

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології
ОПП «Буріння нафтових і газових свердловин»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 20 » 01 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: Вдосконалення технологій цементування свердловин з великим відходом від вертикалі

Пояснювальна записка

Керівник

к.г.н. Соколов А.Б.

посада, наук. ступінь, ПІБ

А. Соколов

підпис, дата

Виконавець роботи

Ткаленко Данііл Віталійович

студент, ПІБ

група 2МНБ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. доц. Александровська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н. доц. Малець О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. доц. Малець О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 21.01.2026 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 технології
Освітня програма: Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

Ю.Л. Винников

« 3 » 09 20 25 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЮ РОБОТУ СТУДЕНТА

Ткаленко Данііл Віталійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Вдосконалення технологій цементування свердловин з великим відходом від вертикалі
2. Керівник проекту (роботи) доц. кафедри буріння та геології, к.г.н. Соколов А.Б.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 09 2025 року № 1015-ФР

3. Строк подання студентом проекту (роботи) 21.09.2026р.
4. Вихідні дані до роботи. 1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій.
2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).
3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності).
5. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Анотація
Вступ
1 Аналіз сучасного стану питання.
2. Обґрунтування об'єкта та предмета досліджень, вихідних даних і методів розв'язання поставлених задач.
3. Вибір методів проведення досліджень, аналіз їх результатів, 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. доц. Михайловська В.		
2.	к.т.н. доц. Матієм О.В.		
3.	к.т.н. доц. Матієм О.В.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025р

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз сучасного стану питання	13.10.2025- 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта та 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 дослідження, формування висновків	29.12.2025- 05.01.2026
5	Редагування кваліфікаційної роботи	06.01.2026- 12.01.2026
6	Попередні захисти робіт	13.01.2026- 15.01.2026
7	Захист магістерської роботи	19.01.2026- 23.01.2026

Студент

(підпис)
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Ткаленко Д.В. «Вдосконалення технологій цементування свердловин з великим відходом від вертикалі» Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології» ОПП «Буріння нафтових і газових свердловин». Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2026.

Робота присвячена визначенню висоти підйому цементу свердловини з урахуванням параметрів режиму цементування колони, оцінюванню впливу факторів на прохідність обсадних колон у похилій свердловині та доцільність встановлення «надставок» у конструкції свердловини. В роботі проаналізовано технології цементування горизонтальних свердловин з великим відходом від вертикалі.

Рекомендовано при будівництві свердловини з великим відхиленням від вертикалі застосовувати тампонажний розчин за технологією на основі безводних стабільних розчинів з застосуванням ПЦ I-500Н, цеоліту, метакаоліну та комплексу полімерних добавок створює синергетичний ефект, який критично важливий для якісного кріплення похилоскерованих свердловин. Досліджено можливість використання запропонованого тампонажного цементу при будівництві свердловини з великим відхиленням від вертикалі. №Х Штормового родовища.

Доведено економічну доцільність будівництва горизонтальної свердловини з великим відхиленням від вертикалі із застосуванням тампонажного цементу на основі безводних стабільних розчинів та встановлено, що таке будівництво у 1,87 рази вигідніше за питомими витратами на видобуток газу. Завдяки високому дебіту, горизонтальна свердловина повертає інвестиції майже у 2 рази швидше, навіть попри більші капіталовкладення. При цьому коефіцієнт кінцевого газовилучення збільшиться на 17%.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: РОДОВИЩЕ, ТАМПОНАЖНИЙ РОЗЧИН, НАСОСНО-КОМПРЕСОРНА ТРУБА, КРІПЛЕННЯ, СВЕРДЛОВИНА.

ANNOTATION

Tkalenko D.V. "Improvement of cementing technologies for wells with a large deviation from the vertical" Master's qualification work in specialty 185 "Oil and gas engineering and technologies" educational and professional program "Drilling of oil and gas wells". National University "Poltava Polytechnic named after Yuri Kondratyuk", Poltava, 2026.

- The work is devoted to determining the height of the well cement rise taking into account the parameters of the column cementing regime, assessing the influence of factors on the permeability of casing strings in an inclined well and the feasibility of installing "extensions" in the well design. The work analyzes the cementing technologies for horizontal wells with a large deviation from the vertical.

It is recommended to use a grouting solution based on anhydrous stable solutions technology when constructing a well with a large deviation from the vertical using PC I-500H, zeolite, metakaolin and a complex of polymer additives, which creates a synergistic effect that is critically important for high-quality fastening of inclined wells. The possibility of using the proposed grouting cement when constructing a well with a large deviation from the vertical has been investigated. No. X of the Storm field.

The economic feasibility of constructing a horizontal well with a large deviation from the vertical using grouting cement based on anhydrous stable solutions has been proven and it has been established that such construction is 1.87 times more profitable in terms of specific costs for gas production. Due to the high flow rate, a horizontal well returns investments almost 2 times faster, even despite the larger capital investments. At the same time, the final gas extraction coefficient will increase by 17%.

KEYWORDS: FIELD, BUMPING SOLUTION, PUMP-COMPRESSOR PIPE, FIXING, WELL.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО ДОСВІДУ ПРОЕКТУВАННЯ ТА БУРІННЯ ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ СВЕРДЛОВИН З ВЕЛИКИМИ ВІДХИЛЕННЯМИ ВИБОЮ ВІД ВЕРТИКАЛІ. МЕТА І ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ	8
1.1. Досвід буріння спрямованих свердловин з великим відхиленням від вертикалі.....	8
1.2. Використання похило-горизонтальних свердловин при проектуванні системи розробки родовища.....	18
1.3. Переваги та недоліки технології буріння з великим відхиленням від вертикалі.....	22
1.4. Висновки за розділом 1. Мета і завдання досліджень.....	26
РОЗДІЛ 2. ПРОРОЗИЦІЇ З УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ ПОХИЛОЇ СВЕРДЛОВИНИ З ВЕЛИКИМ ВІДХИЛЕННЯМ ВИБОЮ ВІД ВЕРТИКАЛІ	28
2.1. Визначення висоти підйому цементу за обсадною колоною.....	30
2.2. Встановлення «надставок» у конструкції свердловини.....	34
2.3. Оцінка прохідності обсадних колон у похилій свердловині.....	38
2.4. Висновки за розділом 2.....	41
РОЗДІЛ 3. УДОСКОНАЛЕННЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ КОЛОНИ У ПОХИЛІЙ СВЕРДЛОВИНІ З ВЕЛИКИМ ВІДХИЛЕННЯМ СТОВБУРА ВІД ВЕРТИКАЛІ	43
3.1. Особливості процесу цементування потайних колон	43
3.2. Визначення висоти підйому цементу свердловини з урахуванням параметрів режиму цементування колони.....	46
3.3 Висновки за розділом 3	52

РОЗДІЛ 4. УДОСКОНАЛЕННЯ ТАМПОНАЖНИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ БУРІННЯ ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ СВЕРДЛОВИН З ВЕЛИКИМИ ВІДХИЛЕННЯМИ ВИБОЮ ВІД ВЕРТИКАЛІ.....	53
4.1 Аналіз ефективності сучасних тампонажних матеріалів.	53
4.1.1. Безводні стабільні розчини (Zero Free Water).....	53
4.1.2. Еластичні та самозагоювальні цементи (Self-healing Cements)	55
4.1.3. Полегшені розчини (Lightweight slurries).....	59
4.2. Технологія кріплення породи при бурінні тампонажним розчином запропонованої рецептури.....	64
4.3. Впровадження технології буріння та цементування на Штормовому газоконденсатному родовищі	67
4.4. Висновки до розділу 4.....	73
РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОЄКТОВАНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ І ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ.....	75
5.1. Встановлення обсягів реагентів.....	75
5.2. Розрахунок витрат на здійснення запроєктованого рішення і калькуляції собівартості видобутку	76
5.3. Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроєктованого рішення	79
5.4. Висновки за розділом 5	79
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	83

ВСТУП

Актуальність теми. Одним із перспективних напрямків у вирішенні проблеми збільшення нафтогазовидобутку є прискорене освоєння континентального шельфу та родовищ. Освоєння таких родовищ, особливо морських, пов'язане зі значними капіталовкладеннями (що доходять до кількох мільярдів доларів США), що витрачаються на будівництво стаціонарних або плавучих гідротехнічних споруд (платформ), транспортування нафти та газу, забезпечення безпеки людей та виконання робіт, охорону навколишнього природою середовища у суворих кліматичних умовах.

Тенденція до розширення частки морського видобутку енергоносіїв лише посилюватиметься, оскільки ресурси на суші практично повністю розвідані, тоді як континентальний шельф, особливо в його глибоководній частині, залишається маловивченим. Зокрема, у Чорному морі поклади вуглеводнів на глибинах понад 200 метрів досліджені недостатньо, хоча найбільші структури залягають на позначках від 1,5 до 2 тисяч метрів. На тлі виснаження традиційних наземних запасів усі причорноморські держави активізували зусилля з освоєння морських надр, де безумовним лідером є Туреччина, що володіє другою за довжиною після України береговою лінією.

Морські родовища України зосереджені в межах Південного нафтогазоносного регіону, який охоплює акваторії Чорного та Азовського морів. Це стратегічно важливий напрям, оскільки шельф містить близько 30–40% усіх запасів вуглеводнів України. Нині більшість цих родовищ знаходяться на тимчасово окупованих територіях або в зоні бойових дій. Україна має великі очікування від глибоководних ділянок Чорного моря. Однією з найвідоміших є ділянка «Дельфін», де за оцінками геологів можуть знаходитися колосальні запаси газу (трильйони кубометрів). Також перспективними вважаються: Скіфська ділянка (газоносна); Прикерченська ділянка.

Найбільш ефективним способом розробки таких родовищ є застосування кущового буріння похило спрямованих горизонтальних багатовибійних свердловин похилих свердловин з великими відхиленнями вибоїв від вертикалі. Застосування цього способу дозволяє скоротити кількість морських кущових платформ, кущових майданчиків на суші, знизити витрати на освоєння родовища, забезпечити освоєння продуктивних горизонтів, розташованих на значній відстані від гирла свердловин (до десятка кілометрів) у важкодоступних місцях.

Метою магістерської роботи є підвищення ефективності технологій цементування свердловин з великим відходом від вертикалі.

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

- визначити висоту підйому цементу свердловини з урахуванням параметрів режиму цементування колони;
- оцінити вплив факторів на прохідність обсадних колон у похилій свердловині
- оцінити доцільність встановлення «надставок» у конструкції свердловини
- проаналізувати технології цементування горизонтальних свердловин з великим відходом від вертикалі;
- запропонувати застосування технології з використанням цементу певного складу для цементування горизонтальних свердловин з великим відходом від вертикалі при бурінні свердловини на Штормовому родовищі.

Об'єкт досліджень – процес кріплення пластів у свердловинах зі значним відхиленням стовбура від вертикалі.

Предмет досліджень – технологія цементування та рецептура суміші тампонажного цементу для цементування горизонтальних свердловин з великим відходом від вертикалі.

Методи дослідження. аналіз нормативних і технічних літературних джерел для визначення стану питання; порівняння геологічних показників родовищ; графічні методи для візуалізації отриманих результатів.

Наукова новизна: удосконалено технологію цементування та склад суміші для цементування спрямованих свердловин з великим відхиленням від вертикалі; запропоновано впровадити технологію цементування на свердловині X Штормового родовища.

Практична цінність і реалізація роботи:

1. Запропоновано удосконалення технології цементування горизонтальних свердловин з великим відходом від вертикалі з метою запобігання обвалам при бурінні.
2. Рекомендовано впровадити технологію цементування горизонтальних свердловин з великим відходом від вертикалі на Штормовому родовищі.

Структура та обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, п'яти розділів, висновків і списку використаних джерел. Робота викладена на 89 сторінках, містить 9 рисунків, 16 таблиць, 41 використаних джерел.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО ДОСВІДУ ПРОЕКТУВАННЯ ТА БУРІННЯ ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ СВЕРДЛОВИН З ВЕЛИКИМИ ВІДХИЛЕННЯМИ ВИБОЮ ВІД ВЕРТИКАЛІ. МЕТА І ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Досвід буріння спрямованих свердловин з великим відхиленням від вертикалі

Сучасний етап розвитку нафтогазової інженерії характеризується інтенсивним впровадженням методів похило-спрямованого буріння (Directional Drilling), що передбачає будівництво свердловин за ітераційно розрахованими траєкторіями з контрольованим відхиленням вибою від вертикальної осі. Застосування цієї технології є стратегічно необхідним для освоєння ресурсів у складних геоморфологічних умовах: при видобутку вуглеводнів з-під акваторій, заповідних зон або міських забудов, де розміщення бурового устаткування безпосередньо над покладом є технічно неможливим. Крім того, спрямоване буріння дозволяє ефективно розкривати поклади, екрановані соляними діапiрами чи зонами тектонічних розломів, а також реалізовувати кущовий метод будівництва. Концентрація декількох гирл свердловин на єдиному технологічному майданчику не лише радикально оптимізує капітальні витрати на інфраструктуру, а й суттєво мінімізує антропогенне навантаження на довкілля.

Особливе місце в еволюції спрямованих технологій посідає багатовибійне буріння. Хоча фундаментальні засади цього напрямку були закладені О.М. Григоряном ще у 1950-х роках, справжнє промислове масштабування метод отримав лише останнім часом. Це зумовлено якісним стрибком у розвитку навігаційних систем MWD/LWD та вдосконаленням технічних засобів керування траєкторією, що дозволило масово споруджувати горизонтальні закінчення та похилоскеровані стовбури складної конфігурації.

Попри досягнуті успіхи, у сфері проектування кушового будівництва залишається низка невирішених науково-практичних завдань. На сьогодні відчувається дефіцит уніфікованих методичних підходів до планування об'єктів із надвеликими відходами від вертикалі (ERD-свердловин), які б ураховували специфічну геомеханіку процесу та критерії раціонального розміщення горизонтальних закінчень у межах цільової структури.

Параметри профілю свердловини представлені на рисунку 1.1.

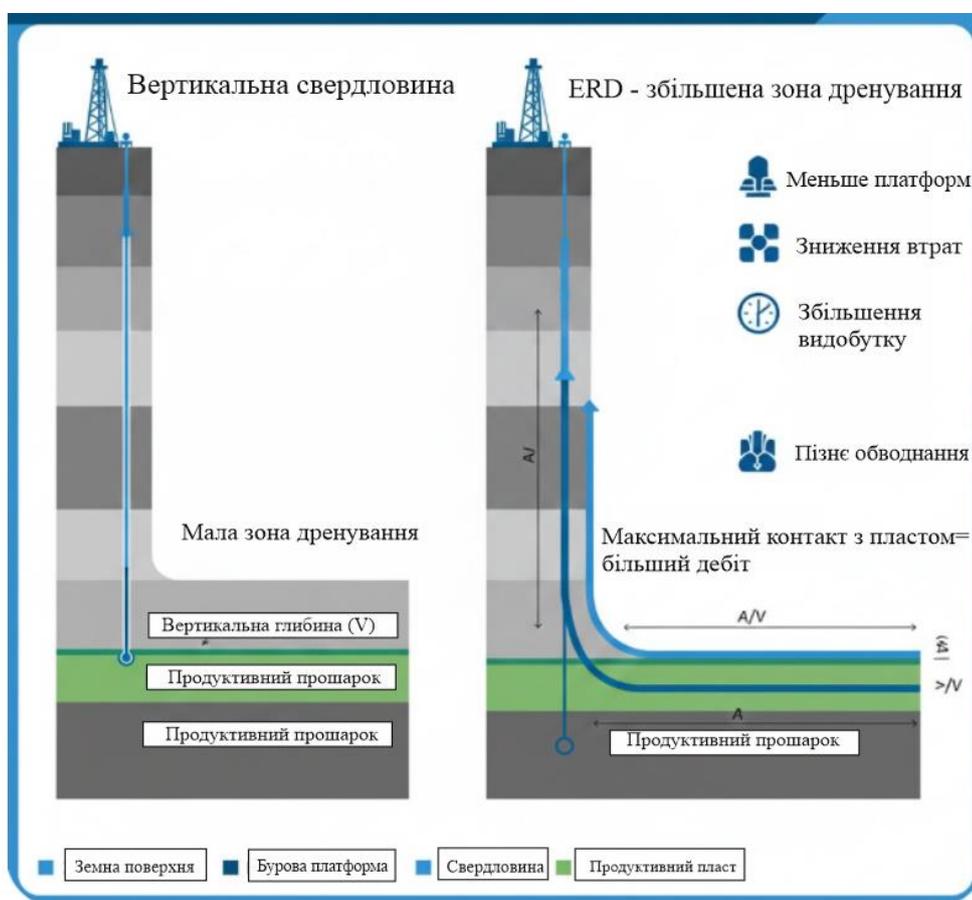


Рисунок 1.1. Порівняння технологій буріння свердловин

У поточному інженерному проектуванні все ще домінують традиційні алгоритми розрахунку профілів, параметрів КНБК та гідравлічних режимів, які не повною мірою адаптовані до умов вторинного розкриття пластів та

цементування експлуатаційних колон у свердловинах із великим зенітним кутом. Таким чином, подальше вдосконалення технології вимагає інтеграції нових наукових рішень, що дозволять підвищити якість будівництва свердловин зі складною геометрією та забезпечити їхню довгострокову експлуатаційну надійність.

