

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



**ДНІПРОВСЬКА
ПОЛІТЕХНІКА**
1899

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

БУРІННЯ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

Конспект лекцій для студентів спеціальності
185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро
НТУ «ДП»
2024

Розглянуті питання, пов'язані з управлінням просторовим положенням свердловин. Наведені відомості про основні параметри просторового положення, методи та засоби їх визначення, причинам та закономірностям викривлення свердловин, проектуванню трас. Значна увага приділена аналізу конструкцій та технології застосування технічних засобів направленою, в тому числі багатостовбурного, буріння. Викладені основи відбору орієнтованого керну та кернометрії. При складанні конспекту лекцій врахований досвід направленою буріння в бурових організаціях України.

Призначений для студентів вищих навчальних закладів, що навчаються за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології», і може становити інтерес для спеціалістів бурових організацій.

ВСТУП

Вивчення курсу «Буріння похило-скерованих свердловин» як самостійної нормативної дисципліни, визначається особливим його значенням в рішенні завдань геологорозвідувальних робіт. Дотримання необхідних параметрів розвідувальної мережі, перетин товщі корисної копалини або контрольної зони під заданим кутом, додатковий відбір керна при його низькому виході або пропуску пластів, скорочення об'ємів і підвищення інформативності розвідки за рахунок використання багатостовбурного буріння і рішення ряду інших завдань неможливе без наявності необхідних знань і умінь управління просторовим положенням свердловин.

Основна мета цієї дисципліни – підготовка студентів до виконання на сучасному рівні проектів бурових робіт із застосуванням передової техніки та технології.

Завданням дисципліни є надання кожному студенту таких компетенцій:

- визначення та розрахунок основних параметрів просторового положення свердловин;
- прогнозування закономірностей викривлення свердловин;
- проектування раціональних трас одно- та багатостовбурних свердловин;
- вибір технічних засобів та технології попередження викривлення свердловин;
- вибір найбільш прийнятних технічних засобів штучного викривлення свердловин;
- розрахунок параметрів циклу штучного викривлення;
- розробка технології виконання робіт по корегуванню просторового положення свердловин;
- вибір технічних засобів та технології одержання орієнтованого керна.

Системою знань для цього слугують:

- загальні відомості про просторове положення та викривлення свердловин;
- засоби контролю параметрів викривлення свердловин;
- причини та закономірності викривлення свердловин;
- методика проектування раціональних трас свердловин;
- методи направленої буріння;
- технічні засоби та технологія штучного викривлення свердловин;
- багатостовбурне буріння;
- основи кернометрії.

Вивчення курсу «Буріння похило-скерованих свердловин» базується на знанні ряду інших дисциплін: структурної геології, родовищ корисних копалин, опору матеріалів, теорії машин і механізмів, деталей машин, а також спеціальних або профільюючих дисциплін - фізичні властивості гірських порід, руйнування гірських порід при бурінні свердловин, технологія буріння геологорозвідувальних свердловин.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО НАПРАВЛЕНЕ БУРІННЯ

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати роль і місце направленої буріння в вирішенні задач розвідки родовищ корисних копалин, основні поняття про просторове положення і викривлення свердловин, вміти розраховувати параметри викривлення, координати точок на осі свердловини та виконувати графічну побудову її проекцій.

1.1. Роль направленої буріння в вирішенні задач геологорозвідувальних робіт

Свердловина, що забурена вертикально або похило щодо поверхні в процесі буріння практично будь-яким способом відхиляється відносно первісно заданого напрямку, тобто *викривлюється*. Забезпечення високих кількісних і якісних показників бурових робіт, достовірності результатів розвідки родовищ корисних копалин неможливе без урахування цього викривлення.

Викривлення може відбуватися мимоволі, некеровано (*природне викривлення*) або здійснюватися примусово за допомогою спеціальних методів та технічних засобів (*штучне викривлення*).

Природне викривлення в більшості випадків небажано, оскільки може привести до значних помилок в оцінці родовищ, якщо відхилення свердловин від заданого напрямку не вимірюється і не враховується. При викривленні свердловин виникає небезпека вибору неправильного способу вскриття родовища внаслідок помилки у визначенні глибини і елементів залягання рудного тіла.

Значне викривлення свердловини створює технічні труднощі в процесі буріння: підвищується знос інструменту, особливо бурильних і обсадних труб, зростає аварійність із-за обриву бурильних і колонкових труб, утруднюється спуск і підйом бурильної колони, погіршується стан стовбура свердловини, обмежуються можливості застосування форсованих режимів буріння і так далі. Внаслідок викривлення в більшості випадків збільшується довжина стовбура свердловини, що підвищує витрату коштів на її споруду, а на виправлення сильно викривлених ділянок свердловин витрачається багато часу. У ряді випадків буріння сильно викривлених свердловин припиняється.

Таким чином, при викривленні свердловин значно ускладнюється процес буріння, знижується достовірність отриманих даних при підрахунку запасів і побудові розтинів, підвищується вартість геологорозвідувальних робіт. Тому з викривленням свердловин необхідно боротися, вивчаючи причини і закономірності, розробляючи засоби боротьби з ним. Використовуючи закономірності викривлення свердловин і змінюючи штучно його інтенсивність, практично можна управляти просторовим положенням свердловини і проводити її вибій в задану точку, тобто здійснювати направлене буріння. Під *направленим* слід вважати буріння, при якому здійснюється керування

просторовим положенням свердловин на основі урахування закономірностей їх природного викривлення та застосування методів і технічних засобів штучного викривлення в бажаному напрямі.

Виконання робіт по направленою бурінню вимагає освоєння спеціальних знань і умінь, що включають контроль параметрів положення свердловини в просторі, аналіз причин і закономірностей викривлення, проектування раціональних трас свердловин в конкретних умовах, вибір і застосування найбільш прийнятних методів і засобів проведення свердловин в заданому напрямі і так далі.

Складність і специфіка рішення цих завдань зумовила необхідність створення в геологорозвідувальних організаціях, що ведуть роботу в складних геолого-технічних умовах, передусім, на рудних родовищах, спеціально підготовлених технологічних груп направленою буріння.

Рішенням завдань, пов'язаних із направленим бурінням геологорозвідувальних свердловин, займалися багато організацій. До них відносяться кафедри розвідувального буріння Московського геологорозвідувального, Томського політехнічного, Казахського політехнічного, Дніпропетровського гірничого інститутів, Всесоюзний науково-дослідний інститут методики і техніки розвідки (ВІТР), Казахський науково-дослідний інститут мінеральної сировини (КазІМС), Забайкальський комплексний науково-дослідний інститут (ЗабНІІ), Дніпропетровське відділення Інституту мінеральних ресурсів (ДВ ІМР), виробничі організації галузі.

Великий досвід направленою буріння накопичений виробничими геологорозвідувальними організаціями України, такими як ПГО "Південукргеологія", Кіровське ПГО, Горлівська експедиція та ін.

1.2. Основні поняття про просторове положення свердловин

В процесі буріння свердловини можуть змінювати своє положення в просторі, без знання якого неможливо правильно вирішувати основні завдання розвідки родовищ корисних копалини. Тому при бурінні свердловин будь-якого призначення велика увага повинна приділятися визначенню їх просторового положення.

Первісно заданий напрям і наступне викривлення визначають положення осі свердловини в просторі, зване трасою (траєкторією) свердловини. **Траса свердловини** - це лінія, яку описує породоруйнівний інструмент, прийнятий за матеріальну точку, відносно певної системи відліку. Іншими словами, це шлях, по якому переміщається буровий снаряд в процесі буріння свердловини.

Положення траси свердловини визначається координатами устя (X_0 , Y_0 , Z_0), і координатами точок, що лежать на її осі. Положення устя свердловини, тобто точки її закладення, може бути визначене координатами, отриманими шляхом топографічної чи маркшейдерської зйомки, або умовно приймаються за нуль (умовні координати).

Координати точок осі свердловини визначаються трьома параметрами:

1. Відстанню від устя до даної точки по осі свердловини L (довжина каротажного кабелю або бурильної колони).

2. Zenітним кутом θ

3. Азимутом свердловини α

Під **zenітним кутом** розуміється кут між вертикаллю і віссю свердловини або дотичної до неї в точці виміру. Він може змінюватися від нуля (вертикальна ділянка свердловини) до 90 град. (горизонтальна ділянка). Вимірюється zenітний кут у вертикальній площині, що проходить через вісь свердловини (рис. 1.1). Додатковий до zenітного кута кут ($\eta = 90^{\circ} - \theta$), що характеризує відхилення свердловини від горизонталі, називається **кутом нахилу**. Залежно від кута нахилу свердловини можуть бути (рис. 1.2.) вертикальними (1), похилими (2), горизонтальними (5) і тими, що повстають (3,4).

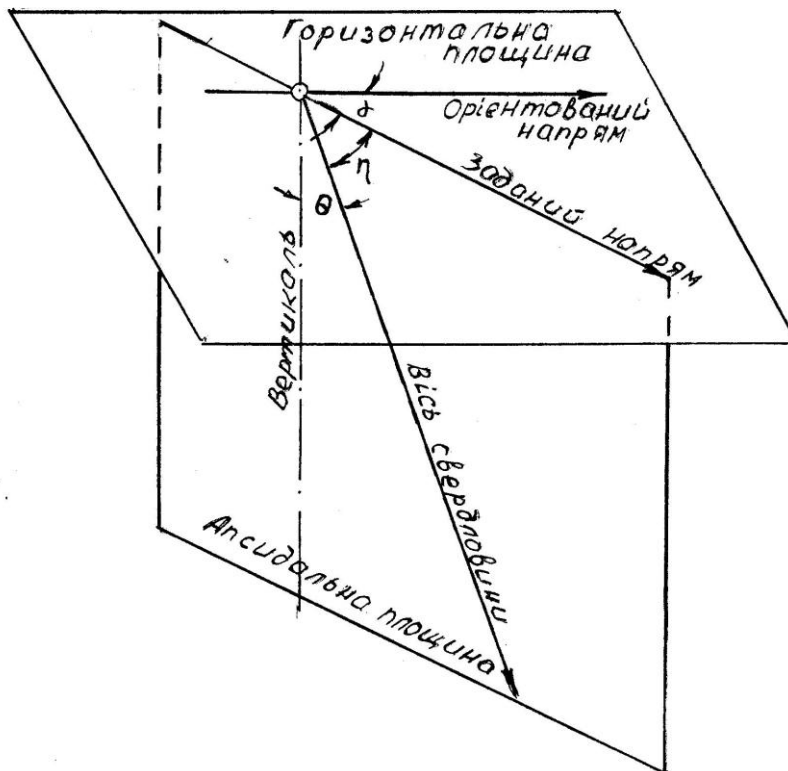


Рис 1.1. Параметри просторового положення прямої свердловини

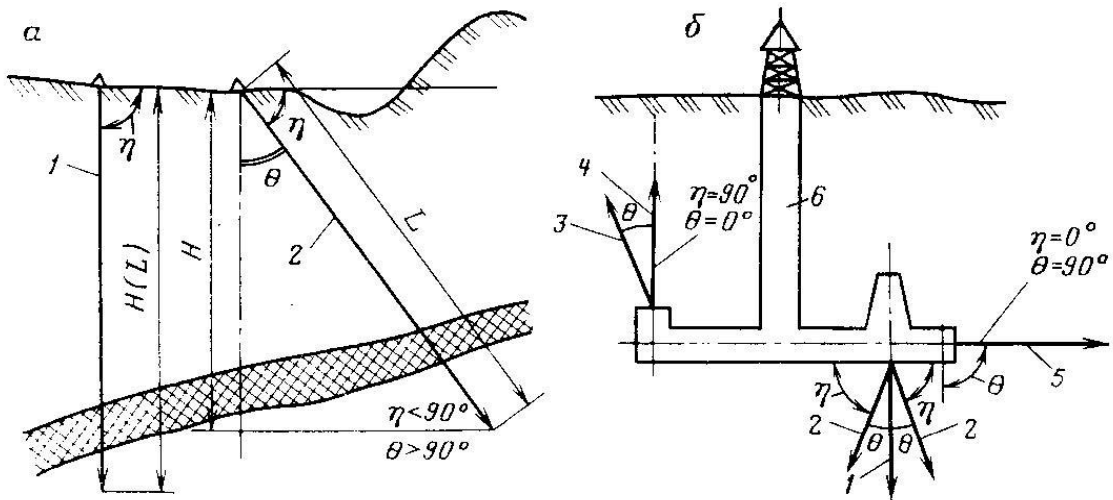


Рис 1.2. Можливі положення осі свердловин, які забурені з поверхні (а) і з підземних гірничих виробок (б).

Азимутний кут (азимут свердловини) - це кут, виміряний в горизонтальній площині по ходу годинникової стрілки від орієнтованого напрямку до горизонтальної проекції осі свердловини або дотичної до неї в точці виміру, проведеної у напрямі забою. Він може знаходитися в межах від нуля до 360° . Залежно від вибору початкового орієнтованого напрямку відліку азимут може бути дійсним, магнітним і умовним. У першому випадку відлік ведеться від географічного, в другому - від магнітного меридіана, а в третьому - від напрямку на довільно узятий репер, географічні координати якого відомі.

Вертикальна площина, що проходить через вісь похилої свердловини (дотично до її осі) називається **зенітною** або **апсидальною**. Вона співпадає з довгою віссю еліпса, утвореного при перетині стовбура похилої свердловини горизонтальною площиною. Вертикальна свердловина не має апсидальної площини, а у похилих прямолінійних свердловин є тільки одна апсидальна площина, співпадаюча з її азимутним напрямом. При цьому азимутний напрям свердловини - у бік її висячої стінки. Якщо свердловина має азимутальне викривлення, то в різних її точках положення апсидальної площини різне.

Положення свердловини в просторі, тобто її траса, визначається координатами точок, що лежать на осі свердловини (рис. 1.3.).

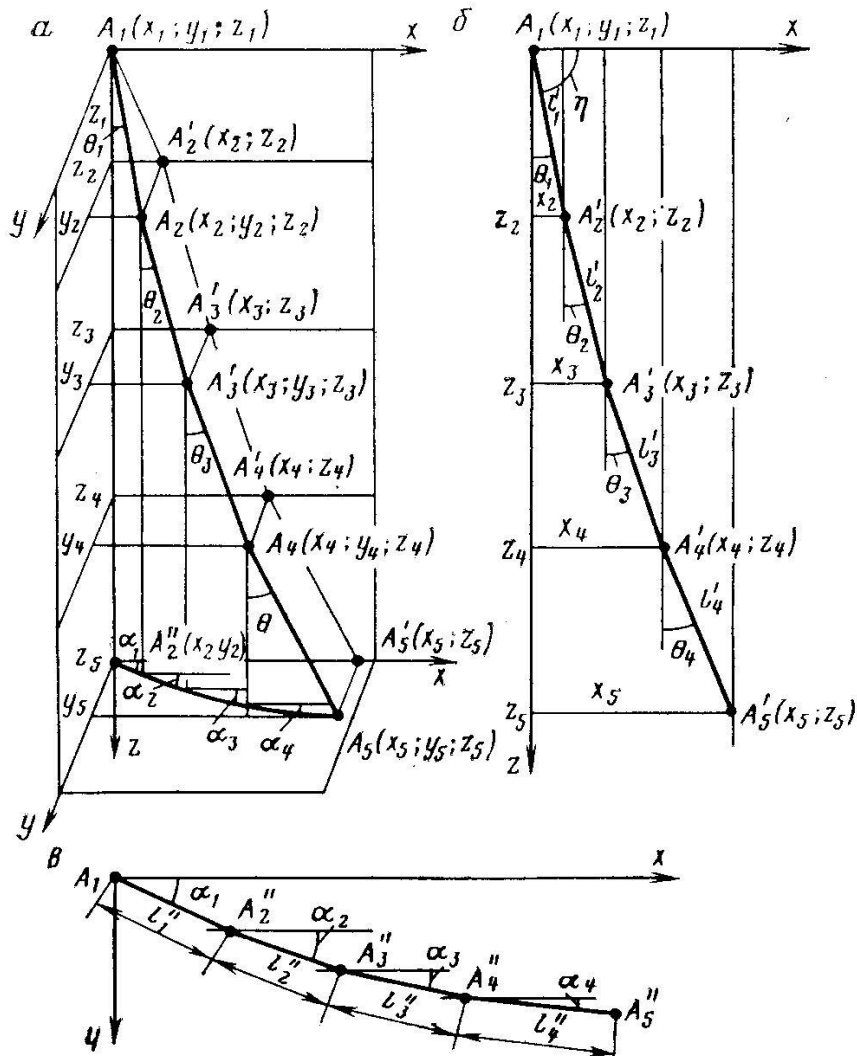


Рис. 1.3. Зображення осі свердловини в просторі (а) і її проєкції на вертикальну (б) і горизонтальну (в) площини.

Розрахунок координат точок осі свердловини ведеться по наступним формулам:

$$X_i = X_{i-1} \pm \Delta X_i = X_{i-1} \pm \Delta L_i \sin \Theta_i \text{ сеп.} \sin \alpha_i \text{ сеп.} \quad (1.1.)$$

$$Y_i = Y_{i-1} \pm \Delta Y_i = Y_{i-1} \pm \Delta L_i \sin \Theta_i \text{ сеп.} \cos \alpha_i \text{ сеп.} \quad (1.2.)$$

$$Z_i = Z_{i-1} \pm \Delta Z_i = Z_{i-1} - \Delta L_i \cos \Theta_i \text{ сеп.,} \quad (1.3.)$$

де $(X, Y, Z)_{i-1}$ - координати попередньої точки на осі свердловини, м;

$\Delta(X, Y, Z)_i$ - приріст координат на інтервалі ΔL_i , м;

$\Theta_i \text{ сеп.}, \alpha_i \text{ сеп.}$ - середньоарифметичні значення відповідно Zenітного і азимутного кутів на інтервалі ΔL_i , град. Під час переходу азимута через 0°

(північний напрям) до значень азимута на початку і кінці даного інтервалу слід додати 360^0 . Середнє значення азимута для початкового інтервалу вертикально забуреної свердловини приймається рівним азимуту у кінці цього інтервалу.

Для більшої наочності проєкцій викривленої свердловини краще використовувати відносні азимутні кути, коли початковий азимут прирівнюється до нуля і відповідає напрямку розвідувальної лінії.

Приклад. Визначити координати ділянки стовбура свердловини, якщо відстань між точками виміру зенітних і азимутних кутів складає 20м і одержані наступні значення цих кутів.

Параметри	Значення параметрів					
	0	20	40	60	80	100
Глибина L, м	0	20	40	60	80	100
Зенітний кут Θ , град.	3,0	4,5	5,5	7,5	9,0	10,0
Азимут α , град.	97	100	110	115	125	140

Вважаємо, що свердловина з початковим азимутом 97^0 задана по напрямку розвідувальної лінії. У тому випадку, якщо необхідно отримати проєкцію осі свердловини на вертикальну площину, що проходить по розвідувальній лінії, напрям осі Оу системи координат хуз приймається по азимуту розвідувальної лінії. Тоді відносно прийнятого положення осі Оу можемо характеризувати положення точок траси свердловини за допомогою відносних азимутних кутів, значення яких приведені нижче.

Глибина, м 0 20 40 60 80 100
Відносний азимут, градус 0 3 13 18 28 43

Відповідно до рівнянь (1.1-1.3) знаходимо приращення координат точок траси свердловини, вважаючи, що на кожному інтервалі $\theta_{\text{сеп}} = (\theta_{\text{п}} + \theta_{\text{к}}) / 2$ і $\alpha_{\text{сеп}} = (\alpha_{\text{п}} + \alpha_{\text{к}}) / 2$, де $\theta_{\text{п}}$, $\theta_{\text{к}}$, $\alpha_{\text{п}}$ і $\alpha_{\text{к}}$ - початкові і кінцеві значення відповідно зенітного і азимутного кутів на інтервалі. Так, для інтервалу 0-20 м отримуємо $\theta_{\text{сеп}} = (3 + 4,5) / 2 = 3,750$ і $\alpha_{\text{сеп}} = (0 + 3) / 2 = 1,50$.

Тоді приращення координат точки траєкторії на глибині 20 м будуть становити:

$$\Delta z = -20 \cos 3,750 = -19,957 \text{ м}$$

$$\Delta y = 20 \sin 3,750 \cos 1,50 = 1,307 \text{ м}$$

$$\Delta x = 20 \sin 3,750 \sin 1,50 = 0,034 \text{ м}$$

Аналогічно вичислимо приращення координат для усіх наступних точок траєкторії :

Глибина, м 20 40 60 80 100
Прирости координат, м:

Δz	- 19,957	-19,923	-19,871	-19,793	-19,725
Δy	1,307	1,726	2,182	2,642	2,687
Δx	0,034	0,242	0,605	1,121	1,916

Координати кожної наступної точки дорівнюють координаті попередньою плюс прирощення координат на інтервалі. Для точки на глибині 40 м маємо

$$Z_{40} = Z_{20} + \Delta z = -19,957 + (-19,923) = -39,88 \text{ м}$$

$$Y_{40} = Y_{20} + \Delta y = +1,307 + 1,726 = 3,033 \text{ м}$$

$$X_{40} = X_{20} + \Delta x = 0,034 + 0,242 = 0,276 \text{ м}$$

Для усіх виділених глибин розрахункового інтервалу набудемо наступних значень координат.

Глибина, м	20	40	60	80	100
Координата, м:					
Z	- 19,957	-39,980	-59,751	-79,544	-99,269
Y	1,307	3,033	5,215	7,857	10,544
X	0,034	0,276	0,881	2,002	3,918

У геологічній документації свердловини зображаються у вигляді проєкцій на вертикальну площину (профіль) і горизонтальну (план або інклінограма). Для побудови проєкцій використовується прямокутна декартова права система координат, де вісь X співпадає з напрямом магнітної півночі, вісь Y, перпендикулярна осі X, спрямована у бік сходу і вісь Z спрямована вертикально вниз.

Зміна тільки zenітних кутів визначає площинне zenітне викривлення, при цьому розрізняються **виположування** свердловини, коли zenітний кут збільшується (позитивний приріст zenітного кута) і її **викручування**, коли zenітний кут зменшується.

Азимутне викривлення може відбуватися управо, по ходу годинникової стрілки, у бік збільшення азимута, або вліво, у бік його зменшення.

Кількісна оцінка викривлення характеризується величиною прирощення zenітного або азимутного кутів на певному інтервалі. Прирощення кутів, віднесені до одиниці довжини стовбура свердловини, називається **інтенсивністю викривлення** (zenітного або азимутального).

$$i_{\theta(\alpha)} = \Delta\theta(\alpha) / \Delta L, \text{ град/м} \quad (1.4.)$$

Інтенсивність викривлення, що виражена в радіанній мірі, називається **кривизною**:

$$k = \frac{\Delta\Theta}{\Delta L} \cdot \frac{2\pi}{360} = \frac{i}{57,3}, \text{ рад/м} \quad (1.5.)$$

Величина зворотна кривизні називається **радіусом викривлення R**:

$$R = 1 / k, \text{ м.} \quad (1.6.)$$

Оскільки zenітний і азимутний кути є плоскими, вони не можуть повністю характеризувати положення осі свердловини в просторі. Тому при зміні на

якомусь інтервалі не лише зенітного, але і азимутного кутів, використовується поняття *повного просторового кута* (δ). Це кут між первинним і наступним напрямками свердловини в двох суміжних точках. Зазвичай цей параметр застосовується для оцінки викривлення на відносно невеликому інтервалі, і саме цей кут характеризує викривлення власне осі свердловини на цьому її інтервалі.

На рис. 1.4 АВ - початковий напрям осі свердловини, що має зенітний кут Θ_1 і азимут α_1 ; ВС - новий напрям свердловини із зенітним кутом Θ_2 і азимутом α_2 ; ВД - проекція відрізка осі свердловини ВС на вертикальну площину І. Кут δ в цьому випадку характеризує загальне або просторове викривлення свердловини. Його значення при зенітних кутах більше 15^0 можна знайти з рівняння

$$\cos \delta = \cos \Theta_1 \cdot \cos \Theta_2 + \sin \Theta_1 \cdot \sin \Theta_2 \cdot \cos \Delta \alpha \quad (1.7.)$$

Коли зенітні кути менше 15^0 , можна користуватися рівнянням:

$$\delta = \sqrt{\Delta \Theta^2 + (\Delta \alpha \cdot \sin \theta_{\text{сеп}})^2} \quad (1.8.)$$

Таким чином, викривлення свердловин характеризується зміною зенітного, азимутального або повного просторового кута на певному інтервалі свердловини. Зазвичай інтенсивність викривлення оцінюється величиною зміни того або іншого кута на інтервалі, рівному від одного до декількох метрів, в градус/ ΔL . Зручніше користуватися питомою інтенсивністю (i_θ , i_α або i_δ) в градус/м, що дозволяє порівнювати ці параметри.

При проектуванні траси свердловини враховують відомі закономірності природного викривлення. Проте фактична траса не завжди співпадатиме з проектною. Кутове зміщення фактичної траси свердловини від проектної називається *відхиленням*. Відхилення можуть бути зенітними і азимутальними. Лінійне зміщення фактичної траси від проектної називається *відходом* свердловини. Відхід вимірюють в горизонтальній площині або в площині рудного тіла.

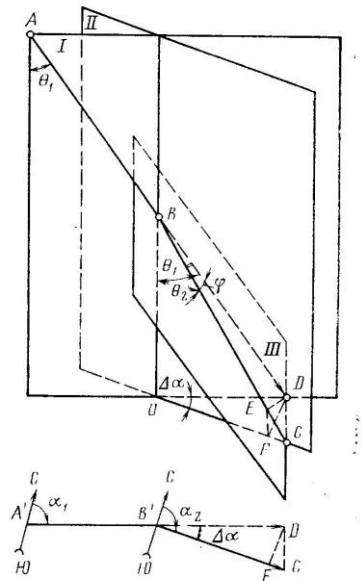


Рис. 1.4. Схема до визначення повного просторового кута викривлення свердловини

Висновок

В цьому розділі охарактеризоване значення направлено буріння в вирішенні задач розвідки корисних копалин, розглянуті параметри, що характеризують розташування свердловин в просторі і їх викривлення, приведена методика виконання розрахунків координат осі свердловини.

Контрольні питання

1. Що розуміється під викривленням свердловини?
2. К яким негативним наслідкам приводить викривлення свердловин?
3. Що розуміється під природним і штучним викривленням свердловин?
4. Що входить в поняття "Направлене буріння" свердловин?
5. Що таке "траса свердловини"?
6. Якими параметрами визначаються координати точки на осі свердловини?
7. Що таке "зенітний кут" і "кут нахилу" свердловини?
8. Дайте визначення поняттю "Азимут свердловини".
9. Що таке "апсидальна площина свердловини"?
10. У яких площинах знаходиться зенітний кут, кут нахилу і азимут свердловини?
11. Що таке "виположування" і "викручування" свердловин?
12. Що таке "повний просторовий кут викривлення" і що він характеризує?
13. Як оцінюється інтенсивність викривлення свердловини?
14. Як розраховуються кривизна і радіус викривлення свердловини?
15. Як розраховуються координати точок осі свердловини?
16. Що таке "відхилення" і "відхід" свердловини?

2. МЕТОДИ І ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ВИЗНАЧЕННЯ ПРОСТОРО- ВОГО ПОЛОЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: у завдання вивчення цього розділу входить освоєння знань по методам визначення параметрів просторового положення свердловин, конструкції і сферах застосування приладів оперативного контролю. Студент повинен уміти вибирати раціональні технічні засоби контролю для конкретних умов, виконувати виміри і інтерпретувати отримані дані.

Рішення завдань розвідки, побудова графічної геологічної документації за даними пробурених свердловин неможливі без наявності інформації про просторове положення осі свердловин. Отримання такої інформації забезпечується використанням в процесі буріння і після закінчення свердловин спеціальних технічних засобів контролю параметрів викривлення.

Прилади для виміру кутів викривлення можна підрозділити на:

1. Призначені для виміру тільки зенітного кута.
2. Призначені для комплексного виміру: як зенітного кута, так і азимута.

Прилади для виміру зенітного кута зазвичай засновані на використанні принципу горизонтальності рівня рідини або на принципі виска.

Вимір азимута може бути заснований на наступних принципах:

1. Горизонтальності рівня рідини при орієнтованому спуску бурильної колони.
2. Урахуванні напряму магнітного поля Землі (принцип магнітної стрілки).
3. Методі послідовних ходів.
4. Принципі гіроскопа.

Прилади для виміру азимута підрозділяються на:

- а) призначені тільки для немагнітних середовищ;
- б) призначені для будь-яких середовищ.

Фіксація показників датчиків може здійснюватися хімічним, електричним, механічним, фотографічним і іншими способами.

Виміри можуть виконуватися силами бурової бригади (оперативний контроль) або геофізичною службою (плановий контроль). При оперативному контролі вимірюється зазвичай тільки зенітний кут.

2.1. Прилади оперативного контролю зенітного кута

Ці прилади найбільш прості по устрою і засновані на принципі горизонтальності рівня рідини або на принципі виску. Для визначення зенітного кута достатньо знати положення осі свердловини в точці виміру (осі приладу, співпадаючого з віссю свердловини) і вертикалі (чи горизонталі). З числа рідинних приладів (заснованих на використанні принципу горизонтальності рівня рідини) найбільше застосування знайшли прилади з плавиковою кислотою в скляній пробірці і прилади з електролітами.

Прилад з плавиковою кислотою в скляній пробірці є роз'ємним патроном, усередині якого строго співвісно розміщується пробірка. Як посудина для плавикової кислоти використовують скляні трубки діаметром 14-24 мм з товщиною стінки 1-2 мм або хімічні пробірки. Трубку перед спуском снаряда заповнюють на 1/3 висоти 20-30% розчином плавикової кислоти з дотриманням правил техніки безпеки, щільно затикають гумовою пробкою, і вставляють у вимірювальний патрон, в якому трубка герметизується еластичними прокладками. Патрон спускається у свердловину. Робота приладу заснована на хімічній дії розчину плавикової кислоти на скляні стінки посудини. При цьому на контакті повітря і рідини залишається видимий відбиток. У вертикальній свердловині лінія відбитку вільної поверхні плавикової кислоти на стінках скляної посудини є кругом, а в похилій свердловині - еліпсом.

По положенню відбитку відносно осі пробірки (осі свердловини) можна судити про величину нахилу свердловини в точці виміру, тобто про зенітний кут. Якщо прийняти, що положення площини відбитку співпадає з горизонтальним рівнем рідини, то для визначення зенітного кута досить виміряти відстань від дна пробірки до нижньої (h_{\min}) і верхньої (h_{\max}) точок лінії відбитку (рис. 2.1). При внутрішньому діаметрі пробірки $D_{\text{вн}}$ зенітний кут θ може бути визначений через функцію

$$\operatorname{tg} \theta = (h_{\max} - h_{\min}) / D_{\text{вн}} \quad (2.1.)$$

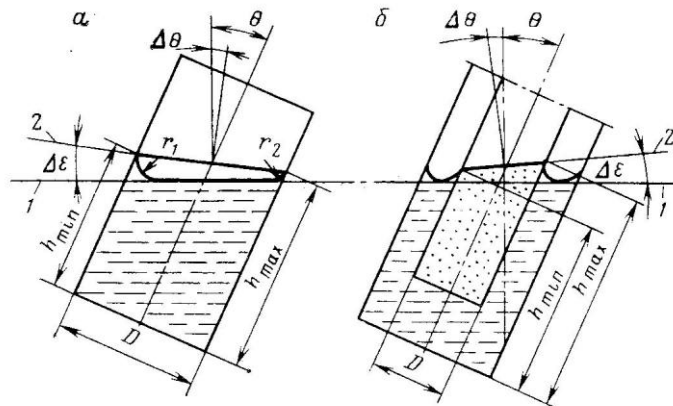


Рис. 2.1. Схема пробірки з плавиковою кислотою (а) і патрона з мідним купоросом (б)

Фактичне значення зенітного кута відрізняється від розрахованого. Це викликано тим, що розчин плавикової кислоти змочує скло, утворюючи увігнутий меніск, і поверхня рідини біля стінки посудини згинається вгору. При похилому положенні посудини внаслідок капілярності висота підйому рідини тим більше, чим гостріший кут зустрічі. Це призводить до того, що лінія відбитку в похилій посудині розташовується не горизонтально, а з відхиленням на деякий кут ϵ , і цю похибку необхідно враховувати як поправку при визначенні фактичного зенітного кута :

$$\theta(\text{факт.}) = \theta_{\text{вимір.}} + \epsilon \quad (2.2)$$

Величину поправки визначають експериментально для кожної партії пробірок на спеціальному тарировочному стенді.

Прилади з електролітами засновані на фіксації рівня рідини шляхом отримання осаду металу на циліндричному стержні при пропусканні електричного струму. Електроліт отримують розчиненням в 100 мл дистильованої води 15 г мідного купоросу, 10 мл сірчаної кислоти і 20 мл етилового спирту. Стержні-катоди роблять мідними з посрібленою або позолоченою поверхнею. Катод вставляють в стакан-анод, в який залитий електроліт. При пропусканні електричного струму силою 150-300 мА напругою 4-5В на протязі 1-3 мін на катоді осідає чиста мідь.

Патрон з мідним купоросом можна використовувати і без пропускання електричного струму. В цьому випадку як електроліт використовується 30% - ний розчин мідного купоросу. На добре відшліфованому сталевому циліндрі за рахунок іонного обміну утворюється тонкий шар міді з чітким меніском. Діаметр стержня звичайно 14 мм, а проміжок між стержнем і стінками склянки 3 мм. Величину поправки (погрішності) віднімають з набутого значення кута (рис. 2.1., б) :

$$\theta (\text{факт}). = \theta \text{вимір.} - \varepsilon \quad (2.3)$$

2.2. Методи і прилади для комплексного визначення параметрів просторового положення свердловин

Комплексне визначення параметрів просторового положення свердловин передбачає вимір як зенітного кута, так і азимута. Для цього використовуються спеціальні методи або прилади – інклінометри. Індикаторами кутів, що характеризують просторове положення свердловини, можуть бути: горизонтальний рівень рідини, висок (маятник) або бульбашка повітря в заповненій рідиною посудині з верхньою опуклою прозорою поверхнею, магнітна стрілка компаса або гірокомпас.

Можуть застосовуватися два методи: прямий і непрямий (побічний). При прямому методі азимут свердловини вимірюється безпосередньо за допомогою магнітного компаса або гірокомпаса. При цьому прилади з магнітною стрілкою можна використовувати тільки в нормальних магнітних полях Землі (немагнітному середовищі). За наявності в геологічному розтині магнітних руд або порід, а також в сталевих трубах, тобто у феромагнітному середовищі, такі прилади непридатні. Непрямий метод виміру азимутних кутів свердловин здійснюється за допомогою приладів, заснованих на принципі горизонтальності рівня рідини або виску.

Загальний принцип визначення азимута полягає у фіксації в точці виміру положення площини магнітного меридіана (напряма на північ) і напрямку свердловини в апсидальній площині (від лежачої стінки до висячої). Кут між цими напрямками і відповідає азимутному куту свердловини. При прямому методі положення площини магнітного меридіана фіксується безпосередньо, а при непрямому - шляхом наступної прив'язки до раніше встановленого напрямку на репер (метод орієнтованого спуску бурильної колони) або до вище виконаних вимірів (метод послідовних ходів). Напряма свердловини в апсидальній площині

фіксується по положенню довгої осі еліпса відбитку рідинного приладу або за допомогою виска (ексцентричного вантажу), що займає у момент виміру положення проти лежачої стінки свердловини. До непрямих методів можна віднести метод орієнтованого спуску бурильної колони і метод послідовних ходів. Ці методи можна використовувати для виконання вимірів в будь-яких середовищах.

