

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технологій
Освітня програма «Буріння нафтових і газових свердловин»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології

Винников Ю.Л.

«21» 08 2026 року

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Аналіз технічного обладнання для виміру параметрів кривизни свердловини

Пояснювальна записка

Керівник

к.т.н., ст. викладач кафедри буріння та геології Рибалко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ

М. Рибалко М.О.

підпис, дата

Виконавець роботи

Крилевець Віталій Віталійович

студент групи 2МНБ

студент, ПІБ

Віталій Крилевець

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., ст. викладач кафедри буріння та геології Рибалко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., ст. викл. кафедри буріння та геології Рибалко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доц., доцент кафедри буріння та геології Чорбасенко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 21.08.2026 р.

Полтава, 2026

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології
Освітня програма: Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології

Винников Ю.Л. *Ю.Л. Винников*

« 3 » 09 2025 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Крилевець Віталій Віталійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз технічного обладнання для виміру параметрів кривизни свердловини

2. Керівник роботи ст.викл. кафедри буріння та геології, к.т.н. Рибалко М.О.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-Ф.2

3. Строк подання студентом роботи 22.01.2026

4. Вихідні дані до роботи

1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи за темою роботи.

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

5. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

2. Обґрунтування об'єкта дослідження, вихідних даних та методів розв'язання поставлених задач.

3. Дослідження, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.

Загальні висновки по роботі

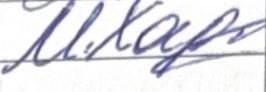
Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

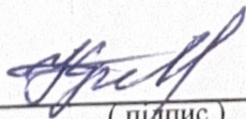
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Рибалко М.О., к.т.н., с.р.векл.		
2	Рибалко М.О., к.т.н., с.р.векл.		
3	Харченко М.О., к.т.н., доц.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025р.

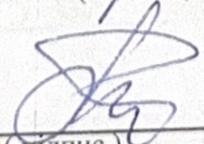
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2025 – 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2025 – 16.11.2025
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2025 – 28.12.2025
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2025 – 05.01.2026
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2026 – 12.01.2026
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2026 – 15.01.2026
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2026 – 23.01.2026

Студент

 Крилевська В.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

 Рибалко М.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ABSTRACT

Kryvelets Vitalii Vitaliiiovych, Analysis of technical equipment for measuring well curvature parameters: master's thesis, Poltava, Yurii Kondratyuk Poltava Polytechnic, 2025.

The master's thesis analyzes the criteria for the applicability of various telemetry equipment used during well drilling.

The first section is devoted to the analysis of literary sources on the history of the emergence of directional drilling and the classification of types and methods of directional well drilling, technical equipment for trajectory control.

The second chapter describes the classification of telemetry equipment with different communication channels and provides a comparative characteristic of the methods of information transmission in the process.

The third chapter presents practical research on the influence of drilling technological parameters on the suitability of telemetry equipment with different communication channels, the influence of the magnetic mass of the bottom of the drill string on the accuracy of azimuth angle measurement, and a methodology for selecting a telemetry system and an algorithm for selecting a downhole telemetry system for well construction at a field have been developed.

The general conclusions reflect the main results obtained in the work.

Keywords: directional drilling, telemetry equipment, communication channel, field, oil, zenith angle.

АНОТАЦІЯ

Кривелець В.В. Аналіз технічного обладнання для виміру параметрів кривизни свердловини: Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 Нафтогазова інженерія та технологій, освітня програма «Буріння нафтових і газових свердловин» – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

В магістерській роботі проведений аналіз критеріїв застосовності різного телеметричного обладнання, що використовується під час буріння свердловин.

Перший розділ присвячений аналізу літературних джерел про історію виникнення похило-скерованого буріння та класифікацію видів і способів буріння похило-скерованих свердловин, технічне обладнання для контролю траєкторії.

У другому розділі описано класифікацію телеметричного обладнання із різними каналами зв'язку та наведено порівняльну характеристику способів передачі інформації в процесі.

У третьому розділі проведено практичні дослідження щодо впливу технологічних параметрів буріння на придатність телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку, впливу магнітної маси низу бурильної колони на точність вимірювання азимутального кута та розроблена методика вибору телеметричної системи і впроваджений алгоритм вибору вибійної телеметричної системи для споруджування свердловини на родовищі.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Ключові слова: похило-скероване буріння, телеметричне обладнання, канал зв'язку, родовище, нафта, зенітний кут.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. ТЕХНОЛОГІЇ ПОХИЛО-СКЕРОВАНОГО БУРІННЯ.....	9
1.1 Історія виникнення похило-скерованого буріння	9
1.2 Класифікація видів і способів буріння похило-скерованих свердловин	13
1.3 Технічне обладнання для контролю траєкторії.....	23
1.4 Висновки до розділу 1	29
РОЗДІЛ 2. АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА.....	32
2.1 Класифікація телеметричного обладнання.....	32
2.2 Телеметричне обладнання із гідравлічним каналом зв'язку	42
2.3 Телеметричне обладнання із електромагнітним каналом зв'язку	46
2.4 Порівняльна характеристика способів передачі інформації в процесі буріння .	48
2.5 Висновки до розділу 2	52
РОЗДІЛ 3. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА	55
3.1 Вплив технологічних параметрів буріння на придатність телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку	55
3.2 Вплив магнітної маси низу бурильної колони на точність вимірювання азимутального кута	57
3.3 Розробка методики вибору телеметричної системи.....	62
3.4 Впровадження алгоритму вибору вибійної телеметричної системи для споруджування свердловини на родовищі	63
3.5 Висновки до розділу 3.....	66
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	68
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	69

ВСТУП

Актуальність теми. В даний час неможливо уявити економіку України без нафтогазової галузі. Доходи від видобутку з подальшим продажем вуглеводнів складають значну частину бюджету нашої країни. У зв'язку з тенденціями, що намітилися, а саме ускладненням умов залягання і, як наслідок, видобутку залишків запасів нафти і газу, особливо актуальним стає питання про модернізацію існуючих, а також пошук нових технологій ведення видобутку вуглеводнів.

Метою магістерської роботи є аналіз критеріїв застосовності різного телеметричного обладнання, що використовується під час буріння свердловин.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **задачі**:

- Провести літературний огляд за планом:
 - а) Класифікація телеметричного обладнання за каналами передачі даних.
 - б) Вплив гірничо-геологічних умов на використання телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку.
 - в) Вплив просторового положення інструменту і траєкторії свердловини на застосовність телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку.
 - г) Вплив технологічних параметрів буріння на використання телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку.
- Провести аналітичне дослідження критеріїв використання та узагальнити накопичений досвід використання телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку.
- Сформулювати висновки та рекомендації та впровадити в реальну свердловину.

Об'єктом дослідження є телеметричне обладнання для проведення вимірювань параметрів кривизни свердловини.

Предмет дослідження – аналіз обмежень застосування різного телеметричного обладнання, що використовується під час буріння свердловин.

Методи дослідження: аналітичні і інструментальні методи; Було проведено збір даних практичного використання різних телеметричних систем і за результатами проведеного аналізу наведено рекомендації щодо вибору відповідного типу обладнання для різних геолого-технологічних умов.

Науково-технічна цінність отриманих результатів є розробка методики вибору телеметричної системи для різних геологотехнологічних умов та впровадження методики в процес споруджування реальної свердловини.

Практичне значення роботи полягає в тому, що отримані автором у процесі аналітичних досліджень вибору телеметричної системи для різних геологотехнологічних умов була розроблена методика вибору вибієної телесистеми та її практичне впровадження.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Вона викладена на 69 сторінках, у тому числі 64 сторінки основного тексту, 19 рисунків, 3 таблиць, 4 сторінок списку використаних джерел (57 найменування).

Перший розділ присвячений аналізу літературних джерел про історію виникнення похило-скерованого буріння та класифікацію видів і способів буріння похило-скерованих свердловин, технічне обладнання для контролю траєкторії.

У другому розділі описано класифікацію телеметричного обладнання із різними каналами зв'язку та наведено порівняльну характеристику способів передачі інформації в процесі.

У третьому розділі проведено практичні дослідження щодо впливу технологічних параметрів буріння на придатність телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку, впливу магнітної маси низу бурильної колони на точність вимірювання азимутального кута та розроблена методика вибору телеметричної системи і впроваджений алгоритм вибору вибієної телеметричної системи для споруджування свердловини на родовищі.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Магістерська робота виконана у Навчально-науковому інституті нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» в 2025 році під створшого керівництвом викладача кафедри буріння та геології, к. т. н. Рибалко М. О.

РОЗДІЛ 1. ТЕХНОЛОГІЇ ПОХИЛО-СКЕРОВАНОГО БУРІННЯ

Одним з найскладніших і найвідповідальніших етапів розробки будь-якого родовища вуглеводнів є споруджування свердловин, успішне вирішення цього завдання значно полегшує подальші роботи. Цей факт є вагомою причиною для впровадження прогресивних методів і інноваційних технологій при бурінні.

Похило-скероване буріння застосовується, як при бурінні свердловин на нафту і газ, так і при розвідці твердих корисних копалин. Найбільш ефективна область використання похило-скерованого буріння – розробка родовищ в акваторіях, в болотистих або сильно пересічених місцевостях і у випадках, коли процес споруджування свердловини може порушити умови охорони навколишнього середовища.

У сучасній практиці ведення бурових робіт стали широко застосовуватися телеметричні системи, ці технічні засоби стали абсолютною невід'ємною частиною при бурінні похилих і горизонтальних свердловин. Без застосування телеметричних систем практично неможливо вирішувати завдання, які перед буровиками ставлять геологи – виконання необхідних траєкторій свердловин і потрапляння в геологічні цілі.

1.1 Історія виникнення похило-скерованого буріння

Початковим етапом розвитку штучного викривлення свердловин стала подія 1912 року. На півдні Африки під час буріння алмазних свердловин потрібно було змінити положення осі свердловини. Для цієї операції було застосовано пристрій, названий «буровий клин», а операція отримала свою назву – штучне викривлення свердловини (ШВС). «Буровий клин» являє собою перевернутий клин, поверхня якого має увігнуту форму з внутрішньої сторони, а для запобігання обертання під час буріння нижня частина має

загострену форму. Принцип роботи полягав у тому, що бурильна колона при спуску на вибій змушена відхилитися від осі свердловини через створене бічне поперечне зусилля на неї [1].

У першій половині ХХ століття на морському дні в Бібі-Ейбатській бухті було виявлено велике нафтове родовище. Інженером П.Н. Потоцьким було запропоновано розпочати розробку нафтового родовища, що знаходиться дні Каспію, шляхом буріння свердловин похило-скерованим способом із засипаних ділянок бухти. Але ця ідея на той момент не могла реалізуватися через складність проведення похило-скерованих свердловин шляхом ударного буріння, оскільки ця технологія була надзвичайно складною [1]. Технологія буріння розвивалася, і з появою роторного буріння нафтогазових свердловин, питання прокладання похилих свердловин почало вирішуватися з 30-х років минулого століття.

Буріння свердловин зі штучним викривленням стовбура було вперше виконано на грозненському промислі в 30-х роках, де освоєння і розвідка свердловинами, пробуреними вертикальними методами, зіткнулися з непереборними проблемами: сильне природне викривлення, що призводить до обвалів в таких зонах, обмеженістю розроблюваних пластів і складністю потрапляння в них. Орієнтоване викривлення вперше було застосовано за допомогою клина-відхилювача з універсальним шарніром в Старогрозненському районі. Але через недостатній досвід бурової бригади та аварію з клином-відхилювачем, ця спроба провалилася, і стовбур свердловини не вдалося викривити за заданою траєкторією. У 1935 році була пробурена похила свердловина зі зміщенням більше 500 метрів, глибиною 1800 метрів і зенітним кутом 32° . Така свердловина зіграла важливу роль в освоєнні та експлуатації похило-скерованих свердловин. Надалі за допомогою клина-відхилювача було пробурено безліч похило-скерованих свердловин, але для отримання необхідних параметрів викривлення необхідно було виконувати додаткові спуско-підйомні операції, через що швидкість проходки становила 140-200 м/міс [3].

У 1939 р. із застосуванням турбобура було успішно пробурено першу в світі свердловину зі штучним викривленням стовбура, в якості відхиляючого пристрою було застосовано відхиляючий перевідник. Використання даного технічного рішення дозволяло забезпечити просторову інтенсивність викривлення рівну 1,5-3 град/10м. Такий спосіб буріння був запропонований радянським вченим, фахівцем в області розробки нафтових родовищ, організатором нафтовидобувних підприємств, інженером-нафтовиком М.А. Гейманом [1]. Але через недосконалість турбобура, у даного методу існували недоліки, при цьому через нестійкі породи відбувалися обвали і охолодження стовбура свердловини.

Починаючи з 1941 р., після вдосконалення турбінного редуктора, турбінний метод буріння став широко застосовуватися для проводки похилих свердловин, як на морських майданчиках, так і на суші. Надалі науково-дослідні інститути (НДІ) стали вдосконалювати турбобур [3]. Після проведення ряду виробничих випробувань було виявлено, що найефективнішим виявився турбобур з ексцентричним ніпелем, він дозволяв забезпечувати просторову інтенсивність викривлення 1,5 град/10 м і виконувати проводку свердловини з зенітним кутом до 50°. Досвід застосування такого типу турбобура забезпечив можливість контролю над параметрами викривлення стовбура свердловини, дозволив уточнювати компонування КНБК і вибір типу породоруйнівного інструменту [5].

З 50-х років минулого століття в США при колонковому методі буріння застосовували стаціонарний клин що знімається, відхиляючий клин, а також різні конструкції гіроскопічних, електричних і фото інклінометрів [42].

Завдяки внеску Дж. Каммінга, Г. Вудса, Д. Brentлі, А. Лубінського у розвиток теорії спрямованого буріння, їх розробки дали поштовх розвитку СРСР у сфері похило-скерованого буріння [42].

В середині 1950-х років в СРСР в практику ведення бурових робіт увійшли свердловини з горизонтальним закінченням, а в 70-х роках і за кордоном. За невеликий період часу були спроектовані, пройшли виробничі

випробування і з'явилися на ринку нові телеметричні системи, долота, вибійні двигуни та інше обладнання, яке дозволило досягти високих технічних і економічних показників при бурінні і забезпечити виконання планової траєкторії стовбура свердловини [2].

У цей період активно велися роботи по створенню дослідних зразків гвинтових вибійних двигунів. Таким чином, створили двигун, який застосовується при похило-скерованому бурінні в сукупності з низькооборотними долотами. У перші роки ГВД використовувався для виконання вузькоспрямованих робіт, таких як: буріння в інтервалах набору кривизни і коригування напрямку стовбура. Надалі в 80-90 рр., позитивний досвід використання гвинтових вибійних двигунів при похило-скерованому бурінні, спеціальних і ремонтно-відновлювальних роботах забезпечив розвиток даної технології, багато фірм почали спеціалізуватися на випуску ГВД різного призначення. Почалося значне зростання використання ГВД при бурінні свердловин зі штучним викривленням [5].

Колосальний розвиток техніки і технології похило-скерованого буріння набув наприкінці 1990-х років при освоєнні методів вертикально-горизонтальних свердловин. При даному методі почали використовуватися і розвиватися вибійні телеметричні системи (ВТС), застосування яких супроводжувалося використанням датчиків дистанційного контролю положення вибою і управління траєкторією свердловини. Ці датчики представляли собою електронні засоби: гіроскоп, акселерометр або магнітометри, а для отримання параметрів і подальшого дистанційного контролю використовувалася система зв'язку, така як: електромагнітна, гідравлічна, кабельна [2].

Для того щоб змінити траєкторію свердловини, спільно з ВТС використовуються гвинтові вибійні двигуни (ГВД), роторні керовані системи (РКС) [3].

У сучасному світі стали широко застосовуватися роторні керовані системи, впровадження яких почалося в середині 1990-х років.

Застосовувалися роторно-керовані системи в разі великого відхилення від вертикалі відносно гирла. РКС забезпечували вирішення численних завдань буріння, проте серйозним недоліком даного обладнання була його вартість. Перевагами такого обладнання є безперервність обертання всієї бурильної колони і реагування для зміни траєкторії без затримки. Існуючі компонування з звичайними двигунами не забезпечували таку можливість. На даний момент таке обладнання отримало широке поширення через можливість точного контролю за параметрами [5].

1.2 Класифікація видів і способів буріння похило-скерованих свердловин

Загальновідомо, що при бурінні будь-яка свердловина більшою чи меншою мірою має відхилення від початку заданої траєкторії. Така зміна траєкторії називається – викривлення. Існує ряд параметрів, які чисельно визначають викривлення стовбура свердловини.

Довжина стовбура – відстань від гирла до вибою, виміряна вздовж траєкторії свердловини. Вертикальна глибина – це фактична спроектована на вертикальну площину глибина пробуреного стовбура. Відхід свердловини – відстань у горизонтальній площині від вибою свердловини до вертикалі, що проходить через гирло свердловини [5].

Зенітний кут – кут між вертикаллю і поздовжньою віссю свердловини в заданій точці. Азимутальний кут – кут на горизонтальній площині між проекцією поздовжньої осі свердловини і напрямком на північ, що вимірюється за годинниковою стрілкою [5].