Протягом останнього десятиліття на родовищі О. було реалізовано серію бурових проектів, показники яких за рівнем складності та величиною відхилення вибоїв відповідають найвищим світовим стандартам [10]. Аналіз фактичних даних свідчить про унікальне співвідношення між глибиною по вертикалі (Н) та величиною відходу від осі (А): так, у свердловині №201/203 при вертикальній позначці 1572 м зміщення становило майже 5000 м. Ще більш вражаючі результати зафіксовані на об'єктах №204 та №209, де при глибинах близько 1500 м горизонтальне відхилення перевищило позначку 5200–5300 м.

Окремої уваги заслуговує успішне завершення будівництва свердловини №208 на морському шельфі у 2002 році [11], де вперше у вітчизняному секторі було апробовано комплекс авторських технічних рішень для кріплення стовбура в умовах надвеликих відходів. Родовище О. фактично закріпило за собою статус світового лідера у сфері застосування ERD-технологій (Extended Reach Drilling), а його свердловини з довжиною стовбура понад 12–15 км систематично оновлюють показники Книги рекордів Гіннеса. Одним із ключових інженерних досягнень став процес кріплення стовбура обсадною колоною діаметром 244,5 мм. Її спуск на проектну глибину 6445 м здійснювався за унікальною методикою — без заповнення внутрішньої порожнини розчином (метод порожньої колони). Починаючи з інтервалу 1000 м, просування колони забезпечувалося за рахунок примусового навантаження від ваги талевої системи та верхнього силового приводу (ВСП) у поєднанні з безперервним ротаційним рухом.

Для даного родовища характерна аномально висока інтенсивність викривлення, де на кожний метр заглиблення припадає кілька метрів горизонтальної проходки. Для забезпечення прохідності стовбура перед кріпленням операції з підйому бурильного інструменту також супроводжувалися примусовим обертанням через ВСП. Успішне впровадження ефекту флотації (використання виштовхувальної сили Архімеда для полегшення ваги конструкції) є перспективним досвідом, що може бути масштабований на інші проекти зі значним відходом від вертикалі. Подолання критичних бар'єрів, пов'язаних із екстремальними силами тертя та моментом обертання, стало можливим завдяки використанню високоефективних бурових систем на нафтовій (вуглеводневій) основі, які забезпечують необхідні трибологічні характеристики в умовах проходження наддовгих дистанцій.

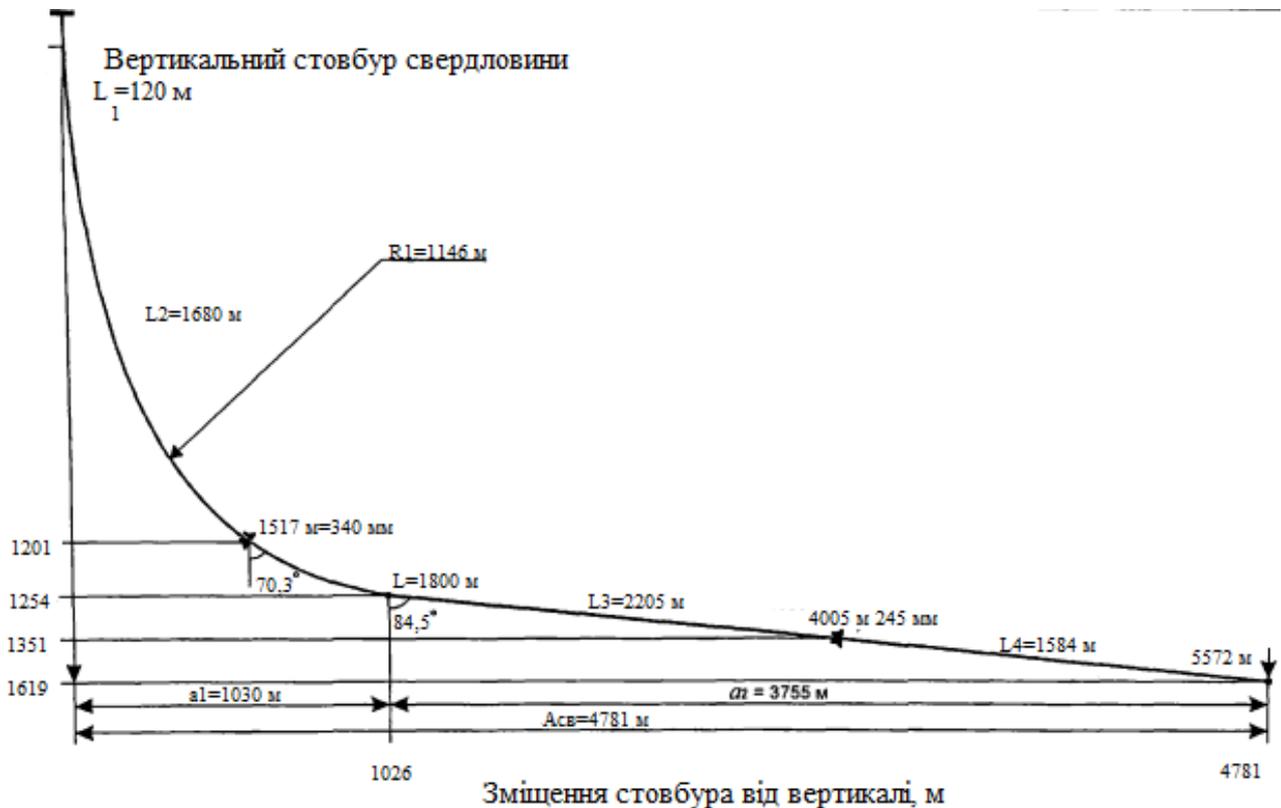


Рисунок 1.2 Фактичний профіль св. 202 родовища О.

Основним критичним чинником при реалізації проектів із протяжністю горизонтального стовбура понад 10 км є забезпечення ефективної передачі осьового навантаження на руйнівний інструмент. У таких умовах гравітаційна складова ваги бурильної колони генерує екстремальні сили опору, що створює ефект «заклинювання» та перешкоджає поступальному руху долота. Подолання цього явища вимагає застосування спеціалізованих інженерних рішень для зниження коефіцієнта тертя та оптимізації компоновки низу бурильної колони.

Високоточне позиціонування стовбура в межах цільового горизонту на значних відстанях від гирла стало можливим лише завдяки інтеграції інтелектуальних систем каротажу та телеметрії безпосередньо в процесі заглиблення (LWD/MWD). Дані технології дозволяють здійснювати безперервний моніторинг просторового положення інструменту в режимі реального часу, забезпечуючи «ювелірне» проведення вибою всередині вузької нафтонасиченої пачки, незважаючи на колосальне віддалення від точки входу.

Технологічні параметри проектної траєкторії та специфіка конструкції свердловини № 1 (Північна технологічна) наведені на рисунку 1.3. Слід зазначити, що будівництво даного об'єкта було заплановано в умовах підвищеної складності, що характеризуються високими градієнтами пластових тисків та наявністю агресивних компонентів, зокрема сірководню. Це вимагало не лише особливого підходу до проектування профілю, а й використання корозійностійких матеріалів обсадних колон та спеціальних типів бурових розчинів для забезпечення безпеки та цілісності свердловини.

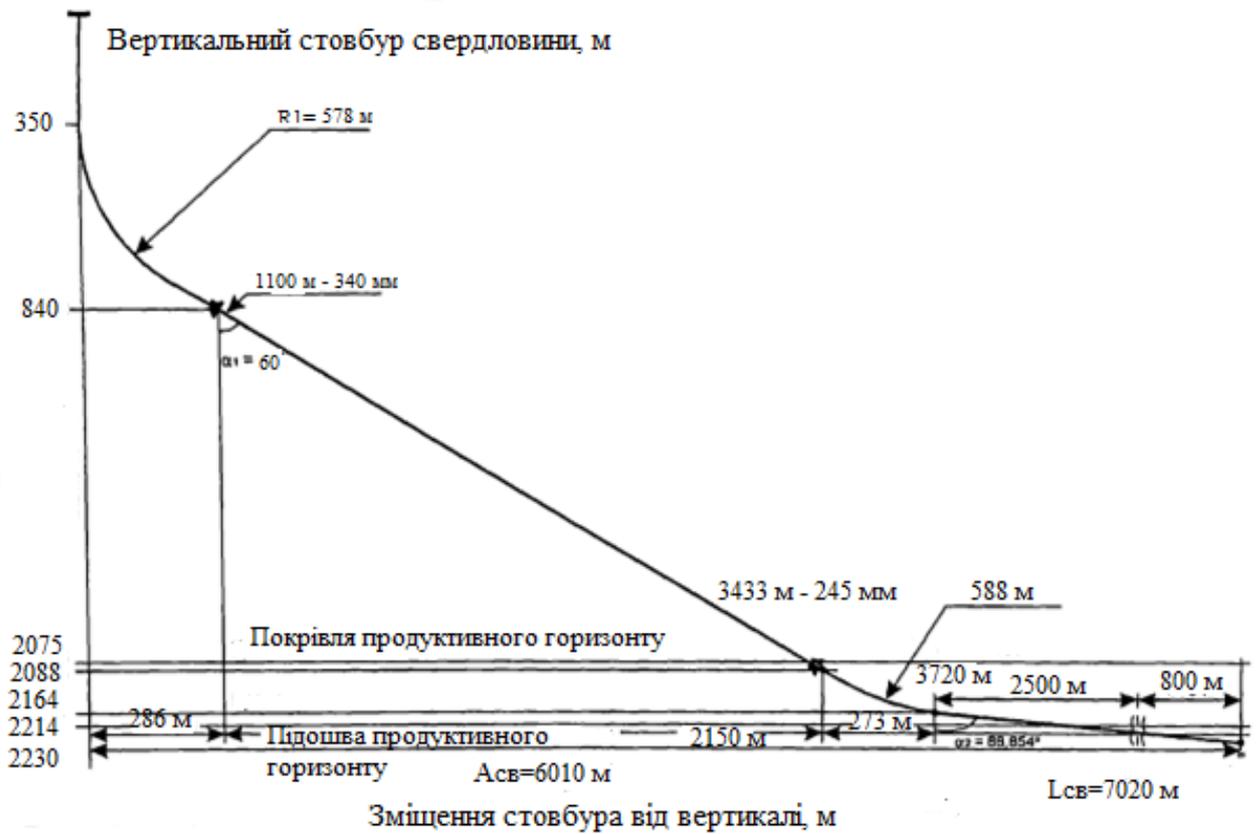


Рисунок 1.3 Фактичний профіль св. 1 Північна технологічна

Графічне зображення типової проектної траєкторії та конструктивних особливостей свердловин, що розроблялися на початкових етапах освоєння родовища, наведено на рисунку 1.3. Стратегія будівництва передбачала кущовий метод спорудження об'єктів з борту морської стаціонарної льодостійкої платформи.

Стрімкий розвиток горизонтального та похило-спрямованого буріння з екстремальними відходами від вертикалі (СВВ) став можливим завдяки інтеграції у виробничий процес інноваційного обладнання для керування кривизною, прецизійної геофізичної апаратури моніторингу траєкторії в реальному часі, а також адаптованих систем бурових розчинів. Сукупність цих технологічних чинників дозволила провідним сервісним компаніям досягти рекордних значень просторового зміщення вибою.

Одним із визнаних лідерів у впровадженні технологій складного орієнтування стовбурів є Норвегія, яка має значний досвід будівництва подібних об'єктів у шельфових зонах Північного моря [12].

Зокрема, первинна концепція розробки родовища Галлафакс ґрунтувалася на спорудженні похило-спрямованих свердловин із лімітованим зенітним кутом до 60° та максимальним зміщенням у межах 3000 м. Проте прогрес у галузі горизонтального буріння змусив докорінно переглянути ці плани. Модернізація технічних засобів дозволила інтенсифікувати викривлення до зенітних кутів 85° , що забезпечило відхід забою від вертикалі на відстань понад 5000 м. Важливою історичною віхою став успіх компанії Statoil у 1991 році на платформі Statfjord: свердловина C-2 встановила тогочасний світовий рекорд. При глибині по вертикалі всього 2697 м, фактична довжина стовбура склала 7250 м, а величина горизонтального відхилення сягнула 6000 м.

У 1995 р. з платформи Statfjord C була пробурена свердловина C-2 з горизонтальним відходом на 7290 м при глибині свердловини по совбуру 8761 м [13].

Свердловина має таку конструкцію:

- Напрямок $d\ 30''$ (762 мм) - 332 м;
- кондуктор $d\ 20''$ (508 мм) – 637 м;
- I проміжна колона $d\ 13\ 3/8''$ (340 мм) - 2078 м;
- II проміжна колона $d\ 9\ 5/8''$ (245 мм) - 7409 м;
- Експлуатаційна колона (хвостовик) $d\ 7''$ (178 мм) - 8489 м.

Профіль свердловини 3-інтервальний. Початок зарізки - 684 м, при цьому на глибині 637 м зенітний кут вже дорівнював $5,4^\circ$. Набір кривизни здійснювався відхиляючою КНБК, що включає долото $d\ 17\ 1/2''$ (444,5 мм), вибійний двигун $d\ 9\ 5/8''$ (245 мм) з послідовною зміною кута вигину від $0^\circ 30'$ до $0^\circ 50'$ Цією компонованням буріння велось $0,5^\circ \dots 0,6^\circ / 10$ м. На глибину 2078 м була спущена і зацементована обсадна колона $d\ 13$

3/8". Далі zenітний кут був збільшений до $\alpha_2 = 84^\circ$ на глибині 2613 м відхиляючої КНБК, що включає долото $d = 311,1$ мм, вибійний двигун $d = 8$ " з кутом вигину відхильника $0^\circ 30'$. Інтервал буріння від 2613 м до 7409 м регульовані стабілізатори, що забезпечують стабілізацію параметрів викривлення.

Буріння інтервалу 7409...8761 м здійснювалося вибійним двигуном $d = 6\ 3/4$ " з використанням MWD. Однак, zenітний кут зменшився до 78° . Хвостовик $d = 7$ " був спущений на глибину 8489 м. У процесі будівництва свердловини проблеми були пов'язані з очищенням породи $d = 1\ 1/2$ " та $d = 13\ 3/8$ ". Кількість рідини, що прокачується, було збільшено до 71,6 л/с. З метою зменшення зазору в кільцевому просторі цих інтервалах застосовували бурильні труби $d = 6\ 5/8$ " (168 мм) [20-22].

