
Ловильний дзвін – 172, 245
Ловильний мітчик – 245
Ловильний павук – 246
Ловильний снаряд – 171
Ложковий бур – 37
Лопатева глиномішалка – 126
Лопатеві долота різально-сколюючої дії – 59
Лопатеві долота різально-стиральної дії – 59

М

Магнітна пастка – 245
Малоглинисті розчини – 124
Манжетне цементування – 83
Механічна швидкість буріння – 16
Механічний спосіб очищення промивальних рідин – 128
Механічні способи видалення продуктів руйнування – 109
Мінералогічне випробування – 174
Міцність – 22
Міцність на стиск – 23
Муфтово-замкове з'єднання бурильних труб – 63

Н

Набухання – 238
Навішення снаряда – 169
Направлення (напрямна труба) – 76
Нарощування – 15
Насос одинарної (простой) дії – 89
Насос подвійної дії – 89
Насос привідний – 89
Насос прямої дії – 89
Ніпельне з'єднання бурильних труб – 63

О

Обважені бурильні труби (ОБТ) – 64
Обважені глинисті розчини – 123
Обвалення – 241
Обвалювання – 241
Об'єднаний показник – 30
Об'ємне руйнування – 35
Об'ємний вихід керна – 174
Обертальний спосіб буріння – 10
Обертально-ударний спосіб буріння – 11, 149
Обриви бурильних труб – 248
Обсадні труби – 71
Обсипання – 238
Овершот – 245
Однорогий йорж – 171
Одношарові алмазні коронки – 53
Організаційні причини ускладнень – 237
Основний етап буріння – 12

П

Падіння сторонніх предметів у свердловину – 251
Параметри режиму буріння – 14
Пенетраційне зондування – 43
Пенетраційний конус – 43
Пенетраційний молот – 43
Перехідник-вушко – 39
Перехідники – 68
Питома кускуватість – 27
Підбаишмачне цементування – 80
Підготовчий етап буріння – 12
Пікобур – 59
Піч – 261

План (інклінограма) – 214
Пластичність – 25
Плоскі долота – 39
Плунжерний насос – 88, 90
Пневматичний спосіб видалення продуктів руйнування – 111
Пневмоударник – 152
Поверхнєве руйнування – 36
Поверхнєво-активні речовини (ПАР) – 122
Повзучість – 237
Подвійна колонкова труба ДТА-2 – 189
Полімерні та саморозпадні розчини – 124
Поліфенол лісохімічний (ПФЛХ) – 122
Попередня відкачка (прокачка) – 214
Пористість – 33
Породоруйнівний інструмент – 52
Порціонний спосіб очищення – 109
Поршневий насос – 88, 90
Потайна колона – 76
Початок тужавіння – 80
Природні методи очищення промисловальних рідин – 128
Прискорювач тужавіння – 80
Прихвати бурильних колон – 249
Пробно-експлуатаційна відкачка – 214
Пробовідбирач скребкового типу – 204
Пробовідбирач-розширювач – 206
Продувка свердловин – 129
Профіль – 224
Пружність – 25
Пряме промивання – 111

Р

Реборда – 43
Ребристі коронки – 54
Режим буріння – 14
Рейс – 12
Рейсова швидкість буріння – 16
Рідке скло – 121
Різцеві коронки – 54
Роз'єднувальний перехідник – 248
Роз'єднувач – 248
Розділювальна пробка – 258

Розкриття природних або утворення нових тріщин – 237
Розпушувальність – 34
Розсувна штанга – 160
Розчини на нафтовій основі – 125
Розширювач для колонкового буріння – 70
Розширювач для ударного буріння – 162
Ротор – 85
Руйнування від утомленості – 36
Рухомий обертач – 85

С

Самозагострювальні коронки – 54
Свердловина – 7
Свердловини артезіанські – 8
Свердловини внутрішньопластові – 10
Свердловини водозабірні – 9
Свердловини водознижувальні (дренажні) – 9
Свердловини водоспускні – 9
Свердловини геологорозвідувальні – 8
Свердловини геотехнологічні – 9
Свердловини гідрогеологічні – 8
Свердловини для видобутку розсолів – 9
Свердловини для заморожування ґрунтів – 9
Свердловини для зміцнення ґрунтів – 9
Свердловини допоміжні – 10
Свердловини експлуатаційні – 9
Свердловини інженерно-геологічні – 8
Свердловини картувальні – 8
Свердловини нагнітальні – 10
Свердловини нафтові й газові – 9
Свердловини опорні – 9
Свердловини параметричні – 8
Свердловини підземної газифікації – 9
Свердловини підривні – 9
Свердловини пошукові – 8
Свердловини розвідувальні – 8
Свердловини сейсмічні – 8
Свердловини спостережні – 10
Свердловини структурні – 9
Свердловини технічні – 9
Свердловальний ґрунтонос – 203