Проектний профіль свердловини – запланована траєкторія, що складається з сполучених прямолінійних і викривлених ділянок буріння. Плоский профіль – профіль похилої, горизонтальної свердловини або бічного стовбура з постійним азимутом. Просторовий профіль – профіль похилої, горизонтальної свердловини або бічного стовбура зі змінним азимутом [5].

Викривленими є свердловини, які змінюють у процесі буріння свій поточний напрямок відносно заданого при проектуванні. Практично при викривленні свердловин відбувається спільна зміна зенітних і азимутальних кутів, що викликає просторове або загальне викривлення свердловин. Всі свердловини, пробурені по площинній або просторовій криволінійній осі, є викривленими [5].

Таким чином, під викривленням слід розуміти зміну положення осі або траєкторії свердловини в просторі до її початкового положення, заданого при проектуванні свердловин на денній поверхні, в той час як розбіжність між дійсним положенням свердловини і її проектною прямолінійною або криволінійною віссю в будь-якій даній точці стовбура слід називати відхиленням свердловини від її проектного профілю.

Кількісна зміна зенітних і азимутальних кутів, віднесена до одиниці довжини стовбура свердловини, характеризує ступінь викривлення свердловини, що відбувається при цьому, і називається інтенсивністю викривлення або кривизною, яка являє собою відношення приросту зенітного $\pm \Delta\theta$ або азимутального $\pm \Delta\alpha$ кутів на певній ділянці Δl довжини свердловини. Вимірюється інтенсивність викривлення свердловини в град/10м [5].

У процесі буріння переважна більшість свердловин викривляється. Викривлення багатьох свердловин мають досить стабільний, постійно повторюваний з високим ступенем ймовірності характер і інтенсивність по всій свердловині або по конкретній товщі порід і можуть вважатися закономірними; інші мають випадковий, не постійний характер, їх повторюваність і величини інтенсивностей недостатньо стабільні, тобто встановлюються на даному етапі дослідження лише невисоким ступенем ймовірності і тому повинні вважатися незакономірними.

Таким чином, існує два види викривлення свердловини [2].

Перший вид викривлення стовбура свердловини – природне викривлення свердловини. Основними факторами є: неоднорідна твердість гірських порід у різних напрямках, механічні властивості та анізотропія

гірських порід, конструктивні особливості елементів неорієнтованої компоновки низу бурильної колони (КНБК), а також технологічні режими буріння, які в основному визначаються частотою обертання та осьовим навантаженням на породоруйнівний інструмент [2].

Провівши детальний аналіз зазначеного способу буріння, можна зрозуміти, як ці фактори впливають на величину викривлення свердловини і як можна з ними боротися. Відхилення вертикальних свердловин від проектного профілю відбуваються через відсутність співвісності кронблока бурової вишки, прохідного отвору ротора і осі свердловини. Така причина є суб'єктивною і її легко усунути, для цього необхідно відцентрувати бурову установку (БУ), включити до складу КНБК обважені бурильні труби (ОБТ) або забезпечити прямолінійність ведучої бурової труби (ВБТ). Об'єктивні причини природного викривлення свердловин можна розділити на три категорії: технологічні, геологічні та технічні. Повністю виключити самовільне відхилення траєкторії неможливо через вплив геологічних причин, тому що вони присутні по всьому розрізу.

При обертвовому бурінні існує кілька причин, що впливають на процес викривлення свердловини. Першою є кут між компонуванням низу бурильної колони та віссю свердловини, що виникає через вигин бурової компоновки. Така деформація призводить до появи відхиляючого зусилля на породоруйнівний інструмент внаслідок нерівномірного навантаження на нього. Другою причиною вважається тип переміщення деформованої компоновки в свердловині. При незмінному значенні кута розбіжності між віссю свердловини і компоновкою, найбільша інтенсивність викривлення свердловини виникає через обертання компоновки навколо своєї вигнутої осі. І третя причина полягає у формуванні стовбура свердловини в процесі руйнування гірської породи, а саме співвідношенням поглиблення забою під дією осьових сил і швидкості фрезерування стінок свердловини під впливом відхиляючих зусиль [2].

При дослідженні даного питання було виявлено, що для боротьби з цими факторами, що впливають на профіль свердловини, необхідно: правильно підбирати КНБК, а саме застосовувати жорсткі, стабілізуючі і відхиляючі КНБК. Особливу увагу варто приділити вибору оптимальних режимів буріння: при бурінні в твердих породах слід зменшувати осьове навантаження на долото і частоту обертання БК. В інтервалах залягання м'яких нецементованих порід необхідно збільшити механічну швидкість проходки (МСП). Якщо породи схильні до розмиву, то слід зменшити витрату бурової промивної рідини (БПР) [3].

Недолік контролю та заходів, спрямованих на зниження природного викривлення свердловини, призводить до ускладнень на всіх етапах споруджування свердловини. У таких свердловинах можливий передчасний знос, поломки бурильного інструменту та елементів КНБК, викликані підвищеною зоною контакту зі стінками свердловин через сильні перегини стовбура. Спуск обсадної колони не завжди є можливим з аналогічних причин. Подальша експлуатація таких свердловин ускладнюється або взагалі може бути нерентабельною через можливі помилки в розрахунках спуску експлуатаційної колони (ЕК)[42].

Другим способом зміни траєкторії свердловини є штучне викривлення, із застосуванням спеціальних технічних засобів і технологічних прийомів, спрямованих на проведення свердловини до заданих координат – геологічної цілі, при цьому викривлення піддається управлінню і контролю. Даний метод є основним засобом досягнення планового вибою, попередньо заданого точкою (центром кола допуску), це і є головна мета спрямованого буріння [2]. Одним із значущих моментів при використанні даного способу відхилення стовбура свердловини є вибір профілю свердловини. Критерії вибору профілю свердловини повинні відповідати ряду причин, при яких витрати на час будівництва і кошти будуть мінімальними, а будь-які ускладнення, аварії і проблеми з подальшою експлуатацією будуть прагнути до нуля. Також не варто забувати, що профіль стовбура свердловини

проектується з урахуванням: вимог буріння; фізико-механічних властивостей гірської породи; закономірностей викривлення при використанні певних компоновок низу бурильної колони; технічних засобів і способів подальшої експлуатації свердловини.

Профілі свердловин в даний час поділяють на п'ять типів [5]:

1. Похило-скеровані: а. Двоінтервальні; б. Триінтервальні; с. Чотириінтервальні.
2. Пологі;
3. Радіальні;
4. Горизонтальні;
5. Багатовибійні.

Звичайні похило-скеровані свердловини розкривають продуктивний пласт з невеликим зенітним кутом (до 24°). Вони найбільш освоєні основними підприємствами, мають порівняно невеликий відхід від вертикалі і дають краще потрапляння в коло допуску. Профілі таких свердловин мають різний вигляд (рисунок 1.1)[5].

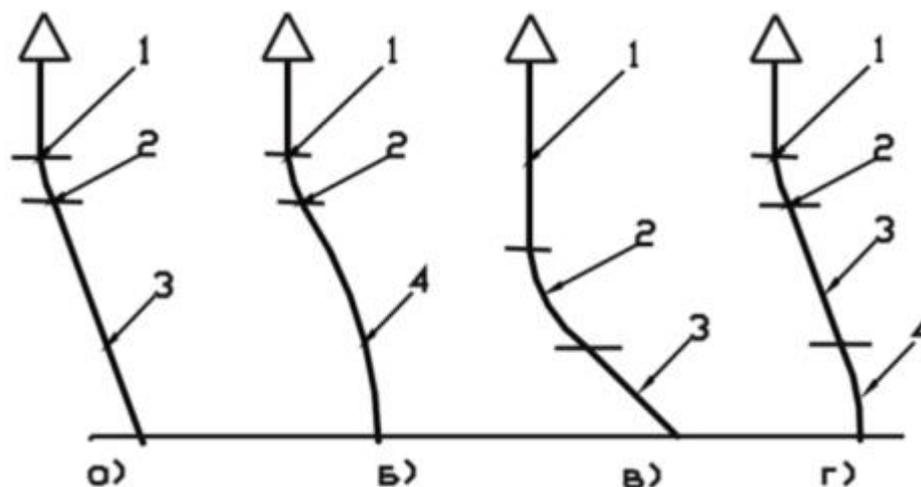


Рисунок 1.1 – Похило-скерований профіль:

- а – трьохінтервальний із ділянкою стабілізації; б – трьохінтервальний із ділянкою мало інтенсивного зменшення зенітного кута; в – трьохінтервальний із ділянкою набору зенітного кута нижче башмака кондуктора, технічної колони і ділянкою стабілізації; г – чотирьохінтервальний (1 – вертикальна ділянка, 2 – ділянка набору параметрів кривизни, 3- ділянка стабілізації, 4 – ділянка мало інтенсивного падіння зенітного кута)

Для проектування та споруджування свердловин, пов'язаних з конкретними умовами розробки родовища та геологічними характеристиками продуктивного пласта, застосовуються спеціальні типи профілів. До спеціальних також можна віднести профілі звичайних похило-скерованих свердловин (рисунок 1.1), якщо zenітний кут свердловини перевищує 24° , або відхід становить більше 800 метрів.

До пологих і горизонтальних відносяться свердловини, які мають великий zenітний кут при розкритті продуктивного пласта. Такі свердловини споруджуються з метою підвищення нафтогазовіддачі продуктивного пласта шляхом проведення в поклади ділянки стовбура більшої протяжності [5].

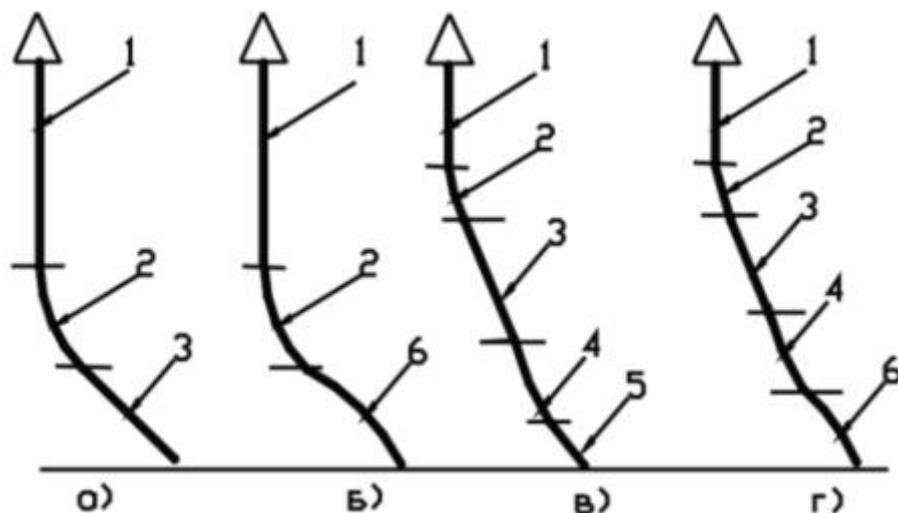


Рисунок 1.2 – Пологий профіль:

а – із ділянкою з ділянкою стабілізації; б – з ділянкою мало інтенсивного зменшення кута zenіту; в – з ділянкою набору параметрів кривизни та їх стабілізації; г – з ділянкою набору параметрів кривизни та їх малоінтенсивного зменшення (1 – вертикальна ділянка; 2 – ділянка набору параметрів кривизни; 3 – ділянка стабілізації; 4 – ділянка набору параметрів кривизни; 5 – ділянка стабілізації zenітного кута; 6 – ділянка малоінтенсивного зменшення zenітного кута)

До радіальних відносяться свердловини, які споруджуються по більшому радіусу кривизни, розкриваючи продуктивний пласт із zenітним кутом до 55° (рисунок 1.3)[5].

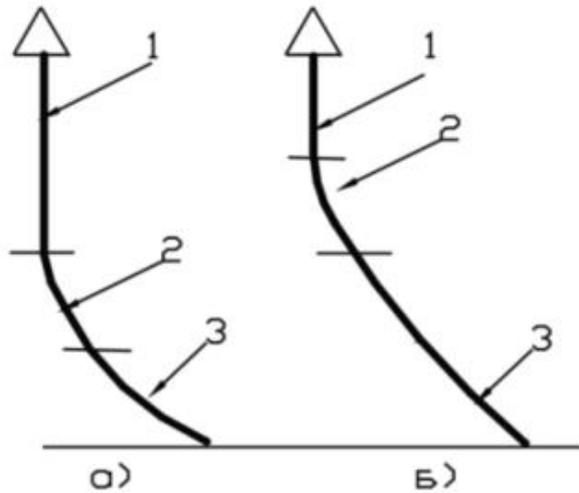


Рисунок 1.3 – Радіальний профіль:

а – з ділянкою набору параметрів кривизни нижче зони глибинного насосного обладнання; б – з ділянкою набору параметрів кривизни в кондукторі. (1 – вертикальна ділянка; 2 – ділянка набору параметрів кривизни; 3 – ділянка малоінтенсивного збільшення зенітного кута)

Горизонтальними вважаються свердловини, які розкривають продуктивний пласт із зенітним кутом від 80° до 100° . Найчастіше горизонтальні свердловини мають зенітний кут, відмінний від 90° , оскільки більшість продуктивних пластів залягають під певним кутом падіння. Довжина горизонтальної ділянки може варіюватися від 100 до 2500 метрів залежно від призначення свердловини. Профілі різних горизонтальних свердловин представлені на рисунку 1.4 [5].

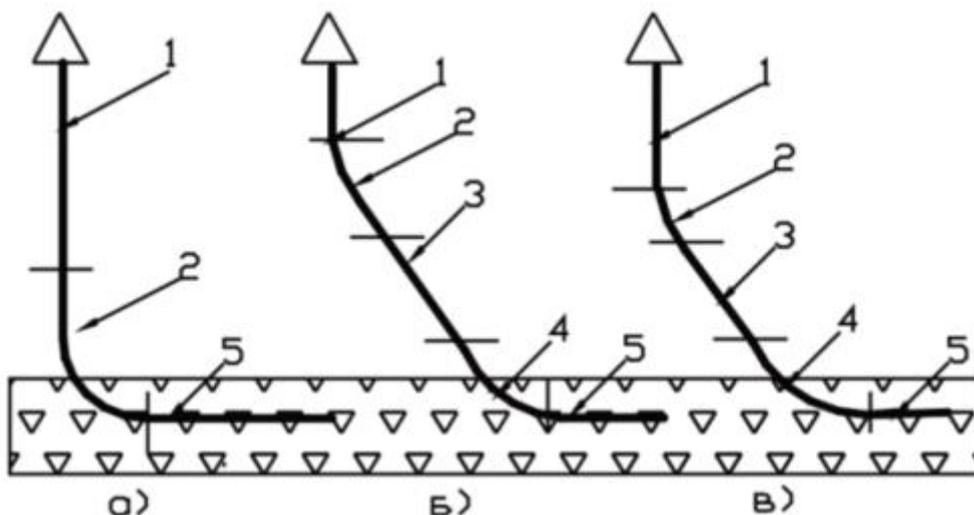


Рисунок 1.4 – Горизонтальний профіль:

а – з ділянкою набору до горизонтальної ділянки; б – з ділянкою набору і стабілізації параметрів кривизни в кондукторі; в – з ділянкою набору і стабілізації параметрів кривизни нижче зони глибинного насосного обладнання. (1 – вертикальна ділянка; 2 – ділянка набору параметрів кривизни; 3 – ділянка стабілізації; 4 – ділянка добору параметрів кривизни; 5 – горизонтальна ділянка)

Багатовибійними вважаються свердловини, які мають у нижній частині основного стовбура (материнського) бічні відгалуження у вигляді двох і більше протяжних горизонтальних, пологих або хвилеподібних стовбурів, у кожного з яких інтервал розкриття продуктивного пласта, часто, в два і більше разів перевищує потужність пласта. Гранично допустима інтенсивність викривлення стовбура свердловини визначається геолого-технічними умовами даного родовища. Профілі багатозабійних свердловин представлені на рисунку 1.5 [5].

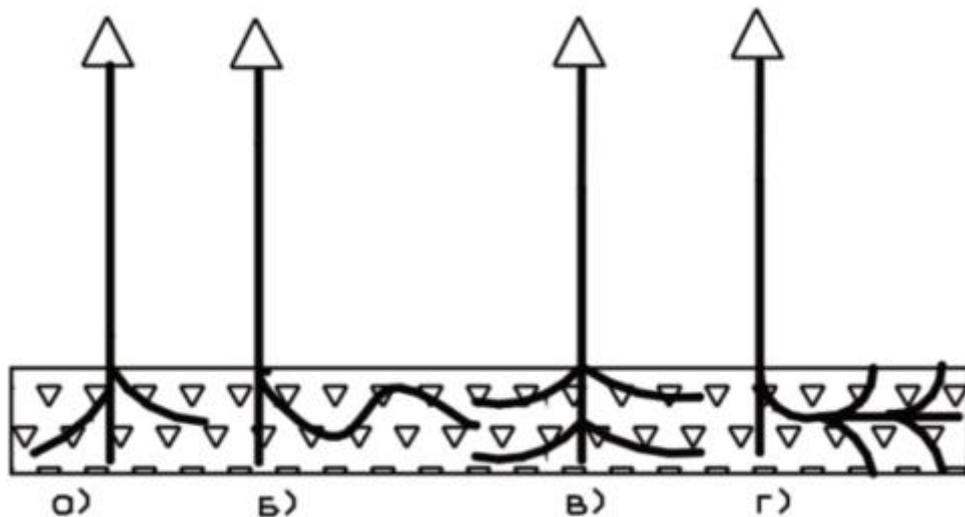


Рисунок 1.5 – Багатовибійний профіль:

а – МВС з горизонтальними і пологими стовбурами; б – МВС з хвилеподібними додатковими стовбурами; в – МВС радіально-горизонтальні

Свердловини з двома (багатовибійними) і більше стовбурами називають багатостовбурними. Багатостовбурні свердловини, так само як і багатовибійні, мають основний стовбур і один або кілька додаткових. Ключовою відмінністю є розташування точки розгалуження стовбурів. Якщо точка знаходиться вище продуктивного горизонту, на який пробурена

свердловина, то свердловину називають багатостовбурною (БСС). Якщо ж точка розгалуження стволів знаходиться в межах продуктивного горизонту, то свердловину називають багатовибійною (МВС). Іншими словами, якщо основний стовбур свердловини пробурений аж до продуктивного горизонту і вже в самому продуктивному горизонті з нього пробурений один або кілька додаткових стовбурів, то це багатовибійна свердловина (МВС). У цьому випадку свердловина перетинає верхню межу продуктивного горизонту тільки в одній точці [2].