При поглибленні свердловини збільшували щільність бурового розчину з $1,12$ г/см² на глибині 1500...2000 м до $1,50...1,54$ г/см³ на глибині 6000...8761 м. Продуктивність насоса при бурінні долотом $d = 215,9$ мм становила 2,3. В інтервалі 7409...8761 м застосовували розчин на нафтовій основі. У процесі цементування застосовували різні сорти цементу з хімічними добавками регулювання термінів схоплювання цементу.

Будівництво свердловини було закінчено за 141 день, з яких чисте буріння – 91 день. Середня проходка на долото становила 96,3 м.

Знаковим етапом у розвитку технологій надвеликих відходів стало розбурювання родовища Wytch Farm компанією British Petroleum (BP), що розпочалося у 1993 році [13]. Першим значним успіхом стала свердловина M-5, де при вертикальній глибині залягання пласта лише 1605 м було досягнуто горизонтального зміщення вибою на 8028 м. Це забезпечило високий коефіцієнт відхилення ($K = 5,0$), що на той час було рідкісним показником для галузі.

У 1997 році спільними зусиллями BP та SLB було встановлено новий технологічний орієнтир — свердловину M-11U. При аналогічній глибині по

вертикалі (1605 м) довжина її стовбура сягнула 10 658 м, а показник відходу від вертикалі перевищив 10 114 м, що відповідає екстремальному коефіцієнту $K = 6,3$ [14].

Успішна реалізація проекту М-11У стала можливою завдяки впровадженню комплексної стратегії управління бурінням:

Динамічне регулювання гідродинаміки: здійснювався прецизійний контроль густини промивальної рідини для підтримання стабільності стовбура та запобігання поглинанням.

Інтелектуальне геоорієнтування: використання телеметричних систем вимірювання та каротажу в реальному часі від компанії Anadrill у поєднанні з роторною керованою системою (РКС) Sameo. Це дозволило з високою точністю увійти в цільовий колектор та утримувати траєкторію всередині продуктивного пласта на дистанції майже 2000 м.

Під час підготовки стовбура в інтервалі діаметром 215,9 мм особлива увага приділялася мінімізації сил тертя та втрат крутного моменту, що було критично важливим для подальшого безперешкодного спуску обсадної колони діаметром 244,5 мм

Для подолання сил опору при кріпленні на глибині 8890 м (у стовбурі 311,1 мм) була застосована інноваційна методика «плавучої обсадної колони» (Casing Flotation). Технологія полягала у частковому заповненні нижньої секції колони повітрям, тоді як верхня частина баластувалася розчином на вуглеводневій основі.

Герметизацію повітряної камери забезпечувала спеціалізована флотаційна манжета. Конструкція цього вузла передбачала можливість аварійного зрізання механізму у разі виникнення позаштатних ситуацій, що дозволяло оперативно перейти до стандартного методу спуску з повним заповненням колони розчином.

Визначальним фактором успішної реалізації проектів із надвеликими відхиленнями є застосування технологій, що мінімізують гравітаційне

навантаження на елементи кріплення. Зокрема, використання повітряних камер усередині обсадної колони дозволяє суттєво полегшити її вагу у середовищі бурового розчину, що призводить до радикального зниження сил опору при спуску та забезпечує проходження інструменту через складні ділянки профілю [23].

Яскравим прикладом ефективності таких рішень є досвід компанії Phillips у Південно-Китайському морі (платформа Сицзян 24-3, 1997–1998 рр.). При будівництві свердловини 24-3А-14 було досягнуто горизонтального відхилення 8602 м при вертикальній глибині залягання пласта 2985 м, що при загальній довжині стовбура у 9236 м свідчить про високу технологічну складність об'єкта.

Ключовим інструментом, що забезпечив ці показники, стала інноваційна система динамічного керування зенітним кутом. Дане технологічне рішення від компанії Halliburton дозволяє інженеру з буріння дистанційно модифікувати геометричні параметри (діаметр лопатей) керованого стабілізатора. Це надає можливість коригувати траєкторію в режимі реального часу безпосередньо під час роторного буріння [37]. Інтеграція таких систем не лише оптимізує просторове зміщення вибою, а й суттєво підвищує механічну швидкість проходки завдяки безперервності процесу поглиблення стовбура.

Масштабні досягнення зафіксовані також у проектах консорціуму компаній Total, Deminex та Pan American Energy [5]. Починаючи з 1996 року, на родовищі «Tierra del Fuego» (Аргентина) було реалізовано серію похило-спрямованих та горизонтальних свердловин з аномально великими відходами. Технічні характеристики цих об'єктів систематизовані у таблиці 1.1. Проекти в Аргентині стали полігоном для апробації всього спектру сучасних досягнень нафтогазової інженерії — від інтелектуальної телеметрії до передових трибологічних систем промивальних рідин [40].

Таблиця 1.1 Свердловини із найбільшими у світі відходами від вертикалі

Номер свердловини	Родовище	Регіон	Видобувна компанія	Глибина за вертикаллю Н,м	Глибина за стволом L,м	Відхід від вертикалі, А,м	Коефіцієнт відхилення, $K = A/H$
M-16SPZ	Wytch-Farm	Англія	BP	1637	11278	10728	6,55
CN-1	Ara	Аргентина	Total	1657	11084	10585	6,39
M-IIY	Wytch-Farm	Англія	BP	1605	10658	10114	6,30
M-14	Wytch-Farm	Англія	BP	1795	9557	8938	4,98
GS-1	Kaus	Аргентина	Total	1497	8687	8108	5,42
24-3A-14	-	Китай	Phillips	2985	9236	8602	2,88
M-5	Wytch-Farm	Англія	BP	1605	8715	8028	5,00
AS-3	Ara	Аргентина	Total	1616	8530	7954	4,92
M-15	Wytch-Farm	Англія	BP	1613	8892	7967	4,94
30/6-G-26A	Osoberg	Норвегія	NorskHydro	2770	9327	7853	2,83
GS-2	Kaus	Аргентина	Total	1503	8193	7677	5,10
M-9Z	Wytch-Farm	Англія	BP	1656	8303	7652	4,62
MFF-19G	Dan	Данія	Maersk	2156	9301	7645	3,54
A2-T-2	Stelplner	Норвегія	Statoil	2865	8561	7377	2,57

1.2 Використання похило-горизонтальних свердловин при проектуванні системи розробки родовища

Специфічною ознакою так званих «похило-горизонтальних» свердловин, на відміну від класичних горизонтальних завершень, є повне розкриття продуктивного горизонту за постійної траєкторії із зенітним кутом в діапазоні 45-80 . Такий геометричний підхід дозволяє суттєво розширити площу фільтрації та максимізувати дебіт, використовуючи при цьому стандартний техніко-технологічний інвентар, характерний для похилого буріння [24].

Дослідження американських фахівців підтверджують, що інтенсифікація припливу стає статистично значущою при переході через поріг zenітного кута у 45 [20]. Зокрема, за даними В.Ю. Лищука [21], свердловини, що розкривають пласт під середнім кутом 56, демонструють дворазове зростання продуктивності порівняно з типовими похилими стовбурами.

Ключовою перевагою похило-горизонтального профілю є можливість повноцінного кріплення експлуатаційного об'єкта: обсадна колона суцільно цементується з наступним вторинним розкриттям через перфорацію. Це забезпечує тривалу геомеханічну стійкість та ізоляцію пласта. Навпаки, горизонтальні вибої часто залишаються відкритими або обладнуються фільтрами-хвостовиками, що нерідко призводить до передчасного обводнення та стрімкого падіння дебіту. Практичний досвід, описаний у [25], вказує на випадки повної втрати працездатності горизонтальних свердловин через обводнення вже протягом першого року експлуатації. Таким чином, похило-горизонтальна архітектура у багатьох випадках є більш раціональною стратегією розміщення свердловин на структурі.

Сучасна наукова література, зокрема праці Л. Пейка, наголошує на синергії використання систем каротажу в процесі буріння (LWD) та похило-горизонтальних профілів. Така комбінація дозволяє кратно збільшити зону дренажу порівняно з вертикальними аналогами, що безпосередньо корелює з ростом коефіцієнта нафтовилучення (КНВ).

Окрім технологічних аспектів, проектування таких свердловин відповідає принципам сталого розвитку. Відмова від будівництва дорогостроїх морських естакад та перехід до буріння з берегових майданчиків (особливо актуально для Арктичного шельфу) дозволяє радикально знизити капітальні витрати (CAPEX). Екологічні експертизи підтверджують, що такий підхід є найбільш консервативним та безпечним

методом розробки, оскільки він мінімізує втручання в екосистеми морської біоти.

На відміну від традиційного розбурювання, яке потребує щільної сітки вертикальних свердловин, впровадження похило-горизонтальних стовбурів забезпечує наступні переваги (деталізовано в таблиці 1.2):

Концентрацію гирл: Буріння великої кількості свердловин з одного невеликого майданчика («куща»).

Таблиця 1.2. Порівняльна схема розробки родовищ

Параметр	Традиційне розбурювання	Розробка похило-горизонтальними свердловинами (ERD)
Розміщення гирла свердловин	Розосереджене (значна кількість майданчиків)	Концентроване (один «кущовий» майданчик на відстані)
Доступність	Тільки прямий доступ (вертикально над пластом)	Дистанційний доступ (обхід складних об'єктів/зон)
Ефективність	Низька площа контакту з пластом	Максимальна площа дренавання (горизонтальний стовбур)

Дистанційний доступ: Розкриття пластів, розташованих під складними об'єктами (море, гори, заповідники, міська забудова).

Збільшення площі дренавання: Пологий стовбур проходить крізь пласт горизонтально, що дозволяє одній свердловині замінити 3–5 вертикальних за дебітом.

При реалізації кущового буріння похило-горизонтальні та горизонтальні свердловини характеризуються значною варіативністю просторових показників — величиною відходу вибою від вертикалі та загальною довжиною по стовбуру. Ці фактори детермінують складність технологічних умов проходки. Для об'єктів, розташованих у безпосередній близькості до

гирлового майданчика, доцільно встановлювати максимальні значення зенітного кута в межах продуктивного пласта. Натомість для свердловин із суттєвим відходом від вертикалі на рівні покрівлі пласта, де умови буріння об'єктивно ускладнюються, рекомендується пропорційне зменшення кута для мінімізації ризиків [26].

Розрахункові геолого-технічні параметри для даного проекту включають вертикальну глибину покрівлі пласта $H = 2250$ м. Для горизонтальних стовбурів проектна відмітка відповідає медіані покладу (2260 м), тоді як для пологих траєкторій вона розраховується за подошвою пласта (2270 м). Для всіх типів свердловин встановлено довжину вертикальної ділянки $S = 500$ м та потужність пласта $h = 20$ м. Параметри похило-горизонтальних ділянок визначаються з урахуванням необхідної довжини контакту з пластом та поточної прецизійності навігаційного обладнання.

Ефективне спорудження свердловин із надвеликими відходами вимагає диференційованого підходу до їхнього кріплення. З метою зменшення протяжності відкритого стовбура — критичного фактора, що провокує аварійність при зростанні зенітного кута — цілком обґрунтованим є впровадження додаткових обсадних колон. Альтернативним рішенням може стати перехід на зменшені типорозміри експлуатаційних хвостовиків, наприклад, заміна стандартного діаметра 177,8 мм на 168,3 мм.

Просторова конфігурація стовбура неминуче впливає на гідравліку та реологію процесу. Зокрема, очікується перегляд режимів роботи промивальних систем: можливе зниження подачі бурових насосів та оптимізація енергетичних характеристик вибійних двигунів. Пріоритетним стає перехід на використання бурових розчинів на вуглеводневій основі (РВО) зі збільшеною питомою вагою для забезпечення стабільності стінок у похилих інтервалах [27].

Окрему увагу слід приділити геометрії викривлення. Для безперешкодного спуску обсадних колон великого діаметра (кондукторів та

проміжних колон) на значні глибини при високих zenітних кутах необхідно проектувати траєкторії з великими радіусами викривлення (мінімальною інтенсивністю). Таким чином, глибина посадки та діаметр кожної колони повинні бути жорстко корельовані з інтенсивністю набору кривизни та граничним zenітним кутом у відповідному інтервалі.

Очевидно, зміняться також параметри режиму буріння, тип промивної рідини, що застосовується, і її параметри. Буде зменшено продуктивність бурового насоса, змінено режим роботи вибійного двигуна, інші параметри. Виникне необхідність використання бурового розчину на вуглеводневій основі за порівняно більшої за величиною щільності розчину [27].

Щодо параметрів профілю свердловини слід зауважити, що необхідно викривлення стовбура проводити при великих радіусах викривлення (менших значеннях інтенсивності викривлення) з метою забезпечення нормальної прохідності обсадних колон великого діаметра (кондуктора, першої проміжної колони) в умовах великих значень zenітного кута та глибини спуску колони.

Інакше кажучи, вибір діаметра та глибини спуску обсадної колони слід проводити залежно від радіусу (інтенсивності) викривлення та максимального значення zenітного кута стовбура свердловини на ділянці набору кривизни.

1.3 Переваги та недоліки технології буріння з великим відхиленням від вертикалі

Специфічним високоефективним сегментом спрямованого буріння є спорудження свердловин із екстремальними відходами від вертикалі, відомих у світовій практиці як Extended Reach Drilling (ERD). Ключовим ідентифікатором таких об'єктів є математичне співвідношення між величиною горизонтального зміщення вибою (A) та його фактичною вертикальною глибиною залягання (V). У нафтогазовій інженерії до категорії

ERD прийнято відносити свердловини, де індекс віддалення перевищує пропорцію 2:1.

Впровадження технології ERD забезпечує низку критичних переваг для операторів родовищ (детальніше у таблиці 1.3):

Таблиця 1.3. Переваги технології буріння з великим відхиленням (ERD)

Економічні переваги:	Екологічні переваги:	Технологічні переваги:
1. Скорочення витрат на будівництво офшорних платформ та естакад.	1. Мінімізація втручання в екосистеми (можливість буріння під заповідними зонами).	1. Доступ до віддалених покладів, які неможливо розкрити вертикальними стовбурами.
2. Використання існуючої інфраструктури для розробки нових ділянок.	2. Зменшення «футпринту» (площі землевідведення під бурові майданчики).	2. Збільшення зони дронування пласта та інтенсифікація припливу.
3. Прискорене введення родовища в експлуатацію.	3. Можливість розробки шельфу з берега без ризику для водного середовища.	3. Об'єднання декількох дрібних покладів в одну мережу видобутку.

Протягом останнього періоду в галузі нафтогазового інженерінгу спостерігається фундаментальна модернізація технічного арсеналу. Сучасні бурові комплекси вантажопідйомністю понад 700 тонн оснащуються системами верхнього силового приводу (ВСП) та інтелектуальними модулями комп'ютерного моніторингу вузлів. Застосування високоефективного породоруйнівного інструменту, гвинтових вибійних двигунів (ГВД) та прецизійних телеметричних систем дозволяє здійснювати безперервний контроль тиску в затрубному просторі та керувати траєкторією в режимі реального часу [17].

Еволюція торкнулася і завершальних етапів будівництва: використання перфораційних систем із надвисокою проникаючою здатністю та інноваційних методів інтенсифікації припливу забезпечує високу продуктивність свердловин. У похило-спрямованому бурінні це дало змогу

досягти рекордних значень відходу вибою, що у 4–5 разів перевищують вертикальну глибину залягання пласта.

Однак, попри технологічний прогрес, у галузі залишаються актуальними випадки передчасної ліквідації свердловин через технічну неможливість досягнення проектних відміток або невиконання геологічних завдань внаслідок аварійних ситуацій [16, 18].

Ключовим детермінантом таких негативних явищ часто виступає «людський фактор». Це проявляється у недотриманні технологічного регламенту, що зазвичай є наслідком недостатньої інтерпретації гірничо-геологічних умов конкретного об'єкта або низької кваліфікації персоналу. Враховуючи динамічність процесу, особливо при викривленні стовбура, критично важливим є постійне вдосконалення математичних моделей та алгоритмічних рішень, які мають адаптуватися до специфічного досвіду розбурювання конкретних родовищ [28].

