

10. ВИПРОБУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати, яким чином досягається вірогідність випробування; технологію і технічні засоби керованого, шламового випробування, а також водо-, нафто- і газонесних 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 керн 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, зношуваність, 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 керн зі свердловин великого діаметра (92 мм і більше).

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 домогтися 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 керна (V_k , %)

Ступінь тріщинуватості гірських порід	Показник питомої кускуватості керна K_p , шт/м	Об'єднаний показник динамічної міцності й абразивності гірських порід	Цифровий індекс поля	Структурно-текстурні ознаки гірських порід									
				Незв'язні, пухкі, розмивні породи	Зв'язні, неоднорідні за твердістю і будовою, грубоуламкові з уламками розміром 2–10 мм, $F_{д1}/F_{д2} \geq 1$	Зв'язні однорідні за будовою, що пережуються за твердістю, з уламками розміром 10 мм, $F_{д1}/F_{д2} \geq 1$	Зв'язні, неоднорідні за будовою, з різною твердістю прошарків, з уламками розміром менше 10 мм, $F_{д3}/F_{д4} \geq 1$	Зв'язні, однорідні за твердістю і будовою і неоднорідні за твердістю дрібнозернисті породи з уламками розміром менше 2 мм 10 мм, $F_{д1}/F_{д2} \geq 1$					
									Буквений індекс гірських порід				
									А	Б	В	Г	Д
Монолітні й слаботріщинуваті	$K_p=1-10$ $l_k/d_k > 2,5$	>22,5	1	0–20	65–70	70–75	80–85	90–100					
		10,0–22,5	2	0–20	60–65	65–70	70–75	85–90					
		0–10,0	3	0–20	50–55	60–65	65–70	80–85					
Середньотріщинуваті	$K_p=11-30$ $l_k/d_k=0,6-2,5$	>22,5	4	0–20	45–50	55–60	60–65	75–80					
		10,0–22,5	5	0–20	40–45	45–50	55–60	70–75					
		0–10,0	6	0–20	35–40	40–45	45–50	60–65					
Сильнотріщинуваті	$K_p=31$ $l_k/d_k < 0,6$	>22,5	7	0–20	20–25	25–30	35–40	45–55					
		10,0–22,5	8	0–20	15–20	20–25	25–30	35–40					
		0–10,0	9	0–20	0–5	5–10	10–15	15–20					

Примітка. Динамічна міцність:

 $F_{д1}$ – уламки і вкраплення; $F_{д2}$ – цементі 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.

Класифікація гірських порід за складністю відбору керна

Група порід	Вихід керна, %	Поля еталонної схеми (табл. 10.1)	Характеристика гірських порід	Типові представники гірських порід
I	0–20	З А-1 по А-9	Незв'язні, пухкі, 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-серицит-вапняковисті сильнотріщинуваті
		Б-8, Б-9, В-9, Г-9, Д-9	Зв'язні, неоднорідні й однорідні за будовою, в основному перемежовані 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, однорідні і неоднорідні за твердістю, сильнотріщинуваті, середньої і високої міцності, як виключення, сильнотріщинуваті малої міцності	Середньотріщинуваті конгломерати, брекчії, сидерит-глинисті породи, пісковики слабкі, міцні вугілля складної будови, кори вивітрювання нікелевих, марганцевих і залізородних родовищ, скарни кавернозні, сильнотріщинуваті рудні зони гідротермальних родовищ, грубоуламкові туфи, туфіти, зони перешаровування 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, однорідні і неоднорідні за твердістю, монолітні й середньотріщинуваті породи різної міцності, як виключення, сильнотріщинуваті високої міцності	Середньотріщинуваті аргіліти й алевроліти, щільні глини, пісковики, міцні вугілля, філіти, конгломерати, тріщинуваті кременисті породи, роговики, мармури, вапняки, доломіти, туфіти, 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 діабазы
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, діабазы, 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_p , шт/м
	2. Динамічна міцність і абразивність	Об'єднаний показник ρ_m , 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-відбірної 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.

