

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.

«20» 01 2026 року

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

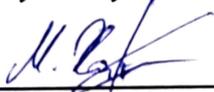
на тему Особливості горизонтального розкриття продуктивних
горизонтів бурінням

Пояснювальна записка

Керівник

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

посада, наук. ступінь, ПІБ



підпис, дата

Виконавець роботи

Миголь Максим Станіславович
студент групи 601НБ

студент, ПІБ



підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., с.р.век. кафедри

БіГ Рибалко М.С.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доцент к-му БіГ

Мазур О.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доц. Харченко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 11.01.2026 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 технологій
Освітня програма: Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

Ю.Винник
«3» 09 2025 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Миголь Максим Станіславович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Особливості горизонтального розкриття продуктивних горизонтів бурінням

2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, доц., к.т.н. Харченко М.О.

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

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

3. Строк подання студентом роботи 11.01.2026р

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

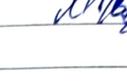
Список використаних джерел

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	К.Т.Н., ст. викл. Рибалко М.О.		
2	К.Т.Н., доц. Митюш О.В.		
3	К.Т.Н., доц. Харченко М.О.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025р

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

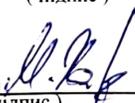
№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2025 - 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2025 - 16.11.2025
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2025 - 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


(підпис)

Маголь М.С.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Харченко М.О.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	3
ANOTATION	4
ПЕРЕЛІК АБРЕВІАТУР ТА ДЕЯКИХ ПОНЯТЬ.....	5
ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ ГОРИЗОНТАЛЬНИМИ СВЕРДЛОВИНАМИ.....	8
1.1 Огляд актуальності розкриття продуктивних горизонтів горизонтальними свердловинами.....	8
1.2 Аналіз досвіду спорудження похилоскерованих, горизонтальних, багатостовбурних і багатовибійних свердловин	11
1.3 Огляд іноземних джерел по похилоскерованому і горизонтальному бурінню	18
1.4 Висновки до розділу 1. Мета і задачі досліджень	23
РОЗДІЛ 2. КОМПОНОВКА НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ДЛЯ НАПРАВЛЕНОГО БУРІННЯ.....	25
2.1. Обґрунтування типу компоновок бурильної колони для направлено буріння	25
2.2. Обґрунтування КНБК для реалізації та контролю параметрів проектного профілю свердловини	29
2.3. Аналіз досвіду буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин в гірничо-геологічних умовах Бугруватівського родовища.....	36
2.4. Висновки до розділу 2	40
РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТНИХ ПАРАМЕТРІВ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ БУРІННЯМ В РЕАЛЬНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ	42
3.1. Обґрунтування профілю похило-скерованої свердловини.....	42

3.2. Обґрунтування рецептури бурового розчину для проходження інтервалів із нестійкими породами.....	60
3.3. Обґрунтування компоновки низу бурильної колони для розкриття продуктивного горизонту	62
3.4. Висновки до розділу 3	63
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	65
GENERAL CONCLUSIONS	67
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	69

АНОТАЦІЯ

Миголь М.С. Особливості горизонтального розкриття продуктивних горизонтів бурінням. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології» освітньо-професійної програми «Буріння нафтових і газових свердловин». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Обґрунтовано особливості горизонтального розкриття продуктивних горизонтів бурінням.

В першому розділі проведено аналіз сучасного стану питання розкриття продуктивних горизонтальними свердловинами, проведено огляд іноземних джерел по похило-скерованому і горизонтальному бурінню.

В другому розділі обґрунтовано особливості компоювання низу бурильних колон для направленою буріння, в т.ч. досвід буріння похило-скерованих і горизонтальних інтервалів свердловини в гірничо-геологічних умовах Бугруватівського родовища.

В третьому розділі обґрунтовано проектні параметри горизонтального розкриття продуктивних горизонтів бурінням в гірничо-геологічних умовах Бугруватівського родовища.

Ключові слова: похило-скерована свердловина, компоновка низу бурильної колони, профіль свердловини, зенітний кут свердловини, нестійкі гірські породи.

ANOTATION

Myhol M.S. Features of horizontal drilling of productive horizons. Master's thesis in the specialty 185 «Oil and Gas Engineering and Technology» of the educational and professional programme «Drilling of Oil and Gas Wells». - Poltava; National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic», 2026.

The specific features of horizontal exposure of productive formations by drilling have been substantiated.

In Chapter 1, the current state of the art in exposing productive formations with horizontal wells is analyzed, and a review of international sources on directional and horizontal drilling is presented.

In Chapter 2, the design features of bottom-hole assemblies (BHAs) for directional drilling are substantiated, including the experience of drilling deviated and horizontal well intervals under the mining and geological conditions of the Buhruvativske field.

In Chapter 3, the design parameters for horizontal exposure of productive formations by drilling are substantiated for the mining and geological conditions of the Buhruvativske field.

Keywords: deviated well, bottom-hole assembly, well trajectory, well inclination (zenith) angle, unstable rocks.

ПЕРЕЛІК АБРЕВІАТУР ТА ДЕЯКИХ ПОНЯТЬ

ERD – Extended Reach Drilling (буріння зі збільшеним виносом (велика горизонтальна відстань від гирла до вибою) і/або дуже великою вимірною довжиною траєкторії);

ECD – Equivalent Circulating Density (еквівалентна циркуляційна густина – ефективна густина стовпа рідини в свердловині під час циркуляції, яка враховує втрати тиску на тертя; використовується для оцінки фактичного тиску на пласт під час промивки і ризиків поглинань/гідророзриву);

NPT – Non-Productive Time (непродуктивний час – час, коли буріння свердловини не просувається за планом через ускладнення, ремонти, очікування сервісів, ліквідацію аварій, додаткові операції тощо);

DLS-обмеження – Dogleg Severity limits (обмеження на інтенсивність викривлення траєкторії, зазвичай у °/30 м або °/100 ft, щоб уникнути надмірної звивистості, проблем зі спуском обсадних колон, росту torque & drag і локальних напружень у колоні);

WOB – Weight on Bit (навантаження на долото, тобто осьова сила, що передається на долото; один із головних керованих параметрів режиму буріння, який впливає на механічну швидкість проходки, зношування долота і характер руйнування породи);

ROP-менеджмент – Rate of Penetration management (керування швидкістю проходки – підхід, коли ROP оптимізують не «максимально можливим», а узгодженим із очищенням стовбура, гідравлікою і вікном тисків, стабільністю стовбура, ресурсом долота та ризиком ускладнень);

КНБК (ВНА) – компоновка низу бурильної колони;

ГВД – гвинтовий вибійний двигун;

РКС (RSS) – роторно-скерована система;

КЛС – калібратор лопастевий спіралевидний;

ОБТ (HWDP) – обважені бурильні труби;

ОЦЕ – опорно центруючі елементи

ВСТУП

Актуальність теми. Розкриття продуктивних горизонтів горизонтальними свердловинами є актуальним напрямом буріння, оскільки забезпечує збільшення довжини інтервалу контакту зі пластом, підвищення продуктивності в низькопроникних і тонкошаруватих колекторах та сумісність із сучасними технологіями закінчення (зокрема, багатостадійною стимуляцією типу ГРП). Водночас зростає інженерна складність реалізації таких свердловин: геокерування, контроль гідравліки, забезпечення ізоляції та керування профілем припливу. Це робить обґрунтування вибору траєкторії та конструкції свердловини предметом актуальних досліджень і практичної оптимізації.

Тому тема особливості горизонтального розкриття продуктивних горизонтів бурінням є актуальною задачею нафтогазової інженерії та технологій.

Метою роботи – обґрунтування особливостей горизонтального розкриття продуктивних горизонтів бурінням.

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

- проаналізувати сучасний досвід спорудження похило-скерованих, горизонтальних, багатостовбурних і багатовибійних свердловин в ірзних гірничо-геологічних і технологічних умовах;
- проаналізувати особливості компоновки низу бурильної колони для направленої буріння;
- обґрунтувати проектні параметри для похилоскерованого і горизонтального буріння в гірничо-геологічних умовах Бугруватівського родовища.

Об'єктом дослідження є процеси роботи бурового інструменту в різних інтервалах буріння похило-скерованої і горизонтальної ділянок глибоких свердловин.

Предмет дослідження – обґрунтування для гірничо-геологічних умов Бугруватівського родовища проектних параметрів буріння свердловини із горизонтальним закінченням.

Методи дослідження: методи гідроаеромеханіки; методи механіки гірських порід та геомеханіки; опір матеріалів; аналіз інформаційних джерел; синтез; абстрагування; узагальнення; пояснення.

Наукова новизна отриманих результатів – отримано нові дослідні дані щодо горизонтального розкриття продуктивного горизонту в гірничо-геологічних умовах Бугруватівського родовища.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що апробовано методику розрахунку проектних параметрів буріння свердловини із горизонтальним закінченням в реальних гірничо-геологічних умовах.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИНИХ ГОРИЗОНТІВ ГОРИЗОНТАЛЬНИМИ СВЕРДЛОВИНАМИ

1.1 Огляд актуальності розкриття продуктивних горизонтів горизонтальними свердловинами

На сьогодні збереження існуючого рівня або уповільнення темпів падіння рівня видобутку нафти, газу, газового конденсату в Україні стає складним завданням нафтогазової інженерії та технологій через низку відомих несприятливих економічних, геолого-гірничих і техніко-технологічних факторів:

- військова агресія РФ, що суттєво збільшує ризики видобутку, а також окупація частини нафтогазовидобувних територій;
- скорочення обсягів геологорозвідувальних робіт;
- виснаження старих родовищ і збільшення частки (до 50%) важко видобутих запасів нафти в поточному балансі розвіданих запасів;
- зменшення обсягів буріння нових свердловин на діючих площах.

У цих умовах найважливіше значення набувають ті напрямки науково-технічного прогресу, які сприятимуть істотному зниженню капітальних витрат при освоєнні родовищ з підвищенням безпекових умов.

В першу чергу, це способи збільшення безпекових умов при бурінні та експлуатації свердловин, але дана магістерська робота не присвячена цим питанням.

Наступним важливим фактором є способи розробки нафтових і газових родовищ, а також відновлення їх продуктивності на пізній стадії експлуатації за допомогою горизонтальних і багатовибійних свердловин. При цьому ефективність систем горизонтальних і багатовибійних свердловин залежить від

послідовного і адекватного застосування вихідної інформації на стадіях проектування і реалізації проектних рішень.

У справі інтенсифікації видобутку нафти важливим резервом є підвищення поверхні розтину продуктивного пласта і розширення зони дренажів свердловин. Один із шляхів такого способу інтенсифікації видобутку нафти - створення додаткових каналів в пласті для значного збільшення поверхні фільтрації і зони дренажування. Це досягається розгалуженням свердловин і створенням додаткових, різко викривлених пологих і горизонтальних стовбурів, які розходяться на сотні метрів по пласту.

Горизонтальне розкриття продуктивних горизонтів дозволяє в десятки разів збільшити корисну протяжність стовбурів в пласті, багаторазово підвищити продуктивність свердловин і нафтовіддачу пластів.

Необхідно відзначити, що проводка горизонтальної свердловини характеризується уповільненням темпу поглиблення стовбуру, більшою затратністю бурових робіт, а також суттєво збільшує ризики ускладнень та аварій з буровим інструментом.

Внаслідок збільшення протяжності свердловини, за рахунок подовження стовбура, в продуктивному пласті, зростання накладаються на технологію проводки свердловин, а також ускладнення бурових і геофізичних робіт, вартість і тривалість буріння горизонтальних свердловин набагато вище, ніж у вертикальних свердловин. Однак, з огляду на більш значне збільшення продуктивності свердловини і підвищення загальної нафтовіддачі пласта, буріння горизонтальної свердловини економічно вигідно з точки зору кінцевої мети будівництва свердловини.

Горизонтальні свердловини стали однією з ключових технологій сучасного видобутку, бо дають можливість максимізувати контакт стовбура з продуктивним пластом і тим самим підвищувати дебіт або зменшувати депресію на пласт (важливо для низькопроникних колекторів і складних умов розробки). Частка горизонтальних свердловин у видобутку на суходолі США

домінує – переважна частка видобутку нафти й газу припадає саме на горизонтальні свердловини станом на кінець 2024 року.

Ключовий драйвер актуальності – розвиток низькопроникних і «нетрадиційних» покладів, де комбінація horizontal drilling + multistage hydraulic fracturing (багатостадійний ГРП) фактично зробила промисловий видобуток можливим.

Збільшення площі дренавання, тобто довжини інтервалу припливу, за рахунок горизонтальної ділянки дає значно більший інтервал перфорації (щілин) і відповідно фільтрації в межах пласта порівняно з вертикальною, що особливо цінно у тонких пластах або при вертикальній неоднорідності.

Кероване розміщення стовбура свердловини в «найкращій» частині колектора можливі за рахунок сучасних підходів геонавігації (geosteering) з LWD інтерпретацією в реальному часі спрямовані на утримання траєкторії в продуктивному «вікні», що прямо підвищує ефективність розкриття пласта і зменшує ризик виходу з цілі.

Технологічна сумісність із багатостадійним ГРП та «інженерією припливу» - це багатостадійні системи закінчування для горизонтальних свердловин, фактично стандартний інструмент у тонких прошарках сланців (tight-shale проєктах із різними схемами ізоляції та стимуляції), а значить тема напряму прив'язана до актуальних практик і ринку сервісу.

Найчастіше актуальність горизонтальних свердловин обґрунтовують через відповідність геолого-технологічним умовам, де вертикальні свердловини програють:

- 1) Низькопроникні/щільні колектори (tight gas, tight oil): горизонтальні свердловини – один із головних шляхів підвищити продуктивність і забезпечити ефективну розробку;
- 2) Тонкі продуктивні горизонти або різко шаруваті товщі: геокерування траєкторією дозволяє «прокласти» стовбур у найкращий інтервал і тримати його там довго;

3) Пласти з ризиком конусоутворення води/газу: горизонтальна геометрія часто дає змогу зменшити локальні швидкості фільтрації та керувати профілем припливу.

Актуальність не означає універсальність. Горизонтальні свердловини дорожчі й ризиковіші:

- керування ECD, стабільність стовбура, тертя і крутний момент (torque & drag);
- якість цементажу та ізоляції інтервалів, складність ремонтів.