Якщо ж додаткові стовбури свердловини забурені з основного стовбура вище продуктивного горизонту і, таким чином, свердловина має більше однієї точки перетину з продуктивним горизонтом або, як варіант, додаткові стовбури пробурені на різні горизонти, то це багатостовбурна свердловина (БСС).

Щоб визначити необхідний тип профілю, слід проаналізувати раніше пробурені свердловини на даному родовищі, де передбачається продовжити розробку продуктивного пласта. Для цього проводиться оцінка закономірності природного викривлення на певних інтервалах свердловини і виявляється інтенсивність зміни параметрів кривизни свердловини. Далі вибирається проектний азимут, проектне зміщення (відхід) і глибина свердловини по вертикалі згідно з планом черговості розбурювання куща (якщо передбачається кущове буріння).

У певних випадках набір параметрів кривизни у верхніх інтервалах буріння не є можливим, через можливий ризик перетину стовбурів. Після цього розраховується компоновання низу бурильної колони (КНБК), яке забезпечує необхідну інтенсивність штучного викривлення. Розраховується профіль, тобто визначаються: максимально необхідні значення просторової інтенсивності викривлення в інтервалі набору параметрів кривизни; глибина і довжина даних інтервалів. Проводяться інженерні розрахунки і будуються проекції на горизонтальну і вертикальну площину.

Профіль похило-скерованої свердловини вибирається так, щоб при мінімальних витратах коштів і часу на її проходку було забезпечено попадання свердловини в задану точку продуктивного пласта при допустимому відхиленні.

Для відхилення свердловини в заданому напрямку застосовуються технічні засоби, що дозволяють контролювати і коригувати процес поглиблення свердловини. Вони класифікуються на відхилювачі разової і безперервної дії [3].

Відхиляючі пристрої призначені для створення відхиляючого зусилля на долоті або нахилу його осі з метою штучного викривлення стовбура свердловини. Вони дозволяють мінімізувати або виключити вплив практично всіх різноспрямованих факторів, властивих природному викривленню [3].

Механізми використовують два види відхиляючих зусиль [5]:

- а) за допомогою зміни напрямку зусилля подачі;
- б) за допомогою зміни форми робочого пристрою.

Рідше застосовуються відхиляючі механізми з використанням зміщення сили тяжіння відносно осі.

Інтенсивність викривлення профілю свердловини залежить від геометричних параметрів елементів компонування, місця установки кута перекосу, діаметра відкритого стовбура. В Україні використовується обладнання з одним кривим перевідником. Тільки в деяких випадках, таких як забурювання нового стовбура, застосовується більше одного викривленого перевідника [43].

Проаналізувавши накопичений досвід і результати досліджень направленої буріння, можна зробити висновок, що коригувати і змінювати траєкторію легше і доцільніше за допомогою обладнання, що знаходиться безпосередньо на буровому робочому органі.

1.3 Технічне обладнання для контролю траєкторії

При спрямованому бурінні необхідно знати місце розташування вибою і точки осі стовбура свердловини, у міру поглиблення, вимірюючи zenітний і азимутальний кути на заданій глибині.

Зміни азимутального і zenітного кутів характеризуються інтенсивністю викривлення, тобто темпом відхилення свердловини від її початкового напрямку. Варто зазначити, що інтенсивність азимутального викривлення залежить від zenіту, так при малих zenітних кутах зміна азимуту можуть досягати великих значень, що може не дати повної картини положення точки стовбура свердловини.

Автор підручника С.А. Кейн [3] класифікує датчики для вимірювання zenітного кута на наступні основні групи:

- а) що використовують принцип горизонтального рівня рідини;
- б) що використовують принцип схилу;
- в) акселерометри.

Для вимірювання азимута свердловини, автор розділяє використовувані прилади на такі групи:

- а) магнітна стрілка;
- б) механічні та оптичні гіроскопи;
- в) магнітометр.

Інклінометри – це прилади для повного вимірювання положення певної точки свердловини в просторі. Такий пристрій вимірює кути нахилу в діапазоні від 0 до 180°. Їх можна розділити на кілька груп [2]:

а) Прилади, що використовують принцип горизонтального рівня рідини, що спускаються в свердловину орієнтовано. У цьому випадку результат одного вимірювання може бути отриманий тільки після вилучення приладу зі свердловини. Такі прилади називаються апсидоскопами, які в даний час найчастіше використовуються в керноскопах – пристроях для відбору орієнтованого керна.

б) Прилади, що використовують магнітне поле Землі для визначення азимутального напрямку за магнітною стрілкою і гравітаційне поле Землі для визначення зенітного кута по схилу. У цьому випадку найчастіше положення датчиків перетворюється в електричний сигнал, число вимірювань в принципі не обмежене, а їх результати оперативно по електричному кабелю надходять на пульт інклінометра на поверхню. Для оперативного контролю зазначені датчики використовуються в спрощених приладах для визначення зеніту і азимуту тільки в одній, двох або декількох точках.

в) Прилади, що використовують для визначення азимута гіроскопічний ефект обертання з високою частотою (10-20 тис. хв⁻¹) зосередженої маси – важкого диска-маховика. Гіроскоп – диск-маховик що швидко обертається, вісь якого має три ступені свободи і може вільно змінювати свій напрямок у просторі. В результаті під впливом кориолісової сили інерції, що з'являється внаслідок обертання Землі і впливає на обертовий диск, вісь останнього орієнтується в напрямку географічного меридіана, що служить вірним орієнтиром у просторі незалежно від локальних магнітних полів (наприклад, магнітне поле залізородних родовищ або статичне магнітне поле бурильної колони) і глобального магнітного поля Землі. Для вимірювання зенітного кута в гіроскопічних інклінометрах застосовують схил в тому чи іншому виконанні.

г) Для вимірювання зенітного і азимутального кутів використовують інклінометри, що працюють за принципом копіювання траєкторії стовбура свердловини. У цьому випадку при переміщенні такого інклінометра по стовбуру з точки, в якій вже визначені зеніт і азимут, в іншу точку, в якій потрібно заміряти ці кутові параметри, датчик-копір інклінометра фіксує приростання зенітного і азимутального кутів по відношенню до відомих значень цих кутів. Таким чином, поінтервально визначаються всі необхідні значення параметрів просторового положення стовбура свердловини.

Вибійні телеметричні системи (ВТС) представляються сучасними технічними засобами для вимірювання і контролю траєкторії свердловини.

Це комплекс датчиків, що фіксують і передають інформацію про стан обладнання і показники його роботи на денну поверхню, де вона обробляється і аналізується спеціальним програмним забезпеченням [5].

Принцип роботи вибійної телеметричної системи полягає в наступному. Потік бурової промивної рідини, що надходить через трубний простір, приводить в дію турбогенератор, який виробляє електроенергію, що живить блок модулів, також в якості елемента живлення ВТС можуть виступати літієві батареї. Далі модульна апаратура перетворює інформацію в кодову послідовність і передає її на денну поверхню за допомогою будь-якого каналу зв'язку. На поверхні сигнал приймається наземною апаратурою, він обробляється, декодується і виводиться на комп'ютері за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення.

З моменту застосування телеметричного обладнання, головною проблемою була реалізація каналу зв'язку. Створенням вибійних телеметричних систем почали займатися в світі в 40-х роках минулого століття. Основними якостями для забезпечення зв'язку вибійного обладнання з денною поверхнею були точність і швидкість передачі та обробки даних. За час існування і розвитку даного виду навігаційного модуля були досліджені різні методи передачі даних: електромагнітний, гідравлічний, електропровідний, акустичний і багато інших. У підсумку широке поширення отримали три канали зв'язку – це гідравлічний, електропровідний, електромагнітний. У всіх цих видів є свої недоліки і переваги.

У складі вибійної інклінометричної системи присутні: наземна апаратура, джерело живлення, вибійний модуль з датчиками вимірювання параметрів, канал зв'язку вибій-устя і технологічне оснащення [3].

Вимоги до вибійних телеметричних систем у сучасному світі значно зросли. Такі системи оснащені не тільки датчиками інклінометрів, але і датчиками геофізичних і технологічних параметрів. Ці датчики дозволяють проводити свердловини в безпосередній близькості від продуктивних

горизонтів, контролювати процес буріння безпосередньо в проникних пластах і попереджати можливі аварійні ситуації.

Під час буріння свердловини потрібно знати фактичне положення стовбура свердловини в просторі для виключення відхилення від проекту. Для цього проводяться виміри кутових параметрів через 10-50 м. Основні завдання телесистем можна розділити на три основні групи [43]:

а) оперативний технологічний контроль за режимом буріння свердловин з метою його оптимізації;

б) контроль напрямку буріння свердловин з метою управління процесом спрямованого буріння по заданій траєкторії;

в) літологічне розчленування геологічного розрізу свердловини, дослідження параметрів пластів, не спотворених проникненням фільтрату промивної рідини в пласт, виділення пластів-колекторів, прогнозування зон аномальних пластових тисків.

Згідно з дослідженнями, у світовій практиці найширше застосування отримали ВТС з гідравлічною передачею інформації з самого датчика, що знаходиться безпосередньо в свердловині, на денну поверхню. Така перевага віддається даному методу через його економічність, дальність дії та можливість організації двостороннього зв'язку. Істотними недоліками даного методу є низька завадостійкість і низька швидкість передачі даних. Принцип роботи такого способу передачі даних: інформація передається по стовбуру промивної рідини, що заповнює бурильні труби, імпульсами тиску. Фаза, частота або амплітуда імпульсів мають функціональні залежності з вимірюваним параметром. Гідравлічні телеметричні системи працюють за принципом гальмування вибійного снаряда. Гальмування відбувається в момент випуску бурового розчину в затрубний простір при відсутності тиску на снаряд, в результаті чого перешкоди, що існують в гідравлічній направляючій системі, звужують смугу частот і роблять цей канал найповільнішим [3].

У 1960-х рр. в ВНДІБТ розроблялися перші вибійні телеметричні системи, що представляють собою механічні пристрої, у яких конструктивно пов'язаний привід з валом турбобура. До них відносяться гідротурботохометри (ГТН-2,3,4,ПН), які були єдиними приладами, що безперервно забезпечували контроль режиму роботи турбобура. Перша досконала вибійна телеметрична система з гідравлічним каналом зв'язку для буріння похило-скерованих свердловин називалася сигналізатором напрямку буріння (СНБ), а після гідравлічна інклінометрична телесистема (ГІТ), яка дозволила здійснювати контроль за кутовими параметрами свердловини та напрямком дії відхиляючого пристрою. З 1982 р. набули широкого поширення вдосконалені телесистеми під назвою «Індикатор частоти обертання вала турбобура ІЧТ» [5]. В даний час зарубіжні фірми пропонують телесистеми LWD з гідравлічним каналом зв'язку, що вимірюють гамма-випромінювання з азимутальним скануванням і відхиленням на долоті, статичну і динамічну інклінометрію і вимірювання швидкості обертання долота [43].

Перевагами гідравлічного каналу зв'язку є:

а) велика дальність дії;

б) природний канал зв'язку, оскільки для зв'язку використовується промивна рідина в колоні бурильних труб, що дозволяє виключити додаткові витрати на організацію каналу зв'язку.

З істотних недоліків цього методу можна виділити: низька інформативність через повільну швидкість передачі, погана завадостійкість, потреба в автономному джерелі електроенергії, несумісність з аерованими рідинами і продуванням повітрям.

Виробництво обладнання з електромагнітним каналом зв'язку ведуть велика кількість фірм за кордоном. Передача даних від датчика до приймача відбувається за рахунок електромагнітної хвилі (струми розтікання) між ізольованою ділянкою колони бурильних труб і породою. На поверхні землі сигнал приймається як різниця потенціалів від розтікання струму по гірській

породі між бурильною колоною і приймальною антеною, що встановлюється в ґрунт на певній відстані від бурової установки. Даний метод найбільш перспективний при організації зв'язку вибійного отвору при роторному і турбінному бурінні свердловин.

Перед гідравлічним методом передачі даних, електромагнітний канал зв'язку має ряд переваг: можливість зворотного зв'язку і простота в управлінні, підвищена надійність деталей вибійних пристроїв, що контактують з абразивним потоком бурового розчину. До переваг даного методу можна віднести: менші вимоги до якості бурового розчину; можливість використання в умовах, де гідроканал не працює; більш висока інформативність в порівнянні з гідравлічним каналом зв'язку; дешевизна. Найбільш значущими недоліками даного типу зв'язку: дальність зв'язку, що залежить від провідності і перемежованості гірських порід; складність установки антени в важкодоступних місцях; слабка стійкість до перешкод; відсутність можливостей дослідження в морі і в соленосних відкладах; досить висока складність електронного керуючого блоку.

У 1969 р. ВАТ НВП «ВНДІГІС» на основі апаратури БЕТА-1 розробили обладнання КУБ-1 для електричного каротажу в процесі турбінного буріння. У наступне десятиліття була розроблена вибійна інклінометрична система для автоматичного контролю за напрямком свердловини під час буріння і вимірювання технологічних параметрів ЗІС-1. Починаючи з 91р. минулого століття ВТС типу ЗІС-4 почали використовувати при бурінні свердловин з горизонтальним закінченням. З січня 1999 року увійшли в масове виробництво ЗТС54-ЕМ, при бурінні похило-скерованих і горизонтальних стовбурів невеликого діаметра. Така телесистема оснащена додатковим надолотним модулем [5].

Явними недоліками цього типу передачі даних є: відносно невелика дальність прийому, яка залежить від фізико-механічних властивостей гірських порід, складність монтажу приймальних антен у важкодоступних місцях і слабка завадостійкість.

Електропровідний канал зв'язку має порівняно малу популярність в Україні, з ряду причин. Такий канал зв'язку має яскраво виражені переваги перед перерахованими вище каналами зв'язку — це швидкодія, висока стійкість до перешкод, максимальна інформативність, багатоканальність, безперебійність зв'язку; відсутність вибійного джерела живлення і потужного передавача; має двосторонній зв'язок; не вимагає витрат гідравлічної енергії; працює з керованою рідиною, і може бути використаний при роботі з продуванням повітрям.

Недоліками цього каналу зв'язку є: необхідність прокладання кабелю в бурильній колоні і за нею, що створює деякі труднощі при бурінні; витрати часу на прокладання кабелю; можливість механічних пошкоджень кабелю і неможливість обертання; закриття превентора неможливе при використанні заколонного кабелю; необхідність доставки вибійного модуля або контактної муфти, за допомогою пристрою продавки, до місця посадки при зенітних кутах більше 60°.

1.4 Висновки до розділу 1

Похило-скероване буріння (ПСБ) є ключовою сучасною технологією у видобутку вуглеводнів, що пройшла шлях від інженерної хитрості до високоточної наукової дисципліни. ПСБ виникло з необхідності розв'язання специфічних інженерних задач (обхід перешкод, видобуток з-під забудови) і розвивалося паралельно з удосконаленням технологій контролю траєкторії. Історія починається з перших спроб ще на початку ХХ століття (методи "відхилення" стовбура клинами), але справжній розвиток технологія отримала у другій половині століття завдяки винаходу вибійних двигунів (турбобурів, а пізніше гвинтових двигунів) та перших систем телеметрії, що дозволило контролювати процес у режимі реального часу.

Класифікація ПСБ визначається необхідною кінцевою траєкторією (профілем свердловини) та методом керування вибоєм. Розрізняють прості

похилі свердловини, горизонтальні свердловини (з довгою або короткою горизонтальною ділянкою), багатовибійні свердловини та ін. Основні методи включають роторне буріння з використанням роторно-керованих систем (РКС) або використання вибійних двигунів з перекосом осі (кривим перехідником) для зміни напрямку.

Точність буріння забезпечується комплексом високотехнологічного обладнання для вимірювання (телеметрії) та керування траєкторією (виконавчі механізми). Системи MWD (Measurement While Drilling) та LWD (Logging While Drilling), що використовують магнітні та інклінометричні датчики, передають дані на поверхню. Вибійні двигуни (ГВД) та роторно-керовані системи (РКС), які забезпечують зміну кута та азимута свердловини без підйому бурильної колони.

Похило-скероване буріння — це технологічно складний процес, що еволюціонував від простих методів відхилення до високоточного інструменту освоєння родовищ. Успіх застосування ПСБ залежить від інтеграції трьох ключових елементів: глибокого розуміння історії та класифікації профілів, використання сучасного високоточного обладнання для контролю траєкторії (телеметрія, РКС) та постійного інженерного супроводу.