Метод орієнтованого спуску бурильної колони полягає в тому, що певна (нульова) твірна приладу і її продовження на колоні труб, на яких опускається прилад, утримується на поверхні при спуску в одній і тій же площині, що визначає положення умовного нуля шкали відліку. Нульова твірна колони постійно орієнтується при спуску на північ або репер з відомими координатами. Датчик (наприклад, рідинний для контролю зенітного кута), що спускається, фіксує положення апсидальної площини (наприклад, довга вісь еліпса і її напрям від лежачої стінки свердловини до висячої стінки). Кут між цими напрямками буде рівним фактичному (при орієнтації нульової твірної на північ) або умовному (при орієнтації на репер) азимуту свердловини.

Відомі декілька способів орієнтування бурильної колони (горизонтальне візування, вертикальне візування, візування за допомогою орієнтованих ніпелів та ін.). Один з таких способів - орієнтування колони за допомогою візирних трубок. Вимірювальний прилад з першою свічкою, що нагвинчується на нього, орієнтується в напрямі на репер. Для цього на нього надівається спеціальне роз'ємне кільце з візирною трубкою. Риска на кільці поєднується з рисою на приладі, якою відмічено положення його нульової твірної. Після цього кільце закріплюється, і перехрестя ниток візирної трубки наводиться на репер шляхом повороту приладу навколо його геометричної осі.

На верхній кінець верхньої свічки надівається друге роз'ємне кільце з візирною трубкою. Поворотом кільця навколо осі свічки візирна трубка наводиться на репер, після чого кільце закріплюється. Потім нижнє роз'ємне кільце з візирною трубкою знімається, і перша свічка опускається у свердловину, після чого на неї навіртається друга свічка. Поворотом колони бурильних труб закріплена трубка, що залишилася, орієнтується на репер. Потім на верхній кінець другої свічки надівається раніше зняте роз'ємне кільце з візирною трубкою, трубка орієнтується на репер, і кільце закріплюється. Потім нижнє роз'ємне кільце з візирною трубкою знімається, і здійснюється спуск другої свічки у свердловину. Надалі описаний цикл повторюється до тих пір, поки прилад не опуститься на необхідну глибину.

Метод визначення азимута свердловини за допомогою орієнтованого спуску бурильної колони характеризується великою трудомісткістю і можливими погрішностями у зв'язку з впливом скручування бурильної колони при спуску. Метод може бути застосований лише при невеликих глибинах свердловин (до 300 м). Переваги - можливість визначення азимута свердловин в магнітних середовищах і відсутність в необхідності використання складних дорогих приладів.

Метод послідовних ходів заснований на вимірі прирощення азимута на інтервалі між двома датчиками, які фіксують положення апсидальної площини.

Як датчики положення апсидальної площини зазвичай використовуються незалежні один від одного вільно закріплені на валу ексцентричні вантажі. До інклінометрів з ексцентриками можна віднести "Зеніт-1У" розробки КазІМС, "МІГ" конструкції Дніпропетровського відділення Інституту мінеральних ресурсів.

При вимірі азимута свердловини цим методом верхній датчик положення апсидальної площини розміщують в точці свердловини з відомим азимутом, і далі по величині прирощення азимута на інтервалі між двома датчиками визначають азимут в точці положення нижнього датчика. Потім прилад опускають на величину відстані між датчиками, щоб верхній датчик зайняв положення нижнього і т. д.

Інклінометри з магнітною стрілкою використовуються для оперативного і планового контролю зенітного і азимутного кутів в немагнітних і слабомагнітних середовищах. До них відносяться одноточечні інклінометри, які забезпечують можливість вимірювати параметри викривлення тільки в одній точці свердловини протягом одного спуску приладу (І-6 та ін.), і багатоточечні (ОК-40-У, УМІ- 25), що дозволяють отримувати таку інформацію в багатьох точках за один спуск приладу.

Принципова схема пристрою вимірювальної частини інклінометра з магнітною стрілкою приведена на рис.2.2. Датчики зенітного кута і азимута встановлені в спеціальній рамці 1 (апсидальна рамка), підвішеною на двох опорах (кернах). За рахунок ексцентричного вантажу при нахилі інклінометра рамка, обертаючись навколо його геометричної осі, займає фіксоване положення відносно апсидальної площини. У рамці на осях обертання підвішені чутливі елементи - компас (бусоль) з магнітною стрілкою і виском і стрілка - показчик зенітних кутів з виском. Наявність висків забезпечує горизонтальне положення компаса і переміщення стрілки - показчика зенітних кутів в апсидальній площині.

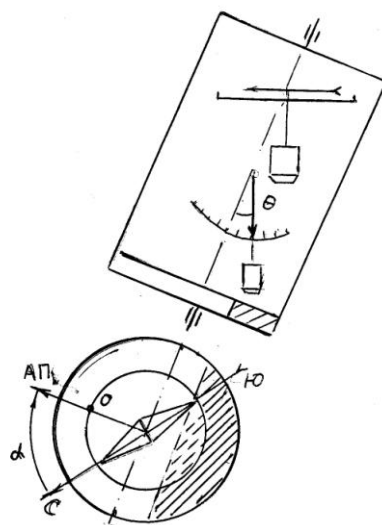


Рис 2.2. Принципова схема устрою вимірювальної частини інклінометра з магнітною стрілкою

Нуль шкали компаса, завдяки наявності ексцентричного вантажу апсидальної рамки, співпадає з положенням висячої стінки свердловини, тобто з на-

прямом свердловини в апсидальній площині. Це дозволяє зафіксувати два необхідних для виміру азимута напрямку – площини магнітного меридіана (північ) і апсидальної площини (напрямок свердловини).

Для зняття показань стрілка компаса і стрілка-показчик зенітного кута притискаються до відповідних реохорд електричного опору (аретирують), а на поверхневому пульті опір електричних ланцюгів перетворюється в значення зенітного або азимутного кутів.

Розглянемо устрій одноточечного інклінометра на прикладі приладу І-6. Цей інклінометр застосовують для оперативного виміру зенітних кутів і азимутів свердловин силами бурової бригади. Він складається зі свердловинного приладу, що спускається на канаті, і вимірювальної панелі.

Датчики зенітного і азимутного кутів монтуються в циліндричній рамці із зміщеним центром тяжіння (наявність ексцентричного вантажу). Рамка встановлена на підшипниках і може вільно обертатися навколо осі, співпадаючої з геометричною віссю приладу. Датчик зенітного кута є виском, який у момент виміру притискається до обмотки дугового реостата, розташованого вертикально. Висок залишається в такому положенні до тих пір, поки прилад не буде піднятий зі свердловини і не розарретується оператором. Датчиком азимута свердловини служить закріплена в апсидальній рамці бусоль. Магнітна стрілка бусолі у момент виміру притискається до обмотки горизонтально розташованого кільцевого реостата.

Арретування (закріплення у момент виміру) виска і магнітної стрілки здійснюється за допомогою реле часу через систему тяги і пружин передатного механізму. Зняття показань датчиків здійснюється за допомогою вимірювальної панелі, яка підключається через електричний вивід до приладу.

Багатоточечні інклінометри забезпечені датчиками кутів, аналогічними одноточечним, але зв'язок з поверхнею здійснюється за допомогою електричного кабелю. Це дозволяє за допомогою панелі управління арретувати і разарретувати датчики в точці виміру і знімати показання без підйому приладу на поверхню.

Гіроскопічні інклінометри відносяться до приладів планового контролю і на відміну від інклінометрів з магнітною стрілкою, вони дозволяють вимірювати параметри викривлення свердловин в магнітних (ферромагнітних) середовищах. Гіроскоп є твердим тілом, що швидко обертається навколо осі, яка може зберігати своє положення в просторі незалежно від положення площини опори (принцип "дзиги"). Принципіальна схема гіроскопа приведена на рис. 2.3. Більшість гіроскопічних інклінометрів заснована на принципі гірокомпаса, тобто гіроскопа з двома ступенями свободи, у якого горизонтальна вісь прагне при обертанні встановитися в площині магнітного меридіана. Отже, вісь обертання ротору двигуна може виконувати функцію магнітної стрілки. Робочі обороти гіроскопів досягають 36 тис. об/хв. Використовуються гіроскопічні інклінометри ИГ- 2, ИГ- 70, ИГ- 50.

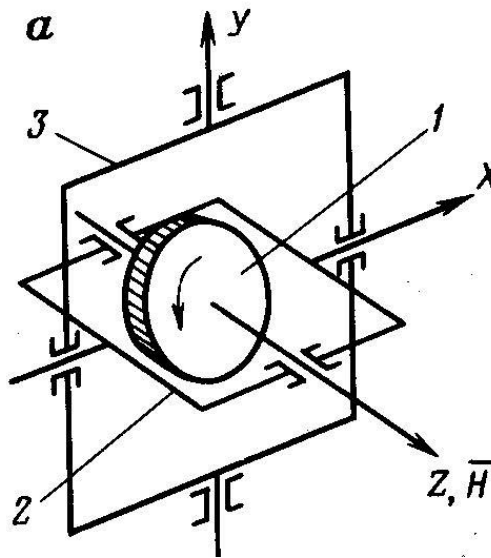


Рис. 2.3. Принципова схема гіроскопа.

Гіроскопічні прилади досить надійні в роботі, портативні і універсальні, але складні в обслуговуванні і мають велику вартість.

Одним з основних недоліків існуючих конструкцій інклінометрів є недостатня точність виміру азимута при малих зенітних кутах. При відхиленні осі свердловини від вертикалі на 3° і менше оцінка азимута інклінометрами вітчизняної конструкції практично неможлива. Це пов'язано з використанням принципу орієнтації бусолі за допомогою ексцентричного вантажу. Крім того прилади оперативного контролю параметрів викривлення забезпечують зняття вимірів тільки в одній точці або вимагають великих витрат часу на обробку результатів (наприклад, фотоінклінометри).

З метою підвищення точності вимірів, особливо при малих зенітних кутах, на кафедрі техніки розвідки родовищ корисних копалин Дніпропетровського гірничого інституту був розроблений і виготовлений принципово новий інклінометр, заснований на отриманні результатів вимірів параметрів викривлення по положенню свердловинних датчиків, що відображуються на екрані поверхневого монітора.

Телеінклінометр ТИ-1А включає свердловинний прилад із змінними вимірювальними голівками, каротажний кабель і поверхневий пульт управління з відеомонітором. Як датчик зенітного кута і апсидальної площини використаний бульбашковий датчик зі вбудованою магнітною стрілкою, що забезпечує визначення азимута з точністю 1° при зенітних кутах $0-20^{\circ}$.

Експериментальні зразок телеінклінометра успішно випробувані в ПГО "Спецтампонажгеологія".

Висновок

В цьому розділі проаналізовані основні принципи, на яких засноване вимірювання зенітного кута и азимута свердловин, розглянута будова приладів оперативного їх контролю, області застосування, переваги та недоліки.

Контрольні питання

- 1. На які групи підрозділяються прилади контролю просторового положення свердловин?*
- 2. На яких принципах може бути заснований вимір зенітного кута?*
- 3. Перерахуйте можливі методи виміру азимута свердловини.*
- 4. Внаслідок чого виникає погрішність виміру зенітного кута пробіркою з плавиковою кислотою і патроном з мідним купоросом? Поясніть причину відмінності в знаках погрішності.*
- 5. Поясніть суть методу орієнтованого спуску бурильної колони для визначення азимута свердловини.*
- 6. На чому заснований принцип виміру азимута методом послідовних ходів?*
- 7. Які напрями і за допомогою чого фіксуються в датчику азимута інклінометра з магнітною стрілкою?*
- 8. Які методи прийнятні для визначення азимута свердловини в магнітних середовищах?*
- 9. Поясніть принцип роботи гіроскопічного інклінометра.*
- 10. Як здійснюється арретування чутливих елементів датчиків одно- і багатоточкових інклінометрів?*
- 11. Яке призначення ексцентрично зміщеної маси в апсидальній рамі інклінометрів?*

3. ПРИЧИНИ І ЗАКОНОМІРНОСТІ ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: вивчення цього розділу курсу дозволить отримати знання про вплив основних причин геологічного, технічного і технологічного характеру на викривлення свердловин, взаємозв'язки цих причин і закономірностей викривлення. Студент повинен опанувати навички аналізу і прогнозування закономірностей викривлення, усунення або зниження впливу причин технічного і технологічного характеру.

3.1. Причини викривлення свердловин

Відхилення свердловини від проектного положення в просторі може відбуватися з двох причин:

а) внаслідок неправильного закладення (орієнтування) осі свердловини при її забурюванні (початкове відхилення);

б) внаслідок викривлення свердловини в процесі буріння під впливом технічних, технологічних і геологічних чинників.

У першому випадку діють суб'єктивні причини, які досить легко можуть бути усунені, в другому - в основному об'єктивні причини або чинники, що викликають природне викривлення.

Сучасні уявлення про механізм викривлення свердловин пов'язані з впливом геологічних і техніко-технологічних чинників і зводяться, в основному, до трьох положень:

- вісь колонкового снаряда утворює кут з віссю свердловини внаслідок перекосу компоновки або її вигину;

- породоруйнівний інструмент при бурінні підробляє стінку свердловини переважно в одному напрямі, збільшуючи кут незгоди між осями бурового снаряда і свердловиною;

- буровий снаряд реалізує у свердловині вид руху, при якому перекошений торець породоруйнівного інструменту більшу частину часу орієнтується в одному напрямі, що призводить до асиметричного руйнування вибою.

3.1.1. Технічні причини початкового викривлення свердловин

До причин початкового викривлення слід віднести:

а) недостатню жорсткість установки бурового верстата на фундаменті або рамі і можливість його перекосу при забурюванні свердловини;

б) відхилення осі шпинделя верстата і закріпленої в нім провідної штанги від проектного напрямку свердловини зважаючи на неправильну установку верстата, буріння верстатом з несправним обертачем, неспіввісності ролика кронблока з шпинделем верстата і так далі;

в) відсутність або неправильна установка направляючої труби або кондуктора, що зумовлює відхилення бурового снаряда від проектного напрямку свердловини;

г) ексцентричне забурювання стволів свердловин при переході з більшого діаметру на менший або при розширенні меншого діаметру на більший;

д) неспівісну нарізку різьблення труб, перехідників, неправильну зборку колонкових наборів;

е) застосування колонкових труб з овальним перерізом, нерівномірною товщиною стінок і підвищеною кривизною, що призводить до наступного їх вигину і так далі.

Вплив перерахованих причин особливо сильно позначається на бурінні в початкових інтервалах і може призводити до істотного відхилення свердловин від проектного напрямку, як по зенітному куту, так і по азимуту.

При неточній установці нахилу обертача фактична траса свердловини матиме відхилення від проектної на величину, рівній помилці, допущеній при монтажі. При збереженні прямолінійності стовбур свердловини складатиме зі своєю проектною трасою кут $\Delta\theta$. Величину відходу (рис. 3.1.) свердловини в горизонтальній площині на глибині L можна визначити по формулі

$$S'z = L \operatorname{tg} \Delta\theta \quad (3.1.)$$

а відхід в площині рудного тіла

$$S' p.m. = L \sin \Delta\theta / \cos (\theta - \beta) \quad (3.2.)$$

де Sz і $S' p.m.$ - відходи свердловини від проектного профілю в горизонтальній площині і в площині рудного тіла в м; $\Delta\theta = \theta_\phi - \theta_0$ - помилка в установці нахилу обертача, град.; θ_0 і θ_ϕ - проектний і фактичний кути закладення свердловини, град.; β - кут падіння рудного тіла, град.

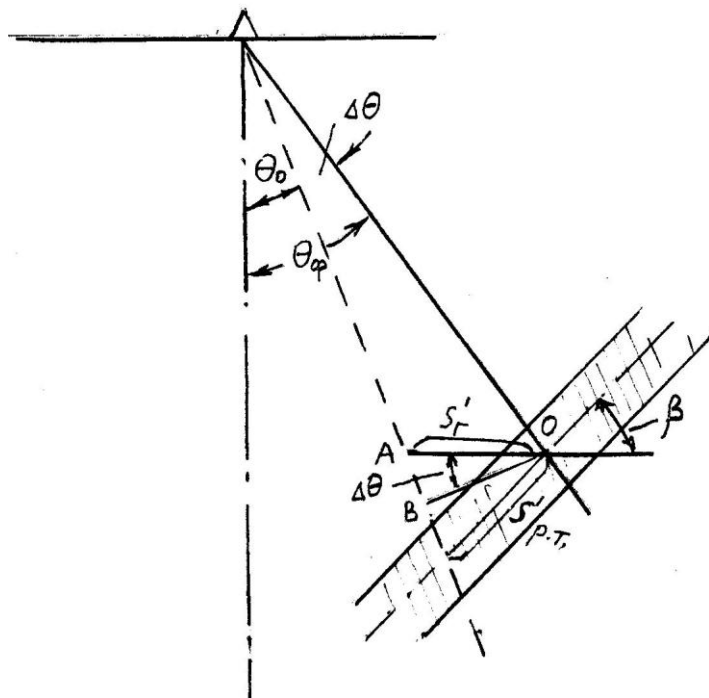


Рис 3.1. Схема відходу свердловини від проектної траси при неточній установці нахилу обертача верстата

У разі неточної установки станини бурового верстата в горизонтальній площині його обертач може отримати відхилення в будь-якому напрямі. Для свердловин, закладення яких проектувалося вертикальним, величина відходу стовбура від проектної траси може визначатися по приведених вище формулах. У похилих свердловин неточна установка верстата в горизонтальній площині може викликати відхилення їх стовбурів як по зенітному куту, так і по азимуту. Якщо позначити кут перекосу верстата в площині, перпендикулярній площині нахилу свердловини δ , то азимутне відхилення ствола від його проектної траси можна визначити із залежності

$$\operatorname{tg} \Delta\alpha_n = \operatorname{ctg} \theta\phi \sin \delta \quad (3.3.)$$

На глибині L величину відходу свердловини від проектної траси в горизонтальній площині, викликаного первинним азимутним відхиленням її ствола із-за перекосу станини верстата, можна визначити залежністю

$$S_2'' = 2L \sin \theta\phi \sin \Delta\alpha_n / 2 \quad (3.4)$$

а величину повного відходу за наявності початкового відхилення, як по азимуту, так і по зенітному куту, слід визначити вираженням

$$S_2 = \sqrt{(S_2')^2 + (S_2'')^2} \quad (3.5)$$

Помилки, допущені при установці верстата або орієнтації його шпинделя, можуть бути як позитивними, так і негативними величинами. Помилки беруться за позитивні, якщо вони збільшують фактичний зенітний кут або азимут свердловини, і за негативних, якщо вони зменшують ці кути.

Залежність, виражена формулою (3.4) показує, що із збільшенням фактичного зенітного кута свердловини вплив перекосу бурового верстата на азимутне відхилення ствола свердловини від проектної траси різко падає. Відповідно з цим при збільшенні зенітного кута свердловини зменшується величина її відходу S_2'' в азимутному напрямі. Величина S_2' в площині нахилу свердловини не залежить від її зенітного кута.

Приклад. Проектом передбачалося закласти свердловину із зенітним кутом $\theta_{\text{пр.}} = 6^\circ$ і азимутом $\alpha = 100^\circ$. При монтажі бурового верстата він отримав відхилення $\Delta\theta = -1^\circ$ і $\delta = +2^\circ$. Вимагається визначити величину повного відходу свердловини від проектної траси за умови збереження прямолінійності стовбура.

Фактичний зенітний кут свердловини складе: $\theta\phi = \theta_{\text{пр.}} + \Delta\theta = 6 - 1 = 5^\circ$. Величина азимутного відхилення по формулі (3.3) : $\operatorname{tg} \Delta\alpha_n = \operatorname{ctg} \theta\phi \sin \delta = \operatorname{ctg} 5^\circ \sin 2^\circ = 11,43 \times 0,035 = 0,4$; $\Delta\alpha = 22^\circ$. Тоді фактичний азимут буде $\alpha\phi = \alpha_{\text{пр.}} + \Delta\alpha = 100 + 22 = 122^\circ$.

Величина відходу із-за зміни зенітного кута по формулі (3.1)

$$S_2' = L \operatorname{tg} \Delta\theta = 500 \cdot 0,0175 = 8,75 \text{ м}$$

Величина відходу із-за азимутного відхилення по формулі (3.4)

$$S_2'' = 2L \sin \theta\phi \sin \Delta\alpha_n / 2 = 2 \cdot 500 \cdot 0,1908 = 16,64 \text{ м}$$

Повна величина відходу по формулі (3.5)

$$S_2 = \sqrt{8,75^2 + 16,64^2} = 18,8 \text{ м}$$

3.1.2. Вплив геологічних чинників на викривлення свердловин

Викривлення свердловин визначаються взаємодією породоруйнівного інструменту і гірської породи. Першопричина викривлення при такій взаємодії - нерівномірність руйнування вибою і стінок свердловини в різних точках.

Чинники геологічного порядку пов'язані з впливом на викривлення міцносних властивостей порід і умов їх залягання. Основні причини цієї групи - анізотропія властивостей гірських порід, перемижування по твердості, кути падіння, міцність, трещінуватість. Це об'єктивні причини, усунути які не представляється можливим - можна лише врахувати їх вплив і понизити негативні наслідки.

Основним геологічним чинником є *анізотропія* властивостей гірських порід. Більшість гірських порід в результаті дії на них горотворних процесів піддавалося значним змінам і набуло різних фізико-механічних властивостей у взаємно перпендикулярних напрямках. Анізотропія гірських порід обумовлюється їх мінералогічним складом, оскільки вона властива багатьом породотворюючим мінералам. Орієнтоване розташування таких мінералів визначає анізотропію і самих порід.

Анізотропія проявляється, передусім, у відмінності механічних властивостей і, отже, буримості порід у різних напрямках. Найбільшою мірою анізотропія проявляється при бурінні порід із структурою, що характеризується паралельними площинами, смужчатістю, сланцеватістю. Часто ці площини або шари розташовуються відповідно до площин або шарів порід, що складають усю товщу. Опірність таких порід руйнуванню при бурінні в напрямі, перпендикулярним цим площинам, виявляються, як правило, менше, ніж в будь-якому іншому напрямі. Анізотропію можуть мати і товщі порід без видимої шаруватості, коли нерівномірність властивостей може бути пов'язана з орієнтацією часток в процесі осадконакопичування або мінералів. В цьому випадку напрямі мінімальної і максимальної міцності гірських порід орієнтовані відносно площин нашарування усєї товщі.

Кількісно анізотропні властивості порід оцінюються показником (коефіцієнтом) анізотропії по співвідношенню межі міцності породи на стискування, виміряного в напрямі, перпендикулярному і паралельному площині нашарування.

$$\frac{[\delta_{сж}^{\perp}]}{[\delta_{сж}^{\parallel}]} \leq 1 = a \quad (3.6)$$

a - коефіцієнт анізотропії.

Значення показника анізотропії може змінюватися від 0,4 (дуже анізотропні породи) до 1,0 - ізотропні породи, коли їх властивості однакові на всіх напрямках.

Площина, співпадаюча з вектором максимальної міцності порід, називається головною площиною анізотропії.

Відношення мінімальної і максимальної швидкості буріння в двох взаємно перпендикулярних напрямках називається коефіцієнтом бурової анізотропії.

$$\frac{V_{\min}}{V_{\max}} = b \quad (3.7)$$

Найбільша швидкість досягається в напрямі перпендикулярному головній площині анізотропії (площини нашарування), а мінімальна - в паралельному напрямі.

При бурінні вибій свердловини руйнується асиметрично: більшою мірою - в напрямі, перпендикулярному площині нашарування, і свердловина прагне викривитися у бік найменшого опору порід руйнуванню. Крім того, при асиметричному руйнуванні вибою стовбур свердловини набуває овальної форми перерізу, витягнутої в напрямі, перпендикулярному до лінії найменшого опору породи руйнуванню (напрямок простягання шарів). Така форма привибійної частини стовбура свердловини, що буриться в анізотропній породі, призводить до фіксованого перекоосу або вигину бурового снаряда, напрям якого сприяє викривленню свердловини у бік найменшого опору гірських порід руйнуванню.

Інтенсивність викривлення свердловин при бурінні в анізотропних породах залежить від величини кута зустрічі γ свердловиною площини нашарування. Найбільша інтенсивність спостерігається при кутах зустрічі в межах від 30° до 60° , досягаючи максимуму при 45° .

При малих кутах зустрічі площини залягання міцних порід свердловина може ковзати по контакту. Величина кута зустрічі, при якій припиняється ковзання породоразруйнівного інструменту по контакту і починається його впровадження в тверду породу, називається **критичним кутом зустрічі** (Укр.). Величина цього кута залежить від різниці в твердості контактуючих порід, виду породоруйнівного інструменту, жорсткості бурового снаряда і інших чинників і коливається в межах $15-18^\circ$.

При чергуванні гірських порід по міцності інтенсивність викривлення зростає. Це пояснюється тим, що при зустрічі контакту похило залягаючих міцних порід, на торець породоруйнівного інструменту діє перевертаючий момент сил, що виникає із-за відмінності в силі реакції вибою на контактні між твердою і м'якою породою. Це призводить до перекоосу снаряда і викривленню у напрямі повстання пластів. При виході в м'яку породу ділянка стовбура, пройдена в твердому пласті, утримує колонковий набір від перекоосу у зворотний бік. Тому при чергуванні твердих і м'яких прослоїв свердловина в цілому викривляється в напрямі перпендикулярному площині напластування.

Розглянуті причини обумовлюють як зенітне, так і азимутне викривлення свердловин.

3.1.3. Технічні причини викривлення свердловин в процесі буріння

Причини технічного порядку викривлення в процесі буріння можна підрозділити на три основні групи:

а) пов'язані з перекоосом колонкового набору; б) обумовлені вигином бурового снаряда; в) залежні від характеру обертання колонкового набору. У

свою чергу, вказані причини і міра їх впливу на викривлення свердловин залежать від конструктивних параметрів бурового снаряда (діаметр, довжина і товщина стінок колонкової труби, коронки, число з'єднань, їх жорсткість і ексцентричність, співвідношення діаметрів елементів колонкового набору та ін.) та його компонування.

Перекіс бурового снаряда виникає на похилій ділянці свердловини внаслідок того, що низ бурильної колони займає в процесі буріння положення у лежачої стінки свердловини, притискаючи до неї верхній перехідник. За наявності проміжку між колонковою трубою і стінками свердловини колонковий набір набуває перекіс у бік висячої стінки, що призводить до викривлення свердловини в цьому напрямі. Кут перекоосу снаряда δ залежно від його довжини L і радіального проміжку s між колонковою трубою і стінками свердловини і визначається як

$$\sin \delta = s / L \quad (3.8)$$

Якщо прийняти з деяким допущенням, що $2s = D_c - D_k$, де D_c - діаметр свердловини, D_k - діаметр колонкової труби, то

$$\sin \delta = (D_c - D_k) / 2L. \quad (3.9)$$

Як видно, із зменшенням довжини снаряда або збільшенням різниці діаметрів свердловини і колонкової труби кут перекоосу збільшується.

Величина відхилення осі снаряда від заданого напрямку із-за нерівномірності руйнування вибою залежить також від діаметру породоруйнівного інструменту. При однаковій нерівномірності руйнування породи на забої h (наприклад, викликаною анізотропією властивостей порід) залежно від діаметру породоруйнівного інструменту кути нахилу будуть різні (рис. 3.2.) Величина нахилу коронки, а, отже, і викривлення буде тим більше, чим менше її діаметр

Положення бурового снаряда у свердловині визначається дією осьового навантаження, моменту, що крутить, і сили, що вигинає, які виникають при спільній дії осьових стискуючих і відцентрових сил. Під дією цих сил нижня частина бурового снаряда втрачає прямолінійну форму, тобто згинається. При цьому перша точка контакту колонкового снаряда із стінкою свердловини може знаходитися у зоні перехідника (на відстані $1/4$ довжини хвилі вигину від вибою) або в межах колонкової труби (на відстані півхвилі).

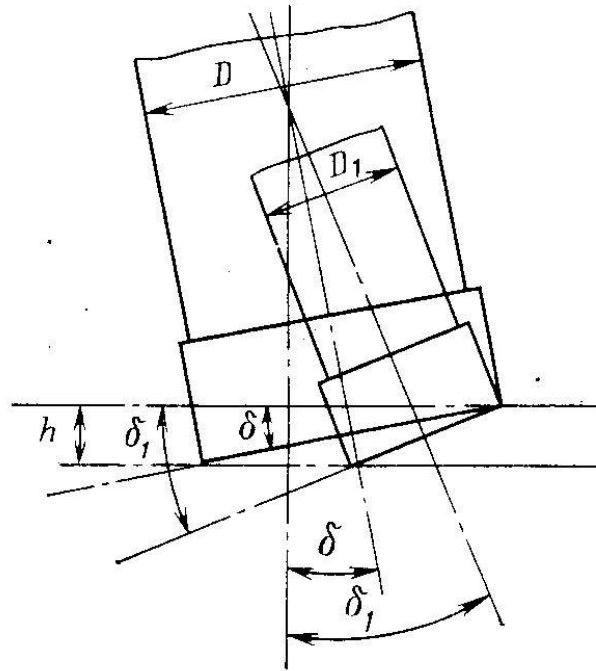


Рис. 3.2. Положення бурового снаряда у свердловині при неоднаковій мірі руйнування породи і різному його діаметрі

Довжину колонкової труби l , у якої перша точка контакту із стінкою свердловини знаходиться в зоні перехідника, можна встановити по формулі Ейлера, вважаючи, що критичне осьове навантаження, при якому втрачається стійкість

$$P_{кр} = \pi^2 E I_0 / l^2 \quad (3.10)$$

де $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па - модуль пружності матеріалу труби; $I_0 = 0,05 (d_3^4 - d_в^4)$ - осьовий момент інерції площі поперечного перерізу труби, m^4 .

Прийнявши в даному випадку, що осьове навантаження $P_{ос} = P_{кр}$, знаходимо

$$l = l_{кр} / 2 = (\pi/2) \sqrt{E I_0 / P_{ос}} \quad (3.11)$$

де $l_{кр}$ - критична довжина півхвилі.

Добуток $E \cdot I_0$ характеризує жорсткість колонкового снаряда.

Під дією можливих відцентрових сил, що викликаються обертанням снаряда відносно осі свердловини величина l , визначена по формулі (3.11) лише зменшуватиметься. При збільшенні осьового навантаження можна чекати появи наступної форми стійкої рівноваги (рис. 3.3)

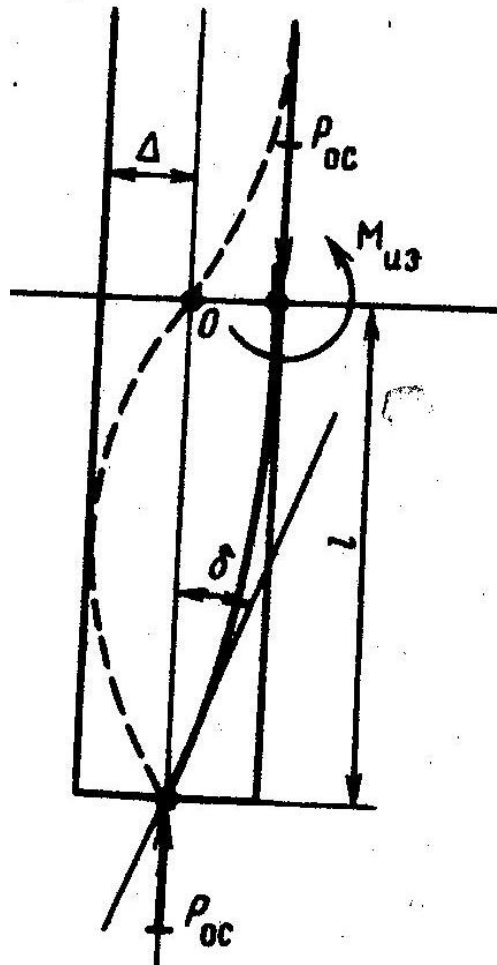


Рис. 3.3. До визначення положення зігнутої осі колонкового снаряда.

Приклад. Визначити відстань l між вибоєм і першою точкою контакту колонкової труби і стінкою свердловини для умов: колонкова труба діаметром 57 мм має осьовий момент інерції $I_0 = 26,4 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$, осьове навантаження $P_{oc} = 10\,000 \text{ Н}$.

Відповідно до формули (3.11)

$$l = (3,14 / 2) \sqrt{2 \cdot 10^{11} \cdot 26,4 \cdot 10^{-8} / 10\,000} = 3,62 \text{ м}$$

Таким чином, при осьовому навантаженні 10 000Н колонковий снаряд буде деформований і точка контакту при довжині снаряда 362 см припаде на тіло колонкової труби. При довжині менше 362 см колонковий снаряд буде відхилений від осі свердловини, а точка контакту припаде на бурильну трубу, розташовану вище колонкової. У першому випадку кут відхилення осі снаряда від осі свердловини у вибою

$$\delta \approx \Delta\pi / 2l = 1,5 \cdot 3,14 / 2 \cdot 3620 \approx 6,5 \cdot 10^{-4} \text{ рад. чи } 0,087^\circ,$$

що в 1,6 разу більше, ніж у разі, якщо вважати, що відхилений колонковий снаряд збереже прямолінійність.

Деформація снаряда значно збільшується при підвищенні числа різьбових з'єднань. Причина цього не стільки в пониженні жорсткості в місцях різьблен-

ня, скільки в їх неспіввідності. У місці з'єднань виникає момент, що вигинає, обумовлений внецентровим прикладенням осевого навантаження.

Негативний вплив вигину колонкового снаряда на викривлення свердловини залежить від характеру обертання. Характер обертання зігнутої колони бурильних труб і, відповідно, колонкового снаряда залежить від співвідношення сил внутрішнього і зовнішнього тертя і має дуже складний характер. В процесі буріння при незначній величині сил зовнішнього тертя (тертя між снарядом і стінками свердловини) колонкова труба одночасно з обертанням навколо власної осі обертається навколо осі свердловини. У міру зростання сил зовнішнього тертя швидкість обертання навколо осі свердловини знижується. Коли сили зовнішнього тертя досягають значення, рівного силам внутрішнього тертя, буровий снаряд починає обертатися тільки навколо власної зігнутої осі.

При обертанні зігнутого колонкового снаряда навколо осі свердловини напрям дії коронки на вибій змінюється за один оборот на 360° , і вплив вигину на викривлення свердловини буде мінімальним. Обертання ж колонкового снаряда навколо власної зігнутої осі обумовлює збереження площини вигину незмінною (фіксований вигин). При цьому залишається постійним і напрям викривлення свердловини.

Положення площини фіксованого вигину визначається дією на торець породоруйнівного інструменту зовнішніх сил і перевертаючих моментів при бурінні анізотропних порід, перетині порід різної твердості і так далі. Це призводить до того, що викривлення свердловини унаслідок вигину колонкового снаряда відбувається в тому ж напрямі, що і в результаті впливу інших чинників геологічного порядку, тобто у напрямі повстання площини нашарування гірських порід.