Скероване буріння – 229
Снаряди із знімним керноприймачем (ССК, КССК) – 139
Сольові промивальні рідини – 123
Спеціальний інструмент – 52
Спеціальний спосіб ліквідаційного тампонування – 253
Спіральний бур – 37
Сповільнювач тужавіння – 80
Спосіб задавлювання – 12
Спрощений спосіб ліквідаційного тампонування – 257
Стабільність – 120
Статична напруга зсуву – 119
Стаціонарний відхиляючий клин КОС – 231
Стійкість – 32
Стінки свердловини – 7
Стовбур свердловини – 7
Стовбури шурфів і шахт – 9
Стріляючий боковий ґрунтонос – 202
Ступінь анізотропності – 35
Сульфідно-спиртова барда (ССБ) – 122

Т

Талева лебідка – 159
Талева оснастка – 93
Тампонажний цемент – 79
Тампонування свердловин глиною – 79
Твердість – 25
Текстура – 35
Телескопічна щогла – 160
Техніко-технологічні причини ускладнень – 236
Технічна колона – 76
Технічна швидкість буріння – 16
Технічне випробування – 174
Технічні причини викривлення свердловин – 227
Технологічне випробування – 175
Технологічний інструмент – 52
Технологічні причини викривлення свердловин – 228
Технологія алмазного буріння – 134
Технологія безкернового буріння – 137

Технологія твердосплавного буріння – 132
Тліючий ґніт – 271
Товщина глинистої кірки – 119
Торфолужний реагент (ТЛР) – 121
Точковий спосіб випробування – 218
Трилопатеве долото для шнекового буріння – 45
Тринатрійфосфат – 121
Трицинуватість – 27
Труборіз-трубовловлювач – 246

У

Ударна штанга – 40
Ударний (ударно-поворотний) спосіб буріння – 10
Ударний механізм – 159
Ударник – 39, 173
Ударно-обертальний спосіб буріння – 11, 149
Уловлювач секторів матриць – 246
Уловлювач-шліпс – 171
Умовна в'язкість – 119
Ускладнення – 236
Устя свердловини – 7
Утворення жолобів – 238
Утворення каверн – 238

Ф

Фізико-хімічні методи очищення промивальних рідин – 128
Фрезер з напрямком – 247
Фрезерна коронка – 247
Фрезерно-струминний млин (ФСМ) – 126

Х

Хімічне випробування – 174
Хімічні реагенти – 121
Хрестові долота – 40

Ц

Цементування направлення – 80
Цементування свердловин з двома розділювальними пробками – 80
Цементування свердловини – 79
Циклова швидкість буріння – 16

Ч

Частота ударів долота – 168

Ш

Шарошкові долота – 60

Шламовий пробовідбирач ПР-2 – 206

Шламові труби – 71, 196

Шламосбірник Шуман – 195

Шламоуловлювач – 194

Шнек – 45

Шнекове буріння – 43

Штіндель – 84

Шпур – 9

Шпуровий спосіб випробування – 219

Штуфний спосіб випробування – 218

Щ

Щільність – 34

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ (для поглибленого вивчення дисципліни)

