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

ФАКУЛЬТЕТ ПРИРОДНИЧИХ НАУК ТА ТЕХНОЛОГІЙ

КАФЕДРА НАФТОГАЗОВОЇ ІНЖЕНЕРІЇ ТА БУРІННЯ

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни
«ІННОВАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ І ГАЗ»

освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр

для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

Дніпро
НТУ «ДП»
2023

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Інноваційні технології буріння свердловин на нафту і газ» для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2023. – 28 с.

Автори:
Є.А. Коровяка, канд. техн. наук, доц.,
А.О. Ігнатов, канд. техн. наук, доц.

Рекомендовано до видання науково-методичною комісією спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (протокол № 5 від 04.07.2023).

Методичні матеріали призначені для практичних занять для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології з дисципліни «Інноваційні технології буріння свердловин на нафту і газ».

Рекомендації орієнтовані на активізацію виконавчого етапу навчальної діяльності здобувачів вищої освіти.

Відповідальний за випуск д-р техн. наук, професор кафедри нафтогазової інженерії та буріння Судаков А.К.

ЗМІСТ

1. Техніко-технологічне супроводження бурових робіт…….....4
2. Конструктивні та технологічні ознаки
прогресивного бурового інструменту……..……12
3. Вивчення принципів буріння свердловин із горизонтальними ділянками…..15
4. Визначення принципів роботи систем MWD…….……...….22

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ СУПРОВОДЖЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

Мета: набути практичні знання про техніко-технологічні особливості ведення бурових робіт в різних умовах.

Загальні відомості про особливості реалізації бурового процесу

Розвиток нафтової і газової промисловості передбачає широке використання бурових робіт з метою пошуку, розвідки і розробки відповідних покладів.

Нафтогазова справа належить до небезпечних виробництв, аварії на яких з різних організаційних, технологічних і технічних причин ведуть до великих витрат і втрат. Саме тому технологічні прийоми буріння нафтових і газових свердловин повинні постійно удосконалюватися, особливо в зв'язку із збільшенням об'ємів робіт з глибокого і надглибокого буріння, у тому числі на акваторіях, а також із зростаючими потребами буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин. В світлі сказаного виникає необхідність приділяти належну увагу методам аналізу і технологічної інтерпретації властивостей гірських порід та пластових флюїдів в умовах високих тисків та температур.

Ефективність розробки нафтових та газоконденсатних родовищ ґрунтується на володінні не тільки загальними відомостями про геометричні розміри (площа та потужність) продуктивних пластів в умовах залягання, але й детальними даними про їх структуру, колекторські властивості та ступінь нафтогазонасичення та нафтогазовилучення.

Спорудження свердловин відноситься до високотехнологічних і витратних процесів, які здійснюються за допомогою специфічних техніки і технологій. Підвищення ефективності буріння вимагає удосконалення існуючих, розробки та впровадження інноваційних технологій, застосування високопродуктивних бурових установок, обладнання та інструменту.

Стисла характеристика процесів спорудження свердловин

Усереднено цикл споруджування свердловини починається з підготовки майданчика під бурову і закінчується демонтажем бурового устаткування, перевезенням його на нову точку і рекультивацією земельної ділянки.

Усі види робіт, які входять у цикл споруджування свердловини, поділяються на: підготовчі роботи до монтажу бурового обладнання (планування майданчика під бурову, проведення під'їзних доріг, прокладання водопроводу, підвід електроліній); монтаж бурового обладнання (встановлення фундаментів і блоків обладнання на них, обв'язка обладнання, захист вишки та обладнання, встановлення ємкостей і побутових приміщень); підготовчі роботи до буріння свердловини (встановлення направлення; оснащення талевої системи; буріння під шурф і встановлення в ньому труби; монтаж і випробування пристосувань малої механізації, що прискорюють і полегшують процес виконання робіт; приєднання бурового шланга до вертлюга і стояка; підвішування машинних ключів; перевірка приладів; центрування вишки, перевірка горизонтальності ротора); буріння свердловини, кріплення її стінок обсадними колонами і розмежу-

вання пластів; вторинне розкриття продуктивного пласта (при перекритому колоною пласті), випробування, освоєння і здача свердловини в експлуатацію; демонтаж бурового обладнання; перевезення обладнання на нову точку.

Головний привід бурового верстата використовується для спуско-підйомних операцій (СПО), обертання бурильної колони з долотом за допомогою ротора при поглибленні свердловини, для приводу бурових насосів.

Бурова вежа забезпечує спуск і підйом обладнання для буріння, кріплення і випробування свердловини. Підвежава основа служить опорою для бурової вежі.

Обладнання для СПО складається з лебідки, талевої системи і талевого канату. Це обладнання використовується для піднімання і опускання обладнання в свердловину.

Бурові насоси забезпечують циркуляцію бурового розчину через бурильні труби до вибою свердловини з метою виносу вибуреної породи на поверхню, забезпечення стійкості стінок стовбура свердловини, створення протитиску на напірні горизонти, охолодження долота, руйнування гірських порід, приводу вибійного обладнання.

Противикидне обладнання (превентори) встановлюється на усті свердловини і призначене для перекриття устя при нафтоводопроявленнях.

Спорудження свердловини складається з таких основних етапів, а саме: облаштування бурового майданчика; буріння; кріплення стовбура свердловини обсадними колонами і їх цементування; випробування свердловини на наявність промислового припливу нафти.

Випробування свердловин включає в себе перфорацію експлуатаційної колони навпроти продуктивного горизонту, виклик припливу продукції методом зниження протитиску на пласт і операції з освоєння.

Вибір конструкції бурової свердловини

Конструкція свердловини, як термінологічне визначення, включає в себе такі основні характеристики: глибину свердловини; діаметр стовбура свердловини, який можна оцінювати за діаметром породоруйнівного інструменту (долота, бурильної головки тощо), вживаного для буріння кожного окремого інтервалу, та необхідно уточнювати на основі даних свердловинних геофізичних; кількість обсадних колон, що спускаються у свердловину, глибини їх спуску; протяжність і номінальний діаметр обсадних колон та інтервали їх цементування. Конструкцію свердловини розробляють і уточнюють відповідно до конкретних геологічних умов буріння в заданому районі. Вона повинна забезпечити виконання поставленого завдання, тобто досягнення запроектованої глибини і виконання усього наміченого комплексу досліджень і робіт у свердловині. Конструкція свердловини залежить від міри вивченої геологічного розрізу, способу буріння, призначення свердловини, способу розкриття продуктивного горизонту і інших чинників. При її розробці необхідно враховувати вимоги з охорони надр і захисту довкілля. Визначальними чинниками є допустима протяжність інтервалів, де можливе буріння без кр і-

плення, і кінцевий діаметр стовбура свердловини або рекомендований діаметр останньої (експлуатаційної) колони.

Обґрунтування конструкції проводиться в два етапи. На першому етапі вибирається метод входження в пласт, число обсадних колон і глибини їх спуску. На другому – розміри колон, діаметри доліт, інтервали цементування.

Число обсадних колон і можливі глибини їх спуску залежать від кількості інтервалів, несумісних за умовами буріння, визначуваних по графіку поєднаних тисків (графіку зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання).

При виборі числа обсадних колон необхідно враховувати стійкість гірських порід і необхідність перекриття порід. Важливо пам'ятати про наявність флюїдів, агресивних по відношенню до промивальних рідин, обсадних труб і тампонажних матеріалів. У разі проектування пошуково-розвідувальних свердловин необхідно передбачити можливість спуску резервної обсадної колони.

Інтервали цементування обсадних колон визначаються у відповідності правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості. Напрям і кондуктори в усіх свердловинах мають бути зацементовані до гирла. Обов'язковому цементуванню підлягають: продуктивні горизонти, окрім запроектованих до експлуатації відкритим вибоєм; продуктивні горизонти, що не підлягають експлуатації, в т.ч. з непромисловими запасами; виснажені горизонти; горизонти вторинних (техногенних) покладів нафти і газу; інтервали, складені пластичними породами, схильними до деформації; інтервали, породи яких або продукти їх насичення здатні викликати прискорену корозію обсадних труб.

Діаметри обсадних колон і діаметри доліт для буріння під них визначають з урахуванням літології, профілю свердловини і інших чинників. Наприклад, в похилих свердловинах проміжки мають бути збільшені. Якщо ділянка стовбура свердловини представлена недостатньо стійкими породами, схильними до випучування, величину проміжку між обсадною колоною і стінкою також необхідно збільшувати.