Крім того, високі початкові дебіти можуть супроводжуватися швидшим спадом, що змінює економіку і підхід до планування фонду свердловин.

1.2 Аналіз досвіду спорудження похилоскерованих, горизонтальних, багатостовубурних і багатовибійних свердловин

Кожна свердловина від гирла до вибою в тій чи іншій мірі викривлена. Розрізняють невимушено викривлені свердловини, які характеризуються викривленням внаслідок впливу природних і технологічних причин під час їх буріння, і штучно викривлені, точніше скеровані в певному напрямку, які пробурено за заданим профілем. При цьому профіль свердловини вище від продуктивного пласта може бути відносно вертикальним чи вертикальним і похилим із різними викривленнями, а в межах продуктивного пласта: вертикальним, похилим, горизонтальним.

Підвищена схильність свердловин до викривлення відносно вертикалі під час її буріння пов'язана з геологічними факторами: не горизонтальністю залягання пластів осадових гірських порід та різною твердістю порід у шарах (пластах).

Штучне відхилення стовбура свердловини від вертикальної лінії (під певним зенітним кутом), що проходить через точку – гирло свердловини на

поверхні (через точку закладання свердловини для її буріння), поділяють на похиле (похило-скероване), кущове (багатостовбурне), горизонтальне і багатовибійне (розгалужено-скероване) буріння.

При розробці нафтових родовищ свердловини повинні розкривати продуктивний пласт (по покрівлі пласта) у певній точці відповідно до проектного розміщення свердловин.

За наявності якоїсь перешкоди на поверхні (забудована місцевість, гора, водоймище, охоронна зона, тощо) гирло свердловини доводиться зміщувати в ту чи іншу сторону, а свердловину – бурити похило-скерованою, щоб обійти перешкоду, але розкрити пласт у заданій точці.

При розбурюванні родовища в складних природно-географічних умовах (акваторії моря, наприклад, акваторії Чорного і Азовського морів; заболочена територія) гирла свердловин групують у кущі, тобто бурять ряд свердловин із окремих «острівців» або морських платформ (кущове буріння), а свердловини будуть уже похило-скерованими (аналогічно, щоб забезпечити задану сітку розміщення свердловин) під різними азимутальними кутами.

Азимут свердловини (від арабського «ас-сумут», «ас-самт» – шлях, напрямок) – це кут, який вимірюється за годинниковою стрілкою між певним напрямком, що проходить через вісь свердловини, і проекцією свердловини на горизонтальну площину. У залежності від прийнятого початку відліку (географічний меридіан, магнітний меридіан або довільний напрямок) називають азимут свердловини справжній (чи просто азимут, опускаючи слово справжній), магнітний (відрізняється від справжнього на величину магнітного схилення в заданій точці) або кутовий. Відмітимо, що за зміни азимута свердловини на 1° відхилення свердловини від проектного напрямку на глибині 1000 м складатиме 17,5 м.

Азимутальний (у горизонтальній площині за азимутальним кутом) і вертикальний (за зенітним кутом, відрахованим від вертикальної лінії) напрями свердловини (викривлення свердловини) вимірюють за допомогою інклінометра (від лат. *inclino* – нахиляю).

Вертикальну і горизонтальну проєкції похило-скерованої і умовно вертикальної свердловини називають відповідно профілем і планом.

Профілі похило-скерованих свердловин розділяють на дві групи:

1) звичайного типу – профілі, які являють собою криву лінію, розміщену в одній вертикальній площині (рис. 1.1);

2) просторового типу – профілі, що виражені просторовою кривою лінією.

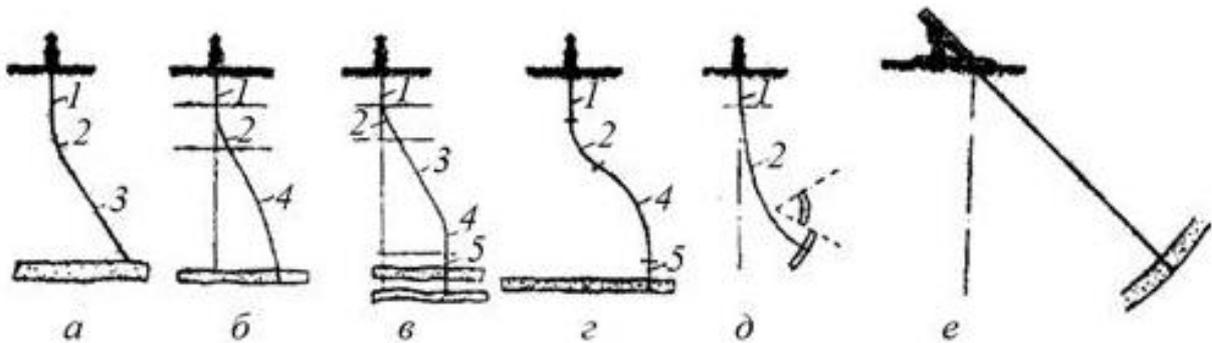


Рис. 1.1. Профілі похило-скерованих свердловин звичайного типу:

а) 1-ий тип тангенціальний; б) 2-го типу або s- подібний; в), г) д) 3-го...5-го типів складні; е) 6-го типу лише із похилою ділянкою;

1, 2, 3 – ділянки відповідно вертикальна, набору зенітного кута початкового викривлення і прямолінійна похила (тангенціальна); 4 – ділянка малоінтенсивного природного зменшення зенітного кута нахилу; 5 – вертикальна ділянка; 6 – ділянка малоінтенсивного збільшення кута нахилу

Профіль 1-го типу або тангенціальний (рис. 1.1, а) складається із трьох ділянок – вертикальної 1 (не менше 40-50 м за нормами на буріння, а бажано до глибин нижче від динамічного рівня, що забезпечить нормальну роботу свердловинного насоса на вертикальній ділянці стовбура), ділянки набору максимального зенітного кута нахилу стовбура 2 (початкового викривлення) і прямолінійної похилої ділянки 3 (тангенціальної) із кутом нахилу понад $10-12^{\circ}$, яка продовжується до вибою.

Профіль 2-го типу або s- подібний профіль (рис. 1.1, б) є різновидом профілю 1-го типу і складається також із трьох ділянок, але замість прямолінійної похилої ділянки 3 має ділянку 4 природного зменшення зенітного

кута нахилу. Для виходу вибою свердловини в задану точку необхідно створити більший кут початкового викривлення на кінці ділянки 2.

Профіль 3-го типу (рис. 1.1, в) є найскладнішим і складається із п'яти ділянок: вертикальної 1, набору кута нахилу стовбура 2, похилої прямолінійної 3, зниження кута нахилу 4 і вертикальної 5, котра забезпечує можливість експлуатації декількох продуктивних пластів із збереженням сітки розміщення свердловин.

Профіль 4-го типу (рис. 1.1, г) є різновидом профілю 3-го типу, в якому ділянки 3 і 4 замінені ділянкою 4 самочинного зменшення кута нахилу і є ділянками малоінтенсивного збільшення кута нахилу.

Профіль 5-го типу (рис. 1.8, д) складається із вертикальної ділянки 1 і великої ділянки набору кута нахилу стовбура 2.

Профіль 6-го типу (див. Рис. 1.1, е) складається із одної похилої ділянки.

Ділянка набору або зниження кута нахилу стовбура свердловини повинна забезпечувати вільне опускання через неї внутрішньо свердловинного обладнання, приладів тощо, що є необхідним при експлуатації свердловини. Зокрема, свердловинні насоси, які розміщуються на цих ділянках при експлуатації свердловини, повинні вписуватися у стовбурі без деформації, щоб уникнути передчасного виходу їх із ладу.

Так як забезпечити входження свердловини в пласт у заданій точці через природні і технологічні причини викривлення стовбура практично не вдається, то задають круг допуску відхилення вибою свердловини від проектної точки.

Норми допустимого відхилення вибоїв свердловин від проектної точки (радіус круга допуску) задаються залежно від проектної глибини свердловини і мінімальної відстані між свердловинами в межах 10-30% від цієї мінімальної відстані (чим більша глибина і менша відстань, тим вища норма).

При бурінні свердловин особливого призначення, наприклад, приконтурних, приграничних та інших, допуски повинні бути жорсткішими.

Складними («вузькими місцями») при спорудженні похилоскерованих і горизонтальних свердловин є:

1. Очищення стовбура (hole cleaning): у довгих похилих і горизонтальних інтервалах формується «мішок» шламу, ростуть ризики прихоплень.
2. Torque & Drag (T&D): тертя і механічний опір визначають здатність спуску обсадних колон (в т.ч. хвостовика), ефективність буріння й ризики прихоплення колон (stuck pipe).
3. Вікно тисків (ECD): у довгих інтервалах динамічна густина бурового розчину (ECD) дуже чутлива до реології, режимів циркуляції, шламу; баланс між втратами й гідророзривом пласта, що призводить до поглинання є критичним.
4. Траєкторія й якість стовбура (tortuosity, micro-doglegs): зайва звивистість різко погіршує T&D і спуск бурильних компоновок і обсадних колон. Тому широко переходять на рішення, що дають «гладший» стовбур, зокрема на роторно-керовані системи (RSS), а також дисципліну профілю й DLS-обмеження.

Коли свердловину похило скеровують під кутами, близькими до 90° від вертикалі, і вона проходить значну частину продуктивного об'єму паралельно покрівлі та підшві продуктивного пласта, то її називають горизонтальною.

Під горизонтальною свердловиною розуміється похило-скерована свердловина із горизонтальним закінченням стовбура певної довжини по продуктивному пласту. Під горизонтальним стовбуром умовно розуміється частина стовбура, яка розміщена вздовж між покрівлею і підшовою продуктивного пласта чи між іншими межами нафтової (газової) частини.

Профіль горизонтальної свердловини складається із двох спряжених між собою частин: напрямної та горизонтальної ділянок. Напрямна ділянка являє собою або вертикальну (з відхиленням стовбура від вертикалі до 2°), або похило-скеровану свердловину. Похиле скерування стовбурів при кущовому бурінні (гирла багатьох свердловин розташовані зосереджено, в одному кущі) дає змогу розбурити родовище за заданою сіткою. Точка спряження напрямної і горизонтальної частин повинна вибиратися так, щоб розміщене у напрямній частині видобувне експлуатаційне обладнання могло успішно, безаварійно, без

ускладненень працювати тривалий час (протягом усього «життя» родовища чи свердловини). Відповідно визначено три групи радіусів набору викривлення (рис. 1.2): а) малий (темп набору викривлення до 60° на 100 м довжини); б) середній (відповідно $26-60^{\circ}/100$ м); в) великий (відповідно $6,5-19,5^{\circ}/100$ м).

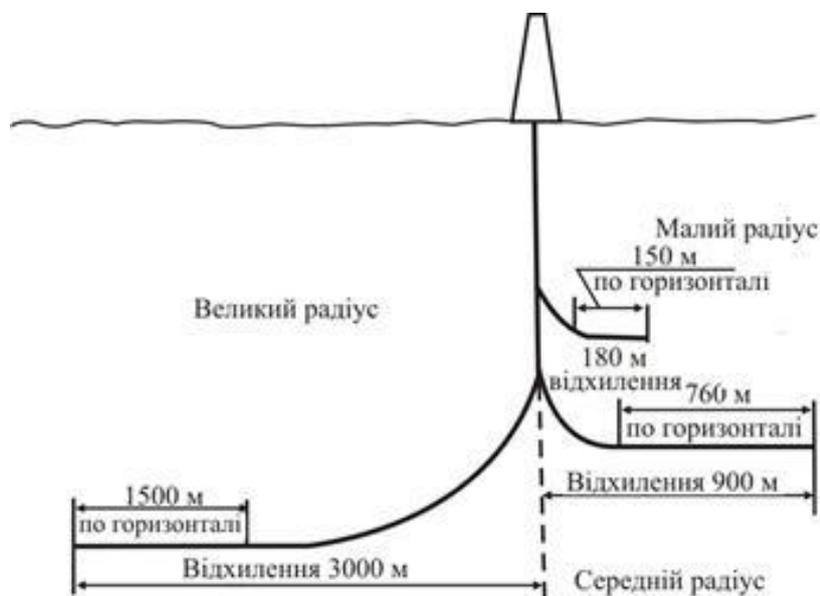


Рис. 1.2. Класифікація типів і радіусів викривлення горизонтальних стовбурів

При кущовому розбурюванні родовища можливості техніки і технології горизонтального буріння, які реалізуються в непродуктивних пластах (традиційний профіль) на відміну від горизонтального розбурювання (рис. 1.3).

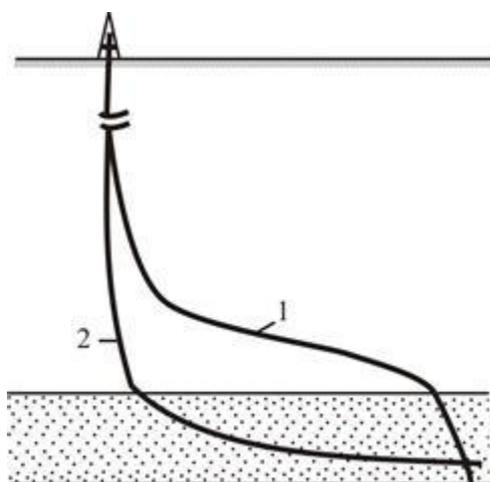


Рис. 1.3. Традиційний (1) і визнаний за кращий (2) профілі свердловин

Залежно від літології, тріщинуватості, товщини, кута нахилу продуктивного пласта горизонтальну ділянку бурять паралельно покрівлі (і підшві) пласта або під невеликим кутом, а за формою профіль може бути прямим, увігнутим або випуклим та хвилеподібним.

В однорідних пластах невеликої товщини (5-7 м на глибині залягання до 800 м і 10-15 м на глибині залягання 800-2000 м) доцільним є буріння паралельного горизонтального стовбура посередині між покрівлею і підшвою. Але таких ідеальних пластів немає в природі. В умовах наявності неоднорідних пластів невеликої товщини, поділених непроникними прошарками, паралельний горизонтальний стовбур може пройти або в непроникному, або в проникному шарах, при цьому основна нафтонасичена частина розрізу залишається нерозкритою (позитивна результативність буде відсутня або дуже-дуже мізерною).

