

Глава 1

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СПОРУДЖЕННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

1.1. КЛАСИФІКАЦІЯ СВЕРДЛОВИН. СПОСОБИ І ВИДИ БУРІННЯ

Буріння свердловин — це, по суті, єдиний спосіб результативної розвідки запасів нафти і газу.

Свердловиною називають штучну циліндричної форми гірничу виробку глибиною від кількох метрів та до десяти і більше кілометрів та малим (у порівнянні з глибиною) діаметром, яка споруджується з допомогою спеціальних інструментів і механізмів без доступу в неї людини. Початок свердловини на поверхні називають *гирлом*, а дно — *вибоєм*. Гірничу виробку утворює отвір, або *стовбур* свердловини, бокова поверхня якої називається *стілкою* свердловини.

За **призначенням** свердловини класифікуються таким чином:

опорні свердловини бурять з метою вивчення геологічної будови і гідрогеологічних умов залягання осадових порід та виявлення можливостей знаходження в них родовищ нафти і газу;

параметричні свердловини призначені для більш детального вивчення геологічної будови розрізу і виявлення перспективних площ;

структурні свердловини бурять з метою детального вивчення структур, виявлених при бурінні опорних і параметричних свердловин, і для підготовки проекту пошуково-розвідувального буріння цих структур;

пошукові свердловини бурять на підготовлених попереднім бурінням площах з метою відкриття нових родовищ нафти і газу, або на раніше відкритих родовищах для пошуку нових покладів нафти і газу;

розвідувальні свердловини призначені для виявлення продуктивних об'єктів, а також оконтурювання родовищ і збору інформації з метою складання проекту і його розробки;

експлуатаційні свердловини споруджують на повністю підготовленому до розробки родовищі. До них належать не тільки видобувні свердловини, але й нагнітаючі (призначені для організації законтурного і внутрішньоконтурного нагнітання у пласт води, газу або повітря для підтримки пластового тиску), оціночні (для уточнення режиму роботи пласта), спостережні (для контролю за режимом розробки родовища);

спеціальні свердловини бурять для поховання промислових відходів, ліквідації відкритих фонтанів нафти і газу, підготовки структур для підземних сховищ газу і т. ін.

Способи буріння свердловин у залежності від принципу руйнування гірських порід поділяють на:

механічний — гірська порода руйнується механічною дією породоруйнуючого інструменту;

гідродинамічний — гірська порода руйнується високонапірними струменями рідини;

термічний — гірська порода руйнується тепловою дією;

електрофізичний — гірська порода руйнується під дією сил, що виникають у результаті електричних розрядів;

хімічний — гірська порода руйнується під дією реагентів, які вступають з нею в хімічну реакцію.

Реалізація механічних способів буріння здійснюється через:

ударне буріння — гірська порода руйнується періодичною дією ударів породоруйнуючого інструменту;

обертове буріння — гірська порода руйнується за рахунок неперервного обертання породоруйнуючого інструменту з прикладеним до нього осьовим навантаженням;

ударно-обертове буріння — гірська порода руйнується за рахунок сукупної дії ударів і обертання породоруйнуючого інструменту.

При спорудженні глибоких нафтових і газових свердловин промислове застосування знайшло обертове буріння. Ударне і ударно-обертове буріння використовують, в основному, при бурінні неглибоких свердловин. У залежності від приводу для обертання породоруйнуючого інструменту розрізняють роторний спосіб буріння і буріння з допомогою вибійних двигунів (турбобурів, електробурів та об'ємних або гвинтових).

Вибійні гідравлічні двигуни гідродинамічного типу (турбобури) або гідростатичного типу (об'ємні двигуни) і електричні двигуни (електробури) призначені для обертання породоруйнуючого інструменту. Бурильна колона при цьому не обертається.

При роторному способі буріння породоруйнуючий інструмент обертається разом із бурильним інструментом з допомогою роторного механізму бурового верстата.

Роторний спосіб буріння з промиванням вибою циркулюючим потоком рідини вперше був застосований у США в 1901 р. Розвиток та вдосконалення цього способу триває і досі. Важливі переваги роторного способу, а саме — можливість незалежного керування режимом буріння, реалізація високих перепадів тиску на долоті, забезпечення високих показників відробки доліт та ін. зумовили його широке розповсюдження у світовій буровій практиці. Майже 100% обсягу бурових робіт виконується роторним способом.