Базові джерела інформації

1. Атякин А.К. Опробование полезных ископаемых при бурении скважин / А.К. Атякин. – Москва : Недра, 1968. – 266 с.
2. Багдасаров Ш.Б. Справочник горного инженера геологоразведочных партий / Ш.Б. Багдасаров, А.О.Верчеба, И.И. Пальмов. – Москва : Недра, 1986. – 358 с.
3. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин / А.Д. Башкатов. – Москва : Недра, 2003. – 554 с.
4. Башкатов Д.Н. Прогрессивная технология бурения гидрогеологических скважин / Д.Н. Башкатов, А.В. Панков, А.М. Коломиец. – Москва : Недра, 1992. – 286 с.
5. Башлык С.М. Бурение скважин / С.М. Башлык, Г.Т. Загибайло. – Москва : Недра, 1990. – 477 с.
6. Бейсебаев А.М. Бурение скважин и горно-разведочные работы : учеб. для вузов / А.М. Бейсебаев, Н.Т. Туякбаев, Б.В. Федоров. – Москва : Недра, 1990. – 303 с.
7. Бурение разведочных скважин: учеб. для вузов / Н.В. Соловьев, В.В. Кривошеев, Д.Н. Башкатов и др.; под общ. ред. Н.В. Соловьева. – Москва : Высш. шк., 2007. – 904 с.
8. Бурение скважин различного назначения / Н.Н. Сердюк, В.В. Куликов, А.А. Тунгусов и др. – Москва : РГГУ, 2006. – 624 с.
9. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н.И. Корнилов, Н.Н. Бухарев, А.Т. Киселев и др.; под ред. Н.И. Корнилова. – Москва : Недра, 1990. – 395 с.
10. Винниченко В.М. Технология бурения геологоразведочных скважин / В.М. Винниченко, Н.Н. Максименко: справ. бурильщика. – Москва : Недра, 1988. – 149 с.
11. Воздвиженский Б.И. Разведочное бурение / Б.И. Воздвиженский, О.Н. Голубинцев, А.А. Новожилов. – Москва : Недра, 1979. – 510 с.
12. Расчеты в бурении : справ. пособие / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк; под ред. А.Г. Калинина. – Москва : РГГУ, 2007. – 668 с.
13. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении / Р.А. Ганджумян. – Москва : Недра, 1986. – 253 с.
14. Геологорозвідувальна справа: гірничі, підривні, бурові роботи: підручник / К.Л. Ларін, Г.Ф. Виноградов, В.С. Шабатін та ін. – Київ: Либідь, 1996. – 322 с.
15. Горноразведочные работы: учеб. для вузов / Л.Г. Грабчак, Ш.Б. Багдасаров, С.В. Иляхин и др.; под ред. Л.Г. Грабчака. – Москва : Высш. шк., 2003. – 661 с.

16. Дудля Н.А. Промывочные жидкости в бурении / Н.А. Дудля, А.Я. Третьяк. – Ростов на Дону : Изд-во Северо-Кавказского научного центра высшей школы, 2001. – 363 с.
17. Дудля Н.А. Аварии при бурении скважин : учебник / Н.А. Дудля, Янь Тайнин, А.Я. Третьяк. – Днепропетровск : Национальный горный университет, 2005. – 288 с.
18. Загибайло Г.Т. Промивка свердловин: підруч. для технікумів / Г.Т. Загибайло, С.М. Башлик; за ред. М.М. Гавриленка. – Київ : Знання України, 2006. – 200 с.
19. Зиненко В.П. Направленное бурение: учеб. пособие для вузов / В.П. Зиненко. – Москва : Недра, 1990. – 152 с.
20. Ивачев Л.М. Промывка и тампонирующее геологоразведочных скважин : справ. пособие / Л.М. Ивачев. – Москва : Недра, 1989. – 247 с.
21. Ивачев Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси : учеб. для вузов / Л.М. Ивачев. – Москва : Недра, 1987. – 242 с.
22. Михайлова Н.Д. Техническое проектирование колонкового бурения / Н.Д. Михайлова. – Москва : Недра, 1985. – 200 с.
23. Пономарев П.П. Отбор керна при колонковом геологоразведочном бурении / П.П. Пономарев, В.А. Каулин. – Ленинград: Недра, 1989. – 256 с.
24. Правила безопасности при геологоразведочных работах. – Москва : Недра, 2002. – 217 с.
25. Разведочное бурение: учеб. для вузов / А.Г. Калинин, О.В. Ошкордин, В.М. Питерский, Н.В. Соловьев. – Москва : Недра – Бизнесцентр, 2000. – 748 с.
26. Ребрик Б.М. Бурение инженерно-геологических скважин : справ. / Б.М. Ребрик. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1990. – 337 с.
27. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: в 2 т. / под общ. ред. Е.А. Козловского. – Москва : Недра, 1984. – Т. 1. – 512 с.
28. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: в 2 т. / под общ. ред. Е.А. Козловского. – Москва : Недра, 1984. – Т. 2. – 437 с.
29. Справочник по бурению геологоразведочных скважин / под ред. П.П. Пономарева, Г.А. Блинова. – Санкт-Петербург : Недра, 2000. – 721 с.
30. Справочник по бурению скважин на уголь / Г.П. Новиков, О.К. Белкин, Л.К. Ключев, А.Д. Вейсман. – Москва : Недра, 1988. – 256 с.
31. Спутник инженера-буровика: справ. изд. / И.С. Афанасьев, П.П. Пономарев, В.А. Каулин и др. – Санкт-Петербург : ВИТР, 2003. – 640 с.
32. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин : справ. пособие / С.С. Сулакшин. – Москва : Недра, 1991. – 334 с.
33. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин : учеб. для вузов / С.С. Сулакшин. – Москва : Недра, 1994. – 432 с.
34. Сулакшин С.С. Направленное бурение : учеб. для вузов / С.С. Сулакшин. – Москва : Недра, 1987. – 272 с.
35. Сулакшин С.С. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин : учеб. пособие / С.С. Сулакшин. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 284 с.