Буріння свердловин із малим радіусом набору викривлення ефективно для перебудування аварійних свердловин і для реалізації проектів підвищення нафтовилучення. Свердловини із великим радіусом викривлення забезпечують значне відхилення вибою по горизонталі до необхідних зон чи об'ємів покладу, що характерно для будівництва похило-спрямованих як на суші (під заселеними територіями, водоймищами, охоронними і важкодоступними площами), так і з морських платформ, котрі дуже віддалені від точки закладання свердловини на поверхні.

Для України (де основний видобуток газу пов'язаний насамперед із Дніпровсько-Донецькою нафтогазоносною областю та іншими басейнами) практичний тренд останніх років – нарощення обсягів буріння і розширення похилоскерованих робіт як способу дістатися «важкодоступних» запасів. Розподіл ключових нафтогазоносних басейнів і роль Дніпровсько-Донецького басейну як одного з головних регіонів у галузевих оглядах подається як базовий фон для обґрунтування актуальності саме керованого (в т.ч. горизонтального) буріння.

Як індикатор практики, у публічних даних групи Нафтогаз (УГВ) за 2024 рік прямо зазначено збільшення керованих (directional) свердловин і метражів буріння. Зокрема, вказувалось, що у 2024 р. було пробурено 60 керованих свердловин проти 51 у 2023, а сумарний метраж буріння за рік становив понад 370 тис. м.

1.3 Огляд іноземних джерел по похилоскерованому і горизонтальному бурінню

Горизонтальне розкриття продуктивних горизонтів у газових проектах (і загалом у низькопроникних, тонкошаруватих або різко неоднорідних колекторах) сьогодні найчастіше обґрунтовують не «модою», а інженерною необхідністю: потрібно максимізувати довжину контакту «пласт – свердловина», рознести відбір уздовж пласта та керувати профілем притоку, залишаючись у межах технічних обмежень буріння і завершення. Саме тому сучасні огляди технологій спрямованого і горизонтального буріння починають з еволюції інструментів і методів керування траєкторією, телеметрії, компонок і бурових розчинів – як «бази», без якої горизонтальна частина не дасть очікуваного ефекту. У цьому сенсі робота Ма та співавторів [26] є корисним «каркасом» для вступу: вона систематизує вертикальне й спрямоване буріння для глибоких ресурсів і пояснює, чому горизонтальні та ERD свердловини застосовують для зменшення кількості майданчиків (офшор) та для збільшення площі дренажу з можливістю багатостадійних робіт (tight/shale), тобто фактично формує місток від загальних технологій до специфіки горизонтального розкриття.

Далі, коли горизонтальна частина вже запроектована, «реальний світ» майже завжди зводить ефективність до двох великих вузлів: (а) чи зможемо ми якісно пробурити й очистити довгий інтервал і (б) чи зможемо перетворити

довжину стовбура на контрольований приплив (через завершення і/або стимуляцію). Перша група проблем найчастіше починається з hole cleaning, тому що в горизонталі гравітаційне осідання шламу створює шламове ложе на нижній стороні кільцевого простору; якщо його не руйнувати та не виносити, ростуть момент/тертя, погіршується ROP, збільшується ризик прихватів і NPT. Експериментальна робота Corredor–Bizhani–Kuru [20] дає тут «фізичну основу»: автори лабораторно показують, як додавання drag reducing additives впливає на транспорт твердих частинок та ерозію шламового ложа в горизонтальних умовах, і фактично підводять до практичного висновку, що однієї лише «високої витрати» часто недостатньо – важлива комбінація реології і режиму потоку і хімії та параметрів кільцевого простору. Це зручно використовувати в огляді як аргумент, чому при горизонтальному розкритті буровий розчин і гідравліка – не «супровід», а ключова частина технологічної концепції.

На цій же проблемі, але вже з боку моделювання, стоїть стаття Dewangan & Sinha [22], де застосовано двофазний ейлерів підхід у CFD для оцінювання впливу параметрів на очищення горизонтального стовбура. Її практична цінність у магістерській – показати, що навіть у спрощених постановках можна формалізувати взаємозв'язок «швидкість потоку – властивості частинок – геометрія – ефективність винесення», і чому при переході від похилоскерованої до горизонтальної траєкторії ми виходимо в інший режим перенесення шламу, де роль турбулентності та структури потоку зростає.

Як логічне продовження, Yeо та співавтори [32] розглядають оптимізацію очищення в похилих та горизонтальних стовбурах на CFD-основі і роблять акцент на умовах, за яких забезпечується «ефективне» очищення (включно з рівнем турбулентності й режимом течії) – це зручно для огляду, бо дозволяє прямо сказати: горизонтальне розкриття підвищує продуктивність пласта лише тоді, коли ми технічно утримуємо стабільну циркуляцію та запобігаємо деградації кільцевого простору через накопичення шламу.

Дуже «прикладна» робота Nique та співавторів [23] підсилює блок hole cleaning експериментально: автори поєднують високошвидкісну візуалізацію з

електрорезистивною томографією (ERT), щоб не просто «бачити» рух шламу, а кількісно оцінювати його розподіл у потоці та чутливість до режимних параметрів. Для зв'язного тексту це можна подати як перехід від «моделей і кореляцій» до «метрології процесу»: у горизонтальних свердловинах стає критично важливим вміти інструментально підтверджувати ефективність очищення й валідовувати моделі, інакше оптимізація перетворюється на здогадки.

Сучасний тренд у цій темі – перенесення оцінки hole cleaning у площину цифрових інструментів. У роботі Lakkimsetty [24] прямо заявлено мету підвищити практичність і точність оцінювання очищення, використовуючи AI (ANN, GA) для прогнозу параметрів і оптимізації процесу з урахуванням WOB, ROP, геомеханіки, властивостей бурового розчину й гідравліки. Горизонтальне розкриття «вимагатиме» від буріння переходу від статичних методик до адаптивного керування процесом у реальному часі (особливо на довгих інтервалах, де ціна помилки велика).

Друга велика група проблем при горизонтальному розкритті – механіка буріння на довгих інтервалах (torque & drag, спуск обсадних колон і лайнерів, керованість компоновки), що врешті визначає, чи досягнемо ми проєктної довжини горизонталі. Огляд Tang [28] систематизує осьові вібраційні інструменти як засіб зменшення тертя в ERD і горизонтальних свердловинах. У зв'язному огляді це зручно подати так: коли довжина горизонтального стовбура зростає, питання «чим бурити» переходить у питання «як зменшити ефективно тертя й стабілізувати передачу навантаження на долото», і тут вібраційні й осциляційні технології стають одним із ключових напрямів.

Паралельно важливо показати, що «ERD-поведінка» може проявлятися навіть у відносно стандартних умовах, якщо обмеження по профілю траєкторії та наземній інфраструктурі змушують робити довгі відхилення. Кейс Miszewski та співавторів [27] (ERD із coiled tubing на Північному Схилі Аляски) корисний тим, що демонструє інженерну логіку: інколи виграє не «максимально складна» траєкторія, а навпаки – стратегія, яка забезпечує більш «прямий» (керований)

стовбур і зменшує ризики виконання. Тобто горизонтальне розкриття – це завжди компроміс між геологічною доцільністю та технічною реалізованістю.

Для tight gas і подібних систем ключем часто стає зв'язка «горизонтальна свердловина + багатостадійний ГРП». Стаття Vishkai & Gates [29] саме так і позиціонується: вона розглядає multistage hydraulic fracturing у tight gas (кейс Montney) і дає workflow для оцінювання й проєктування з урахуванням даних про пласт, геомеханіку, завершення та історію роботи. У зв'язному огляді це дозволяє сформулювати важливу тезу: горизонтальне розкриття в низькопроникних газових колекторах – не самодостатнє, воно часто є «носієм» інтенсифікації; відповідно, параметри завершення і стимуляції треба розглядати як частину єдиної системи, а не окремий етап після буріння.

Окремий пласт світового досвіду – багатостовбурні й багатовибійні (multilateral, multi-branch) рішення, які розширюють ідею горизонтального розкриття: замість одного бокового стовбура створюється система гілок, що збільшує охоплення дренажу з одного гирла. Тут важливо не «романтизувати» технологію, а показати інженерні умови, де вона працює. Робота Lux & Szanyi [25] підкреслює, що оптимальна геометрія багатовибійної свердловини (multilateral) істотно залежить від вертикальної анізотропії проникності: інакше кажучи, навіть ідеально виконана геометрія може дати різні результати в пластах з різним співвідношенням проникності під різними кутами, а тому проєктування гілок треба робити через моделювання, а не через «типові» довжини й відстані. Це добре лягає в твій український контекст, де часто маємо складну шаруватість і неоднорідність.

Сві та співавтори [21] розглядають зв'язані (coupled) моделі «свердловина – пласт» для оцінки продуктивності багатовибійних (multilateral) горизонтальних свердловин і прогнозу таких критичних показників, як дебіт, час прориву підшовної води та коефіцієнт вилучення. При ускладнених геометріях (зокрема, для багатостовбурних свердловин multilateral) вже недостатньо «простих» формул продуктивності – потрібні моделі, які

враховують змінний профіль притоку по гілках і гідродинамічну взаємодію, бо саме вона визначає реальний ефект від багатовибійності.

Дані досліджень Wang [30] мають наступний кейс: multi-branch горизонтальні свердловини для метану вугільних пластів оцінюються з позиції продуктивності та впливу геологічних і інженерних факторів. Навіть якщо це не класичний газовий колектор, логіка дуже близька: у газових системах з обмеженою проникністю й сильною залежністю від тріщинуватості й дренажного об'єму геометрія стовбура стає одним із головних важелів впливу на дебіт.

Разом із тим, важливо показати, що multilateral – це не лише «плюс до довжини», а й плюс до геомеханічних ризиків, особливо у слабких і низькопроникних системах, де депресія й перерозподіл напружень можуть приводити до осідань та нестабільності. Саме це добре видно у роботі Ye та співавторів [32] на прикладі газогідратів: автори будують THMC-модель для multilateral горизонтальних свердловин, оцінюють видобувний потенціал та геомеханічну відповідь і навіть пропонують «repair strategy» з CO₂-реін'єкцією для виснажених зон.

У [31] є дані, що багатовибійні свердловини у зв'язці з cyclic solvent injection (важкі нафти) симетричної конфігурації MLW можуть мати конструктивні переваги з точки зору розподілу флюїду та керованості процесу. Тобто можна підсумувати, що у складних технологічних схемах (неважливо, газ чи нафта) багатовибійність часто обирають не просто «для площі контакту», а як елемент керованого розподілу потоку і впливу по пласту.

Якщо підсумувати весь цей блок в один зв'язний висновок, то сучасний світовий досвід показує, що горизонтальне розкриття продуктивних горизонтів є актуальним насамперед у трьох випадках: 1) коли потрібно збільшити площу дренавання та працювати з неоднорідністю пласта; 2) коли низька проникність вимагає зв'язки з багатостадійною стимуляцією; 3) коли поверхневі й інфраструктурні обмеження змушують «вичавлювати» максимум з одного майданчика через ERD чи багатовибійність.

Практичний ефект від горизонтальної свердловини реалізується тільки за умови, що технологічна система буріння забезпечує стійкий транспорт шламу, дає змогу дотягнути довжину без критичного тертя і мінімізувати NPT через грамотне керування режимами та ROP-менеджмент, а сама геометрія свердловини та схема завершення й інтенсифікації «підхоплюють» довжину і перетворюють її на прогнозований дебіт.

1.4 Висновки до розділу 1. Мета і задачі досліджень

Із аналізу сучасного стану питання розкриття продуктивних горизонтів горизонтальними свердловинами можна зробити наступні висновки.

1. Похило-скероване буріння використовується для нафтогазових свердловин досить давно і наразі накопичено достатньо досвіду спорудження свердловин різного профілю, в т.ч. багатостовбурних, багатовибійних тощо.

2. Горизонтальне розкриття для газових покладів є найбільш виправданим там, де потрібно збільшити довжину контакту «пласт – свердловина» і керовано дренувати неоднорідний або низькопроникний колектор. У таких умовах воно дає потенційно вищу продуктивність і краще охоплення дренавання, ніж вертикальні або лише похилоскеровані стовбури, але цей ефект реалізується лише за умови стабільного ведення траєкторії та утримання горизонталі в продуктивному інтервалі (геонавігація, контроль профілю свердловини).

3. Критичним обмежувачем успіху горизонтальних свердловин є не «досяжність довжини», а здатність забезпечити керованість процесу буріння на довгих інтервалах. Зокрема, ефективне очищення стовбура на горизонтальних ділянках, контролю гідравліки, а також тертя і крутного моменту та якості стовбура.

4. Вибір конструкції свердловини (похилоскерована → горизонтальна → багатовибійна) має базуватись на зіставленні геологічного виграшу з

технологічною реалізованістю та вимогами до подальших робіт. Багатовибійні й багатостовбурні рішення доцільні тоді, коли потрібно охопити кілька зон або збільшити площу дренування з одного гирла за наявності поверхневих й інфраструктурних обмежень, але вони різко підвищують вимоги до вузла розгалуження, ізоляції та можливості інтервенцій.

5. Завершення і стимуляція визначають, чи перетвориться довга горизонталь на прогнозований дебіт, тому їх треба підбирати як частину єдиного рішення «буріння – закінчування – експлуатація». Для низькопроникних газових колекторів горизонтальна свердловина часто економічно виправдана лише у зв'язці з багатостадійною стимуляцією; для більш стабільних порід можуть бути ефективні open hole/liner рішення, а за високих вимог до ізоляції та керування припливом – cased hole + перфорація. Отже, «найкращий» тип завершення є умовним і визначається ризиками нестійкості стовбура, потребою зональної ізоляції, планом інтервенцій і очікуваним режимом роботи пласта.

Тому за **метою** даної наукової роботи поставлено обґрунтування особливостей горизонтального розкриття продуктивних горизонтів бурінням.

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

- проаналізувати сучасний досвід спорудження похило-скерованих, горизонтальних, багатостовбурних і багатовибійних свердловин в ірзних гірничо-геологічних і технологічних умовах;
- проаналізувати особливості компоновки низу бурильної колони для направленої буріння;
- обґрунтувати проектні параметри для похилоскерованого і горизонтального буріння в гірничо-геологічних умовах Бугруватівського родовища.