Метою роботи є аналіз критеріїв застосовності різного телеметричного обладнання, що використовується під час буріння свердловин.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **задачі**:

- а) Класифікація телеметричного обладнання за каналами передачі даних.
- б) Вплив гірничо-геологічних умов на використання телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку.
- в) Вплив просторового положення інструменту і траєкторії свердловини на застосовність телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку.
- г) Вплив технологічних параметрів буріння на використання телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку.

- Провести аналітичне дослідження критеріїв використання та узагальнити накопичений досвід використання телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку.

- Сформулювати висновки та рекомендації та впровадити в реальну свердловину.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

2.1 Класифікація телеметричного обладнання

Основне призначення телеметричної системи measurement while drilling (MWD) полягає у визначенні та передачі в режимі реального часу під час буріння на поверхню даних інклінометрії (зенітного кута та магнітного азимута) для визначення просторового положення (траєкторії) свердловини [43]. При цьому дані інклінометрії дуже часто доповнюються інформацією про параметри буріння, температуру на вибої і гамма-каротажем [5]. Гамма-каротаж дозволяє вимірювати природну радіоактивність гірської породи, розділяючи геологічний розріз на глинисту і неглинисту складові, що добре працює, особливо в умовах теригенного розрізу і не тільки. У разі застосування, для більш детального вивчення властивостей колектора, різних систем каротажу під час буріння LWD, телеметрична система MWD, крім іншого, виконує роль сполучної ланки – передає дані на поверхню [44]. На сьогоднішній день телеметричні системи MWD стали абсолютною невід'ємною частиною при бурінні похилих і горизонтальних свердловин. Без застосування телеметричних систем практично неможливо вирішувати завдання, які перед буровиками ставлять геологи – виконання необхідних траєкторій свердловин і потрапляння в геологічні цілі.

Одним з важливих досягнень в області вдосконалення телеметричних систем є модульні системи. Розраховані на максимальну ефективність і гнучкість, ці системи дешевші і економічніші в порівнянні з будь-якими іншими.

Все обладнання такої системи має модульну конструкцію з повною сумісністю модулів, що дає можливість придбати його в будь-якому наборі, у вигляді окремих секцій або повним комплектом. Використання подібних систем крім контролю навігаційних і технологічних параметрів дозволяє частково проводити комплекс геофізичних досліджень без зупинки процесу

буріння (технологія logging while drilling (LWD) — геофізичні дослідження в процесі буріння). Зокрема, за допомогою систем подібного типу можна здійснювати контроль за такими параметрами [43]:

- природне гамма-випромінювання розбурюваних гірських порід;
- уявний опір гірських порід КС;
- опір поляризації ПС;
- електромагнітний каротаж;
- гамма-гамма каротаж;
- нейтронно-нейронний каротаж;
- акустичний каротаж;
- кавернометрія;
- віброметрія.

Телеметричні системи дозволяють поліпшити ефективність буріння, забезпечуючи точне розміщення свердловин і надаючи інформацію про динаміку буріння в реальному часі для оптимізації параметрів буріння і поліпшення швидкості проходки [3].

Вимірювання траєкторії та оцінка порід у процесі буріння горизонтальних свердловин мають такі переваги:

- забезпечують вимірювання в реальному масштабі часу для управління траєкторією в процесі буріння;
- роблять можливим точне буріння свердловини при ефективному попаданні в задану зону малого розміру;
- використовуються для визначення типу флюїду (газ, нафта, вода) в пласті;
- визначають реперні горизонти для забезпечення кореляції з сусідніми свердловинами;
- дозволяють передбачити зміни флюїду і типу порід.

Такий підхід гарантує отримання для кожної свердловини каротажних даних, що не поступаються або перевершують за якістю дані каротажу на кабелі.

Такі каротажні дані зазвичай є первинними даними в процесі прийняття рішень. Каротаж на кабелі на горизонтальних ділянках є складним і дорогим. У багатьох випадках прилади на кабелі не забезпечують каротаж до вибою через погіршення умов у свердловині. Тому каротажні діаграми, отримані в процесі буріння, можуть виявитися єдиним записом каротажних даних. Каротаж в реальному часі забезпечує управління траєкторією в процесі буріння. Датчики реагують на зміну літології і флюїду, коли вони наближаються до зони, що цікавить. З урахуванням цих змін потім можуть бути прийняті рішення [43].

Датчик гамма-випромінювання вимірює кількість природного гамма-випромінювання порід. Він використовується для встановлення літології, для кореляції розрізу з сусідніми свердловинами і для визначення глинистості. Гамма-модуль встановлюється нижче інклінометричного модуля, відразу над ГВД. Це дозволяє відсунути чутливі елементи інклінометра від магнітних перешкод, а також максимально рано виявляти зміни зміни радіаційної активності порід. Це особливо важливо при розкритті продуктивного горизонту малої потужності.

Глинисті породи зазвичай мають високий рівень гамма-випромінювання, а для пісків характерні його низькі рівні. Включення модуля гамми в КНБК дозволяє при бурінні похило-скерованих свердловин отримувати інформацію про положення продуктивного пласта для чіткого контролю траєкторії з метою проведення більш ранньої її корекції [44].

За допомогою кривої ГК можна:

- оцінювати літологію;
- виділяти інтервали колекторів;
- оцінювати глинистість (кращий метод для визначення глиновмісту);
- проводити прив'язку глибини при проведенні перфораційних робіт.

На рисунку 2.1 представлено приклад поведінки кривої природного гамма-випромінювання для різних типів літології [5].

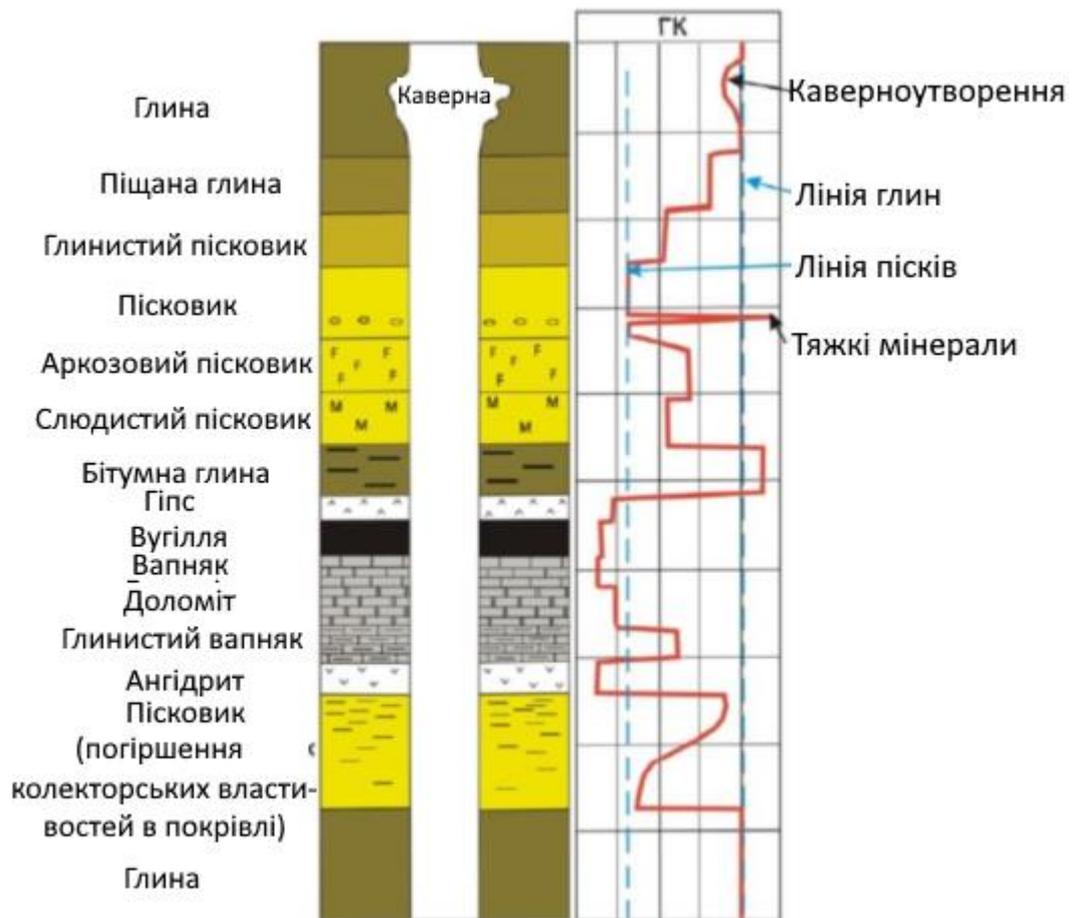


Рисунок 2.1 – Приклад кривої природного гамма-випромінювання для різних типів літології

Метод працює як у відкритому стовбурі, так і в обсаджених колоною свердловинах. Даний метод ГДС є найбільш поширеним і доступним видом радіоактивного каротажу.

При проведенні індукційного каротажу (ІК) вивчається питома електрична провідність гірських порід за допомогою індукованих (наведених) струмів. Для цього в свердловину опускається прилад (зонд), що має у своєму складі генераторну (Г) і вимірювальну (І) котушки. Відстань між генераторною і вимірювальною називається довжиною зонда [43]. При пропусканні через випромінюючу котушку змінного струму частотою 20кГц, що виробляється генератором, навколо котушки і в навколишньому середовищі створюється змінне магнітне поле. Це поле створює в випромінювання в генераторній котушці за допомогою змінного струму

встановлюється змінне магнітне поле. Згідно із законом Фарадея, в цей час в гірській породі виникають електромагнітні вихрові струми, які фіксуються вимірювальною котушкою зонда. Величина вихрових струмів, що виникають у гірській породі, залежить від величини її питомої електропровідності [5].

Чим вища електропровідність середовища, тим більша величина електрорушійна сила вихрових струмів. У свою чергу, магнітне поле вихрових струмів індукує в приймальній котушці свердловинного приладу електрорушійної сили, що представляє собою векторну суму активної складової, що збігається за фазою з струмом живлення генераторної котушки, і реактивної складової, зсунутої на 90град відносно струму живлення.

Для зниження впливу свердловини, зони проникнення і вміщуючи порід на результати ІК використовують фокусування електромагнітного поля. Для цього застосовують багатокотушкові фокусуючі зонди, які розглядаються як сукупність двокотушкових зондів, утворених всіма парами генераторних і вимірювальних котушок зонда. Основна перевага методу ІК полягає в тому, що при його виконанні немає необхідності прямого електричного контакту між вимірювальним зондом і гірською породою, отже, ІК ефективний при вивченні свердловин, заповнених непроводячими буровими розчинами на нафтовій основі [43].

Дані провідності направляються безпосередньо в блок електроніки інклінометра для передачі в режимі реального часу, а також записуються в пам'ять модуля. Це забезпечує дублювання і високу додаткову роздільну здатність при інтерпретації досліджень, коли інструмент буде витягнутий на поверхню.

Пам'ять може містити дані, що отримуються кожні 8-200 секунд в залежності від обраної установки, щоб відповідати очікуваній швидкості проходки і початку сканування.

Нейтронний каротаж свердловин - поняття, яке включає в себе цілий комплекс методів дослідження стану свердловин, вивчення геологічних розрізів і розвідки родовищ корисних копалин.

В ході нейтронного каротажу в досліджувану свердловину опускається вимірювальний прилад, що містить джерело швидких нейтронів. В залежності від конкретної методики дослідження джерело може забезпечувати як безперервне, так і імпульсне випромінювання. На певній відстані від джерела встановлюються реєструючі датчики-приймачі, що фіксують повільні нейтрони, а також рівень гамма-випромінювання, що виникає в гірській породі під дією потоку нейтронів [43].

На відміну від іншого різновиду ядерних методів геофізичних досліджень, а саме – гамма-каротажу, нейтронний каротаж реалізується тільки за допомогою штучно створеного випромінювання, оскільки в природному вигляді випромінювання такого типу просто не існує. З цієї ж причини методи нейтронного каротажу мають дещо відмінну класифікацію, в якій виділяються два типи методик: власне нейтронні та імпульсні нейтронні.

У першому випадку в рамках дослідження порода піддається впливу безперервного потоку нейтронів, у другому – на неї впливають короткими спалахами [5].

Залежно від типу речовини, через яку проходить потік нейтронів, виділяють три типи їх взаємодії: пружне і непружне розсіювання, а також радіаційний захват.

В якості класифікації досліджень також можна виділити наступні типи нейтронного каротажу [5]:

- Нейтронний гамма-каротаж. Вплив на породу – безперервний, фіксується відповідне гамма-випромінювання. Метод застосовується в основному для літологічного розчленування розрізів і встановлення потужності пластів, дозволяє визначати нафту, воду (а частково і показник її

мінералізації). Показання дослідження знаходяться в залежності від показника вмісту в аналізованому середовищі водню.

Недоліком методу є складність інтерпретації результатів, оскільки на них істотно впливає наявність бурового розчину у свердловині, який у поєднанні з таким фактором, як відмінність діаметра стовбура на різних показниках глибини (і як наслідок – різна товщина створюваного буровою рідиною «шару») і наявність хлору в складі розчину може ускладнювати визначення точних показників.

- Нейтрон-нейтронний каротаж. Вплив на породу – безперервний, фіксується відповідний потік теплових або надтеплових нейтронів. У першому випадку дані будуть схожі на результати нейтронного гамма-каротажу, у другому – визначається тільки вміст водню.

- Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж. Вплив на породу – імпульсний, фіксуються самі відповідні нейтрони і час їх існування. На результат дослідження впливає наявність в породі водню і так званих поглиначів (до їх числа відноситься, наприклад, хлор). Метод дозволяє не тільки визначити склад пласта (вода, нафта або природний газ), але і виявити межі між водою і нафтою/нафтою і газом, що недоступно для методу нейтрон-нейтронного каротажу [5].

Як правило, методи нейтронного каротажу застосовуються в комплексі з іншими методами досліджень, оскільки це дозволяє встановити більш точні дані про об'єкт дослідження.

Гамма-випромінювання використовується для визначення літології і меж горизонту. Питомий опір використовується для того, щоб виявляти і розрізняти рідини, що заповнюють пласт. Нейтронна пористість і щільність породи використовуються в поєднанні для визначення газу і нафти та пористості пласта.

На рисунку 2.2 наведено приклад типових кривих датчиків системи вимірювань у процесі буріння в зоні газ/нафта/вода [43].

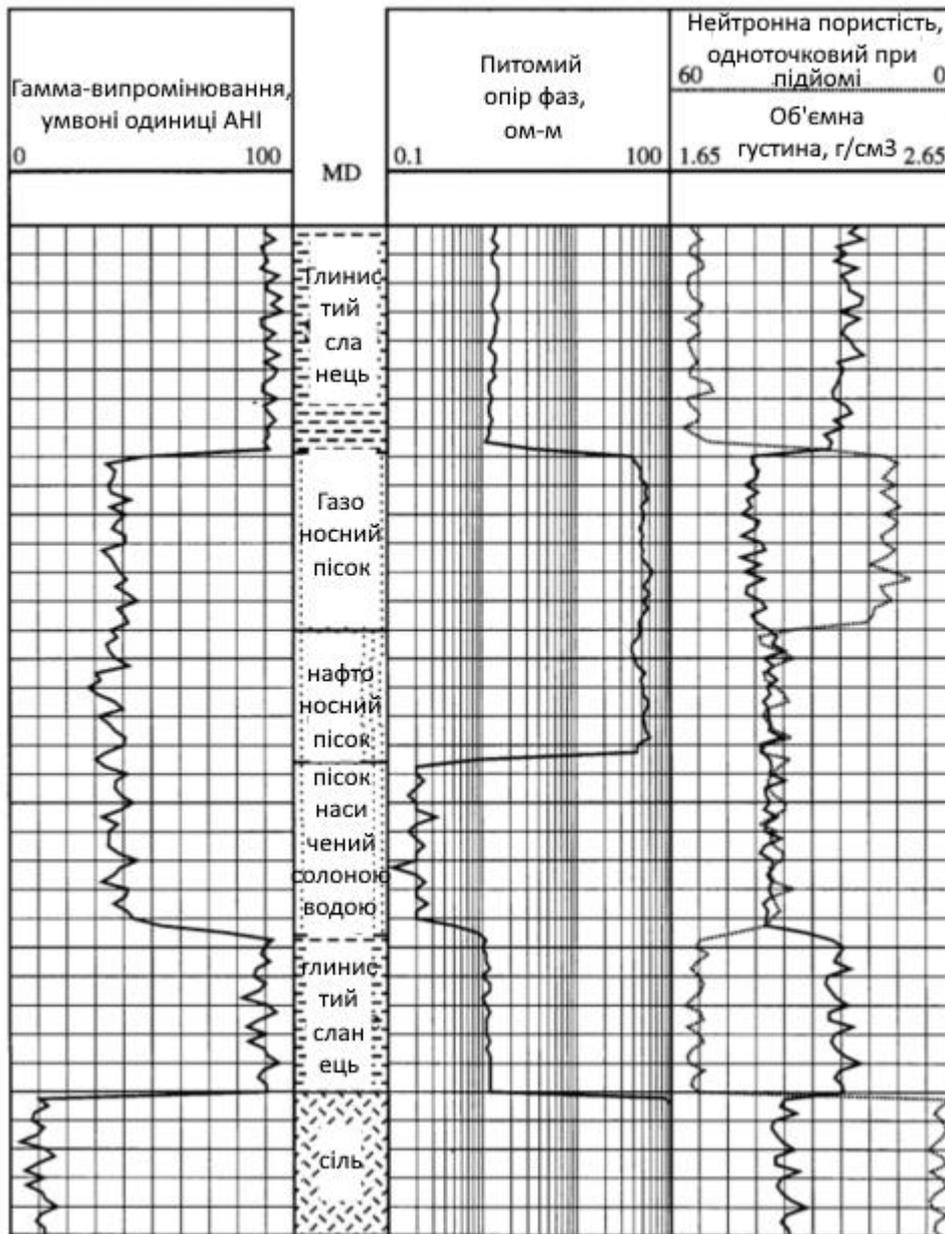


Рисунок 2.2 – Приклад типових кривих датчиків системи вимірювань у процесі буріння в зоні газ/нафта/вода

Конфігурація колони інструментів системи вимірювань в процесі буріння повинна відповідати своєму призначенню. У разі газонафтового контакту доцільно розмістити нейтронний датчик якомога ближче до долота, а потім датчики питомого опору, щільності і гаммавипромінювання. Для водонафтового контакту слід розмістити якомога ближче до долота датчик питомого опору, а потім нейтронний датчик, датчик густини та датчик гамма-випромінювання. Оперативна інформація про стан пласта, отримана за допомогою вимірювань гамма-випромінювання, питомого електричного

опору гірських порід та інших геофізичних вимірювань дозволяють інженеру з похилонаправленого буріння регулювати траєкторію свердловини в реальному часі відповідно до рекомендацій геологічної служби супроводу буріння, щоб забезпечити розміщення свердловини в найбільш продуктивній частині пласта [2].