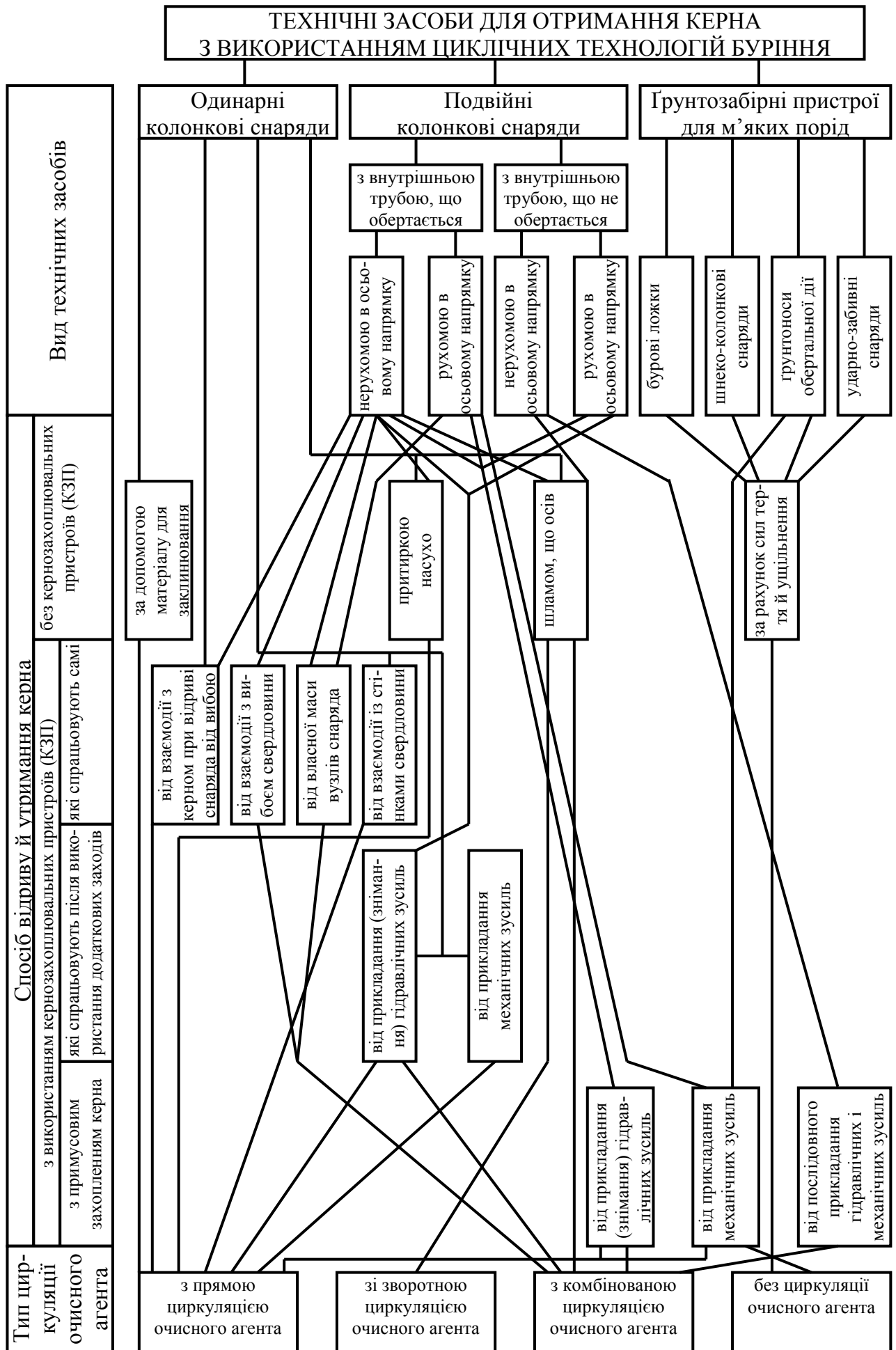


Рис. 10.1 Класифікація технічних засобів для одержання керна

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 керногазонабірники

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 керн, 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 керна в різних геологічних комплексах гірських порід

Група гірських порід	Вихід керна, %	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	Вібробуріння, 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 керна (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-I,II, ГРЕС, ДТА-2, КССК, гідротранспорт керна
II	20–40	Б-6	III–VI	Неоднорідні, переміжні за твердістю, слабозв'язні, середньотріщинуваті	КССК, ТДН-2, гідротранспорт керна, Донбас НДЛ-I,II
		Б-7	IX–XII	Неоднорідні, переміжні за твердістю, слабозв'язні, сильнотріщинуваті	ГРЕС, ТДН-0, ТДН-2, ССК
		Г-7, Г-8, Г-9, Д-8	VII–VIII	Зв'язні, неоднорідні та однорідні за будовою, сильнотріщинуваті	ТДН-0, ТДН-2, ГРЭС, ССК
III	40–60	Б-3	III–VI	Неоднорідні, переміжні за твердістю, слабозв'язні, монолітні і слаботріщинуваті	Донбас НДЛ-I,II, ТДН-2, КССК
		Б-4, Г-5, Г-6	III–VIII	Неоднорідні, переміжні за твердістю і будовою, зв'язні, середньотріщинуваті	ТДН-2, ССК, ГРЕС
		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, монолітні і слаботріщинуваті	ТДН-2, ТДН-УТ, одинарний колонковий снаряд
		В-3, Г-2, Г-3	III–VIII	Однорідні і неоднорідні за будовою, зв'язні, монолітні 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-І,ІІ, одинарний колонковий снаряд
V	80–100	Г-1, Д-1	IX–XII	Неоднорідні й однорідні за будовою, зв'язні, монолітні і слаботріщинуваті	ТДН-УТ, ССК, одинарний колонковий снаряд
		Д-2, Д-3	III–VIII	Однорідні, зв'язні, монолітні і слаботріщинуваті	ТДН-УТ, ССК, КССК, одинарний колонковий снаряд

Примітки. 1. Наведено технічні засоби, що випускаються заводами СНД.

2. ГРЕС – гідроударний реверсивно-ежекторний снаряд.

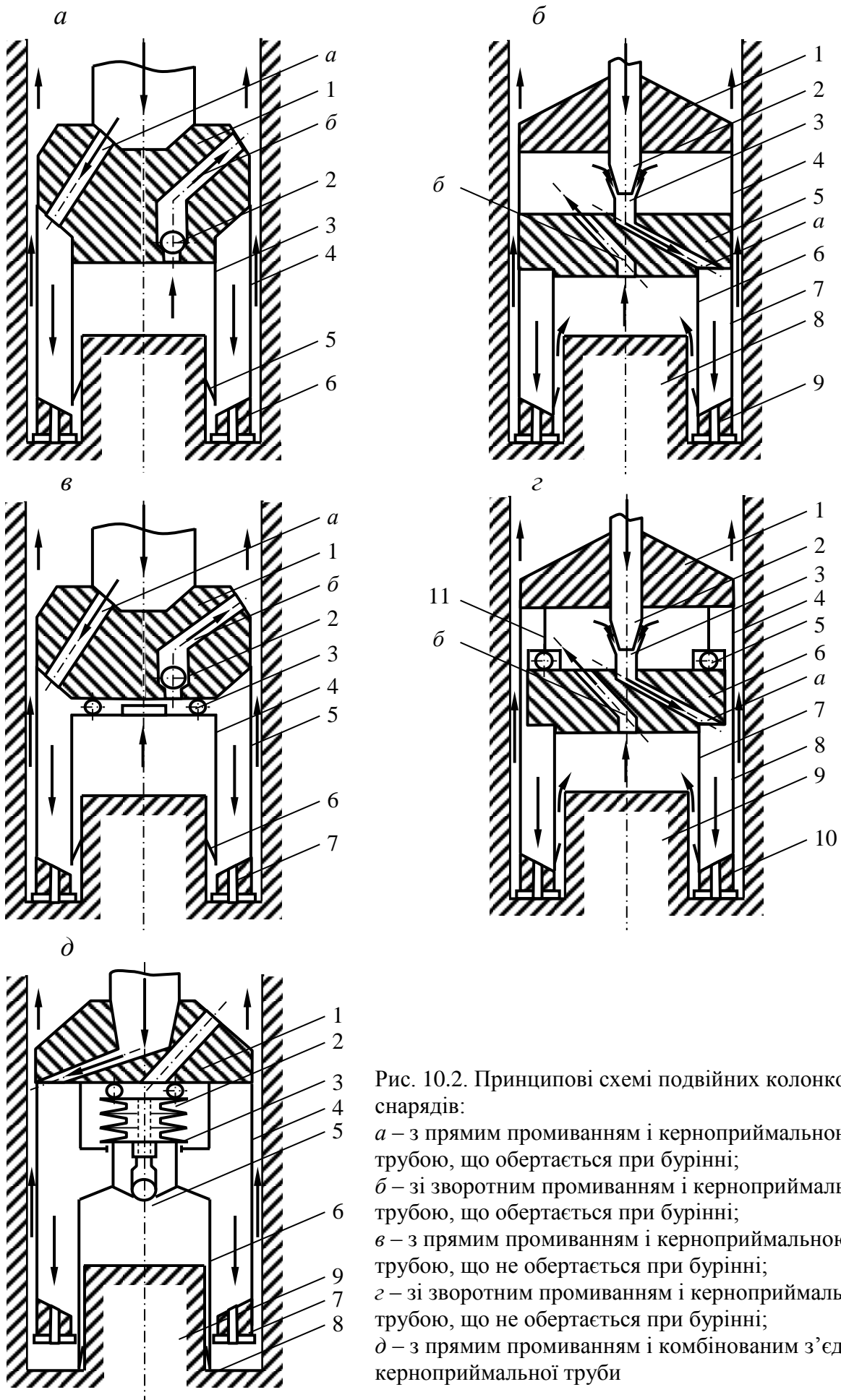


Рис. 10.2. Принципові схеми подвійних колонкових снарядів:
a – з прямим промиванням і керноприймальною трубою, що обертається при бурінні;
б – зі зворотним промиванням і керноприймальною трубою, що обертається при бурінні;
в – з прямим промиванням і керноприймальною трубою, що не обертається при бурінні;
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 крутильного 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 крутильного 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