РОЗДІЛ 2. КОМПОНОВКА НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ДЛЯ НАПРАВЛЕНОГО БУРІННЯ

2.1. Обґрунтування типу компоновок бурильної колони для направленого буріння

У практиці буріння здебільшого застосовують неорієнтовані та орієнтовані компоновки низу бурильних колон (КНБК) для проходження відповідних інтервалів похило-скерованих, горизонтальних і багатовибійних свердловин.

Буріння більшої частини похилого або горизонтального інтервалу стовбуру свердловини здійснюється із застосуванням КНБК для безорієнтованого управління траєкторією її стовбура, в яких часто обмежується регулюванням зміни відхиляючої сили на долоті. КНБК для безорієнтованого буріння застосовується для таких випадків:

- для набору (збільшення) зенітного кута;
- для малоінтенсивного набору;
- для стабілізації; для малоінтенсивного спаду (зниження);
- для спаду зенітного кута;
- для стабілізації або управління азимутом.

Основними факторами, що враховуються при виборі неорієнтованих КНБК, є їх геометричні розміри, тобто діаметри опорно центруючих елементів (ОЦЕ) і труб, жорсткості поперечного перерізу їх на вигин, а також відстані між ОЦЕ.

Неорієнтовані КНБК є ефективними для:

1. Утримання (hold) заданої зенітної – тангенціальні інтервали, «м'яка» корекція інклінації. Класична «packed/holding» компоновка (кілька стабілізаторів із певними відстанями) часто дає майже нульову сумарну

бокову силу на долоті, тому інклинація стабілізується і траєкторія виходить гладкою.

2. Плавне «скидання» зенітного кута (drop) без слайдингу. «Pendulum ВНА» (перший стабілізатор далі від долота) створює негативну бокову силу на долоті, тому свердловина має природну тенденцію «повертатися до вертикалі» або зменшувати кут. Це добре працює, коли потрібно прибрати надмірний кут після складної ділянки, але без точкових різких корекцій.
3. Плавний «набір» кута (build) у товстих цілях з невисокими вимогами до точності «Fulcrum/Building assembly» із near-bit стабілізатором може створювати позитивну бокову силу на долоті та давати набір кута при обертанні.
4. Дешевші «робочі» свердловини, де важливі ROP і простота. Для частини газових свердловин (особливо якщо геологічна невизначеність невисока) «безорієнтований» підхід дає нормальну економіку: менше складних операцій, менше слайдингу, що часто дає кращі умови транспорту шламу і менша звивистість стовбура. Ідея «безперервного обертання дає кращу якість стовбура» характерна і для RSS-підходу (але там точність значно вища).

Основні недоліки некерованих КНБК:

1. Керованість слабка й сильно «залежить від формації». Пасивні КНБК працюють через баланс бокових сил і взаємодію з породою. Зміни літології, твердості, анізотропії можуть різко змінити фактичний build/drop/hold, тому прогноз траєкторії стає ненадійним у неоднорідних товщах.
2. Низька «швидкість реакції» і обмежений діапазон DLS. Якщо потрібно швидко виправити відхилення або потрапити в вузьку ціль, пасивній КНБК часто бракує «керуючого ресурсу»: вона коригує повільно, а збільшення агресивності веде до dogleg'ів, проблем зі спуском обсадних та росту T&D.

3. Погано підходить для landing й геонавігації в тонкому продуктивному інтервалі. Для сучасних горизонталей (thin pay, складна структура, антиколізія на кусті) потрібні часті й точні корекції. Там «безорієнтована» КНБК зазвичай програє керованим системам: або слайдинг із двигуном, або RSS. RSS, зокрема, створені для керування траєкторією при безперервному обертанні, що зменшує звивистість і допомагає в складних профілях.

Орієнтовані КНБК призначені для керування зенітним і азимутальним кутами викривлення стовбура свердловини при бурінні вибійними двигунами.

У класичній теорії керування траєкторією КНБК може нарощувати, утримувати або зменшувати зенітний кут через бокові сили на долоті, які визначаються жорсткістю і геометрією компоновки, розташуванням стабілізаторів, WOB, RPM, діаметром стовбура та властивостями порід. Для прикладу, SLB формулює: для drop у «rotary ВНА» перший стабілізатор розміщують на 9–27 м за долотом, і КНБК працює як маятник з негативною боковою силою, що зменшує кут.

Орієнтована КНБК відрізняється тим, що не покладаються лише на «пасивну» маятникову тенденцію, а задають площину викривлення через орієнтацію toolface (відхиляючого вузла/вигину) і виконують контрольоване буріння в режимі sliding. Сам принцип «sliding по toolface» з bent sub + mud motor описаний в IADC Drilling Manual (історично: drillstring не обертається, долото обертає двигун, а стовбур «йде» у напрямку toolface).

Зарубіжними фірмами при бурінні похилоскерованих і горизонтальних свердловин використовуються спеціальні відхиляючі системи із змінним кутом згину викривленого перехідника на вибої, з подвійним згином корпусу або з децентраторами.

Відхиляюча система з подвійним згином корпусу містить гвинтовий гідравлічний вибійний двигун і шпindel, корпус якого виготовлений з подвійним згином, причому напрямок одного згину протилежний напрямку іншого. Загальний кут згину змінюється від 0,13 до 0,780. Для передачі

обертального моменту на долото вал вибійного двигуна має в місці згину U-подібний шарнір. У верхній і нижній частині вибійного двигуна розміщені ОЦЕ.

Щоб сформувати відхилення траєкторії, КНБК з ГВД і кутовим (відхиляючим) вузлом орієнтують за даними системи контролю напрямку. При виконанні «slide»-проходки напрямок toolface утримують сталим, унаслідок чого траєкторія змінюється в заданій площині. Долото підбирають так, щоб воно забезпечувало ефективне руйнування порід та стабільність керування на всьому інтервалі запроєктованого відхилення.

Фірмою «Sperry-Sun» (США) для набору зенітного кута при бурінні горизонтальних свердловин пропонуються КНБК із гвинтовими двигунами, які мають один або два перекоси (нижній – у з'єднанні шарніра вала за рахунок зігнутого корпусу двигуна; верхній – між робочою секцією двигуна і перепускним клапаном). Верхній перекос може бути постійним або регульованим (рис. 2.1).

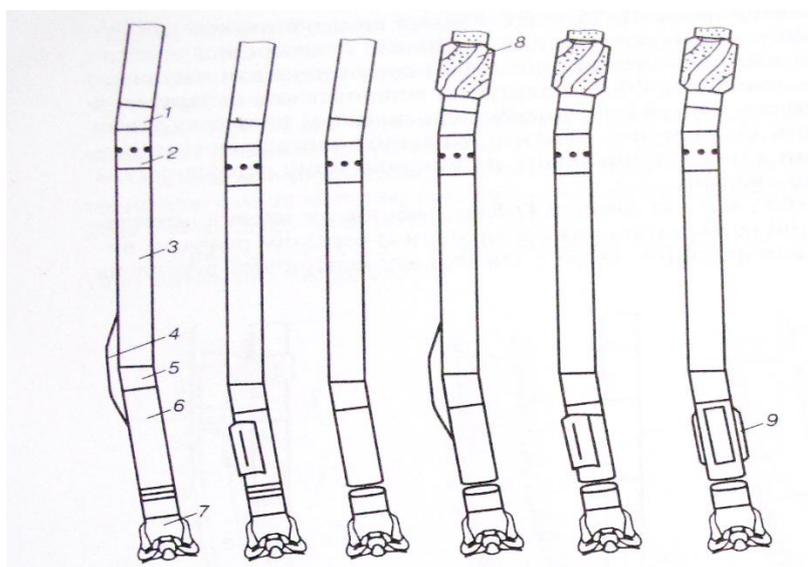


Рис. 2.1. Типові схеми конструкцій нижньої частини бурильної колони з гвинтовим двигуном із двома перекосами: 1 – верхній перекос; 2 – перепускний клапан; 3 – гвинтовий двигун; 4 – накладка; 5 – нижній перекоп; 6 – шпindelь; 7 – долото; 8 – верхній центратор; 9 – нижній центратор

Використання ГВД із двома перекосами забезпечує вищу інтенсивність набору зенітного кута компоновкою, ніж для двигунів з одним перекосом.

КНБК, які включають гвинтові двигуни з одним перекосом, можна обертати на відміну від компоновок із гвинтовими двигунами із двома перекосами.

КНБК для зменшення zenітного кута свердловини призначена для проходження відповідних інтервалів. Принцип дії безорієнтованої КНБК для зменшення zenітного кута оснований на реалізації ефекту випрямляючої сили.

2.2. Обґрунтування КНБК для реалізації та контролю параметрів проектного профілю свердловини

До опорно-центрувальних елементів відносять калібратори, центратори та стабілізатори – обов'язкові складові КНБК під час вертикального та похилоскерованого буріння.

Калібратор – це калібрувально-опорний і центрувальний інструмент, який монтується безпосередньо над долотом або між секціями обважених бурильних труб (ОБТ). Його призначення полягає у підтриманні заданого діаметра стовбура, центруванні компоновки та покращенні умов роботи долота й вибійного двигуна. Типова довжина калібратора становить 0,8–3,0 діаметра долота.

Калібратор / Reamer / Hole opener – елемент, який підтримує калібр стовбура і «зрізає» нерівності і звуження (часто критично під обсадну колону і лайнер).

Near-bit stabilizer (NBS): найсильніше впливає на напрямок і DLS, бо задає положення долота відносно стінки.

Центратор – опорно-центрувальний елемент, що встановлюється у нижній частині бурильної колони й використовується для центрування КНБК у свердловині, що сприяє стабілізації або, за потреби, коригуванню напрямку стовбура. Довжина центратора, як правило, дорівнює 3–8 діаметрам долота. Місце його встановлення визначають розрахунком або за попередньо

складеними таблицями. Слід враховувати, що зі збільшенням зносу зовнішньої контактної поверхні ефективність роботи центратора зменшується; допустиме зменшення діаметра зазвичай не перевищує 2–3 мм.

Стабілізатор – опорно-центрувальний інструмент, призначений передусім для утримання (стабілізації) напряму стовбура свердловини. Його встановлюють над калібратором або в нижній частині бурильної колони. Довжина стабілізаторів зазвичай перевищує 50 діаметрів долота, але не повинна бути більшою за 12 м.

String stabilizer (вище по КНБК): «підтримує» компоновку, вирівнює роботу, зменшує звивистість.

У закордонній практиці перелічені ОЦЕ часто узагальнено називають стабілізаторами, а відмінності між ними описують переважно через довжину та місце встановлення в КНБК.

Лопаті стабілізаторів зварного типу (рис. 2.2) можуть мати пряму або спіральну форму. Такі стабілізатори не рекомендують застосовувати під час буріння в дуже міцних породах, оскільки існує ризик відламу привареної лопаті.

Стабілізатори з фрезерованими лопатями (рис. 2.3) виготовляють із суцільної заготовки, що забезпечує їм значно вищу надійність порівняно зі зварними конструкціями, хоча й суттєво підвищує вартість. Лопаті також можуть бути прямими або спіральними; їх передній край зазвичай заокруглюють, щоб зменшити руйнівний вплив на стінку свердловини. Для підвищення зносостійкості лопаті оснащують твердосплавними вставками (зокрема на основі карбіду вольфраму).

Важливо: один і той самий набір ОЦЕ може поводитись по-різному в різних породах (анізотропія, шаруватість, стабільність стінки), тому «табличні» компоновки завжди потребують валідації фактичними замірами.

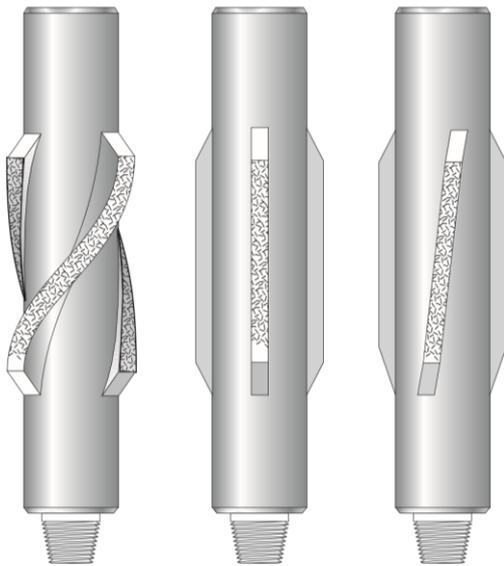


Рис. 2.2. Стабілізатор з привареними планками



Рис. 2.3. Стабілізатор з фрезерованими планками

Муфтові стабілізатори (рис. 2.4) ефективні при бурінні в м'яких породах.



Рис. 2.4. Муфтовий стабілізатор

Стабілізатори з гумовою муфтою (рис. 2.5), яка під час буріння не обертається, а корпус обертається разом із бурильною колоною,

використовуються для запобігання розширенню стовбура при бурінні і для захисту ОБТ від зносу внаслідок контакту зі стінками свердловини. Роликові (шарошкові) стабілізатори (рис. 2.6) встановлюють над долотом для калібрування стовбура свердловини при бурінні твердих абразивних порід.



Рис. 2.5. Стабілізатор з гумовою муфтою

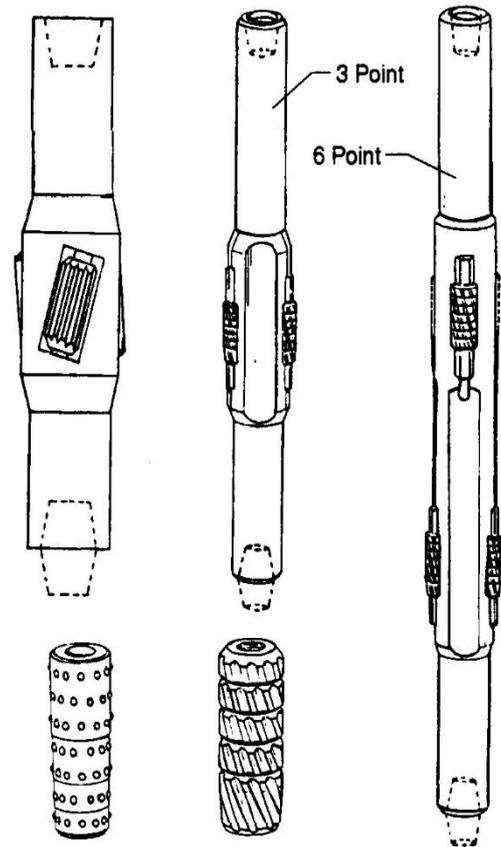


Рис. 2.6. Шарошковий стабілізатор

Типові помилки при виборі ОЦЕ:

Ставлять більше опор, щоб КНБК була кращою: надмірна стабілізація може збільшувати контакт і тертя, ускладнювати очищення і підвищувати ризик прихоплень у похилих і горизонтальних інтервалах.