Крім того, телеметричні системи дозволяють вимірювати ряд параметрів, що відображають стан бурильної колони, КНБК і стовбура свердловини, що забезпечує буріння згідно з планом і дозволяє виявляти обставини, які можуть привести до пошкодження обладнання або інші умови, що загрожують простоями. Вимірювання в процесі буріння дають можливість своєчасних дій щодо збереження проектної траєкторії стовбура свердловини [5].

Зазначені вимірювання дозволяють отримувати інформацію про [3]:

- сили, що впливають на бурову колону і КНБК, включаючи динамічні характеристики і вібрацію;
- статичний і динамічний тиск всередині бурової колони і в затрубному просторі;
- розміри і форму самого стовбура свердловини.

В даний час, існують кілька каналів передачі свердловинних вимірювань/каротажу в процесі буріння (MWD / LWD) телеметричними системами [3]. Інформація з вибою свердловини на поверхню може передаватися по кабелю, стовбуру рідини в свердловині, навколишнім свердловині гірським породам і, нарешті, по колоні бурильних труб. Носієм інформації можуть служити коливання електричного або електромагнітного поля, коливання тиску в рідині, шум, коливання, створювані обертовим долотом в гірській породі і колоні труб, зміна властивостей промивної рідини. Узагальнена інформація за різними методами передачі свердловинних вимірювань із вибою свердловини до денної поверхні наведена в таблиці 2.1 [5].

Таблиця 2.1 – Канали зв'язку вибою свердловини з денною поверхнею в процесі буріння

Канал зв'язку	Провідне середовище	Носій інформації
Провідний	Електричний кабель, волоконно-оптичний кабель	Електричне поле, оптичні сигнали
Електромагнітний	Бурова колона і гірська порода	Коливання електромагнітного поля
Гідравлічний	Стовп рідини в бурильній колоні	Коливання тиску і рідини
Акустичний	Бурильна колона	Коливання (шум), що генеруються в бурильній колоні долотом або спеціальним ударником
Гідроакустичний (геосейсмічний),	Гірський масив, в якому буриться свердловина	Акустичні коливання (шум), що створюються долотом у породі
Потік промивної рідини	Промивна рідина	Зміна властивостей промивної рідини

Необхідно відзначити, що вибір каналу зв'язку має велике значення як в обсязі інформації, що передається в реальному масштабі часу, так і в надійності та експлуатаційних якостях MWD і LWD систем.

Класифікація телеметричних систем досить обширна. Виділимо найбільш значущі рівні. На першому рівні в основі класифікації лежить головна експлуатаційна функція, що визначається наявністю або відсутністю каналу зв'язку забій – гирло, оскільки від цього залежать можливості використання інклінометричних приладів і систем. За цією ознакою всі інклінометри поділяються на два класи [2]:

- автономні (без каналу зв'язку);
- з каналом зв'язку забій – гирло.

Подальша класифікація автономних приладів може бути проведена за такими ознаками:

- кількість реєстрованих параметрів;
- принцип роботи датчика азимуту;
- кількість точок реєстрації; спосіб реєстрації.

Будь-яка телеметрична система (система зв'язку) складається з основних п'яти компонентів – джерела інформації, передавача, каналу зв'язку, приймача і споживача інформації (рисунок 2.1). Джерелом

інформації є вибійний датчик, що створює повідомлення про величину вимірюваного параметра. У передавачі це повідомлення обробляється певним чином і формується сигнал, зручний для передачі по каналу зв'язку. Обробка повідомлення включає перетворення показань датчика, наприклад, у пропорційно змінюване електромагнітне поле, його кодування і модуляцію [5]. Первинним джерелом живлення передавача є свердловинний генератор або блок літєвих батарей.



Рисунок 2.3 – Принципова схема телеметричного обладнання

2.2 Телеметричне обладнання із гідравлічним каналом зв'язку

Телесистеми з гідравлічним каналом зв'язку відрізняються від інших наявністю в них пристрою, що створює в потоці бурового розчину імпульси тиску. Сигнал, що створюється ними, підрозділяється на три види: позитивний імпульс, негативний імпульс або безперервна хвиля.

У телеметричних системах з гідроімпульсним каналом зв'язку використовуються клапани для модуляції потоку бурового розчину в порожнині бурильної колони, створюючи імпульси тиску, які поширюються по стовбуру рідини всередині бурильної колони, а потім виявляються датчиками тиску на поверхні [43] (рисунок 2.4, 2.5, 2.6). Позитивні імпульси генеруються шляхом створення короткочасного часткового перекриття низхідного потоку бурового розчину. Негативні – шляхом короткочасних

перепусків частини рідини в затрубний простір через бічний клапан. Гідравлічні сигнали, близькі до гармонічних, створюються за допомогою електродвигуна, який обертає клапан пульсатора.

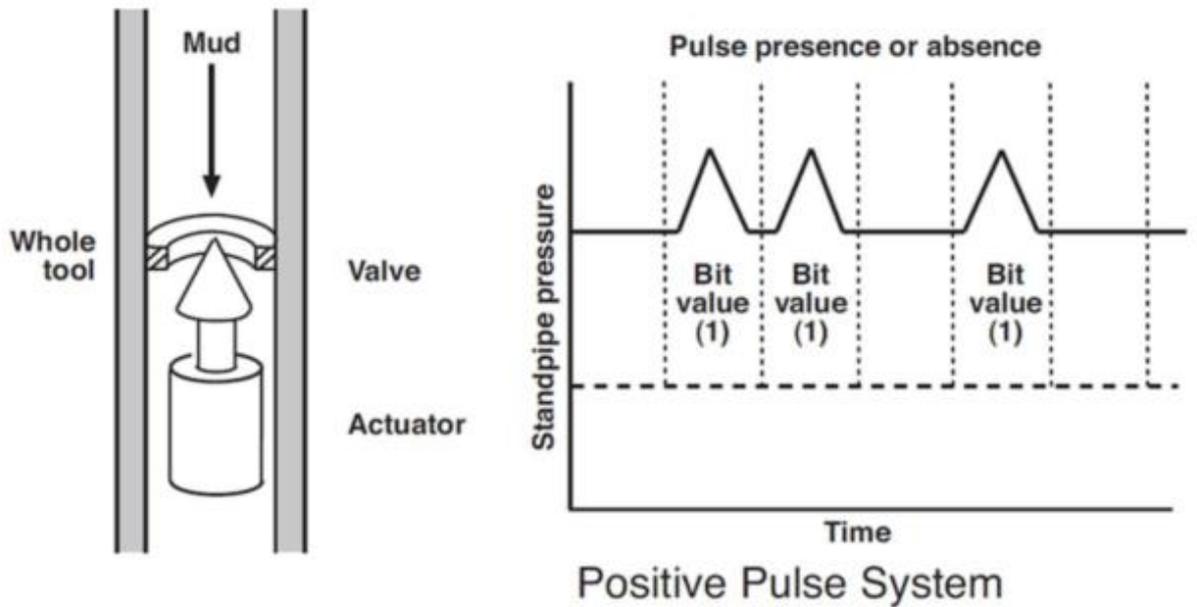


Рисунок 2.4 – Принципова схема передачі сигналу по позитивному гідроімпульсному каналу зв'язку

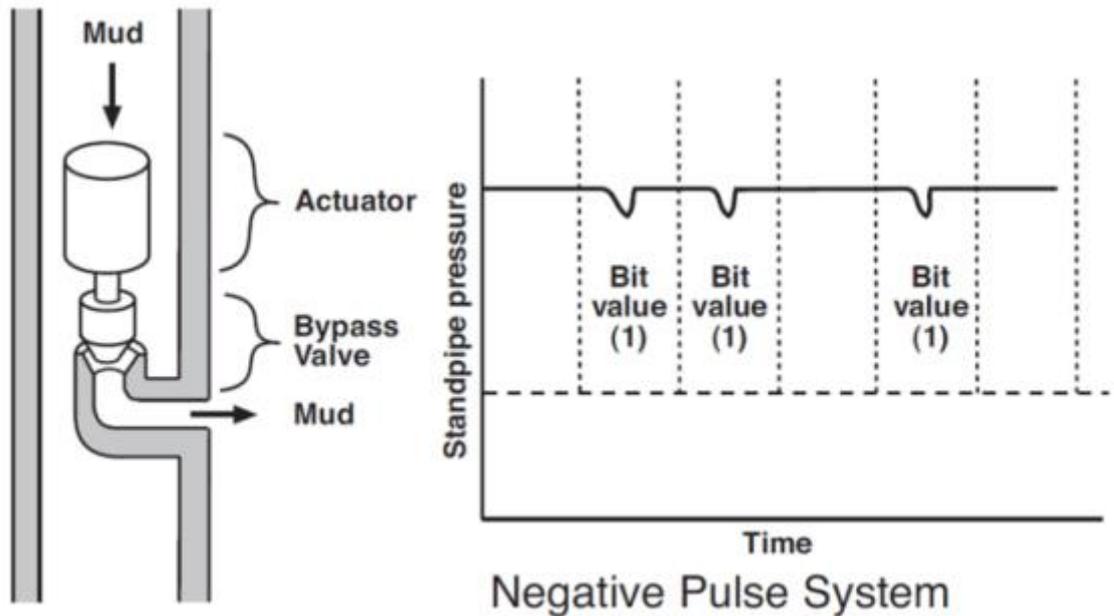


Рисунок 2.5 – Принципова схема передачі сигналу по негативному гідроімпульсному каналу зв'язку

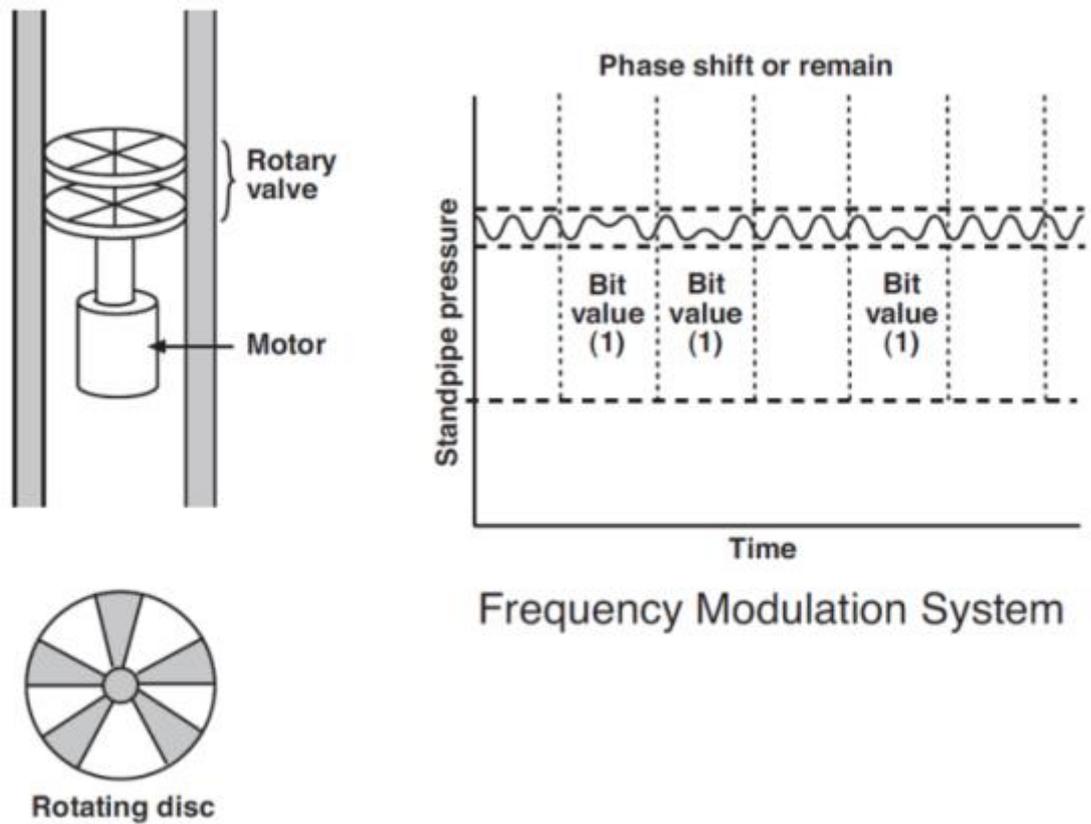


Рисунок 2.6 – Принципова схема передачі сигналу по модульованому імпульсному каналу зв'язку

На рисунку 2.7 представлена схема формування модульованого гідравлічного сигналу за допомогою електродвигуна, що перекриває трубний простір [43].

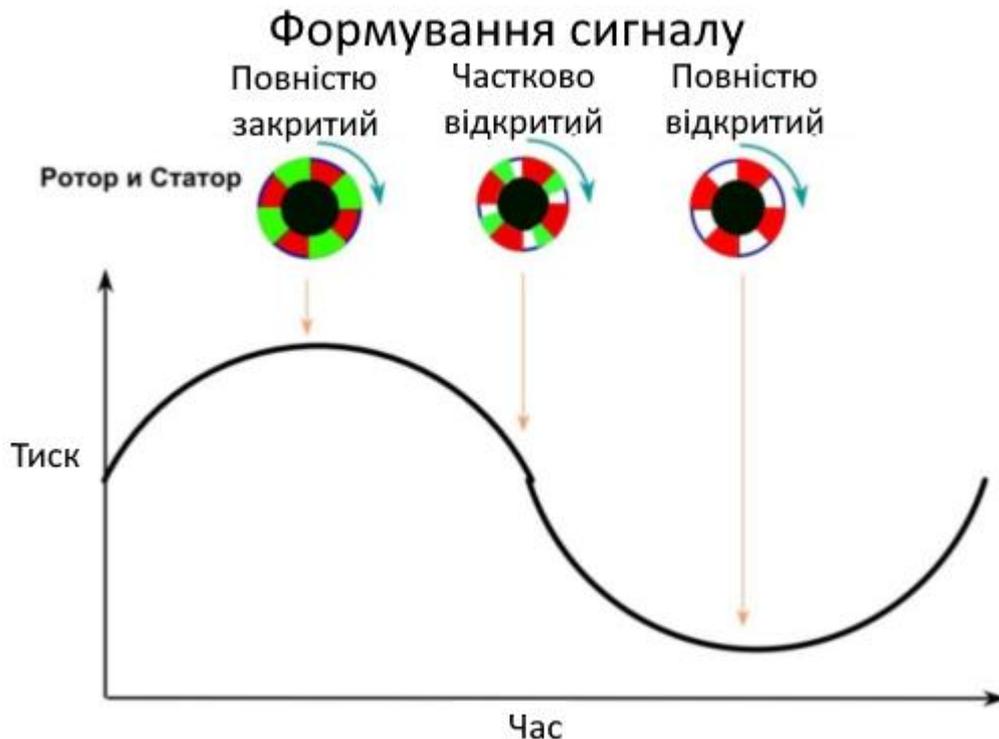


Рисунок 2.7 – Схема формування модульованого гідравлічного сигналу

Гідравлічні імпульси зі швидкістю близько 1250 м/с надходять по стовбуру бурового розчину на поверхню, де закодована різними способами інформація декодується і відображається у вигляді, прийнятному для сприйняття оператором.

Перевага у застосуванні телесистем з гідравлічним каналом зв'язку базується як на відносній простоті здійснення зв'язку в порівнянні з іншими каналами зв'язку, так і на тому, що цей канал не порушує (в порівнянні з електричним каналом зв'язку) технологічні операції при бурінні і не залежить від геологічного розрізу (в порівнянні з електромагнітним каналом зв'язку) [5].