Турбінний спосіб буріння свердловин був розроблений в колишньому СРСР. У 1923 р. М.А. Капельшиниковим був створений турбобур з одноступінчастою осьовою турбіною, а в 1924 р. в Азербайджані була пробурена перша свердловина з допомогою турбобура. У 1932—1934 рр. П.П. Шумілов, Р.А. Іоаннесян, Е.І. Тагієв і М.Т. Гусман розробили багатоступінчастий турбобур. Турбінний спосіб буріння набув широкого впровадження у післявоєнний період. У 1952 р. був створений розмірний ряд турбобурів для різних умов буріння. З 1953 р. почали використовувати секційні турбобури, а у 70-х рр. — високомоментні турбобури.

Турбінний спосіб буріння має деякі переваги над роторним, оскільки бурильна колона не обертається. Це більш високий коефіцієнт передачі потужності від джерела енергії до породоруйнуючого інструменту, полегшені умови роботи бурильної колони, більш проста технологія буріння похило-скерованих свердловин (ПСС)* та ін. Основні недоліки — залежність між параметрами режиму буріння, високі швидкості обертання, низька довговічність доліт, витрати на амортизацію турбобурів і утримання цехів для їх обслуговування — не дають підстав вважати турбінний спосіб буріння перспективним у майбутньому.

Об'ємні (гвинтові) двигуни з однозаходовим ротором випускались у США з 1956 р. для буріння ПСС, а з 1968 р. — для буріння вертикальних свердловин. У 1966 р. М.Т. Гусманом, С.С. Нікомаровим, Ю.В. Захаровим та ін. була запропонована конструкція об'ємного двигуна з багатозаходовим ротором, який на відміну від турбобура може забезпечити невисоку швидкість обертання (100—150 об/хв) при більш високих обертових моментах. Ця особливість об'ємних двигунів зробила їх перспективними для використання в бурінні нафтогазових свердловин. Основний їх недолік — короткий міжремонтний період (близько 100 год), що не забезпечує ефективного використання алмазних та шарошкових доліт з герметизованими мастилозаповненими опорами.

У 1937—40 рр. А.П. Островським, Н.Г. Григоряном, А.А. Богдановим та ін. була розроблена конструкція вибійного двигуна — електробура, який пройшов перші випробування в 1940 р. в Азербайджані. В подальшому конструкція електробура була суттєво удосконалена. Важливі переваги електробурів у порівнянні з гідравлічними вибійними двигунами — незалежність параметрів режиму буріння, можливість контролю процесу роботи двигуна з поверхні, наявність електричного каналу зв'язку між вибоєм свердловини і поверхнею та ін. До недоліків електробуріння належать складність та недостатня надійність системи підводу енергії до електродвигуна.

* Розшифровка умовних скорочень у кінці тому.

У 1995 р. в Американському дослідному інституті газу було зроблено аналіз, на основі якого найперспективнішим вибійним двигуном названо електробур, особливо в поєднанні з використанням гнучкої бурильної колони, яка намотується на спеціальний барабан під час спуско-підймальних операцій (СПО). Це пов'язано перш за все з тим, що за останні роки спостерігається тенденція зростання обсягів похило-скерованого та горизонтального буріння з підвищеними вимогами до контролю і оперативного керування процесом заглиблення свердловини.

Серед інших за характером руйнування гірських порід способів буріння перспективним вважається термічний спосіб із застосуванням лазерів. Лазери — це квантові генератори в оптичній області спектра, які працюють за принципом індукованого випромінювання. Активними речовинами в лазерах можуть бути різні діелектричні кристали, скло, гази, напівпровідники і плазма.

Велика потужність лазерів із високою густиною випромінювання достатня для розплавлення гірських порід. На основі дослідів встановлено, що для розплавлення піщаників, алевролітів і глин мінімальна густина випромінювання становить приблизно $1,2\text{—}1,5\text{ кВт/см}^2$. Оцінки показують, що за енергетичними і економічними витратами лазери можуть конкурувати з механічними способами буріння при досягненні ними коефіцієнта корисної дії 60%.

Питання технології спорудження нафтогазових свердловин із використанням лазерів вимагають обґрунтованої дослідної перевірки.