Обсадні колони за призначенням підрозділяються таким чином.

Напрям – перша колона труб або одна труба, призначена для закріплення пригирлової частини свердловин від розмиву буровим розчином і обвалення, а також для забезпечення циркуляції рідини. Напрям, як правило, один. Проте можуть бути випадки кріплення свердловин двома напрямами, коли верхня частина розрізу представлена лесовими ґрунтами, насипним піском або має інші особливості. Зазвичай напрям спускають в заздалегідь підготовлену шахту або свердловину і бетонують на всю довжину.

Кондуктор – колона обсадних труб, призначених для відокремлення верхнього інтервалу розрізу гірських порід, ізоляції прісноводних горизонтів від забруднення, монтажу противикидного устаткування і підвіски наступних обсадних колон.

Проміжна обсадна колона (їх може бути декілька) служить для відокремлення несумісних за умовами буріння зон при поглибленні свердловини до намічених глибин.

Експлуатаційна колона – остання колона обсадних труб, якою кріплять свердловину для відокремлення продуктивних горизонтів від інших порід і витягання зі свердловини нафти або газу або для нагнітання в пласти рідини або газу. Іноді, в якості експлуатаційної колони може бути використана (частково або повністю) остання проміжна колона.

Особливості вибору бурильної колони

Основний тип технологічного інструменту – бурильна колона – сполучає долото (або забійний двигун і долото) з наземним устаткуванням (вертлюгом); вона призначена для виконання наступних цілей: передача обертання від ротора до долота; сприйняття реактивного моменту вибійного двигуна; підвода бурового розчину до породоруйнівного інструменту і вибою свердловини; створення навантаження на долото; підйом і спуск долота; проведення допоміжних робіт (опрацювання, розширення і промивання свердловини, випробування пластів, ловильні роботи і так далі).

Проектування бурильної колони має на меті обґрунтування найбільш раціональної її конструкції. На основі розрахунків розробляють бурильну колону однієї з наступних конструкцій: односекційну, одноступінчасту, багатосекційну, багатоступінчасту. Односекційна колона включає бурильні труби однакові по зовнішньому діаметру, товщині стінки і групі міцності сталі. Одноступінчаста, багатосекційна колона при незмінному зовнішньому діаметрі містить у собі секції з труб з різними показниками міцності (за рахунок варіювання матеріалом або товщиною стінки). Багатоступінчаста бурильна колона складається із секцій, що розрізняються не тільки товщиною стінки і групою міцності матеріалу, але і зовнішнім діаметром. Багатоступінчасті колони застосовують при бурінні глибоких і надглибоких свердловин, коли верхні секції комплектують з бурильних труб більшого зовнішнього діаметра, чим нижні.

Обважнена бурильна труба (ОБТ) призначена для створення осьового навантаження на долото та збільшення жорсткості бурильних колон. ОБТ зі спіральними канавками застосовуються при бурінні глибоких свердловин для зниження можливості прихвату інструменту через зменшення площі контакту колони обважнених труб зі стінками свердловини.

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб необхідно дотримуватися рекомендованих співвідношень між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб.

Компоновку бурильної колони проектують із врахуванням профілю стовбура свердловини та схильності порід гірського масиву до сприяння викривленню траси свердловини. Для вертикальних свердловин (або окремих їх ділянок) рекомендовано застосування декількох наддолітних калібраторів та ОБТ (збалансовані, квадратні або спіральні) максимально можливого діаметру, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру.

Прояв можливих ускладнень та аварії при бурінні

Процес спорудження свердловин є складним та багатофакторним, та всупереч вживаним технологічним заходам, досить часто супроводжується порушеннями безперервності, які викликаються, насамперед, гірничотехнічними причинами, такими як поглинання, газонафтоводопроявлення, обвали, звуження стовбура, вироблення жолобів, мимовільна зміна траєкторії стовбура свердловини.

Ускладнення чинять вплив на якість стовбура свердловини яка, у свою чергу, визначається низкою геологічних і техніко-технологічних факторів, таких як: часте перемежування глинистих порід з пісковиками; значна потужність глинистих відкладень в розрізі свердловини; великі кути падіння гірських порід; сильно розвинена сланцеватість і тріщинуватість; активна дія бурових розчинів на розбурювані гірські породи, що призводить до переходу їх в нестійкий стан і утворення товстих глинистих кірок в інтервалах залягання проникних гірських порід; недостатня швидкість висхідного потоку бурового розчину; тривале буріння інтервалів, схильних до ускладнень.

Ці та інші чинники призводять до зашламування і звуження стовбура свердловини, осипів і обвалів, жолобоутворенню, які негативно позначаються на рухливості інструменту, а іноді викликають його прихоплення.

Обвали порід виникають внаслідок їх нестійкості. Характерними ознаками обвалів є: значне підвищення тиску на викиді бурових насосів; різке підвищення в'язкості промивальної рідини; винесення останньою великої кількості уламків порід, що обвалилися.

Поглинання промивальної рідини – явище, при якому рідина, що закачується у свердловину, частково або повністю поглинається пластом. Зазвичай це відбувається при проходженні пластів з великою пористістю і проникністю, коли пластовий тиск виявляється менше тиску стовпа промивальної рідини у свердловині.

Інтенсивність поглинання може бути від слабкої до катастрофічної, коли вихід рідини на поверхню повністю припиняється.

Для попередження поглинання застосовують наступні методи:

1) промивання полегшеними рідинами;

2) ліквідація поглинання закупоркою каналів, що поглинають рідину (за рахунок добавок в неї інертних наповнювачів – азбесту, слюди, меленого торфу, деревної тирси, целофану; заливки сумішей, що швидко схоплюються;

3) підвищення структурно-механічних властивостей промивальної рідини (добавкою рідкого скла).

Газо-, нафто- і водопрояви мають місце при проводці свердловин через пласти з відносно високим тиском, що перевищує тиск промивальної рідини. Під дією напору води відбувається її переливання або фонтанування, а під дією напору нафти або газу – безперервне фонтанування або періодичні викиди. До заходів, що дозволяють уникнути вказані ускладнення, відносяться: правильний вибір густини промивальної рідини; запобігання пониженню її рівня, при підйомі колони бурильних труб і при поглинанні рідини.

Прихвати бурильного інструменту виникають з наступних причин: утворення на стінках свердловини товстої і липкої фільтраційної кірки, до якої при-

липає бурильний інструмент, що знаходиться без руху; заклинювання бурильного інструменту в звужених частинах стовбура або при різких викривленнях свердловини, при обвалах нестійких порід, при осадженні розбуреної породи у разі припинення циркуляції.

Ліквідація прихоплень – складна і трудомістка операція. Тому необхідно приймати усі можливі заходи, щоб їх уникнути.

Випробування свердловини

Проведення оцінки промислової нафтогазоносності розкритого свердловиною покладу проводять на підставі спеціальних досліджень, об'єм і методи яких залежать від цільового призначення свердловини. Означені дослідження спрямовані на вирішення наступних завдань: визначення продуктивності окремих інтервалів та попередня оцінка їх промислової значущості; отримання достовірних даних для підрахунку запасів і наступного проектування системи розробки родовища; визначення експлуатаційних характеристик пласта.

Для оцінки продуктивності розрізу застосовують непрямі і прямі методи. Перші дозволяють отримати певні характеристики непрямим чином, а саме виявити ознаки, що вказують на присутність нафти або газу в дослідженому інтервалі. До таких методів відносять оперативний геологічний контроль в процесі буріння і геофізичні методи дослідження у свердловині. Прямі методи базуються на безпосередніх даних щодо присутності нафти або газу (відбір проби, отримання припливу тощо). Прямі методи неодмінно потребують виклику припливу нафти або газу з пласта.

Якнайповнішу інформацію про досліджувані нафтогазові об'єкти можна отримати при використанні прямих методів. У завдання дослідження прямими методами входять такі питання, як виявлення можливості отримання припливу нафти або газу з досліджуваного об'єкту, відбір проб пластової рідини для вивчення її складу і властивостей, встановлення співвідношення компонентів у пластовому флюїді, оцінка можливого дебіту з досліджуваного об'єкту, вимір пластового тиску, отримання початкових даних для первинної оцінки колекторських властивостей об'єкту, розкритого свердловиною.