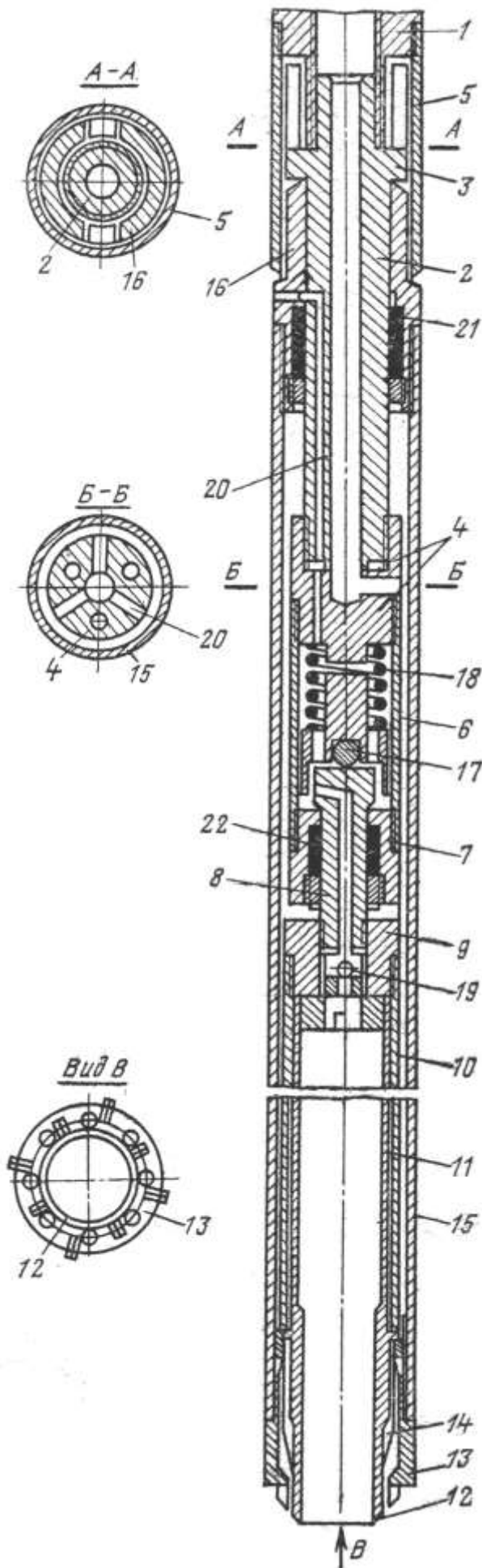


Рис. 10.3. Подвійна колонкова труба ДТА-2

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).

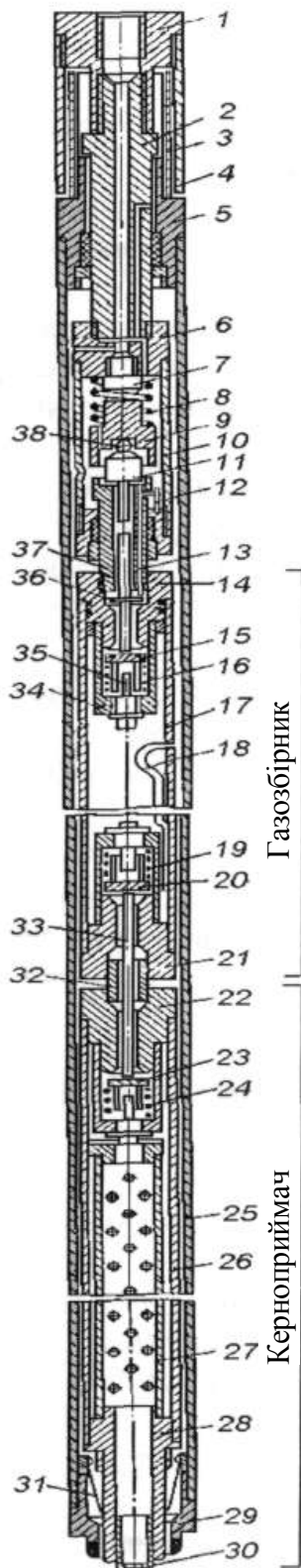
Внутрішня труба 10 має на нижньому кінці штамп 12, що вдавлюється у вугільний пласт, випереджаючи коронку 13. Навантаження на штамп 12 передаються від колони бурильних труб через перехідник 1, шпindel 2, перехідник 4, пружину 18, кулькову п'яту 17, упорний шток 8, перехідник 9 і трубу 10. Чим твердіше 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 входним 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 кернонабірника.

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 кернонабірника 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.

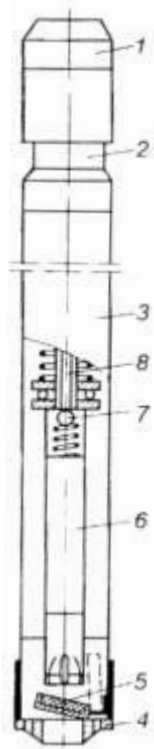


Рис. 10.5. Принципова схема герметизуючого керногазонабірника

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 перехідника 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 шламу на поверхні

Відбір шламу при бурінні з продувкою

При бурінні свердловин з очищенням вибою від шламу 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.

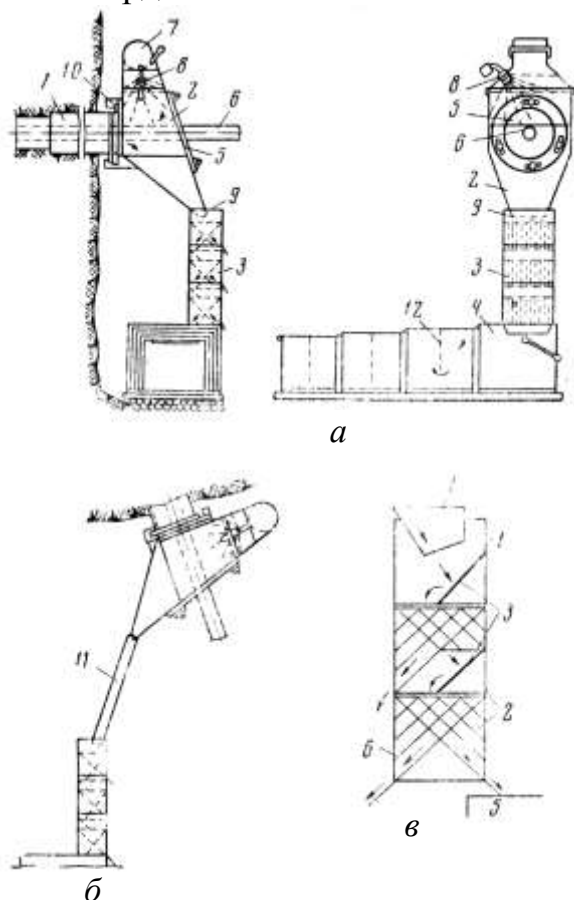


Рис. 10.6. Пристрій для відбору шламових проб при бурінні з гірничих виробок:

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 розпилених 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, монтують 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.