При реалізації проектів пріоритет надається використанню екологічно безпечних промивальних систем із мінімальними показниками фільтрації та адгезії (липкості). Оперативне керування просторовим положенням стовбура та літологічний контроль здійснюються за допомогою комплексів MWD та LWD. Процеси набору та стабілізації кривизни, а також корекція азимутального напрямку реалізуються шляхом застосування керованих та стабілізуючих компоновок низу бурильної колони (КНБК).

Забезпечення герметичності та структурної цілісності ERD-свердловин у процесі тампонування є однією з найбільш трудомістких технологічних операцій. Основний детермінант складності полягає у зміні вектору гравітаційного впливу: у похилих та пологих інтервалах традиційні фізичні закономірності осадження фаз діють деструктивно на якість кріплення стовбура.

Фундаментальною перешкодою для формування суцільного цементного каменю є високий ступінь ексцентриситету обсадної колони.

Гравітаційна складова ваги труб спричиняє їхнє прилягання до нижньої твірної стовбура, що формує асиметричний кільцевий простір. У результаті тампонажна суміш, прямуючи вектором мінімального гідравлічного опору, витісняє промивальну рідину переважно у верхній частині каналу. Це залишає «застійні зони» або шламисті жолоби з незміщеним буровим розчином у звуженій нижній частині зазору. Ситуація погіршується накопиченням і ущільненням шламових «подушок» на нижній стінці, що унеможлиблює адгезію цементного каменю безпосередньо до гірської породи.

Гідродинамічні ризики при спорудженні таких об'єктів зумовлені нерівномірністю профілю швидкостей та ефектом випереджаючого потоку. Значна різниця в густині середовищ призводить до інтенсивного перемішування, де важкий тампонажний розчин «підтікає» під легший буровий флюїд. З огляду на екстремальну протяжність стовбура, необхідність створення високих тисків прокачування провокує зростання еквівалентної циркуляційної щільності (ECD). Це часто призводить до виходу за межі вікна безпечного буріння, провокуючи гідророзрив пласта та масштабні поглинання [15].

Додаткові бар'єри створює фізико-хімічна несумісність фаз, особливо при використанні систем на вуглеводневій основі (РВО). Гідрофобна плівка на поверхні труб та породи радикально погіршує зчеплення з водними цементними сумішами. Також у похилих ділянках критичним є ризик седиментації «вільної води», яка після відстоювання формує безперервні канали у верхній частині стовбура. Такі канали стають магістралями для міграції флюїдів та виникнення міжколонних газопроявів, що ставить під загрозу екологічну та технічну безпеку всієї конструкції.

1.4. Висновки за розділом 1. Мета і завдання досліджень.

1. Попри суттєвий прогрес у галузі нафтогазового інженерінгу, інтенсивність впровадження горизонтальних свердловин із екстремальними показниками відходу від вертикалі у вітчизняній практиці все ще залишається на низькому рівні. Це зумовлено не лише економічними чинниками, а й складністю вирішення специфічних технічних завдань, що виникають під час їх будівництва.

2. Встановлено, що одним із найбільш критичних етапів є тампонування ERD-свердловин, яке супроводжується комплексом технологічних викликів, першопричиною яких є аномальна геометрія стовбура та деформація традиційних фізичних процесів у похилих інтервалах. Найбільш гостро постає проблема вираженого ексцентриситету обсадної колони.

Метою магістерської роботи є дослідження підвищення ефективності технологій цементування свердловин з великим відходом від вертикалі.

Проаналізовано переваги і проблеми буріння та цементування горизонтальних свердловин з великим відходом від вертикалі встановлено, що в результаті виконання роботи необхідно вирішити такі **завдання**:

- визначити висоту підйому цементу свердловини з урахуванням параметрів режиму цементування колони;
- оцінити вплив факторів на прохідність обсадних колон у похилій свердловині
- оцінити доцільність встановлення «надставок» у конструкції свердловини
- проаналізувати технології цементування горизонтальних свердловин з великим відходом від вертикалі;

- запропонувати застосування технології з використанням цементу певного складу для цементування горизонтальних свердловин з великим відходом від вертикалі при бурінні свердловини на Штормовому родовищі.

РОЗДІЛ 2

ПРОРОЗИЦІ З УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІ ПОХИЛОЇ СВЕРДЛОВИНИ З ВЕЛИКИМ ВІДХИЛЕННЯМ ВИБОЮ ВІД ВЕРТИКАЛІ

Розробка архітектури свердловин із надвеликим відходом від вертикалі (ERD) являє собою інтелектуально місткий процес, де кожен конструктивний елемент повинен не лише витримувати механічні навантаження, а й забезпечувати можливість досягнення цільових горизонтів на відстанях понад 10 км [7]. Системний підхід до проектування включає кілька критичних етапів:

1. Оптимізація просторової траєкторії та трибологічний аналіз

На відміну від стандартних профілів, геометрія ERD-свердловин розраховується з метою радикального зниження сил тертя та крутного моменту (Torque & Drag). Набір зенітного кута здійснюється максимально плавно — зазвичай з інтенсивністю $1.5\text{--}2.0^\circ$ на кожні 10 м проходки. Такий підхід мінімізує зношення бурильного інструменту та полегшує проходження обсадних колон. Тангенціальні інтервали проектуються в діапазоні кутів $60\text{--}85^\circ$, що дозволяє досягати віддалених зон розробки, зберігаючи при цьому здатність інструменту до просування під дією гравітації. Горизонтальне закінчення при цьому адаптується до літологічних контурів продуктивного пласта.

2. Обґрунтування конфігурації кріплення та вибір з'єднань

Через значну протяжність стовбура застосовується телескопічна конструкція з використанням посиленних елементів. Направлення та кондуктор мають розширений діаметр для стабілізації нестійких приповерхневих пластів та монтажу противикидного обладнання високого тиску. Проміжні колони часто мають комбінований характер: верхні секції розраховуються на критичні розтягуючі зусилля, а нижні — на стискаючі. Обов'язковим є

застосування газогерметичних різьбових з'єднань класу Premium. Для зниження загальної маси кріплення та навантаження на вежу широко впроваджуються хвостовики (liners), що спускаються на бурильних трубах.

3. Геомеханічне моделювання та гідродинамічні розрахунки

Фундаментальним етапом є визначення «вікна безпечного буріння» (різниці між тиском поглинання та пластовим тиском). Кількість колон детермінується зонами з різними градієнтами тисків. Нерідко в конструкцію додають технічну колону для ізоляції активних сланців перед входом у цільовий об'єкт. Діаметри стовбурів обираються таким чином, щоб збалансувати якість цементування та забезпечити необхідну швидкість висхідного потоку для ефективного винесення шламу на екстремальних відстанях.

4. Інтеграція спеціалізованого обладнання та технології тампонування

Конструкція включає специфічні елементи: за колонні пакери для надійної ізоляції у горизонтальних ділянках та жорсткі центратори для нівелювання ексцентриситету. Також передбачаються пристрої для обертання колон у процесі спуску. Тампонування ERD-свердловин ускладнене через ризики сегрегації розчину та формування каналів. Для вирішення цих проблем застосовуються: тиксотропні та полегшені цементні системи; ступінчасте (багатосекційне) цементування; комплексне центрування колони.

5. Верифікація технічних лімітів (Drilling Limits)

Завершальна стадія передбачає фінальну перевірку проектних рішень на відповідність механічним можливостям бурової установки та обладнання (рисунок 2.1). Це дозволяє встановити граничні межі буримості та мінімізувати ризики виходу з ладу технічних засобів.



Рисунок 2.1 Основні етапи проектування конструкції свердловини з великим відхиленням вибою

2.1. Визначення висоти підйому цементу за обсадною колоною

Архітектура нафтогазової свердловини з екстремальним відходом від вертикалі, як і будь-який інженерний об'єкт подібного типу, повинна задовольняти комплекс стратегічних вимог [4]. Ключовими серед них є забезпечення максимально можливої продуктивності (дебіту), гарантування промислової безпеки на всіх етапах будівництва, якісне вивчення літолого-стратиграфічного розрізу та суворе дотримання норм екологічної безпеки.

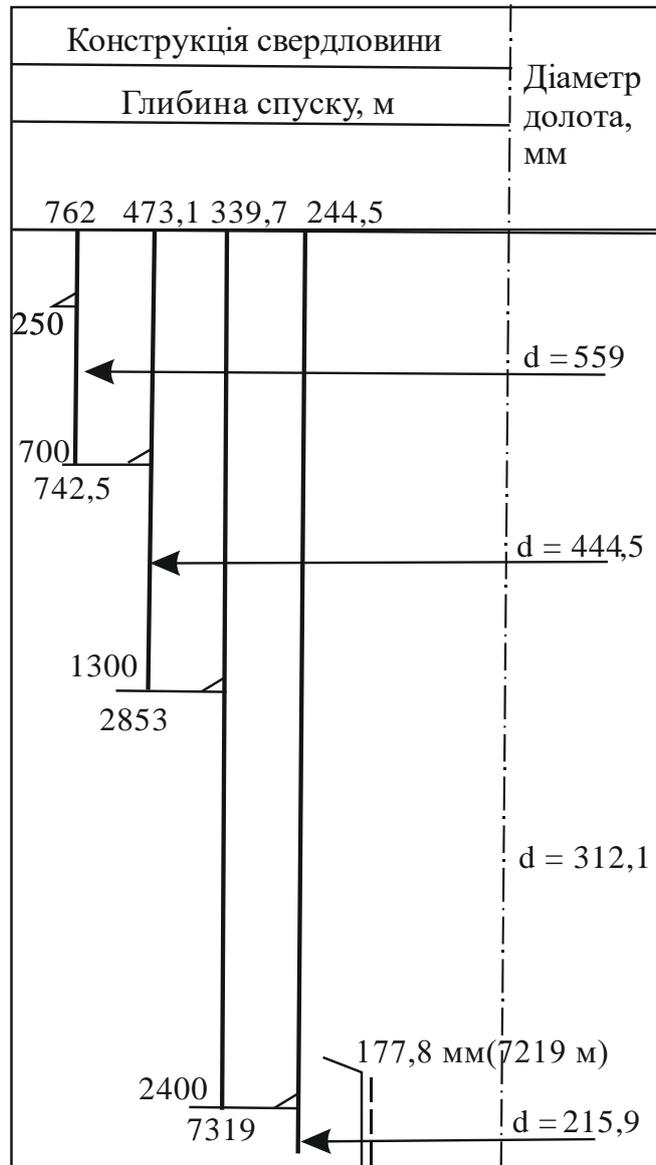
Методологічним фундаментом для визначення геометричних параметрів конструкції та глибини посадки обсадних колон є аналіз зон із несумісними умовами проходки. Цей аналіз базується на побудові та інтерпретації графіка суміщених тисків (пластового, поглинання та гідростатичного), що дозволяє чітко розмежувати інтервали з різними градієнтами [4, 27, 28].

На рисунках 2.2 та 2.3 представлено графічну інтерпретацію суміщених тисків для типової похилої свердловини з надвеликим відхиленням. Ці дані використані у подальшому дослідженні як базовий еталон для виконання інженерних розрахунків та моделювання технологічних процесів.

Глибина свердловини, м		Тиск, МПа		Еквівалент градієнтів тисків, г/см ³										Густина бурового розчину, г/см ³	
По верт.	По стовбуру	Пластовий	ГРП	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	$\rho_{б/р1}$	$\rho_{б/р2}$
150	150	1,35	2,00											-	-
200	200	1,98	3,00											1,09	-
700	742,7	7,35	11,16											1,15	1,26
855	1058,4	9,32	13,85											1,20	1,26
1200	2449,4	13,20	19,40											1,21	1,22
1300	3853,4	14,58	21,71											1,17	1,30
1400	3256,9	15,40	23,35											1,15	1,28
1600	4064,4	17,55	26,72											1,15	1,25
1800	4871,9	19,50	29,68											1,14	1,25
2200	6486,9	24,20	36,62											1,15	1,24
2380	7213,7	25,90	39,60											1,14	1,21
2400	7319,2	26,0	39,60											1,14	1,21
2410	8472	26,4	40,00											1,15	1,22

Рисунок 2.2 Графік суміщених тисків: 1,2 – зміна градієнтів тисків пластового та гідророзриву пласта; 3,4 – границі зміни густини бурового розчину.

При проектуванні похилих свердловин з екстремальним відходом від вертикалі глибина посадки обсадних колон визначається крізь призму специфічних технологічних викликів. Першочерговим ризиком є дестабілізація стінок (обвали та осипання) у верхніх інтервалах стратиграфічного розрізу. Це зумовлено інтенсивним викривленням стовбура при використанні доліт великого діаметра (444,5 x 660,4 мм) та наступним спуском відповідних секцій кріплення (339,7 x 508,0 мм). Оптимізація відстані між «черевиками» суміжних колон спрямована на максимальне скорочення інтервалу відкритого стовбура, що є критичним для запобігання диференційним прихопленням.



2410/8472

Рисунок 2.3 Конструкція свердловини, яка прийнята як базова.

У сучасній світовій практиці офшорного будівництва еталонною вважається телескопічна конфігурація з наступним поєднанням діаметрів: 762(660)/ 508(473) /340/ 245 / 178 мм. Така система включає направлення (водовідділювальну колону), кондуктор, проміжні та експлуатаційні секції, що можуть бути реалізовані як суцільні колони або у формі хвостовиків.

Процес розбурювання кушових майданчиків (як на шельфі, так і на суходолі) потребує ретельної систематизації об'єктів за їх цільовим призначенням:

Видобувні та нагнітальні свердловини: для забезпечення циклу розробки та підтримки пластового енергетичного потенціалу.

Спеціальні свердловини: для утилізації бурових шламів та відходів.

Стратегічним підходом є уніфікація діаметрів обсадних труб у межах куша. Це забезпечує взаємозамінність об'єктів (переведення видобувного фонду в нагнітальний) та можливість поглиблення спеціальних свердловин до продуктивних горизонтів у разі зміни виробничих планів.

Вимоги до газових свердловин передбачають використання НКТ великого перерізу, що часто змушує проектувати проміжні колони як хвостовики для збереження корисного діаметра. Головна відмінність горизонтальних свердловин від похилих ERD-об'єктів полягає в архітектурі закінчення. У продуктивному пласті часто застосовують нецементовані «щільні» хвостовики або залишають стовбур відкритим. Однак при загрозі інтенсивного винесення піску пріоритет надається цементованим та перфорованим хвостовикам.

Різноманітність конструкцій, що застосовуються в міжнародній практиці (представлені на рисунку 2.3), детермінується сукупністю геологічних умов, глибиною залягання та функціональною моделлю експлуатації кожної конкретної свердловини.

Висота підйому цементного розчину (ВПЦ) у затрубному просторі є детермінуючим показником якості кріплення та надійності конструкції. Згідно з галузевими нормативами [4], мінімальний рівень підйому суміші над покрівлею нафтонасиченого горизонту має становити 150 м, а для газоносних пластів — не менше 500 м. Хоча для потайних колон (хвостовиків) передбачено тампонування на всю протяжність, реалізація цих умов у

підйому має визначатися з умови забезпечення мінімальної репресії на пласт, що не перевищує лімітів його механічної міцності.

Для запобігання міжколонним газопроявам у складних умовах СВВ рекомендується інтеграція механічних бар'єрів — встановлення одного або двох за колонних пакерів безпосередньо над цементним кільцем. Якщо підйом розчину на проектну висоту неможливий через ризик поглинання, слід застосовувати комбіновані системи тампонажних сумішей. Оптимальною схемою є розміщення полегшеного розчину над стовпом цементу нормальної густоти ($1,85 - 1,90 \text{ г/см}^3$), що дозволяє знизити загальне гідростатичне навантаження.