3.1.4. Технологічні причини викривлення свердловин

До технологічних причин, що обумовлюють викривлення свердловин, можна віднести чинники, пов'язані з впливом способу буріння, конструкції породоруйнівного інструменту, режимних параметрів.

Спосіб буріння (обертальний з використанням алмазних, твердосплавних коронок або доліт, ударний або ударно-обертювий) визначає швидкість руйнування забою і розробку стінок свердловини. Із збільшенням механічної швидкості буріння викривлення знижується, оскільки зменшується час дії несприятливих чинників. Чим більше проміжок між снарядом і свердловиною, тим більше викривлення.

При бурінні алмазними коронками величина розробки стінок свердловини дуже невелика. Проміжок між снарядом і стінками свердловини складає від 0,5-1 мм (у породах X-XII категорії) до 1-1,5 мм (VII-VIII категорії). Проте в складних геологічних умовах інтенсивність викривлення може досягати значних величин. Це пов'язано із зменшенням жорсткості колонкових труб при переході на використання коронок малих діаметрів і застосуванням підвищених осевих навантажень, що призводить до визначального впливу чинника вигину колонкових труб. Використання обтяжувальних бурильних труб у складі бури-

льної колони не сприяє в цьому випадку зниженню інтенсивності викривлення, оскільки не усуває наявності нижче ОБТ гнучкої ланки у вигляді колонкового набору.

Буріння твердосплавними коронками ведеться в породах м'яких і середній твердості. У цих умовах розробка стінок свердловини, а, отже, і інтенсивність викривлення можуть бути значнішими, ніж при алмазному бурінні коронками того ж діаметру.

При ударно-обертальному способі буріння викривлення свердловин, як правило, незначне.

Режимні параметри впливають на механічну швидкість і умови роботи бурового снаряда. Підвищення осьового навантаження однозначно призводить до зростання викривлення.

Із збільшенням частоти обертання виникають відцентрові сили, діючі на колонковий снаряд, що зменшує довжину півхвилі вигину і створює умови для викривлення свердловини. Але при високих частотах обертання створюються сприятливі умови для обертання снаряда навколо осі свердловини, що знижує викривлення. В цілому зростання частоти обертання зазвичай сприяє зменшенню інтенсивності викривлення.

Витрата промивальної рідини позначається на викривленні тільки при бурінні м'яких, таких, що розмиваються, порід.

Тип і конструкція породоруйнівного інструменту значною мірою визначають інтенсивність, а у ряді випадків - і напрям викривлення свердловин. Це пов'язано з ефективністю руйнування породи (швидкість просування вибою або інтенсивність розробки стінок свердловини). Напрямок викривлення свердловини в цьому випадку істотно залежить від форми вибою і міри анізотропії породи.

Залежно від геометричної форми торця коронки і розміщення різців форма вибою має, як правило, вигляд площини, розташованої перпендикулярно до осі інструменту або під кутом до неї. При перпендикулярному розташуванні площини вибою руйнування породи йде головним чином уздовж осі снаряда, а при похилому - уздовж осі і в ту або іншу сторону залежно від взаємного положення площин вибою і напрямку найменшого опору породи руйнуванню. У анізотропних породах руйнування йтиме переважно в цьому напрямі, що приведе до зміщення вибою і відхиленню стовбура свердловини. Максимальна інтенсивність викривлення спостерігатиметься при використанні коронки з торцем у вигляді зворотного конуса або у вигляді півсфери, тоді як при роботі коронки з плоским торцем або у вигляді прямого конуса викривлення свердловини відбуватиметься в найменшій мірі.

3.2. Закономірності викривлення свердловин

Закономірності викривлення свердловин визначаються фізико-механічними, структурними і іншими властивостями гірських порід, а також положенням осі свердловини відносно напластування і сланцеватості. Деякі закономірності є загальними, інші ж характерні тільки відносно зміни зенітного кута або азимута.

В цілому свердловини прагнуть викривитися у напрямі найменшої енергоємності процесу руйнування гірських порід. В основному, цей напрям перпендикулярний площині напластування, подільності або шаруватості.

Інтенсивність *зенітного викривлення* свердловин при бурінні в різних геолого-технічних умовах неоднакова. Вона залежить від типу породоруйнівного інструменту, кута зустрічі осі свердловини з напрямом найменшого опору порід руйнуванню, дії технічних, технологічних і геологічних чинників.

Основні закономірності природного викривлення свердловин в зенітній (апсидальній) площині полягають в наступному (рис. 3.4.)

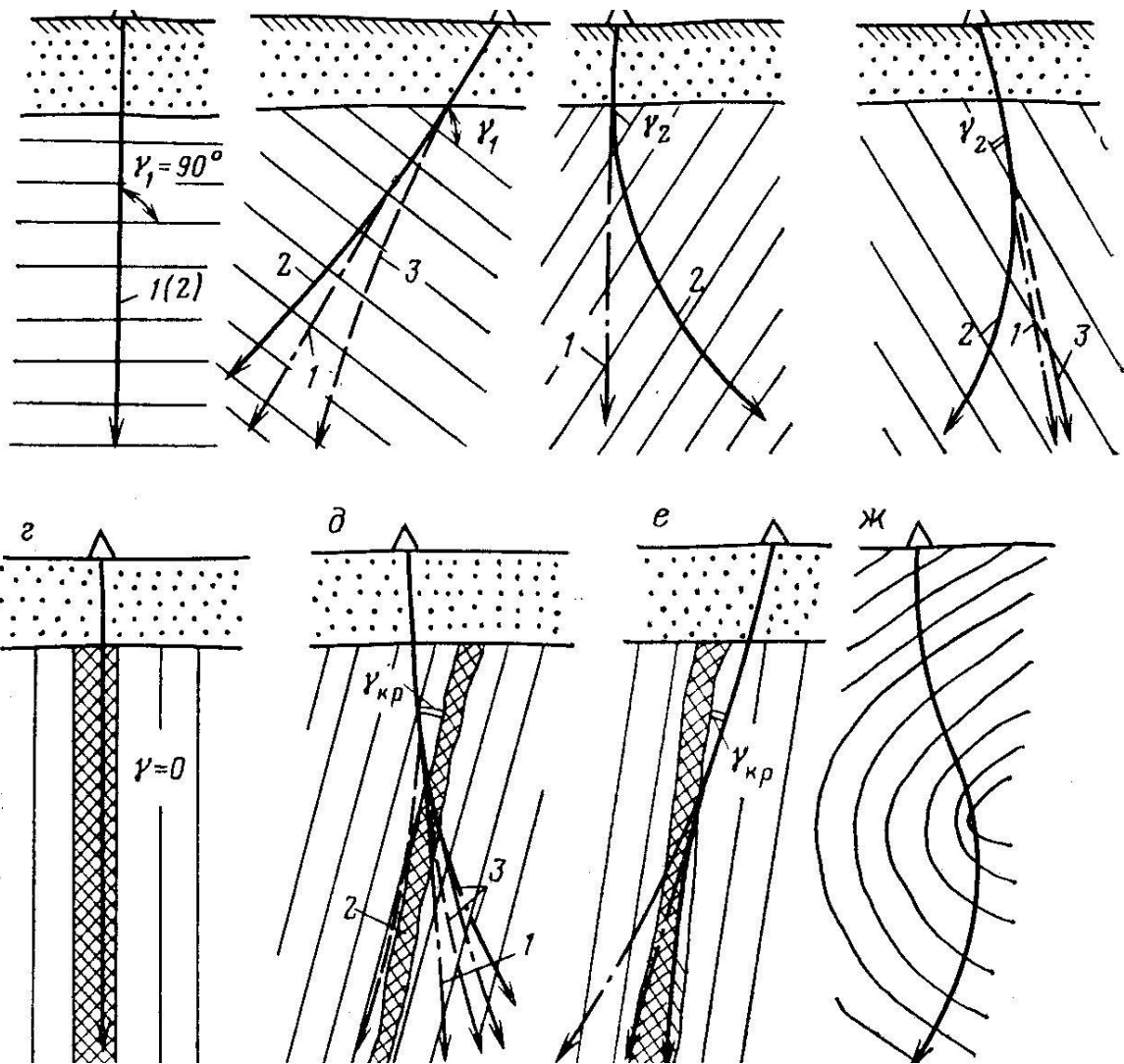


Рис. 3.4. Схеми вірогідного викривлення свердловин в зенітній площині.

1 - проектне положення осі свердловини; 2 - положення осі свердловини при закономірному її викривленні; 3 - можливі напрями викривлення свердловини.

1. Похилі свердловини, задані проти падіння пластів, і вертикально закладені свердловини, що перетинають похило залягаючі пласти при кутах зу-

стрічі $\gamma_{кр} < \gamma < 90^0$, викривляються, як правило, у бік виположування (рис.. 3.4., б, в)

Свердловини, задані похило з боку лежачого боку похило залягаючих пластів (е, там же), якщо кут зустрічі осі свердловини з пластом буде $\gamma_{кр} < \gamma < 90^0$ також виположуються.

2. Вертикальні або похилі свердловини, задані під гострим кутом зустрічі $\gamma < \gamma_{кр}$ по падінню пластів порід (д, там же), а також усі свердловини, задані практично паралельно напластуванню, сланцеватості, подільності (д), можуть піти уздовж контакту або напластуванню.

3. У породах, що перемежаються, мають нерізкі контакти і близькі механічні властивості, а також в однорідних ізотропних породах має місце незначне зенітне викривлення. У сильно анізотропних породах зенітне викривлення свердловин має максимальне значення.

4. Інтенсивність викривлення визначається кутами зустрічі осі свердловини з площинами напластування. Вона досягає максимуму при кутах зустрічі $35-50^0$, знижуючись у міру їх збільшення або зниження.

5. При перпендикулярному закладені осі свердловин відносно напластування ($\gamma = 90^0$) їх стовбури залишаються відносно прямолінійними. У породах, що перемежаються, після того, як стовбур свердловини займе перпендикулярне до напластування положення, набір кривизни в основному припиняється.

6. Інтенсивність зенітного викривлення зростає із збільшенням міри розробки стовбура свердловини, що пов'язано із збільшенням кута перекосу як прямолінійного, так і зігнутого колонкового набору.

7. Інтенсивність викривлення свердловин в апсидальній площині залежить від величини зенітного кута в інтервалі викривлення. Зазвичай із збільшенням зенітного кута до деякої межі росте і інтенсивність зенітного викривлення.

Напрямок і інтенсивність **азимутного викривлення** залежать, в основному, від геолого-технічних умов, в першу чергу, від кута зустрічі свердловини з площиною напластування і способу буріння. При алмазному, твердосплавному, дробовому способах свердловини зазвичай викривляються управо, а при шарошечному - вліво.

Можливі випадки напряму викривлення свердловин залежно від їх положення відносно простягання і падіння шарів порід показані на рисунку 3.5.

При бурінні вертикальних свердловин в масивних ізотропних породах або при горизонтальному заляганні пластів свердловина викривляється, в основному, управо і може набувати форми витягнутої спіралі.

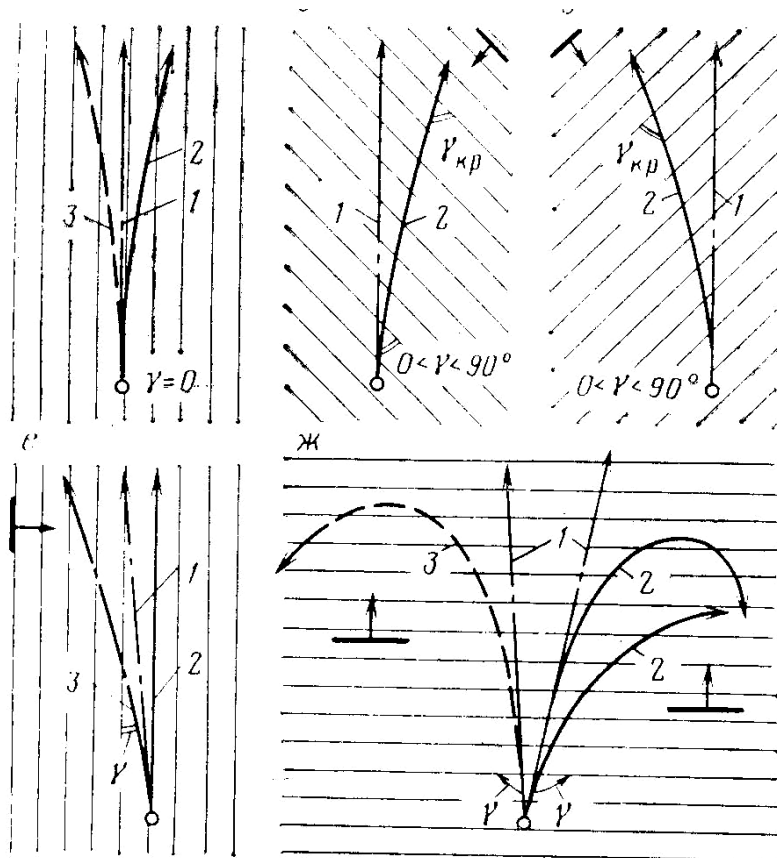


Рис. 3.5. Схеми можливих азимутних викривлень свердловин залежно від їх положення відносно простягання і падіння пластів порід : 1 - проектне положення осі свердловини; 2 - найбільш вірогідний напрям викривлення; 3 - можливий напрям викривлення свердловин.

Інтенсивність азимутного викривлення багато в чому залежить від величини зенітного кута : з його збільшенням напрям свердловини стабілізується

3.3. Порядок виявлення і аналізу закономірностей викривлення

Знаючи закономірність викривлення можна успішно вирішувати завдання:

- вести направлене буріння з найменшими витратами часу і коштів шляхом боротьби з викривленням або його використання;
- проектувати реальні траси свердловин з мінімальним використанням спеціальних технічних засобів;
- визначати реальні норми допустимого викривлення і значення кутів закладення свердловин;
- уточнювати геологічні структури по характеру викривлення.

На початковій стадії розвідки за відсутності даних по раніше пробурених свердловинах для оцінки можливого напрямку природного викривлення можна використовувати дані сейморозвідки. Напрямок мінімальної швидкості поширення вибухових хвиль співпадає з лінією найменшого опору гірських порід руйнуванню, тобто з напрямом найбільш вірогідного азимутального викрив-

лення.. Проте об'єктивна кількісна оцінка закономірностей викривлення може бути отримана тільки в процесі буріння.

По ряду раніше пробурених в однакових геолого-технічних умовах свердловин можна отримати певне уявлення про імовірнісне положення запроектованих свердловин з урахуванням їх природного викривлення. При цьому рішення задачі визначення закономірностей природного викривлення свердловин на конкретній площі зводиться до виявлення функціональної залежності параметрів викривлення від глибини. Найбільш важливі наступні залежності.

1. Залежність зміни зенітного кута від глибини $\theta = f(L)$.
2. При значних азимутних викривленнях - залежність зміни азимутного кута від глибини $\alpha = f(L)$.
3. Залежність інтенсивності викривлення від глибини $i = f(L)$.

Обробка результатів інклинометричних вимірів по раніше пробуреним свердловинам з використанням теорії вірогідності і математичної статистики виконується в наступній послідовності.

1. Угрупування даних інклинометричних вимірів по однорідним статистичним сукупностям з урахуванням найважливіших геолого-технічних чинників. При цьому враховуються, в першу чергу, найбільш суттєві з них:

- спосіб буріння (обертальний, ударно-обертальний, ударний та ін.);
- тип породоруйнівного інструменту (коронки алмазні, твердосплавні, долота) і його діаметри;
- кут закладення свердловини або зенітний кут на інтервалі;
- технологічний режим буріння.

Крім того, при угрупуванні даних інклинометричних вимірів повинні враховуватися геологічні особливості розрізу. Якщо характер залягання гірських порід відрізняється відносною витриманістю, то усі дані, згруповані з урахуванням вказаних вище ознак, можна розглядати як одну вибірку. За наявності на родовищі ділянок з елементами залягання, що різко відрізняються, дані інклинометричних вимірів свердловин потрібно групувати по цих ділянках окремо.

2. Визначення середніх арифметичних значень і середньоквадратичних відхилень по групам:

$$\bar{x}_i = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} \quad (3.14)$$

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_1^n (x_i - \bar{x}_i)^2} \quad (3.15)$$

3. Визначення кореляційного зв'язку між інтенсивністю викривлення і глибиною $i = f(L)$ або величиною зенітного кута свердловини і глибиною $\theta = f(L)$. В якості кореляційних рівнянь найчастіше використовують поліном другого або третього порядку :

$$\theta i = \theta_n \pm aL \pm bL^2 \pm cL^3 \quad (3.15)$$

Після визначення числових коефіцієнтів a , b , c це рівняння з певною довірчою вірогідністю буде характеризувати закономірність природного викривлення свердловин на даному родовищі або його ділянці при певному способі буріння. Таке рівняння називають рівнянням типової проектної траси (чи типового профілю)

4. Визначення довірчого інтервалу відхилення траси від проектної лінії. Для визначення довірчих інтервалів, в яких із заданою вірогідністю знаходиться істинне положення осі свердловини, використовують методи теорії вірогідності і математичної статистики.

За відсутності рівняння типового профілю, отримання якого вимагає великого об'єму розрахунків, для обчислення значень координат можна користуватися середнім арифметичним значень зенітних кутів, визначених по кожному інтервалу.

Висновок

У цьому розділі проаналізовані основні причини геологічного, технічного і технологічного характеру викривлення свердловин, розглянуті закономірності зенітного і азимутального викривлення, наведена методика розрахунку типового профілю по даним раніше пробуреним свердловинам.,

Контрольні питання

1. *Перерахуйте найбільш суттєві геологічні чинники, що впливають на викривлення свердловин*
2. *По якому показнику оцінюється міра анізотропії гірських порід і чим обумовлений її вплив на викривлення?*
3. *Як орієнтована головна площина анізотропії відносно площини нашарування гірських порід?*
4. *У яких напрямках відносно площини нашарування анізотропних порід їх міцність мінімальна і максимальна?*
5. *Яке вірогідна зміна азимута похилої свердловини, забуреної в анізотропних породах у напрямі їх падіння?*
6. *У якому напрямі відносно площини нашарування анізотропних порід прагне викривитися свердловина?*
7. *Представте схему профілів вертикально забурених свердловин в центрі і на крилах антиклінальної складки анізотропних порід. Причини такого положення трас свердловин?*
8. *У якому напрямі і чому можна чекати зміну азимута свердловини в ізотропних породах?*
9. *Яка залежність інтенсивності викривлення від кутів падіння пластів гірських порід?*
10. *Що таке "критичний кут зустрічі"? Вкажіть напрям викривлення свердловини при кутах зустрічі контакту міцних порід більше і менше критичних.*
11. *Поясніть причину викривлення свердловини при переході з м'яких порід в тверді*
12. *Причини початкового викривлення свердловин*
13. *Перерахуйте основні технічні причини викривлення свердловин в процесі буріння*
14. *Від чого залежить величина перекосу колонкового снаряда у свердловині?*
15. *Вплив вигину колонкової труби на викривлення. Від чого залежить вірогідність і величина вигину?*
16. *Що входить в поняття "жорсткість" колонкової труби? Від чого вона залежить?*

17. Як впливає довжина колонкової труби на викривлення при бурінні анізотропних і ізотропних порід?
18. При якому характері обертання колонкового снаряда інтенсивність викривлення максимальна?
29. У чому проявляється вплив способу буріння і конструкції коронок на викривлення свердловини?
20. Який вплив на викривлення свердловини чинять параметри режиму буріння?
21. Як змінюється інтенсивність азимутного викривлення із збільшенням зенітного кута?

4. МЕТОДИКА ПРОЕКТУВАННЯ ТРАС ОДНОСТОВБУРНИХ СВЕРДЛОВИН

Навчальні цілі: в результаті вивчення цього розділу курсу студент повинен знати різновиди трас залежно від виду осі свердловини і вживаних методів управління просторовим її положенням, параметри, що визначають трасу свердловини, умови їх вибору і порядок розрахунку, а також уміти проектувати траси свердловин з урахуванням геолого-технічних умов і вимог методики розвідки.

Рішення геологічних завдань обумовлює необхідність проведення свердловини в заданому напрямі або в певну точку розтину. Тому бурінню передують проектування трас свердловин. Виявлення імовірного положення свердловини в просторі на конкретній ділянці родовища дає можливість розрахувати і скласти проектну трасу свердловини. Зазвичай розраховують трасу свердловини в одній певній вертикальній площині, нехтуючи можливим азимутним викривленням, називаючи таку площинну трасу профілем. В цьому випадку початковий азимут свердловини задається відповідно до напрямку розвідувальної лінії з урахуванням наявних даних про можливе загальне азимутальне відхилення свердловин. При цьому дається обґрунтування типу профілю, виконується розрахунок його параметрів і зображення осі свердловини на геологічному розтині. Враховується також необхідність перетину покладу корисної копалини в заданому місці відповідно до вимог методики розвідки, проведення робіт по спорудженню свердловини з мінімальними трудовими і матеріальними витратами. Відповідно до цих вимог довжина ствола свердловини і її відхід від устя в точці зустрічі товщі корисної копалини мають бути мінімальними.

Залежно від геолого-технічних умов профілі можуть бути:

1. Природного викривлення. Проведення свердловин за таким профілем забезпечує мінімум витрат на боротьбу з викривленням, але вимагає для проектування надійної інформації про закономірності природного викривлення.

2. Штучного викривлення. Такий профіль якнайповніше відповідає вимогам методики розвідки, але вимагає великих витрат по управлінню трасою.

3. Комбінованого типу. Профілі такого типу найбільш універсальні, враховують закономірності природного викривлення і можливості штучного.

Залежно від виду траси профілі можна підрозділити на наступні групи:

- прямолінійний профіль слабо викривленої свердловини, вісь якої розташовується вертикально або похило; довжина інтервалу прямолінійної частини свердловини залежить від геологічних умов. Зазвичай вона відповідає потужності наносів або однорідних порід, де можливе буріння вертикальних і похилих свердловин без істотного викривлення;

- криволінійний профіль, викривлений в одному напрямі з постійним або змінним радіусом викривлення. Кривизна криволінійної ділянки свердловини

визначається з урахуванням закономірностей і інтенсивності природного викривлення по усій ділянці або по окремих її інтервалам;

- комбінований профіль, що складається з прямолінійних та криволінійних ділянок.

- складно викривлений профіль, який міняє не лише радіус, але і напрям і може складатися з прямо- і криволінійних ділянок.

Параметрами, що визначають профіль являються:

а) довжина ствола, L або довжина окремих ділянок l , що мають різну кривизну;

б) інтенсивність викривлення (i) або кривизна (k) осі свердловини;

в) початкове і кінцеве значення зенітних кутів і азимута свердловини або окремих ділянок ($\theta_n, \alpha_n, \theta_k, \alpha_k$).

г) горизонтальна (S) і вертикальна (H) проекції свердловини або її ділянок.

Проектування профілю свердловини може вестися зверху вниз, коли задається початковий кут нахилу свердловини і визначається кут її зустрічі з товщею корисної копалини, або від низу до верху, коли задається кут зустрічі, а початковий кут нахилу визначається розрахунковим шляхом.

Довжина стовбура свердловини L залежить від глибини залягання точки зустрічі покладу корисної копалини H , зенітного кута θ або кривизни.

Для прямолінійних вертикальних свердловин

$$L=H \quad (4.1.)$$

Для прямолінійних похилих свердловин

$$L = H / \cos \theta. \quad (4.2)$$

Довжина стовбура свердловини при викривленні по дузі кола з постійною інтенсивністю викривлення

$$L = \dots (\theta_k - \theta_n) / i_\theta. \quad (4.3.)$$

Прямолінійні ділянки свердловин зазвичай проектуються в товщах порід невисокої міцності, де викривлення мінімальне, а також при перетині товщі корисної копалини, де штучне викривлення неприйнятне із-за необхідності підйому керна. У останньому випадку довжина прямолінійної ділянки складатиме

$$L_{пр.} = M / \cos (90^\circ - \gamma) \quad (4.4.)$$

де M – товщина покладу корисної копалини, γ - кут зустрічі.

Інтенсивність викривлення або кривизна осі визначається типом вибраного профілю, закономірностями викривлення, довжиною свердловини, початковим і кінцевим кутами нахилу.

Інтенсивність набору кривизни проектується або за даними, отриманими при вивченні закономірностей природного викривлення, або задається стосовно умов рішення тієї або іншої задачі з урахуванням технічних можливостей засобів направлено буріння. При цьому запроектована інтенсивність повинна за-

безпечувати нормальну роботу бурильної колони і процес буріння в цілому. Величину інтенсивності викривлення при проектуванні профілю свердловини необхідно погоджувати з допустимим вигином бурильних або обсадних труб і вписуваністю колонкового снаряда у викривлену ділянку свердловини.

Під вписуваністю снаряда розуміють можливість його переміщення без деформації по стовбуру свердловини., що має граничну для даних параметрів снаряда кривизну. Гранична кривизна, що відповідає умові вписуваності, визначається геометричними параметрами снаряда і стовбура свердловини.

Відповідно до рис. 4.2. маємо

$$\delta/4 \approx 2\Delta / (l/2), \quad (4.5.)$$

де δ - загальний кут викривлення на інтервалі стовбура, рівному довжині снаряда l , Δ - радіальний проміжок між колонковою трубою і стінками свердловини (не менше 1.5-2 мм). Звідси

$$\delta = 16\Delta / l. \quad (4.6.)$$

Зміна траси на кут δ відбувається на довжині l , тому гранична кривизна

$$K = \delta / l. \quad (4.7)$$

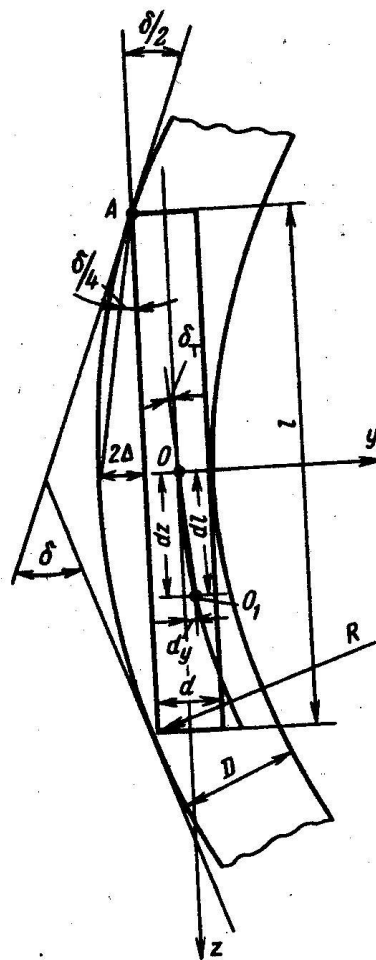


Рис 4.2. Схема до розрахунку вписуваності колонкового снаряда

Підставивши значення кута δ , отримаємо

$$K = 16\Delta / l^2. \quad (4.8.)$$

Цей вираз справедливий для випадку, коли колонковий набір не втрачає своєї прямолінійності, тобто є абсолютно жорсткий стержень. Насправді ж колонкові труби згинаються в межах пружної деформації і тим більшою мірою, чим менше їх діаметр і більше довжина. Мінімальний радіус викривлення снаряда з урахуванням його міцності може бути визначений з вираження

$$R_{min} = E D_{кс} / 2 [\sigma_{виг.}], \quad (4.9)$$

де E - модуль пружності; $[\sigma_{виг.}]$ - допустима напруга на вигин, що виникає в колонковій трубі.

Практично свердловини можна проектувати з інтенсивністю викривлення до 0,6 - 0,8 град. на метр. При цьому радіус викривлення складе 50-60м, а довжина колонкового снаряда 4-6м. Але при цьому ускладнюються умови роботи бурового інструменту у свердловині, збільшується вірогідність утворення жолобів і обривів бурильних труб.

При виборі **початкових кутів** нахилу враховуються геологічні умови і проектна глибина свердловини. Якщо кут падіння порід перевищує 30° , а глибина свердловини до 800м, то свердловини задаються похилими з поверхні. При глибині більш 800м зазвичай свердловини задаються вертикальними або слабо похилими. У складних геологічних умовах для фіксації свердловини в заданій площині встановлюють максимально можливий початковий zenітний кут, при якому не вимагається переобладнання копра. У разі використання стандартних копрів початковий zenітний кут може бути від 3 до 5° , що залежить від габаритів копра і не потребує його переобладнання.

При бурінні свердловин середніх глибин (500-800м) кут закладення знаходиться в межах $5-20^\circ$ для похилих свердловин. При проектуванні неглибоких свердловин і крутому заляганні рудних тіл цей кут може досягати 30° .

Таким чином, початковий zenітний кут визначається кутом падіння покладу корисної копалини, глибиною свердловини, необхідністю збереження заданого азимутного напрямку і повинен відповідати можливостям бурового устаткування.

Кінцевий zenітний кут Θ_k залежить від кута падіння покладу (β) і бажаного кута зустрічі (γ). При азимуті свердловини протилежному до азимута падіння

$$\Theta = \beta + \gamma - 90^\circ \quad (4.10)$$

Кут зустрічі має бути в межах $50-90^\circ$, але не менше 30° .

Для свердловин з профілем, що закономірно змінюється

$$\Theta_k = \Theta_n + \sum_{i=1}^n \Delta\Theta_i \quad (4.11)$$

При криволінійному профілі

$$\Theta_k = \Theta_n + i_\Theta L \quad (4.12)$$

Аналогічно кінцевий азимут свердловини

$$\alpha_k = \alpha_n + \sum_{i=1}^n \Delta\alpha_i \quad (4.13)$$

$$\alpha_k = \alpha_n + i_\alpha L \quad (4.14)$$

Горизонтальні і вертикальні проекції осі свердловини можна визначати розрахунково-графічним або чисто розрахунковим способами.

Горизонтальна проекція S осі свердловини, що має прямолінійний профіль

$$S = L \sin \theta \quad (4.15)$$

чи

$$S = H \operatorname{tg} \theta. \quad (4.16)$$

Вертикальна проекція H в цьому випадку

$$H = L \cos \theta_n. \quad (4.17)$$

Якщо проектується профіль свердловини у вигляді прямолінійних відрізків, що мають різні кути нахилу, горизонтальна проекція S і вертикальна проекція H є сумою проекцій окремих відрізків :

$$S = \sum_{i=1}^n s_i, \quad i \quad H = \sum h_i \quad (4.18)$$

де n - число відрізків на осі свердловини.

При проектуванні свердловин з плавно викривленим профілем, що має постійну інтенсивність викривлення i_θ по усій довжині L , горизонтальну і вертикальну проекції визначають як

$$S = 57,3 / i_\theta \quad (4.19)$$

$$H = 57,3 / i_\theta (\sin \theta_k - \sin \theta_n). \quad (4.20)$$

Приклад 1. Визначити граничну кривизну стовбура свердловини, в якому при спуску колонкового снаряда завдовжки $l = 6$ м при радіальному проміжку 3 мм цей снаряд вільно (без деформації) переміщатиметься.

Відповідно до вираження (4.8)

$$K = 16\Delta / l^2 = 16 \cdot 3 \cdot 10^{-3} / 6^2 = 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}$$

що відповідає інтенсивності викривлення

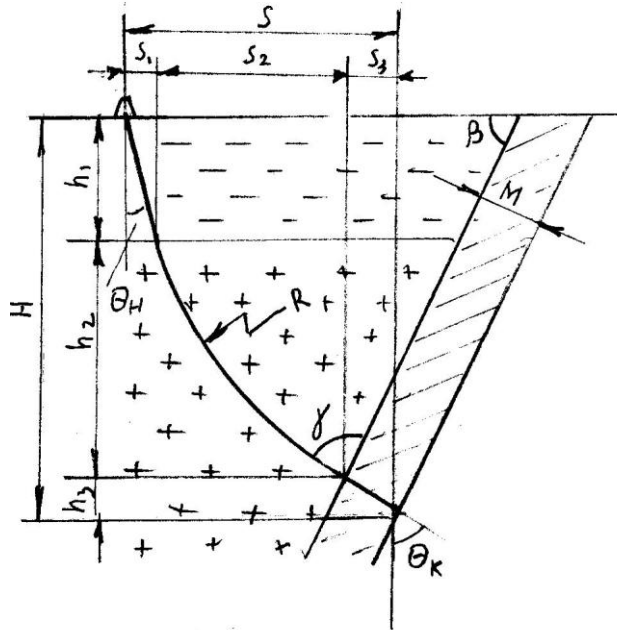
$$i = 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 57,3 = 0,0764 \text{ градус/м}$$

Приклад 2. Виконати розрахунок параметрів трьохінтервального профілю свердловини, що складається з двох прямолінійних (початкового і кінцевого) і одного криволінійного з постійною інтенсивністю викривлення ділянок

Початкові дані (див. рисунок) : $h_1 = 110$ м - потужність наносних відкладень; $h_1 + h_2 = 1400$ м - глибина по вертикалі до точки зустрічі свердловиною покладу корисної копалини; $M = 150$ м - потужність пласта корисної копалини, м; $\theta_n = 3^0$ - початковий зенітний кут свердловини, град.; $\beta = 30^0$ - кут падіння

пласта корисної копалини, град.; $i_{\theta} = 0.02$ град/м - інтенсивність природного зенітного викривлення на криволінійному інтервалі,

Проектування здійснюється зверху вниз при заданому початковому зенітному куті.



Параметр	Розрахункова формула	Розрахунок
1 інтервал		
Глибина свердловини, м.	$L_1 = h_1 / \cos \Theta_n$	$110 / \cos 3 = 111$
Горизонтальна проекція, м	$S_1 = h_1 \operatorname{tg} \Theta_n$	$110 \cdot \operatorname{tg} 3 = 5,5$
2 інтервал		
Кінцевий зенітний кут, град.	$\Theta_k = \arcsin (h_2 i_{\theta} / 57,3 + \sin \Theta_n)$	$\arcsin (1290 \cdot 0,02 / 57,3 + \sin 3) = 30$
Довжина свердловини, м	$l_2 = (\Theta_k - \Theta_n) / i_{\theta}$	$((30 - 3) / 0,02 = 1350$
Радіус викривлення, м	$R = 57,3 / i_{\theta}$	$57,3 / 0,02 = 1350$
Горизонтальна проекція, м	$S_2 = 57,3 / i_{\theta} (\cos \Theta_n - \cos \Theta_k)$	$57,3 / 0,02 (\cos 3 - \cos 30) = 372,5$
3 інтервал		
Довжина інтервалу, м	$l_3 = M / \cos(\beta - \theta_k)$	$150 \cos (30 - 30) = 150$
Горизонтальна проекція, м	$S_3 = M \sin \theta_k / \cos(\beta - \theta_k)$	$150 \cdot 0,5 / \cos (30 - 30) = 75$

Вертикальна проекція, м	$h_3 = M \cos\theta_k / \cos(\beta - \theta_k)$	$150 \cos 30 / \cos (30 - 30) = 129$
Кут зустрічі, град.	$\gamma = 90 + \theta_k - \beta$	$90 + 30 - 30 = 90$
По свердловині		
Глибина свердловини, м	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$111 + 1350 + 150 = 1611$
Горизонтальна проекція, м	$S = S_1 + S_2 + S_3$	$5,5 + 372,5 + 75 = 453$
Вертикальна проекція, м	$H = h_1 + h_2 + h_3$	$1400 + 129 = 1529$

Висновок

У цьому розділі розглянуті питання, пов'язані з проектуванням трас одностовбурних свердловин, вибором і розрахунком основних параметрів, побудовою профілю.