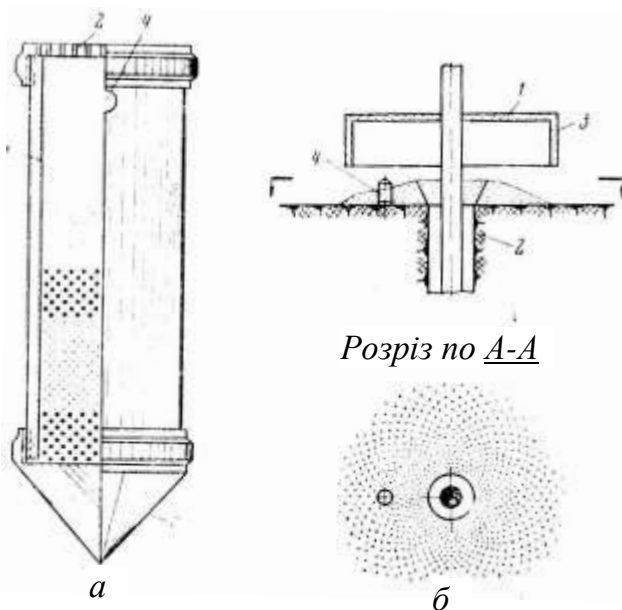


Рис. 10.7. Шламоуловлювач, застосований при бурінні свердловин з очищенням вибою стисненим повітрям:

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 шламосбірального 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.

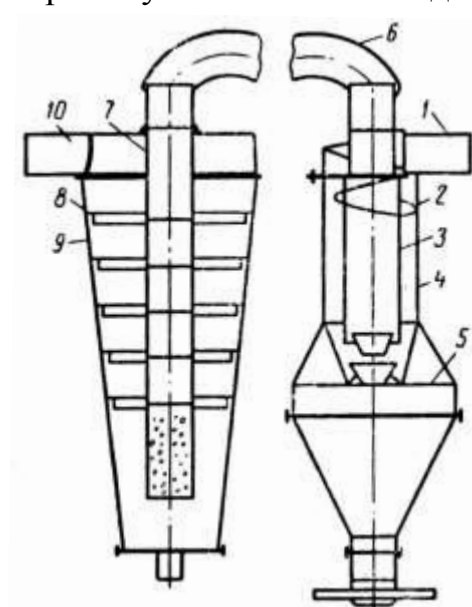


Рис. 10.8. Шламосбірник Шуман-2: 1 – патрубок; 2 – шнекоподібний канал; 3, 4 – циліндри; 5 – циклон; 6 – патрубок; 7 – перфорований патрубок; 8 – тарільчасті сітки; 9 – корпус фільтра; 10 – відвідний патрубок

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.

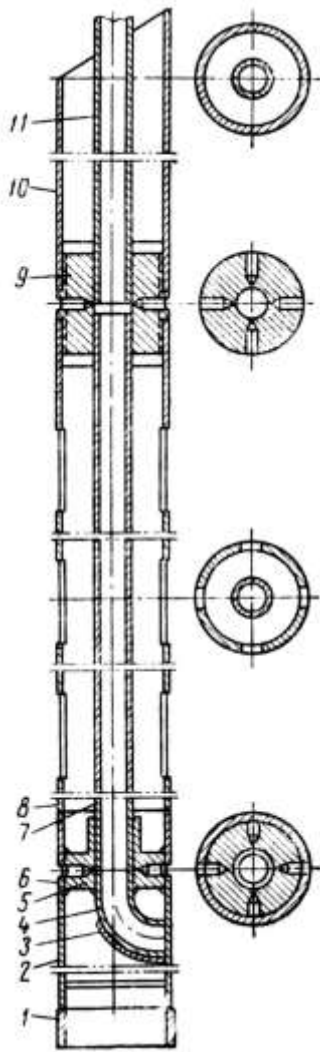


Рис. 10.9. Колонковий шламозбірник:

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. Шламівий матеріал, зібраний у закритій шламівій 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 шламівого 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.

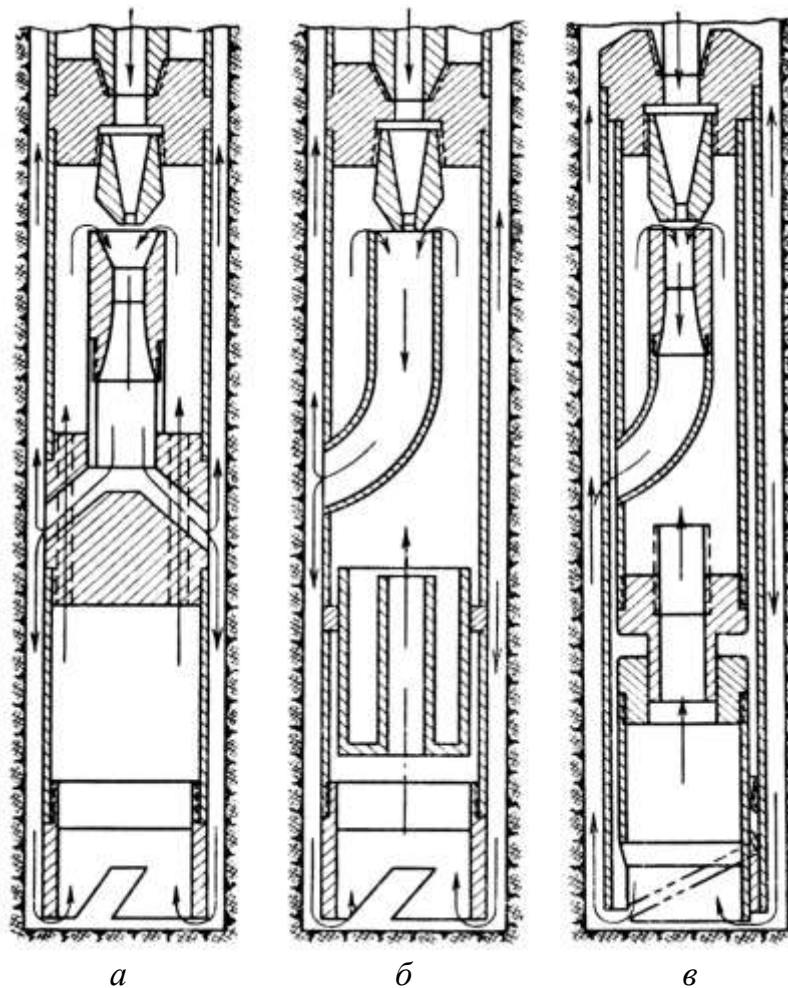


Рис. 10.10. Схема колонкових снарядів з водоструминним (ежекторним) апаратом:
а, б – одинарні; *в* – подвійний

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.