У розрізах з аномально низьким пластовим тиском (АНПТ) ефективним рішенням є двоступінчасте цементування із застосуванням спеціалізованих муфт (МСЦ). Крім того, у складних гірничо-геологічних умовах може знадобитися адаптація самої конструкції свердловини: скорочення відстані між «черевиками» суміжних колон або впровадження додаткової технічної секції. За нормальних умов будівництва при спуску суцільних колон допускається підйом тампонажного розчину на 100 - 200 м вище рівня попереднього черевика, що забезпечує надійне герметичне перекриття зон стикування.

2.2. Встановлення «надставок» у конструкції свердловини

Згідно з нормативними положеннями [4], ділянки інтенсивного викривлення стовбура потребують використання обсадних труб підвищених груп міцності. У практиці будівництва свердловин із великим відхиленням (СВВ) критичного значення набуває захист проміжних колон від передчасного механічного зношування. Це питання є особливо актуальним, коли проміжна колона фактично виконує функції експлуатаційної, а подальше заглиблення під хвостовик здійснюється роторним методом, що

передбачає тривалий контакт бурильної колони зі стінками встановлених труб. - 762 x 476 x 340 x "хв." 245 x "хв."

Інтеграція захисної надставки («фальш-колони») є ефективним рішенням для різних комбінацій діаметрів обсадних колон. Важливою умовою її експлуатації є періодична зміна просторового положення надставки. Графік таких маніпуляцій визначається на основі аналітичних розрахунків інтенсивності зношування або шляхом емпіричних спостережень у процесі буріння.

Крім захисної функції, впровадження надставки дозволяє суттєво оптимізувати гідравлічну програму промивання свердловини. Завдяки перерозподілу потоків - коли одна частина промивальної рідини циркулює в кільцевому просторі між основними колонами, а інша в інтервалі між надставкою та бурильними трубами - досягається значне зростання швидкості висхідного потоку. Це забезпечує ефективне очищення вибою від шламу та дозволяє збільшити загальні об'єми прокачування розчину, що є критично важливим параметром для успішного будівництва свердловин із надвеликим відходом і горизонтальних стовбурів.

На рисунку 2.3 а) зображено еталонну (базову) конфігурацію свердловини з пологим або горизонтальним закінченням. Вибір методу кріплення продуктивного горизонту хвостовиком діаметром 178 мм залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей колектора: передбачається або суцільне цементування з подальшою перфорацією, або встановлення фільтрових секцій без тампонування.

Альтернативна схема, наведена на рисунку 2.3 б), передбачає спуск експлуатаційної колони діаметром 178 мм від самого гирла до покрівлі пласта. У такому разі продуктивний інтервал розкривається долотом меншого розміру (152,4 мм) з наступним перекриттям хвостовиком діаметром 127 мм або 114 мм.

Окрему увагу на рисунку 2.3 приділено архітектурі свердловин із екстремально довгими горизонтальними ділянками. Такі складні умови вимагають інтенсифікації кріплення шляхом збільшення глибини посадки технічних колон. Головна мета такої стратегії — максимальне обмеження протяжності незакріплених інтервалів («відкритого стовбура»), що є ключовим фактором у запобіганні геологічним ускладненням та технічним аваріям.

Обсадна колона діаметром 339,7 мм спускається комбінованою 339,7 x 346 (351) мм; обсадна колона 0244,5 мм також спускається комбінованою 244,5 x 273,1 мм, а експлуатаційна колона «хвостовик» діаметром 177,8 мм у поєднанні з 168,3 (146,1) мм трубами. При цьому труби більшого діаметра встановлюються у верхній частині колони.

Регламент цементування затрубного простору суттєво варіюється залежно від типу свердловини. У нафтовидобувних об'єктах передбачається підйом тампонажного розчину до гирла за кондуктором та першою технічною колоною. Для нагнітального фонду вимоги є більш суворими: повна герметизація до гирла обов'язкова для кондуктора, першої та другої проміжних колон, а в окремих випадках — і для експлуатаційної колони. У морському бурінні існують особливі вимоги до ліквідації: при консервації або ліквідації свердловини рівень цементу за кондуктором має бути зафіксований на позначці 10 м нижче рівня морського дна. Схеми конструкцій газових свердловин, наведені на рисунку 2.3 (г, д), демонструють їхню специфіку порівняно з нафтовими аналогами.

Головна відмінність архітектури газових свердловин полягає у необхідності забезпечення високої пропускної здатності для великих дебітів. Це вимагає використання насосно-компресорних труб (НКТ) значних діаметрів (наприклад, 245 мм або комбінованих варіантів 245 x 178 мм). У проектах із великим відхиленням (ERD) для захисту техніко-експлуатаційних колон від ерозійного зношування інтегрують тимчасові «фальш-колони»

(рис. 2.3, д). Їх демонтують безпосередньо перед кріпленням продуктивного інтервалу хвостовиком.

Організація кущового буріння на шельфі зазвичай починається зі спорудження спеціалізованої свердловини для утилізації шламів. Для цього в конструкціях видобувних та нагнітальних свердловин проектується спеціальні технологічні «вікна» або інтервали для закачування відходів. У складних умовах ERD-буріння поширеною практикою є посадка «черевика» хвостовика безпосередньо у покрівлю пласта. Це дозволяє ізолювати вищезалягаючі горизонти, попередити можливі флюїдопрояви або поглинання під час подальшого розкриття продуктивної зони.

2.3. Оцінка прохідності обсадних колон у похилій свердловині

Однією з ключових проблем будівництва похило-спрямованих свердловин є гарантоване доведення кріплення до проектних позначок. Складність цієї операції безпосередньо корелює з просторовою геометрією стовбура: амплітудою відхилення від вертикалі, поточним зенітним кутом та локальною інтенсивністю викривлення. Окрім геометрії, на прохідність суттєво впливають конструктивні параметри самої колони (її жорсткість та зовнішній діаметр), а також трибологічні опори, що виникають у процесі спуску.

У науковій літературі [35, 36] запропоновано методику розрахунку оптимального діаметра породоруйнівного інструменту, який би створював достатній зазор для вільного проходження обсадних труб. Проте існуюча математична залежність базується на спрощеній моделі: секція труби довжиною близько 20 м розглядається як жорстка балка, що спирається на дві точки у викривленому каналі. При цьому припускається, що черевик та верхній край розрахункового сегмента знаходяться в рівноважному стані на

опорах одного рівня, що не завжди повною мірою відображає реальну динаміку спуску в умовах складної траєкторії.

Практичний досвід свідчить, що найбільш критичними зонами, де виникає ризик заклинювання або різкого зростання сил опору, є інтервали сполучення ділянок із різною кривизною. Зокрема, це переходи від вертикальної проходки до інтенсивного набору zenітного кута, а також точки інверсії траєкторії — від стабілізації до подальшого викривлення. У цих вузлах геометрична невідповідність між жорсткістю колони та радіусом стовбура сягає максимуму, що вимагає прецизійного розрахунку діаметрів буріння.

Наприклад, при переході від стабілізації кривизни на набір, вісь пружної лінії обсадної колони, що характеризується параметром $\left(\frac{d^2y}{dx^2}\right)$.

набуває форми вигнутої поверхні стовбура свердловини, викривленої радіусом R . Отже можна записати диференціальне рівняння вигнутої осі

$$\text{системи у вигляді: } EJ = \frac{d^2y}{dx^2}$$

де EJ - жорсткість труб обсадної колони; x, y - координати поточного перерізу труби; $M_{\text{тг}} = EJ/R$ - згинальний момент, що виникає в трубах на викривленому ділянці стовбура свердловини.

У науковому дослідженні [37] розглядається класична задача про деформацію консольної балки під впливом прикладеної до її вільного кінця зосередженої сили. Ця сила спричиняє притискання балки до криволінійної поверхні. При адаптації даної фізичної моделі до умов проходження обсадної колони через інтервали викривлення, необхідно внести корективи, що враховують реальну специфіку навантажень.

Зокрема, замість точкового (зосередженого) зусилля доцільно оперувати поняттям рівномірно розподіленого навантаження. У цій моделі припускається, що сегмент обсадної труби притискається до стінки

викривленого каналу в напрямку, який є протилежним вектору дії гравітаційної складової (власної ваги). За таких умов математичний вираз для розрахунку результуючого прогину, що характеризує ступінь відриву колони від нижньої твірної стовбура свердловини, трансформується у наступний вигляд:

$$f = \frac{l^2}{2R} + \frac{(EJ)^2}{6(ql \sin \alpha)^2 R^3}. \quad (2.1)$$

Замінивши на $(D_T - d_{тр})$, де $d_{тр}$ - діаметр долота, обсадної труби і вирішуючи рівняння відносно D_T отримаємо:

$$D_o = d_{mp} + \frac{l^2}{2R} + \frac{(EJ)^2}{6(ql \sin \alpha)^2 R^3}, \quad (2.2)$$

Слід зауважити, що поздовжня складова ваги труби $q \cos \alpha$ практично не впливає на деформаційний стан системи через малу величину різниці рівнів опор балки і великих значень зенітного кута стовбура свердловини.

Приклад розрахунку діаметра долота для спуску колони обсадної діаметром 24,45 см.

Вихідні дані: $EJ=1,16 \cdot 10^{10}$ кг-см²; товщина стінки труби $\delta = 11,1$ мм; вага 1 п.м. труби $q = 0,647$ кг/см; розрахункова довжина труби $l = 10$ м (1000 см); $\alpha = 800$; $ql \sin \alpha$ – поперечна складова ваги труби, кг; $R = 674$ м (67 400 см). За формулою (3.12) маємо:

У таблиці 3.3 акумульовано результати обчислень, спрямованих на верифікацію оптимального діаметра долота. Даний параметр розрахований таким чином, щоб гарантувати безперешкодне проходження обсадної колони до проектних відміток, згідно з прийнятою архітектурою свердловини. Розрахункова модель враховує складну взаємодію низки факторів: радіуса викривлення каналу на конкретному інтервалі, поточного значення зенітного кута, а також показників жорсткості та масових характеристик трубного масиву.

Таблиця 3.3 Розрахунок діаметра долота

Зовнішній діаметр обсадної труби, см	Товщина стінки труби, мм	Діаметр муфти, см	Вага 1 п. Труби кг/см	Жорсткість труби EJ, кгсм ² ·10 ⁴	Радіус викривлення свердловини, R, м	Довжина труби, см	Зенітний кут свердловини, α град	Дд, см
50,8	12,7	53,34	1,59	12,71	1146	1200	35	56,05
47,31	11,89	50,80	1,41	9,62	882	1200	65	54,64
33,97	12,20	36,51	1,01	3,53	764	1100	75	40,82
24,45	11,10	26,99	0,65	1,16	674	1100	85	33,34
17,78	9,20	19,45	0,39	0,36	603	1000	90	26,64

$$D_o = 24,45 + \frac{1000^2}{2 \cdot 67400} + \frac{(1,16 \cdot 10^{10})^2}{6(0,647 \cdot 1000 \cdot 0,9848)^2 \cdot 67400^2} =$$

$$= 24,45 + 7,418 + 0,18 = 32,05 \text{ см} = 320,5 \text{ мм}$$

2.4. Висновки за розділом 2

1. У свердловинах з великим відхиленням від вертикалі, особливо в газовій свердловині з метою попередження затрубного газопрояву, рекомендовано над цементним розчином встановлювати пакер (один або два), а при неможливості підйому цементного розчину на всю довжину колони використовувати тампонажні розчини різної щільності.

2. Встановлено, що висота підйому цементного розчину за обсадною колоною визначається за умови мінімальної репресії на продуктивний пласт, недопущення гідророзриву порід або інтенсивного поглинання розчину. Потайні обсадні колони при цьому цементуються на всю довжину колони, в той час як за рештою обсадних колон, включаючи експлуатаційну допускається забезпечення висоти підйому цементу до перекриття стовбура всередину попередньої колони на 100 – 200 м². Для герметизації за колонного простору при спуску "хвостовика" використовується пакер-підвіска відповідного діаметра.

3. При будівництві глибоких СВВ, у конструкції яких передбачено спуск «хвостовиків» з метою попередження зносу (руйнування) попередньої обсадної колони, яка по суті стає експлуатаційною, необхідно застосовувати «надставки», що витягуються перед спуском останнього «хвостовика».

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ КОЛОНИ У ПОХИЛІЙ СВЕРДЛОВИНІ З ВЕЛИКИМ ВІДХИЛЕННЯМ СТОВБУРА ВІД ВЕРТИКАЛІ

3.1 Особливості процесу цементування потайних колон

У сучасній практиці спорудження глибоких нафтогазових об'єктів роль експлуатаційних колон дедалі частіше виконують потайні секції, відомі як хвостовики. Такі колони доставляються до цільового інтервалу на бурильних трубах, що дозволяє оптимізувати навантаження на буровий комплекс.

Хоча фундаментальна схема цементування хвостовиків багато в чому ідентична технології кріплення суцільних обсадних колон, режим реалізації цього процесу має суттєву специфіку. Найбільш виражено ці особливості проявляються в умовах похило-спрямованого буріння з екстремальними показниками відходу від вертикалі.

Специфіка режиму тампонування в таких умовах зумовлена необхідністю забезпечення рівномірного заміщення бурового розчину в асиметричному кільцевому просторі та мінімізації ризиків виникнення зон неповного заміщення під дією сили тяжіння на пологих ділянках.

У СВВ по мірі збільшення відхилення ствола від вертикалі (A), природно, зростає глибина свердловини по довжині ствола (L), внаслідок чого при постійних значеннях глибини свердловини по вертикалі (H), тиску пластового $P_{пл}$ і тиску гідророзриву $P_{розр.}$ при русі рідини в кільцевому просторі виникають гідравлічні опори $P_{гидр.}$, які в сумі з гідростатичним тиском складового стовпа тампонажного і бурового розчинів $P_{ст}$ створюють репресії на пласт $P_{репр.}$, що досягають граничних значень, що можуть призвести до гідророзриву пласта.

Під дією репресійного тиску (перепаду тиску в системі свердловина - пласт) відбувається проникнення фільтрату розчину в пласт та його

забруднення, що призводить до труднощів при освоєнні свердловини та зменшенні її дебіту. Відомо, що рівень забруднення пласта характеризується показником - скін-ефект (SK).

У роботах [28, 51] наводиться оцінка впливу на SK ряду факторів, серед яких виділяють $P_{репр.}$. Незважаючи на те, що на складний технологічний процес цементування свердловини впливає безліч факторів, проте слід вважати, що вплив $P_{репр.}$ справді є домінуючим. У зв'язку з цим при вирішенні проблеми підвищення якості цементування потайних колон в СВВ особливу увагу приділено управлінню величиною $P_{репр.}$ - зрозуміло, що менше величина $P_{репр.}$, тим менше глибина проникнення фільтрату розчину в пласт. Разом про те величина R_{ϕ} має бути менше, ніж глибина проникнення заряду перфоратора $l_{перф.}$ у пласт [52]. За даними [53] сучасні конструкції перфораторів з великою пробивною здатністю створюють канали, що досягають довжини до 10-11 м.

Звідси випливає, що цементування у якому забезпечується умова $R_{\phi} < l_{перф.}$ повинне проводитися при репресії на пласт, що не перевищує розрахункової величини $P_{розр.}$. На основі вивчення вітчизняних та зарубіжних досліджень із цієї проблеми встановлено, що $l_{перф.} = 1,0$ м близько корелюється з величиною R_{ϕ} [51], при $P_{репр.} = 6,0 \dots 6,5$ МПа. Найменше значення $P_{репр.} = 0$ МПа. Такий випадок розкриття продуктивного пласта на рівноважному тиску, що найчастіше проводиться при будівництві свердловин на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки. Розглянемо процес цементування експлуатаційної колони за умов нормального пластового тиску. Тому розрахунковий тиск репресії на пласт приймається рівним $= 6,0$ МПа. Концепція гідравлічної програми цементування експлуатаційної колони полягає у тому, що при цементуванні колони на всіх етапах - промивання перед початком цементування, закачування та продавлювання цементного розчину, репресія на продуктивний горизонт повинна бути рівною або менше, ніж репресія у

процесі розкриття пласта. При цьому необхідно забезпечити підйом тампонажного розчину за колоною на необхідну висоту згідно конструкції свердловини.