Контрольні питання

1. Перерахувати різновиди профілів свердловини залежно від вживаних методів і від форми осі свердловини.
2. Описати порядок формування однорідних статистичних сукупностей інклінометричних вимірів для побудови типового профілю свердловини.
3. У якому порядку здійснюється обробка даних інклінометричних вимірів по раніше пробуреним свердловинам для побудови типового профілю?
4. Які чинники необхідно враховувати при визначенні гранично допустимої інтенсивності викривлення свердловини?
5. Визначте довжину стовбура свердловини, викривленої по дузі кола, якщо відомі інтенсивність викривлення, початковий і кінцевий зенітні кути.
6. Визначте радіус свердловини, викривленої по дузі кола з початковим зенітним кутом θ_n і кінцевим θ_k .
7. Визначте кут зустрічі віссю свердловини покладу (γ), якщо відомі кут його падіння (β) зенітний кут свердловини (θ).
8. Визначте кут зустрічі вертикально забуреної свердловини з покладом (γ), при заданій глибині свердловини, якщо куту падіння покладу (β) і інтенсивності викривлення.
9. Визначте максимальну довжину колонкової труби для її вільного, без деформації, проходження на ділянці свердловини з заданою довжиною початковим і кінцевим зенітними кутами.
10. Під яким початковим зенітним кутом θ необхідно забурювати прямолінійну свердловину для забезпечення її зустрічі з пластом корисної копалини під заданим кутом. якщо відомий кут падіння пласта.
11. Визначте середню інтенсивність викривлення вертикально забуреної свердловини завглибишки m , якщо відомий кінцевий кут нахилу.
13. Як впливає глибина свердловин на вибір початкових кутів нахилу при розвідці крутозалегаючих покладів?

5. МЕТОДИ І ЗАСОБИ УПРАВЛІННЯ ТРАСАМИ СВЕРДЛОВИНИ

Навчальні цілі: в результаті вивчення цього розділу студент повинен знати методи попередження викривлення свердловин та корегування їх просторового положення за допомогою штучного викривлення, набути знань по особливостям конструкції відхилювачів і умов їх застосування, вміти здійснювати вибір найбільш прийнятних технічних засобів та налагоджувати їх до використання.

Методи управління трасою можна підрозділити на наступні групи

1. Буріння по заздалегідь спроектованим типовим профілям з використанням типової технології.
2. Буріння з попередженням викривлення свердловини.
3. Штучне викривлення свердловин з використанням спеціальних технічних засобів.

Аналіз чинників, що визначають закономірності викривлення свердловин, показують, що багато з них керовані. До них відносяться технічні і технологічні чинники, використання яких дозволяє управляти просторовим положенням свердловин. При виборі засобів спрямованого буріння в конкретних умовах необхідно враховувати, що міра і характер впливу технічних і технологічних чинників викривлення визначається геологічними умовами: при збігу напрямку дії усіх чинників викривлення буде максимальним, а при дії їх у різних напрямках - мінімальним.

5.1. Технологічні засоби регулювання інтенсивності і напрямку викривлення

Як було розглянуто раніше, виявлені в певних геологічних умовах закономірності природного викривлення використовуються при проектуванні типових профілів свердловин. Успішне буріння по типовим профілям можливо тільки при достовірності даних, по яких вони побудовані, правильності розташування свердловин на геологічному розтині та визначенні раціональної технології буріння.

Якщо необхідно пробурити свердловину з викривленням у бік збільшення зенітного кута і з мінімальним азимутним викривленням, її слід задавати похило в напрямі, протилежному до падіння шарів порід; похило у бік падіння пластів порід з боку лежачого боку; вертикально з перетином пластів, що залягають похило, під кутом зустрічі більше критичного ($\gamma > 10^0$).

Якщо потрібно викривити свердловину з викривленням у бік зменшення зенітного кута, її слід задавати похило - по падінню гірських порід з боку висячого боку з кутом зустрічі більше критичного значення. Свердловини з мінімальним викривленням можуть бути пробурені при розташуванням їх під кутом зустрічі менше критичного або рівному нулю, або під кутом, близьким до 90^0 .

При бурінні в складних геологічних умовах може виникнути необхідність зміни зенітного кута у бік його збільшення або зменшення. При цьому необхід-

но враховувати, що виположування свердловини забезпечити простіше, ніж її викручування. Тому при проектуванні траси і закладені свердловини доцільно передбачати можливість коригування zenітного кута, у разі потреби, у бік його збільшення, тобто навмисно передбачати кут зустрічі дещо менше проектного.

Якщо свердловини, що буряться по типовим профілям, закономірно відхиляються по азимуту, то закладати їх рекомендується із зміщенням місця забурювання від розвідувальної лінії з тим, щоб на проектній глибині стовбур опинився в заданій точці.

Враховуючи, що технологічні чинники, зокрема, режими буріння, значно впливають на викривлення свердловин, при направленому бурінні необхідно підбирати певні параметри режимів. З метою збільшення інтенсивності викривлення у бік виположування рекомендується: в твердих породах бурити на знижених частотах обертання з підвищеним осьовим навантаженням і невеликою витратою промивальної рідини; при бурінні в м'яких породах для збільшення проміжку і створення перекоосу снаряда витрату промивальної рідини слід збільшувати.

Для мінімального викривлення необхідно бурити з підвищеною частотою обертання, домагаючись високої механічної швидкості і зменшення часу дії сил, що викликають відхилення свердловини.

5.2. Технічні засоби попередження викривлення свердловин

Повністю попередити небажані викривлення свердловин, що відбуваються під впливом геологічних, технічних і технологічних причин, практично неможливо. В той же час можна значно зменшити їх вплив, зменшуючи тим самим викривлення свердловин. Тому попереджувальні заходи боротьби з викривленням свердловин мають бути спрямовані в основному на усунення причин технічного характеру і на зменшення міри впливу технологічних і геологічних чинників.

Основні заходи по попередженню викривлення свердловин зводяться до наступних.

- дотримання технології забурювання свердловин;
- попередження перекоосу колонкового набору;
- запобігання вигину колонкового снаряда;
- забезпечення умов для обертання снаряда навколо осі свердловини;
- зниження нерівномірності руйнування забою в різних його точках.

Для усунення причин викривлення свердловини в процесі її забурювання необхідно монтувати бурову установку строго горизонтально на міцному фундаменті, точно орієнтуючи шпindel відповідно до потрібних zenітним і азимутним кутами. Для цього перед остаточним закріпленням верстата слід ретельно перевірити правильність установки верстата і шпинделя в двох площинах - горизонтальній і вертикальній.

При бурінні вертикальної свердловини головний вал верстата повинен розташовуватися точно в горизонтальній площині, а вісь шпинделя займати строго вертикальне положення. При бурінні похилої свердловини головний вал

повинен займати строго горизонтальне положення, а вісь шпинделя точно співпадати з віссю свердловини, що закладається, в заданому азимутальному напрямі.

Для буріння свердловин слід застосовувати прямолінійні снаряди, закріплювати бурильні труби в патроні шпинделя по центру, не допускаючи ексцентричного розташування їх осі відносно осі свердловини.

Необхідно ретельно встановлювати направляючу обсадну трубу по осі свердловини і міцно її закріплювати, а устя забутовувати щебенем з цементом або в'язкою глиною. Забороняється використовувати деформовані бурильні і колонкові труби. При переході на менший діаметр буріння слід використовувати спеціальний колонковий набір, що складається з довгої (3-4 м) колонкової труби колишнього діаметру і короткої (1-1,5 м) колонкової труби нового діаметру, сполучених ступінчастим перехідником.

Технологія забурювання повинна виключати виникнення перекосу і вигину снаряда, а також значну розробку або розмивання стінок свердловини.

Усунення перекосу колонкового набору може бути досягнуто:

- зменшенням проміжку між колонковою трубою і стінками свердловини (використання тонкостінних коронок замість ребристих, застосування коронок з малим виходом різців назовні і так далі);

- використанням подовжених (але не більш за довжину півхвилі вигину) колонкових труб;

- центруванням колонкового набору у верхній і нижній частині з використанням верхнього перехідника, близького до діаметру свердловини вгорі і розширювачів або підкоронників в нижній частині;

- центруванням нижньої частини бурильної колони для зменшення зусилля притиснення верхнього перехідника до лежачої стінки свердловини.

Проміжок між центруючим елементом і стінкою свердловини не повинен перевищувати 1,5-2мм.

У розвідувальному бурінні при використанні центраторів відстань між ними знаходиться з умови:

$$l_{ц} \leq \frac{0,8l_{кр}}{2} = 0,4\pi \sqrt{\frac{EJ_o}{C_{ос}}} \quad (5.1)$$

Під дією осьового навантаження колонковий набір втрачає прямолінійну форму, при цьому точка контакту із стінкою свердловини може знаходитися:

- а) в зоні верхнього перехідника або вище за нього;
- б) нижче за перехідник.

У першому випадку деформації можна розглядати як перекіс, а в другому - як вигин. У останньому випадку необхідно встановлювати додатковий центруючий елемент на гребені півхвилі вигину.

Заходи по попередженню вигину :

- а) установка додаткових центраторів на гребені півхвилі (потовщений ніпель та ін.);

б) підвищення жорсткості (ЕJo) колонкових труб (збільшення зовнішнього діаметру, збільшення товщини стінки колонкових труб, використання труб з поліпшеними властивостями стали);

в) зменшення довжини колонкових труб (у анізотропних породах);

г) зниження осьового навантаження.

Для зменшення інтенсивності природного викривлення і буріння прямолінійних свердловин застосовують бурові снаряди підвищеної жорсткості, збільшеної довжини і діаметру; центруючі ліхтарі, муфти і різні стабілізатори УБТ - у вертикальних і слабопохилих свердловинах.

У практиці буріння геологорозвідувальних свердловин для отримання прямолінійних ділянок застосовують різні види жорстких подовжених колонкових снарядів. У такі снаряди зазвичай включають труби з потовщеною ніпельної заготівлі, іноді використовують подовжувачі з обтяжувальних бурильних труб, з потовщеними перехідниками, які є стабілізаторами. Для підвищення зносостійкості перехідники армують твердими сплавами.

Переважає обертання навколо осі свердловини можна забезпечити використанням:

1) зменшення коефіцієнта тертя між колонковим снарядом і стінками свердловини за рахунок мастила снаряда або застосування змащуючих домішок до промивальної рідини;

2) зниження осьового навантаження;

3) підвищення частоти обертання;

4) застосування спеціальних незбалансованих компоновок.

Як незбалансована компоновка може бути використаний вузол, що розташований в привибійній частині бурового снаряда, який має неоднакову жорсткість на вигин по головних осях поперечного розтину. В процесі буріння така компоновка під дією осьових і відцентрових сил згинається в площині найменшого опору вигину і у такому вигляді здійснює круговий рух навколо осі свердловини, усуваючи тим самим одну з основних причини її викривлення.

Відомі різні конструкції незбалансованих компоновок у вигляді ексцентрично розташованого над колонковою трубою вантажу або УБТ фігурного профілю. Останні зазвичай мають квадратну або тригранну форму. Такі труби мають різну жорсткість на вигин по головних осях поперечного розтину, що сприяє обертанню бурового снаряда навколо осі свердловини.

Зниження нерівномірності руйнування забою досягається використанням породоруйнівного інструменту з раціональним профілем торця, при якому вплив анізотропних властивостей порід на нерівномірність руйнування вибою мінімально. Щоб зменшити інтенсивність викривлення свердловини використовують коронки і долота, що мають прямокутну форму торця; шарошечні долота з випукло-увігнутою формою торця; твердосплавні коронки з невеликим виходом різців і асиметричним їх розташуванням.

5.3. Технічні засоби штучного викривлення свердловин

5.3.1. Класифікація технічних засобів штучного викривлення свердловин

Технічні засоби штучного викривлення, що дістали назву відхилювачі, можна підрозділити на три класи:

1. Відхилювачі разової дії (ВРД) забезпечують викривлення з кутовим перекосом стовбура свердловини на короткому інтервалі, практично в одній точці.

2. Відхилювачі періодичної дії (ВПД) забезпечують можливість за одну постановку викривити свердловину в декількох точках по ламаній лінії.

3. Відхилювачі безперервної дії (ВБД) забезпечують викривлення свердловини на відносно великому інтервалі по плавній кривій.

В таблиці 5.1. приведена класифікація відхилювачів.

Таблиця 5.1.

Класифікація відпилювачів

Клас	Група	Типи
I. Відхилювачі разової дії (ВРД)	1. Стационарні клини. 2. Знімні клинові відхилювачі 3. Снаряди з шарнірно підвішеним забурником.	КОС та ін. СО-ВІТР, СНБ-КО, УСО та ін. ОС-ТПИ та ін.
II. Відхилювачі періодичної дії (ВПД)	1. З ексцентриковим відхилювачем. 2. З важільним відхилювачем 3. З гідравлічним відхилювачем	АНС-УГУ
III. Відхилювачі безперервної дії (ВБД)	1. Дебалансні снаряди. 2. Одно- і двохшарнірні відхилювачі 3. Снаряди ковзаючого типу. 4. Вибійні двигуни.	ОШС, ДШС ТЗ- 3, СНБ-іМР, СБС, БСНБ та ін. Турбобур, електробур, гвинтові гідравлічні двигуни

5.3.2. Відхилювачі разової дії

До відхилювачів разової дії відносяться снаряди, за допомогою яких здійснюється викривлення свердловини в невеликому інтервалі з досить різким перегином стовбура. Вони можуть бути одно- або багаторазового використання. Найбільшого поширення серед відхилювачів цього класу набули клинові відхилювачі, які підрозділяються на стаціонарні клини і знімні клинові відхилювачі. У першому випадку клин після відхилення свердловини залишається в ній до закінчення поглиблення, а в другому випадку після виконання циклу викривлення відхилювач повністю піднімається на поверхню.

Стаціонарні клини

Принцип роботи цих відхилювачів заснований на примусовому відхиленні осі бурового снаряда від первинної осі свердловини. Клин має пристрої для спуску і розкріплення у свердловині.

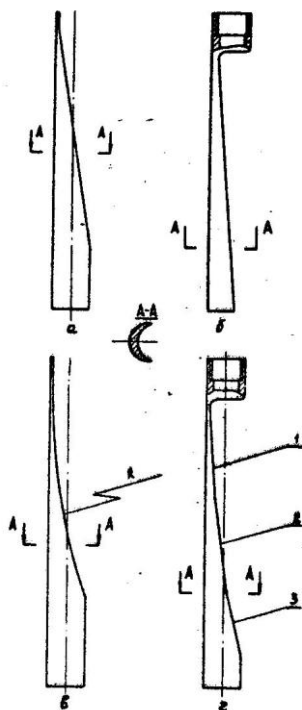


Рис. 5.1. Стаціонарні клини:

а - відкритий повного забою; б - відкритий неповного забою; у - відкритий з найвигідною геометрією ложка; г - закритий з кутами скосу, що змінюються, ложка; 1,2,3 - ділянки з різними кутами скосу ложка.

По конструкції розрізняють клини наступних типів (рис. 5.1.) : відкриті і закриті, неповного і повного вибою. Клин закритого типу на верхньому кінці зазвичай мають ліве різьблення, що дозволяє спускати їх на будь-яких трубах, що від'єднуються при правому обертанні.

Конструкція стаціонарних клинів досить проста і відрізняється, в основному, типом пристрою для розкріплення клина в свердловині. У зібраному виді циліндрична частина клину має бути прямолінійна, а ложка клину у верхній ча-

стині має бути зігнутий назовні за поверхню на 30-50 мм. Загальна довжина стаціонарного клину в зборі коливається в межах 6-10 м

Клини зазвичай виготовляються цілісно металевими або з труб. Кут скосу ложка клину приймається рівним від 2 до 4⁰, при цьому відхилення ствола свердловини в сприятливих умовах може доходити при умові подальшого розвинення викривлення до 6⁰. Середнє відхилення складає, як правило, 2-3⁰.

За формою профілю ложок може бути прямолінійним, криволінійним або в з кутами скосу, що змінюються. Найкращою конструкцією клину буде така, при якій подовжній профіль жолоба виконаний по дузі кола з радіусом, рівним бажаному радіусу викривлення. Проте виготовити такий клин практично важко, тому зазвичай використовуються клини з прямолінійним профілем ложка.

У свердловині клин може розкріплюватися шляхом цементування, заклинювання дробом або використання спеціальних розкріплюючих пристроїв.

Клин спускається на настановному патрубку і кріпиться до нього за допомогою заклепок, які зрізаються під дією ваги бурильної колони або зусиллям гідравліки верстата. У першому випадку діаметр заклепок розраховується по формулі:

$$d = \sqrt{\frac{\alpha L g (\gamma_{ст} - \gamma_{ж})}{0,785 n [\tau_{зр}] \gamma_{ст}}} \quad (5.2)$$

де L - довжина колони труб; g - вага 1 метра труб; α - коефіцієнт збільшення ваги за рахунок з'єднань, $\gamma_{ст}$ і $\gamma_{ж}$ - щільність відповідно до сталі і свердловинної рідини; n - кількість заклепок; $\tau_{зр}$ - допустима напруга на зріз.

Основні переваги клинів в порівнянні з іншими відхилювачами - можливість застосування їх в раніше пробуреній свердловині при створенні штучного вибою і простота виготовлення. Проте широкому їх використанню перешкоджають ряд істотних недоліків, до яких належать : значні витрати часу на виконання циклу викривлення (декілька станко-змін), складна технологія забурювання стовбура в новому напрямі; незначне відхилення свердловини при разовому застосуванні; низька надійність, пов'язана з можливістю повертання (дезорієнтацією) клину в процесі буріння; підвищена небезпека виникнення аварій і ускладнень за наявності клину у свердловині; неможливість виміру азимута поблизу клину за допомогою приладів з магнітною стрілкою та ін.

Тому стаціонарні клини знаходять обмежене застосування і використовуються, в основному, при забурюванні додаткових стволів при багатовибійному бурінні, для перебудовки пластів корисної копалини після завершення буріння свердловини, для обходу місця виникнення аварії.

На рис. 5.2. приведена схема конструкції стаціонарного клину КОС розробки ВІТР. Клин складається з двох частин - розкріплюючою I і відхиляючої II. Частина, що відхиляє, є суцільнометалевим клином 3 із скосом-ложком, який з'єднується муфтою 4 з корпусом 5 розпорної частини. Остання включає два конуси розпорів 6, 9, закріплених на одному штоку 8. За допомогою заклепок 2 і настановного патрубка 1 клин приєднується до труб, на яких спускається-

ся у свердловину. Конуси при цьому стопоряться гвинтом 7. Під дією осьового навантаження стопорний гвинт зрізається, і розрізні елементи корпусу розклинюються конусами, що всовуються всередину. Після відхилення усі металеві частини залишаються у свердловині.

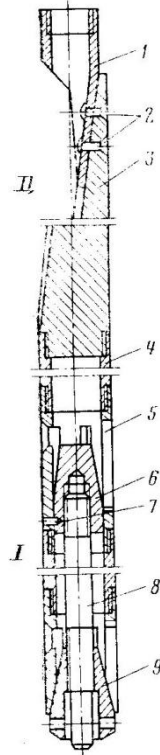


Рис. 5.2. Схема конструкції клину КОС

Технічна характеристика клину КОС

Діаметр корпусу, мм.....	...73	57	44
Довжина клину, мм.....	..6295	7100	5065
Довжина скошу жолоба, мм....	1540	1190	1530
Кут скосу, градус.....	..2,5	2,5	1,5
Маса, кг.....	.75	55	26,8
Діаметр свердловини, мм....	.76 - 85	59 – 70	46 - 55

Знімні клинові відхилювачі

З урахуванням недоліків, властивих стаціонарним клинам, розроблені і впроваджені в практику направлено буріння свердловин знімні клини, або знімні клинові відхилювачі. Після забурювання в новому напрямі на глибину 1,5 -2,5 м відхилювач піднімають на поверхню.

Знімні клинові відхилювачі будь-якої конструкції складаються з трьох основних частин: відхиляючого в вигляді клину, розкріплюючого пристрої і відбурюючого снаряду з породоруйнівним інструментом. Клин може бути суцільнометалевим або звареним з труб. У свердловині клин найчастіше розкріплю-

ється за рахунок розклинювання при створенні осьового навантаження. відбурочний снаряд є колонковим набором невеликої довжини сполучається з бурильною колоною за допомогою шарніра або ніпеля.

Вузол, що відхиляє, фіксується відносно того, що розкріплює і відбурочного вузлів зрізними елементами. Закріплення розкріплюючого пристрою відносно корпусу запобігає випадковому розкріпленню відхилювача при спуску його у свердловину, а фіксація клину відносно відбурочного вузла забезпечує можливість орієнтування відхилювача шляхом проворота бурильної колони. При створенні осьового навантаження спочатку від'єднується розкріплюючий пристрій, і відбувається розкріплювання відхилювача у свердловині, а потім від'єднується відбурочний вузол.

Істотна перевага знімних клинових відхилювачів полягає в повному їх вилученні зі свердловини після циклу викривлення і, отже, усуненні основної причини виникнення аварій і ускладнень в порівнянні із стаціонарними клинами. Проте зберігається велика трудомісткість робіт при виконанні циклу штучного викривлення і мала результативність.

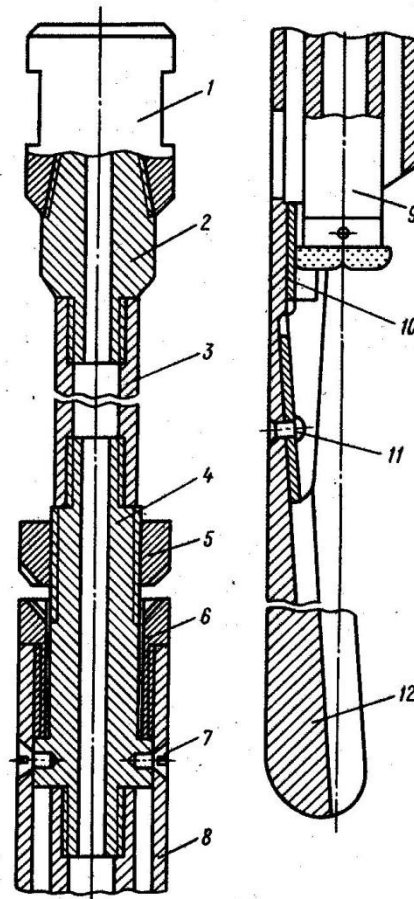


Рис. 5.3. Відхилювач СО-ВІТР

Відхилювачі цієї групи знаходять застосування для коригування траси свердловини при невеликій зміні zenітного кута.

При геологорозвідувальних роботах широкого поширення набули розроблені ВІТРОм знімні клинові відхилювачі СО- 57/36-3 і СО- 76/46-3 (рис. 5.3.).

Вони призначені для штучного викривлення свердловин в будь-якому заданому напрямі. Снаряд встановлюють на природний вибій свердловини і за допомогою його забурюють пілот-свердловину на два діаметри менше діаметру основного стовбура. Відхилювач складається з трьох основних вузлів: власне клину, корпусу і відбурочного інструменту. Власне відхилювачем є суцільно-металевий клин 12, сполучений з корпусом снаряда 8. З'єднання здійснюється двояко: заклепка 11 забезпечує нерухоме з'єднання клину з корпусом снаряда, а Т-подібна шпонка 10 забезпечує його подовжнє переміщення на довжину врізного пазу (250 мм).

Відбурочний інструмент складається із алмазної коронки на колонковій трубі 9, сполученою через перехідник 6 з втулкою 3. Остання в нижній частині має кільцевий заплечик діаметром, рівним внутрішньому діаметру корпусу клину, а у верхній - праве різьблення. На різьблення наворачена гайка 4, зовнішня поверхня якої має конічну форму. Втулка 3 за допомогою різьбових шпильок 7 нерухомо сполучена з корпусом снаряда. За допомогою бурильної труби 2 і замку 1 втулка 3 сполучена з колоною бурильних труб.

Корпус, виготовлений з колонкової труби діаметром 73 мм (або відповідно 57 мм), у верхній частині має різьбову втулку 5 з конусним розточуванням верхньої частини. Нижня частина корпусу виконана у формі настановного патрубка і має, як вказувалося, врізний паз.

При спуску відхилювача у свердловину і постановці його на вибій під дією ваги бурильної колони зрізається заклепка 11. Внаслідок цього корпус 8, що дістав можливість осьового переміщення, просідає вниз і закріплює клин 12 у свердловині, розклинаючись між його жолобом і стінкою свердловини. Під впливом зусилля механізму гідравліки верстата зрізаються різьбові шпильки 7, внаслідок чого втулка 3, а в той же час і відбурочний інструмент переміщуються відносно корпусу снаряда до тих пір, поки гайка 4 не увійде до конусного розточування. Це дозволяє через колону бурильних труб, гайку 4 і втулку 5 передати додаткове осьове зусилля на корпус і ще надійніше розклинити його у свердловині. Крім того, обмежена відстань між гайкою 4 і втулкою 5 обмежує переміщення відбурочний снаряда, оберігаючи тим самим коронку від деформації при контакті її із стінкою свердловини. Далі завдяки обертанню колони труб управо при розвантаженому інструменті втулка 3 вигвинчується з гайки 4, і відбурюючий інструмент дістає можливість осьового переміщення для буріння пілот-свердловини завглибшки 1,2 - 1,4 м

При підйомі відбурочного інструменту втулка 3 підхоплює під нижній торець втулку 5 і піднімає корпус снаряда, звільняючи його від закріплення. Корпус 8 при підйомі захоплює нижнім торцем паза шпони Т-подібну шпонку клину 12 і піднімає його на поверхню.

Технічна характеристика

Тип снаряда	СО- 57/36 -3	СО - 73/46 -3
Кут скосу ложка клину, град.....	3	3
Довжина ложка клину, мм	600	765
Габаритні розміри, мм:		
діаметр	57	73
довжина.....	6100	6170
Маса, кг	38	50
Діаметр коронки, мм.....	36	46

Відхилювачі з шарнірно підвішеним забурником

Відхилювачі цього типу складаються з бурового снаряда, який з'єднується за допомогою шарнірного перехідника з бурильними трубами, і направляючого шпинделя-списа, що утримує снаряд в певному положенні. Дія такого снаряда заснована на принципі віска, коли шпindel-спис займає на похилій ділянці свердловини вертикальне положення, забезпечуючи забурку пілот-свердловини у лежачої стінки у бік викручування.

Шарнірний перехідник повинен центруватися у свердловині (мати діаметр, близький до діаметру стовбура). Для відхилення свердловини опускають снаряд і без обертання встановлюють на рівний вибій. Свердловина має бути заздалегідь очищена від шматочків керна і шламу. При створенні осьового навантаження гострий кінець списа врізається в породу, і далі при подачі промивальної рідини забурюють пілот-свердловину, і відхилювач піднімають на поверхню. Потім у свердловину спускають укорочений колонковий снаряд і поглиблюють пілот-свердловину до 1,5 - 2 м. Після цього її розбурюють до потрібного діаметру, застосовуючи спеціальний снаряд з направляючим шпинделем.

Недолік відхилювачів такого типу - велике число операцій, що виконуються при відхиленні свердловин, а, отже, великі витрати часу (до 3 -4 ст.-змін). Тому такі відхилювачі не знайшли широкого застосування.

5.3.3. Відхилювачі періодичної дії

До засобів направленої буріння періодичної дії (ВПД) відносяться відхилювачі "крокуючого" типу, за допомогою яких можливе багаторазове викривлення свердловин без підйому на поверхню, але з періодичним перерозкріпленням.

Відхилювачі періодичної дії складаються з обертальної (ротора) і необертальної (статора) частин, сполучених між собою за допомогою блокувального вузла. Статор утримується від обертання за допомогою механічного або гідравлічного розкріплюючого пристрою. Особливістю конструкції таких відхилювачів є те, що вузлами розкріплення і блокування можна управляти з поверхні.

Відомо декілька типів відхилювачів періодичної дії. За типом відхилюючого пристрою їх можна підрозділити на чотири групи: з ексцентриковим, важільним, пружинним та гідравлічним відхилювачем. Технологічний цикл штучного викривлення при застосуванні ОНД складається з наступних операцій:

спуск - орієнтування - розкріплення статора - розблокування - буріння на деяку величину - підривання ротора на величину углубки - відкріплення статора - блокування ротора і статора і спуск усього снаряда на величину углубки - розкріплення статора. Далі цикл повторюється.

Розглянемо роботу відхилювачів періодичної дії на прикладі відхилювача типу АНс конструкції ПГО "Уралгеологія" (рис. 5,4.). Відхилюючий вузол снаряда складається з долота 15, відхилюючого конуса 13, шарніра 12, гумового центратора 11 і відхилюючої накладки 14, пов'язаною з корпусом відхилювача 4. Розкріплюючий вузол включає гумову камеру 8, змонтовану в трубі 3 з двома подовжніми прорізами 2. У середині вузла проходить труба 9 з отворами, яка сполучена з центратором 11 і регулювальним клапаном 6. Труба утримується від обертання і подовжнього переміщення шпонкою 5, введеною в проріз замку 10. Сальникове ущільнення 7 виконує функцію підшипника і перешкоджає витіканню рідини з гумової камери.

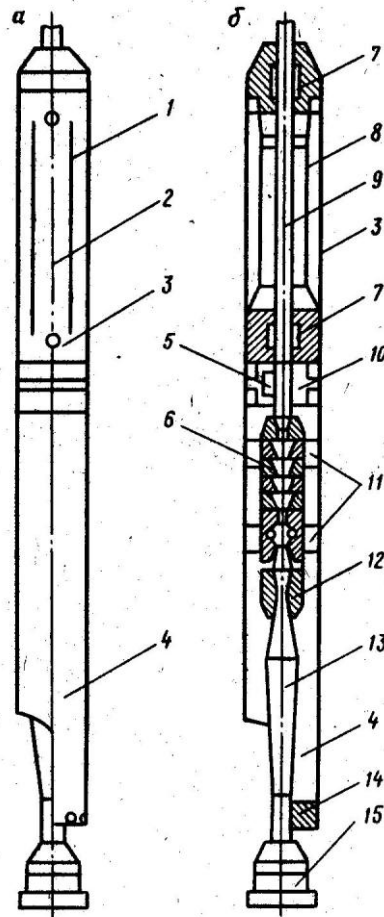


Рис. 5.4. Схема пристрою відхилювача періодичної дії АНс -УГУ

Після спуску і орієнтування при прокачуванні промивальної рідини при певному опорі регулювального клапана гумова камера розширюється і притискує трубу 3 до стінок свердловини. Після розкріплення корпусу відхилюючий

снаряд виводять із закріпленого положення, повертаючи колону вліво на деякий кут і опускаючи її, що призводить до виходу шпонки 5 із зачеплення. В процесі буріння осьове переміщення відхиляючого конуса відносно нерухомої накладки 14 призводить до формування криволінійного стовбура, Довжина циклу визначається довжиною відхиляючого конуса. Потім шпонку вводять в замок, припиняють подачу промивальної рідини і, якщо долото зберегло працездатність, виконують наступний цикл відхилення, опустивши і перекріпивши корпус.

Переваги снарядів періодичної дії полягають в тому, що викривлення свердловини можливе на значному інтервалі з отриманням плавно викривленої траєкторії свердловини, Крім того, забезпечується стабільний напрям відхилення свердловини, оскільки орієнтація відхилювача періодично повторюється.

Проте відхилювачі цієї групи широко не застосовуються внаслідок недосконалості конструкцій і ряду недоліків. Крім того, більшість з них мають великий діаметр і нині з переходом на буріння свердловин малого діаметру не можуть бути використані.

5.3.4. Відхилювачі безперервної дії

Шарнірні відхилювачі

Включають одно- і двошарнірні снаряди, відповідно для виположування і викручування свердловин в апсидальній площині. Відхилювачі подібного типу є одними з найбільш простих пристроїв і дають добрі результати їх застосування. Основним елементом є буровий шарнір, який дозволяє отримувати перекіс снаряда на 7-8°.

Одношарнірні снаряди складаються з короткої колонкової труби, сполученої з бурильною колоною за допомогою шарніра, і товстостінної коронки, зовнішній діаметр якої на один розмір більше стандартної. Одношарнірні снаряди (ОШС) можуть бути з опорою на коронку (рис. 5.5.,а) або з проміжною опорою (б). При бурінні в похилій свердловині під дією ваги бурильної колони шарнір буде притиснутий до лежачої стінки свердловини, і між осями шарнірні компонувки і свердловини виникає кут перекоосу, що зберігається в процесі буріння. В результаті цього відбувається викривлення свердловини. Інтенсивність викривлення залежить від величини сили, що відхиляє, і кута перекоосу δ , значення якого можна змінити за рахунок геометричних розмірів компоновки :

$$\sin \delta = \frac{D_c - d_{km}}{2L}, \text{ де} \quad (5.3.)$$

D_c - фактичний діаметр свердловини; d_{km} - діаметр колонкової труби; L - довжина колонкової труби.

При цьому інтенсивність викривлення

$$i_{\ominus} = \frac{57,3(D_c - d_{km})}{L^2}, \quad (5.4)$$

а радіус викривлення

$$R = \frac{l^2}{D_c - d_{\text{кт}}} \quad (5.5)$$

ОШС надійно працюють у свердловинах при початковому зенітному куті понад 15° .

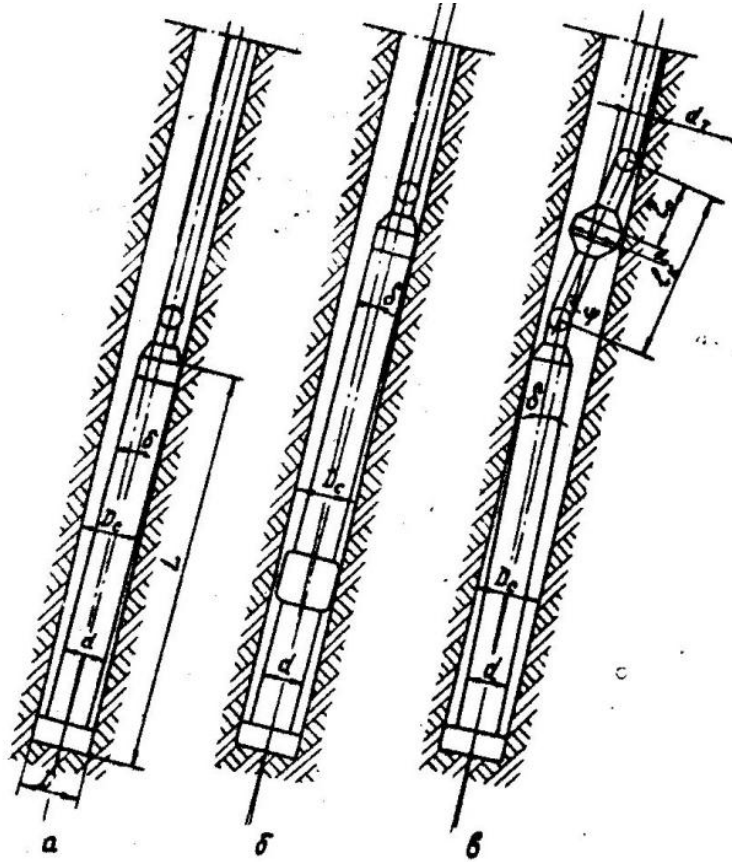


Рис. 5.5. Шарнірні снаряди:

- а – одношарнірний з опорою на коронку;
- б – одношарнірний з проміжною опорою;
- в - двошарнірний.