Ігнорують знос: навіть 2–3 мм по діаметру інколи достатньо, щоб КНБК почала поводитись інакше.

Плутають ціль: калібрування під обсадну колон не те саме, що керування траєкторією, інколи reamer потрібен, але він не замінить логіку розташування стабілізаторів.

Не узгоджують з режимом буріння: WOB/RPM/витрати/реологія можуть «перемогти» задум компоновки (особливо в пластичних глинах або шаруватих породах).

Технологія буріння похило-скерованих свердловин базується також на використанні спеціальних інструментів - відхилювачів, за допомогою яких свердловина викривляється у заданому напрямку. Відхилювані забезпечують нахил осі долота до осі свердловини або створюють на долоті відхиляючу силу, їх також включають до складу КНБК.

Технологія буріння похило-скерованих свердловин базується на використанні спеціальних інструментів - відхилювачів, з допомогою яких свердловина викривляється у заданому напрямку. Відхилювані забезпечують нахил осі долота до осі свердловини або створюють на долоті відхиляючу силу. їх включають до складу КНБК.

Гвинтові вибійні двигуни призначені для буріння інтервалів зміни напрямку похилих свердловин та забурювання нових стовбурів свердловин.

У гвинтових вибійних двигунах корпуси секцій з'єднані з допомогою викривленого перехідника, а вали – шарнірною муфтою.

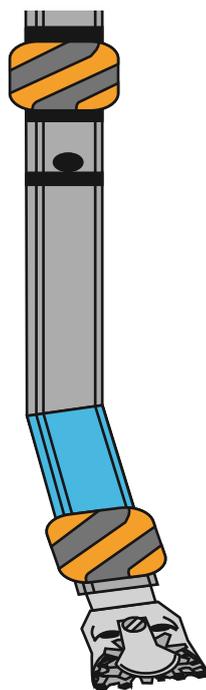


Рисунок 2.7. Схема відхилювача гвинтового вибійного двигуна

Телеметрична система для орієнтування відхилюючих компонок дозволяє проводити наступні операції в процесі проводки похило-скерованих свердловин:

а) орієнтування відхилюючої компоновки в заданому азимуті як в вертикальній, так і в похилій свердловині шляхом вимірювання напрямку дії відхилювача відносно апсидальної площини;

б) проведення інклінометричних вимірювань безпосередньо в процесі проводки свердловини;

в) визначати вібрацію інструменту на вибої, затрубний тиск і вибійну температуру.

В склад глибинного пристрою входить глибинний блок, призначений для вимірювання величин фізичних параметрів і створення гідравлічного сигналу, що передається на поверхню до наземного пристрою контролю параметрів і персонального комп'ютера, з перегляду об'ємної геометрії свердловини і графіків зміни тиску вібрації і температури.

Поточні значення вимірів зенітного кута, азимута та положення відхилювача, а також решти параметрів контролюються на індикаторах поверхневого пристрою. Поверхневий пристрій контролю параметрів має можливість проводити автоматичний запис поточних параметрів із змінною дискретністю проміжків часу, з наступною можливістю зчитування збереженої.

На умови роботи бурильної колони впливає цілий комплекс чинників. До найбільш визначальних належать: рівень і тип навантажень, від співвідношення яких формується напружено-деформований стан труб; наявність місцевих концентрацій напружень (зокрема в різьбових з'єднаннях, у переходах між елементами з різною жорсткістю тощо); корозійна активність середовища, в якому експлуатується колона (рН, електрохімічний потенціал, температура); абразивне зношування елементів колони буровими розчинами та частинками породи; а також коливання та резонансні явища, що можуть виникати під час роботи.

Величини й характер силових впливів на бурильну колону визначаються способом буріння та глибиною, профілем траєкторії, геометрією і технічним станом свердловини, а також видом виконуваної операції. У процесі буріння колона зазнає статичних, динамічних і змінних (у тому числі циклічних) навантажень.

Навантаження при роторному бурінні. За роторного способу до основних силових факторів, що діють на бурильну колону, належать:

- осьові розтягувальні сили, зумовлені власною вагою бурильного інструменту;
- осьові стискальні зусилля, які виникають під час створення навантаження на долото;
- інерційні (динамічні) осьові сили при поздовжніх переміщеннях колони (спуско-підіймальні операції, зміна положення інструмента тощо);
- сили опору та тертя під час осьового переміщення труб у стовбурі;
- гідравлічні впливи, пов'язані з дією гідростатичного тиску стовпа рідини та гідродинамічних втрат тиску в системі циркуляції;
- згинальні моменти, що виникають на викривлених ділянках траєкторії, а також через згин колони під час обертання;
- крутний момент, необхідний для обертання бурильної колони та передачі енергії на долото;
- динамічні навантаження, пов'язані з обертанням колони, СПО та роботою долота;
- поздовжні й поперечні коливальні навантаження при бурінні з плавучих установок (вплив хвилювання/руху платформи).

Буріння із застосуванням вибійних двигунів. Під час буріння вибійними двигунами умови роботи бурильної колони, як правило, менш напружені через відсутність безперервного обертання всієї колони. Загальний набір навантажень зберігається, однак виключаються або суттєво зменшуються складові, що безпосередньо зумовлені обертанням труб.

Таким чином, отримані результати формують причинно-наслідковий ланцюг: (1) збільшення zenітного кута та/або інтенсивності викривлення → (2) прискорення появи первинних проявів нестійкості через 5–6 діб → (3) ескалація до повної втрати стійкості через 15–18 діб (із прихопленням і втратою циркуляції) → (4) зниження механічної швидкості буріння, причому при DLS = 1,8–2,0°/10 м падіння перевищує дворазовий рівень. У вигляді бло-схеми це наведено на рис. 2.10.

2.4. Висновки до розділу 2

За результатами аналізу особливостей компоновання низу бурильних колон для направленої буріння можливо зробити наступні висновки:

1. Обґрунтування вибору КНБК для реалізації та контролю параметрів проектного профілю свердловини полягає в тому, що саме компоновка визначає керованість траєкторії (build/hold/drop), допустиму інтенсивність викривлення, стабільність проходження та якість стовбура. Раціонально підібрана КНБК забезпечує формування криволінійних інтервалів у межах заданих DLS-обмежень, мінімізує звивистість і тертя, підвищує прогнозованість поведінки долота та вибійного двигуна, а також зменшує ризики ускладнень (прихоплення, погіршення очищення стовбура, втрати циркуляції). Наявність вимірювально-навігаційних засобів у складі КНБК (MWD/інклінометрія) дає можливість оперативно контролювати відхилення від проектного профілю та коригувати режими буріння й схему керування (sliding/rotary або RSS) для досягнення цільових параметрів траєкторії при прийнятній швидкості проходки та технологічній надійності.

2. Зі збільшенням zenітного кута (кута нахилу осі свердловини) спостерігається стійка тенденція до зниження механічної швидкості буріння. Причинно це пояснюється переходом до менш сприятливих умов роботи КНБК та бурильної колони: зростають контактні сили зі стінкою стовбура, тертя та

енергетичні втрати на подолання опору, погіршуються умови очищення свердловини від шламу й підвищується ймовірність локальних ускладнень. У підсумку при великих zenітних кутах підтримання високого ROP потребує більш жорсткого контролю режимів буріння (WOB/RPM/витрата/реологія) та підбору компоновки, а без такого контролю зниження швидкості проходки стає закономірним.

3. Зі зростанням інтенсивності викривлення стовбура (DLS) механічна швидкість буріння має виражену тенденцію до зниження. Основна причина полягає в тому, що більша кривизна підсилює взаємодію бурильної колони та КНБК зі стінками свердловини: зростають контактні навантаження, тертя та опір переміщенню, погіршуються умови передачі осьового навантаження на долото й ефективність обертання, а також ускладнюється очищення стовбура (формування шламових відкладів у викривлених інтервалах). Унаслідок цього збільшується ймовірність нестабільних режимів роботи та непродуктивного часу, що додатково знижує середній ROP. Практично це означає, що при проектуванні траєкторії та виборі КНБК необхідно обмежувати DLS до технологічно допустимих значень і забезпечувати узгодження режимів буріння з умовами криволінійного проходження; інакше падіння механічної швидкості стає закономірним (аж до кратного, за даними спостережень).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТНИХ ПАРАМЕТРІВ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ БУРІННЯМ В РЕАЛЬНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

3.1. Обґрунтування профілю похило-скерованої свердловини

Враховуючи результати теоретичних, експериментальних і промислових досліджень, можна зробити наступні висновки: наявність максимальних значень величин дотичних напружень на стінках викривлених стовбурів свердловин вимагає проектувати найбільш інтенсивного викривлення в інтервалах, де відсутні ділянки нестійких порід, схильні до обвалювання.

З метою безаварійного та швидкого проходження інтервалу нестійких горизонтів В-14, В-15 і перемичок між ними, які залягають на глибині (по вертикалі) $\approx 3230-3265$ м пропонується:

- Спроекувати профіль горизонтальної свердловини таким чином, щоб до глибини 3220 м (по вертикалі) зенітний кут становив 50° . Закласти в інтервалі 3220-3275 м (по вертикалі) стабілізацію зенітного кута, що в свою чергу дозволить зменшити величини дотичних напружень на стінках свердловини, та дасть можливість збільшити механічну швидкість буріння при проходженні нестійких горизонтів. З глибини 3275 м закласти подальший інтенсивний набір зенітного кута.

Використати спеціальний біополімер-інгібований буровий розчин з підвищеним вмістом укріплюючого компоненту, для збільшення часу на проведення всіх технологічних робіт і спуску колони в свердловину.

З метою дотримання запропонованої траєкторії свердловини, вибираємо п'яти інтервальний профіль з ділянкою стабілізації в інтервалі залягання нестійких порід.

На рис. 3.1 наведено схематичне зображення проектного профілю свердловини.

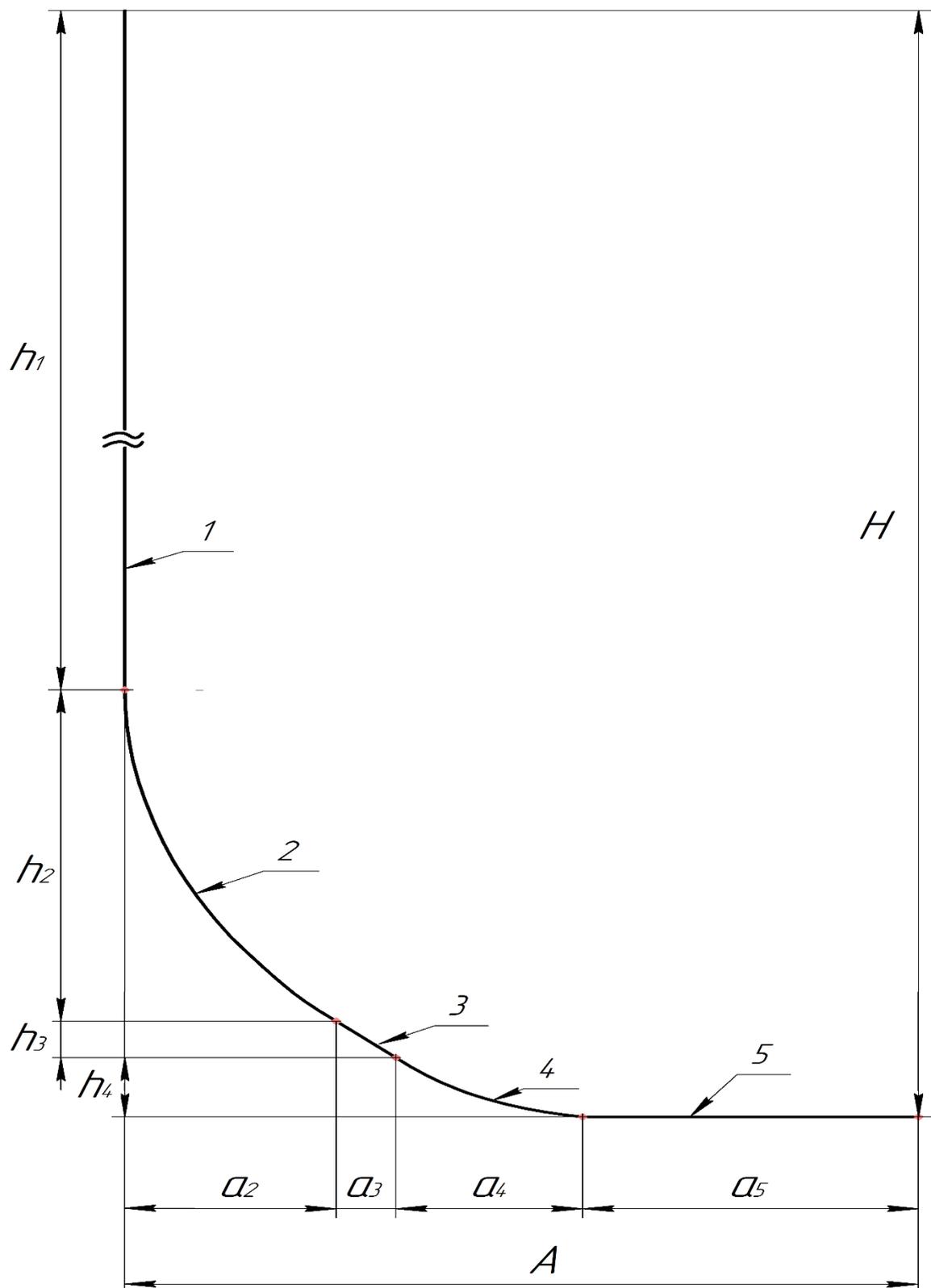


Рисунок 3.1. Схематичне зображення проектного профілю свердловини:
1 – вертикальна ділянка; 2 – ділянка набору зенітного кута; 3 – ділянка стабілізації зенітного кута; 4 - ділянки інтенсивного набору зенітного кута; 5 - горизонтальна ділянка

Перша вертикальна ділянка знаходиться в інтервалах де зустрічаються обвали і осипи. Закінчення цієї ділянки повинно бути по можливості в стійких породах. Ділянка попереднього набору zenітного кута буде проводитись в інтервалі стійкого геологічного розрізу, де породи характеризуються необхідною стійкістю. Третя ділянка стабілізації буде закладена в нестійких породах, де може спостерігатись осипання стінок свердловини з zenітним кутом 50°. На четвертій ділянці передбачено інтенсивний набір zenітного кута до 90°. П'ята ділянка проектується довжиною 300 м, з метою збільшення зони дренажування.