Значення може бути досягнуто за умови підйому тампонажного розчину на мінімально допустиму висоту, що визначається за формулою:

$$h_{m/p}^{min} = h_{nl} - h_{н/к}^{min}, \quad (3.1)$$

де h_{nl} - товщина продуктивного пласта (ПП), м; $h_{н/к}^{min}$ - мінімальна висота підйому тампонажного розчину над покрівлею ПП, м.м.

В [4] вказано, що $h_{н/к} = 150$ м для нафтових свердловин, і 500 м - для газових свердловин. Однак у більшості випадків при $h_{н/к}^{min} = 150$ м не забезпечується умова обов'язкового цементування потайних колон по всій довжині. У цьому випадку можливе застосування 2-ступінчастого методу цементування. потайної колони діаметром $d_{нк} = 177,8$ мм в СВВ діаметром 215,9 мм, суцільним методом за таких умов:

Глибина свердловини з вертикалі $H = 2400$ м; $A = 6000$ м; глибина покрівлі продуктивного пласта 2325 м. Розрахункова глибина свердловини по довжині ствола $L = 6884$ м. Інші вихідні дані наступні: тип проектного профілю СВВ – 3-інтервальний; глибина точки зарізування $h_0 = 350$ м; радіус викривлення на інтервалі набору кривизни $R = 573$ м, довжина інтервалу набору кривизни по вертикалі $h_1 = 553$ м, по стовбуру $l_1 = 750$ м. Максимальний зенітний кут $\alpha_{max} = 75^\circ$ на глибині 903 м по вертикалі, по стовбуру - 4100 м, інтервал установки 5435...6884 м, потайна колона входить усередину 244,5-мм обсадної колони, спущеної на глибині 5628 м на довжину 193 м по стволу (50 м по вертикалі). Довжина бурильних труб 127 x 9,19 мм марки S-135 $l_{б/м} = 5435$ м. Градієнт пластового тиску $\Gamma_{nm} = 0,01083$ МПа/м (пластовий тиск $P_{nl} = 26,0$ МПа). Тиск гідророзриву пласта $P_{г/розр.} = 39,6$ МПа. Розрахунковий тиск гідророзриву з урахуванням коефіцієнта безпеки шару $K_{б} = 1,05$ складає $P_{г/розр.} = 37,71$ МПа.

Густина бурового розчину $\rho_{б/р}$ при розкритті продуктивного пласта, знайдена відповідно до вимог [4], становить $\rho_{т/р} = 1180$ кг/м³.

Густина тампонажного розчину прийнята рівною -1850 кг/м³.

Попередньо виконані розрахунки показали, що якщо взяти мінімально допустиму висоту тампонажного розчину $75 + 150 = 225$ м, то відстань від вибою свердловини до глибини знаходження башмака 244,5-мм обсадної колони становить 870 м, що менше, ніж прийнята довжина потайної колони $l_T = 1449$ м. Враховуючи вимоги підйому тампонажного розчину за колоною склала $h_{m/р} - 375$ м. У цьому випадку довжина стовпа тампонажного розчину за колоною виявляється рівною довжині потайної колони.

3.2 Визначення висоти підйому цементу свердловини з урахуванням параметрів режиму цементування колони

Метод ступінчастого цементування експлуатаційної колони найчастіше застосовується у глибоких вертикальних та похилих свердловинах, особливо у похилих свердловинах з великим відхиленням стовбура від вертикалі, у гірничо-геологічних та техніко-технологічних умовах, за яких фактичний тиск на пласт $\sum P_{факт.}$ до моменту закінчення процесу цементування перевищує допустимий тиск $\sum P_{доп.}$ Завдання зводиться до визначення висоти підйому цементу за колоною, яка по суті є висотою установки муфти для ступінчастого цементування ($h_{ц/р} = h_{мсц}$) за довжиною стовбура свердловини ($l_{ц/р} = l_{мсц}$). Глибина установки МСЦ :

$$l_{мсц} = L_{св} - l_{мсц}^{к/n}, \quad (3.2)$$

де $L_{св}$ – глибина свердловини по довжині стовбура, м.

Умова для розв'язання задачі записується у вигляді:

$$\sum P_{св/факт} \leq \sum P_{св/доп} \quad (3.3)$$

Відомо, що $\sum P_{св/факт}$ визначається за такою формулою:

$$\sum P_{св/факт} = P_{г/ст}^{к/н} + P_{г/дин}^{к/н}$$

де $P_{г/ст}^{к/н}$, $P_{г/дин}^{к/н}$ - гідростатичний, гідродинамічний тиск на пласт у процесі цементування колони, МПа.

$$P_{г/ст}^{к/н} = 0,01[h_{ц/р}^{к/н} \rho_{ц/р} + h_{б/р} \rho_{б/р}] \quad (3.4)$$

де $h_{б/р}$ - висота стовпа бурового розчину в кільцевому просторі свердловини, м; $0,01 = g \cdot 10^{-3}$ ($g = 9,8$ Н/кг). Оскільки $h_{б/р} = H_{в} - h_{ц/р}$, то формула (3.4) переписується як:

$$P_{г/ст}^{к/н} = 0,01[h_{ц/р}^{к/н} (\rho_{ц/р} - \rho_{б/р}) + H_{в} \rho_{б/р}], \quad (3.5)$$

$$\sum P_{св/факт} = 0,01[h_{ц/р}^{к/н} (\rho_{ц/р} - \rho_{б/р}) + H_{в} \rho_{б/р}] + P_{г/дин}^{к/н}, \quad (3.6)$$

де $H_{в}$ – глибина свердловини по вертикалі, м; $\rho_{ц/р}$, $\rho_{б/р}$ - щільності цементного та бурового розчинів, в г/м³.

Слід зазначити, що [4] передбачено - гідравлічну програму будівництва свердловини, яка розробляється таким чином, щоб виключити гідророзрив пласта. Его означає, що допустимим значенням тиску на пласт є тиск гідророзриву. Для забезпечення підйому цементу за колоною на меншу висоту є можливим прийняття мінімального розрахункового значення репресії на пласт яка дорівнює 3,0 МПа, що відповідає максимальному тиску на пласт з урахуванням допустимого перевищення гідростатичного тиску стовпа бурового розчину над пластовим [9]. Таким чином пропонується при розробці гідравлічної програми цементування експлуатаційної колони в якості розрахункового тиску репресії на пласт приймати: $P_{репр} = 3,0 \dots 6,0$ МПа. У той час як при розрахунку гідравліки процесу цементування проміжних (технічних) колон рекомендується прийняти за розрахунковий тиск репресії на пласт як різницю між тиском гідророзриву пласта з

урахуванням коефіцієнта безпеки K_6 і гідростатичним тиском стовпа рідини в свердловині $P_{z/cm}$:

$$P_{репр.}^{z/дин} = (P_{z/p} / K_6) - P_{z/cm}, \quad (3.7)$$

Для цементування експлуатаційної колони формула (3.7) записується як:

$$\sum P_{св/дон} = \sum P_{св/розр} = P_{пл} + P_{репр/розр}, \quad (3.8)$$

Вплив режиму цементування експлуатаційної колони довжини вертикального ділянки профілю СВВ. Було показано, що в процесі закачування цементного розчину всередину колони., під дією перепаду тиску ΔP , в кільцевому просторі свердловини, створюється гідродинамічний тиск P і відповідно репресія на пласт, що можуть перевищити допустимі значення. При тому самому об'ємі цементного розчину всередині колони, а отже довжини стовпа, величина ΔP у вертикальній частині профілю свердловини більша, ніж у викривленій настільки, наскільки проекція похилого стовбура на вертикаль, менше її довжини по стовбуру.

Величина ΔP визначається за такою формулою:

$$\Delta P = 0,01 (\rho_{ц/р} + \rho_{6/р}) H_0, \quad (3.9)$$

де H_0 – висота стовпа цементного розчину всередині колони, м.

ΔP - витрачається на подолання сумарних гідравлічних опорів при русі рідин всередині колони і в кільцевому просторі свердловини.

Для кількісної та якісної оцінки впливу параметрів режиму цементування на величини $h_{ц/р}$, $h_{мси}$, $l_{ц/р}$, $l_{хв}$ та на $H_{0/дон}$. За прийнятою методикою наводяться приклад розрахунку цементування експлуатаційної колони в СВВ з наступними вихідними даними.

Глибина свердловини по вертикалі – 2400 м, по стволу – 7163 м. Проектне відхилення ствола від вертикалі $A = 6500$ м. Свердловина полого, тип профілю – 3-х інтервальний. Глибина точки зарізування $H_{м/зар}$ - 250 м;

максимальний zenітний кут $\alpha_{\max} = 73^\circ$ на глибині 470 м по вертикалі, по стволу - 542 м.

Пластовий тиск $P_{\text{пл}} = 26,0$ МПа; тиск гідророзриву пласта з урахуванням коефіцієнта безпеки – $P_{\text{розр}} = 37,71$ МПа. Розрахункове, допустиме значення репресії на пласт 6,0 МПа.

Діаметр свердловини $d_d = 215,9$ мм (0,216 м); діаметр бурильних труб $d_{\delta/m} = 127$ мм (0,127 м); діаметри обсадних труб, $d_{om} = 177,8$ мм (0,178 м); 168,3 мм (0,168 м). Щільність бурового розчину 1180 кг/м³; густина цементного розчину $\rho_{\text{ц/р}} = 1850$ кг/м³.

Розрахунок відстані від вибою свердловини до місця встановлення муфти ступінчастого цементування, висоти підйому цементу за колоною та довжини хвостовика.

Оцінювався вплив на параметри $P_{\text{репр}}$, $\sum Q_{\text{ца}}$, $P_{\text{з/дин}}$ що шукаються. При цьому змінювалося від 4,0 МПа до 6,0 МПа з кроком 1,0 МПа; змінювалося від 3,68 МПа при $P_{\text{репр}} = 6,0$ МПа, до 1,68 МПа при $P_{\text{репр}} = 4,0$ МПа; $\sum Q_{\text{ца}}$. В момент виникнення гідравлічного «удару» приймалося рівним - 0,0088, 0,0047 м³/с що відповідає 1-ї швидкості роботи ЗЦА - 400А при діаметрі втулки -125 мм і 110 мм (максимальний тиск розвивається відповідно $P_{\text{ца}}^{\max} = 30$ МПа і 40 МПа) і продуктивності ЦА - 4АН-700 при роботі на 1-й швидкості при діаметрі втулок -100 мм; $P_{\text{ца}}^{\max} = 70,0$ МПа

Розрахунок довжини вертикальної ділянки профілю похилої свердловини з урахуванням параметрів режиму цементування експлуатаційної колони

За формулою (3.8) допустимий тиск у свердловині дорівнює:

$$\sum P_{\text{дон}} = 26 + 6 = 32 \text{ МПа}$$

Гідродинамічний тиск у кільцевому просторі свердловини при закачуванні цементного розчину всередину колони, що дорівнює гідродинамічній складовій репресії на пласт – $P_{\text{з/дон}}$ становить:

$$\sum P_{z/дин}^{дон} = \sum P_{св}^{дон} - P_{z/см}^{к/н} = 32 - 28,32 = 3,68 \text{ МПа}$$

$P_{z/см}^{к/н}$ - гідростатичний тиск стовпа бурового розчину, дорівнює:

$$P_{z/см}^{к/н} = 0,01 \cdot H_{св} \cdot \rho_{б/р} = 0,01 \cdot 2400 \cdot 1,18 = 28,32 \text{ МПа}$$

Результати розрахунку при однорозмірній, суцільній експлуатаційній колоні та «хвостовику» представлені в таблиці 3.1; 3.2.

Таблиця 3.2 Результати розрахунку при суцільній експлуатаційній колоні та «хвостовику»

Діаметр обсадної колони (хвостовика), мм	Розрахункова репресія на пласт, МПа	Розрахунковий гідродинамічний тиск у кільцевому просторі свердловини, МПа	Сумарна подача цементувальних агрегатів в кінці цементування, м ³ /с	Експлуатаційна колона			
				Суцільна		Хвостовик	
				Відстань вибою до установки МСЦ	від місця МСЦ	Висота підйому цементу, м	Довжина хвостовика, м
				По вертикалі, м	По стовбурі, м		
	6,0	3,68		81	277	380	1300
177,8	5,0	2,68	0,0088	-	-	267	913
	4,0	1,68		-	-	154	527
	6,0	3,68		404	1382	491	1680
	5,0	2,68	0,0047	260	889	354	1211
	4,0	1,68		116	397	217	742
	6,0	3,68		290	992	434	1484
168,3	5,0	2,68	0,0088	150	513	305	1043
	4,0	1,68		10	34	176	602
	6,0	3,68		472	1616	514	1758
	5,0	2,68	0,0047	326	1115	370	1265
	4,0	1,68		179	613	227	776

Аналіз результатів розрахунку:

1. Для прийнятих умов цементування експлуатаційних колон діаметр 177,8 мм і 168,3 мм допустима довжина вертикальної ділянки профілю похилої свердловини тим більше, чим більше значення $P_{\text{репр}}$.

2. Сумарна подача ЦА на етапі закачування цементного розчину при використанні «хвостовика» в 1,5...2,0 разів більше, ніж при цементуванні суцільної експлуатаційної колони, для одного і того ж значення $P_{\text{репр}}$ і прямих значеннях $I_{xв}$.

3. За отриманими формулами можна визначити значення $H_{т.затр}$ профілю, у якому забезпечується якісне цементування експлуатаційної колони. $H_0 = 250$ м, розраховане за існуючим підходом до проектування профілю похилої свердловини виявилось, що глибина точки зарізування правильно обрана.

Таблиця 3.3 Результати розрахунку при суцільній експлуатаційній колоні та «хвостовику»

Діаметр обсадної колони (хвостовика),	Розрахункова репресія на пласт, МПа	Довжина хвостовика, м	Розрахунковий гідродинамічний тиск у кільцевому просторі свердловини, МПа	Сумарна подача цементувальних агрегатів при закачуванні, м ³ /с		Допустима довжина вертикальної ділянки профіля свердловини, м	
				Експлуатаційна колона			
				Суцільна	Хвостовик	Суцільна	Хвостовик
	6,0	1300*	3,68	0,0096	0,0187	577	1197
177,8	5,0	913	2,68	0,00822	0,0176	420	989
	4,0	527	1,68	0,0065	0,0158	263	738
	6,0	1680**	3,68	0,00962	0,0172	577	1064
	5,0	1211	2,68	0,00822	0,0163	420	884
	4,0	742	1,68	0,0065	0,0147	263	661
	6,0	1484*	3,68	0,0133	0,022	623	1448
168,3	5,0	1043	2,68	0,0113	0,02	453	1156

	4,0	602	1,68	0,009	0,0175	284	854
	6,0	1758**	3,68	0,0133	0,0212	623	1348
	5,0	1265	2,68	0,0113	0,0193	453	1093
	4,0	776	1,68	0,009	0,0168	284	660

Примітка: Довжини хвостовика визначені за формулами для випадків $\sum Q_{ца}$, дорівнюють 0,0095 м³/с та 0,0047 м³/с відповідно

3.3 Висновки за розділом 3

1. Визначено, що при цементуванні проміжних (технічних) обсадних колон величина репресії визначається за умови недопущення гідророзриву та поглинання рідини в пласт, як різницю між тиском гідророзриву з урахуванням коефіцієнта безпеки та гідростатичним тиском складового стовпа рідини в кільцевому просторі свердловини.

2. Встановлено, що при цементуванні обсадних колон необхідно дотримуватись умови: $\sum Q_{ца} > Q_{max}$, де Q_{max} , - умовна продуктивність (кількість) рідини, що витісняється, під дією перепаду тиску в системі обсадна колона - кільцевий простір свердловини до моменту закінчення закачування всього об'єму тампонажного розчину всередину колони.