Двошарнірні снаряди (ДШС) призначені для зменшення зенітного кута або "викручування" свердловини. Складаються з короткої колонкової труби з коронкою, що має подвійну товщину матриці, і коромисла з двома шарнірами і кульовою опорою.

При бурінні в похилій свердловині верхній шарнір займає положення у лежачої стінки, а коромисло, подібно до одношарнірного снаряда з проміжною опорою, набуває перекіс, при цьому нижній шарнір притискається до висячої стінки свердловини. Колонкова труба набуває перекіс у бік лежачої стінки, що забезпечує викривлення свердловини у бік "викручування".

ДШС знаходять обмежене застосування.

Відхилювачі безперервної дії ковзаючого типу

Відхилювачі цієї групи забезпечують можливість викривлення свердловини в будь-якому заданому напрямі по плавній кривій в значному інтервалі із

збереженням діаметру стовбура свердловини. ВНД ковзаючого типу складаються з двох основних частин: валу з породоруйнівним інструментом (ротор), що обертається при бурінні, і відхиляючого вузла (статора), що розкріплюється у свердловині і в процесі буріння переміщається (ковзає) уздовж стовбура свердловини без кутового зміщення.

У конструкціях цих снарядів можуть використовуватися два основних принципи відхилення стовбура свердловини : а) за рахунок прикладення до породоруйнівного інструменту відхиляючої радіальної сили, що викликає фрезерування стінки свердловини в заданому напрямі; б) - шляхом створення осьового навантаження під деяким кутом до осі свердловини при перекосі ротора в орієнтованій зенітній площині. Найбільш раціональним є комбінований принцип дії відхилювачів, який здійснюється як за рахунок перекоосу ротора, так і фрезерування стінки свердловини. Використовуваний в більшості конструкцій ВНД ковзаючого типу базуються на цьому принципі.

Розглянемо двох представників відхилювачів цієї групи, які знаходять досить широке застосування на Україні.

Відхилювач ТЗ-3 (Тарбаган забайкальський) конструкції Забайкальського НДІ, м. Чита,

Відхилювач (рис. 5.6.) включає ротор I і статор II. Ротор є роз'ємним валом, що складається з верхнього ведучого 14 і нижнього відомого 7 валів, сполучених між собою шліцьовим роз'ємом 9, 10. До складу ротора входить також зворотня роторна пружина 11. Вал обертається в підшипниках кочення, розміщених в нижньому 2 і верхньому 16 підшипникових вузлах і в сполучному патрубку 8. До нижнього кінця валу 7 за допомогою перехідника приєднується долото 1. У середній частині ведучого валу є блокувальний виступ 12, замикаючий статор з ротором за відсутності осьового навантаження.

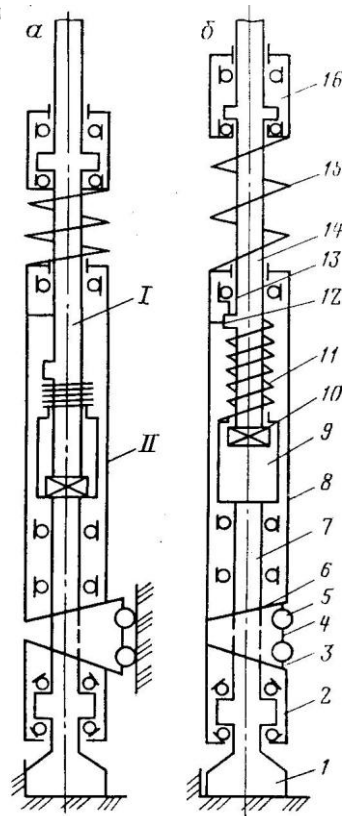


Рис 5.5. Схема відхилювача ТЗ- 3.
а.-при бурінні; б- в транспортному положенні.

Статор складається з верхнього підшипникового вузла 16, пружини статора 15, муфти вузла блокування 13, сполучного патрубка 8, верхнього 6 і нижнього 3 напівклинів з висувним клином-повзуном 4, що знаходиться між ними, з кареткою катків 5 і нижнього підшипникового вузла 2. Клин-повзун входить в зачеплення з напівклинами за допомогою Г-подібних пазів.

У підвішеному стані повзун втягнутий в габарити корпусу, ротор і статор блокуються. Після установки на вибій і створення навантаження верхній вал переміщається по шліцах вниз, пружина статора стискується, і під дією зусилля стискування верхній напівклин давить на повзун, який висувається до упору в стінку свердловини. Після цього подальше переміщення верхнього валу призводить до роз'єднання блокувального вузла. Після включення обертання відбувається поглиблення свердловини, при цьому на нижній вал і долото передається додаткове навантаження від зусилля розкріплювання повзуна. Свердловина викривляється убік, протилежний до повзуна. Інтенсивність викривлення складає $0,5-2^{\circ}$ на метр і залежить від буримості порід і довжини корпусу відхилювача (жорсткої бази). Зусилля на долото передається через зімкнуті вали, а на вузол розкріплювання (повзун) - зусиллям стискування пружини статора. При підриванні снаряда раніше стисла роторна пружина розтискується, що сприяє розсовуванню валів, втягуванню повзуна в габарити корпусу і блокуванню ротора і статора.

Найбільш раціональною сферою застосування ТЗ- 3-73 є гірські породи VII - IX категорій по буримості, де позитивні результати отримані в 70-75% постановок снарядів. Для твердіших і в'язкіших порід відсоток позитивних результатів знижується, що пов'язано з недостатнім зціпленням катків каретки в стінки свердловин і можливістю провороту снаряда.

Технічна характеристика ТЗ- 3

Діаметр буріння, мм.....	76	59
Діаметр снаряда, мм ..	73	57
Довжина, мм	2200	1800
Маса, кг	42	28
Зусилля (максимальне) розпору, даН. .	1300	800
Зусилля (максимальне), що відхиляє, даН	260	180
Найбільший вихід повзуна, мм.....	30	25
Розрахункова інтенсивність викривлення, градус/м		0,5 – 2
Ресурс (проектний), г	200	200
Режим буріння :		
осьове навантаження, даН	<2500	<1500
частота обертання, про/мін ...	300	500
кількість промивальної рідини, л/хв	80-120	50-90

СНБ-ІМР (Снаряд направлено буріння конструкції Дніпропетровського відділення Інституту мінеральних ресурсів).

Відхилювач (рис. 5.6.) включає ротор і статор. Ротор є гнучким валом 1, що складається з верхнього (ведучого) і нижнього (ведомого) валів. Вали спираються відповідно на верхній 2 і нижній 12 підшипникові вузли і з'єднані між собою за допомогою шліцьового вузла 5. Кожен вал має в своєму складі шарнір (4, 7). Ведомий вал оснащений долотом 13.

Статор складається з корпусу 3 з подовжнім і фігурним вирізами і вкляденого в нього фіксатора 9 з приливами (бобишками) 10, верхнього і нижнього підшипникових вузлів. Фіксатор і нижня частина корпусу мають твердосплавні полози 11 для розкріплювання у свердловині.

При спуску і орієнтуванні ротор і статор співвісні і блокуються між собою шпилькою, 8. При постановці на вибій і створенні осьового навантаження шпилька зрізається, і корпус переміщається відносно фіксатора вниз до упору бобишек в похилу площину фігурного вирізу. В результаті ковзання бобишек по площині вирізу фіксатор і нижній вал отримують перекіс. Верхні і нижні полози фіксатора і полози корпусу врізаються в стінки свердловини, забезпечуючи розкріплювання статора. При обертанні ротора відбувається поглиблення свердловини у напрямі перекоосу нижнього валу, а статор ковзає без обертання уздовж утворюючої свердловини.

Інтенсивність викривлення складає в середньому 1,7 градуса на метр і залежить від кута перекосу фіксатора, що визначається радіусами верхніх і нижніх полозів і відстанню між ними. Осьове навантаження на долото передається по корпусу на фіксатор і далі на нижню частину веденого валу. Відхилювач СНБ ІМР знайшов широке застосування на родовищах України, зокрема, в умовах залізородних родовищ Кривбасу.

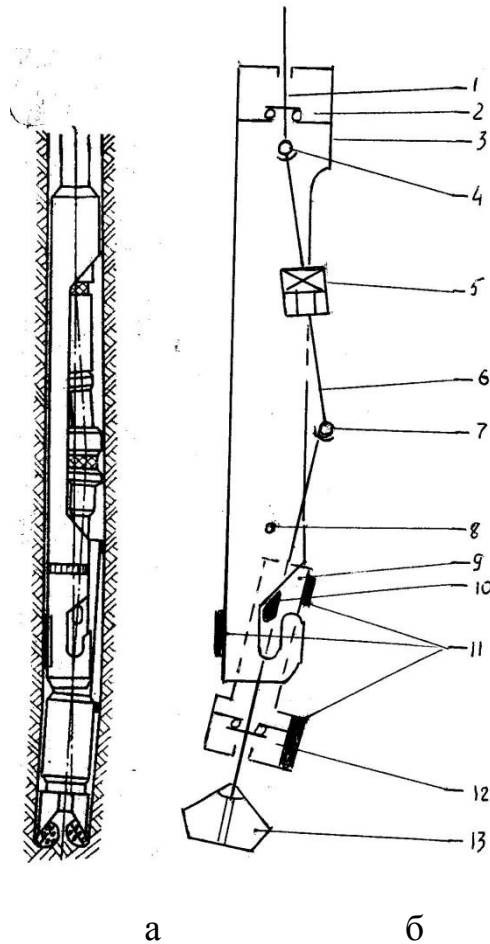


Рис. 5.6. Конструкція (а) і кінематична схема (б) відхилювача СНБ-ІМР

Технічна характеристика СНБ-ІМР

Діаметр буріння, мм	93	76	59
Діаметр снаряда, мм ...	89	73	57
Довжина, мм	1300	1300	1200
Маса, кг	44	32	23
Зусилля розпору, даН. . . .	900	900	800
Зусилля, що відхиляє, даН . .	900	900	900
Викривлення за цикл, градус	4-6	4-6	4-6
Інтенсивність викривлення (в тому числі допустима), градус/м	0,5-2,5 (1,7)	0,5-2,5 (1,7)	0,3-2,5 (1,7)

Режим буріння :

осьове навантаження, даН. .	2000-3000	2000	2000
частота обертання, об/хв	<250	<250	<250
кількість промивальної рідини, л/хв . .	70	70	70

Висновок

У цьому розділі розглянуті технічні засоби, що використовуються для штучного викривлення свердловин: їх класифікація, особливості конструкції та принципи дії, умови застосування, переваги та недоліки.

Контрольні питання

1. Які вимоги до колонкового набору і режимів буріння при забурюванні свердловини?
2. Вимоги до конструкції колонкового снаряда для попередження викривлення при переході з більшого діаметру свердловини на менший?
3. Які заходи по зменшенню перекосу колонкового снаряда і зниження його впливу на викривлення свердловини?
4. Заходи по усуненню або зменшенню вигину колонкового снаряда.
5. У яких місцях колонкового снаряда необхідно встановлювати центруючі елементи для попередження: а) перекосу снаряда; б) вигину колонкової труби.
6. Як впливає застосування ОБТ на викривленні свердловин? У яких умовах застосування ОБТ неефективне?
7. Класифікація методів і засобів направленої буріння.
8. Класи відхилювачів і їх відмітні особливості.
9. Які групи відхилювачів відносяться до неорієнтованих (що самоорієнтуються)?
10. Стаціонарні клини: елементи конструкції, основні параметри.
11. Які недоліки стаціонарних клинів обмежують сфери їх застосування?
12. Основні вузли знімних клинових відхилювачів. Призначення цих вузлів.
13. За допомогою чого забезпечується оберігання алмазної коронки від деформації при від'єднанні відбурючного вузла СО-ВІТР при створенні осьового навантаження?
14. Особливості конструкції і принцип роботи одношарнірного відхилювача.
15. Від чого залежить інтенсивність викривлення свердловини при бурінні одношарнірним снарядом?
16. Виберіть раціональний тип відхилювача для виположування похилої свердловини на 10 град. із збереженням її азимута
17. На яких принципах засновано викривлення свердловини при роботі відхилювачів ТЗ- 3 і СНБ-ІМР?
18. Взаємодія деталей ТЗ- 3 при створенні осьового навантаження.
19. Через які деталі відхилювача ТЗ- 3 передається навантаження на долото?
20. Яке призначення роторної пружини ТЗ- 3?
21. Від чого залежить зусилля розкріплення повзуна ТЗ- 3?
22. Призначення вузла блокування відхилювачів ковзаючого типу.
23. Взаємодія деталей СНБ-ІМР при створенні осьового навантаження
24. Через які деталі СНБ-ІМР передається навантаження на долото?
25. Від чого залежить інтенсивність викривлення при бурінні відхилювачем СНБ-ІМР?
26. Поясніть механізм перекосу відомого валу ротора СНБ-ІМР.
27. Які елементи конструкції відхилювачей СО-ВІТР, ТЗ- 3 і СНБ-ІМР виконують функцію блокувального вузла?

6. ОРІЄНТУВАННЯ ВІДХИЛЮВАЧІВ

Навчальні цілі: вивчення цього розділу дисципліни дозволить студенту набути знання про сутність, методи і технічні засоби забезпечення заданого напрямку зміни просторового положення свердловини при штучному викривленні, а також одержати навички по розрахунку параметрів циклу викривлення.

Якість і техніко-економічні показники направлено буріння багато в чому визначаються правильністю просторової орієнтації відхилювача (установкою його під заданим кутом відносно орієнтованої площини) і витратами часу на виконання цієї операції. Тому орієнтування відхилювачів у свердловині є однією з найбільш відповідальних операцій при виконанні циклу штучного викривлення.

6.1. Загальні принципи орієнтування

Для того, щоб виконати відхилення свердловини відповідно до заданої зміни зенітного кута і азимута необхідно встановити відхилювач в строго заданому положенні, тобто зорієнтувати його відносно азимута, прийнятого за початковий.

Орієнтуванню підлягає *напрямок дії відхилювача* (НДВ). Це напрям, перпендикулярний подовжній осі відхилювача, направлений у бік викривлення. Іншими словами, орієнтуванню підлягає твірна відхилювача, співпадаюча з напрямом викривлення. Так, стосовно клинів за НДО приймається напрям, співпадаючий з симетрією ложка (рис. 6.1., а), для ТЗ- 3 - протилежне до напрямку висуненню повзуна (рис. 6.1., б), для СНБ - ІМР - напрям, протилежний до подовжнього вирізу корпусу (рис. 6.1., в).

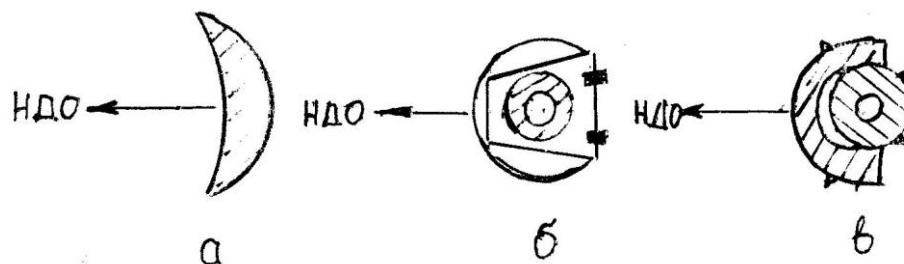


Рис. 6.1. Схеми напрямку дії стосовно відхилювачів:
а - клин; б - ТЗ- 3; в - СНБ-ІМР.

За початковий азимут, відносно якого здійснюється орієнтування, може прийматися площина магнітного меридіана (північ - пряме орієнтування) або апсидальна площина (напрямок від лежачої до висячої стінки (непряме орієнтування)).

Кут, між орієнтованим напрямом і НДВ називається **кутом установки** відхилювача, φ . На рис. 6.2. проілюстрований порядок відліку кутів установки : при прямому орієнтуванні цей кут відлічується від півночі управо до НДВ, як і азимут, і може змінюватися від нуля до 360° . При непряму орієнтуванні кут установки відлічується управо ($\langle + \rangle$) або вліво ($\langle - \rangle$) від апсидальної площини і може змінюється в межах $0 - 180^\circ$.

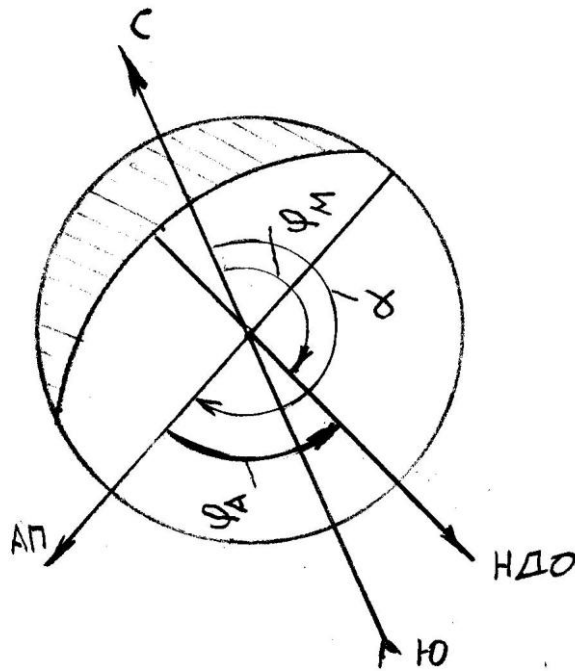


Рис. 6.2. Схема визначення кутів установки відхилювача при прямому (φ_A) і непряму (φ_M) орієнтуванні.

Пряме орієнтування зазвичай застосовується у вертикальних або слабо похилих свердловинах, де апсидальна площина відсутня або її важко визначити. У свердловинах із zenітним кутом понад $4-6^\circ$ зазвичай застосовується непряме орієнтування.

В залежності від кута установки змінюються результати штучного викривлення свердловини. При значеннях кута установки в межах $0^\circ < \varphi < \pm 90^\circ$ викривлення супроводжуватиметься збільшенням zenітного кута, а при кутах установки в межах $180^\circ > \varphi > \pm 90^\circ$ - зменшенням zenітного кута. При позитивному значенні кута установки ($+\varphi$) азимут збільшиться, а при негативному значенні ($-\varphi$) - зменшиться.

Порядок орієнтування відхилювачів включає наступні етапи:

1. Проектний етап: відповідно до необхідної зміни zenітного кута і азимута і фактичними їх значеннями в точці викривлення визначається кут установки відхилювача φ

2. Орієнтування на поверхні: напрям дії відхилювача (НДВ) встановлюється і закріплюється під розрахунковим кутом φ відносно твірної, положення якої може бути визначене на поверхні (нульова твірна).

3. Орієнтування у свердловині: над вибоєм свердловини нульова твірна суміщається з орієнтованим напрямом. Суміщення може здійснюватися автоматично (пристрої, що самоорієнтуються) або контролюється за допомогою спеціальних приладів - орієнтаторів.

4. Розкріплення відхилювача: відхилювач в зорієнтованому положенні встановлюється на вібій, після чого його статор (необертальна при бурінні частина) розкріплюється у свердловині шляхом створення осьового навантаження, і здійснюється буріння в заданому напрямі.

6.2. Визначення параметрів циклу штучного викривлення

При рішенні задачі зміни просторового положення траси свердловини заздалегідь оцінюються можливості відхилювача за одну постановку. Максимально можлива зміна зенітного кута або азимута за одну постановку (θ_{\max} і α_{\max}) називається **дозвільною здатністю** відхилювача.

Максимально можлива зміна зенітного кута за одну постановку клинових відхилювачів

$$\Delta \theta_{\max} = \pm \beta, \quad (6.1)$$

а для відхилювачів безперервної дії

$$\Delta \theta_{\max} = i l \quad (6.2)$$

де β - кут скосу клину; i і l відповідно інтенсивність викривлення і проходка за рейс ВНД.

Дозвільна здатність відхилювача відносно зміни азимута залежить також і від значення зенітного кута в точці постановки :

$$\Delta \alpha_{\max} = \pm \arcsin \frac{\beta}{\theta} \quad \text{чи} \quad i \cdot l, \quad (6.3)$$

де θ - значення початкового (до викривлення) зенітного кута.

Кут установки відхилювача визначається аналітичним або графоаналітичним методом. На практиці зазвичай використовується графоаналітичний метод, що забезпечує прийнятну точність і не вимагає громіздких обчислень. Суть графічних побудов можна визначити за схемою на рис. 6.2.

На ділянці свердловини, зображеним в координатах X, Y, Z , в точці O_1 свердловина була викривлена за допомогою відхилювача, і її напрям O_1A змінилося на O_1B . Приріст азимута склав $\Delta \alpha$, а повний просторовий кут δ . Проекція кутів, що характеризують просторове положення цієї ділянки свердловини, на горизонтальну площину $X - Y$ виглядає у вигляді трикутника, в якому його сторони пропорційні початковому, кінцевому зенітним кутам і повному просторовому куту викривлення. Для зміни траси свердловини потрібно було встановити відхилювач під кутом φ відносно початкового напрямку свердловини (апсидальної площини) AP_1 .

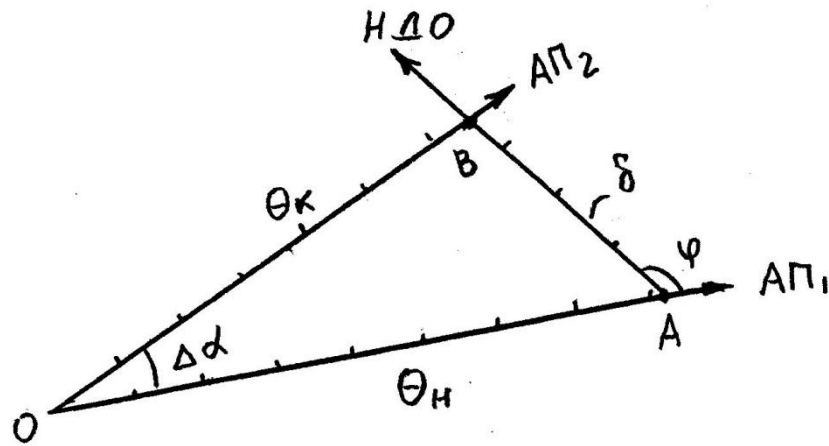


Рис. 6.3. Визначення кута установки відхилювача графічним методом

Необхідна величина проходки за рейс

$$l_p = \frac{\delta}{i}, \quad (6.4)$$

де δ - повний просторовий кут; i - інтенсивність викривлення відхилювачем.

Кількість циклів :

$$n_{\text{ц}} = \frac{\delta_{\text{пр}}}{\delta_{\text{ф}}}, \quad (6.5)$$

де $\delta_{\text{пр}}$ - необхідне (проектне) значення повного кута викривлення;

$\delta_{\text{ф}}$ -- можливе (фактичне) значення за одну постановку, яке залежить від стійкості долота і допустимих кутів викривлення.

6.3. Способи і технічні засоби орієнтування

Прямий спосіб (відносно меридіана Землі) застосовується у вертикальних або близьких до вертикалі свердловинах. Непрямий (відносно апсидальної площини) - у свердловинах із zenітним кутом $5-6^\circ$ і більше.

Орієнтуюча апаратура підрозділяється на самоорієнтуючі пристрої, вимірювальні прилади і індикатори.

Самоорієнтуючі пристрої забезпечують автоматичне орієнтування відхилювача в заданому напрямі. Вимірювальні прилади дозволяють визначити на поверхні чисельне значення кута установки а індикатори працюють за принципом "так - ні".

По характеру використання орієнтуюча апаратура підрозділяється на занурені орієнтатори, що знаходяться у свердловині разом з відхилювачем і знімні, тобто такі, що піднімаються на поверхню після циклу викривлення.

Чутливі елементи в апаратурі прямого способу засновані на принципі магнітної стрілки, а непрямого - вівку.

Зв'язок із вибоєм свердловини може здійснюватися по електричному гідравлічному, акустичному каналам або механічним способом.

Прямий метод орієнтування може виконуватися за допомогою орієнтованого спуску бурильної колони або за допомогою малогабаритних інклінометрів, що спускаються всередину бурильної колони.

Перший спосіб не має принципових відмінностей від виміру азимута свердловини методом орієнтованого спуску бурильної колони, тільки фіксується не положення апсидальної площини відносно нульової твірної бурильної колони, а напрям дії відхилювача.

Для використання малогабаритного інклінометра, що спускається всередину бурильної колони, як орієнтатора, апсидальна рамка жорстко фіксується відносно корпусу інклінометра. Тоді нуль шкали компаса співпадатиме з твірною корпусу (нульова твірна). Знизу до інклінометра приєднується фіксатор - ловець, вертикальний паз якого сідає при спуску інклінометра на шпонку орієнтуючого перехідника відхилювача. В цьому випадку нуль шкали компаса буде жорстко пов'язаний з НДВ відхилювача, і на поверхні можна фіксувати значення кута установки.

Непрямий метод орієнтування знаходить більше застосування, оскільки він не вимагає дефіцитних приладів і простіший у виконанні.

У геологорозвідувальному бурінні поширені такі технічні засоби орієнтування відхилювачів :

а) електричними приладами, що опускаються всередину бурильної колони на однопровідному дроті, який одночасно служить лінією електричного зв'язку з наземним пультом управління, тобто є пряма інформація про правильність виконання операції;

б) самоорієнтуючими пристроями, пов'язаними з відхилювачем, без передачі інформації на поверхню про правильність виконання операції;

в) механічними орієнтаторами, коли передача інформації про положення відхилювача забезпечується по механічному (зусилля натягнення троса) або акустичному (характерний звук у цей момент) каналам зв'язку поверхні із вибоєм свердловини.

До першої групи відносяться прилади УШО- 15 конструкцій КазІМС, СТ-2М конструкції ІМР, ОЕ конструкції ПГО "Уралгеологія", "Курс" і "Луч" конструкції ВІТР (останні два прилади випускаються серійно); до другої - орієнтуючі приставки ОП- 3 конструкції ЗабНІІ і С- 76 конструкцій ВІТР, ДОГ- 1 конструкції ІМР; до третьої групи орієнтаторів можна віднести ШОК конструкції КазІМСа.

По інформативності перша група приладів є досконалішою, в той же час за витратами часу на операцію орієнтації друга група має помітний вииграш. За даними ВІТРа в першому випадку на виконання операції орієнтування витрачається 0.5-2 години залежно від глибини свердловини, а у другому - 0.2-0.4 години.

Самоорієнтуючі пристрої базуються на використанні ексцентрично розташованого вантажу (ексцентрика), що вільно обертається на валу орієнтатора. Ексцентричний вантаж з'єднується із статором відхилювача, а вал - з ротором. При орієнтуванні на поверхні НДВ відхилювача жорстко фіксується під кутом

установки ϕ відносно ексцентрика. Тоді над вибоєм свердловини ексцентрик розташовується у її лежачої стінки, а НДВ автоматично орієнтується в заданому напрямі.

Для орієнтації безклинових відхилювачів типу ТЗ в ЗабНІ розроблена орієнтуюча приставка ОП-3. Головною частиною приставки є ексцентрично розташований в корпусі вантаж, який жорстко приєднується до статора відхилювача (рис. 6.4.). Приставка складається з перехідника регулювального, гайки натяжної 2, втулки шарнірної 3, кріпильних гвинта 5 і дрота 4, нижнього валу 6, ексцентричного вантажу-віску 7, перехідника 8, який підшипником 10 з'єднується з верхнім валом 9, і верхньою 11 і нижньою 12 кулачковими напівмуфами.

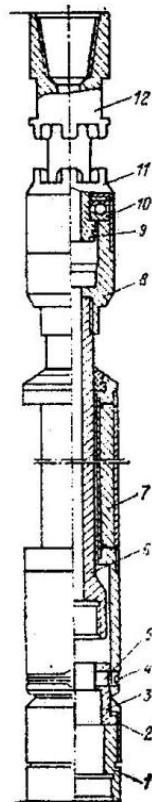


Рис. 6.4. Орієнтуюча приставка ОП-3

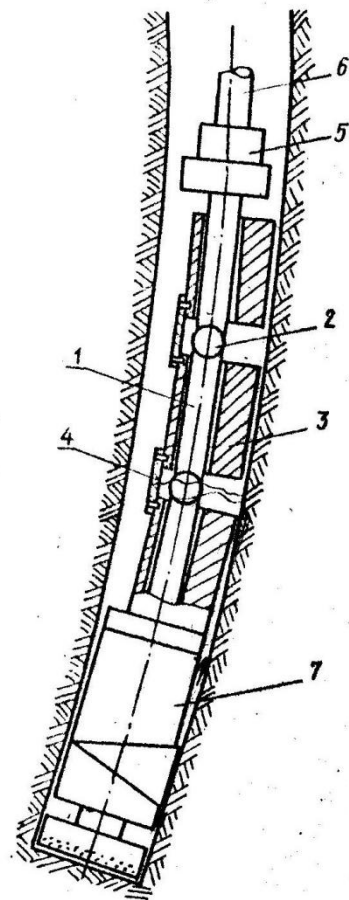


Рис. 6.5. Орієнатор дебалансний гнучкий ДОГ- 73 (57)

Приставка за допомогою перехідника приєднується до статора відхилювача ТЗ- 3, який орієнтується на поверхні в заданому напрямі, а вантаж 7 розташовується в нижньому положенні апсидальної площини. Потім натяжна гайка завертається, а втулка 3 закріплюється жорстко з вантажем гвинтом 5 і дротом 4, вал 6 з'єднується з валом відхилювача. При спуску ТЗ- 3 у свердловину під дією вертикальної складової вантаж встановлюється на лежачій стінці свердловини, а відхилювач - відповідно до кута установки, заданого йому на денній поверхні.

У орієнтатора ОП-3 підвіска системи відхилювач - орієнтатор до колони виконана на підшипниковому вузлі з кулачковою муфтою. При бурінні обертається бурильна колона, вал орієнтатора і ротор відхилювача з долотом; не обертаються ексцентрик і статор відхилювача.

Точність орієнтування при використанні такого пристрою залежить від величини зрушуючого моменту, що утворюється ексцентричною масою відносно осі снаряда, а, отже, від ваги дебаланса, яку можна збільшити тільки за рахунок збільшення довжини орієнтатора. Збільшення ж довжини обмежує його прохідність (вписуваність) у викривленій ділянці свердловини, що негативно позначається на точності орієнтування. Тому застосування таких пристроїв обмежене: zenітний кут свердловини повинен бути в межах $10-15^{\circ}$, інтенсивність викривлення не має бути високою і так далі.

Для усунення вказаних недоліків в ДО ІМР розроблена конструкція гнучкого дебалансного орієнтатора ДОГ- 73(57). Пристрій (рис. 6.5) включає гнучкий вал 1, виконаний з ланок, сполучених між собою шарнірами 2, есцентричний вантаж 3, що складається з декількох секцій, сполучених між собою гнучкими елементами 4, вузол підвіски 5, через який вал сполучений з бурильною колоною 6. Пристрій розміщується над відпилювачем 7. Цей пристрій може працювати у свердловині із zenітним кутом понад 3° і дозволяє створювати для орієнтаторів будь-яких діаметрів необхідну орієнтуючу масу дебаланса.

Механічні орієнтатори засновані на використанні металевого стержня (штиря), що спускається всередину бурильної колони до вибійного орієнтатора. Одним з таких пристроїв є штирьовий орієнтатор клинів ШОК (рис. 6.6.), призначений для орієнтування стаціонарних клинів. У корпусі (колонковій трубі) закріплена п'ята з ексцентричним вирізом. Всередину колони на тросі спускається штир, який займає положення супроти лежачої стінки свердловини.

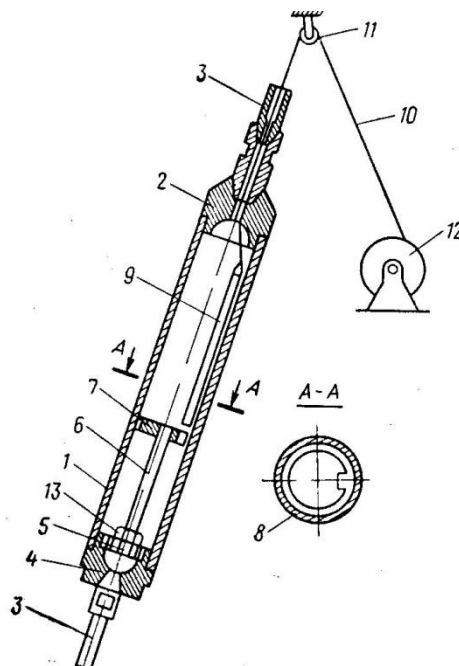


Рис. 6.6. Схема штирьового орієнтатора клинів ШОК

При повільному провороті колони з орієнтатором і підтримці штиря настає момент, коли виріз співпадає з лежачою стінкою свердловини і штир провалюється, що можна зафіксувати на поверхні. Після сигналу орієнтування клин розкріплюється і від'єднується від орієнтатора.

Електричні орієнтатори засновані на використанні електричного каналу зв'язку із вибійним пристроєм. Найбільш поширені орієнтатори цієї групи "Курс" і "Луч" конструкції ВІТР, УШО конструкції КазИМСа, СТ-2М конструкції ІМР. Перші два досить складні по конструкції і тому менш надійні в експлуатації. Тому на практиці перевага віддається більш надійнішим орієнтаторам, доступним для виготовлення в місцевих умовах.

СТ-2М – сигналізатор трипозиційний (рис. 6.7) включає вибійний занурювальний датчик, поверхневий пульт і лебідку з одножильним дротом, на якому спускається контактний штир.

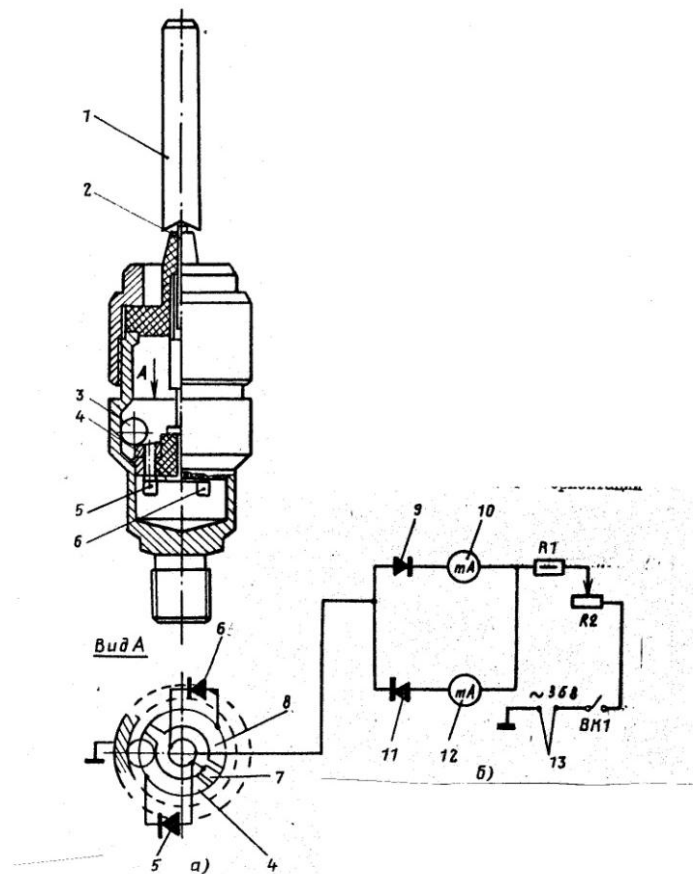


Рис. 6.7. Схема орієнтатора СТ-2М

Плата датчика розділена на три сектори, утворюючи правий, лівий і вузький контакти. Ці контакти замикаються на корпус за допомогою кульки. Вузький контакт з'єднується безпосередньо з центральним виводом, а широкі - через протилежно спрямовані діоди.