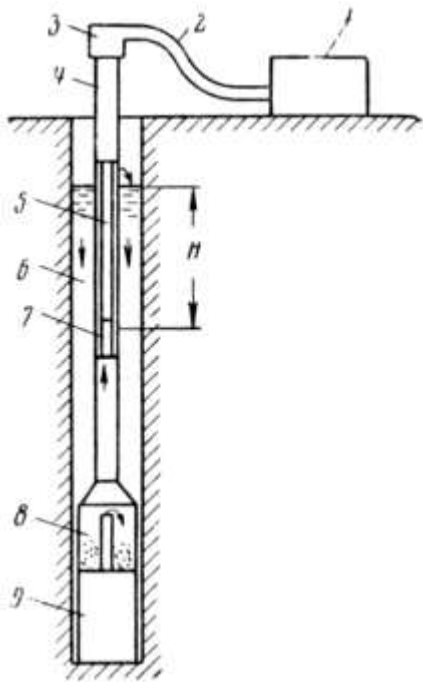


Рис. 10.11. Схема промивання свердловин за допомогою ерліфта: 1 – компресор; 2 – шланг; 3 – сальник; 4 – бурильна труба; 5 – повітропровідна труба; 6 – водопідйомні труби; 7 – змішувач; 8 – шламова труба; 9 – колонкова труба

каналами. Діаметр їх визначається з розрахунку створення перепаду тиску $5\text{--}15\text{ Н/см}^2$, 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 $0,01\text{--}10\text{ мм}$ 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

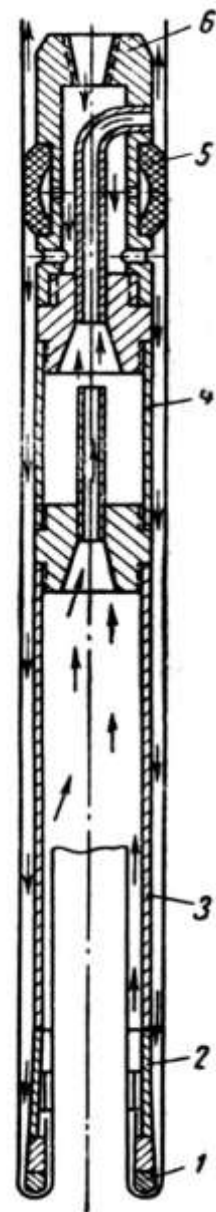


Рис. 10.12. Колонковий снаряд зі зворотною привибійною циркуляцією

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.

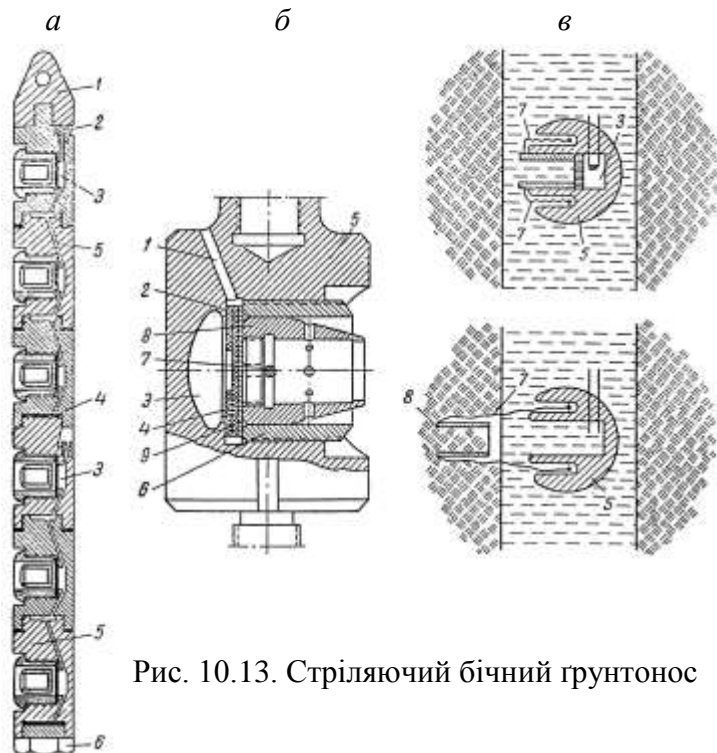


Рис. 10.13. Стрільючий бічний ґрунтонос

10.6.1. Бічні ґрунтоноси

Для взяття проб зі стінок свердловин, складених м'якими і середньої міцності породами, застосовуються *стрільючі 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.

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.

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 свердловальні ґрунтоноси.