До групи прямих відносять стаціонарні і експрес-методи. Стаціонарні методи допускають, що дослідження проводять при сталому режимі фільтрації. Дослідження за експрес-методом вимагають порівняно невеликого часу. У його основі лежить контроль за відновленням тиску в обмеженому об'ємі, що сполучається з продуктивним пластом після виклику припливу з нього.

Застосовують методи випробування свердловин за наступними схемами: «від низу до верху» і «згори вниз».

При використанні методу «від низу до верху» свердловину доводять до проектної глибини, закріплюють обсадною колоною і цементною оболонкою за нею. Випробування починають з нижнього об'єкту, для чого обсадну колону проти цього пласта перфорують, здійснюють виклик припливу, відбирають проби пластової рідини і проводять необхідні виміри. Після завершення випробування нижнього об'єкту встановлюють цементний міст або гумовий тампон вище перфорованої ділянки. Потім перфорують обсадну колону навпроти вище

розташованого об'єкту, випробовують його і переходять до наступного об'єкту, переміщаючись вгору. Метод має істотні недоліки: забруднення продуктивних пластів; можливість пропусків продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками; необхідність у спуску і цементуванні обсадної колони для відокремлення випробовуваних об'єктів.

Для усунення відмічених недоліків створені спеціальні вимірювальні інструменти, які дозволяють випробування кожного об'єкту у відкритому стовбурі свердловини відразу ж після розкриття. Із створенням таких інструментів з'явився новий спосіб, що дістав назву методу «згори вниз».

Для його реалізації використовують різні глибинні інструменти, які за конструктивним виконанням, особливостями застосування і призначенням можна умовно розділити на такі типи: випробувачі пластів, що спускаються у свердловину на колоні труб; апарати, що скидаються всередину колони бурильних труб відразу після розкриття бурінням наміченого об'єкту; апарати, що спускаються у свердловину на каротажному кабелі.

Відносно проведення випробувань у горизонтальних свердловинах, прийнятним є лише метод, заснований на спуску випробувачів пластів на колоні труб.

Властивістю процесу споруджування горизонтальних свердловин є значне ускладнення умов транспортування зруйнованої породи з їх стовбурів; останнє є головною причиною істотного засмічення продуктивних пластів, особливо тих ділянок, що розташовані в лежачих стінках стовбура свердловини. Внаслідок існування відмічених умов, виникає об’єктивна можливість спотворення результатів випробування продуктивних пластів. Саме тому пропонується до застосування газорідинні суміші (піни), що, як відомо, володіють високими якостями відносно транспортуючої здатності.

Зміст звіту

1. Коротка інформація про особливості реалізації бурового процесу.
2. Характеристика процесів спорудження свердловин.
3. Конструкція бурової свердловини.
4. Особливості конструкції бурильної колони.
5. Ускладнення та аварії при бурінні.
6. Випробування експлуатаційних свердловин.

Контрольні запитання

1. Охарактеризуйте основні складові бурового процесу.
2. Послідовність розробки конструкції бурової свердловини.
3. Назвіть основне призначення бурильної колони.
4. Особливості проводки свердловин у складних умовах.

Рекомендована література

1. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцвєтаєв ; М-во освіти і нау-

ки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.

2. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ “АСМІ”, 2018. – 415 с.

3. Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцвєтаєв В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М., Войтович А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Львів : Сполом, 2023. - 596 с.

4. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. - 164 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2
КОНСТРУКТИВНІ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ ОЗНАКИ ПРОГРЕСИВНОГО БУРОВОГО ІНСТРУМЕНТУ

Мета: отримати знання про особливості застосування прогресивного бурового інструменту.

Загальні відомості

Останнім часом спостерігається стійка тенденція постійного збільшення об'ємів буріння із застосуванням доліт з озброєнням у вигляді спеціальних алмазно-твердосплавних пластин (долота типу PDC), проте існує доволі значне протиріччя між показниками роботи останніх у породах м'яких, пластичних і породах пластично-крихких середньої твердості та твердих, що пов'язано із інтенсивним зношуванням озброєння.

Долота типу PDC відносяться до технологічно нового покоління доліт, різальні лопаті яких посилені полікристалічними алмазними різцями (рис. 2.1). Вони руйнують породу стираюче-різальною дією на відміну від руйнування породи шарошковими долотами дроблячие-сколюючого типу.

Рис. 2.1. Бурові долота, армовані пластинами PDC

Нині курс розвитку виробництва PDC доліт спрямований на їх адаптацію до умов використання в гірських породах середніх і вище середніх за твердістю. Виробники доліт, армованих пластинами PDC, пропонують різні конструктивні рішення, основне призначення яких – зниження рівня вібрації на долоті..

Розробка технології та режимів буріння долотами типу PDC

Долота PDC відносяться до безопорних доліт різальної і різальне-сколюючої дії з озброєнням у вигляді алмазно-твердосплавних пластинок і різців. До основних переваг доліт PDC відносяться наступні фактори: відсутність в їх конструкції рухомих частин, висока зносостійкість, самозагострювальна дія різців і низьке необхідне осьове навантаження на долото.

Для створення різальної дії доліт PDC потрібне осьове навантаження на породоруйнівний інструмент значно менше, ніж для шарошкових доліт при тій,

або навіть більшій швидкості буріння. Висока стійка механічна швидкість буріння обумовлена наявністю гострої різальної кромки у різців, низькою швидкістю їх зношування і ефектом самозагострювання різців під час буріння; останнє відбувається в результаті випереджаючого зношування твердосплавної основи в порівнянні зі зношуванням алмазного шару. Висока зносостійкість озброєння забезпечує значну проходку на долото, а відсутність в конструкції рухомих деталей знижує риски, пов'язані із залишенням частин долота на вибої свердловини під час буріння.

Проте названі конструктивні особливості доліт PDC висувають певні вимоги щодо їх відробки.

1) Підготовка свердловини: після використання попереднього долота необхідно використовувати шламоуловлювач, якщо очікується наявність металу на вибої.

2) Підготовка долота перед спуском у свердловину: витягнути долото з індивідуального ящика; допускається ставити долото різцями вниз тільки на дерев'яну або гумову підставку; перевірити долото на наявність можливих ушкоджень при транспортуванні; перевірити внутрішню частину долота на відсутність чужорідних предметів.

3) Нагвинчування долота: перевірити правильність установки гідромоніторних насадок; змінні насадки завертати тільки вручну; очистити і змастити поверхню різьби; навернути долото, дотримуючись встановлених виробником граничних значень крутного моменту (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Рекомендовані значення крутного моменту для нагвинчування доліт типу PDC

Діаметр долота, мм	Рекомендований крутний момент, Н·м
190,5 - 209,55	16600 - 22150
250,83 - 368,3	38700 - 44250
374,65 - 469,9	47000 - 55300

4) Спуск у свердловину: з обережністю наближатися до башмака обсадної колони, хвостовика, або до можливих інтервалів звуження; слід обертати інструмент в інтервалах звуження; при спуску останньої свічки промити свердловину до вибою; досягнення вибою визначати при мінімальній частоті обертання інструменту; підвести долото над вибоєм і промити протягом 5 хв.

5) Розширення: не рекомендується розширення значного інтервалу свердловин зменшеного діаметру; рекомендується використання максимально можливої витрати промивальній рідини; осьове навантаження не повинне перевищувати 1/10 від максимально можливого значення; уникати великого крутного моменту.

6) Нарощування бурильної колони, приробка долота, буріння: рекомендується максимальне промивання при підйомі; після промивання необхідно опустити долото на вибій і за малого навантаження створити напрям руйнування

вибою; поступово збільшуючи навантаження на долото, необхідно встановити оптимальний режим буріння; при бурінні порід, що перемежаються за твердістю, необхідно відрегулювати частоту обертання і навантаження на долото; в твердіших породах або в абразивних піщаних прошарках; частоту обертання необхідно знижувати для зменшення зносу різців і збільшення терміну служби долота; при нарощуванні бурильної колони, через значний поршневий ефект конструкції долота, підйом інструменту з вибою здійснювати з промиванням – задля усунення сальникоутворення; після нарощування бурильної колони опустити долото на вибій, промити протягом 1 - 2 хв. і, поступово збільшуючи навантаження, досягти запланованого режиму буріння; в процесі буріння постійно вести контроль дотримання проектних режимів буріння (навантаження на долото, частота обертання, крутний момент, тиск розчину на стояку тощо), не допускаючи граничних величин режимних параметрів, вказаних в паспорті долота; підйом долота здійснювати з постійним доливанням бурового розчину в свердловину і з обмеженням швидкості, особливо в зонах звужень, обвалів, каверн і при підході до башмака обсадної колони.