При обертанні колони кулька по черзі замикає лівий, правий і вузький контакти, що визначається на поверхні по приладах пульта.

УШО - універсальний штирковий орієнтатор відноситься до знімних орієнтаторів і складається з датчика, вмонтованого в штир, що спускається всередину колони бурильних труб на одножильному кабелі за допомогою лебідки. Датчик з'єднується у свердловині з відхилювачем за допомогою фіксатора-ловця, вузький паз якого входить в зачеплення з відповідною деталлю (шпонкою) орієнтуючого перехідника відхилювача.

Відомі декілька модифікацій датчиків, що розрізняються за способом закріплення чутливого елемента (верхня підвіска у вигляді віска або нижня опора рухливого контакту), діаметрам штиря і так далі. Нульовою твірною, відносно якої фіксується зорієнтоване положення, зазвичай служить "короткий нуль", коли один з двох контактних пластин має меншу ширину.

На рис. 6.8. представлена схема подібної модифікації - штирковий орієнтуючий пристрій ШОУ- 10 конструкції ПГО "Приленськгеологія". Штирковий датчик діаметром 10 мм складається з корпусу 1, рухливого контакту 3, виконаного у вигляді стержня, що спирається на конусний під'ятник і контактної системи у вигляді двох пластин 2, сполучених з одножильним кабелем 4 через протилежно направлені діоди.

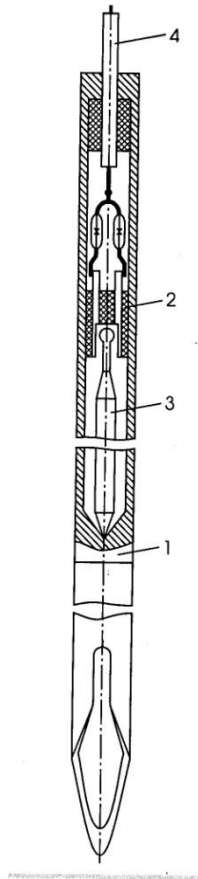


Рис. 6.8 Штирковий орієнтуючий пристрій ШОУ- 10

Висновок

В цьому розділі питання, пов'язані з виконанням однією з найбільш відповідальною операцією штучного викривлення – орієнтуванням відхилювачів. Викладена методика визначення параметрів циклу штучного викривлення, наведені дані по технічним засобам орієнтування.

Контрольні питання

1. Що таке "дозвільна здатність відхилювачів", як вона оцінюється стосовно клинів і відхилювачів безперервної дії?
2. Як визначається максимально можлива зміна зенітного кута і азимута за одну постановку стосовно клинових відпилювачів та ВНД?
3. Відносно яких напрямів ведеться відлік кутів установки відхилювача при прямому і непрямому орієнтуванні, можливі межі зміни цих кутів?
4. У чому полягає принципова відмінність прямого і непрямого способів орієнтування відхилювачів?
5. Яка суть і умови застосування прямого способу орієнтування ?
6. Непрямий спосіб орієнтування: порядок відліку кутів установки, умови застосування
7. Сформулюйте поняття "Напрямок дії відхилювача". Яка орієнтація НДВ відносно повзуна ТЗ- 3 і подовжнього вирізу СНБ-ІМР?
8. Які зміни необхідно внести до конструкції інклінометра УМІ- 25 для його використання як орієнтатора?
9. Визначите графічним способом кут установки відхилювача для забезпечення заданої зміни зенітного кута і азимута при відомому початковому зенітному куті.
10. Визначити графічним методом необхідну проходку за цикл при бурінні відхилювачем ТЗ- 3 ($i = 1.2 \text{град/м}$) на ділянці свердловини із відомим зенітним кутом з метою заданої зміни зенітного кута і азимута.
11. Визначите графічним способом кут установки відхилювача і оціните характер викривлення, якщо відомі θ_n , $\Delta\theta$ і $\Delta\alpha$
12. Приведіть схему взаємного положення ексцентрика орієнтатора ОП-3 і вузла розкріплювання ТЗ- 3 для забезпечення заданого кута установки .
13. Приведіть схему взаємного положення ложка клину і установочної п'яти орієнтатора ШОК для максимального зменшення азимута свердловини
14. Приведіть схему взаємного положення вузла розкріплювання ТЗ- 3 і контактної плати орієнтатора СТ-2М для забезпечення заданого кута установки,

7. ТЕХНОЛОГІЯ ШТУЧНОГО ВИКРИВЛЕННЯ

Навчальні цілі: в результаті вивчення цього розділу студент повинен знати особливості виконання комплексу робіт по штучному викривленню свердловин, включаючи проектної, підготовчий, основний та заключний етапи, вміти забезпечувати високу надійність та ефективність виконання циклу коригування траси свердловини.

Виконання циклу викривлення передбачає наступні етапи:

1. Проектний (визначення параметрів циклу).
2. Підготовчий (орієнтування на поверхні, підготовка свердловини і інструменту).
3. Основний (орієнтування у свердловині і буріння відхилювачем).
4. Завершальний (оцінка результатів і опрацювання інтервалу викривлення).

Проектний етап полягає у визначенні основних параметрів циклу : кута установки відхилювача, величини проходки за рейс, кількості рейсів. Визначення цих параметрів здійснюється графоаналітичним методом з урахуванням практичних даних по інтенсивності викривлення вибраним відхилювачем, очікуваного кута його провороту, стійкості долота і деяких інших показників. Величина проходки за рейс визначається стійкістю долота і допустимим локальним приростом повного просторового кута викривлення. Так, в умовах Кривбасу стійкість шарошечного долота в породах 1X-X1 категорії по буримості зазвичай не перевищує 5-6 метрів, а приріст повного просторового кута викривлення допускається не більше 5 град. за один цикл. Останнє пов'язане з небезпекою виникнення аварій з бурильною колоною із-за різкого перегину стовбура свердловини і великою трудомісткістю робіт по профілюванню стовбура після викривлення.

При визначенні кута установки враховується можливий його проворот, особливо при використанні відхилювача ТЗ-3 в дуже міцних породах. Встановлено, що при бурінні в таких умовах статор відхилювача під впливом обертового моменту може повернутися на деякий кут, що привносить погрішність до кінцевого результату виконання циклу викривлення. Тому на стадії проектування необхідно вносити поправку на можливий кут проворота, тобто зменшувати розрахований кут установки на деяку величину з урахуванням практики використання відпилювачів даного типу в конкретних умовах.

Разове застосування відхилювачів здійснюється зазвичай в умовах спокійного залягання гірських порід при слабкому прояві природного викривлення, або при досить точному обліку його закономірностей, коли спостерігається незначне відхилення трас свердловин від проекту. Проте в складних геологічних умовах зазвичай характерне значне відхилення трас свердловин від проектного профілю, що супроводжується, як правило, багатократним застосуванням засобів штучного викривлення на невеликих інтервалах з метою коригування останніх.

При просторовому коригуванні трас свердловин багатократними постановками відхилювачів бажано, щоб в інтервалі коригування мали місце відносно невисока міцність гірських порід (VII - IX категорія по буримості), слабкий прояв інтенсивності природного викривлення, відсутність прослоїв корисної копалини.

Підготовчий етап включає орієнтування на поверхні, підготовку свердловини і інструменту до виконання циклу штучного викривлення.

Орієнтування на поверхні полягає в забезпеченні взаємного розташування напрямку дії відхилювача і нульової твірної орієнтатора під розрахованим кутом установки.

При використанні електричних орієнтаторів порядок орієнтування на поверхні наступний: відхилювач встановлюється в похилому положенні з НДВ вгору, до орієнтуючого перехідника відхилювача приєднується фіксатор-ловець з датчиком. Поверхневий пульт з'єднується з корпусом відхилювача і датчиком. Відхилювач повертається на проектний кут установки, що контролюється кутомірним пристроєм. Після цього датчик орієнтатора повертається відносно фіксатора-ловця до отримання сигналу орієнтування на пульті. Орієнтатор від'єднується від відхилювача, і отримане взаємне положення фіксатора-ловця і орієнтатора закріплюється.

Підготовка свердловини включає проробку уступів, видалення шламу, у разі потреби заміну розчину. Наявність уступів і завужених місць в стовбурі свердловини має бути чітко зафіксована буровим майстром перед спуском відхилювача. Бурильна колона перевіряється на прохідність штиря і піддається відбракуванню зношених і ненадійних сполучних елементів. Відхилювач перевіряється відносно діаметрів елементів конструкції і вільного обертання ротора і статора. Діаметр свердловини не має бути менше максимального діаметру відхилювача, у тому числі його породоруйнівного інструменту.

Основний етап включає орієнтування у свердловині і власне буріння. Спуск необхідно проводити плавно, особливо в небезпечних місцях свердловини. Це пов'язано з безпекою дезорієнтації відхилювача при спуску. У разі різкої зупинки при ударі об уступ стовбура свердловини або в місці його звуження здійснюється підйом і повторне орієнтування відхилювача на поверхні.

Орієнтування у свердловині виконується на відстані 0,3 - 0,5 м від вибою за допомогою повертання колони бурильних труб з дублюванням знайденого положення. Повертання колони проводиться вручну в підвішеному стані. У зорієнтованому положенні відхилювач встановлюється на вибій і розкріплюється.

Параметри режиму буріння задаються з урахуванням особливостей конструкції відхилювача. При використанні клинових відхилювачів на початку рейсу необхідно використовувати помірні режими буріння щоб уникнути провороту клину і "зарізки" ложка (буріння по металу ложка). Частота обертання обмежується 120-150 об/хв, а осьове навантаження повинне складати 120-200 даН на початку забурювання нового напрямку, 300-400 даН в інтервалі ложка клину і 600-800 даН після сходу з клину.

Основні особливості технології буріння відхилювачем ковзаючого типу полягають в наступному. Перед постановкою снаряда на вибій свердловини подається промивальна рідина, і свердловина промивається на протязі 2-3 хвилин для повного видалення шламу. Після постановки на вибій створюється навантаження до 2500-3000 даН, і включається I швидкість обертання. Після поглиблення на 0.2-0.25 м режими буріння встановлюються з урахуванням досягнення нормальної механічної швидкості.

З метою запобігання провороту статора відхилювача в процесі буріння не допускається відрив снаряда від вибою і зниження осьового навантаження менше 500 Дан. Якщо це сталося, необхідно здійснити переорієнтацію відхилювача.

Завершальний етап виконання циклу штучного викривлення полягає в розвитку нового напрямку, технологічному опрацюванні інтервалу роботи відхилювача і оцінці отриманих результатів.

Розвиток нового напрямку зазвичай виконується при використанні відхилювачів разової дії. Для цього рекомендується застосовувати шарнірні компоновки, якщо напрям природного і штучного викривлення співпадають або кут між ними невеликий.

При штучному викривленні свердловини, навіть по траєкторії плавної кривої, в інтервалі роботи відхилювача має місце відносно різкий перегин стовбурів, що призводить до обривів бурильної колони. Для забезпечення прохідності колонкового снаряда і створення нормальних умов для безаварійної роботи бурильної колони проводиться проробка (фрезерування) викривленого інтервалу. Це досягається зниженням інтенсивності локального викривлення при збереженні набраного кута.

Застосовуються наступні способи проробки викривленого інтервалу.

1. Застосування укороченого колонкового набору з поступовим (порейсово) його нарощуванням. Типовим варіантом такої технології є:

- 1) 1-й рейс - колонкова труба завдовжки 0.5l;
- 2) 2-й рейс - колонкова труба завдовжки l;
- 3) 3-й рейс - колонкова труба нормальної рейсової довжини.

Тут l - довжина викривленого інтервалу.

Проте, в цьому випадку, як правило, відбувається зріз викривленої ділянки, тобто часткове, а іноді і повне, знищення набраного відпилювачем кута. Тому цей варіант нормалізації локального викривлення прийнятний лише при малій інтенсивності набору кривизни (0.5-0.7 град/м) і в породах невисоких категорій по буримості (У11-1Х).

2. Жорсткі снаряди – фрезери в вигляді жорсткої товстостінної труби з долотом внизу і набором алмазних коронок через деякі інтервали по довжині снаряда. Маючи обмежену вписуваність на викривленому інтервалі, такий снаряд при обертанні з розхажуванням забезпечує фрезерування опуклої стінки свердловини, переводячи її переріз з круглої форми в овальну, зменшуючи інтенсивність перегину стовбура.

3. У міцних породах (ХІ-ХІІ категорія по буримості) і при різких локальних викривленнях останнім часом застосовуються спеціальні фрезерні снаряди (ТС, СПИ, та ін.), які мають наступне компонування: провідна ланка у вигляді укороченої колонкової труби з породоруйнівним інструментом - шарнірний перехідник - фрезер (жорсткий стержень з породоруйнівними елементами по твірній) - шарнірний перехідник - колона бурильних труб. Снаряд подібної конструкції дозволяє зберегти (а іноді і збільшити) набраний відхилювачем кут, а також фрезерувати висячу стінку свердловини, забезпечуючи прохідність колонкової труби заданої довжини із збереженням набраного кута викривлення.

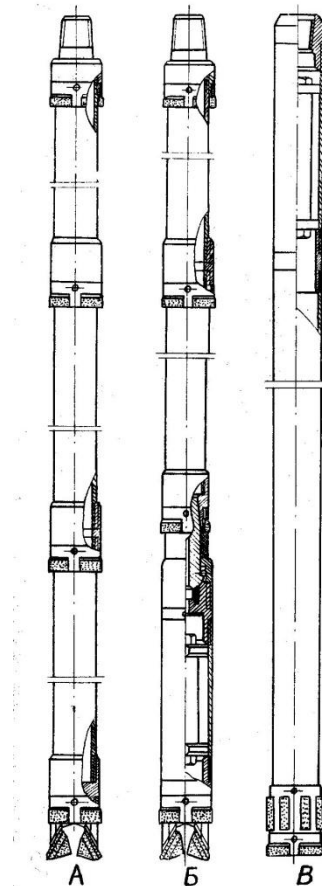


Рис. 7.1. Технологічні снаряди для проробки інтервалу викривлення

При направленому бурінні свердловин в умовах Кривбасу широко застосування знайшли технологічні снаряди ТС- 1 і ТС- 2 конструкції ДО ІМР.

Технологічний снаряд ТС- 1 (рис. 7.1., А) складається з: а) провідної ланки, що включає породоруйнівний інструмент по діаметру буріння, трубу-подовжувач, діаметр якої на один типорозмір менше діаметру буріння, і буровий шарнір, відповідний діаметру буріння; б) жорсткої основи у вигляді фрезера, оснащеного по твірній породоруйнівними елементами; довжина фрезера повинна відповідати довжині викривленого інтервалу. Фрезер з'єднується з бурильною колоною через шарнір. Для умов буріння в породах до ІХ категорії по буримості фрезер може бути жорсткою трубою, армованою по твірній різцями твердого сплаву і відповідну по діаметру діаметру свердловини, . Для умов раз-

бурки міцних порід як елементи, що руйнують породу, використовуються звичайні алмазні коронки, при цьому діаметр жорсткої труби приймається на один типорозмір менше. Максимальний інтервал між сусідніми коронками не повинен перевищувати величини $0.5L$.

Технологічний снаряд ТС- 2 (рис. 7.1., Б) є варіантом снаряда ТС- 1 без провідної колонкової труби, на місці якої кріпиться породоруйнівний інструмент. Цей снаряд застосовується для додаткової проробки викривленого інтервалу після роботи снаряда ТС- 1.

При необхідності збільшити величину набору кривизни (наприклад, у разі неповної проходки заданого інтервалу відхилювачем) і при збігу площини відхилення з напрямом природного викривлення дуже ефективно застосування одношарнірних снарядів.

Цикл штучного викривлення свердловини із застосуванням відпилювачів завершується оцінкою результатів коригування траси за даними контролю параметрів її просторового положення. Плановий контроль кривизни свердловин здійснюється каротажними загонами. Виклик каротажного загону пов'язаний з простим бурової бригади, високими грошовими витратами, необхідністю транспортування інклінометричної апаратури з бази, що іноді знаходиться на великій відстані від бурової. Тому в районах інтенсивного проведення робіт по направленому бурінню, таких, як Кривбас, каротажні загоны проводять інклінометричні виміри зазвичай один раз через 3-4 цикли штучного викривлення свердловини.

Надійність виконання робіт по коригуванню траси свердловини вимагає оперативної оцінки результатів виконання одиничного циклу штучного викривлення, оскільки погрішності орієнтування, можливий проворот відхилювача в процесі буріння можуть ще більш погіршити положення, а відсутність інформації не дозволяє внести відповідні поправки при здійсненні наступних постановок. Тому економічно доцільно після закінчення буріння деякого інтервалу свердловини, протяжність якого визначається мірою інтенсивності викривлення її стовбура, або безпосередньо після виконання операції штучного викривлення, оперативно, силами бурової бригади, здійснювати вимір зенітного кута і азимута, після чого приймати заходи по виведенню свердловини на проектний профіль.

Точність виконання циклу викривлення оцінюється по коефіцієнту

$$K_m = \cos \Delta\varphi. \quad (7.1.)$$

Цей коефіцієнт може знаходитися в межах від +1 (фактичний напрям викривлення співпадає з проектним) до - 1 (фактичний напрям протилежний до проектного).

Висновок

В цьому розділі викладені основні положення технології штучного викривлення свердловин з метою коригування їх просторового положення, розглянуті всі етапи виконання циклу застосування відхилювачів.

Контрольні питання

1. Основні етапи виконання циклу штучного викривлення.
2. Перерахуйте операції виконання циклу штучного викривлення за допомогою стаціонарного клину.
3. Перерахуйте операції циклу штучного викривлення свердловини за допомогою знімного клинового відхилювача.
4. Перерахуйте операції, що становлять цикл штучного викривлення відхилювачами безперервної дії ковзаючого типу.
5. Які роботи включає підготовчий етап виконання циклу штучного викривлення?
6. У чому полягає підготовка свердловини і інструменту до виконання циклу штучного викривлення?
7. Порядок орієнтування на поверхні з використанням орієнтатора УШО.
8. Особливості виконання операцій спуску і орієнтування відхилювача у свердловині
9. Особливості режимів буріння при викривленні свердловини за допомогою клинових відхилювачів.
10. При виконанні яких операцій може статися проворот статора відхилювача ковзаючого типу, як запобігти проворот?
11. Які особливості режиму буріння при використанні відпилювачів ковзаючого типу?
13. З якою метою і за допомогою яких технічних засобів проводиться проробка інтервалу штучного викривлення?
14. По якому показнику оцінюється точність виконання циклу штучного викривлення?

8. БАГАТОВИБІЙНЕ БУРІННЯ

Навчальні цілі: у результаті вивчення розділу студент повинен знати умови застосування, схеми, технічні засоби та технологію спорудження багатостовбурних свердловин, вміти проектувати їх профілі для конкретних геолого-технічних умов.

Одним з найбільш ефективних методів розвідки родовищ корисних копалин є буріння багатостовбурних свердловин, коли з одного основного стовбура буряться шляхом його розгалуження на глибині один або декілька додаткових стовбурів. Багатостовбурне буріння засноване на використанні технічних засобів і прийомів направленої буріння і вимагає певних умов для ефективного використання.

При оцінці сфери застосування багатостовбурного буріння необхідно враховувати, що у верхній частині геологічного розрізу на інтервалі до розгалуження свердловини частина інформації буде втрачена в порівнянні з розвідкою одностовбурними свердловинами. Крім того, роботи по розгалуженню основного стовбура і управлінню трасою багатостовбурної свердловини збільшують витрати часу в інтервалі додаткових стовбурів в порівнянні із звичайним способом, особливо при великій протяжності додаткових стовбурів. Відповідно до цього багатостовбурне буріння найефективніше за наступних умов: хороша вивченість верхньої частини геологічного перетину свердловин; хороша стійкість стінок свердловини, особливо в інтервалі основного стовбура; круте залягання покладу корисної копалини; зменшенні відходу додаткових стовбурів від основного; велика пересіченість місцевості.

8.1. Типові профілі багатостовбурних свердловин і схеми забурювання додаткових стовбурів

З урахуванням вирішуваних геологорозвідувальних завдань, закономірностей викривлення, вимог методики розвідки і технічних можливостей визначаються типові профілі багатостовбурних свердловин. При цьому виділяються декілька найбільш поширених типів профілів з вертикальним або похилим положенням основного стовбура і різним розташуванням додаткових (рис.8.1).

При виборі типу профілю враховуються тип і характер залягання покладу, кут її падіння, потужність, глибина розвідки, міра вивченості, щільність розвідувальної мережі, наявність і можливість застосування необхідного типу технічних засобів.

До основних типів профілів можна віднести (рис.8.1):

1. Конусоподібний (Іа,б), коли додаткові стовбури відходять від основного у різних напрямках і розташовані в різних площинах. Рекомендується для розвідки горизонтальних або похило залягаючих покладів пластового або лінзоподібного виду

2. Віялоподібний (II а,б), при якому додаткові стовбури розташовуються в одній площині і по одну сторону від основного. Застосовується для крутозалегаючих покладів.

3. Пір'ястого типу (III а,б) : додаткові стовбури розташовані в одній площині і відходять від основного в протилежних напрямках. Застосовується для складок синклінального і антиклінального типів.

5. Складно викривлений або комбінований профіль свердловин (IV) зі зміненням на 180° азимутальним напрямом основного і додаткових стовбурів.

З основних типів профілів можуть бути складені різні комбінації відповідно до конкретних геолого-технічeskими умов буріння свердловин.

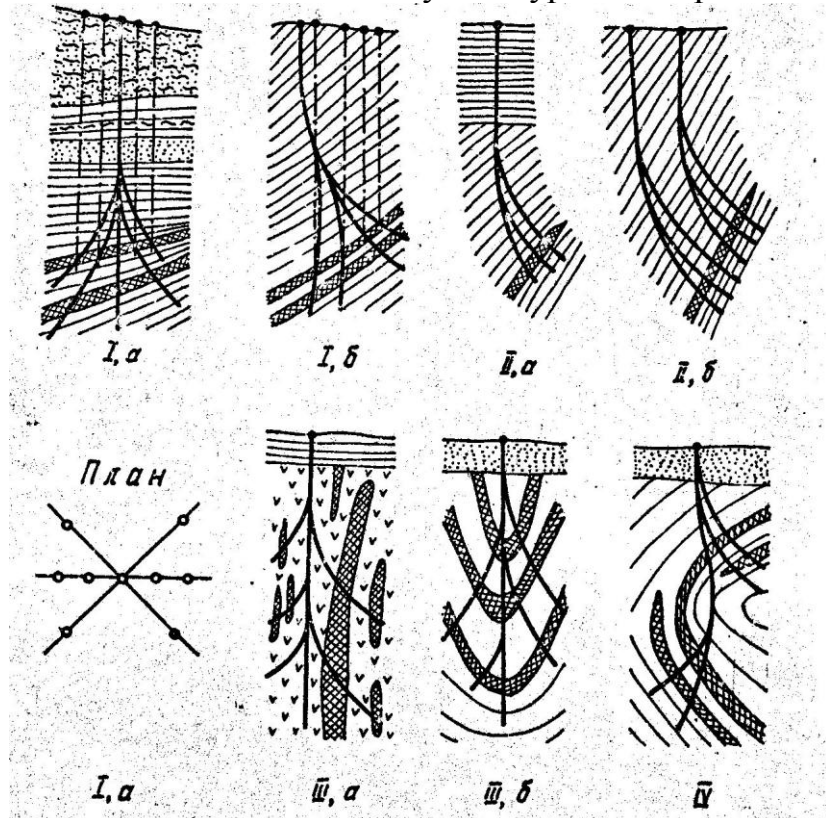


Рис. 8.1. Схеми основних типів профілів багатостовбурних свердловин

При бурінні багатостовбурних свердловин можуть бути використана дві основні схеми, у яких різна черговість проведення додаткових стовбурів.

1. Схема послідовного буріння додаткових стовбурів знизу вверх. За цією схемою буріння основного стовбура ведеться на найглибше залягаючий горизонт. Після його проходки в точці забурювання першого додаткового стовбура обладнується штучний вибій, і з нього забурюється додатковий стовбур. Далі послідовно бурять додаткові стовбури, точки забурювання яких розташовані вище по основному стовбуру. Така схема буріння додаткових стовбурів рекомендується при пологих (до 45°) кутах падіння рудного тіла в щільних монолітних породах.

2. Схема послідовного буріння додаткових стовбурів зверху вниз. Основний стовбур в точці забурювання першого додаткового стовбура різко викрив-

ляється. Після перетину покладу основний ствол подовжується в колишньому напрямі, і при досягненні основним стовбуром місця забурювання другого додаткового стовбура цикл повторюється. Доцільність буріння додаткових стовбурів на більшу глибину визначається даними, отриманими по попередньому стовбуру. Якщо який-небудь з них не перетнув покладу, то наступний стовбур можна не бурити. Така схема буріння додаткових стволів рекомендується при крутих (понад 45°) кутах падіння рудного тіла.

Не дивлячись на те, що перша схема знаходить більше застосування, схема буріння додаткових стовбурів «зверху вниз» має ряд переваг. Так, при ній дотримується принцип розвідки "від відомого до невідомого", що дозволяє в процесі буріння вносити необхідні корективи до проектного профілю. Крім того, додаткові стовбури у разі потреби можуть бути тимчасово незатамповані, що дозволяє повернутися в них і згустити розвідувальну мережу.

Знаходять застосування також комбіновані схеми буріння стовбурів, в яких поєднуються елементи двох розглянутих вище схем.

8.2. Основи проектування профілів багатостовбурних свердловин

Профіль основного стовбура проектується з урахуванням закономірностей природного викривлення на цій ділянці родовища. Форма раціональної траси додаткового стовбура залежить від конструкції вживаних відпилювачів: якщо штучне викривлення здійснюється без істотного зниження швидкості, то раціональною слід вважати трасу додаткового стовбура, складену з дуги кола можливого для цих технічних засобів або допустимого радіусу. Для цього прийнятні шарнірні компоновки і снаряди безперервної дії ковзаючого типу.

У разі, якщо штучне викривлення знижує продуктивність буріння (стаціонарні клини, знімні клинові відхилювачі та ін.) може бути рекомендована двоінтервальна траса додаткового стовбура, складена з верхньої - криволінійної і нижньої - прамолінійно-похилої ділянок. Криволінійну ділянку бурять по дузі кола, радіус якої визначається конструкцією відхилювача, міцністю бурильних труб і технічним станом стовбура свердловини. На прамолінійно-похилій ділянці відхилювачі не застосовуються.

При проектуванні профілів вирішуються наступні основні завдання:

- вибір типу профілю багатостовбурної свердловини;
- визначення послідовності буріння основного і додаткових стовбурів;
- розрахунок параметрів основного і додаткових стовбурів;
- побудова профілю багатостовбурної свердловини на геологічному розтині.

Вибір типу профілю ведеться з урахуванням геолого-технічних умов буріння, методики розвідки і вживаних технічних засобів. При цьому слід керуватися наступним:

- буріння основного і додаткових стовбурів раціонально вести проти падіння порід;

- для основного стовбура раціональним є профіль природного викривлення, а для додаткових - комбінованого типу;
- проектування профілів повинне вестися по кривим з допустимою кривизною;
- в інтервалі перетину покладів або мінералізованих зон великої потужності найраціональніше бурити прямолінійні ділянки свердловини з метою отримання представницького керна, оскільки при штучному викривленні зменшуються можливості випробування;
- вибраний тип профілю має бути методично і економічно доцільний і технічно здійснений.

Форма профілю додаткових стовбурів може бути прямолінійною, криволінійною і комбінованою

Прямолінійний профіль застосовується за відповідних геолого-технічних умов і невеликого відхилення додаткового стовбура або невеликого кута його відхилення. Прямолінійними слід вважати такі свердловини, інтенсивність викривлення яких нижче інтервалу забурювання додаткового ствола не перевищує 1 град на 100м. Такий тип профілю використовується при повторному перетинанні покладів корисних копалини при поганому виході керна по основному стовбуру, при обході місця складної аварії і так далі із застосуванням відхилювачів клинового типу. Кут відхилення додаткового стовбура визначатиметься в цьому випадку кутом скосу клину.

Криволінійний профіль додаткового стовбура може мати форму ламаної лінії або плавної кривої з постійною або такою, що міняється, інтенсивністю. Профіль у вигляді ламаної лінії проектується при використанні відпилювачів разової і періодичної дії, а у вигляді плавної кривої - безперервної дії. У останньому випадку початковий зенітний кут додаткового стовбура дорівнюватиме зенітному куту основного в точці забурювання додаткового.

Комбіновані профілі додаткових стовбурів можуть складатися з криволінійних і прямолінійних ділянок в різних поєднаннях.

Послідовність буріння стовбурів (за схемою "знизу вверх" або «зверху вниз») визначається з урахуванням змісту вирішуваної задачі, вимог методики розвідки і можливостей направленої буріння.

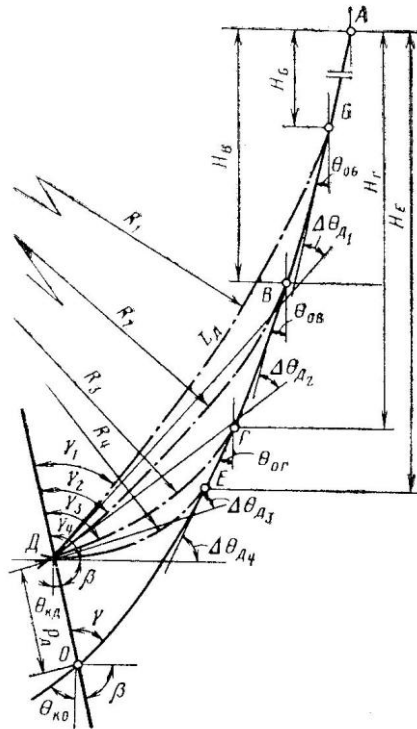


Рис. 8.2.. Схема варіантів забурення додаткових стовбурів при проектуванні багатостовбурної свердловини

Параметри багатостовбурної свердловини визначають форму і просторове положення стовбурів. До основних параметрів належать (рис.8.2.) : кут відхилення ствола $\Delta\theta_d$ або відхилення від вибою R_d ; довжина стовбура L_d ; кривизна i_{θ_d} , глибина закладення (забурювання) додаткових стовбурів H та ін.

Кутом відхилення додаткового стовбура $\Delta\theta_d$ є різниця між зенітним кутом у кінці додаткового стовбура $\Delta\theta_{kd}$ і зенітним кутом основного в точці забурення додаткового θ_{pr_0} . Відхиленням стовбура в цьому випадку вважається відстань R_d між місцями перетину покладу основним і додатковими стовбурами в точках O і D .

Параметри і просторове положення багатостовбурної свердловини обчислюють за наявності наступних початкових даних:

- 1) місце зустрічі покладу корисної копалини основним і додатковими стовбурами або відстані r_d між точками її зустрічі;
- 2) кут зустрічі γ_d осі додаткового стовбура з лінією падіння покладу корисної копалини або кінцевий зенітний кут θ_{kd} ;
- 3) кут падіння покладу β ;
- 4) потужність покладу або зони, що опробується.

При проектуванні додаткових стовбурів розраховують:

- кінцевий кут відхилення $\Delta\theta_{kd}$ осі додаткового стовбура;
- число і довжину ділянок додаткового стовбура, що мають різні параметри;
- кривизну викривлених ділянок $i_{\theta d}$ або радіус кривизни R_d , (якщо вони не задані);
- початковий і кінцевий зенітні кути;
- місце (глибину) забурювання устя додаткового стовбура (якщо воно не задане);
- оптимальну довжину додаткового стовбура;
- горизонтальні і вертикальні проєкції відрізків профілю або траси основного і додаткового стовбурів.

При проектуванні додаткових стовбурів зазвичай задаються точкою (глибиною) перетину покладу, кутом зустрічі додаткового стовбура з пластом або його кривизною. За наявності таких даних визначають місце забурювання додаткового стовбура або його кривизну (якщо заданий кут зустрічі) або кут зустрічі (якщо задана кривизна).

З метою скорочення об'ємів буріння із збереженням достовірності досліджень довжина додаткового стовбура має бути можливо меншою, а кут зустрічі - більшим, що може бути досягнуто за рахунок збільшення глибини забурювання додаткового стовбура, його кривизни і кута відхилення з урахуванням того, що кут перетину додаткового і основного стовбурів не повинен перевищувати $2-5^\circ$. При цьому необхідно врахувати, що довжина додаткового стовбура за таких умов обернено пропорційна його кривизні і прямо пропорційна радіусу цієї кривизни.

Кривизна додаткового стовбура визначається рядом чинників:

- радіус кривизни додаткового стовбура не повинен виходити за межі допустимого радіусу, виходячи з умов вписуваності колонкового снаряда і межі міцності матеріалу бурильних труб;
- спосіб викривлення і можливості технічних засобів мають бути здатні забезпечити досягнення бажаної кривизни;
- запроектована кривизна повинна забезпечувати кут зустрічі і кінцевий кут, близькі до раціональних значень для конкретних умов.

У практиці направленої буріння багатостовбурних свердловин користуються декількома способами проектування: графічне, розрахунково-графічне і розрахунково-аналітичне. При цьому можна проектувати профілі свердловин, що плоско викривляються, і свердловин, що викривляються в просторі. Це зумовлює велику різноманітність варіантів, детально розглянутих у ряді робіт. Як приклад, зупинимося на декількох з них.

Розрахунок траси додаткового стовбура, що проводиться по дузі кола.

Схема розрахунку траси показана на рис. 8.3.

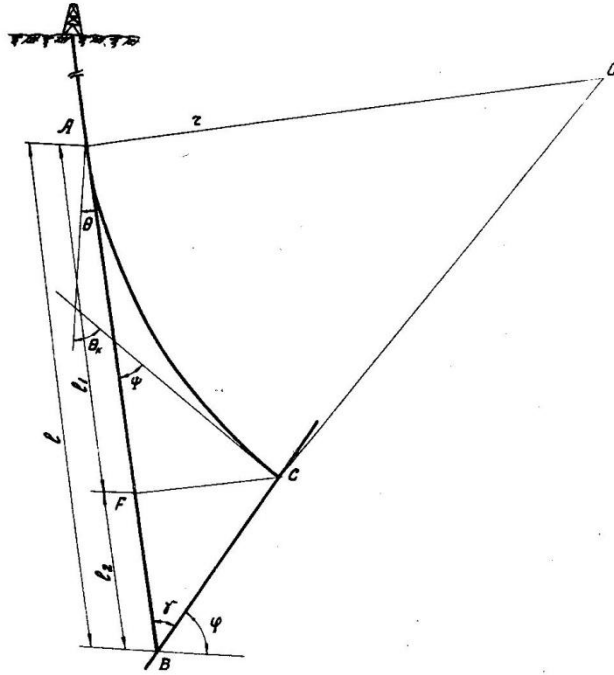


Рис.8.3. Схема розрахунку траси додаткового стовбура, що проводиться по дузі кола в апсидальній площині прямолінійно-похилого основного стовбура.