Особливістю проектування горизонтально-розгалужених стволів є необхідність вписування горизонтальних ділянок в обмежений товщиною пласта простір. З такої точки зору в рамках обмеженої потужності продуктивного пласта дуже важко правильно підібрати кут входу в пласт та інтенсивність зміни zenітного кута свердловини. Слід зауважити, що профіль свердловини необхідно вибрати таким чином, щоб при мінімальних затратах часу та засобів довести останню до проектної глибини без ускладнень, забезпечивши необхідну якість, яка гарантує тривалість та безаварійність експлуатації свердловини.

Вихідними даними до розрахунку профілю служать геологічна інформація, , а також проектні параметри свердловини і її конструкція.

Розрахунок профілю розпочинаємо визначенням радіусів викривлення на ділянці набору zenітного кута 2 та 4 , які залежать від геометричних розмірів вибраних компоновок.

При бурінні, випробуванні та експлуатації горизонтальних свердловин застосовують різні елементи техніки (вибійні двигуни, бурильні і обважені бурильні труби, обсадні труби, випробувачі пластів, пристрої для дослідження свердловин, глибинні насоси і т.д.), які відрізняються умовами роботи і мають різні геометричні розміри і жорсткість.

Для нормальної експлуатації цих елементів техніки необхідно, щоб інтенсивність викривлення ствола не перевищувала визначених допустимих величин.

Необхідно мати на увазі, що правильний вибір мінімального радіуса викривлення стовбура в багато чому визначає можливості і ефективність буріння похило-скерованих свердловин, область застосування вказаних вище елементів техніки в прогресивному виді буріння свердловин.

Якщо до мінімально-допустимого радіуса викривлення стовбура для покращення умов експлуатації різних елементів техніки пред'являти необґрунтовано жорсткі вимоги, то це призведе до збільшення інтервалів буріння і об'єму робіт з відхиляючими КНБК, зниженню ефективності і можливості похило-скерованих свердловин з підвищеною інтенсивністю викривлення стовбура і великими відхиленнями вибою від вертикалі, обмеженню області застосування різних елементів техніки і необхідності застосування високоякісних сталей для виготовлення цих елементів з метою застосуванню в свердловинах з підвищеною інтенсивністю викривлення стовбура.

Більш м'які вимоги до вибору мінімально-допустимого радіуса викривлення ствола приведе до погіршення умов експлуатації різних елементів техніки, виникненню затяжок і посадок інструменту при СПО; збільшенню додаткових навантажень для підйому інструменту, а в деяких випадках і до виникнення деформацій в них.

Радіус викривлення вибирають з умови можливості його забезпечення запроектованою відхиляючою компоновкою. Його розраховують в залежності від заданих геометричних розмірів відхиляючої компоновки, він має бути меншим від допустимого викривлення ствола свердловини, який може бути досягнутий даною системою.

Інтенсивність викривлення залежить від ступеня розбурюваності стінок свердловини, яка залежить від вибраного технологічного режиму, а також від жорсткості КНБК.

Для науково-обґрунтованого вибору мінімально допустимого радіуса викривлення свердловини потрібно врахувати геометричні, жорсткісні та міцнісні характеристики вибраних компоновок (пункт 2) та параметри викривлення свердловини.

Мінімально допустимий радіус викривлення свердловини R_{\min} визначають з умови примусового спуску бурильної колони через викривлений стовбур при виниканні напружень згину в межах пружних деформацій.

Визначимо R_{\min} для нижньої частини бурильної колони за формулою.

$$R_{\min}^{(1)} = \frac{E \cdot d}{2 \cdot \sigma_t} \cdot \alpha_k \quad (3.1)$$

де: E – модуль повздовжньої пружності сталі Па; $E = (2,0 \div 2,2) \cdot 10^{11}$ Па;

d – зовнішній діаметр бурильної колони, м;

σ_t – межа текучості сталі, Па.

α_k – коефіцієнт концентрації місцевих напружень

$\alpha_k = 1$ – для тіла труби.

$\alpha_k = 1,9 \div 2,1$ – для різьбового з'єднання.

Зовнішній діаметр бурильної колони $d = 0,114$ м.

Межа текучості для сталі групи “Д” $\sigma_t = 380 \cdot 10^6$ Па.

Коефіцієнт концентрації місцевих напружень $\alpha_k = 2,0$

$$R_{\min}^{(1)} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,114}{2 \cdot 380 \cdot 10^6} \cdot 2 = 63 \text{ м.}$$

В інтервалі переходу верхньої ділянки профілю у ділянку набору зенітного кута знаходиться найбільш небезпечний переріз колони БТ, де одночасно діє розтягуюча сила і згинаючий момент. Для цієї ділянки мінімально допустимий радіус визначається за формулою (3.2) :

$$R_{\min}^{(2)} = \frac{E \cdot d}{2 \cdot (\sigma_t - \sigma_{oc})} \quad (3.2)$$

де: σ_{oc} – основні напруження розтягу, Па.

$$\sigma_{oc} = \frac{G_k}{F} \quad (3.3)$$

де: G_k – максимальне розтягуючі навантаження, яке діє на колону в місці перегину ствола, Н.

F – площа поперечного перерізу тіла труби, м.

Величина G_k складається з ваги БК в розчині, розташованої нижче перегину ствола із врахуванням сил тертя при підйомі інструменту. Приймаємо $G_k = 300$ кН

Площа поперечного січення труби становить :

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (d^2 - d_B^2) \quad (3.4)$$

де: d_B – внутрішній діаметр БК, м;

d – зовнішній діаметр БК, м.

Для розрахунків приймаємо товщину стінки труб рівною 8 мм.

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (0.114^2 - (0.114 - 0.08)^2) = 2.664 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Осьове напруження розтягу рівне :

$$\sigma_{oc} = \frac{300 \cdot 10^3}{2.664 \cdot 10^{-3}} = 112.6 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Мінімальний радіус викривлення ствола дорівнює :

$$R_{\min}^{(2)} = \frac{2.1 \cdot 10^{11} \cdot 0.114}{2 \cdot (380 - 112.6) \cdot 10^6} = 44.8 \text{ м.}$$

З умови забезпечення нормальної роботи бурильної колони в інтервалі викривлення свердловини мінімальний радіус кривизни визначаємо з формули :

$$R_{\min}^{(3)} = \frac{E \cdot d \cdot L^2}{2 \cdot (\sigma_t - \sigma_{oc}) \cdot L^2 + 8 \cdot E \cdot d \cdot (D_c - d)} \quad (3.5)$$

де: L – довжина викривленої ділянки, попередньо приймаємо $L = 1500$ (м);

D_c – діаметр свердловини:

$$D_c = D_o \cdot k \quad (3.6)$$

де: k – коефіцієнт кавернозності:

$$D_c = 0.1905 \cdot 1.1 = 0.2095 \text{ (м);}$$

За формулою (4.6):

$$R_{\min}^{(3)} = \frac{2.1 \cdot 10^{11} \cdot 0.114 \cdot 1000^2}{2 \cdot (380 - 112.6) \cdot 10^6 \cdot 1000^2 + 8 \cdot 2.1 \cdot 10^{11} \cdot 0.114 \cdot (0.2095 - 0.114)} = 44.7 \text{ м.}$$

За рахунок кривизни ділянки стовбуру горизонтальної свердловини замки бурильних труб при спуско-підймальних операціях і в процесі буріння притискаються до стінки свердловини. Це приводить до утворення жолобів і стирання тіла замка. Сила тиску замка на стінку свердловини обумовлена інтенсивністю викривлення ствола, зенітним кутом і осьовим навантаженням. Допустимий радіус викривлення, виходячи з умови попередження інтенсивного протирання обсадних колон і жолобо-утворення рівний :

$$R_{\min}^{(4)} = L_{TP} \cdot \frac{G_k}{T_\delta} \quad (3.7)$$

де: L_{TP} – довжина бурильної труби, м. (приймаємо $L_{TP} = 12$ м.)

T_δ – допустима сила взаємодії замка із стінкою свердловини для даних умов буріння, Н.

$T_\delta = 10$ кН — м'які породи .

$T_\delta = 20-30$ кН — породи середньої твердості.

$T_\delta = 40-50$ кН — тверді і міцні породи.

Для нашого випадку приймаємо: $T_\delta = 40$ (кН)

$$R_{\min}^{(4)} = 12 \cdot \frac{300 \cdot 10^3}{40 \cdot 10^3} = 80 \text{ м.}$$

Знайдемо мінімально допустимий радіус викривлення ствола свердловини з врахуванням обертання колони бурильних труб для нижньої стисненої частини (від дії змінних навантажень, від напруження згину в наслідок викривлення колони) знаходять по формулі :

$$R_{\min}^{(5)} = \frac{E \cdot d}{2 \cdot \left(\frac{\sigma_{-1} - k_1 \cdot \beta \cdot \sigma_m}{k_1} - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I \cdot f}{2 \cdot l_n^2} \right)} \cdot \alpha_k \quad (3.8)$$

де: σ_{-1} – межа витривалості при симетричному циклі;

k_1 – коефіцієнт запасу міцності $k_1 = 1,4-1,6$

σ_m – середнє постійне напруження циклу, Па.

f – стріла прогину зжатої частини БК, яка рівна піврізниці діаметрів свердловини і труби, м.

l_n – довжина півхвилі бурильної колони, м.

Межа витривалості при симетричному циклі $\sigma_{-1} \approx 0,45 \cdot \sigma_s$,

де: σ_s – межа міцності матеріалу труб, Па.

Межа міцності для сталі групи “Д”, $\sigma_s \approx 700$ МПа. Тоді:

$$\sigma_{-1} = 0,45 \cdot 700 = 315 \text{ МПа.}$$

Коефіцієнт запасу міцності приймаємо $k_1 = 1,6$

Середнє постійне напруження циклу буде:

$$\sigma_m = \sqrt{\sigma_{oc}^2 + 3 \cdot \tau^2} \quad (3.9)$$

де: τ – дотичні напруження кручення, Па

Дотичні напруження, що змінюються по довжині колони від максимуму в її верхньому положенні до мінімуму над долотом, визначають по формулі :

$$\tau = \frac{M_{kp}}{W_{kp}} \quad (3.10)$$

де: M_{kp} – крутний момент що передається бурильною колоною, Н·м

W_{kp} – момент опору поперечного перерізу труб при крученні, m^3

$$M_{kp} = \frac{N}{\omega} \quad (3.11)$$

де: N – потужність що передається бурильною колоною, Вт.

Знакозмінні навантаження в даному випадку створюватимуться при обертанні бурильної колони ротором Р-560-Ш8, для якого відомі наступні характеристики :

Потужність – $N_p = 280$ кВт.;

Частота обертання – $n = 50$ об/хв.

Потужність що передається бурильною колоною $N = 0,5 \cdot N_p$,

де: N_p – паспортна характеристика потужності, кВт.

$$N = 0,5 \cdot 280 = 140 \text{ кВт.}$$

Кутова швидкість обертання визначається за формулою :

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30} \quad (3.12)$$

де: n – частота обертання ротора об/хв.

Тоді :

$$\omega = \frac{3.14 \cdot 50}{30} = 5.236 \text{ c}^{-1}$$

Величина кутового моменту, що передається бурильною колоною рівна:

$$M_{kp} = \frac{140 \cdot 10^3}{5.236} = 26.74 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Момент опору поперечного перерізу труб при згині знаходимо за формулою :

$$W_{kp} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{d_3^4 - d_6^4}{d_3} \quad (3.13)$$

де: d_3 – зовнішній діаметр БК, м.

d_6 – внутрішній діаметр БК, м.

$$W_{kp} = \frac{3.14}{16} \cdot \frac{(0.114^4 - 0.098^4)}{0.114} = 132 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

Величина дотичного напруження становить :

$$\tau = \frac{26.74 \cdot 10^3}{1132 \cdot 10^{-6}} = 202.5 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Величина середнього постійного напруження циклу рівна:

$$\sigma_m = \sqrt{(78.34 \cdot 10^6)^2 + 3 \cdot (202.5 \cdot 10^6)^2} = 368.4 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Величину стріли прогину визначаємо за формулою :

$$f = \frac{D_c - d_{zm}}{2}$$

де: D_c – діаметр свердловини $D_c = 0.2095$ м.

d_{zm} – діаметр замка, м. $d_{zm} = 0.127$ м.

Отже:

$$f = \frac{0.2095 - 0.127}{2} = 0.041 \text{ м}$$

Довжину півхвилі визначаємо за наступною формулою :

$$l_n = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{\frac{g}{2} \cdot (\pm Z + \sqrt{Z^2 + \frac{4 \cdot E \cdot I \cdot \omega^2}{q \cdot g}})} \quad (3.14)$$

де: Z – відстань від нейтрального (нульового) перерізу до того місця в колоні де шукають довжину півхвилі згину.

В нашому випадку величина Z становитиме :

$$Z = L_{cg} - l_1 \quad (3.15)$$

$$Z = 2450 - 1820 = 630 \text{ м.}$$

$q=237.4$ Н – вага одного метра труби.