Зміст звіту

1. Загальні відомості про особливості конструктивних схем бурових доліт нового покоління типу PDC.

2. Технологічні режими відпрацювання доліт типу PDC.

Контрольні запитання

1. Назвіть основні переваги бурових доліт типу PDC.

2. Система озброєння бурових доліт типу PDC.

3. Охарактеризуйте особливості режимних параметрів для раціонального відпрацювання бурових доліт типу PDC.

4. Області ефективного застосування бурових доліт типу PDC.

Рекомендована література

1. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцвєтаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.

2. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ “АСМІ”, 2018. – 415 с.

3. Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцвєтаєв В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М., Войтович А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Львів : Сполом, 2023. - 596 с.

4. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. - 164 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3
ВИВЧЕННЯ ПРИНЦИПІВ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН ІЗ ГОРИЗОНТАЛЬНИМИ ДІЛЯНКАМИ

Мета: отримати відомості з основ технології буріння свердловин із горизонтальними ділянками.

Загальні відомості про направлене буріння свердловин

На даному етапі розвитку нафтогазовидобувної галузі спостерігається стійка тенденція, без перебільшення, стрімкої зміни геологічних і техніко-технологічних умов буріння свердловин, що є результатом збільшення середньої глибини залягання продуктивних пластів, і, як наслідок, ускладнення термобаричних умов. Враховуючи те, що буріння свердловин – це досить капіталомісткий процес, який може супроводжуватися виникненням небезпечних ускладнень і навіть аварій, неприпустимо допускати втрачання такої споруди через невірні інженерні рішення на всіх етапах операцій з проектування і спорудження. Завданням спорудження свердловини є з'єднання продуктивного пласта з денною поверхнею герметичним, міцним і довговічним експлуатаційним каналом при мінімальних витратах. Серед прогресивних інженерних прийомів досягнення поставленого завдання, особливої уваги заслуговує направлене буріння – технічна система, що включає комплекси методів, технологій, апаратних і технічних засобів, покликаних вирішувати проблему спорудження свердловин в заданому напрямі – вивіреною траєкторією, а забій приводити в задану проектом точку з урахуванням можливих допустимих відхилень.

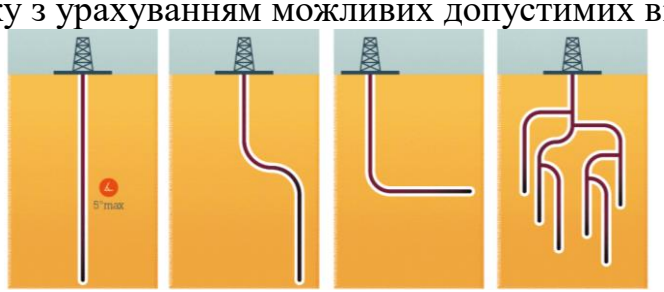


Рис. 3.1. Приклади реалізації технологій направленого буріння свердловин

Завдання, що вирішуються при застосуванні методів і прийомів направленого буріння, досить різноманітні, та основними є такі (рис. 3.1): визначення і уточнення елементів залягання гірських порід і продуктивних покладів; ефективне керування траєкторіями стовбурів свердловин при будь-якій їх просторовій орієнтації (вертикальні, горизонтальні, такі, що повстають), у тому числі для перетину покладів із заданим кутом зустрічі; реалізація багатостовбурного і кущового буріння; виведення свердловини в заданий проектом інтервал при її значному природному викривленні, шляхом коригування траєкторії свердловини відпилювачами; повторний перетин покладу при його пропуску або незадовільному виході керна; обхід місць складних аварій у свердловині додатковим стовбуром; зниження інтенсивності природного викривлення шляхом застосування технічних засобів і технологій стабілізації напряму свердловини; буріння вертикально-горизонтальних свердловин у вугільні пласти з метою їх дегазації; буріння бічних похилих свердловин для ліквідації пожеж у свердловинах; бу-

ріння вертикально-горизонтальних, розгалужених складнопрофільних експлуатаційних свердловин з розташуванням горизонтальних і складнопрофільних ділянок стовбура в межах нафтогазоносних колекторів для підвищення нафтогазовіддачі і дебіту.

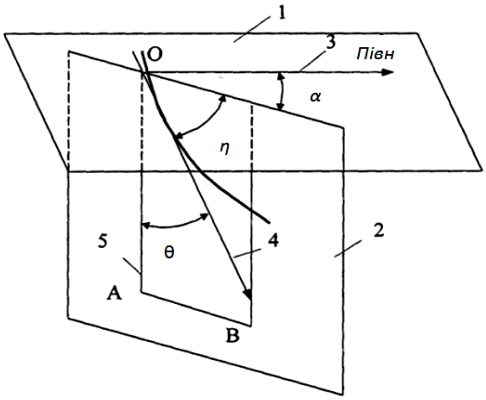


Рис. 3.2. Просторове положення свердловини: 1 – горизонтальна площина; 2 – апсидальна площина; 3 – магнітний меридіан; 4 – дотична до точки стовбура; 5 – вертикаль через точку виміру кутів

У практиці нафтогазової справи прийоми направленого буріння більш відомі під терміном «похило-спрямованого буріння», що широко використовується в сучасних системах розробки вуглеводневих покладів. Як правило, вісь або траса свердловини це просторова крива, що від гирла свердловини має вертикальну спрямованість, а у подальшому, в міру дії тих або інших чинників, набуває складної орієнтації – отримує викривлення (рис. 3.2).

Похила свердловина характеризується довжиною стовбура, зенітним кутом θ, азимутним кутом α. Кожна точка осі свердловини визначається її поточними координатами відносно устя, зенітним і азимутним кутами і кривизною [21]. Глибина свердловини по вертикалі – відстань OA від устя до горизонтальної площини, що проходить через забій свердловини, або деяку поточну точку стовбура. Зенітний кут θ – кут між дотичною до осі стовбура в даній точці і вертикаллю, що проходить через цю точку. Кут нахилу η – кут між віссю свердловини або дотичної до неї в даній точці і горизонтальною проекцією осі на площину, що проходить через цю точку. Азимутний кут α – кут між апсидальною і меридіональною площинами. Апсидальною називається вертикальна площина, що проходить через дотичну до осі стовбура свердловини. Азимутний кут обчислюється в горизонтальній площині від прийнятого початку відліку (на північ) до напряму горизонтальної проекції осі стовбура свердловини за ходом годинникової стрілки. Залежно від прийнятого початку відліку азимутний кут може бути істинним (географічний меридіан), магнітним (магнітний меридіан) або умовним (реперним). Профіль свердловини – проекція осі свердловини на вертикальну площину, що проходить через її устя і забій.

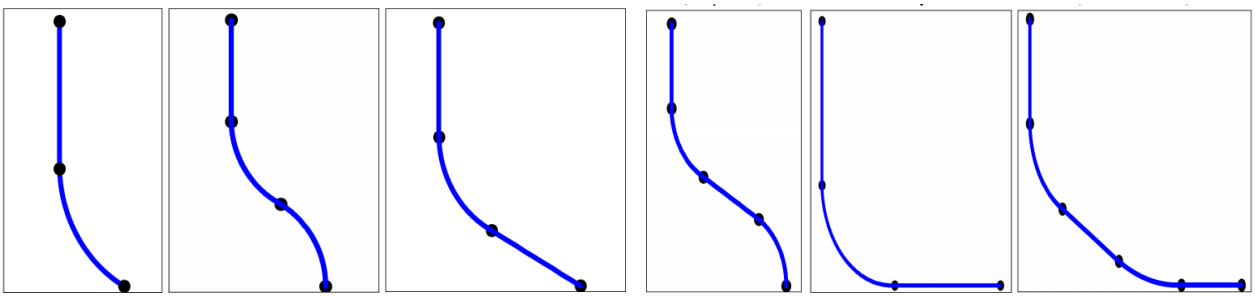


Рис. 3.3. Графічне зображення варіантів можливих профілів свердловин

Прийнято, у відповідності до характеру просторового положення, розрізняти наступні типи свердловин: 1) вертикальні – свердловини із зенітним кутом, що не перевищує 3°; 2) похило спрямовані – свердловини, траєкторія яких не має ділянок із зенітним кутом, що перевершує 60°; 3) горизонтальні – свердловини із зенітним кутом 60° і більше.