3. Рекомендовано в умовах використання сучасних цементувальних агрегатів застосовувати цементувальні головки, в яких цементувальні пробки продавлювалися всередину колони автоматично, без зупинки циркуляції рідини, щоб не допустити розриву струменя потоку.

4. Аналіз результатів дослідження проблеми показав, що з метою забезпечення умов мінімізації репресії на продуктивних пласт і підвищення якості цементування потайної колони в СВВ слід відмовитися від застосування 178-мм потайної колони в свердловині діаметром 215,9-мм на користь колони меншого діаметра - наприклад діаметра 168,3 мм ремонту.

РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ ТАМПОНАЖНИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ БУРІННЯ ПОХИЛО СПРЯМОВАНИХ СВЕРДЛОВИН З ВЕЛИКИМИ ВІДХИЛЕННЯМИ ВИБОЮ ВІД ВЕРТИКАЛІ

4.1 Аналіз ефективності сучасних тампонажних матеріалів.

При спорудженні свердловин класу ERD використання стандартних тампонажних композицій є неприпустимим через їхню невідповідність складним динамічним умовам похилого стовбура. Критичними факторами ризику виступають седиментаційна нестабільність (схильність твердої фази до гравітаційного осадження на нижню твірну каналу) та високі гідравлічні опори. Останні зумовлюють зростання еквівалентної циркуляційної щільності (ECD), що часто призводить до перевищення градієнта гідророзриву пласта та катастрофічних поглинань.

4.1.1. Безводні стабільні розчини (Zero Free Water)

У похилих інтервалах свердловин навіть мінімальна наявність вільної фази води спричиняє формування протяжних каналів уздовж верхньої твірної стовбура, що критично порушує герметичність кріплення. Для запобігання цьому явищу застосовують спеціалізовані суміші на основі портландцементів класів G або H (за специфікацією API), модифікованих значною кількістю стабілізуючих полімерів [4].

Ключовим стандартом для кріплення об'єктів класу ERD є впровадження систем Zero Free Water. Основна складність у стовбурах із zenітним кутом понад 45° полягає в гравітаційній седиментації: важкі частинки цементу осідають на нижню стінку, витісняючи рідину догори [6]. У типових умовах це призводить до утворення водяного каналу, який стає

магістраллю для міжпластових перетоків, стимулює корозію металу та нівелює якість цементування.

Технологія Zero Free Water забезпечує абсолютну агрегативну стійкість розчину. Показник водовідділення зводиться до нуля навіть за найбільш критичного нахилу в 45° . Такий результат досягається завдяки інтеграції реологічних модифікаторів та антиседиментаційних добавок (синтетичних або біополімерів). Вони формують міцну просторову решітку, яка утримує дисперсну фазу в підвішеному стані протягом усього процесу гідратації та тужавіння.

Додатково застосовується оптимізація гранулометрії: використання мікрокремнезему та ультрадисперсних наповнювачів фізично перекриває мікроканали міграції флюїдів. Висока динамічна напруга зсуву при низьких градієнтах швидкості запобігає явищу «сеггінгу» (розшарування) під час технологічних зупинок. Це гарантує формування однорідного цементного кільця, що є фундаментальною умовою для успішного проведення багатостадійного ГРП та тривалої експлуатації в агресивних середовищах [32].

Перспективним інноваційним рішенням є використання цементу марки ПЦ І-500Н із підвищеним вмістом трикальцієвого силікату, підсиленого природним цеолітом та метакаоліном. Цеоліт (кліноптилоліт) має унікальну каркасну структуру, яка здатна адсорбувати воду всередину тривимірних пор без зміни лінійних розмірів частинок. Він діє одночасно як полегшувач та активний пуцолан, що вступає в хімічну взаємодію з мінералами цементу [33]. У такій системі метакаолін виконує роль мікронаповнювача, заповнюючи порожнечі між зернами, що забезпечує нульове водовідділення при нахилі 45° та високу стійкість цементного каменю до дії пластових розсолів.

Для свердловин із великим відхиленням, де важливо не лише прибрати воду, а й знизити густину розчину.

Відомий такий склад цементного розчину:

Цемент класу G + 15–20% скляних порожнистих мікросфер + 0,8% полікарбонатного пластифікатора + 0,5% стабілізатора на основі ефірів целюлози.

Використання порожнистих мікросфер дозволяє суттєво знизити питому вагу тампонажної системи, а синергетична дія пластифікуючих та стабілізуючих адитивів забезпечує можливість експлуатації розчинів із низьким водоцементним відношенням (В/Ц 0,44). Така композиція демонструє виключну агрегативну стійкість: розчин зберігає гомогенність протягом усього періоду очікування затвердіння цементу (ОЗЦ). Це повністю нівелює ризик седиментаційного розшарування та формування водяних магістралей уздовж верхньої твірної похилого стовбура [34].

Для складних гірничо-геологічних умов, де традиційні цементні системи схильні до значних усадкових деформацій, розроблено безклінкерні суміші на основі зольних компонентів. Оптимальне поєднання висококальцієвої та кислої золи-виносу (у пропорції 30:70) у комбінації з полімерним стабілізатором дозволяє отримати матеріал із унікальними властивостями.

Завдяки специфіці пуцоланічних реакцій та відсутності клінкерної фази, такий розчин виявляє здатність до мікророзширення під час тверднення. Це спричиняє активне притискання цементного каменю до зовнішньої поверхні обсадної колони та стінок свердловини. У поєднанні з нульовим показником водовідділення, цей механізм гарантує бездоганну герметичність затрубного простору навіть у горизонтальних секціях протяжністю понад 1000 м.

4.1.2. Еластичні та самозагоювальні цементи (Self-healing Cements)

Похилі стовбури піддаються сильному механічному впливу під час подальшого буріння та експлуатації (вигин труб, вібрація). У цемент додають мікросфери або еластомери, які розширюються при контакті з вуглеводнями, самостійно "заліковуючи" тріщини в цементному камені (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1 Порівняльна характеристика безводних стабільних систем (Zero Free Water)

Тип системи / Основна добавка	Механізм забезпечення стабільності	Густина, кг/м ³	Температурний режим, °С	Переваги для похилих свердловин
Цеолітизована система (Цеоліт + ПЦ I-500Н)	Тривимірна пориста структура цеоліту фізично абсорбує вільну воду, не змінюючи об'єму суміші.	1400 – 1610	50 – 120	Висока адгезія до колони, стійкість до агресивних пластових вод.
Полімер-модифікована (Ефіри целюлози + Полікарбоксилати)	Створює високу в'язкість у спокої (LSRV), що миттєво блокує рух частинок і води при зупинці насосів.	1750 – 1900	20 – 160	Ідеальна реологія для довгих стовбурів; мінімальні гідравлічні втрати при прокачуванні.
Мікросферна полегшена (Скляні мікросфери + Стабілізатори)	Сферичні частинки не вбирають воду і створюють «ефект підшипника», утримуючи однорідність при низькій густині.	1100 – 1550	40 – 140	Дозволяє бурити у вузькому «вікні тисків», запобігаючи поглинанню.
Пуцоланова-пакувальна (Метакаолін + Мікрокремнезем)	Принцип щільної упаковки: мікрочастинки заповнюють порожнечу, перекриваючи шляхи для міграції вільної води.	1600 – 1850	60 – 150	Формує надзвичайно щільний, газонепроникний цементний камінь.
Зольно-безклінкерна (Висококальцієва + Кисла зола)	Хімічна взаємодія різних типів зол забезпечує мікророзширення, що компенсує усадку.	1500 – 1620	20 – 160	Повна відсутність водяних каналів завдяки ефекту розширення та щільному приляганню.

Впровадження еластичних та самозагоювальних цементів є найбільш прогресивною стратегією забезпечення довговічності кріплення в свердловинах із надвеликим відходом від вертикалі. Стандартні тампонажні суміші в таких умовах часто демонструють передчасний вихід із ладу через свою високу крихкість. Протягом усього життєвого циклу ERD-свердловини цементне кільце зазнає колосальних динамічних впливів: від вібрацій бурового інструменту до термобаричних циклів та деформаційних вигинів колони в інтервалах інтенсивного набору кута. Хоча класичний цементний камінь демонструє високу опірність стиску, його низька границя міцності на розтяг призводить до фрагментації та втрати герметичності затрубного простору [35, 36].

Еластичні тампонажні системи нівелюють ці ризики завдяки модифікації складу полімерними еластомерами, латексними емульсіями або армувальними волокнами. Ці компоненти радикально знижують модуль пружності (модуль Юнга) матеріалу, надаючи йому здатності до пластичних деформацій. Це дозволяє цементному кільцю «дихати» разом із обсадною трубою, зберігаючи цілісність навіть при екстремальному внутрішньому тиску під час багатостадійного ГРП.

Додатковим рівнем захисту є технологія Self-healing Cements (самозагоювальні цементи). Концепція передбачає інтеграцію в матрицю каменю спеціальних мікрокапсул або хімічних реагентів, що активуються лише при виникненні тріщини та контакті з пластовим флюїдом (нафтою або газом). У разі порушення цілісності капсули руйнуються, вивільняючи агент, який розширюється і автоматично герметизує пошкоджену ділянку.

Використання таких інтелектуальних систем у складних геометріях типу Extended Reach Drilling є критичним для запобігання міжколонним тискам та неконтрольованій міграції вуглеводнів. На відміну від традиційних розчинів, еластичні системи виключають формування мікрозазорів на межі «цемент-

метал» та «цемент-порода», гарантуючи безаварійну експлуатацію в умовах складного напруженого стану пласта.

Сучасні еластичні композиції (зокрема, технологічне сімейство *Flexstone*) розроблені для подолання структурної крихкості цементного каменю шляхом інтеграції еластомерних добавок або полімерного мікроармування. Дана модифікація дозволяє радикально знизити модуль Юнга, трансформуючи жорстку матрицю цементу на пружний бар'єр. Такий «амортизаційний шар» між металом обсадної труби та гірською породою здатний сприймати значні деформаційні навантаження, зберігаючи цілісність контакту навіть при сильних вигинах колони.

У ситуаціях, коли інтенсивність механічних напружень перевищує ліміти міцності й виникають мікротріщини, активується механізм автономної регенерації, реалізований у системах типу *Futur* або *LifeCem*. В архітектуру такого цементу закладено мікрокапсульовані реагенти, що перебувають у латентному стані до моменту розгерметизації. При проникненні вуглеводнів або агресивних розсолів у порожнину тріщини капсули руйнуються, а їх вміст інтенсивно набрякає. Це призводить до фізичного перекриття каналів фільтрації та відновлення ізоляційної здатності системи без залучення дороговартісних методів капітального ремонту [38].

Для підвищення опору динамічним ударам та втомному руйнуванню, особливо в похилих інтервалах, впроваджується технологія мікрофібрового дисперсного армування (наприклад, компонентами *DuraFIBER*). Синтетичні волокна створюють просторову сітку всередині каменю, яка блокує розвиток тріщин та суттєво підвищує показник ударної в'язкості матеріалу [39].

Отже, синергія еластичності та інтелектуального самовідновлення формує динамічно адаптивну систему кріплення. Вона не лише пасивно фіксує колону, а й активно протидіє деструктивним чинникам протягом усього життєвого циклу об'єкта. Це забезпечує надійну літолого-стратиграфічну ізоляцію та структурну стабільність свердловини навіть в

умовах інтенсивних механічних деформацій, що підтверджується даними, наведеними у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 Порівняльна таблиця за функціональністю тампонажних цементів

Технологія	Тип дії	Основний реагент	Сфера застосування
Flexstone	Еластична	Спеціальні еластомери	МГРП, глибокі похилі свердловини
Futur	Самозагоювальна	Вуглеводне-чутливі полімери	Газові свердловини, ризик затрубних проявів
DuraFIBER	Армувальна	Синтетичні волокна	Зони інтенсивного вигину, боротьба з вібрацією
LifeCem	Самозагоювальна	Набрякаючі еластомери	Запобігання міжколонним тискам (МКТ)

4.1.3. Полегшені розчини (Lightweight slurries)

Проектування кріплення для свердловин із великим відходом від вертикалі потребує суворого контролю гідродинамічних показників. Значна протяжність стовбура провокує зростання еквівалентної циркуляційної щільності (ЕЦЩ), що створює ризик перевищення градієнта гідророзриву пласта. Для безпечної роботи у вузькому «вікні буріння» на графіку суміщених тисків застосовують системи зі зниженою густиною:

1. Піноцементи (аеровані системи): Багатокомпонентні суміші, де необхідна щільність досягається шляхом інжекції азоту в цементну суспензію.
2. Сфероцементи: Композиції, що містять порожнисті скляні або керамічні мікросфери, які діють як наповнювачі з низькою питомою вагою [41].

Найбільш ефективним рішенням для похилих ділянок вважається стабілізований еластичний розчин із нульовим рівнем водовідділення, полегшений мікросферами. Такі модифіковані суспензії забезпечують

оптимальну реологію, прогнозовані терміни тужавіння та агрегативну стабільність при низькому водосумішевому відношенні.

В українській нафтогазовій галузі вибір методології полегшення розчинів залежить від геологічних умов та наявної номенклатури матеріалів. На сьогоднішній день серійне виробництво в Україні представлене лише однією спеціалізованою маркою — ПЦТШ-Пол 5-100 (густина 1450 кг/м³, температура 50⁰). Проте досвід експлуатації показує, що її технічних характеристик часто не вистачає для забезпечення довговічності кріплення складних похилих або бокових стовбурів.

Історичний розвиток галузі в Україні сформував базу традиційних систем, виробництво яких було зосереджено на потужностях Костянтинівського заводу обважнювачів:

ОЦГ (Полегшений цемент із трепелом): Суміш шлаку, клінкеру та трепелу. При В/Ц від 0,7 до 1,1 система має густину 1450–1600 кг/м³ і демонструє стабільність у широкому діапазоні температур (40–150 °С).

ОЩЦ (Облегшений шлако-глинистий цемент): Шлакова система з додаванням бентоніту. Ці розчини орієнтовані на термобаричні умови глибоких горизонтів (80–220 °С) при густині 1450–1550 кг/м³.

Незважаючи на наявність перевірених часом рішень, сучасні виклики ERD-буріння вимагають переходу від простих полегшених сумішей до багатофункціональних систем, які поєднують низьку щільність із високою еластичністю та нульовою седиментацією.

Сучасні розробки в галузі оптимізації цементних систем із густиною 1530 кг/м³ на основі базового портландцементу ПЦТ-I-100 зосереджені на дослідженні впливу трьох основних модифікаторів:

1. Трепел: Природний пористий матеріал, що сприяє стабілізації суспензії, проте має обмежений потенціал для суттєвого зниження питомої ваги.

2. Алюмосилікатні ценосфери: Порожністі сферичні мікрочастинки (близько 100 мкм), отримані як побічний продукт спалювання вугілля. Мають високу механічну та термічну тривкість, проте їх застосування потребує контролю через ризик нерегульованої аерації розчину.
3. Вермикуліт: Мінерал із групи гідрослюд, здатний до значного об'ємного розширення при термічній обробці. Попри певні труднощі з гомогенізацією (тенденція до спливання), він забезпечує найкращу стабільність об'єму цементного каменю.

Аналіз показників усадки підтвердив пріоритетність системи «ПЦТ-I-100 + вермикуліт». Експериментально встановлено, що її усадка в імітованих свердловинних умовах не перевищує 2,6%, тоді як в альтернативних складах цей показник сягає 4% і більше. Перспективним вектором досліджень є подальша деінтенсифікація густини (нижче 1530 кг/м³) для роботи в інтервалах із критичними поглинаннями.

Для вирішення завдань кріплення в умовах аномально низького пластового тиску (АНПТ) на українському ринку розроблено серію цементів ПЦТШ-Пол5-100 та ПЦТШ-Пол4-100.