Момент інерції знаходимо за наступною формулою:

$$I_{32} = \frac{\pi}{64} \cdot (d_3^4 - d_6^4) \quad (3.16)$$

$$I_{32} = \frac{\pi}{64} \cdot (0,114^4 - 0,098^4) = 3.763 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

Отже величина півхвилі згину становить :

$$l_n = \frac{3.14}{5.236} \cdot \sqrt{\frac{9.81}{2} \cdot (630 + \sqrt{630^2 + \frac{4 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 3.763 \cdot 10^{-6} \cdot 5.236^2}{9.81 \cdot 237.4}})} = 47.7 \approx 48 \text{ м.}$$

Значення коефіцієнта β приймаємо $\beta=0,5$

$$\alpha_k = 1.1 \cdot \left(1 + \frac{\sigma_6 - 4 \cdot 10^8}{1,1 \cdot 10^9}\right)$$

де: σ_6 – межа текучості матеріалу труб, Па $\sigma_6 = 700 \cdot 10^6$ Па.

$$\alpha_k = 1.1 \cdot \left(1 + \frac{700 \cdot 10^6 - 4 \cdot 10^8}{1,1 \cdot 10^9}\right) = 1.4$$

Остаточну отримаємо:

$$R_{\min}^{(5)} = \frac{2.1 \cdot 10^{11} \cdot 0.114}{2 \cdot \left(\frac{315 \cdot 10^6 - 1.6 \cdot 0.5 \cdot 368.4 \cdot 10^6}{1.6} - \frac{3.14^2 \cdot 2.1 \cdot 10^{11} \cdot 3.763 \cdot 10^{-6} \cdot 0.041}{2 \cdot 48^2}\right)} \cdot 1.4 = 102,5 \text{ м}$$

З умови вписуваності КНБК в інтервалі викривлення свердловини мінімальний радіус кривизни визначається за формулою :

$$R_{\min}^{(6)} = \frac{l_{\text{КНБК}}^2}{2 \cdot (D_c - d_{\text{КНБК}})} \cdot \cos \beta \quad (3.17)$$

де: β – кут перекосу компоновки ;

$$\beta = \arcsin \frac{(D_c - d_{\text{КНБК}})}{l_{\text{КНБК}}} \quad (3.18)$$

де: $l_{\text{КНБК}}$ – довжина КНБК, $l_{\text{КНБК}} = 29$ м.

$d_{\text{КНБК}}$ – діаметр КНБК м, $d_{\text{КНБК}} = 0.172$ м.

$$\beta = \arcsin \left(\frac{0.2095 - 0.172}{28.2} \right) = 0.076$$

Тоді :

$$R_{\min}^{(6)} = \frac{29^2}{2 \cdot (0.2095 - 0.172)} \cdot \cos 0.077 = 11200 \text{ м.}$$

Мінімальний радіус кривизни з умови вписуваності елементів компоновки низу бурильної колони (вибійного двигуна, телеметричної системи) визначається за формулою :

$$R_{\min}^{(7)} = \frac{0.125 \cdot l_{el}^2}{0.74 \cdot (D_\delta - d_{el}) - k} \quad (3.19)$$

Для ГВД:

де: l_{el} – довжина ГВД, $l_{el} = 14.1$ м,

d_{el} – діаметр ГВД, $d_{el} = 0.164$ м.

k – коефіцієнт який залежить від міцності порід, в нашому випадку

$k = 4$ мм.

Отже :

$$R_{\min}^{(7)} = \frac{0.125 \cdot 14.1^2}{0.74 \cdot (0.1905 - 0.164) - 0.004} = 112.9 \text{ м.}$$

Для телеметричної системи:

довжина телеметричної системи, $l_{el} = 11$

діаметр телеметричної системи, $d_{el} = 0.172$ м.

Тоді, за формулою (4.19):

$$R_{\min}^{(7)} = \frac{0.125 \cdot 11^2}{0.74 \cdot (0.1905 - 0.172) - 0.004} = 141.9 \text{ м.}$$

Для забезпечення нормальної експлуатації елементів компоновки мінімальний радіус кривизни визначається за формулою:

$$R_{\min}^{(8)} = \frac{0,171 \cdot l_{el}}{(1,41 \cdot \frac{D_c}{D_\delta} - 0,41) \cdot D_\delta - d_{el} + 0,34 \cdot \sigma_t \cdot \frac{l_{el}^2}{E \cdot d_{el}}} \quad (3.20)$$

де: D_δ – діаметр долота при бурінні під хвостовик, м.

Для ГВД:

$$R_{\min}^{(8)} = \frac{0,171 \cdot 14,1^2}{(1,41 \cdot \frac{0,2095}{0,1905} - 0,41) \cdot 0,1905 - 0,164 + \frac{0,34 \cdot 380 \cdot 10^6 \cdot 14,1^2}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,164}} = 43,7 \text{ м.}$$

Для телеметричної системи:

$$R_{\min}^{(8)} = \frac{0,171 \cdot 11^2}{(1,41 \cdot \frac{0,2095}{0,1905} - 0,41) \cdot 0,1905 - 0,172 + \frac{0,34 \cdot 380 \cdot 10^6 \cdot 11^2}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,172}} = 44,5 \text{ м.}$$

Мінімальний радіус кривизни з умови нормальної роботи обсадних колон у свердловині для тіла труби визначаємо за формулою:

$$R_{\min}^{(9)} = \frac{E \cdot d_{ок}}{2 \cdot [\sigma_{зг}]} \quad (3.21)$$

де: $d_{ок}$ – зовнішній діаметр обсадної колони, м $d_{ок} = 0,140$ м.

$[\sigma_{зг}]$ – допустимі напруження згину, Па. $[\sigma_{зг}] \approx 0,5 \cdot \sigma_t$

Отже:

$$R_{\min}^{(9)} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,140}{2 \cdot 0,5 \cdot 380 \cdot 10^6} = 79,8 \approx 80 \text{ м.}$$

Результати розрахунку зведено в таблицю 3.1.

Розрахунок мінімально-допустимих радіусів показує, що максимальний радіус становить 11350 м. Але даний радіус передбачає вписування КНБК без врахування пружних деформацій. Вписування компоновки низу бурильної колони передбачає радіус $R_{\min}^{(7)}$, величина якого становить 141,9 м.

Для остаточного вибору радіуса викривлення необхідно розрахувати радіус, який забезпечує механізм викривлення.

Радіуси викривлення на ділянках набору зенітного кута розраховують в залежності від заданих геометричних розмірів відхиляючої компоновки, вони мають бути меншими від допустимого викривлення ствола свердловини. При

бурінні радіус кривизни свердловини по заданих геометричних розмірах складових ГВД знаходять по формулі (4.22):

$$R = \frac{L_1 + L_2}{2 \cdot \sin^* (\alpha - \beta)} \quad (3.22)$$

де: L_1 – довжина нижнього плеча відхилювача м;

L_2 – довжина верхнього плеча відхилювача м;

α – кут перекоосу ГВД, град;

β – кут нахилу нижнього плеча відхилювача до осі свердловини, град.

Таблиця 3.1. Мінімально-допустимі радіуси викривлення свердловини за результатами аналітичного розрахунку

Умови радіусу викривлення стовбуру свердловини	Радіус, м
Нормальної експлуатації бурильної колони в нижній частині свердловини	63
Нормальної експлуатації бурильної колони в верхній частині свердловини	44,8
Нормальної роботи бурильної колони в інтервалі викривлення	44,7
Попередження інтенсивного протирання обсадних колон і жолобоутворення	80
Попередження інтенсивного протирання обсадних колон і жолобоутворення з врахуванням обертання колони бурильних труб	102,5
Вписуваності КНБК в інтервалі викривлення	11200
Вписуваності вибійного двигуна Телеметричної системи:	112,9 141,9
Нормальної експлуатацій вибійного двигуна Телеметричної системи:	43,8 44,5
Нормальної роботи обсадних колон	80

$$\beta = \arctg \frac{D\partial - de}{2L_1} \quad (3.23)$$

де: $D\partial, de$ – діаметри відповідно долота і ГВД, м.

Радіус викривлення на ділянці попереднього набору zenітного кута α_1 (рисунок 3.1). Довжина верхнього та нижнього плечей відхиляючої компоновки будуть становити : $L_1=3,34$ м ; $L_2=25,6$ м (таблиця 3.2).

Тоді:

$$\beta = \operatorname{arctg} \frac{0.1905 - 0.172}{2 \cdot 3.34} = 0.159$$

$$R_1 = \frac{3.34 + 25.6}{2 \cdot \sin \cdot (1.5 - 0.159)} = 573,888 \text{ м.}$$

Радіус викривлення R_2 на ділянці інтенсивного набору zenітного прийом з умови попередження інтенсивного протирання обсадних колон і жолобоутворення з врахуванням обертання колони бурильних труб.

$$R_2 = 2 \cdot R_{\min}^{(5)} = 2 \cdot 102,5 = 205 \text{ м.}$$

Проводимо розрахунок профілю задавшись такими параметрами вихідними параметрами:

- 1) Кінцевий zenітний кут $\alpha = 90^\circ$;
- 2) Zenітний кут до глибини 3220 м (по вертикалі) $\alpha_1=50^\circ$;
- 3) Вертикальна висота інтервалу стабілізації при zenітному куті 50° (α_1)
 $h_3=55$ м;
- 4) Довжина вертикальної ділянки свердловини $H_b=l_1=h_1=2780$ м;
- 5) Довжина горизонтальної ділянки (ділянки стабілізації) $L_5=300$ м;
- 6) Вертикальна глибина свердловини $H=3350$ м;
- 7) Радіус викривлення на ділянці попереднього набору кривизни
 $R_1 = 573,9$ м;
- 8) Радіус викривлення на ділянці інтенсивного набору кривизни $R_2 = 205$ м;

Методика розрахунку (розрахунові формули) для визначення проектних параметрів похило-скерованої із горизонтальним закінченням свердловини наведено у табл. 3.2.

Результати розрахунку профілю стовбуру свердловини зведено у таблиці 3.3.

Визначаємо довжину ділянки набору кривизни, її горизонтальну та вертикальну проекції:

$$l_2 = 0,01745 \cdot 573,888 \cdot 50 = 500,7 \text{ м}$$

$$a_2 = 573,888 \cdot (1 - \cos 50) = 205 \text{ м}$$

$$h_2 = 573,888 \cdot \sin 50 = 439,6 \text{ м}$$

Приймаємо $h_2=440 \text{ м}$.

Таблиця 3.2. Формули для розрахунку проектного профілю

Ділянка	Довжина, м	Горизонтальна проекція, м	Вертикальна проекція, м
Вертикальна	$l_1=h_1=2780$	-	h_1
Набору зенітного кута	$l_2=0,01745R_1\alpha_1$	$a_2=R_1(1 - \cos\alpha_1)$	$h_2=R_1\sin\alpha_1$
Ділянка стабілізації зенітного кута	$l_3=h_3/\cos\alpha_1$	$a_3=h_3 \cdot \text{tg}\alpha_1$	$h_3=55\text{м}$
Набору зенітного кута	$l_4=0,01745R_2\alpha_2$	$a_4=R_2(1 - \cos\alpha_2)$	$h_4=R_2\sin\alpha_2$
Ділянка стабілізації зенітного кута	$l_5= a_5=300 \text{ м}$	$a_5=300 \text{ м}$	-
Сумарна довжина	$L=l_1+l_2+l_3+l_4+l_5$	$A=a_2+a_3+a_4+a_5$	$H=h_1+h_2+h_3+h_4$

Таблиця 3.3. Результати розрахунку проектного профілю

Ділянка	Довжина, м	Горизонтальна проекція, м	Вертикальна проекція, м
Вертикальна	2780	-	2780
Попереднього набору зенітного кута	500,7	205	440
Ділянка стабілізації зенітного кута	85,6	65	55
Інтенсивного набору зенітного кута	222,2	205	75
Горизонтальна ділянка	300	300	-
Сума	3888,5	775	3350

На рисунку 3.2 відображено вертикальну проекцію профілю проектної свердловини за результатами розрахунків, що наведено в таблицях 3.2 і 3.3.

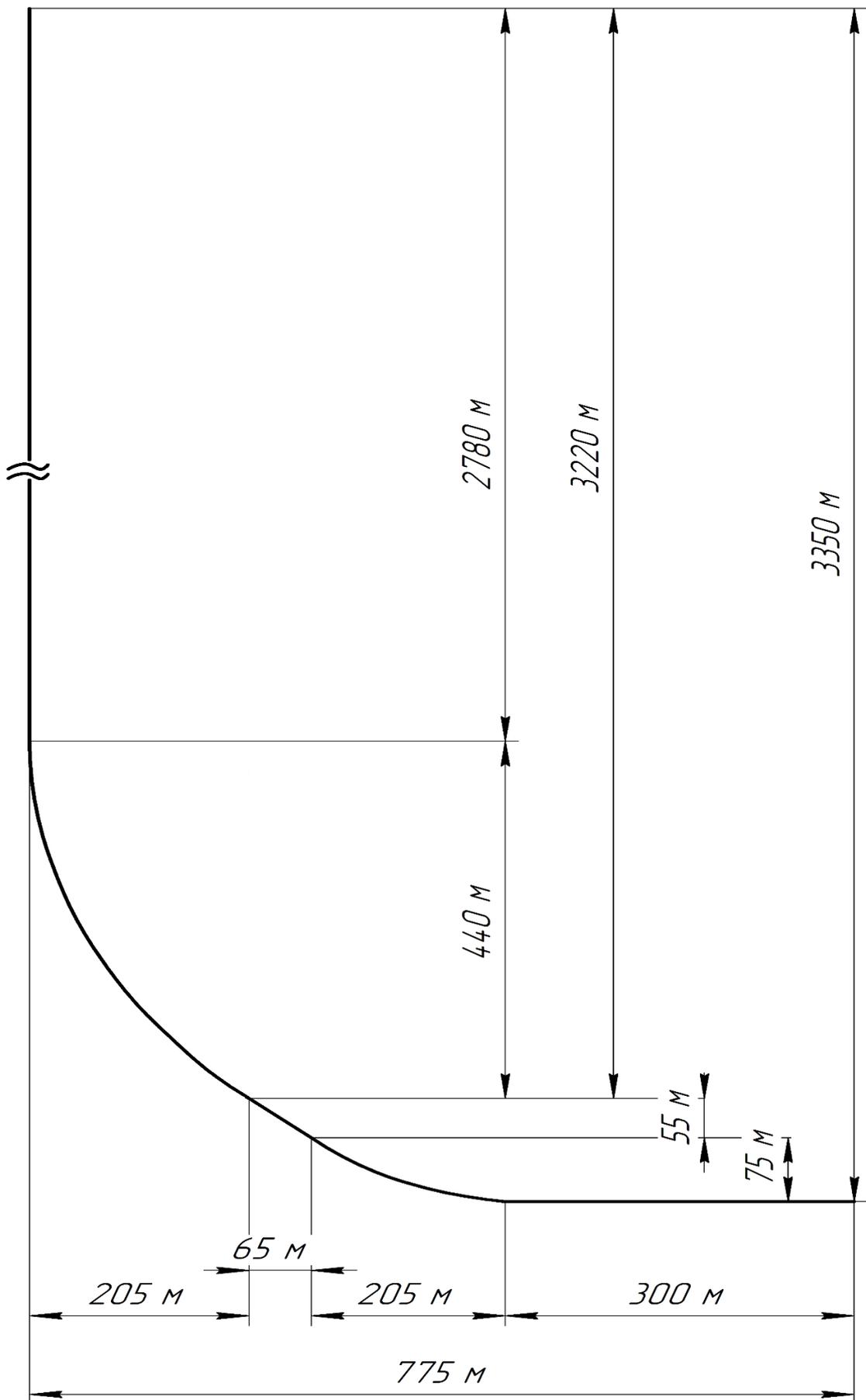


Рисунок 3.2. Вертикальна проекція розрахованого профіля

Розрахунок ділянки стабілізації зенітного кута:

$$h_3 = 55 \text{ м}$$

$$l_3 = \frac{55}{\cos 50} = 85,6 \text{ м}$$

$$a_3 = 55 \cdot \tan 50 = 65,1 \text{ м}$$

Приймаємо $a_3 = 65 \text{ м}$

Довжину ділянки інтенсивного набору кривизни, її горизонтальну та вертикальну проекції:

$$l_4 = 0,01745 \cdot 205 \cdot 90 = 222,2 \text{ м}$$

$$a_4 = 205 \cdot (1 - \cos 90) = 205 \text{ м}$$

$$h_4 = 205 \cdot \sin 90 = 75 \text{ м}$$

Сумарні параметри профілю:

$$L = 2780 + 500,7 + 85,6 + 222,2 + 300 = 3888,5 \text{ м}$$

$$A = 205 + 65 + 205 + 300 = 775 \text{ м}$$

$$H = 2780 + 440 + 65 + 205 = 3350 \text{ м}$$

На рисунку 3.3 наведено фактичну конструкцію та профіль проектної свердловини в гірничо-геологічних умовах Бугруватівського родовища.