Профілі свердловин класифікують за кількістю інтервалів стовбура. За інтервал береться ділянка свердловини з незмінною інтенсивністю викривлення (рис. 3.3). При проектуванні профілю призначається особлива точка, в яку повинна привести траєкторія свердловини, що розраховується. При реалізації профілю свердловини потрапити в особливу точку практично неможливо, тому задається допустима область місцезнаходження фактичного забою свердловини – об'єкт буріння, як правило, об'єкти буріння задаються в плані кругом, радіус якого приймається залежно від мінімальної відстані між сусідніми рядами або свердловинами по сітці розробки родовища і проектної або фактичної глибини по стовбуру до проектної точки. Радіус круга допуску - допустиме відхилення забою свердловини від проектного. Профіль свердловини проектується так, щоб при мінімальних матеріальних витратах на її проходку було забезпечено попадання свердловини в задану точку (область) продуктивного пласта.

Проектна траєкторія похило спрямованих і горизонтальних свердловин повинна відповідати техніко-технологічним обмеженням: не перевищувати значень максимально допустимих бічних відходів стовбура; мати обґрунтовану розрахункову інтенсивність викривлення стовбура на ділянках транспортування та установки експлуатаційного устаткування і розташованих нижче інтервалів; не допускати перевищення значень максимально можливого зенітного куту на ділянці стабілізації та ін. Перелічені вимоги забезпечують ефективне передавання навантаження на долото, гарантований спуск по стовбуру бурильного інструменту, приладів, обсадних колон, а також відповідність бурової установки по вантажопідйомності колон.

Завдання профілізації стовбурів свердловин (рис. 3.4) полягає у необхідності забезпечення таких показників: мінімізація вірогідності перетину пробурених і таких, що буриться стовбурів свердловин; досягнення проектної траєкторії; попадання в заданий об'єкт буріння; мінімальні довжина свердловини, вартість буріння, тривалість буріння.

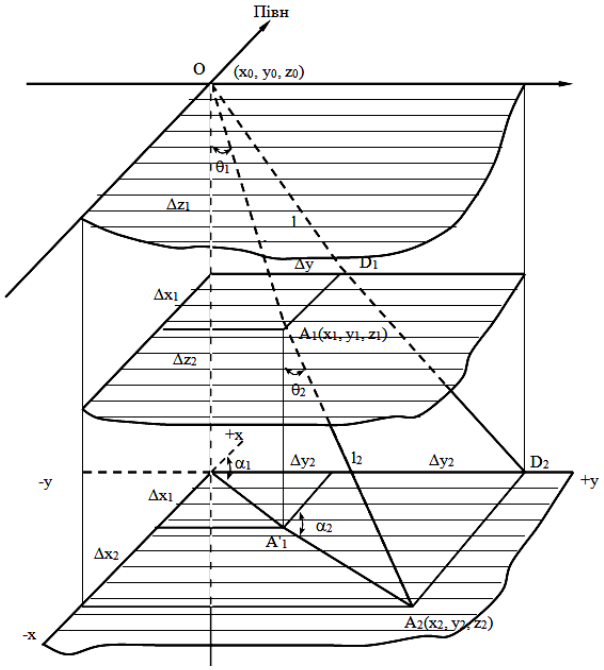


Рис. 3.4. Схема для визначення просторового положення траси свердловини

Ділянка осі свердловини OA_1A_2 (рис. 3.4) може бути подана горизонтальною проекцією OA'_1A_2 і вертикальною OD_1D_2.

При відомих координатах (X_0, Y_0, Z_0) положення точки A_1 осі свердловини в просторі відповідає координатам X_1,Y_1, Z_1, що будуть визначатися збільшенням координат ΔX_1, ΔY_1, ΔZ_1, на інтервалі Δl (AO_1). Значення координат точки A_2 можна знайти з умови

$$X_{A_2} = X_{A_1} + \Delta X_2;\ Y_{A_2} = Y_{A_1} + \Delta Y_2;\ Z_{A_2} = Z_{A_1} + \Delta Z_2 \qquad (3.1)$$

Наведена схема просторового положення траси свердловини дозволяє отримати формули визначення координат для загального випадку:

$$X_i = X_i + \Delta X_i = X_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{icp} \cos \alpha_{icp}; \qquad (3.2)$$

$$Y_i = Y_i + \Delta Y_i = Y_{i-1} + \Delta l_i \sin \Theta_{icp} \sin \alpha_{icp}; \qquad (3.3)$$

$$Z_i = Z_i - \Delta Z_i = Z_{i-1} - \Delta l_i \cos \Theta_{icp}, \qquad (3.4)$$

де (X, Y, Z) – координати попередньої точки на осі свердловини, м; Δ (X, Y, Z)$_i$ – координати на інтервалі Δl_i, м; Θ_{icp}, α_{icp} – середні значення відповідно зенітного й азимутального кутів на інтервалі Δl_i, град:

$$\Theta(\alpha)_{icp} = \frac{\Theta(\alpha)_{i-1} + \Theta(\alpha)_i}{2}, \text{ град.} \qquad (3.5)$$

При переході азимута свердловини через напрямок 0° (розрахунок провадиться за формулою:

$$\alpha_{icp} = \frac{\alpha_{i-1} \pm 360^0 + \alpha_i}{2}, \text{ град.} \qquad (3.6)$$

Довжину вертикальної ділянки, яка має бути не менше 30 - 50 м, вибирають з урахуванням умов попередження перетину сусідніх стовбурів і виходять з таких передумов: із збільшенням довжини вертикальної ділянки збільшується зенітний кут, необхідний для досягнення заданого відхилення забою від верти-

калі, а також довжина стовбура свердловини; із збільшенням довжини вертикальної ділянки знижується точність просторового положення стовбура; глибину початку набору кривизни стовбура і ділянку набору зенітного кута бажано розташовувати в інтервалі залягання стійких порід.

Максимально допустима інтенсивність викривлення стовбура визначається з умов безперешкодного спуску і експлуатації забійних двигунів, бурильних і обсадних труб, випробувачів пласта і іншого устаткування для випробування і експлуатації свердловини. Операції зі зміни просторового положення траси свердловини виконують за допомогою спеціальних забійних компоновок (взаємодіючий комплект, що складається з ОБТ, стабілізаторів і інших пристроїв, розміщуваних безпосередньо над долотом).

Обґрунтування та розрахунок профілю свердловини

При направленому бурінні, особливо роторному, в забійному компонуванні використовують ефекти, які призводять до зміни або стабілізації кута нахилу. Забійне компонування для роторного буріння не може застосовуватися для управління горизонтальним напрямом стовбура або в точках початку зміни.

Методика проектування профілю свердловини в цілому, та його горизонтальної ділянки зводиться до визначення необхідного початкового зенітного кута (θ) і розрахунку елементів окремих ділянок профілю стовбура.

Початковими даними для розрахунку є:

$H_{пг}$ – глибина проектного горизонту за вертикаллю, м;

$h_в$ – глибина вертикальної ділянки стовбура свердловини, м;

$A_{ТВП}$ – відхилення точки входження в пласт від вертикальної вісі стовбура свердловини, м;

R_1, R_2 – радіуси викривлення стовбура в площині початкового і кінцевого викривлень, м;

θ_1, θ_2 – початковий і кінцевий зенітні кути стовбура свердловини, град.;

$\Delta\alpha$ – зміна азимутного кута стовбура свердловини ($\Delta\alpha = \alpha_1 - \alpha_2$, де α_1 та α_2 – початковий і кінцевий азимутні кути стовбура свердловини, град.), град.;

$L_Г$ – довжина горизонтальної ділянки стовбура свердловини, м.

Профіль проектованої свердловини відрізняється тим, що площинні, початкове і кінцеве викривлення стовбура відбуваються в одній (апсидальній) площині.