Недоліки даного каналу зв'язку:

- низька інформативність через відносно низьку швидкість передачі;
- низька стійкість до перешкод, послідовність у передачі інформації;
- необхідність у джерелі електричної енергії (батарея, турбогенератор);
- відбір гідравлічної енергії для роботи передавача і турбогенератора;
- неможливість роботи з продуванням повітрям і керованими рідинами.

В основу конструкції свердловинного приладу телеметричних систем з гідравлічним каналом зв'язку покладено 6 основних взаємозамінних модулів [43]:

- модуль вилучення;
- батарейний модуль/генератор;
- навігаційний модуль (інклінометр);
- передавальний модуль (пульсатор);
- модуль гамма-каротажу;
- з'єднувальні модулі (центратори).

В даний час на ринку представлені наступні виробники телеметричного обладнання з гідравлічним каналом зв'язку (таблиця 2.2)[6,7,9,12].

Таблиця 2.2 – Основні телесистеми, представлені на ринку

Виробник	Телесистема	Тип каналу зв'язку
APS Technology	APS	Позитивний гідроімпульсний
GE Energy	Tensor	
Backer Huge	Vector	
Schlumberger	SlimPulse	
Schlumberger	Telescope (High pressure, high temperature)	Модульований гідроімпульсний, джерело живлення - генератор
Schlumberger	DigiScope (для ЗБС)	Позитивний гідроімпульсний
Halliburton	SperrySun	
Weatherford	HyperPulse	
Tolteq	Tolteq iSeries	
Wolverine	Neutrino	

2.3 Телеметричне обладнання із електромагнітним каналом зв'язку

Електромагнітна каротажно-вимірювальна система передає дані через низькочастотні електромагнітні хвилі, які проходять через землю і виявляються наземними антенами на поверхні (рисунок 2.8)[5]

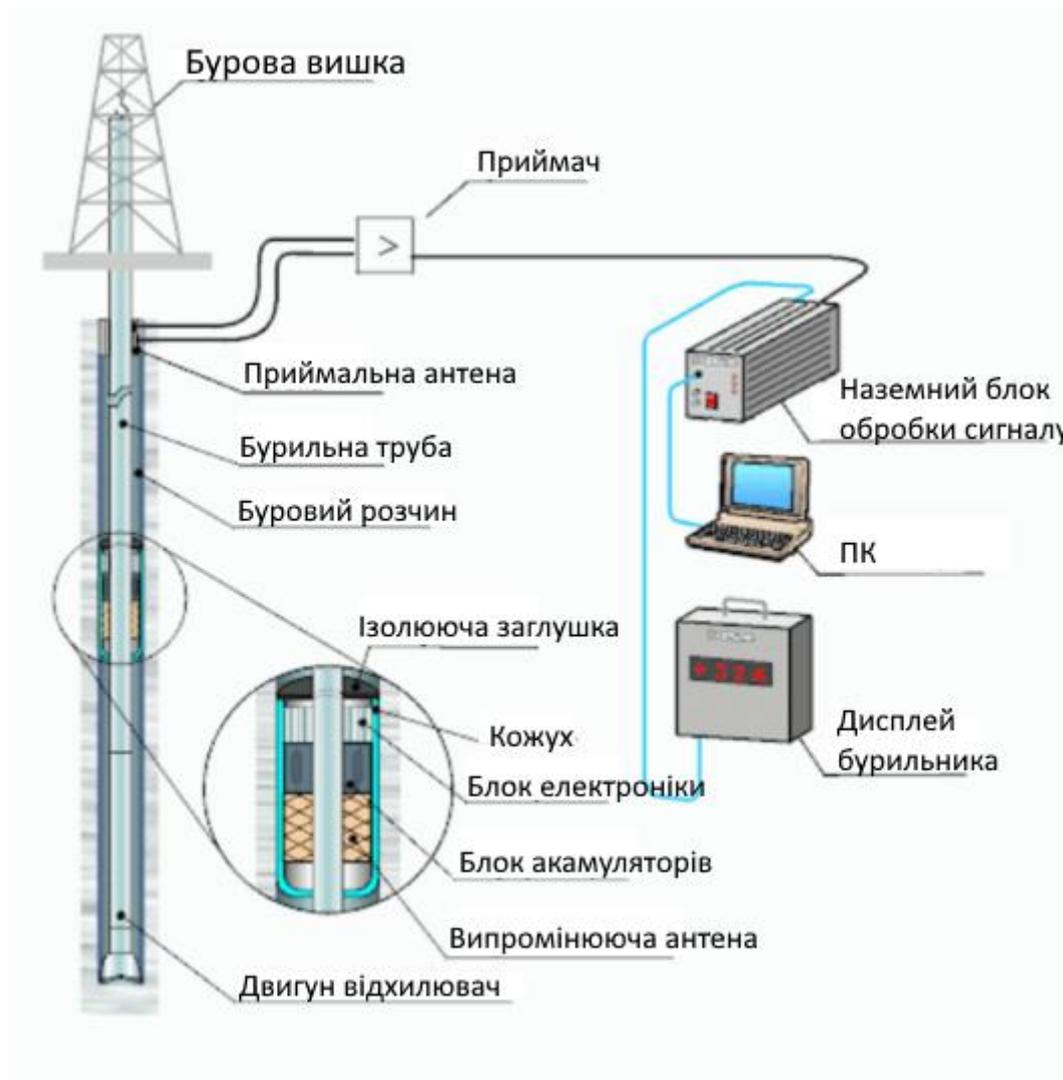


Рисунок 2.8 – Принципова схема передачі сигналу по електромагнітному каналу зв'язку

Даний метод зв'язку вибійного обладнання з денною поверхнею забезпечує більш високу швидкість передачі даних і більш високу надійність, ніж традиційні системи з гідроімпульсними каналами зв'язку. Електромагнітна телеметрія особливо ефективна при пневматичному бурінні, використанні піноподібних матеріалів або газованих розчинів, що виключають використання гідравлічних імпульсів.

Системи з електромагнітним каналом зв'язку використовують електромагнітні хвилі між ізольованою ділянкою колони бурильних труб і породою. На поверхні землі сигнал приймається як різниця потенціалів від розтікання струму по гірській породі між бурильною колоною і

приймальною антеною, що встановлюється в ґрунт на певній відстані від бурової установки [5].

Передача даних за допомогою електромагнітного каналу особливо затребувана при бурінні на депресії. У той же час, до недоліків електромагнітного каналу відносяться слабка стійкість до перешкод, складність встановлення антени. Разом з тим електромагнітний канал зв'язку обмежений за дальністю дії властивостями геологічного розрізу, такими як провідність і чергування шарів гірських порід, сила сигналу залежить від матеріалу бурильних труб, а також відсутня можливість дослідження в морі і в соленосних відкладах [3]. Крім усього іншого, варто відзначити високу складність електронного керуючого блоку.

В даний час на ринку представлені наступні виробники телеметричного обладнання з електромагнітним каналом зв'язку (таблиця 2.3)[6,8,9].

Таблиця 2.3 – Основні телесистеми, представлені на ринку

Виробник	Телесистема	Тип каналу зв'язку
Halliburton	IntelliServ	електромагнітний
Schlumberger	TelePacer, E-Pulse XR	
Weatherford	HyperPulseTM	
GE Oil&Gas	Electro-Trac EM	

2.4 Порівняльна характеристика способів передачі інформації в процесі буріння

Розвиток технології свердловинних вимірювань у процесі буріння відбувається за чотирма основними напрямками [5]:

- вдосконалення навігаційних датчиків і обробного програмного забезпечення для підвищення точності проводки стовбура свердловини;
- збільшення швидкості передачі даних для скорочення часу на вимірювання при бурінні;
- розширення комплексу реєстрованих і переданих даних вимірюваннями динамічних параметрів буріння і тиску всередині і

затрубно́го простору для вибору оптимальних режимів буріння, промивання свердловин і густини бурового розчину, скорочуючи час будівництва свердловини і знижуючи ризики, пов'язані з диференціальними прихватами і гідророзривами;

- підвищення надійності свердловинного обладнання MWD і скорочення непродуктивного часу, пов'язаного з відмовами обладнання.

Еволюція каналів зв'язку відбувається в напрямку збільшення кількості переданої інформації за одиницю часу. У даній категорії порівняння телеметричні системи з різними каналами зв'язку мають значні відмінності. Межа гідравлічного каналу зв'язку з позитивним імпульсом становить 4 біт/с. Електромагнітний безкабельний і гідравлічний з негативним імпульсом тиску, а також початкові роторні пульсатори з каналом зв'язку на основі гармонійних коливань можуть передавати дані зі швидкістю 10 біт/с.

Пристрої гідравлічного каналу зв'язку, що використовують позитивні та негативні імпульси тиску, передача даних інклінометрії за якими займає 2–5 хвилин, поступово витісняються з ринку більш перспективними роторними пульсаторами. Частоту передачі даних останніх провідні виробники незабаром обіцяють довести до 30 біт/с [3].

Однак використання роторних пульсаторів і гідравлічного каналу в цілому пов'язане з рядом обмежень, пов'язаних із застосуванням аерованих бурових розчинів (БР) і нерозчинних добавок, що використовуються для боротьби з поглинанням БР. Повсюдне впровадження прогресивної технології розкриття продуктивного пласта керованими розчинами спонукає деякі компанії до розробки спеціальних дорогих бурових розчинів на синтетичній основі з можливістю роботи гідравлічного каналу зв'язку, що ще більше здорожує використання способу передачі даних імпульсами тиску в рідині.

Разом з тим використання гідравлічного каналу зв'язку підвищує вимоги до функціонування насосного обладнання та системи очищення БР.

Для акустичного каналу зв'язку характерні значне загасання з відстанню між передавачем і приймачем і складність виділення корисного сигналу з фонового шуму, тому такий канал може використовуватися тільки між елементами телесистем в компонованні низу бурильної колони (КНБК).

Найширший канал зв'язку (до 56 біт/с) притаманний способу передачі електромагнітного сигналу по додаткових трубах, встановлених всередині і ізолюваних в бурильних трубах, і по дротовому каналу зв'язку за допомогою кабельних секцій або колтюбінгових гнучких труб. Поки що вони не отримали широкого поширення через високу вартість технології [43].

Геоакустичні та геосейсмічні канали зв'язку мають специфічну сферу застосування і далі в цій роботі розглядатися не будуть.

В результаті виконаного огляду каналів зв'язку телеметричних систем, можна відзначити, що в Україні широке поширення отримали телесистеми з електромагнітним каналом зв'язку. У цього каналу зв'язку радіосигнали передаються по породі, що оточує колону бурильних труб і приймаються на поверхні антеною, розташованою на деякій відстані від бурової. Даний вид каналу передачі інформації за простотою конструкції глибинних і наземних пристроїв, пропускної здатності є найбільш перспективним при організації стійкого зв'язку вибій – гирло при турбінному і роторному бурінні [3, 5].

Застосування електромагнітного каналу зв'язку в порівнянні з іншими дозволяє істотно скоротити витрати на закупівлю, монтаж і налагодження вибійної телеметричної системи. ВТС з електромагнітним каналом зв'язку не вимагають застосування витратних матеріалів при їх експлуатації, що сприяє скороченню витрат на утримання системи.

Незважаючи на те, що системи передачі інформації по електромагнітному каналу зв'язку постійно модернізують, перед проектувальними та експлуатаційними підприємствами стоїть безліч питань щодо вдосконалення систем з електромагнітним каналом зв'язку.

Одним з важливих питань, пов'язаних з цими системами, є питання:

- збільшення дальності передачі сигналу (на сьогоднішній день впевнена передача сигналу можлива на відстань до 5000 м);

- розширення функціональних можливостей телеметричної системи (в тому числі за рахунок переходу на менші зовнішні габарити);

- підвищення надійності свердловинного обладнання, зокрема первинного джерела живлення.

В результаті багаторічних досліджень і практичного використання в реальних умовах буріння широке застосування знайшли три канали зв'язку:

- електропровідний;

- гідравлічний;

- електромагнітний.

Кожен з цих каналів зв'язку має свої переваги та недоліки. Різноманітність умов буріння, а також економічна доцільність визначають кожному каналу зв'язку свою область застосування. Зупинимось докладніше на перевагах і недоліках кожного з розглянутих каналів зв'язку. Переваги та недоліки систем з різними каналами зв'язку та автономних систем наведені в таблиці 2.4 [5].

Таблиця 2.4 – Порівняльна характеристика способів передачі інформації в процесі буріння

Канал зв'язку	Переваги	Недоліки
Провідний електричний канал зв'язку (скідний кабель, кабельні секції в трубах)	Висока швидкість передачі даних, можливість двостороннього зв'язку і передачі електроенергії для живлення свердловинної апаратури. Універсальність. Малий коефіцієнт загасання при використанні безперервного кабелю	Висока вартість, проблема надійності з'єднань, знос і пошкодження кабелю внаслідок абразивного зносу і обертання труб, труднощі при ловильних роботах, необхідність спеціального обладнання для роботи з кабелем. Збільшення часу СПО. Максимальна глибина використання до 6000 м.

Продовження таблиці 2.4

Канал зв'язку	Переваги	Недоліки
Електромагнітний канал зв'язку	Простота перетворення вимірюваної величини в електричний сигнал, висока завадостійкість, менша вартість свердловинного обладнання, відсутність спеціальних труб з вбудованим ущільненням для приєднання до наземної апаратури	Значне загасання сигналу зі збільшенням глибини, що залежить від властивостей породи. Необхідність у забійному генераторі великої потужності. Максимальна глибина використання до 5000 м.
Акустичний канал зв'язку	Простота організації, широкосмуговість спектру випромінювання, дальність зв'язку визначається кількістю ретрансляторів	Низька інформативність і завадостійкість, труднощі, пов'язані з виділенням сигналу на тлі завад, відбиття і інтерференція сигналу, спричинена наявністю замкових з'єднань і зміною діаметра бурильних труб, наявність у буровій колоні ретрансляторів. Максимальна глибина використання до 4000 м.
Гідравлічний канал зв'язку з використанням випромінювача тиску високої частоти	Проста система випромінювання і прийому	Мала дальність передачі, велике загасання сигналу, низька завадостійкість
Гідравлічний канал зв'язку з використанням випромінювача тиску низької частоти	Велика дальність передачі. Глибина використання більше 12000 м.	Низька пропускна здатність, великі втрати гідравлічної потужності на формування інформативного сигналу
Геоакустичний канал зв'язку	Відсутність вибійних датчиків	Сильне загасання сигналу. Труднощі з виділенням інформаційного сигналу на рівні перешкод

2.5 Висновки до розділу 2

Телеметричне обладнання (ТМО) для буріння використовується для передачі параметрів вибійного двигуна, інклінометрії та інших даних із вибою свердловини на поверхню в режимі реального часу (MWD –

Measurement While Drilling). Класифікація здійснюється в основному за типом каналу зв'язку, який є критичним елементом системи.

ТМО класифікується за фізичним принципом передачі сигналу від вибою до поверхні:

- З гідравлічним каналом зв'язку (Hydraulic Telemetry / Mud-Pulse Telemetry): Використовує буровий розчин як середовище передачі.

- З електромагнітним каналом зв'язку (Electromagnetic Telemetry / EM Telemetry): Використовує гірські породи як провідник для електромагнітних хвиль.

- З дротовим каналом зв'язку (Wired Pipe Telemetry): Використовує спеціальні бурильні труби з вбудованим кабелем (найшвидший, але найдорожчий).

- З акустичним/оптичним каналом (Acoustic/Fiber Optic Telemetry): Перспективні, але менш поширені технології.

Телеметричне обладнання з гідравлічним каналом зв'язку – це найбільш поширений і надійний метод передачі даних у світі. Принцип роботи: Спеціальний генератор (клапан або сирена), розташований у вибійній частині компоновки (КНБК), модулює потік бурового розчину, створюючи імпульси тиску (позитивні, негативні або синусоїдальні). Ці імпульси по стовпу рідини рухаються до поверхні.

- Переваги: Висока надійність у більшості типів порід; використовує існуюче середовище (розчин); відносно низька вартість.

- Недоліки: Низька швидкість передачі даних (1–2 біта/сек); залежність від властивостей бурового розчину (в'язкість, густина); не працює під час припинення циркуляції розчину.

Телеметричне обладнання з електромагнітним каналом зв'язку – цей метод використовує властивості гірських порід як провідника. Принцип роботи: Сигнал генерується вибійним передавачем і передається через металевий стовп бурильних труб (як одну антену) та навколишні породи (як

другу антену). На поверхні сигнал вловлюється антеною (зазвичай дротом, закопаним у землю) і декодується.

- Переваги: Швидша передача даних (4–12 біт/сек); працює незалежно від циркуляції бурового розчину (можна отримувати дані під час простою).

- Недоліки: Обмежена глибина використання (сигнал загасає в породах); чутливість до зміни питомого електричного опору пластів (наприклад, у сольових відкладеннях або водонасичених породах працює погано); вимагає гарного заземлення на поверхні.

Вибір телеметричного обладнання та відповідного каналу зв'язку є компромісом між швидкістю передачі даних, надійністю та геологічними умовами буріння.

Гідравлічний канал зв'язку залишається універсальним та найнадійнішим рішенням для більшості глибоких свердловин завдяки своїй здатності працювати в широкому діапазоні геологічних умов.

Електромагнітний канал зв'язку є більш швидким і гнучким (працює без циркуляції), але його застосування обмежене певними типами порід із високим електричним опором та меншими глибинами.