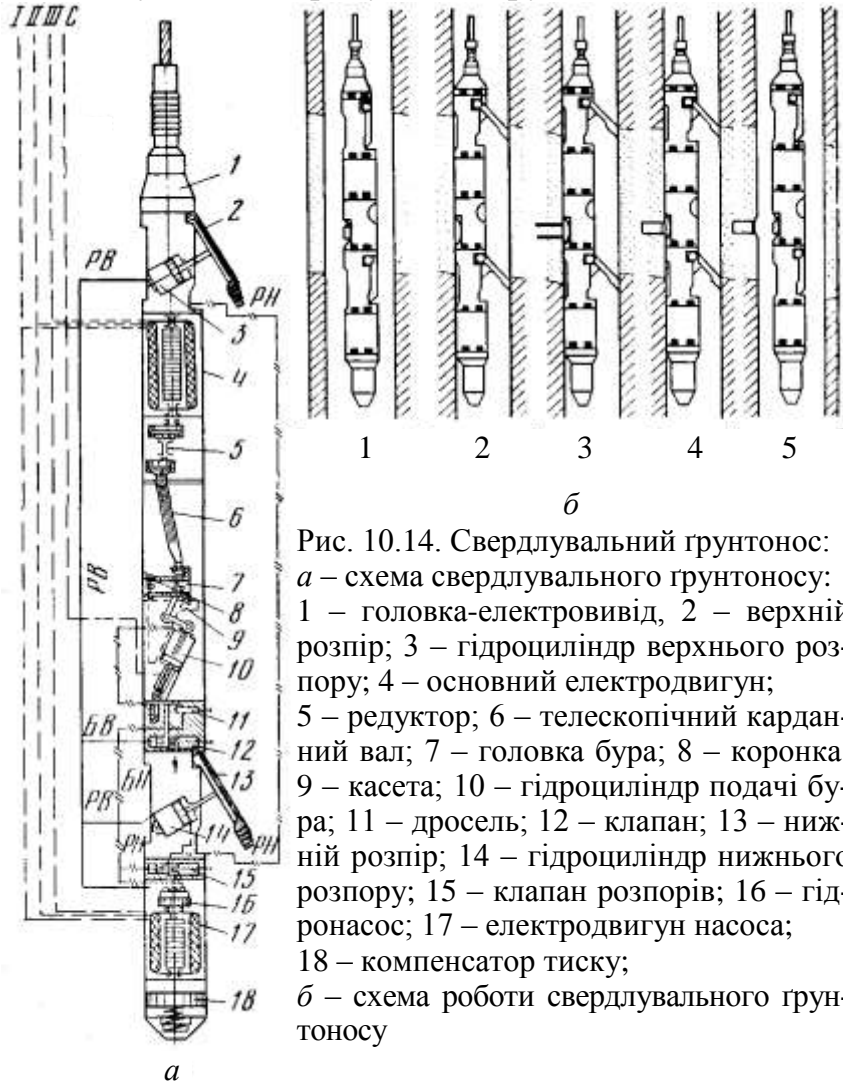


Рис. 10.14. Свердловальний ґрунтонос:
а – схема свердловального ґрунтоносу:
 1 – головка-електровивід, 2 – верхній розпір; 3 – гідроциліндр верхнього розпору; 4 – основний електродвигун; 5 – редуктор; 6 – телескопічний карданний вал; 7 – головка бура; 8 – коронка; 9 – касета; 10 – гідроциліндр подачі 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 свердловального ґрунтоносу

Свердловальний 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

Свердловальний 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 керновідривачем 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.

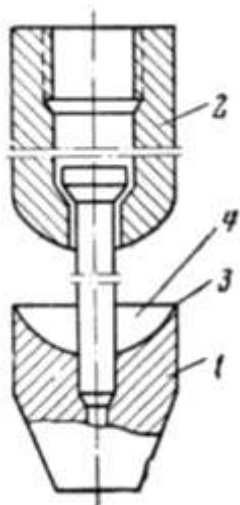


Рис. 10.15. Пробовідбирач скребкового типу

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.

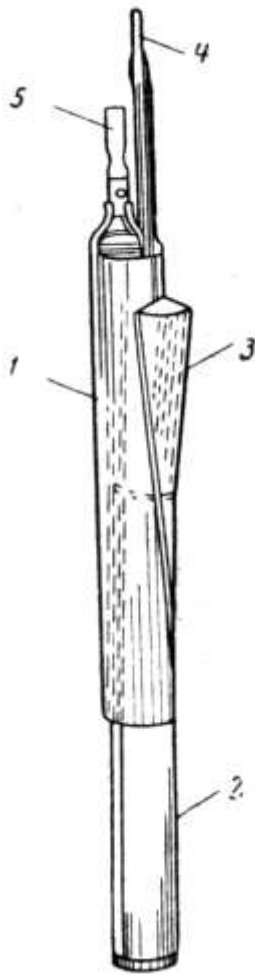


Рис. 10.16. Бічний ґрунтонос конструкції Г.А. Низовкіна і В.Ф. Кульбицького

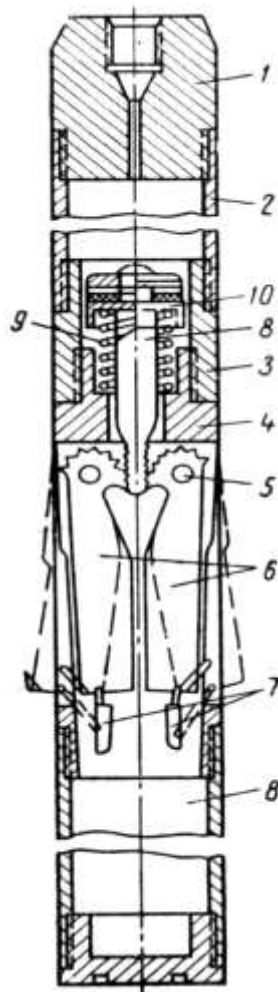


Рис. 10.17. Борозний пробовідбирач А.А. Зверюги

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. Шламova труба за допомогою різьби приєднується до нижньої частини корпусу 4 і утворює шламовий контейнер. Знизу контейнер закритий пробкою.

Для відбору проби пробовідбирач опускають на колоні 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 шламовий контейнер.

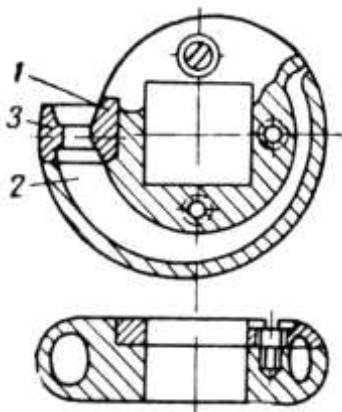


Рис. 10.18. Пробовідбирач конструкції Т.Є. Єременка

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.

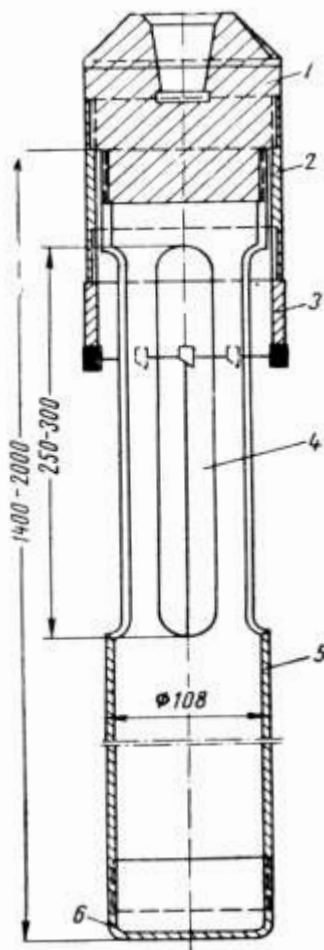


Рис. 10.19. Шламований пробовідбирач ПР-2

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 трубочастий 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.