Необхідний початковий зенітний кут проектованої свердловини визначається з умови забезпечення входження в пласт в заданій точці. Довжину вертикальної проекції ділянки набору кривизни можна виразити:

$$h_2 = H_{пг} - h_1 - h_3 - h_4, \tag{3.7}$$

або

$$h_2 = R_1 \cdot \sin\theta_1. \tag{3.8}$$

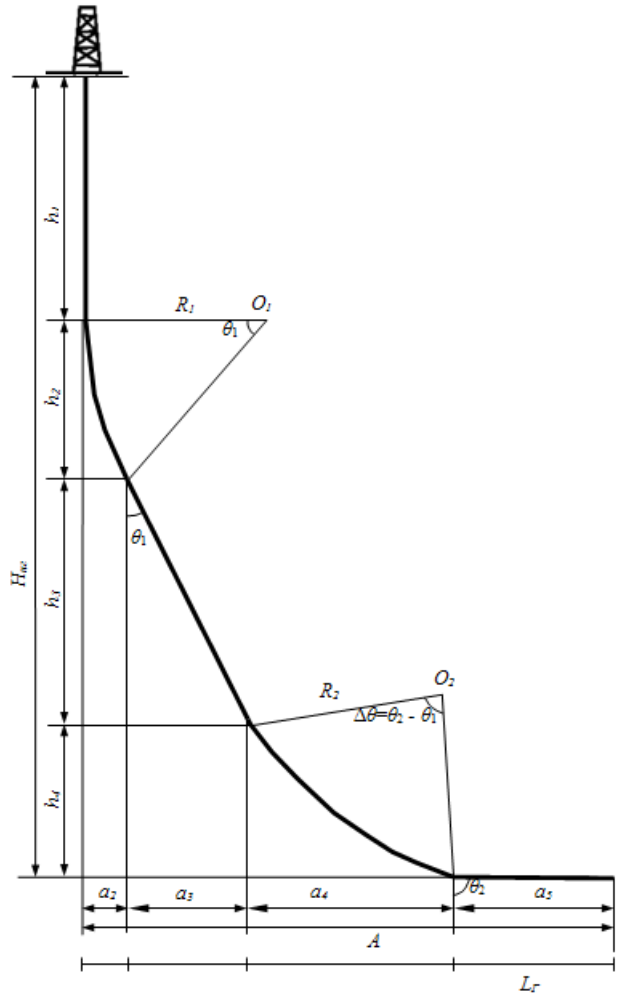


Рис. 3.5. Профіль траси свердловини площинного типу

Враховуючи, що

$$h_3 = \frac{A - \theta_2 - \theta_4 - \theta_5}{tg\,\theta_1}; \tag{3.9}$$

$$h_4 = R_2 \cdot (\sin\theta_2 - \sin\theta_1); \tag{3.10}$$

Початковий зенітний кут свердловини за п’ятиінтервального профілю

$$\theta_1 = \arccos\frac{KM + N\sqrt{N^2 + K^2 - M^2}}{N^2 + K^2}, \tag{3.11}$$

де $K = R_1 \cdot (1 - \cos\theta_2) - A_{TBП}$;

$M = R_1 - R_2$;

$N = H - R_2 \cdot \sin\theta_2$.

Розрахунок елементів профілю стовбура свердловини полягає у визначенні довжин різних його ділянок і їх проекцій на вертикальну і горизонтальну площини.

Варіаціями забійного компонування можна управляти величиною і напрямом вигину бурильної колони і таким чином впливати на кут відхилення забою так, як це технологічно необхідно. Буріння спрямованих свердловин великого діаметру зазвичай легше, ніж малого.

Зміст звіту

1. Особливості реалізації технологічних схем направленого буріння свердловин.

2. Характеристика інженерної методики розрахунку профілю бурової свердловини.

Контрольні запитання

1. Назвіть коло вирішуваних питань при застосуванні технологій горизонтально-направленого буріння.

2. Типи профілів бурових свердловин.

3. Назвіть послідовність проєктування профілю свердловини із горизонтальною ділянкою.

4. Наведіть конкретні приклади ефективного застосування свердловин із горизонтальним закінченням.

Рекомендована література

1. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцвєтаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.

2. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ “АСМІ”, 2018. – 415 с.

3. Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцвєтаєв В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М., Войтович А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Львів : Сполом, 2023. - 596 с.

4. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. - 164 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4
ВИЗНАЧЕННЯ ПРИНЦИПІВ РОБОТИ СИСТЕМ MWD

Мета: отримати базові знання стосовно особливостей роботи систем MWD (телеметрична система вибійних вимірювань у режимі реального часу).

Загальні положення

Телеметрична система MWD включає в себе: електроніку, датчики азимуту і кута нахилу, гамма-зонди, пульсатори, а також акумуляторні батареї, які конфігуруються та налаштовуються для задоволення конкретних потреб щодо траєкторії свердловини (пов'язаних з MWD). Комплект датчиків може бути встановлений в стандартних немагнітних ОБТ, а також можливе аварійне їх вилучення та встановлення телеметричної системи без підйому бурильних труб. Дані телеметричні системи, в поєднанні з високоякісними допоміжними компонентами, інтегровані в компактні, готові для використання на бурових MWD/LWD комплекти. Кожен стандартний комплект MWD системи включає дві повні свердловинні і наземні системи обладнання.

Внутрішньо свердловинні інструменти системи MWD включають в себе: потужну електроніку, яка забезпечує більш швидку обробку і зв'язок з розширеними функціональними можливостями для зберігання даних; точні акселерометри та магнітометри для визначення азимуту і зенітного кута призначені для забезпечення виняткової точності і надійної роботи; компактні пульсатори з вбудованим інтелектом і додатковими можливостями.

Наземні системи обладнання включають в себе системи декодування та відображення: приймачі, дисплеї промислового виконання, датчики, системи бездротової передачі даних, багатофункціональне програмне забезпечення. Всі наземні системи обладнання розроблені для ефективної інтеграції з обладнанням на буровій.

Системи MWD при спорудженні похилих та горизонтальних ділянок стовбура свердловини

Розкриття продуктивної товщі спрямованими свердловинами, у тому числі горизонтальними, дозволяє наступне: підвищити продуктивність свердловини за рахунок збільшення площі фільтрації; продовжити період безводної експлуатації свердловин; збільшити міру витягання вуглеводнів на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки; підвищити ефективність закачування агентів в пласти; залучити в розробку пласти з низькими колекторськими властивостями і з високов'язкою нафтою; освоїти важкодоступні нафтогазові родовища.

Горизонтальна свердловина – це відповідна гірська виробка [34], яка має досить протяжну фільтрову ділянку, сумірну за довжиною з вертикальною частиною стовбура, пробурену переважно уздовж нашарування між покрівлею і підошвою нафтового або газового покладу в певному азимутному напрямі. Основна перевага горизонтальних свердловин, в порівнянні з вертикальними, полягає в збільшенні дебіту в 2 - 10 разів за рахунок розширення області дрену-

вання і збільшення фільтраційної поверхні.

Профіль горизонтальної свердловини складається з двох зв'язаних між собою частин: направляючої і горизонтальної ділянок стовбура. Під направляючою ділянкою стовбура необхідно розуміти його частину від гирла до точки із заданими координатами на покрівлі і безпосередньо в самому продуктивному пласті. Призначення направляючої частини горизонтальної свердловини полягає у виведенні свердловини під певним кутом в точку продуктивного пласта із заданими координатами.

Нижче перераховані деякі практичні особливості буріння горизонтальних свердловин у порівнянні з похилими.

1. Небезпека прихоплення і обриву колон: в горизонтальних свердловинах небезпека прихоплення і обриву бурильних труб менша, оскільки викривлення свердловини відбувається в нижній частині розрізу, який характеризується, як правило, порівняно стійкими породами; жолобоутворення має місце в перегинах стовбура, коли бурильна колона знаходиться в розтягнутому стані, але в горизонтальних свердловинах зазвичай велика частина колони при бурінні стиснена і не виробляє жолоб в одному і тому ж місці; зазвичай технічна (проміжна) колона спускається перед розбурюванням продуктивної зони пласта, що зменшує небезпеку прихоплення в горизонтальній свердловині.

2. Тертя: горизонтальні свердловини характеризуються високим рівнем тертя бурильних колон об стінки свердловини, особливо на її горизонтальній ділянці; тертя посилюється із збільшенням протяжності горизонтальної ділянки, оскільки навантаження на долото в цьому випадку зазвичай створюється майже усією вагою бурильної колони; величезну роль грає якість бурового промивального розчину, передусім його змащуюча здатність.

3. На відміну від похилої свердловини забійне компонування при бурінні горизонтального стовбуру наступне: долото - вибійний двигун - стабілізатор - MWD (системи вимірювання під час буріння) - немагнітні ОБТ - товстостінні бурильні труби - яс (іноді) - товстостінна бурильна труба - тонкостінні бурильні труби до гирла.