Конструкція свердловини:

- 1) Кондуктор діаметром 245 мм до глибини 2854 м;
- 2) Технічна колона діаметром 168 мм до глибини 3170 м;
- 3) Експлуатаційна колона діаметром 114 мм до глибини 3363 м;
- 4) Хвостовик діаметром 98,4 мм (фільтр діаметром 76 мм) до глибини 3470 м.

Зокрема, на першому етапі було пробурено пілотний стовбур діаметром 168 мм для геологічної розвідки фактичних умов буріння. Після цього було виконано додатковий стовбур з горизонтальним закінченням. Горизонтальне розкриття продуктивного горизонту передбачено хвостовиком діаметром 98,4 мм зі спуском фільтра діаметром 76 мм без цементування хвостовика. Всі інші колони передбачено цементувати на всю довжину.

3.2. Обґрунтування рецептури бурового розчину для проходження інтервалів із нестійкими породами

Для проходження інтервалу з набором зенітного кута 60-65⁰ є сенс використати біополімер-інгібований буровий розчин з компонентним складом, щор наведено в таблиці 3.4.

Для того щоб забезпечити безаварійне буріння до складу бурового розчину додається інгібітор укріплення стінок свердловини. Він створює своєрідну захисну кірку по стволу свердловини. Особливість інгібітора в тому, що в нормальних умовах це дрібнодисперсний порошок сірого кольору, котрий при температурі більше 50 °С та в поєднанні з деякими реагентами нагадує рідкий асфальт. Реагент не впливає на параметри бурового розчину в процесі приготування та проходження циклу, отже не потрібна додаткова обробка розчину. Інгібітор укріплення стінок свердловини не містить в своєму компонентному складі токсичних речовин, що є вагомим показником з екологічної точки зору.

Таблиця 3.4. Склад біополімер-інгібованого бурового розчину для набору зенітного кута 60-65⁰

Назва реагента	Концентрація, кг/м ³
KCl	50 - 100
NaCl	100 - 150
Каустична сода	0,5 – 1,5
Крохмальний реагент	10 - 20
Біополімер	0,5 – 1,5
Полімер	5 - 15
Лігносульфонат	10 - 15
Термостабілізатор	1 - 5
Карбонатний обважнювач	50 - 100
Барит	200 - 400
Змащувальна добавка	10 - 15
Інгібітор укріплення стінок свердловини	15 - 20

Оптимальна концентрація інгібітора для запропонованого бурового розчину становить 20 кг/м³.

Проектні параметри бурового розчину з вище описаним компонентним складом зведено в таблицю 3.5.

Таблиця 3.5. Проектні параметри запропонованого бурового розчину

Параметри	Результати отримані в лабораторії
Густина г/см ³	1,41
Умовна в'язкість, с	75
Фільтрація мл/30хв	2,6
Товщина фільтраційної кірки, мм	0,2
ДНЗ, Па	8,2
ПВ, мПа*с	50
СНЗ 10с/10хв, Па	5/6
рН	10,2
Вміст хлоридів, %	13,2
Вміст змазки, %	0,5
Загальна жорсткість, мг/л	300

Густина розчину при необхідності можна регулювати карбонатними обважнювачами та баритом. Умовну в'язкість крохмальним реагентом та полімерами. Термостійкість біополімер-інгібованого розчину до 140 °С при необхідності її можна збільшувати термостабілізаторами.

Перевагою системи є повне виключення лігносульфонатного реагенту КССБ, що дозволило збільшити інгібуючі властивості бурового розчину за рахунок послаблення процесів диспергування і гідратації. Спільна інгібуюча дія реагенту хлориду натрію, хлориду калію та інгібітора укріплення стінок свердловини призводить до потужного зміцнюючого впливу на стінки свердловини. Зниження вмісту хлориду калію дає можливість заощаджувати реагенти-стабілізатори і полегшує інтерпретацію геофізичних матеріалів.

Відмітною особливістю даної системи є низький рівень фільтрації при вибійних температурах. Це виключає необхідність застосування спеціальних термостабілізуючих добавок. Біополімер-інгібований розчин характеризується високими мастильними властивостями. КТК системи, без застосування додаткових мастильних добавок, не перевищує 0,3 – 0,5. Це дозволяє відмовитись від застосування екологічно небезпечних мастил, зокрема нафти.

Також у системи є деякі обмеження, зокрема внаслідок збільшення концентрації полівалентних іонів у фільтраті бурового розчину на понад 0,1% у випадку водопроявлення або розбурювання цементу, можливе підвищення водовіддачі і реологічних властивостей. У такому разі слід провести обробку бурового розчину кальцинованою содою, після чого, за необхідності, ввести розріджувач, а вже потім – реагент-стабілізатор.

3.3. Обґрунтування компоновки низу бурильної колони для розкриття продуктивного горизонту

Похило-скероване буріння свердловини передбачається з моменту поглибленні під технічну колону діаметром 168 мм. На рисунку 3.4 наведено схему (перевернуто) компоновки низу бурильної колони для цієї мети.

Компоновка низу бурильної колони для поглиблення під технічну колону діаметром 168 мм до глибини 3170 м складається із наступного бурового інструменту (знизу вверх):

- 1) долото;
- 2) ГВД з СТК (опціонально);
- 3) немагнітне ОБТ з телесистемою MWD;
- 3) ТБТ-127 (НВ 168x127x89);
- 4) яс;
- 5) ТБТ-127 (НВ 168x127x89).



Рисунок 3.4. Компоновка низу бурильної колони для поглиблення під технічну колону діаметром 168 мм до глибини 3170 м

На рисунку 3.5 наведено схему (перевернуто) компоновки низу бурильної колони для поглиблення під експлуатаційну колону.



Рисунок 3.5. Компонівка низу бурильної колони для поглиблення під експлуатаційну колону діаметром 114 мм до глибини 3363 м

Компівонівка низу бурильної колони для поглиблення під експлуатаційну колону діаметром 114 мм до глибини 3363 м складається із наступного бурового інструменту (знизу ввєрх):

- 1) Долото;
- 2) ГВД з СТК (опційонально);
- 3) Немагнітна ОБТ з телесистемою MWD;
- 4) ТБПН-89;
- 5) ОБТ;
- 6) Яс;
- 7) ОБТ.

3.4. Висновки до розділу 3

При обгрунтуванні проектних параметрів горизонтального розкриття продуктивних горизонтів бурінням можна зробити наступні висновки.

1. Причиною втрати стійкості стінок проектної свердловини при бурінні може бути невірно розрахований профіль залежно від гірничо-геологічних умов.

2. Запропонований профіль свердловини непростої форми з п'ятьма ділянками: вертикальну; дві набору зенітного кута; стабілізації та похило-скерованої прямолінійної ділянки.

3. Для зменшення аварійності та ймовірності виникнення ускладнень у нестійких інтервалах буріння запропоновано біополімер-інгібований буровий розчин з максимально допустимим в ньому вмістом укріплюючого компоненту.

4. З метою мінімізації ускладнень й аварійних ситуацій від можливого осипання стінок свердловин розроблено рекомендації щодо оптимізації часу на проведення всіх технологічних робіт з мінімальним терміном спуску обсадної колони в небезпечні інтервали.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу щодо практичного впровадження підходів вибору конструкції свердловини, обґрунтування КНБК, контролю DLS та часу перебування відкритого стовбура в нестійких породах, оптимізації бурового розчину й організації робіт, що забезпечує підвищення технологічної надійності спорудження свердловини та зменшення ймовірності ускладнень, пов'язаних із осипанням стінок, прихопленням інструменту та втратою циркуляції.

1. Встановлено, що похило-скероване буріння має тривалий період практичного застосування, а накопичений досвід спорудження свердловин різних профілів (у т. ч. горизонтальних, багатостовбурних і багатовибійних) дозволяє обґрунтовано підбирати конструкцію свердловини під конкретні гірничо-геологічні та технологічні умови.
2. Обґрунтовано, що горизонтальне розкриття газових покладів є найбільш ефективним у випадках, коли необхідно збільшити довжину контакту «пласт–свердловина» та забезпечити кероване дренавання неоднорідних або низькопроникних колекторів; при цьому очікуваний приріст продуктивності реалізується лише за умови точного ведення траєкторії, утримання горизонтальної ділянки в продуктивному інтервалі та застосування засобів геонавігації.
3. Визначено, що критичним обмеженням результативності горизонтальних та протяжних похило-скерованих інтервалів є не досягнення запроєктованої довжини, а забезпечення керованості процесу буріння, зокрема: ефективного очищення стовбура, контролю гідравліки, зниження тертя й крутного моменту, а також забезпечення належної якості стовбура.
4. Доведено, що вибір КНБК є базовою умовою реалізації й контролю параметрів проектного профілю свердловини, оскільки компоновка визначає керованість траєкторією (build/hold/drop), допустимі значення інтенсивності викривлення, стабільність проходження та рівень ризиків

ускладнень; застосування MWD/інклінометрії забезпечує оперативний контроль відхилень і можливість коригування тактики керування (sliding/rotary або RSS).

5. Встановлено, що зі збільшенням зенітного кута та інтенсивності викривлення (DLS) спостерігається стійка тенденція до зниження механічної швидкості буріння, що пов'язано зі зростанням контактних навантажень і тертя, погіршенням умов передачі осьового навантаження на долото, ускладненням очищення стовбура та підвищенням імовірності локальних ускладнень і непродуктивного часу.
6. Запропоновано проектний профіль свердловини непростої форми з п'ятьма ділянками (вертикальна; дві ділянки набору зенітного кута; ділянка стабілізації; похило-скерована прямолінійна ділянка), що дозволяє раціонально розподілити кривизну, врахувати гірничо-геологічні умови та зменшити ризики втрати стійкості стінок.
7. Розроблено комплекс технологічних заходів зі зниження аварійності в інтервалах нестійких порід, який включає застосування біополімер-інгібованого бурового розчину з максимально допустимим вмістом укріплюючого компонента та рекомендації щодо оптимізації тривалості технологічних операцій із мінімальним терміном спуску обсадної колони в небезпечні інтервали.

GENERAL CONCLUSIONS

It has been shown that practical implementation of the proposed approaches (well design selection, BHA justification, control of DLS and open-hole exposure time in unstable rocks, optimization of drilling fluid and operational planning) improves the technological reliability of well construction and reduces the probability of complications associated with wall collapse, stuck pipe, and loss of circulation.

1. It has been established that directional drilling has been used in the oil and gas industry for a long time, and the accumulated experience in constructing wells of various profiles (including horizontal, multilateral, and multibranch wells) makes it possible to select the well design reasonably for specific geological and operational conditions.
2. It has been substantiated that horizontal exposure of gas reservoirs is most effective when it is necessary to increase the “reservoir–wellbore” contact length and to provide controlled drainage of heterogeneous or low-permeability formations; however, the expected productivity gain is achieved only if the trajectory is accurately maintained, the horizontal section is kept within the productive interval, and geosteering/navigation tools are applied.
3. It has been determined that the critical constraint for the performance of horizontal wells and long directional intervals is not merely reaching the planned length, but ensuring controllability of the drilling process, in particular: effective hole cleaning, hydraulic control, reduction of friction and torque, and maintaining adequate borehole quality.
4. It has been demonstrated that proper BHA selection is a fundamental prerequisite for implementing and monitoring the design well profile, because the assembly governs trajectory control (build/hold/drop), allowable dogleg severity, drilling stability, and the level of complication risks; the use of MWD/inclinometry enables real-time deviation monitoring and adjustment of the steering approach (sliding/rotary or RSS).

5. It has been established that as inclination angle and dogleg severity (DLS) increase, a persistent tendency of mechanical rate of penetration to decrease is observed, which is associated with higher contact loads and friction, reduced efficiency of transferring axial load to the bit, more difficult hole cleaning, and an increased likelihood of local complications and non-productive time.
6. A well trajectory of a non-simple shape has been proposed, consisting of five sections (vertical; two build-up sections; a hold section; and a straight tangent directional section), which enables a rational distribution of curvature, accounts for geological conditions, and reduces the risk of borehole wall instability.
7. A set of technological measures has been developed to reduce accident/complication rates in unstable formations, including the use of a biopolymer-inhibited drilling fluid with the maximum allowable content of a strengthening component, and recommendations for optimizing the duration of operations with a minimized casing-running time through hazardous intervals.