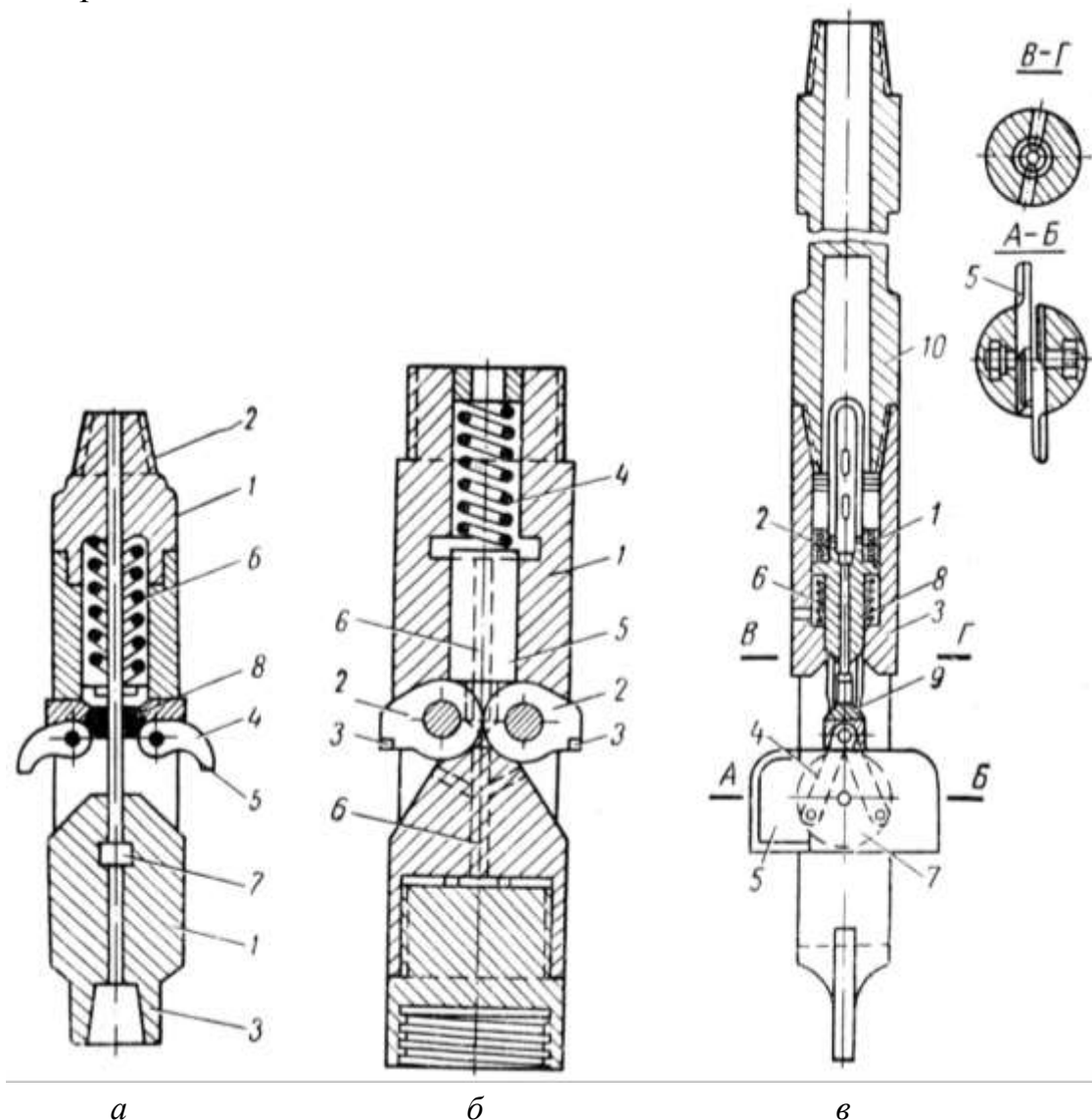


Рис. 10.20. Розширювачі:

- а* – для ударного буріння: 1 – корпус; 2 – різьба; 3 – внутрішня різьба; 4 – вісь; 5 – різець; 6 – пружина; 7 – промивальний канал; 8 – вкладиш; 9 – вінець;
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 промислової значимості 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 ОА. 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 АБ.

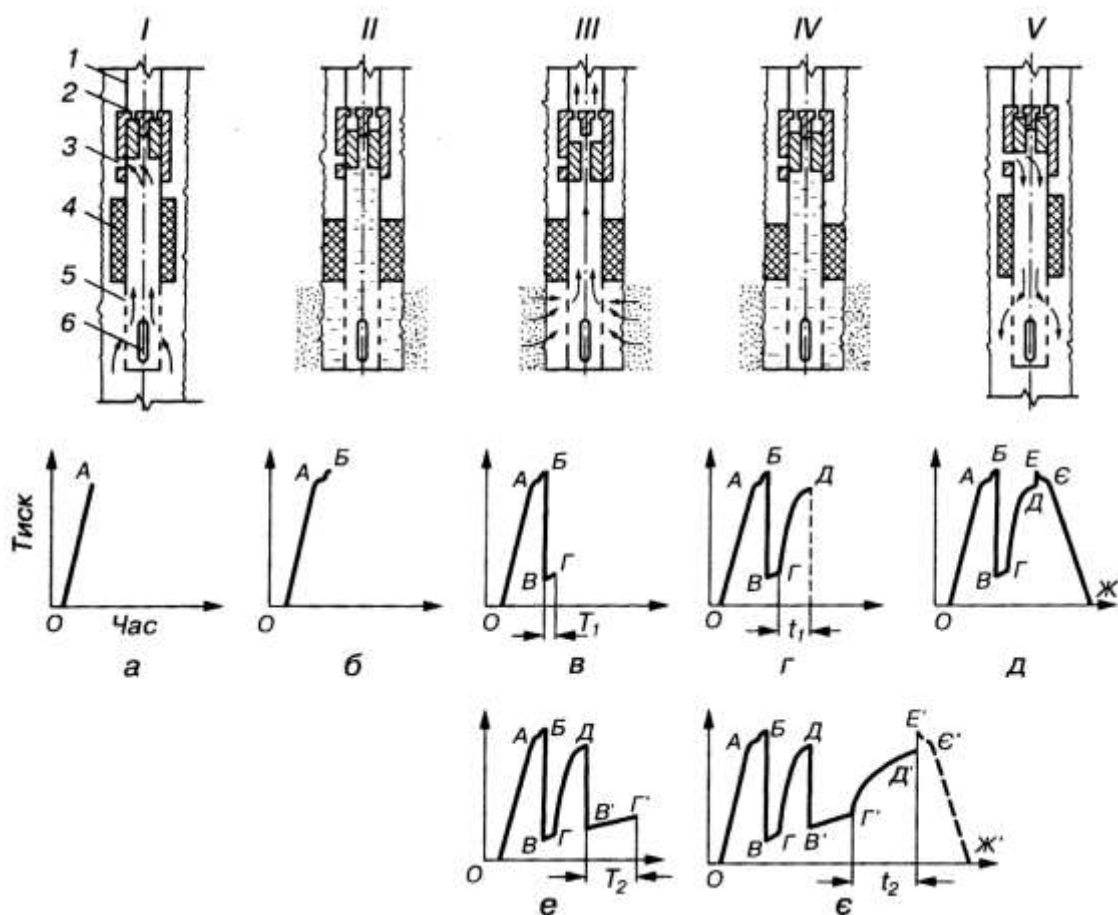


Рис. 10.21. Послідовність операцій і запис діаграми тисків при випробуванні пласта:
 I – спуск випробувача; II – пакування; III – відкритий період;
 IV – закритий період; V – підйом випробувача;
 1 – бурильні труби; 2 – головний (впускний) клапан; 3 – вирівнюючий клапан;
 4 – пакер; 5 – фільтр; 6 – глибинний 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 В'Г' (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.