MWD система (рис. 4.1) дозволяє бурильникові збирати і передавати інформацію від вибою стовбура свердловини на поверхню без переривання процесу буріння. Інформація може включати дані, що стосуються: параметрів відхилення траси свердловини, петрофізичних властивостей пластів; витримки режимів буріння.

Датчики і устаткування для передавання відповідних сигналів розміщено в немагнітній ОБТ в нижній частині компоновки. Канал передачі – буровий розчин. На поверхні сигнал декодований і представлений бурильникові у відповідному форматі.

Усі MWD системи мають основні елементи: система в низхідній свердловині, яка складається з джерела живлення, датчиків, пристрою передачі інформації і системи управління; телеметричний канал (стовп бурового розчину), через який імпульси передаються на поверхню; поверхнева система, яка виявляє імпульси, декодує сигнал і представляє результати (числовий дисплей, геологічний каротаж).

Головна відмінність між MWD системами, метод, яким інформація передається на поверхню – спосіб, яким створені імпульси.

Усі MWD системи мають основні елементи: система в низхідній свердловині, яка складається з джерела живлення, датчиків, пристрою передачі інформації і системи управління; телеметричний канал (стовп бурового розчину), через який імпульси передаються на поверхню; поверхнева система, яка виявляє імпульси, декодує сигнал і представляє результати (числовий дисплей, геологічний каротаж).

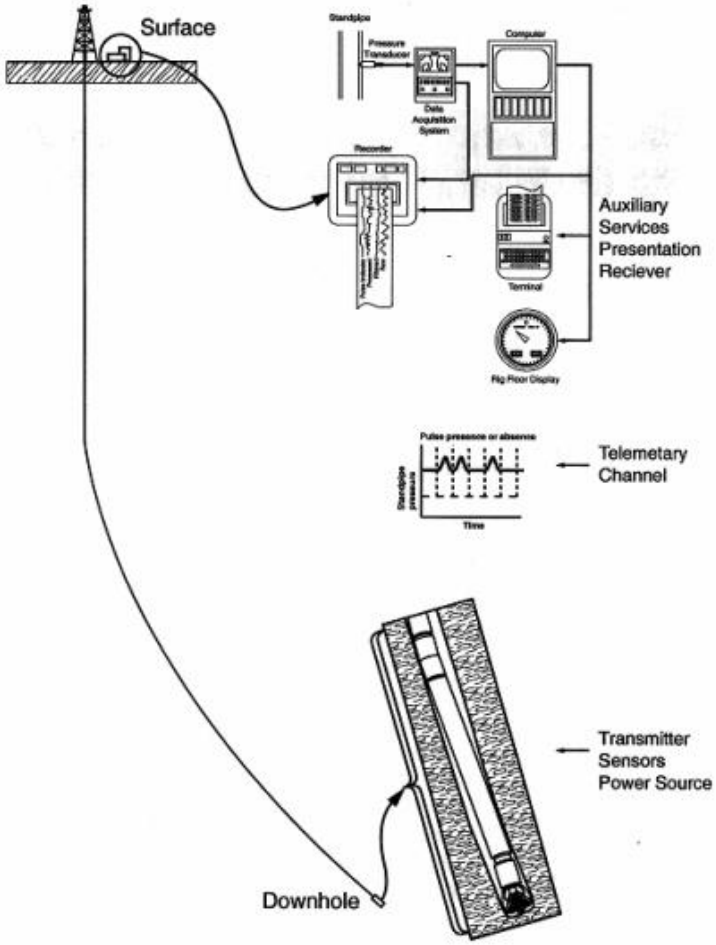


Рис. 4.1. Принципи побудови MWD системи

Головна відмінність між MWD системами, метод, яким інформація передається на поверхню – спосіб, яким створені імпульси.

NMPT система: рідина циркулює через бурильну колону, клапан усередині MWD інструменту відкривається і дозволяє невеликим об'ємам бурового розчину витікати з бурильної колони.

PMP: клапан усередині MWD інструменту періодично закривається, створюючи тимчасове збільшення тиску в напірній трубі.

FM MWD система: тривалість хвилі заснована на течії бурового розчину через щілиноподібний диск, що обертається, фази цих безперервних хвиль можуть бути реверсивними, дані передаються як ряд фазових змін.

Усі MWD системи використовують датчики (рис. 4.2) для обчислення нахилу, азимута і місця знаходження корпусу інструменту.

Найважливіше завдання при горизонтальному бурінні – не допустити

скручування бурильних колон, тому на горизонтальних ділянках прагнуть якомога менше використовувати ОБТ і тим самим зменшувати опір тертю. Основне правило: компонування має бути за можливості простим.

4. Фактична вертикальна глибина свердловини. При бурінні горизонтальної свердловини велика відповідальність лягає на виконавців роботи при визначенні глибини свердловини за вертикаллю згідно даних про виміри бурового інструменту. Навіть незначна помилка в глибині може виявитися вирішальною, оскільки виключиться входження долота в пласт в заданій точці. Це приведе до помилки в розміщенні фільтрової частини свердловини (фільтр буде розміщений у водоносній або в газоносній частині нафтового пласта).

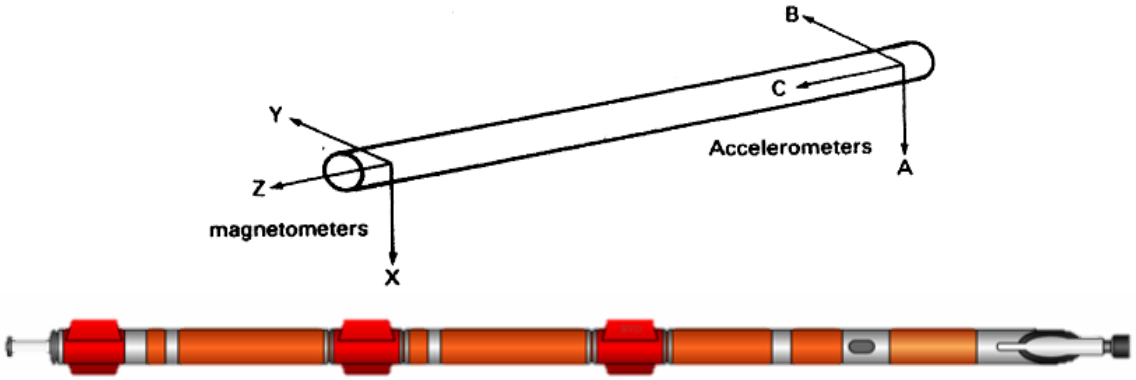


Рис. 4.2. Датчики MWD системи

5. Контроль траєкторії свердловини. Буріння горизонтальної ділянки буде повільним або навіть неможливим, якщо неякісно пробурена напрямна частина стовбура. Тут не допустимі помилки в навігації.

При бурінні безпосередньо горизонтальної частини свердловини відповідальність за правильну навігацію підвищується, хоча управління траєкторією за показаннями інклінометра і магнітометра або гіроскопа стає неефективним. На перший план може виступити контроль за параметрами пласта (проникність, нафтонасиченість, фаціальний склад, пористість, водонасиченість, термодинамічні параметри). Контроль цих параметрів здійснюють системи LWD (каротаж під час буріння).

6. Горизонтальна ділянка порівнянна з направляючою ділянкою як за довжиною, так і за тривалістю буріння.

7. Бурові промивальні і тампонажні розчини повинні мати седиментаційну стійкість, оскільки існує небезпека осадження на нижній стінці свердловини шламу і важких компонентів розчину, що ускладнить буріння і кріплення горизонтальної свердловини.

8. Навантаження на долото. При бурінні горизонтальної ділянки свердловини навантаження на долото створюється не нижньою, а верхньою частиною бурильної колони, причому визначити її за індикатором ваги складно. В зв'язку з цим за горизонтального буріння гостро стоїть питання виміру режимних параметрів процесу безпосередньо на вибої свердловини.

Проектування горизонтальної свердловини слід починати з визначення протяжності, форми і напряму горизонтальної ділянки, які безпосередньо зале-

жать від міри неоднорідності продуктивного пласта, його потужності і літології, розподілу гірської породи за твердістю і стійкості гірського масиву геологічного розрізу. Слід передбачити заходи щодо мінімізації забруднення пласта буровими і тампонажним розчинами з урахуванням тривалості і протяжності інтервалу їх дії.