Розрахунок ведеться в такій послідовності:

$$L_{sab} = L_{scv} - (l_1 \pm l_2), \text{ м}, \quad (8.1)$$

де L_{sab} - відстань від устя основного стовбура до точки забурювання додаткового, м; L_{scv} - довжина основного стовбура до точки перетину ним рудного тіла, м; l_1 - проекція додаткового стовбура на вісь основного, м; l_2 - проекція лінії падіння рудного тіла на вісь основного стовбура ("+" - виположування) або його продовження "-" - викривування), м

$$l_1 = R \sin \psi, \text{ м} \quad (8.2.)$$

$$\psi = \arccos ((R - h \sin \gamma) / R) \quad (8.3.)$$

$$l_2 = h \cos \gamma, \text{ м} \quad (8.4.)$$

$$L_{dc} = \psi / i, \text{ м}, \quad (8.5.)$$

де γ - кут зустрічі основного стовбура з рудним тілом ($\gamma = 90^\circ - \beta + \theta$), град.; h - відстань між точками перетину рудного тіла основним і додатковими стовбурами, м; ψ - набір кривизни по приросту зенітного кута при бурінні додаткового стовбура, град.; L_{dc} - довжина додаткового стовбура, м; i - інтенсивність штучного викривлення додаткового стовбура, град/м; $R = 57.3 / i$ - радіус викривлення додаткового стовбура, м

Профіль багатостовбурної свердловини з додатковим стовбуром, що складається з криволінійних відрізків різної інтенсивності викривлення (рис.8.4.) проектують з урахуванням закономірностей викривлення свердловин і використання технічних засобів штучного викривлення безперервної дії.

Початкові дані: глибини зустрічі покладу основним H_0 додатковим H_6 стовбурами; глибина забурювання додаткового стовбура H_6 ; кут падіння покладу β ; початковий зенітний кут основного стовбура θ_0 ; інтенсивність викривлення основного ствола i_θ і криволінійних ділянок додаткового стовбура $i_{\theta_{д1}}$ і $i_{\theta_{д2}}$; довжина інтервалу l_1 , що має задану інтенсивність викривлення $i_{\theta_{д1}}$.

Проектування в цьому випадку зводиться до наступного.

1. Розраховують і будують профіль основного ствола за методикою, викладеною раніше.

2. Визначають радіус викривлення R_1 першого інтервалу по формулі (1.6) при $i_\theta = i_{\theta_{д1}}$.

3. Знаходять зенітний кут $\theta_{дв}$ у кінці першої викривленої ділянки додаткового стовбура в точці В.

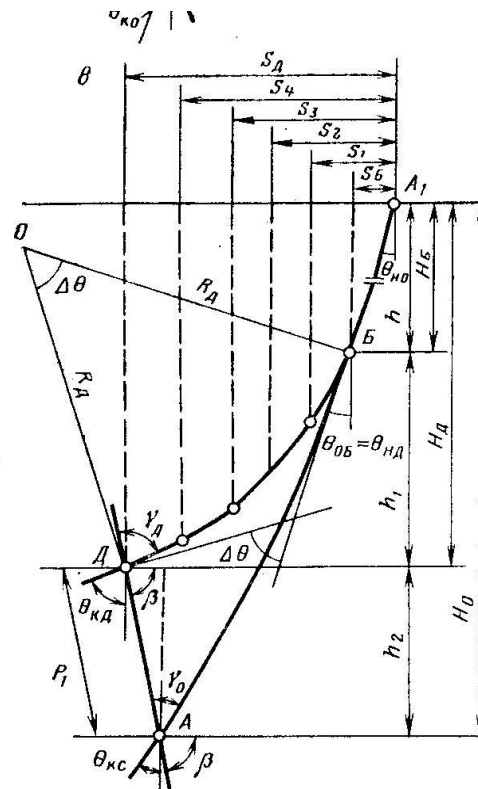


Рис. 8.4. Схема к розрахунку профілю додаткового стовбура криволінійної форми

9. ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ І ТЕХНОЛОГІЯ ЗАБУРЮВАННЯ ДОДАТКОВИХ СТОВБУРІВ

Забурювання додаткових стовбурів при багатостовбурному бурінні може здійснюватися за допомогою відхилювачів як разового (стаціонарні або знімні клини) так і безперервної дії (одношарнірні снаряди або відхилювачі ковзаючого типу). При цьому технічні засоби і технологія, вживані при бурінні багатостовбурних свердловин, визначаються вибраною схемою забурювання додаткових стовбурів.

При бурінні за схемою «знизу вверх» додаткові стовбури забурюють після буріння основного до проектної глибини. При цьому можуть використовуватися відхилювачі будь-яких типів (частіше - стаціонарні клини), що встановлюються на спеціально споруджених мостах - штучних вибоях в потрібному інтервалі свердловини. Забурювання додаткового стовбура за допомогою стаціонарного клину включає наступні операції.

1. Підготовчі роботи: визначення глибини і наряду забурювання додаткового стовбура (ДС), перевірка стану основного стовбура (ОС) в інтервалі забурювання і проведення кавернометрії.

2. Устаткування штучного вибою.

3. Установки клину з його орієнтуванням і можливою цементациєю.

4. Схід з клину і забурювання ДС (2-4 рейси).

5. Розширення стовбура в інтервалі перегину (2-3 рейси).

Загальні витрати часу складають 25-50 годин.

Для виконання операції по забурюванню додаткового стовбура перед постановкою клину у свердловині на розрахованій глибині створюється опора - штучний вибій.

Штучним вибоєм або мостом називається пристрій, що міцно перекриває стовбур свердловини і є основою (опорою) для відхилювача. Вимоги до штучного вибою:

1. Міцність матеріалу штучного вибою має бути не нижче за міцність порід.

2. Хороше зчеплення із стінками свердловини, що виключає зміщення штучного вибою під впливом осьового навантаження.

3. Довжина штучного вибою має бути достатня для виключення повернення породоруйнівного інструменту в основний стовбур.

Зазвичай використовуються два способи створення штучних вибоїв : заповненням свердловини інертним або в'язучим матеріалом і установкою спеціальних пробок-вибоїв. При першому способі заздалегідь встановлюються і розкріплюються дерев'яні або металеві пробки, вище за яких обладнується штучний вибій з використанням бетонної суміші, синтетичних смол або інших матеріалів.

Штучний вибій типу ПЗ (пробка - вибій) (рис. 9.1.) встановлюється і розкріплюється за допомогою гідроприводу. При переміщенні поршня вниз шток штовхає конус, який розсовує плашки. Остаточне розкріплення здійснюється створенням осьового навантаження. Гідропривід від'єднується від пробки-вибою на лівому різьбленні.

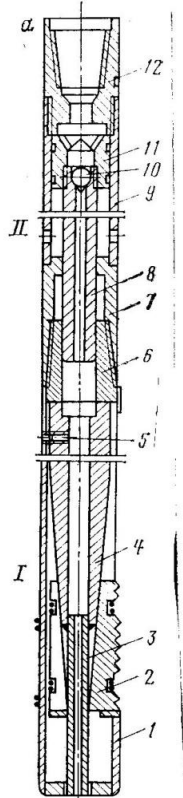


Рис. 9.1. Металева пробка - штучний вибій

Правильна установка клину і забурювання нового стовбура залежить від багатьох причин. Якщо стаціонарний клин встановлюється в зоні значної розробки свердловини або за наявності в її стінках каверн, то успішна отбурка нового стовбура може бути здійснена за умови попередньої цементації. Отбурка на довжину ложка клину проводиться конусним наконечником завдовжки 0,5 м. Подальше поглиблення здійснюється коротким колонковим снарядом завдовжки 0,8-1 м з наступним нарощуванням снаряда на 0,5 м після кожного рейсу.

Викривлення свердловин за допомогою стаціонарних клинів завжди пов'язане з великою витратою часу на непродуктивні операції. Технологія отбурки від стаціонарного клину нерідко ускладнюється із-за можливого провороту, зарізки породоруйнівного інструменту в тіло клину, перекриття стовбура свердловини верхньою частиною клину і ін. Крім того, наявність стаціонарного клину у свердловині завжди представляє загрозу виникнення аварій при подальшому бурінні. Усе це обмежує застосування стаціонарних клинів для забурки додаткових стовбурів при багатостовбурному бурінні. Тому для цих цілей більшого поширення набули знімні клинові відхилювачі. Проте, стаціонарні клини широко застосовуються в складних геологічних умовах: при значній міцнос-

ті порід і розробці стовбура свердловин, в зоні тріщинуватих порід, де застосування знімних відпилювачів малоефективне

При бурінні багатостовбурних свердловин за схемою «зверху вниз» додаткові стовбури забурюють з природного вибою. В цьому випадку можуть бути використані тільки знімні відхилювачі, або так званий бесклиновой спосіб, який полягає в наступному. За допомогою одношарнірного снаряда невеликої довжини на проектній глибині основний стовбур з природного вибою різко відхиляють в інтервалі 5-7м з інтенсивністю до 0,8 град/м. При цьому бажано, щоб відхилений стовбур мав діаметр менший, ніж основний. Після проробки висячої стінки свердловини в інтервалі інтенсивного викривлення стовбур добурюють до заданої глибини. Для відхилення стовбура використовують і інші знімні відхилювачі, що забезпечують досить різке відхилення.

Потім за допомогою жорсткого бурового снаряда завдовжки 8-12 м і діаметром, відповідним основному стовбуру, бурять основний стовбур в колишньому напрямі. На відповідних проекту глибинах цикл повторюють.

Висновок

В цьому розділі розглянуті питання, пов'язані з бурінням багатостовбурних свердловин, включаючи умови застосування і типові профілі таких свердловин, способи і технологію забурювання додаткових стовбурів, методику проектування трас.

Контрольні питання

1. Сприятливі умови для застосування багатостовбурного буріння.
2. Основні типи профілів (привести схеми) і умови їх застосування.
3. Порядок виконання робіт і технічні засоби при забурюванні додаткових стовбурів за схемою «зверху вниз».
4. Послідовність робіт і технічні засоби при бурінні багатостовбурних свердловин за схемою " знизу вверх".
5. При якій схемі буріння багатостовбурних свердловин обладнується штучний вибій?
6. Вимоги, що пред'являються до штучного вибою ?
7. Яка послідовність операцій при устаткуванні штучного вибою за допомогою металевої пробки типу ПЗ?
8. Загальний порядок проектування профілів додаткових стовбурів.

10. ТЕЛЕМЕТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕТОДИ ВИМІРЮВАНЬ В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ (MWD). ОСНОВИ КЕРНОМЕТРІЇ

Навчальні цілі: в результаті вивчення цього розділу студент повинен набути знання про телеметричні системи і методи вимірювання в процесі буріння, а також про методи отримання інформації про просторове положення структурних елементів гірських порід за допомогою орієнтованого керна.

Вимірювання під час буріння нафти та газу

Вимірювання під час буріння (MWD) є важливою технологією в нафтовій і газовій промисловості, що забезпечує дані в реальному часі про середовище буріння під час буріння свердловини. Ця система дозволяє операторам контролювати ключові параметри, такі як траєкторія стовбура свердловини, характеристики пласта та умови буріння, підвищуючи безпеку та ефективність. На відміну від звичайних методів буріння, MWD усуває необхідність зупиняти бурові операції для проведення вимірювань, що значно скорочує час простою та експлуатаційні витрати.

Системи MWD передають дані від свердловинних датчиків на поверхню в режимі реального часу, використовуючи телеметрію бурових імпульсів, електромагнітні хвилі або інші методи зв'язку. Цей безперервний потік інформації забезпечує точне буріння, гарантуючи, що свердловина залишається на меті та що процес буріння уникає небезпечних пластів.

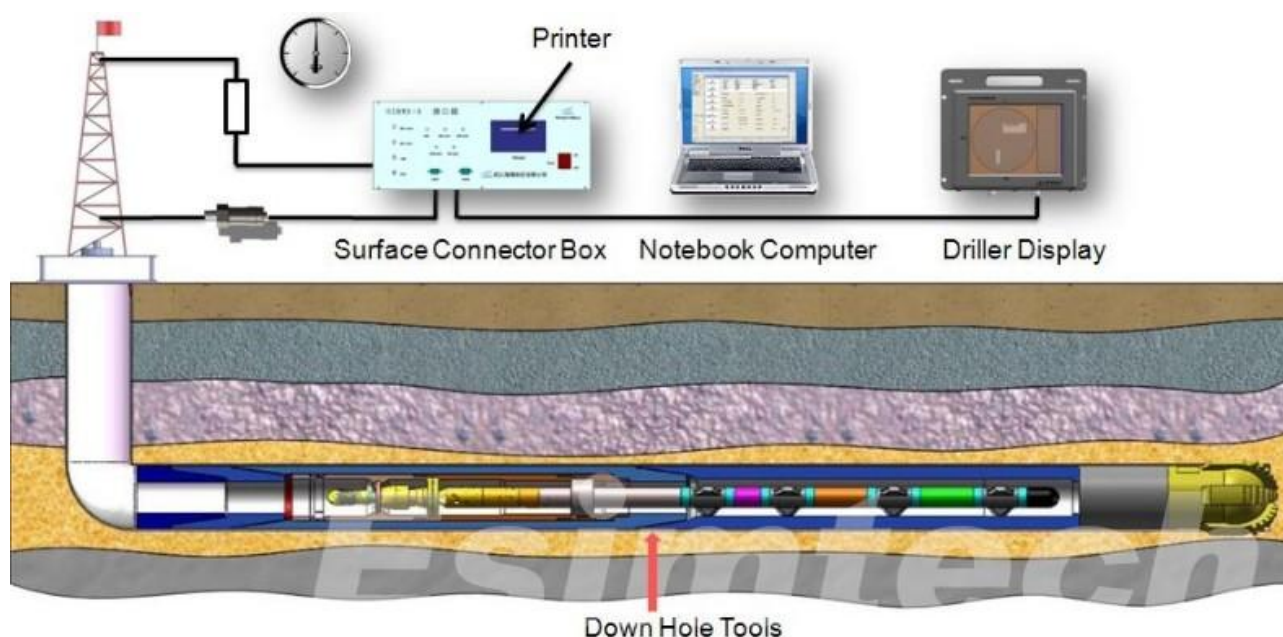
Роль вимірювань під час буріння

Основна роль MWD у нафтовій і газовій промисловості полягає в наданні зворотного зв'язку в реальному часі під час процесу буріння. Ці дані інформують бурову бригаду про напрямок, нахил і положення свердловини, а також про критичні умови в свердловині, такі як тиск, температура та пористість пласта. MWD допомагає операторам регулювати траєкторію буріння, щоб залишатися в межах геологічної цільової зони, що особливо важливо для горизонтальних або спрямованих свердловин.

Іншою важливою функцією MWD є підвищення стабільності стовбура свердловини. Відстежуючи дані в реальному часі, оператори можуть виявляти й реагувати на потенційні проблеми, такі як раптові зміни пластового тиску, які можуть поставити під загрозу структурну цілісність свердловини.

Компоненти системи вимірювання під час буріння

Система вимірювання під час буріння (MWD) складається з кількох інтегрованих компонентів, кожен з яких відіграє важливу роль у зборі, передачі та інтерпретації свердловинних даних у реальному часі.



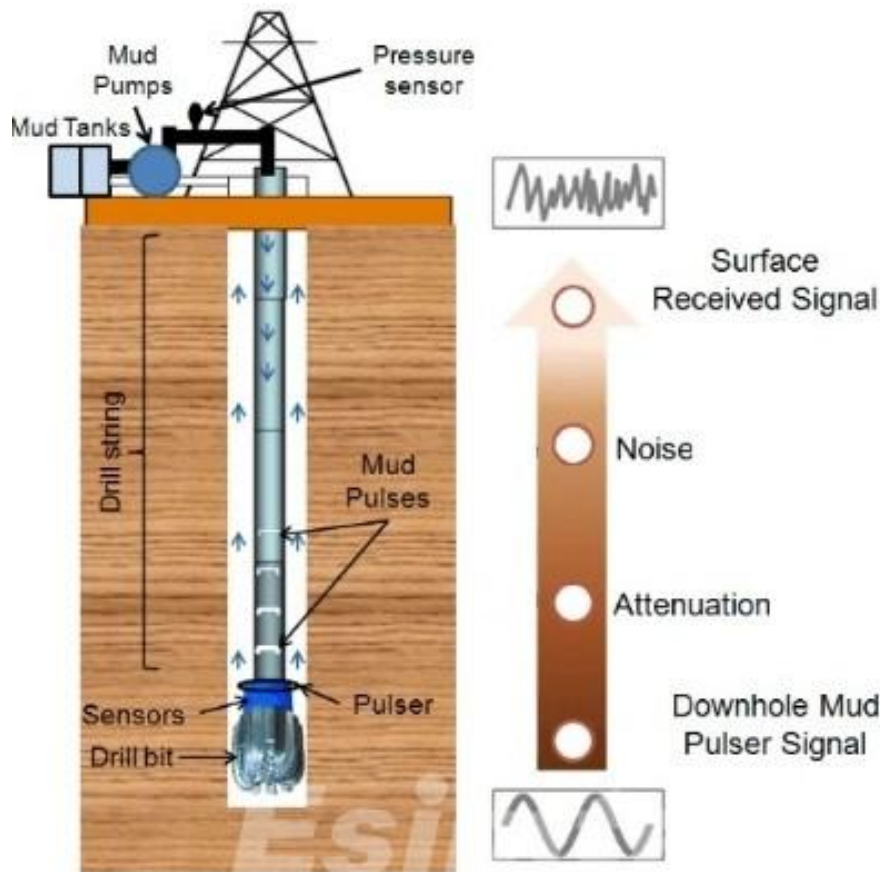
1. **Свердловинні датчики:** ці датчики розміщуються біля бурового долота для вимірювання основних параметрів, таких як нахил, азимут, температура та тиск. Датчики нахилу й азимута допомагають визначити точний напрямок і кут стовбура свердловини, гарантуючи, що він слідує запланованій траєкторії. Інші датчики також можуть надавати додаткові дані про характеристики пласта, включаючи пористість і питомий опір, які корисні для геонаведення та оцінки пласта.

- **Блок телеметрії:** цей блок відповідає за передачу даних, зібраних свердловинними датчиками, на поверхню в режимі реального часу. Найпоширенішим методом зв'язку є імпульсна телеметрія, яка створює імпульси тиску в **буровому розчині** для кодування інформації. Альтернативи включають електромагнітну телеметрію та акустичні системи, які можна використовувати в особливих умовах, таких як глибоководне буріння або в свердловинах з низьким потоком шламу.
- **Наземне обладнання:** після того, як телеметричний блок передає дані, наземне обладнання декодує сигнали та перетворює їх у читабельні формати. Ці системи включають приймачі бурових імпульсів або приймачі електромагнітних сигналів, які потім передають дані комп'ютерним системам, які відображають інформацію для бурової бригади.
- **Джерело живлення:** системи MWD зазвичай потребують надійного свердловинного джерела живлення. Це часто досягається за допомогою турбогенератора, що працює від потоку бурового розчину, або через літєві батареї для коротших операцій. Джерело живлення забезпечує безперервну роботу датчиків і телеметричних блоків в процесі буріння.

Кожен із цих компонентів працює в унісон, щоб забезпечити важливу інформацію, яка забезпечує безпечне, точне та ефективне буріння.

Як працює вимірювання під час буріння

Вимірювання під час буріння включає в себе інтеграцію датчиків і інструментів у вибійний вузол (КНБК) бурильної колони для вимірювання різних параметрів, що забезпечує цінну інформацію про умови в свердловині та властивості пласта.



1. Інтеграція датчиків

Системи буріння MWD складаються з набору датчиків і інструментів, встановлених поблизу бурового долота в КНБК. Ці датчики призначені для вимірювання критичних параметрів буріння та характеристик пласта в режимі реального часу. Загальні датчики включають:

- **Датчики напрямку:** вимірюють азимут (напрямок за компасом) і нахил (кут від вертикалі), щоб визначити траєкторію стовбура свердловини.
- **Датчики динаміки буріння:** відстежують такі параметри, як вага долота (WOB), крутний момент, швидкість проникнення (ROP) і рівні вібрації.
- **Датчики оцінки пласта:** Вимірюють такі властивості, як питомий опір, гамма-випромінювання, пористість і щільність породи, щоб охарактеризувати пласти, що буряться.

2. Збір даних

Коли бурове долото проникає в підповерхневі пласти, датчики в системі вимірювання під час буріння постійно збирають дані на різних глибинах і з різними інтервалами. Ці дані мають вирішальне значення для розуміння геологічних властивостей пластів, оцінки продуктивності буріння та керування процесом буріння.

3. Обробка даних

Зібрані дані обробляються та інтерпретуються в режимі реального часу за допомогою бортової електроніки, розташованої в інструментах MWD. Удосконалені алгоритми аналізують дані, щоб отримати значущу інформацію про умови в свердловині, властивості пласта та динаміку буріння.

4. Передача даних

Після обробки дані передаються на поверхню для аналізу та інтерпретації. Для передачі даних використовується кілька методів.

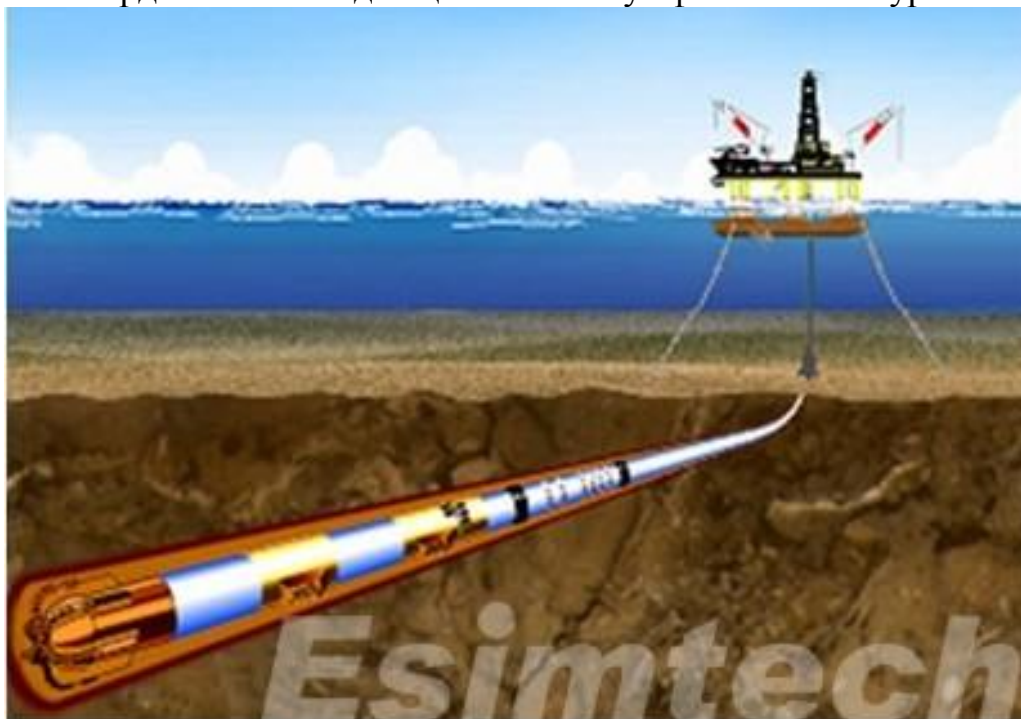
- **Електромагнітна телеметрія:** надсилає дані на поверхню за допомогою низькочастотних електромагнітних сигналів, що передаються через земні пласти.
- **Телеметрія імпульсів бурового розчину:** використовує імпульси тиску, що генеруються в буровому розчині (буровому розчині), для передачі даних на поверхню через бурильну колону.
- **Дротова бурильна труба:** містить фізичний кабель, інтегрований у бурильну колону, що забезпечує пряму передачу даних на поверхню.

5. Поверхневий прийом та інтерпретація

На поверхні передані дані приймаються наземним обладнанням, таким як блоки збору даних і комп'ютери. Спеціалізоване програмне забезпечення обробляє дані, надаючи інструменти візуалізації та аналізу для інженерів-бурильників і геофізиків.

6. Прийняття рішень у реальному часі

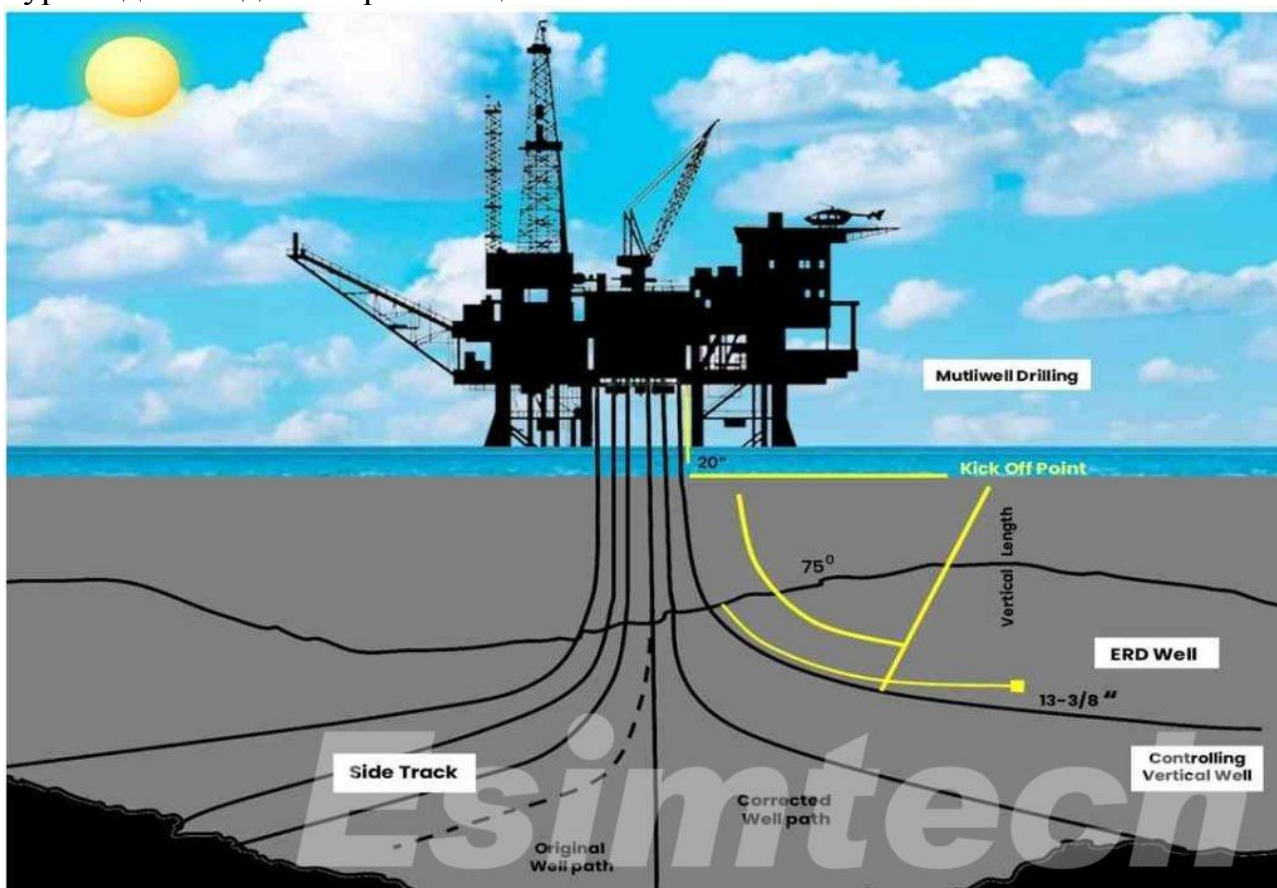
Озброївшись даними в режимі реального часу з системи MWD, буровий персонал може приймати обґрунтовані рішення щодо оптимізації продуктивності буріння, коригування параметрів буріння та зменшення ризиків буріння. Це дозволяє операторам точно керувати стовбуром свердловини, оптимізувати розміщення свердловини та підвищити загальну ефективність буріння.



Ключові аспекти застосування вимірювання під час буріння

1. Розміщення стовбура свердловини та спрямоване буріння

Технологія Measurement While Drilling є важливою у застосуванні **направленого буріння**, дозволяючи операторам точно керувати буровим долотом і контролювати траєкторію стовбура свердловини. Завдяки безперервному моніторингу таких параметрів, як азимут, нахил і орієнтація торця, системи MWD забезпечують зворотний зв'язок у реальному часі, щоб направляти бурове долото до конкретних цілей або зон пласта.



2. Оцінка пласта та характеристика колектора

Збір даних у режимі реального часу за допомогою систем вимірювання під час буріння дозволяє операторам оцінювати підповерхневі пласти та характеризувати властивості колектора під час буріння. Вимірювання питомого опору пласта, пористості, гамма-випромінювання та щільності породи дають цінну інформацію про літологію колектора, вміст вуглеводнів і властивості флюїдів, допомагаючи в характеристиці колектора та моделюванні.

3. Геонавігація та оптимізація розміщення свердловин

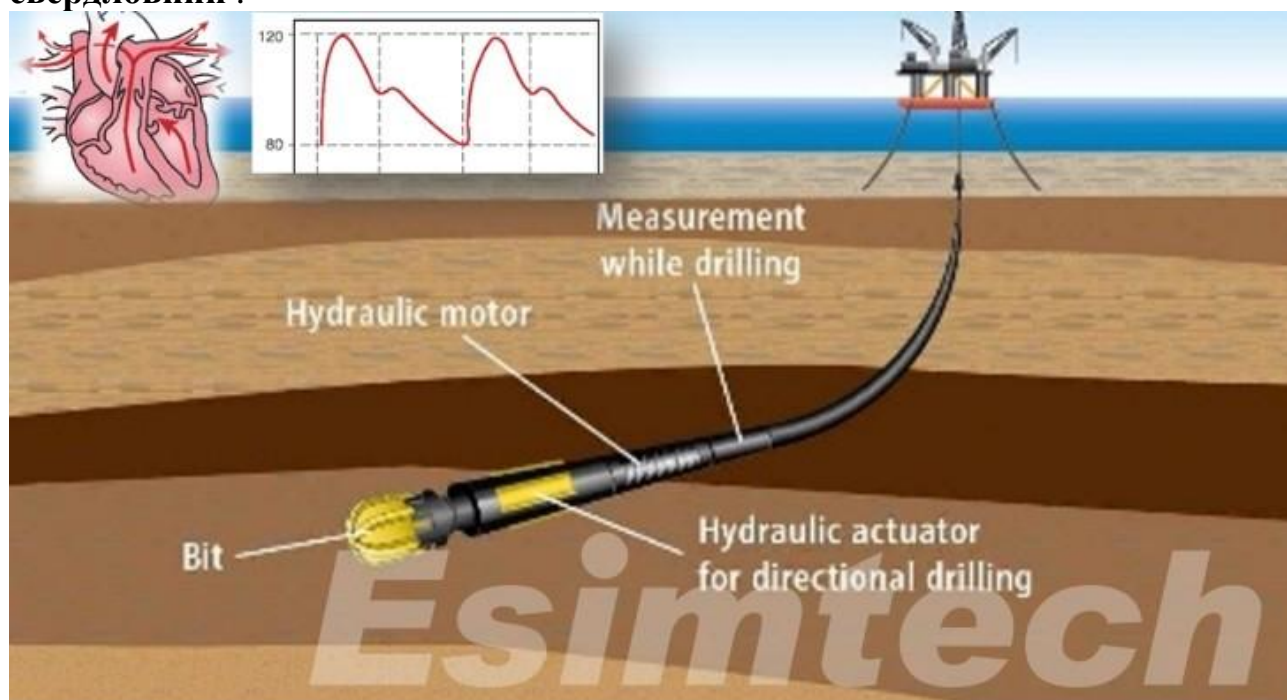
Технологія буріння MWD полегшує геонаведення, техніку, яка використовується для навігації стовбуром свердловини в межах цільових зон пласта для максимізації видобутку вуглеводнів. Аналізуючи властивості пласта та контакт рідини в режимі реального часу, геологи та інженери-бурильники можуть регулювати траєкторію свердловини для точного перетину продуктивних зон, оптимізуючи розміщення свердловини та покращуючи дренаж колектора.

- **Оптимізація буріння та моніторинг продуктивності g**

Постійний моніторинг параметрів буріння, таких як вага долота (WOB), крутний момент, швидкість проникнення (ROP) і **властивості бурового розчину**, дозволяє операторам оптимізувати продуктивність буріння в режимі реального часу. Регулюючи параметри буріння на основі даних MWD, оператори можуть підвищити ефективність буріння, зменшити витрати на буріння та пом'якшити ризики, пов'язані з бурінням, такі як застрягання труби або нестабільність стовбура свердловини.

4. Виявлення цілісності свердловини та геонебезпеки

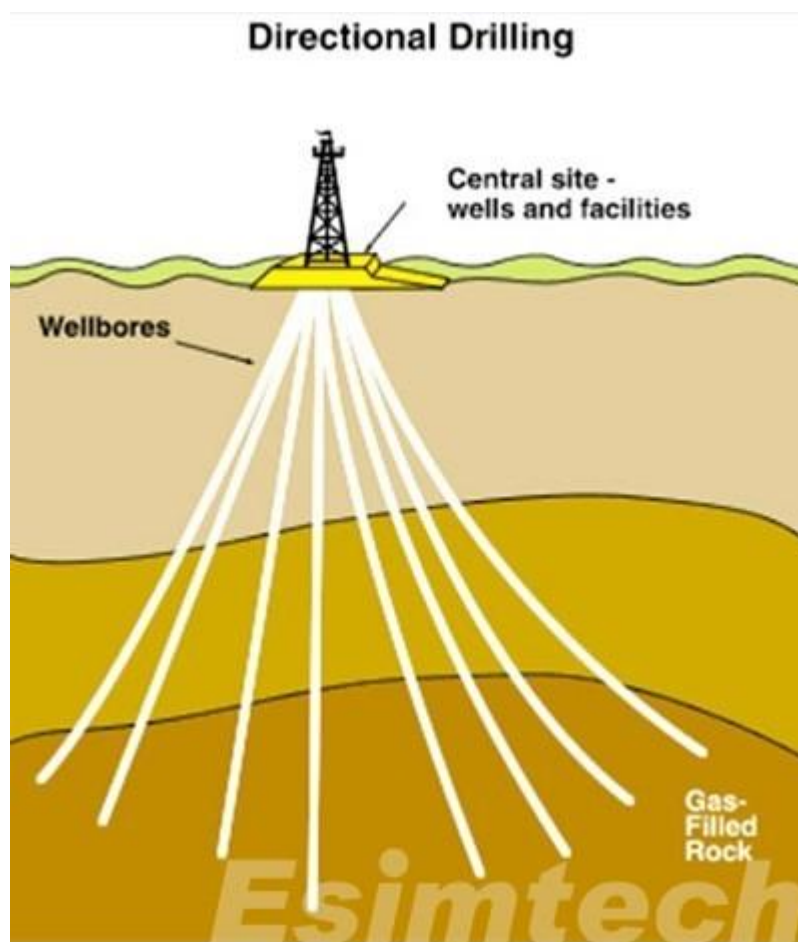
Системи MWD також можуть виявляти потенційні геонебезпеки та оцінювати цілісність свердловини під час бурових робіт. Вимірювання свердловинної вібрації, різниці тиску та показників стабільності свердловини допомагають визначити потенційні небезпеки буріння, такі як пласти з надмірним тиском, розломи або нестабільні пласти, дозволяючи операторам вживати профілактичних заходів для зменшення ризиків і **забезпечення цілісності стовбура свердловини**.