Цикл спорудження свердловини включає комплекс основних видів робіт, починаючи від підготовки майданчика під бурову і закінчуючи демонтажем бурового обладнання. Усі ці види робіт поділяють на такі:

підготовчі роботи до монтажу бурового обладнання (планування майданчика під бурову, підготовка і облаштування під'їзних доріг, проведення водопроводу, електролінії, телефонної лінії);

монтаж бурового обладнання і наземних споруд;

підготовчі роботи до буріння свердловини (встановлення напрямлення, оснащення талевої системи, перевірка і випробування бурового обладнання, приготування бурового розчину та ін.);

буріння свердловини, кріплення її стінок та розмежування пластів;

випробування продуктивних горизонтів, освоєння свердловини і задача її в експлуатацію;

демонтаж бурового обладнання.

Види буріння визначають характерні особливості спорудження нафтогазових свердловин, викликані орієнтацією стовбура свердловини у просторі (вертикальні, похило-скеровані і горизонтальні), розташуванням гирла свердловини на родовищі (кущове буріння), спорудженням свердловини на суші і на морі та ін.

Буріння вертикальних (точніше, умовно вертикальних) *свердловин* є одним з найбільш розповсюджених видів буріння. Ідеально вертикальних свердловин немає. В процесі буріння внаслідок різних причин (геологічних, технологічних і технічних) свердловини викривляються. Це призводить до низки негативних наслідків: зміщення вибою відносно проектного положення, погіршення умов роботи бурильної колони, ускладнення при спуску обсадних колон, додаткові витрати на проходження свердловин та ін. Тому однією з важливих проблем при бурінні свердловин є забезпечення їх вертикальності. Сучасний рівень техніки і технології дозволяє вирішити проблему попередження викривлення свердловин у процесі буріння.

Буріння похило-скерованих свердловин використовують у випадках, коли проходження вертикальних свердловин неможливе або економічно недоцільне. Це, наприклад, під промислові і житлові об'єкти; на болотистих і лісистих площах; під дном моря або озера; при розкритті продуктивних горизонтів у тектонічно порушених ділянках земної кори; при забурюванні нового стовбура свердловини для ліквідації аварії і т. ін. ПСС бурять роторним способом, а також з допомогою вибійних двигунів. Скероване відхилення стовбура свердловини відбувається завдяки застосуванню спеціальних компоновок низу бурильної колони (КНБК), які створюють відхиляючу силу на долоті, або асиметричне руйнування породи на вибої, або і те і інше. Технологія буріння ПСС вимагає постійного контролю та керування траєкторією стовбура свердловини. Це досягається орієнтуванням відхиляючих КНБК. Задача спрощується при використанні вибійних двигунів у поєднанні з телеметричними системами контролю. Незалежно від способу буріння

технологія проходження ПСС базується на урахуванні геологічних умов, що сприяють викривленню свердловин.

Буріння горизонтальних свердловин, тобто ПСС з умовно-горизонтальним входженням у продуктивний пласт, за останні роки набуває все ширшого розповсюдження. Це зумовлено: інтенсифікацією видобутку нафти і підвищенням нафтовіддачі пластів;

збільшенням термінів ефективної експлуатації свердловин за рахунок зменшення водогазо-конусних утворень;

залученням в експлуатацію раніше нерентабельних родовищ;

зменшенням кількості свердловин, необхідних для розробки родовищ.

Перші свердловини з горизонтальними ділянками стовбура були пробурені в колишньому СРСР у 1941 р. Недосконалість технічних засобів буріння і технології освоєння таких свердловин не стимулювали широкого впровадження горизонтального буріння. Його інтенсивний розвиток розпочався, в основному, в 70-х рр., і, починаючи з 1979 р., обсяги горизонтального буріння з кожним роком збільшувалися. Сесія чергової світової технічної конференції в 1986 р. повністю була присвячена горизонтальному бурінню, а в 1987 р. на Міжнародному нафтовому конгресі значна кількість доповідей торкалась його проблем.

Буріння багатовибійних свердловин (БВС) полягає в тому, що по основному стовбуру проводять декілька додаткових стовбурів, які, по суті, замінюють окремі, пробурені із земної поверхні свердловини. При багатовибійному бурінні суттєво збільшується корисна довжина свердловин у продуктивному пласті і відповідно зона дренування та поверхня фільтрації. Додаткові стовбури можуть переходити в горизонтальні. Основний стовбур свердловини використовується багаторазово.