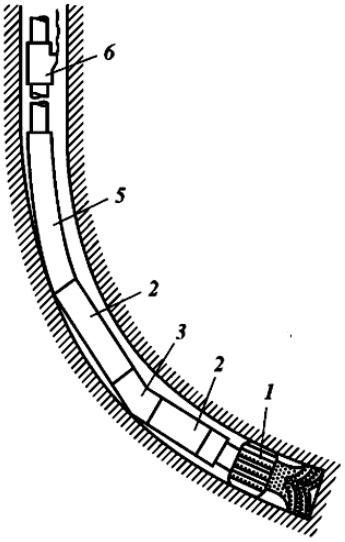
Експлуатаційна характеристика пласта повинна включати: запаси нафти, видобуток яких вертикальними або похилими свердловинами складний або практично неможливий; пластовий тиск; стан розробки покладу; режим роботи пласта; способи експлуатації, передбачувана частота ремонтів, їх причини і характер; ефективність інших методів інтенсифікації видобування і методів збільшення нафтовіддачі.

Напрямна частина горизонтальної свердловини включає: вертикальну ділянку, відрізок початкового викривлення, тангенціальну ділянку і ділянку збільшення зенітного кута або складається тільки з вертикальної ділянки і ділянки збільшення зенітного кута.

Однією з головних ділянок горизонтальної свердловини є вертикальна. В процесі буріння вертикальної ділянки її вісь відхиляється від вертикалі, і свердловина набуває вигляду спіралі. Таке викривлення перешкоджає подальшому нормальному ходу буріння свердловини: погіршуються умови просування інструменту в ній в процесі СПО, створення достатнього навантаження на вибій, проведення інклінометричних і геофізичних робіт тощо.

Для зменшення відхилення застосовують КНБК найрізноманітніших конструкцій, що підрозділяються на такі основні типи: маятникові, жорсткі і опорні.

Ефективність роботи КНБК при цьому визначають такі основні елементи: жорсткість, проміжок між компонуванням і стінками свердловини, довжина компонування. В основному застосовують жорсткі КНБК, розрахунок місця установки в них опорно-центруючих елементів проводять з допущенням, що відхиляюча сила на долоті дорівнює нулю та кут між віссю компонування і віссю свердловини також дорівнює нулю.

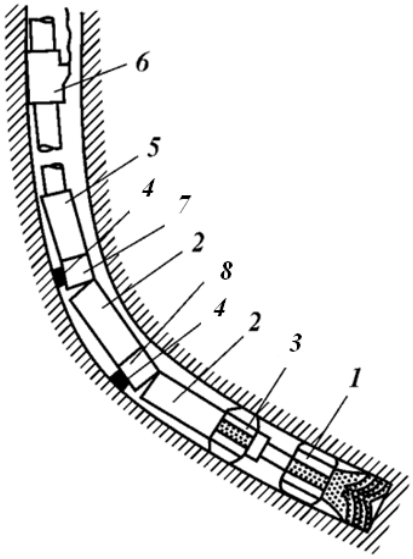


1 - наддолітний калібратор;
2 - вибійний двигун-відхилювач;
3, 4 - нижній та верхній криві перевідники;
5 - телесистема з кабельним каналом зв'язку (MWD);
6 - перевідник із боковим виводом для кабелю

Рис. 4.3. Схема КНБК для викривлення горизонтальних свердловин

За використання в якості відхилювача гвинтового двигуна (рис. 4.3) залежно від кута викривленого перевідника забезпечується інтенсивність викривленого стовбура свердловини в діапазоні 2,9 - 3,8° на 10 м (R = 150÷200 м).

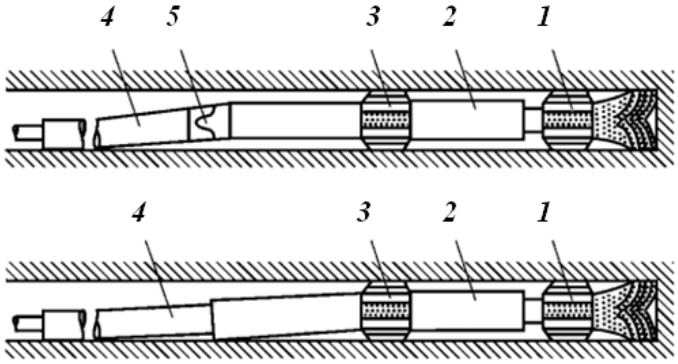
При бурінні горизонтальної свердловини за радіусом R = 40÷50 м, КНБК збираються відповідно до схем на рис. 4.4, при цьому забезпечується інтенсивність викривлення в діапазоні 1,1 - 1,4° на 1 м.



1 - наддолітний калібратор;
2 - вибійний двигун-відхилювач;
3 - центратор вибійного двигуна;
4 - підпор кривого перевідника;
5 - телесистема з кабельним каналом зв'язку (MWD);
6 - перевідник із боковим виводом для кабелю;
7 - шарнірне з'єднання;
8 - корпусний шарнір

Рис. 4.4. Схема КНБК для викривлення горизонтальних свердловин за радіусом R = 40÷50 м

Схеми КНБК для стабілізації, малоінтенсивного збільшення і зменшення зенітного кута представлені на рис. 4.5. КНБК базуються на використанні серійних гвинтових забійних двигунів з центраторами на корпусі вибійних двигунів. Конструкція КНБК забезпечує її прохідність у викривленому стовбурі свердловини і буріння горизонтальної ділянки з інтенсивністю викривлення 0 - 5° на 100 м. Орієнтування відхилювача і постійний контроль параметрів викривлення стовбура свердловини при наборі зенітного кута проводяться телеметрично.



1 - наддолітний калібратор;
2 - вибійний двигун-відхилювач;
3 - центратор вибійного двигуна;
4 - діамагнітні труби;
5 - підпор кривого перевідника

Рис. 4.5. Схема КНБК для буріння горизонтальних ділянок свердловин

У монолітних стійких породах додаткові стовбури не закріплюють обсадними трубами. Верхню частину розрізу при цьому закріплюють до покрівлі продуктивного пласта. Така конструкція дозволяє полегшити проходку і осво-

єння усіх відгалужень свердловин. У продуктивних пластах, складених нестійкими породами, основний стовбур має бути закріплений хвостовиком (лайнером). На хвостовики встановлюють воронки для полегшення введення труб. Це необхідно у тому випадку, коли свердловина багатовибійна. Якщо свердловина закінчується одним пологим стовбуром, пройденим в продуктивному пласті, проблема кріплення свердловини спрощується. Стовбур до продуктивного пласта закріплюють обсадною колоною і цементують. У горизонтальну частину свердловини спускають: експлуатаційну колону; заздалегідь перфорований хвостовик з таким розрахунком, щоб його верхній кінець залишався усередині основної експлуатаційної колони; перфорований хвостовик із зовнішніми пакерами; цілісний хвостовик з подальшим проведенням його цементації і перфорації.

Зміст звіту

1. Загальні положення про телеметричну систему MWD.

2. Характеристика систем MWD при спорудженні похилих та горизонтальних ділянок стовбура свердловини.

Контрольні запитання

1. Назвіть технологічні параметри, що вимірюються при спорудженні стовбура свердловини.

2. Розшифруйте назву телеметричної системи MWD.

3. Схеми вибійних компонувань із застосуванням системи MWD.

4. Назвіть призначення датчиків MWD системи.

Рекомендована література

1. Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцвєтаєв В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М., Войтович А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Львів : Сполом, 2023. - 596 с.

2. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії [Текст] / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. - Львів: «Новий Світ-2000», 2019 - 416 с.

3. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. - 164 с.

4. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г. Технологія розробки нафтових родовищ. [Текст]: навч. посіб. для студ спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик; ХНУМГ ім. О. М. Бекетова; НТУ «ХПІ». - Полтава: ТОВ "Фірма «Техсервіс», 2020. - 243 с.

Євгеній Анатолійович Коровяка
Ігнатов Андрій Олександрович

ІННОВАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ І ГАЗ

Методичні вказівки до практичних занять для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

В редакції авторів

Підписано до друку __._.2023 Формат 30×42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. Арк. 1,5.
Обл.-вид.арк. 1,5. Тираж 100 пр.. Зам. №___

Підготовлено до публікації
у Національному технічному університеті
«Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру
ДК № 1842 від. 11.06.2004.

49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19