Сучасні технології все частіше використовують гібридні системи або високошвидкісні дротові канали, щоб поєднати переваги різних методів і забезпечити максимальну ефективність процесу буріння.

РОЗДІЛ 3. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

3.1 Вплив технологічних параметрів буріння на придатність телеметричного обладнання з різними каналами зв'язку

Приймаючи рішення про використання телеметричних систем, необхідно враховувати ряд факторів і експлуатаційних вимог. Проектувальник повинен коректно оцінювати очікувані умови експлуатації і вибрати обладнання, що відповідає висунутим вимогам.

Відмінними особливостями будівництва горизонтальних, пологих нахильно-спрямованих свердловин у порівнянні з вертикальними свердловинами є [2]:

- сильно виражений вплив гравітації на формування пологих і горизонтальних ділянок стовбура свердловини;
- наявність протяжних ділянок з інтенсивним викривленням стовбура і пологим, горизонтальним або висхідним розкриттям пластів;
- тривалий необсаджений стан стовбура свердловини;
- зміна напрямку долота вздовж напластування гірських порід і механіки їх руйнування;
- ускладнення конструкції свердловини;
- використання нових більш складних технічних засобів, пристосувань, приладів і технологічних процесів.

Отже, ймовірність ускладнень у процесі будівництва пологих похило-скерованих і горизонтальних свердловин значно вища. Ускладнення та аварії відбуваються через прихоплення КНБК у сильновикривленій частині стовбура, сальниково- та обвалоутворень, залишкової деформації елементів КНБК після проходження інтервалів з інтенсивністю викривлення стовбура, що перевищує допустиму. Таким чином, особливості буріння пологих похило-скерованих і горизонтальних свердловин висувають суворі вимоги до профілактичних ремонтів з метою попередження аварій і ускладнень,

вимагають розробки більш ефективних технічних засобів і технологій.

При орієнтованому управлінні траєкторією стовбура телеметрична система є одним з основних елементів КНБК. Перш за все, вона повинна відповідати технічним вимогам до бурового обладнання, зокрема до бурового інструменту, тобто забезпечувати передачу осьового навантаження і крутного моменту на долото, подачу промивної рідини до вибою. При розробці конструкції телеметричного обладнання необхідно враховувати специфіку його використання в сильновикривлених свердловинах. Корпус з електронним блоком, вимірювальними датчиками і блоком живлення піддається значним згинальним і осьовим навантаженням при експлуатації. Головною умовою безаварійної роботи КНБК є її вільне проходження через сильновикривлені ділянки стовбура [3].

Для деяких MWD/LWD систем агресивні свердловинні умови (такі як високі температури) можуть становити складність, оскільки внутрішні компоненти такого обладнання не призначені для використання в подібних умовах. Часто обмеження накладають модулі електронних плат, а також гумові ущільнення, що виходять з ладу, тим самим приводячи до непродуктивного часу під час підйому КНБК і заміни обладнання. Додатковим параметром, який варто враховувати при виборі телеметричної системи, є розрахунковий вибійний гідростатичний і гідродинамічний тиск. Перевищення допустимого тиску призводить до несправності телеметричного обладнання, викликані негерметичністю різьбових з'єднань компонентів, деформацією окремих модулів. Високий вміст сірководню викликає корозійний вплив на деталі телеметричної системи, тому в таких умовах потрібні додатковий захист компонентів телеметричної системи від сірководневого впливу на деталі корпусу окремих модулів, обов'язкова профілактична інспекція.

При проходженні свердловини через геологічний розріз, схильний до поглинань, варто враховувати той факт, що прокачування кольматуючих компонентів з метою ліквідації поглинань бурового розчину, може привести

до закупорювання пульсатора телеметричної системи з гідравлічним каналом зв'язку. У даному випадку, використання циркуляційного перетворювача дозволить уникнути таких негативних наслідків, однак цей аспект варто враховувати при проектуванні конструкції КНБК до початку буріння відповідної секції.

Разом з тим необхідно враховувати геологічний розріз споруджуваної свердловини – провідність і чергування шарів гірських порід, наявність солононосних пластів, всі перераховані вище фактори є обмежувальними при використанні телеметричної системи з електромагнітним каналом зв'язку [3].

Також, стан насосного, очисного обладнання бурової установки, тип бурового розчину і його властивості є додатковою технологічною складовою процесу буріння, яку слід враховувати при виборі телеметричної системи. Ступінь очищення та аерації промивної рідини, нерівномірною робота бурових насосів часом не дозволяють використовувати телесистеми з гідравлічним каналом зв'язку при бурінні свердловин на нафту і газ. Свердловини з високим (більше 2%) вмістом піску також можуть становити складності для телеметричних систем, зокрема при використанні систем з гідравлічним каналом зв'язку, з огляду на швидкий знос низу пульсатора і абразивний знос різьбових з'єднань. У тому випадку, якщо живлення телеметричної системи здійснюється за допомогою вибійного джерела електроживлення – генератора, високий вміст піску призводить до його швидкого зносу.

3.2 Вплив магнітної маси низу бурильної колони на точність вимірювання азимутального кута

Забезпечення якості переданих даних – окрема галузь досліджень, пов'язаних з розробкою та виробництвом телеметричного обладнання. Перш за все, якість даних визначається якістю і точністю встановлених в телеметричних системах магнітометрів і акселерометрів, якістю електронних плат і компонентів, якістю складання обладнання на заводі, рівнем

своєчасного поточного обслуговування обладнання, включаючи калібрування і тарування приладів в спеціальних «немагнітних» приміщеннях, установки необхідної кількості немагнітних труб в компоновку низу бурової колони.

При інклінометрії стовбура свердловини помилки вимірювання різного походження призводять до невизначеності фактичного положення стовбура свердловини. Типи помилок можуть бути розділені на випадкові та систематичні [5].

Різниця між результатом вимірювань (коли одним і тим же приладом проводять ряд вимірювань на фіксованій глибині) є прикладом випадкової помилки. У загальному випадку випадкові помилки усуваються при переході від однієї точки вимірювання до іншої. Випадкова складова похибки вимірювань за інших рівних умов значно менше впливає на розмір області невизначеності положення точки вимірювання параметрів стовбура свердловини [5]. Вплив випадкової помилки на результати розрахунків траєкторії буріння знижується зі збільшенням кількості вимірювань.

Систематичні помилки присутні при кожному вимірюванні в міру переміщення приладу по стовбуру свердловини. Систематичні помилки від однієї точки вимірювання до іншої накопичуються в одному напрямку (позитивному або негативному) [4]. Систематичні помилки є основною причиною невизначеності положення розрахункової траєкторії буріння в просторі.

Перед виконанням рейсу проводиться розрахунок всіх необхідних поправок на географічне положення гирла свердловини і величини магнітного поля і введення поправочних коефіцієнтів в супровідний комп'ютер. Безпосередньо в процесі буріння, отримані в реальному часі дані інклінометрії обробляються програмним забезпеченням для підтвердження якості або відбракування, так само свердловинний прилад передає в заданих проміжках часу діагностичні дані по своєму поточному стану і функціонуванню елементів [3].

Систематичні помилки вимірювання виникають внаслідок різних причин [44]:

- помилка у визначенні глибини розташування вимірювального приладу;
- власна помилка приладу (характеристика датчиків);
- магнітні перешкоди (магнітна інтерференція – накладення на магнітне поле Землі магнітних полів гірської породи, елементів бурильної колони і конструкції свердловини);
- помилка, пов'язана з перекосом приладу в свердловині;
- похибка, зумовлена деформацією і неспіввісним розташуванням вимірювального приладу;
- суб'єктивна похибка;
- похибка, пов'язана з рухом вимірювального приладу в стовбурі свердловини в процесі вимірювання (вимірювальний прилад при вимірюванні повинен знаходитися в спокої при відсутності вібрацій).

Помилка внаслідок впливу магнітних мас на датчик інклінометра або телесистеми складається з наступних компонентів [43]:

- магнітне поле бурильної колони;
- вплив магнітних гірських порід;
- близькість обсадної колони;
- вплив магнітних мас сусідніх свердловин;
- вплив дефектів діамагнітних елементів бурильної колони та обладнання (місцеві магнітні включення або з'єднувальні елементи, наприклад сталеві замкові з'єднання бурильних труб з алюмінію).

У світовій практиці проектування телеметричного обладнання інклінометричний датчик повинен бути захищений від впливу магнітної маси бурильної колони за допомогою немагнітного матеріалу – немагнітної обважненої труби, встановленої як над ГВД, так і над телеметричною системою. Внаслідок віддаленості інклінометричного датчика прогнозування параметрів кривизни свердловини на вибої проводиться на основі попередніх вимірювань. З огляду на неоднорідність геологічного розрізу, нестабільність

режимів буріння і неточність установки відхильювача при проведенні слайда, збільшується похибка прогнозу параметрів кривизни на вибої. Крім того, збільшується жорсткість КНБК, що обмежує застосування телеметричних систем і ускладнює прокладку свердловини.

Звести до мінімуму вплив магнітної інтерференції бурильної колони дозволяють діамагнітні ОБТ, а також вибійні двигуни з діамагнітного сплаву. Мінімальна довжина діамагнітної труби вибирається в залежності від проектного азимута і географічного розташування свердловини (географічної широти) відповідно до розроблених спеціальних таблиць (рисунок 3.1) [3].

Суб'єктивні помилки (людський фактор) виникають, в основному, при використанні інклінометрів з цифровою шкалою, фотоінклінометрів, а також при інтерпретації результатів вимірювань.

Помилки, що виникають при розрахунку положення стовбура свердловини, залежать від точності обраного методу розрахунку його координат.

Коли зазначені помилки враховуються, то результатом розрахунку координат стовбура є деяка область у просторі, в якій ймовірно розташовується вісь стовбура свердловини, з цією метою проводиться розрахунок усіх необхідних поправок на географічне положення гирла свердловини і величини магнітного поля та введення поправочних даних в супровідний комп'ютер.

		Значення магнітного нахилу / Dip angle																				
		5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°			
Над сенсором (м)	5°	4	6	8	9	10	10	11	12	12	13	13	14	14	14	14	15	15	16	5°		
	10°	3	4	4	5	6	7	7	7	8	8	8	9	9	10	10	10	10	11	10°		
Inclination	15°	8	11	13	15	16	18	19	20	21	22	23	23	24	24	25	25	25	25	15°		
	20°	4	6	8	9	11	11	12	13	14	14	14	15	15	15	16	16	16	16	20°		
	25°	9	12	15	17	19	21	22	23	24	25	26	27	28	28	29	29	29	29	25°		
	30°	5	8	9	11	12	12	14	15	16	16	17	17	17	17	18	18	18	18	30°		
	35°	10	13	16	19	21	23	24	26	27	28	29	30	31	31	32	32	32	32	35°		
	40°	6	9	11	12	13	14	16	16	17	18	19	19	19	20	20	20	20	21	40°		
	45°	10	15	18	21	23	25	27	28	29	31	32	33	33	34	34	35	35	35	45°		
	50°	7	9	11	12	14	15	16	18	19	19	20	20	21	21	22	22	22	22	50°		
	55°	11	16	19	22	24	27	28	30	32	33	34	35	36	36	37	37	37	37	55°		
	60°	7	10	12	14	16	16	18	19	20	21	21	22	22	23	23	24	24	25	60°		
	65°	12	17	20	23	26	28	30	32	33	35	36	37	38	39	39	39	40	40	65°		
	70°	7	10	13	15	16	18	19	20	22	22	23	23	24	24	25	25	25	26	70°		
	75°	12	17	21	24	27	29	32	33	35	37	38	39	40	40	41	41	42	42	75°		
	80°	8	11	14	16	17	19	20	22	22	23	24	24	25	26	26	26	26	27	80°		
	85°	13	18	22	25	28	31	33	35	37	38	39	40	41	42	43	43	43	44	85°		
	90°	8	12	14	16	18	19	21	22	23	24	25	26	26	27	27	27	28	28	90°		
	Під сенсором	5°	13	19	23	26	29	32	34	36	38	39	41	42	43	44	44	45	45			
10°		9	12	14	17	19	20	21	23	24	25	25	26	27	27	28	28	29				
Inclination	15°	14	19	23	27	30	33	35	37	39	40	42	43	44	45	45	46	46				
	20°	9	12	15	17	19	20	22	23	24	26	26	27	28	28	29	29	30				
	25°	14	20	24	28	31	33	36	38	40	41	43	44	45	46	46	47	47				
	30°	9	12	16	17	19	21	22	24	25	26	27	28	28	29	29	30	30				
	35°	14	20	24	28	31	34	36	39	40	42	44	45	46	47	47	48	48				
	40°	9	13	16	18	20	21	23	24	26	27	27	28	29	29	30	30	31				
	45°	14	20	24	28	31	34	36	39	41	43	44	45	46	47	48	48	49				
	50°	9	13	16	18	20	22	23	25	26	27	28	29	30	30	30	31	31				
	55°	15	21	25	29	32	35	37	39	41	43	45	46	47	48	48	49	49				
	60°	9	13	16	18	20	22	24	25	27	27	28	29	29	30	31	31	31				
	65°	15	21	25	29	32	35	37	40	42	43	45	46	47	48	49	49	49				
	70°	9	13	16	18	20	22	24	25	26	28	28	29	30	30	31	31	31				
	75°	15	21	25	29	32	35	37	40	42	43	45	46	47	48	49	49	50				
	80°	9	13	16	18	20	22	24	25	26	28	28	29	30	30	31	31	31				
	85°	15	21	25	29	32	35	38	40	42	43	44	46	47	48	49	49	50				
	90°	9	13	16	18	21	22	24	25	26	28	28	29	30	30	31	31	32				

* Значення відстані вказані в футах, для переводу в метри використовуйте формулу:
1 фут = 0,305 м

Рисунок 3.1 – Відстань до магнітного матеріалу

3.3 Розробка методики вибору телеметричної системи

На підставі всього вищезазначеного наведено основні геологотехнологічні та технічні параметри, що характеризують вибір телеметричної системи:

- 1) діаметр споруджуваної секції свердловини;
- 2) технічні вимоги до обладнання (розтягуючі, стискаючі навантаження, крутний момент на долоті);
- 3) інтенсивність викривлення стовбура свердловини;
- 4) геологічний розріз;
- 5) вибійні умови (робоча температура, тиск на вибої, вміст сірководню);
- 6) технологічні параметри буріння (тип бурового розчину, ступінь очищення промивної рідини, стан гідравлічної системи бурової установки);
- 7) вартість обладнання.

Розгляд вищезазначених факторів дозволяє вибрати тип телеметричного обладнання – з гідроімпульсним або електромагнітним каналом зв'язку, фіксованої установки або типу який витягується, а також використовувати комплект телеметричного обладнання конкретного виробника або постачальника сервісних послуг з похило-направленого буріння відповідно до необхідної області застосування та геолого-технологічних параметрів буріння.

При виборі телеметричної системи також слід розглянути її сумісність з іншими компонентами КНБК, такими як Роторні керовані системи та можливість компонування вибійної частини телеметричної системи додатковими компонентами.