36. Техника безопасности при геологоразведочных работах : Ленинград : Недра. Ленингр. отд-ние, 1970. – Ч. 1. – 178 с.

37. Технология и техника разведочного бурения: учеб. для вузов / Ф.А. Шамшев, С.Н. Тараканов, Б.Б. Кудряшов и др. – Москва : Недра, 1983. – 565 с.

38. Технология отбора шлама при бурении скважин / А.А. Волокитенков, А.С. Волков, И.И. Толокнов, М.М. Розин. – Москва : Недра, 1973. – 200 с.

39. Юшков А.С. Геологоразведочное бурение : учеб. пособие / А.С. Юшков, В.И. Пилипец. – Донецк: Норд-Пресс, 2004. – 464 с.

Додаткові джерела інформації

1. Вирвїнський П.П. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки / П.П. Вирвїнський, Ю.Л. Кузін, В.Л. Хоменко. – Дніпропетровськ : Національний гірничий університет, 2010. – 320 с.

2. Дудля М.А. Промивальні рідини в бурінні : підручник / М.А. Дудля. – 3-тє вид., доп. – Дніпропетровськ : Національний гірничий університет, 2011. – 542 с.

3. Дудля М.А. Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин / М.А. Дудля, І.О. Садовенко – Дніпропетровськ : НГУ, 2007. – 399 с.

4. Техніка та технологія буріння геологорозвідувальних свердловин на газ метан на вугільних родовищах Донбасу / О.А. Крамаренко, О.А. Захаров, А.О. Кожевников, О.А. Лексиков, В.П. Донцов. – Донецьк.: Норд-Прес, 2008. – 258 с.

5. Комплексне освоєння газовугільних родовищ України на основі поточкових технологій буріння свердловин / В.М. Мойсишин, І.М. Наумко, В.І. Пилипець, В.В. Радченко, Є.М. Халімендіков, О.Д. Кожушок, С.А. Зінченко, Л.В. Шевелєв, Є.О. Юшков, В.А. Турчин ; Ін-т геології і геохімії горючих копалин НАН України. – Київ: Наук. думка, 2013. – 308 с.

6. Olsson A. Basics of core drilling / A. Olsson. Drillex, 2014. – 140 p.



Коровяка Євгеній Анатолійович – кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри нафтогазової інженерії та буріння Національного технічного університету «Дніпровська політехніка». Автор 2 монографій, 6 навчальних посібників, 20 патентів на винаходи та корисні моделі, понад 70 наукових праць.
E-mail: koroviakaye@gmail.com

Хоменко Володимир Львович – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри нафтогазової інженерії та буріння Національного технічного університету «Дніпровська політехніка». Автор 6 монографій, 7 навчальних посібників, 6 патентів на винаходи та корисні моделі, понад 120 наукових праць.
E-mail: homenko.v.l@nmu.one



Винников Юрій Леонідович – доктор технічних наук, професор, професор кафедри нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Автор 18 монографій, 3 підручників, 10 навчальних посібників, 15 нормативних документів, 50 патентів на винаходи та корисні моделі, понад 600 наукових праць, науковий керівник 12 кандидатів наук.
E-mail: vynnykov@ukr.net

Харченко Максим Олександрович – кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Автор 5 монографій, 3 навчальних посібників, 5 нормативних документів, 5 патентів на корисні моделі, понад 100 наукових праць.
E-mail: kharchenkoMO@ukr.net



Расцветаєв Валерій Олександрович – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри нафтогазової інженерії та буріння Національного технічного університету «Дніпровська політехніка». Автор 2 монографій, 9 навчальних посібників, 19 патентів на винаходи та корисні моделі, понад 70 наукових праць.
E-mail: rastsvietaiev.v.o@nmu.one

Навчальне видання

Коровяка Євгеній Анатолійович
Хоменко Володимир Львович
Винников Юрій Леонідович
Харченко Максим Олександрович
Расцветаєв Валерій Олександрович

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальний посібник

Редактор Ю.В. Рачковська

Верстка – В.Л. Хоменко

Підписано до видання 03.03.2021. Формат 30×42/4.
Електронний ресурс. Авт. арк. 20,8.

Підготовлено й видано
у Національному технічному університеті «Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.

49000, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.