Перші експериментальні роботи з буріння БВС на нафту були проведені в 1947 р. на Краснокамському родовищі за пропозицією А.М. Григоряна і В.А. Брагіна. Тут із основного стовбура свердловини були пробурені два додаткових стовбури довжиною 30 і 35 м.

Широкого розповсюдження багатовибійне буріння дістало на Ішимбаєвському нафтовому родовищі. Були пробурені свердловини, які мали 7 і 10 додаткових стовбурів з відстанями між крайніми відгалуженнями 300—400 м. Усі свердловини були освоєні, і середній дебіт в початковий період експлуатації БВС був у 30 разів вищим за дебіт звичайних (вертикальних) свердловин. З 1956 р. БВС почали бурити також на Бориславському нафтовому родовищі.

Переваги багатовибійного буріння зумовлені підвищенням дебіту свердловин, зростанням загальної нафтовіддачі родовища, можливістю залучення у промислову розробку малодебітних родовищ.

Кушове буріння полягає у послідовному бурінні групи ПСС, гирла яких розташовані на одному майданчику обмеженого розміру, а вибої — в продуктивному пласті на відстанях, передбачених сіткою розробки родовища. Такий вид буріння дозволяє суттєво зменшити витрати на підготовчі і монтажні-будівельні роботи при спорудженні свердловин у болотистих місцевостях, на морі, у заповідниках, на родючих землях і т. ін.

Вперше в колишньому СРСР кушове буріння було здійснене під керівництвом М.С. Тимофєєва на о. Артема в Азербайджані. Для спорудження свердловин кущами використовують спеціальні бурові установки універсальної монтажно-здатності, в яких передбачена можливість переміщення блоків бурового і допоміжного обладнання від гирла пробуреної свердловини до гирла нової свердловини по направляючих балках з допомогою гідравлічної системи. Загальна кількість свердловин в одному кущі може становити від 6—8 до 24—30 і більше.

Кущі поділяють на локальні (тобто не зв'язані постійними дорогами з базою) та розташовані вздовж і в центрі транспортної магістралі. В першому випадку свердловини направляють на всі боки, що дозволяє зібрати в куш максимальну кількість свердловин. При розташуванні кущів уздовж або в центрі транспортної магістралі кількість свердловин у кущі зменшується у порівнянні з локальними кущами. Схеми розташування гирл свердловин визначаються особливостями умов буріння, застосовуваної техніки і рельєфу місцевості, вимогами безпеки бурових робіт та іншими чинниками.

Кушове буріння широко використовується у світовій практиці спорудження свердловин як на суші, так і на морі. Це зумовлено економією витрат на підготовчі і монтажно-будівельні роботи, більш компактним розташуванням свердловин і спрощенням їх обслуговування в процесі експлуатації, зменшенням обсягів транспортних перевезень.

Буріння на акваторіях характеризується певними особливостями, пов'язаними з організаційно-підготовчими і монтажними роботами, результатом яких є облаштування місця встановлення бурового обладнання, а саме:

зведення споруд у вигляді дамб та естакад, що відділяють частину акваторії, з наступним їх засипанням;

намивання і закріплення окремих островів;

спорудження естакад з розміщенням на них цілих поселень;

спорудження платформ зануреного, напівзануреного та інших типів;

використання спеціальних суден з натяжними опорами та ін.

На зазначених штучних островах або основах монтується бурове обладнання для буріння свердловин різного призначення і глибини. Враховуючи значну вартість споруд, використовують кушове буріння. Тип стаціонарних споруд визначається глибиною моря і метеорологічними умовами, глибиною свердловини, її призначенням.

Першими науково-інженерними роботами в галузі морського буріння і нафтогазовидобутку прийнято вважати роботи Ф.Б. Рустамбекова (1935 р.). Морське буріння в районі о. Артема було розпочате в 40-х рр. Перспективи цього виду буріння обумовлені передусім значними запасами нафти і газу в шельфових зонах. Так, за геологічними прогнозами на шельфових зонах Чорного та Азовського морів зосереджено близько 40% розвіданих запасів нафти і газу в Україні.