Вимірювання під час буріння проти спрямованого буріння

Вимірювання під час буріння (MWD) і спрямоване буріння є тісно пов'язаними технологіями, які часто використовуються разом у розвідці нафти та газу. Однак вони виконують різні ролі в процесі буріння, і кожен з них сприяє загальному успіху навігації свердловини та видобутку ресурсів.

Спрямоване буріння



Спрямоване буріння означає техніку керування стовбуром свердловини по заздалегідь визначеній траєкторії, а не буріння прямо вниз. Цей підхід необхідний для досягнення запасів нафти та газу, які не знаходяться безпосередньо під буровою установкою, або для оптимізації доступу до пласта шляхом горизонтального буріння через нього. Ця можливість має вирішальне значення в сучасній розвідці нафти і газу, особливо в районах із щільними або кількома колекторами, де вертикальне буріння може бути неефективним або неможливим.

Спрямоване буріння дозволяє оператору:

- Доступ до резервуарів, які зміщені збоку від місця буріння.
- Пробурити кілька свердловин з однієї платформи або майданчика, зводячи до мінімуму пошкодження поверхні.
- Уникайте таких перешкод, як існуючі колодязі або геологічні розломи.
- Досягніть певних частин пласта, щоб максимізувати видобуток.

Досягнення необхідної точності при спрямованому бурінні передбачає використання передових методів і інструментів, таких як **роторні керовані системи (RSS)** і бурові двигуни. Однак здатність направляти бурове долото до точного місця залежить від даних у реальному часі, щоб за потреби коригувати траєкторію буріння, і саме тут грає роль MWD.

Вимірювання під час буріння (MWD)

Системи MWD надають інформацію в реальному часі, яка допомагає керувати процесом спрямованого буріння. Без MWD спрямоване буріння включало б більше припущень і періодичних пауз для вимірювання та корекції траєкторії. MWD усуває ці збої, постійно надаючи дані про положення свердловини,

орієнтацію та умови в свердловині, дозволяючи негайно коригувати траєкторію буріння.

На додаток до допомоги в навігації свердловини, MWD пропонує критичне розуміння характеристик пласта, допомагаючи операторам оптимізувати розміщення свердловини та уникнути небезпек. Природа MWD у режимі реального часу робить його незамінним для підтримки точного контролю над процесом буріння, скорочення непродуктивного часу (NPT) і підвищення точності та безпеки буріння.

Основні відмінності між MWD і спрямованим бурінням

Хоча MWD і спрямоване буріння доповнюють один одного, вони відрізняються за призначенням і функціями. У таблиці нижче наведено основні відмінності:

Аспект	Вимірювання під час буріння (MWD)	Спрямоване буріння
Основна функція	Надає дані в реальному часі про траєкторію стовбура свердловини та умови в свердловині	Контролює фізичний шлях стовбура свердловини
Ключова роль	Контролює та передає важливі вимірювання (нахил, азимут, тиск тощо)	Направляє свердло на певну ціль або по певній траєкторії
Зворотній зв'язок у реальному часі	Так, безперервна передача даних під час буріння	Покладається на MWD або інші інструменти для зворотного зв'язку
Основне призначення	Підвищує точність і безпеку під час буріння, підтримує геонаведення	Дозволяє стовбуру свердловини відхилитися від прямої вертикальної траєкторії
Залучена технологія	Включає свердловинні датчики, телеметричні блоки та наземні приймачі	Використовує керовані інструменти, такі як роторні керовані системи (RSS) або бурові двигуни
Оцінка формування	Надає інформацію про властивості пласта, допомагаючи в оцінці колектора	В основному зосереджено на попаданні в цільові зони та уникненні перешкод
Ефективність	Зменшує непродуктивний час, забезпечуючи безперервні вимірювання	Оптимізує розміщення свердловини для максимального збільшення видобутку та доступу до пласта
Залежність	Може використовуватися самостійно або в поєднанні з спрямованим бурінням	Зазвичай покладається на MWD для точного позиціонування стовбура свердловини

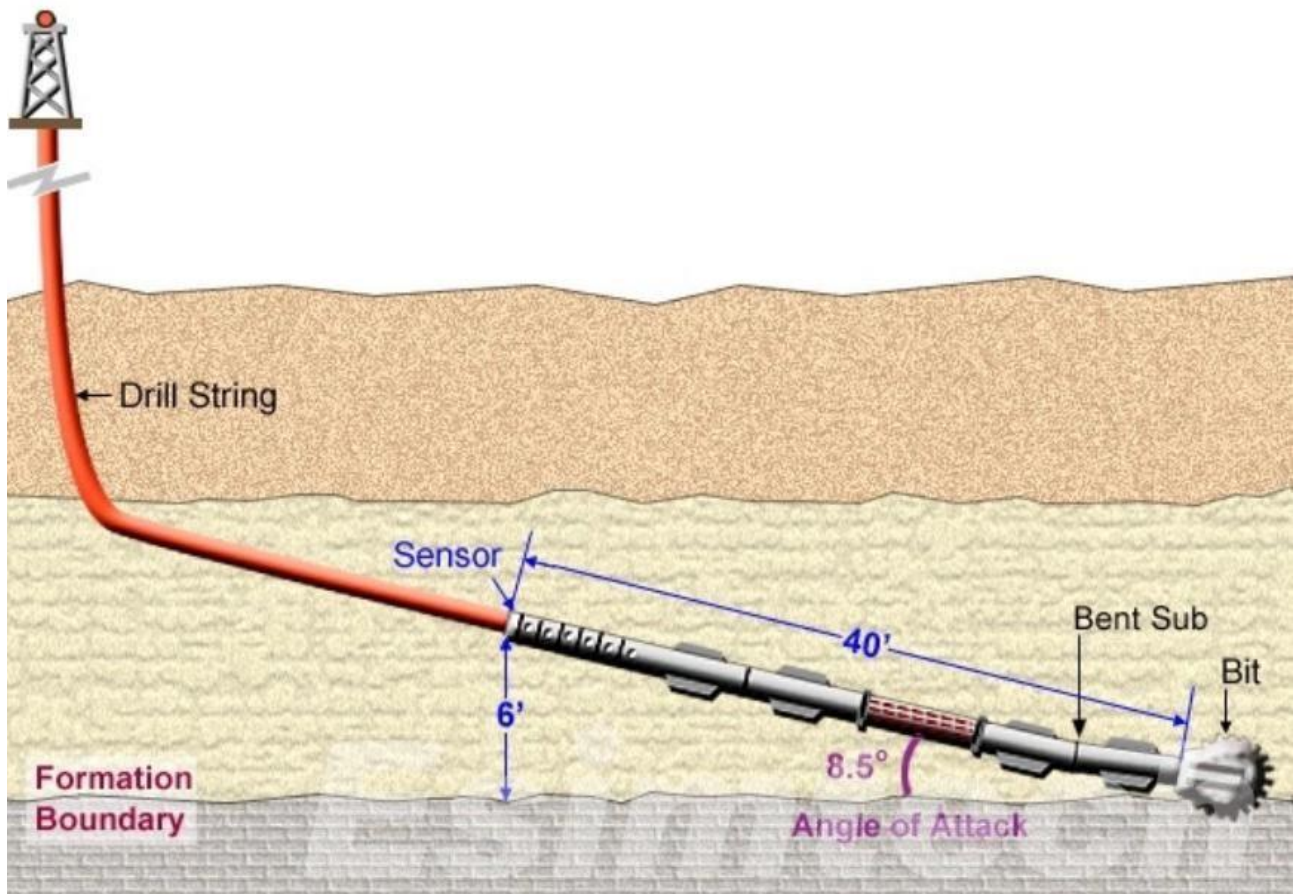
MWD і спрямоване буріння тісно інтегровані в сучасні операції буріння. MWD надає дані в реальному часі про положення стовбура свердловини, нахил і умови в свердловині, що допомагає керувати направленим бурінням. У склад-

них середовищах, таких як морські або сланцеві пласти, поєднання MWD і спрямованого буріння підвищує точність свердловин, знижує ризики та максимізує видобуток, дозволяючи приймати більш обґрунтовані рішення в реальному часі. Разом вони підвищують загальну ефективність і успішність бурових робіт.

Застосування вимірювань під час буріння нафти та газу

Технологія вимірювання під час буріння (MWD) має широкий спектр застосувань у нафтовій і газовій промисловості, покращуючи різні аспекти бурових робіт і управління пластами.

- **Спрямоване та горизонтальне буріння:** системи MWD мають вирішальне значення для спрямування бурового долота по точним траєкторіям, особливо при спрямованому та горизонтальному бурінні. Ця можливість дозволяє операторам бурити свердловини, які відхиляються від вертикальної траєкторії, щоб отримати доступ до автономних резервуарів або кількох цілей з одного місця, оптимізуючи видобуток ресурсів і мінімізуючи пошкодження поверхні.
- **Геонавігування:** MWD забезпечує геонаведення в реальному часі, коли оператори коригують траєкторію буріння на основі даних про пласт. Завдяки безперервному моніторингу характеристик пласта, таких як пористість і питомий опір, MWD допомагає направляти бурове долото до найбільш продуктивних зон у колекторі, підвищуючи швидкість вилучення та забезпечуючи оптимальне розташування свердловини.



- **Оцінка пласта:** MWD надає цінну інформацію про властивості пласта, такі як тиск, температура та літологія, що є важливим для оцінки якості пласта. Ці дані підтримують рішення щодо завершення свердловини, гідравлічного розриву пласта та інших методів видобутку, гарантуючи, що свердловина розробляється найбільш ефективним і ефективним способом.
- **Оптимізація буріння:** пропонуючи інформацію про умови в свердловині в режимі реального часу, MWD дозволяє точно налаштувати параметри буріння, такі як вага долота та швидкість обертання. Ця оптимізація скорочує час буріння, мінімізує непродуктивний час (NPT) і знижує загальні експлуатаційні витрати.
- **Контроль і безпека свердловини:** системи MWD покращують контроль свердловини шляхом моніторингу ознак потенційних проблем, таких як аномальні зміни тиску або нестабільність стовбура свердловини. Раннє виявлення цих проблем допомагає запобігти викидам або іншим небезпечним подіям, підвищуючи безпеку та надійність роботи.

Загалом технологія MWD відіграє ключову роль у сучасних бурових операціях, підвищуючи ефективність, безпеку та продуктивність на різних етапах розробки та видобутку свердловин.

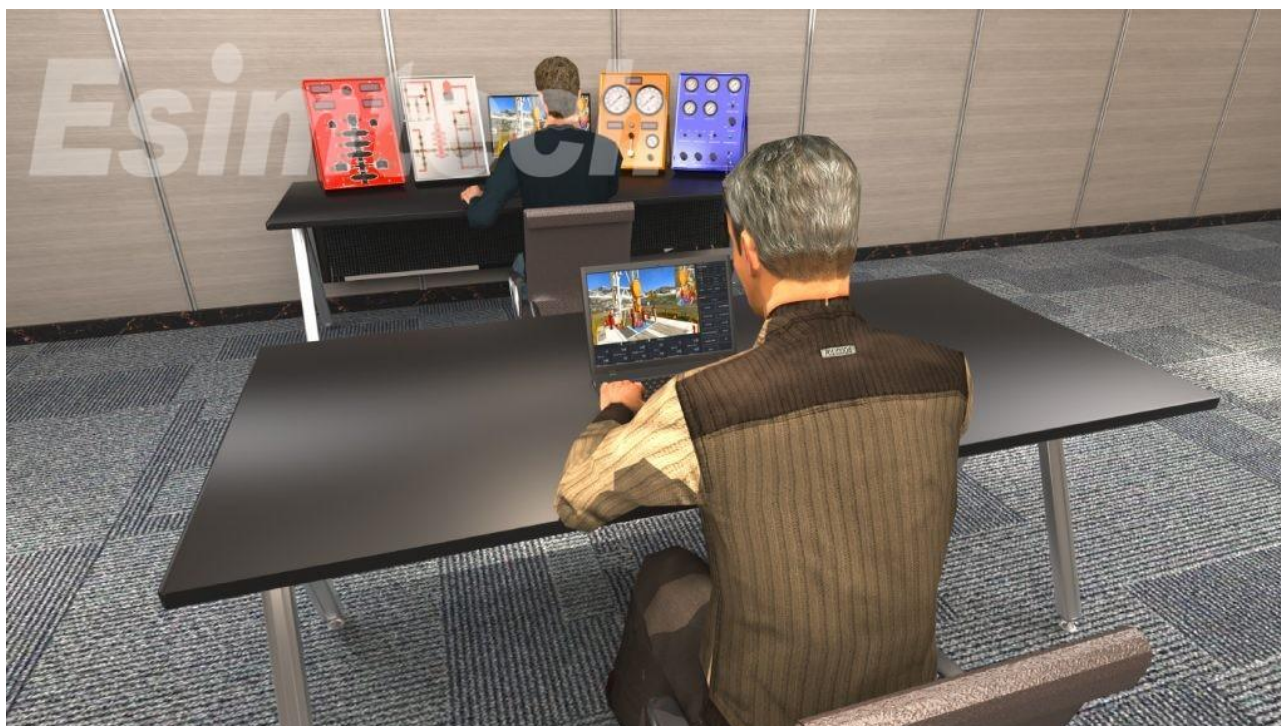
Як технологія моделювання використовується для підвищення ефективності вимірювання під час буріння

1. Планування та проектування віртуальної свердловини

Програмне забезпечення для моделювання дозволяє інженерам-буровикам створювати віртуальні моделі траєкторії стовбура свердловини та розробляти плани буріння до початку фактичних операцій буріння. Моделюючи різні траєкторії свердловин, сценарії пластів і параметри буріння, інженери можуть оптимізувати розміщення свердловин, мінімізувати ризики буріння та максимізувати вилучення вуглеводнів.

2. Прогнозне моделювання свердловинних умов

Технологія моделювання дозволяє прогнозувати умови в свердловині на основі даних у реальному часі, отриманих системами MWD. Завдяки інтеграції даних від багатьох датчиків і інструментів імітаційні моделі можуть прогнозувати властивості пласта, зміни літології та потенційні небезпеки буріння перед буровим долотом, дозволяючи операторам завчасно коригувати параметри буріння та зменшувати ризики.



3. Оптимізація параметрів буріння

Симулятори буріння дозволяють інженерам-буровикам імітувати різні сценарії буріння та оптимізувати параметри буріння в режимі реального часу. Аналізуючи вплив різних факторів, таких як вага долота (WOB), швидкість обертання та властивості бурового розчину, на продуктивність буріння, інженери можуть точно налаштувати операції буріння, щоб максимізувати ефективність, мінімізувати непродуктивний час і зменшити витрати на буріння.



4. Геонавігація та свердловинна навігація

Технологія моделювання відіграє вирішальну роль у додатках геонавдення, де важлива точна навігація стовбура свердловини в межах цільових зон колектора. Завдяки об'єднанню даних MWD із геологічними моделями та симуляцією колектора, геологи можуть прогнозувати властивості колектора, визначати оптимальні траєкторії стовбура свердловини та направляти бурове долото до продуктивних зон у режимі реального часу, оптимізуючи видобуток вуглеводнів і дренаж колектора.

5. Навчання та розвиток навичок

Програмне забезпечення для моделювання надає цінний навчальний інструмент для бурового персоналу, дозволяючи йому ознайомитися з системами MWD та операціями буріння у віртуальному середовищі. Система симуляції тренування буріння дозволяє операторам практикуватися в ухваленні рішень у режимі реального часу, аналізі сценаріїв та усуненні несправностей, покращуючи свої навички та готовність до реальних операцій буріння.



6. Аналіз продуктивності та постійне вдосконалення

Технологія моделювання полегшує аналіз після буріння та оцінку ефективності шляхом порівняння змодельованих сценаріїв буріння з фактичними даними буріння. Аналізуючи розбіжності та визначаючи області для вдосконалення, оператори можуть удосконалити практику буріння, оптимізувати конфігурації системи MWD і підвищити ефективність роботи для майбутніх проектів буріння.

Основи кернометрії

Одним із завдань, що вирішуються в процесі геологорозвідувальних робіт, є визначення параметрів залягання структурних елементів геологічного

об'єкту - шаруватості, тріщинуватості, сланцеватості і т. д. До таких параметрів відносяться кут падіння β , азимут простягання $\alpha_{\text{пр}}$ і азимут лінії падіння $\alpha_{\text{лп}}$.

По керну, піднятому з однієї свердловини, отримати таку інформацію не надається можливим, оскільки не відома його орієнтація в просторі. При моноклінальному заляганні порід для визначення цих елементів досить отримати координати в трьох точках зустрічі пласта.

При складних геологічних структурах цю умову важко забезпечити, і завдання вирішується за допомогою спеціальних методів отримання і вивчення керна, який містить інформацію про його просторове положення у свердловині. Такий kern називається орієнтованим. Процес отримання орієнтованого керна називається *керноскопією*, а технічні засоби отримання - *керноскопами*. Визначення елементів залягання гірських порід здійснюється за допомогою спеціальних приладів - *кернометрів*, а сам метод - *кернометрією*.

Для того, щоб визначити параметри просторового положення видимого структурного елементу керна, піднятого зі свердловини, досить встановити його на поверхні так, як він знаходився в масиві гірських порід.

Використовуючи дані інклінометрії, що була проведена в місці відбору керна, можна встановити kern, надавши йому відповідний кут нахилу (зенітний кут свердловини) і напрям відносно площини магнітного меридіана (азимут свердловини). Проте інформація про положення лежачої і висячої стінки (апсидальної площині відносно керна) при використанні звичайного керна відсутня. Особливість же орієнтованого керна полягає в тому, що на нього за допомогою керноскопа наноситься мітка, прив'язана через кут керноскопа до апсидальної площини.

Початковими даними для кернометрії є зенітний і азимутний кути в точці відбору керна (за допомогою інклінометрії) і кут керноскопа. Кут керноскопа відлічується від лежачої стінки керна вліво до лінії мітки (рис. 10.1.)

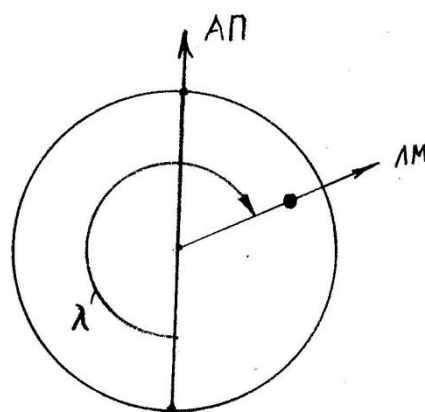


Рис. 10.1. Схема відліку кута керноскопа

Найбільш поширені наступні способи нанесення орієнтованих міток на kern :

- нанесення мітки на вибій свердловини (вибуруювання пілот-свердловини, втискування індентора і так далі) з одночасною її орієнтацією і наступним вибуруюванням керна;
- орієнтований відрив керна від вибою;
- нанесення мітки на бічну поверхню керна безпосередньо в процесі буріння з одночасною її орієнтацією.

Розроблені і використовуються в практиці геологорозвідувальних робіт велика кількість методів і технічних засобів відбору орієнтованого керна. Розглянемо деякі з них.

Безприборний спосіб.

Заснований на аналізі характерних особливостей бічної поверхні керна. Так, наприклад, при алмазному бурінні похилих свердловин як характерна мітка поверхні керна може служити пляма шліфування з боку лежачої стінки свердловини. При діленні шліфованої поверхні на дві рівні частини можна знайти слід апсидальної площини. Спосіб простий, але точність орієнтації не перевищує $\pm 30^{\circ}$.

Отбурочні керноскопи.

До них відносяться спеціальні бурові снаряди для відбору орієнтованого керна шляхом отбуривання на вибої свердловини і орієнтації спеціальної мітки - лунки або циліндричного поглиблення меншого, ніж у свердловини діаметру з наступним вибуруюванням і підйомом орієнтованого таким чином керна.

Першим радянським отбурочним керноскопом був керноскоп К-5 конструкцій Східно-казахстанського геологічного управління (рис. 10.2, а). Керноскоп складається з корпусу 1, усередині якого в нижній частині розміщується пружинний двигун 2, редуктор 3, що складається з пари зубчастих коліс, і два підпружинені свердла 4. Свердла мають можливість осьового переміщення і утоплюються у всередину при постановці керноскопа на вибій. Пружинний двигун стопориться пусковим механізмом 5. У верхній частині корпусу розміщується кутомірний циліндр 6 із зміщеним відносно осі обертання центром тягіння, а також реле блокування з фіксатором 7, стопорячий циліндр при знятті осьового навантаження. При постановці керноскопа на вибій, заздалегідь вирізняний за допомогою спеціального долота-терки, свердла 4 утоплюються, внаслідок чого спрацьовує пусковий механізм, і свердла висвердлюють на вибої дві лунки (центральна і бічна). Відлік кута керноскопа (між площиною свердел і апсидальною площиною, що фіксується ексцентричним вантажем кутомірного циліндра) знімається візуально через вікно 8 в корпусі 1. Висока трудомісткість і низька технологічна надійність не дозволили широко впровадити керноскоп К-5 в практику геологорозвідувальних робіт.

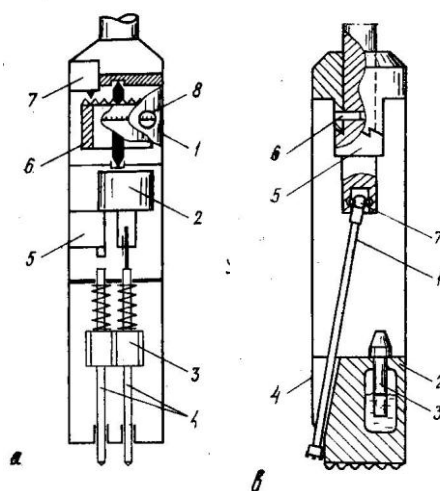


Рис. 10.2. Принципові схеми отбурочних керноскопов К-5 (а) і КО (в)

Отбурочний керноскоп "КО" конструкції партії нової техніки Уральського територіального геологічного управління (рис. 9.2.,в) відрізняється більшою надійністю і простотою конструкції. У цьому пристрої привід отбурочного снаряда 1 здійснюється від колони бурильних труб, спеціальне долото-терка 2 для вирівнювання вибою поєднано з корпусом 4. Як орієнтатор використаний патрон з мідним купоросом 3. Отбурочний снаряд пов'язаний з корпусом 4 під час вирівнювання забою перед отбуркою мітки за допомогою зубчастої муфти 5, що передає обертовий момент, і штифта, що зрізається 6, при передачі на долото 2 осьового навантаження. Після пришліфовування забою здійснюється від'єднання отбурочного снаряда від корпусу, і вибурюється пілот-свердловина, яка служить міткою на керні після нього вибурки і підйому. Кут керноскопа відлічується від сліду апсидальної площини (довга вісь меніска осаду міді у напрямі верхньої точки) до лінії мітки.

Орієнтований відрив керна - один з найпоширеніших способів відбору орієнтованого керна. Суть способу полягає в наступному. У кінці звичайного рейсу буріння керн, вибурений, але не відірваний від вибою, захоплюється в кернорвательний пристрій, фіксується в нім і орієнтується, після чого відривається від вибою і піднімається на поверхню. Прикладом такого пристрою може служити кульковий керноорієнтатор "Алатау", що широко застосовується на практиці.

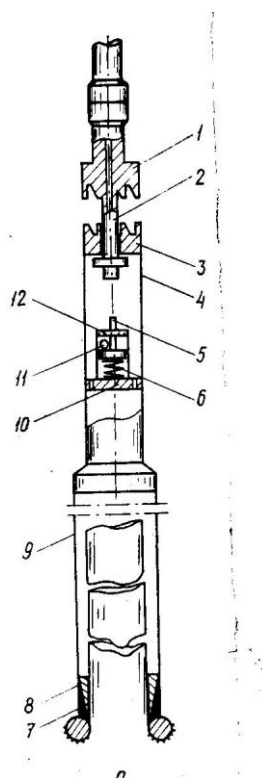


Рис. 10.3. Керноорієнтатор Алатау

Принципова схема керноорієнтатора представлена на рис. 10.3. Керноорієнтатор складається із зубчастого перехідника 1, сполученого з колоною буринь труб, штока-штовхальника 2, зубчастої напівмуфти 3, сполученою з корпусом 4, датчика апсидального напрямку, виконаного в виді тяги 5 з пружиною 6, відлікової шкали 12 і кульки 11, поміщених в прозорий циліндр, заповнений рідким маслом і закріплений на ніпелі 10. Ніпель 10 сполучений з керноприемною трубою 9, оснащеною коронкою 8 і кернорвідірвачем 7.

При постановці снаряда на вибій зубчаста муфта 1-3 стулюється, і шток-штовхальник 2, впливаючи на тягу 5, стискує пружину 6 і звільняє кульку 11, яка займає положення в апсидальній площині свердловини. Після закінчення буріння і зняття осьового навантаження пружина 6, впливаючи на тягу 5, щільно притискує кульку 11 до відлікової шкали 12, фіксуючи апсидальну площину. Після підйому бурового снаряда на поверхню з корпусу керноорієнтатора на бічну поверхню керна зноситься нульова риска, а потім по відліку шкали фіксується на керні положення апсидальної площини.

Отримання орієнтованого керна за допомогою відхилювачів.

За допомогою заздалегідь зорієнтованого в будь-якому напрямі відхилювача безперервної дії ковзаючого типу в точці відбору орієнтованого керна здійснюється різке викривлення свердловини з бурінням на невелику величину (кишеня). Після цього наступним рейсом за допомогою жорсткого снаряду свердловин поглиблюється в колишньому напрямі. На початку рейсу формується керн у вигляді півмісяця, лінія симетрії якого, відповідає напрямку дії від-

хилювача і одночасно служить лінією мітки. Знаючи кут установки відхилювача, значення якого набуває при його орієнтуванні, визначаємо положення апсидальної площини відносно піднятого керна (кут установки відхилювача - це кут між НДВ і апсидальною площиною).

З метою спрощення процесу отримання орієнтованого керна цим способом в ДО ІМР розроблений відхилювач зі вбудованим кульковим керноскопом. При бурінні кулька вільна, а при відриві снаряда від забою фіксується у лежачої стінки свердловини. Після підйому на поверхню визначається кут між положенням кульки (апсидальна площина) і НДВ, тобто фактичний кут його установки. Враховуючи, що напрям викривлення при забурюванні кишені встановлюється довільно, операція орієнтування в цьому випадку виключається.

У вертикальних свердловинах використовуються керноскопи прямої дії, основним елементом яких є компас.

Визначення параметрів просторового положення елементів залягання гірських порід може здійснюватись різними методами: аналітичним, графічних побудов, за допомогою спеціальних таблиць і номограм, а також із застосуванням стаціонарних кутомірних приладів-кернометрів. Одним з таких приладів є кернометр КР- 2.

Кернометр КР- 2 дозволяє за даними інклінометричних вимірів і відліку керноскопа встановити керна в таке положення, в якому він знаходився на вибої свердловини до відриву від масиву і підйому. Кернометр (рис. 9.4.) має три незалежні кутомірні лімби:

1. Горизонтальний лімб 2, жорстко пов'язаний з віссю 1, має дві азимутальні шкали - верхню і нижню - по 360^0 кожна. На верхній шкалі по індикатору 18 встановлюють напрям осі керна по азимуту, відповідному значенню азимута свердловини в інтервалі його відбору. За нижньою шкалою (індикатор 19) знаходять азимути простягання і падіння досліджуваних елементів залягання порід, що виявляються на керні.

2. Вертикальний лімб з шкалою 11, розташований на горизонтальній осі 5, служить для установки кута нахилу свердловини по індикатору 10 за даними інклінометричних вимірів в інтервалі відбору орієнтованого керна.

3. Вертикальний лімб каретки 17, закріпленою на візирній трубці 14 з 360^0 -ною шкалою 13 і індикатором 12, призначений для установки керна згідно з кутом керноскопа шляхом повороту керна 7 навколо осі в кільці 6. Крім того, на цьому лімбі є дві зустрічні шкали по 90^0 кожна з індикатором 15 для виміру кута падіння досліджуваного на керні елементу залягання порід. Для цього візирна трубка забезпечена діаметрально розташованою стрілкою.

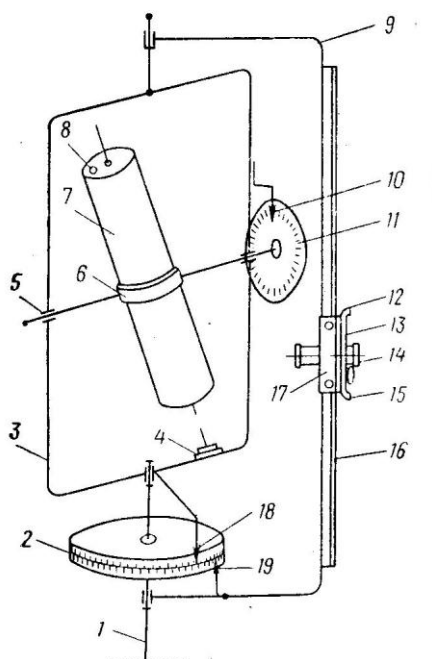


Рис 10.4. Схема кернометра КР- 2

Дослідження орієнтованого керна на керноскопе КР- 2 виконується в наступному порядку.

1. Керн з мітками керноскопа (чітко позначеною лінією міток) і видимим структурним елементом закріплюється в центральному кільці так, щоб верхній торець керна був обернений у бік напису "верх" на кільці.
2. Закріплений керн встановлюється горизонтально, що контролюється по лімбу 11.
3. Візирну трубку поворотної рамки встановлюють співісний з керном, а лімб 17 "кут керноскопа" встановлюють відповідно до значення цього кута.
4. Керн звільняється від затисків і обертається навколо своєї осі до поєднання лінії міток із стрілкою візирної трубки, після чого керн знову фіксується.
5. Керн встановлюється похило відповідно до кута нахилу свердловини, що контролюється по лімбу 11.
6. Центральна рамка з керном обертається до значення азимута свердловини по лімбу 1.
7. Візирна трубка орієнтується так, щоб її вісь розташовувалася на одній лінії з лінією простягання структурного елементу, а стрілка була б спрямована вниз по лінії його падіння.
8. У цьому положенні знімаються показання кута падіння і азимута простягання по відповідним лімба. Азимут лінії падіння відрізняється від азимута простягання на 90 град. : якщо стрілка візирної трубки спрямована в ліву нижню чверть кола, то до набутого значення азимута простягання додають 90 град. а якщо в праву - то віднімають.

Висновок

В цьому розділі розглянуті основи кернометрії, тобто одержання и проведення досліджень орієнтованого керна, що дозволяю по одному перетину пласта визначити просторове положення структурних елементів гірських порід.

Контрольні питання

1. Призначення кернометрії і керноскопії.
2. Як відлічується кут керноскопа по орієнтованому керну?
3. Які параметри просторового залягання гірських порід визначаються за допомогою кернометрії?
4. Які параметри як початкові використовуються при визначенні елементів залягання гірських порід по орієнтованому керну?
5. Як визначаються елементи просторового положення пластів гірських порід при моноклінальному їх заляганні на великій площі?
6. Отримання якої інформації забезпечується застосуванням керноскопа?
7. Що таке "кут керноскопа" і порядок його відліку на орієнтованому керні?
8. Що служить міткою орієнтованого керна, отриманого безприборним способом?
9. Яке значення кута керноскопа кулькового типу, якщо за мітку прийняти положення кульки відносно керна у момент його зриву.
10. Як отримати орієнтований керна за допомогою відхилювача?
11. Як визначається положення апсидальної площини при відборі орієнтованого керна за допомогою відхилювачів?
12. На якому принципі заснована конструкція керноскопів для відбору орієнтованого керна в вертикальних свердловинах?
13. Як орієнтується візирна трубка кернометра КР-2 відносно керна для визначення елементів його залягання?
14. За рахунок чого спрощується відбір орієнтованого керна за допомогою відхилювача, оснащеного кульковим керноскопом?

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

(для поглибленого вивчення дисципліни)

1. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: У 5 т. Том 3. Вертикальне та скероване буріння. К. : Інтерпрес ЛТД, 2004. – 293 с.
2. Vieira, J.L., 2009: Controlled directional drilling (4th edition). Petroleum Extension Service, Austin TX, 133 pp.
3. Islam M. R., Hossain M. E. Drilling Engineering: Towards Achieving Total Sustainability. – Gulf Professional Publishing, 2021.
4. Inglis T.A. Directional Drilling. Graham & Trotman / Springer, 2013. – 260 p.

ЗМІСТ

ВСТУП	3
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО НАПРАВЛЕНЕ БУРІННЯ	4
1.1. Роль направлено буріння в вирішенні задач геологорозвідувальних робіт	4
1.2. Основні поняття про просторове положення свердловин	5
2. МЕТОДИ І ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ВИЗНАЧЕННЯ ПРОСТОРОВОГО	
ПОЛОЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН	13
2.1. Прилади оперативного контролю zenітного кута	13
2.2. Методи і прилади для комплексного визначення параметрів просторового положення свердловин	15
3. ПРИЧИНИ І ЗАКОНОМІРНОСТІ ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН.....	21
3.1.1. Технічні причини початкового викривлення свердловин.....	21
3.1.2. Вплив геологічних чинників на викривлення свердловин	24
3.1.3. Технічні причини викривлення свердловин в процесі буріння.....	25
3.1.4. Технологічні причини викривлення свердловин	29
3.2. Закономірності викривлення свердловин	30
3.3. Порядок виявлення і аналізу закономірностей викривлення	33
4. МЕТОДИКА ПРОЕКТУВАННЯ ТРАС ОДНОСТОВБУРНИХ СВЕРДЛОВИН	
.....	37
5. МЕТОДИ І ЗАСОБИ УПРАВЛІННЯ ТРАСАМИ СВЕРДЛОВИНИ	44
5.1. Технологічні засоби регулювання інтенсивності і напрямку викривлення.....	44
5.2. Технічні засоби попередження викривлення свердловин	45
5.3. Технічні засоби штучного викривлення свердловин	48
5.3.1. Класифікація технічних засобів штучного викривлення свердловин	48
5.3.2. Відхилювачі разової дії	49
6. ОРІЄНТУВАННЯ ВІДХИЛЮВАЧІВ	63
6.1. Загальні принципи орієнтування	63
6.2. Визначення параметрів циклу штучного викривлення	65
7. ТЕХНОЛОГІЯ ШТУЧНОГО ВИКРИВЛЕННЯ.....	74
8. БАГАТОВИБІЙНЕ БУРІННЯ	80
8.1. Типові профілі багатостовбурних свердловин і схеми забурювання додаткових стовбурів	80
8.2. Основи проектування профілів багатостовбурних свердловин	82
9. ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ І ТЕХНОЛОГІЯ ЗАБУРЮВАННЯ ДОДАТКОВИХ	
СТОВБУРІВ.....	88
10. ТЕЛЕМЕТРИЧНІ СИСТЕМ І МЕТОДИ ВИМІРЮВАНЬ В ПРОЦЕСІ	
БУРІННЯ (MWD). ОСНОВИ КЕРНОМЕТРІЇ.....	91
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	110