Методику вибору телеметричної системи було вирішено розробити у формі блок-схеми алгоритму. Визначивши пріоритет параметрів вибору телеметричної системи та їх послідовний взаємозв'язок між собою, наведено наступний алгоритм (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 – Алгоритм вибору вибійної телеметричної системи

3.4 Впровадження алгоритму вибору вибійної телеметричної системи для споруджування свердловини на родовищі

Впровадження магнітної вибійної телеметричної системи (Measurement While Drilling, MWD) є ключовою технологією в сучасному похило-

направленому та горизонтальному бурінні, що дозволяє отримувати важливу інформацію про процес буріння та геологічну будову пласта в режимі реального часу. Спеціальні датчики, розташовані у вибійному обладнанні (поруч із долотом), постійно вимірюють параметри магнітного поля, гравітації, а також технологічні параметри, такі як температура, тиск, швидкість обертання та навантаження на долото. Отримана інформація кодується і передається на поверхню через спеціальний канал зв'язку. Найпоширенішим є гідравлічний канал (потік бурового розчину), де дані транслюються у вигляді імпульсів тиску (пульсацій). На поверхні встановлюється чутлива апаратура, яка вловлює ці імпульси тиску, декодує їх та виводить інформацію на екран оператора бурової установки. (Рисунок 3.3)



Рисунок 3.3 – Вибійна телеметрична система

При використанні зазначеної вибійної телеметричної системи була споруджена реальна свердловина на родовищі. Результат зображений на рисунках

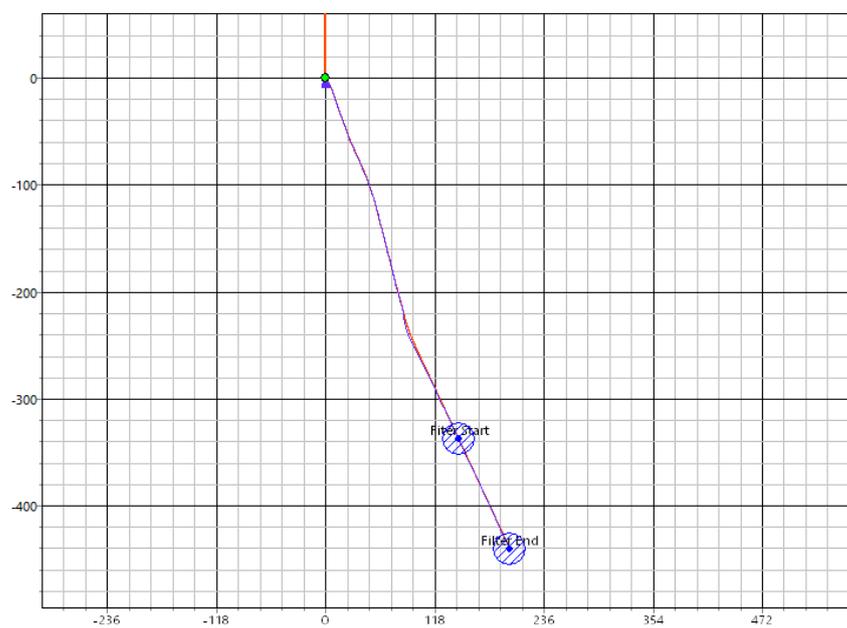


Рисунок 3.4 – Горизонтальна проекція свердловини

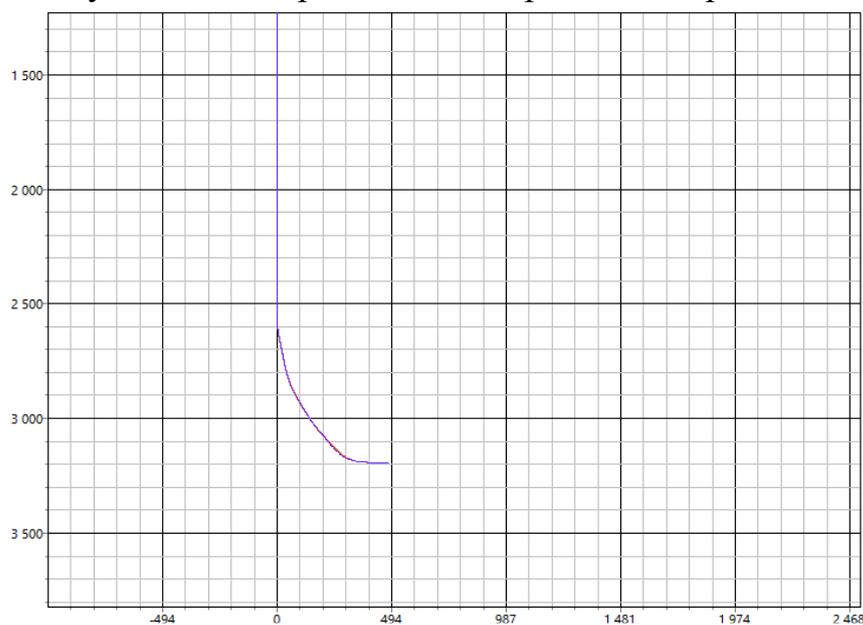


Рисунок 3.5 – Вертикальна проекція свердловини

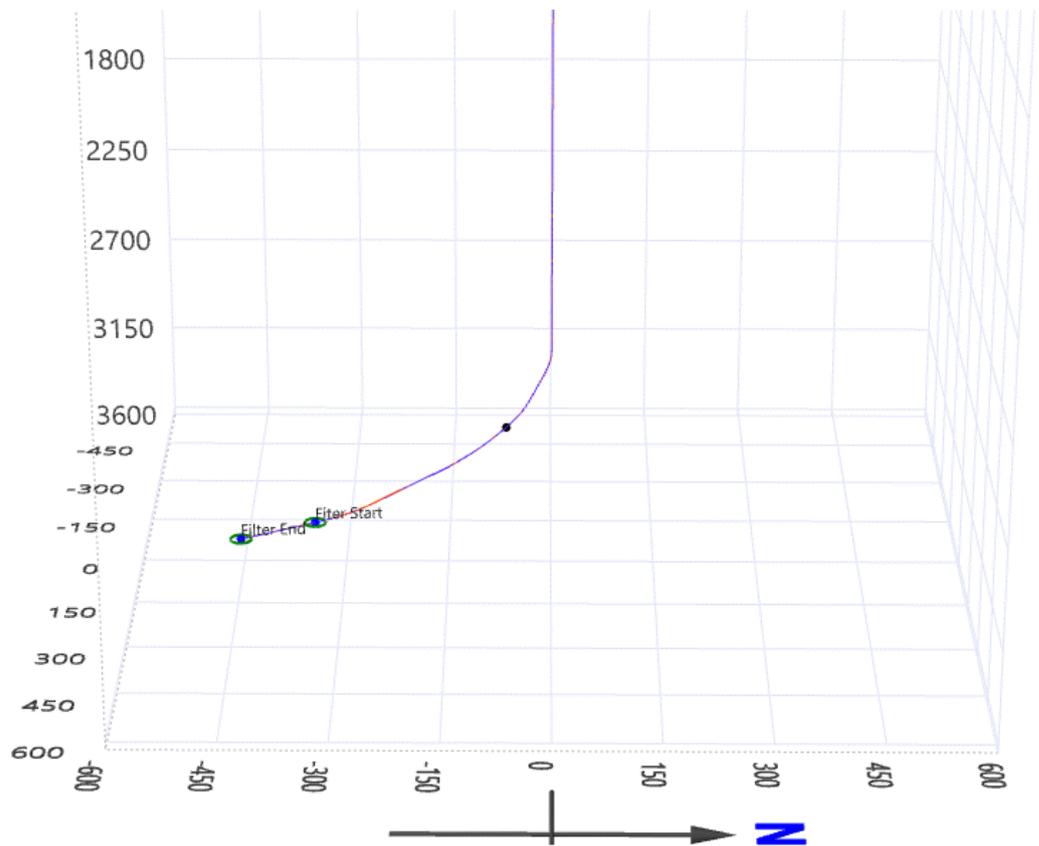


Рисунок 3.5 – 3D візуалізація свердловини

3.5 Висновки до розділу 3

Ефективність використання телеметричних систем у бурінні залежить від комплексного врахування технологічних параметрів процесу, фізичних обмежень вимірювальних систем та наявності чітких алгоритмів вибору обладнання. Придатність каналу зв'язку (гідравлічного, електромагнітного, кабельного) визначається конкретними умовами буріння. Наявність феромагнітних матеріалів (сталевих УБТ, вибійних двигунів) ускладнює точне визначення азимута свердловини магнітними методами.

Системний підхід та використання чіткого алгоритму вибору обладнання є критично важливими для ефективного буріння. Управління процесом буріння за допомогою телеметрії вимагає глибокого розуміння фізики процесу та обмежень обладнання. Успіх проєкту залежить від здатності інженерів адаптувати технологію під конкретні умови родовища,

враховуючи як технологічні параметри буріння, так і необхідність мінімізації похибок вимірювання шляхом раціонального вибору компоновки низу бурильної колони та використання обґрунтованих алгоритмів вибору систем.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Телеметричні системи дозволяють поліпшити ефективність буріння, забезпечуючи точне розміщення свердловин і надаючи інформацію про динаміку буріння в реальному часі для оптимізації параметрів буріння і поліпшення швидкості проходки і довговічності свердловини.

Крім того, телеметричні системи дозволяють вимірювати ряд параметрів, що відображають стан бурильної колони, КНБК і стовбура свердловини, що забезпечує буріння згідно з планом і дозволяє виявляти обставини, які можуть привести до пошкодження обладнання або інші умови, що загрожують простоями. Вимірювання в процесі буріння дають можливість своєчасних дій щодо збереження проектної траєкторії стовбура свердловини.

Протягом багатьох років основною перешкодою для практичного використання вимірювань в процесі буріння був канал зв'язку. Він є основним і вирішальним фактором, оскільки саме від нього залежить конструкція телесистем, компонування, інформативність, надійність, зручність роботи, а також умови проходження сигналів.

В аналітичній випускній магістерській роботі була поставлена мета – розробити методіку вибору телеметричної системи. Всі поставлені завдання були вирішені і мета досягнута. Здійснено аналіз способу передачі вимірювань і каротажу в процесі буріння від вибою свердловини до денної поверхні. Виявлено переваги та недоліки систем.

Підсумком став розроблений алгоритм вибору телеметричних систем, що описує взаємозв'язок геологічних, технологічних і експлуатаційних параметрів та послідовність їх розгляду при підборі телеметричної системи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Barati R.; Liang J. A review of Fracturing Fluid Systems Used For Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells. J. APPL. POLYM. SCI., DOI:10.1002/APP.40735, 2014.
2. Becker T. Correlations for Drill-Cuttings Transport in Directional-Well Drilling. PhD thesis, University of Tulsa, 1987.
3. Bittencourt A. C. Reservoir development and design optimization / A. C. Bittencourt, R.N. Home // SPE 38895. – 1997. – P.14. 168. Blanco E.R. Hydraulic fracturing requires extensive disciplinary interaction / E.R. Blanco // Oil and Gas J. –1990. – № 12. – P. 112–118.
4. Bomba A. Complex mathematical modeling of nonlinear processes of displacement considering inclusions / A. Bomba, A. Sinchuk, S. Yaroshchak // VIII International Conference POROUS MATERIALS. Theory and Experiment (INTERPOR'12) – L'viv, 2012. – С. 21-22.
5. Briggs P.J. Development of heavy-oil reserves / P.J. Briggs, R.P. Baron, R.J. Fulleylove, M.S. Wright // J.Petrol.Technjl. – 1988. – Vol.40.numb.2. – P.206 -214.
6. Carlson M. Practical Reservoir Simulation / M. Carlson // PennWell. – 2003. – 540 p.
7. Chen C.-C. Modeling a fractured well in a composite reservoir / C.-C. Chen, R. Raghavan // SPE Form. Eval.– 1995.– V. 10.– № 4.– P. 241–246.
8. Chenevert M.E. Oil base mud ballanced activity of water face for the drilling of caving schale. – J. of Petrol Techn. 1970, №10, p. 1309-1316.
9. Chu W. A new model for a fractured well in a radial composite reservoir / W. Chu, G.D. Shank // SPE Form. Eval.– 1993. – V. 8.– № 3.– P. 225–233.
10. Cinco-Ley H. Evaluation of hydraulic fracturing by transient pressure analysis methods / H. Cinco-Ley // SPE Form. Eval. – 1982. – V. 4.– № 1.– P. 25–33. 150

11. Currie I. G. Fundamental Mechanics of Fluids. 3rd edition. / I. G Currie. – Marcel Dekker, Inc., New. York, – 2003. - 525 p.
12. Dahi-Taleghani A. Analysis of hydraulic fracture propagation in fractured reservoirs: an improved model for the interaction between induced and natural fractures, PhD Dissertation, University of of Texas at Austin, pp. 216, 2009.
13. Das D.B. Upscaling Multiphase Flow in Porous Media From Pore to Core and Beyond / D.B. Das, S.M. Hassanizadeh. // Springer. – 2005. – 257 p.
14. Dilts G.A. Moving-least-squares-particle hydrodynamics II: conservation and boundaries / G. A. Dilts // International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 2000. – 48(10). – P. 1503 – 1524.
15. Economides M.J. Reservoir Stimulation / M.J. Economides, K.G.Nolte. – Eglewood Cliffs: New Jersey. – 1989.– 430 p.
16. Elbel J.L. Considerations for optimum fracture geometry design / J.L. Elbel // SPE Prod. Eng.– 1988.– V. 3.– № 3.– P. 323–327.
17. Geertsma J. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures / J. Geertsma, F. de Klerk // J. Petrol. Technol. – 1969. – № 12.– P. 1571–1581.
18. Gillard, N.; Thomas, A.; Favero, C. Novel Associative Acrylamide-based Polymers for Proppant Transport in Hydraulic Fracturing Fluids, in SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Woodlands, 2013
19. Guyaguler B. Optimization of well placement and assessment of uncertainty. A dissertation for the degree of doctor of philosophy / B. Guyaguler. – Stanford University, 2002. – 137 p.
20. Haber S. Boundary Conditions for Darcy' s Flow Through Porous Media / S. Haber, R. Mauri // J. Multiphase Flow. – 1983. – 9, №5. – P. 561–574.
21. Hoteit H. Numerical modeling of two-phase flow in heterogeneous permeable media with different capillarity pressures / H. Hoteit, A. Firoozabadi // Advances in Water Resources. – 2008. – Volume 31, Issue 1. – P. 56-73.

22. Instruction manual «Electrical Stability Meter» #131-50, updated 12/10/2015, ver. 3.0. OFI Testing Equipment, Inc.
23. Instruction manual «Model 800 Viscometer» #130-76-C, updated 8/10/2015, ver. 8.0. OFI Testing Equipment, Inc
24. Kazemi H.; Fakcharoenphol P.; Miskimins J. Simulation of Gel Filter Cake Formation, Gel Cleanup, and Post-Frac Well Performance in Hydraulically Fractured Gas Wells. SPE Production & Operations, 235-245, August 2013
25. Kenny P. Ester-based muds show promise for replacing some oil-base muds // Oil & Gas Journal, 1993, - Nov. 8, - pp. 89-91.
26. Mark S. Ramsey, Practical Wellbore Hydraulics and Hole Cleaning. Gulf Professional Publishing - 2019 - 340 p.
27. MFrac-II. Hydraulic Fracturing Simulator. - Meyer & Associates, Inc. Conroe, Texas, 1994. - Version 7.x. - 160 p
28. Oil-based muds and Synthetic-based muds: Formulation, Engineering, Field habits and Recommendations. Official manual of Halliburton Company, 2011.
29. Omland, T.H. Detection Techniques Determining Weighting Material Sag in Drilling Fluid and Relationship to Rheology / T.H. Omland, A. Saasen, P.A. Amundsen // Annual transactions of the Nordic rheology society, vol. 15, 2007.
30. Petroleum Geology of the Cusiana Field, Llanos Basin Foothills, Colombia; AAPG Bulletin, v. 79, no. 10, 1995, p. 1444-1463.
31. Schlumberger Company [Электронный ресурс]. - G., 2013.- Режим доступа: <http://slb.com>.
32. Smith M. B.; Montgomery C. T. Hydrauling Fracturing, CRC Press, 2015.
33. Tatiana A. Silva, Schlumberger Engineer Guide (MWD/LWD)
34. White W., McLean F. Better practices and synthetic fluid improve drilling rates // Oil & Gas Journal, 1995, - Feb. 20, - pp. 43-46.

35. William C. Lyons, Gary J. Plisga and Michael D. Lorenz, Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (Third Edition). Gulf Professional Publishing - 2016 - 1822 p.
36. Wilson C., Chin Ph.D., M.I.T., Yinao Su Limin, Sheng Lin Li, Hailong Bian Rong Shi, Measurement While Drilling (MWD) Signal Analysis, Optimization and Design. John Wiley & Sons - 2014 - 358 p.
37. Zamora, M. Taming of the Shoe / M. Zamora // American association of drilling engineers, 2011, p. 1-7.
38. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: в 2 т. / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. — К., 2004—2006.
39. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
40. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.
41. Коцкулич Я.С. Стан кріплення нафтогазових свердловин і шляхи його покращання / Я.С. Коцкулич, І.І. Витвицький // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. - №2. – С.41-44.
42. Кочкодан Я. М. Технологія буріння нафтових і газових свердловин: практикум, Ч.2. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. 280 с.
43. Кривуля С. В. Напрямки геологорозвідувальних робіт по нарощуванню ресурсів, запасів та видобутку газу на родовищах ДК «Укргазвидобування» у центральній та південно-східній частині ДДЗ [Текст] / С. В. Кривуля // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. прць. – Х.: УкрНДІгаз, 2011. – Вип. XXXIX. – С. 3–11. Серія «Геологія. Географія. Екологія», випуск 43 - 45
44. Кунцяк Я.В. Експериментальні та промислові дослідження і прогнозування стійкості стовбурів горизонтальних свердловин в нестійких породах / Я.В. Кунцяк, Р.Я. Кунцяк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 1(38). – С. 62-68.

45. Офіційний ресурс компанії «APS technology» [Електронний ресурс] – режим доступу до стр.: <https://www.aps-tech.com>
46. Офіційний ресурс компанії «Baker Hughes» [Електроннийресурс] – режим доступу до стор.: <https://www.bhge.com>
47. Офіційний ресурс компанії «Gyrodatta» [Електронний ресурс] – режим доступу до стор.: <https://www.gyrodatta.com>
48. Офіційний ресурс компанії «Halliburton» [Електронний ресурс] –
49. Офіційний ресурс компанії «NewTech Services» [Електронний ресурс] – режим доступу до стр.: [https://www. https://www.nt-serv.com](https://www.https://www.nt-serv.com)
50. Офіційний ресурс компанії «Weatherford» [Електронний ресурс] – режим доступу до стор.: <https://www.weatherford.com/en/>
51. режим доступу до стор.: <https://www.halliburton.com/en-US/default.html>
52. СОУ 09.1-30019775-245:2015. Свердловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів при бурінні та капітальному ремонті свердловин. ПАТ “Укргазвидобування”
53. СОУ 11.2-20077720-030:2008. Свердловини на нафту і газ. Кріплення. Основні положення. НАК “Нафтогаз України”
54. СОУ 11.2-30019775-030:2013. Свердловини на нафту і газ. Розрахунок обсадних колон. ПАТ “Укргазвидобування”.
55. СОУ 11.2-30019775-105:2007. Свердловини на нафту і газ. Попередження порушення стійкості стінок ствола при бурінні. ДК “Укргазвидобування”.
56. СТП 320.00158764.014-2001. Кріплення свердловин. ДК “Укргазвидобування”
57. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідникова книга. / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук – Львів: Вид-во «Центр Європи», 2012. – 708 с.