Таблиця 10.7

Тривалість відкачок при максимальному зниженні

Водоносні породи	Коефіцієнт фільтрації, м/добу	Гідравлічний режим	Тривалість відкачок, діб	
			одиначні свердловини	кущові і групові свердловини
Ґрунтові й неглибокі напірні води Тріщинуваті і закарстовані породи: гравійно-галечникові відклади без заповнювачів; крупно- і середньозернисті однорідні піски	> 30	Напірний	2–3	3–5
		Безнапірний	3–4	4–6
Тріщинуваті й закарстовані породи: гравійно-галечникові відклади з піщаним і супіщаним заповнювачем	30–10	Напірний	3–4	4–6
		Безнапірний	4–6	5–7
Неоднорідні крупно-, середньо- та дрібнозернисті піски	10–5	Напірний	4–6	5–7
		Безнапірний	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.

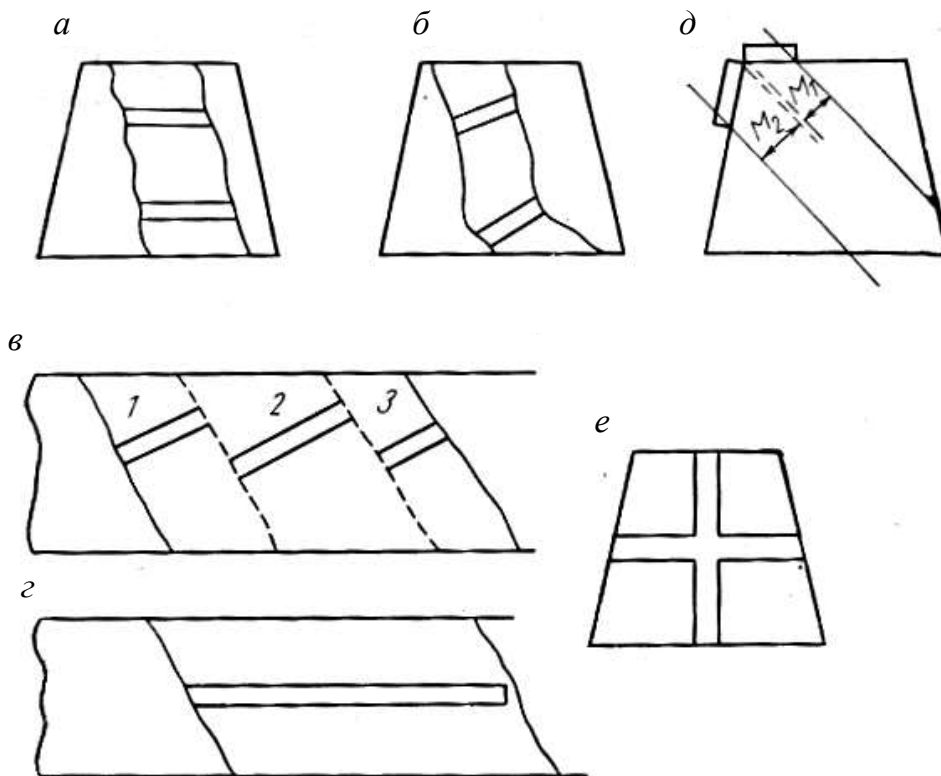


Рис. 10.22. Борозне випробування:

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).

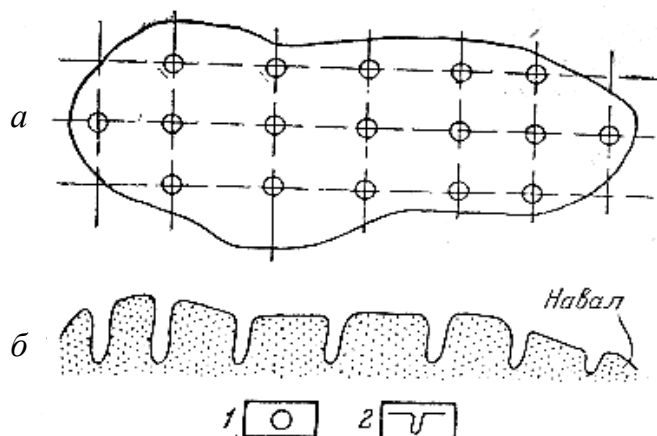


Рис. 10.23. Випробування способом вичерпування:
a – план навалу руди; *б* – розріз навалу: 1 – проби в плані; 2 – проби в розрізі

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 дрібнодробленої 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 0,5×0,5 до 0,1×0,1 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×(0,5–0,6)×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.

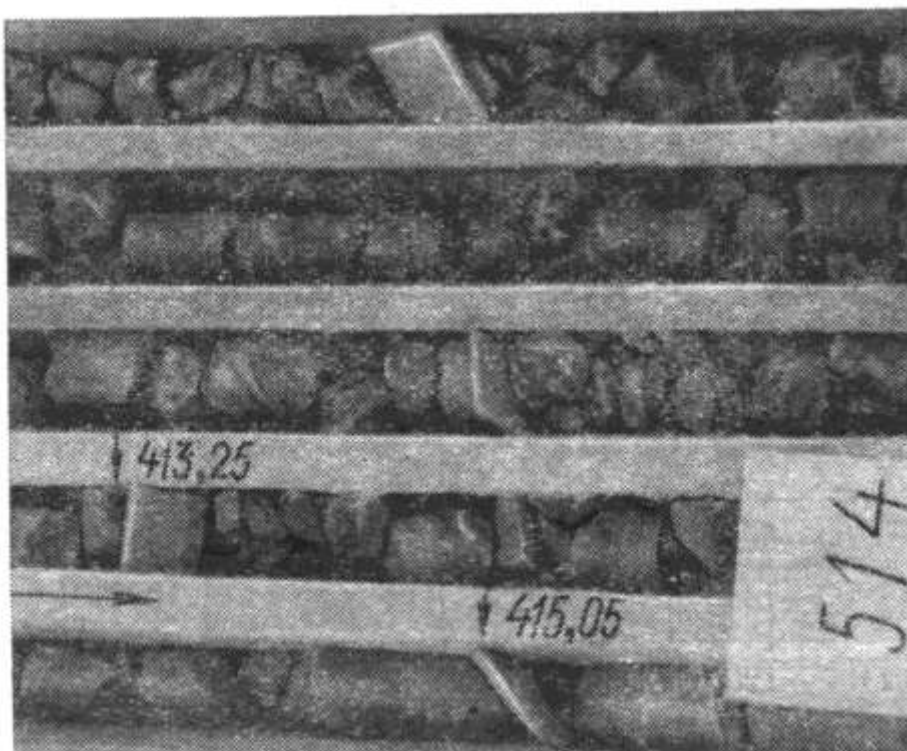


Рис. 10.24. Укладення керна в ящику

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 керноскховища для детальної геологічної обробки керна і передають працівникові, відповідальному за керноскховище, 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 керноскховище 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.