Основою цих матеріалів є рівнокомпонентна суміш клінкеру та цеолітизованого туфу з додаванням гіпсу (3%). Це дозволяє готувати розчини густиною 1400–1500 кг/м³ при водосумішевому відношенні В/Ц 1,0 та робочих температурах 50–100 °С.

Для перетворення цих базових складів на високотехнологічні системи, адаптовані до потреб вітчизняних підприємств (зокрема, продукції заводів «Волиньцемент», «Миколаївцемент», «Івано-Франківськцемент»), застосовується комплексна хімічна обробка. Сучасні оптимізовані склади на основі продукції українських заводів включають широкий спектр добавок: стабілізатори на основі ефірів целюлози та полікарбоксилатів для запобігання седиментації, суперпластифікатори для покращення реології, антиспінювачі, сповільнювачі тужавіння (НТФК), а також армувальні

поліпропіленові волокна та негашене вапно для забезпечення ефекту розширення.

Попри ефективність комплексних модифікованих систем, їх впровадження вимагає прецизійного дозування значної кількості дороговартісних реагентів, що ускладнює технологічний процес. Глибокий аналіз поширених рецептур висвітлює низку системних недоліків: недостатню деінтенсифікацію густини та аномально високу водопотребу, що стає першопричиною об'ємної усадки. Намагання компенсувати усадку шляхом додавання оксиду кальцію (CaO) часто провокують зворотний негативний ефект — деструктивне розширення, яке руйнує цілісність цементного каменю ще на стадії формування.

Наукові школи Чернівецького національного університету та УкрДГРІ пропонують диференційований підхід до вибору матеріалів залежно від термобаричних умов:

Екстремальні температури (120–180 $^{\circ}\text{C}$): Рекомендовано впровадження безклінкерних термостійких складів на базі шлаків ПАТ «Криворіжсталь» та цеолітизованого туфу. Висока міцність таких систем базується на синтезі активних сполук SiO_2 та Al_2O_3 при мінімальній концентрації малоактивного оксиду кальцію. Помірні умови (до 120 $^{\circ}\text{C}$): Застосовуються композиції ПЦТІ-100 із шамотним порошком марки П7. Полегшення до 1560–1640 $\text{кг}/\text{м}^3$ тут досягається за рахунок варіювання водосумішевого відношення, хоча це потребує додаткової стабілізації.

Універсальні та корозійностійкі рішення: Цементно-зольні системи (ЦЗС) на основі золи-виносу Курахівської ТЕС демонструють виняткову витривалість в агресивних пластових середовищах. При використанні стабілізаторів ці системи дозволяють безпечно знижувати густину до 1450 $\text{кг}/\text{м}^3$. Екстремальне полегшення: Використання фільтроперліту дозволяє досягти показників 1265–1550 $\text{кг}/\text{м}^3$, проте такий підхід супроводжується

неминучою втратою механічної міцності каменю при гранично низькій щільності.

Найбільш технологічно досконалыми на сьогодні визнано безклінкерні зольні суспензії, що базуються на синергії висококальцієвих та кислих зол. У діапазоні температур 20–160 °С вони забезпечують стабільну густину (1500–1620 кг/м³), високу седиментаційну стійкість та ефект контрольованого мікророзширення. Саме такі характеристики є вирішальними для створення герметичного бар'єру в затрубному просторі (детальні параметри наведено у таблиці 4.3).

Таблиця 4.3 Порівняльна характеристика полегшених тампонажних сумішей

Тип суміші / Рецептура	Густина розчину, кг/м ³	Температурний режим, °С	Переваги та особливості
ПЦТШ-Пол 5-100 / Пол 4-100	1400 – 1500	50 – 100	Єдиний серійний полегшений цемент в Україні; містить цеолітизований туф.
ОЦГ (шлак + клінкер + трепел)	1450 – 1600	40 – 150	Широкий температурний діапазон; історично відпрацьована технологія.
ОЩЦ (шлак + бентоніт)	1450 – 1550	80 – 220	Найкращий вибір для високотемпературних (глибоких) свердловин.
ПЦТ-І-100 + Вермикуліт	1530	20 – 100	Мінімальна усадка (2,6%); висока стабільність об'єму.
ПЦ І-500Н + Цеоліт + Метакаолін	1610	50 – 100	Пуцоланічна активність; цеоліт працює як стабілізатор води.
Шлако-цеолітовий (безклінкерний)	1400 – 1600	120 – 180	Формує стійкі кристалогідрати; висока термостійкість.
Цементно-зольний (ЦЗС)	1450 – 1650	50 – 160	Висока корозійна стійкість у агресивних середовищах.
Фільтроперлітові суміші	1350 – 1550	50 – 100	Значне полегшення при невеликій концентрації добавки.
Трикомпонентна (ПЦ + Зола + Перліт)	1265 – 1280	20 – 100	Найнижча густина серед безпінних систем; для умов АНПТ.
Зольний безклінкерний (ЗС)	1500 – 1620	20 – 160	Стабільність, здатність до розширення

Для похилих свердловин (ERD): Оптимальним є поєднання ПЦ I-500H з мікросферами або цеолітом, модифіковане полікарбоксилатами для нульового водовідділення.

Для зон поглинання (АНПТ): Рекомендується трикомпонентна суміш (ПЦ+Зола+Перліт), що забезпечує мінімальний гідростатичний тиск.

Для гарячих свердловин: Найкраще зарекомендували себе безклінкерні шлакові або зольні системи, які не руйнуються під дією високих температур.

4.2. Технологія кріплення породи при бурінні тампонажним розчином запропонованої рецептури

Впровадження технології Zero Free Water (цементних систем із нульовим водовідділенням) є базовою вимогою при будівництві глибоких свердловин із великим зенітним кутом. Цей стандарт дозволяє повністю нівелювати ризики гравітаційної сепарації компонентів розчину в затрубному просторі.

Явище седиментаційної нестабільності у похилих інтервалах (понад 45⁰) запускає небезпечний механізм: важка дисперсна фаза цементу концентрується біля нижньої стінки стовбура (low side), тоді як вільна вода витісняється до верхньої твірної (high side).

Внаслідок цього процесу вздовж усієї похилої ділянки виникає неперервний водяний канал. Такий дефект критично погіршує герметичність, оскільки навіть після тужавіння цементу цей канал залишається відкритим для міграції газу та пластових розсолів. Деструктивний вплив посилюється ефектом Бойкотта: швидкість осідання часток у похилому каналі зростає в рази порівняно з вертикальним положенням, оскільки відстань вільного падіння частки до стінки значно скорочується.

Це призводить до формування неоднорідного каменю: надщільного у нижній частині та пухкого або повністю відсутнього у верхній. Такий стан

конструкції провокує виникнення міжколонних тисків та інтенсивну корозію труб.

Вирішення проблеми базується на синергії хімічної модифікації та структурного ущільнення матриці [29]:

Хімічна стабілізація: Використання модифікаторів реології на основі ефірів целюлози підвищує динамічну напругу зсуву при низьких швидкостях зсуву. Це дозволяє утримувати важкі частинки у зваженому стані навіть під час статичних пауз.

Структурне ущільнення: Реалізація принципу щільної упаковки частинок. До портландцементу (наприклад, ПЦ І-500Н) інтегруються активні пуцоланові мікронаповнювачі — метакаолін або цеолітизований туф. Зокрема, тривимірна кристалічна решітка цеоліту (кліноптилоліту) працює як внутрішній сорбент, що поглинає надлишкову воду без зміни об'єму системи, гарантуючи нульове водовідділення [30].

Для отримання стабільного розчину густиною 1500–1550 кг/м³ у похилих стовбурах рекомендується наступна рецептура (таблиця 4.4):

Таблиця 4.4. Склад тампонажного цементу

Компонент	Роль у суміші	Дозування
Портландцемент ПЦ І-500Н	Основне в'язуче	650 – 700 кг
Цеоліт (Кліноптилоліт)	Полегшувач та пуцолан	130 – 150 кг (20% від маси цем.)
Метакаолін	Мікронаповнювач (Packing)	65 – 70 кг (10% від маси цем.)
Стабілізатор (типу Wolocel)	Запобігання водовідділенню	2.5 – 4.0 кг (0.4–0.6%)
Полікарбоксилатний пластифікатор	Реологія та зниження В/Ц	6.0 – 8.0 кг (0.8–1.2%)
Поліпропіленове волокно	Армування (еластичність)	1.0 – 1.5 кг
Вода замішування	Гідратація	~ 450 – 500 л (В/Ц ≈ 0.65-0.7)

Застосування інтегрованої системи на основі портландцементу ПЦ І-500Н, цеоліту, метакаоліну та селективних полімерних адитивів дозволяє сформувати тампонажний розчин, прецизійно адаптований до умов похило-спрямованого буріння. Кожен інгредієнт цієї композиції виконує специфічну функцію, спрямовану на максимізацію довговічності кріплення та ізоляційної здатності затрубного простору.

Портландцемент ПЦ І-500Н: Виконує роль базового в'язучого. Завдяки підвищеній концентрації трикальцієвого силікату (C_3S), він каталізує інтенсивний набір ранньої міцності. Це є вирішальним фактором для надійної анкеровки обсадної колони та мінімізації технологічних пауз на очікування затвердіння цементу (ОЗЦ).

Мінеральна синергія (Цеоліт та Метакаолін): Виступають як активні пуцоланові компоненти. Кліноптилоліт (цеоліт), завдяки своїй специфічній тривимірній архітектурі пор, функціонує як «регулятор внутрішньої вологості». Він адсорбує надлишкову воду під час приготування суміші та поступово вивільняє її в процесі гідратації. Це виключає появу вільної фази рідини та запобігає формуванню каналів фільтрації. Метакаолін забезпечує ефект ультращільної упаковки часток, заповнюючи інтерстиціальні пустоти, що робить матрицю каменю непроникною для газу. Крім того, ці добавки зв'язують вільний гідроксид кальцію, підвищуючи стійкість до хімічної агресії пластових вод.

Реологічний контроль (Стабілізатори та Пластифікатори): Полімерні агенти (наприклад, лінійки *Wolocel*) та суперпластифікатори на основі полікарбоксилатів оптимізують динамічні властивості системи. Стабілізатор гарантує реалізацію стандарту Zero Free Water, унеможливаючи седиментаційне розшарування компонентів під дією гравітації. Пластифікатор дозволяє знизити водоцементне відношення, зберігаючи при цьому високу текучість розчину. Це дозволяє утримувати еквівалентну

систем, що дозволяє уникнути катастрофічних поглинань під час цементування.

Режим проведення робіт

Для підвищення коефіцієнта витіснення бурового розчину та забезпечення гомогенного заповнення затрубного простору в процесі тампонування рекомендується застосовувати механічну активацію обсадної колони. Зворотньо-поступальні переміщення або ротація (обертання) труб сприяють руйнуванню застійних зон розчину та шламових подушок, що особливо критично в умовах ексцентриситету, характерного для похилих стовбурів.

У випадках значної протяжності стовбура (понад 2500 м), де сумарний гідростатичний стовп цементу може спровокувати поглинання, доцільно впроваджувати технологію багатоступеневого кріплення. Використання муфт ступеневого цементування (МСЦ) дозволяє розподілити загальний тиск на пласти, розділяючи процес заливки на окремі етапи.

Після завершення періоду очікування затвердіння цементу (ОЗЦ), який для умов шельфу зазвичай становить 24–48 годин, проводиться обов'язковий діагностичний етап — акустичний каротаж цементування (АКЦ). Даний метод контролю є критичним для газоконденсатних об'єктів шельфової зони, оскільки дозволяє верифікувати суцільність цементного каменю та ідентифікувати можливі газові канали або зони незадовільного зчеплення у верхній твірній стовбура.

4.4. Висновки до розділу 4

1. Встановлено, що у стовбурах із відхиленням понад 45 градусів стандартні тампонажні суміші під дією сили тяжіння неминуче розділяються: важкі частинки цементу осідають на нижню стінку свердловини, а вільна

вода мігрує до верхньої твірної, утворюючи безперервний водяний канал або систему лінз. Це явище, часто підсилене ефектом Бойкотта, робить неможливим досягнення міжпластової герметичності, провокує затрубні газопрояви та залишає частину обсадної колони незахищеною від корозії.

2. Запропоновано застосовувати тампонажний розчин з застосуванням технології безводних стабільних розчинів. Застосування композиції на основі ПЦ I-500Н, цеоліту, метакаоліну та комплексу полімерних добавок створює синергетичний ефект, який критично важливий для якісного кріплення похилоскерованих свердловин. Кожен компонент вирішує специфічну проблему, що виникає при великих кутах нахилу.

Таблиця 5.2 Параметри цементування

Параметр	Значення
Довжина цементування	2244 м
Геометричний об'єм затрубу	26,5 м ³
Об'єм з урахуванням каверн (1.2)	31,8 м ³
Запас на прокачування в лініях	1,5 м ³
РАЗОМ необхідний об'єм розчину	33,5 м ³

5.2. Розрахунок витрат на здійснення запроєктованого рішення і калькуляції собівартості видобутку

Витрати на проведення робіт розраховуємо за формулою:

$$B_{\text{роб}} = B_m + B_t + B_p \quad (5.1)$$

де B_m – витрати на придбання матеріалів, необхідних для проведення заходів, грн.;

B_t – витрати на експлуатацію техніки та транспорту, грн.;

B_p – витрати на оплату праці робітників, грн.

Витрати на придбання матеріалів, необхідних для проведення заходів, визначаємо за формулою:

$$B_m = k_{\text{н.п.}} \times k_{\text{тр.}} \times \sum_{i=1}^n C_{\text{мі}} \times V_{\text{рі}} \quad (5.2)$$

де $k_{\text{н.п.}}$ – коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати;

$$k_{\text{нп}} = 1 + \frac{H_{\text{нп}}}{100} \quad (5.3)$$

$H_{\text{нп}}$ – норма накладних витрат за всіма видами витрат, крім заробітної плати (складає 10%).

$C_{\text{мі}}$ – ціна 1 м³ (1 т) реагенту (матеріалу), грн.;

$V_{\text{рі}}$ – об'єм (маса) реагенту (матеріалу), м³ (т);

n – кількість видів матеріалів та реагентів для проведення процесу;

$k_{\text{тр.}}$ – коефіцієнт, що враховує транспортні витрати, приймаємо $k_{\text{тр.}} = 1,155$.

Згідно розрахунків кількість використуваних матеріалів на проведення обробки складає $26758 * 1,155 = 30906$ грн

Витрати на експлуатацію техніки та транспорту визначаються за формулою:

$$B_{\text{т}} = k_{\text{н.в.}} \sum_{i=1}^T (2l \times B_{li} + t \times B_{ti}) \quad (5.4)$$

де l – відстань від машинного парку до свердловини, км;

B_{li} – вартість перебазування одиниці техніки, грн. / км;

t – час проведення операцій, год.;

B_{ti} – вартість 1 години роботи агрегату, грн.;

m – кількість агрегатів та машин.

$k_{\text{н.в.}}$ – коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати, $k_{\text{н.в.}} = 1,1$.

Визначення розміру витрат на експлуатацію техніки та транспорту.

$$B_T = 1,1 \times 8892,2 = 9781,4 \text{ (грн.)}$$

Витрати на оплату праці робочого і технічного персоналу для проведення однієї операції:

$$B_p = \lambda \times \sum_{i=1}^B C_{Ti} \times (1 + H_H) \times t \quad (5.5)$$

де $k_{н.з}$ – коефіцієнт, що враховує накладні витрати за витратами по заробітній платі, $k_{н.з.} = 1,3$;

λ – коефіцієнт, що враховує премії;

B – кількість робітників у ланці, чол.

C_{Ti} – часова тарифна ставка робітника бригади, що виконує роботи, грн.;

H_H – норма нарахувань на фонд оплати праці згідно чинного законодавства;

t – час проведення операцій, год.

Нарахування на заробітну платню, що переносяться на собівартість виконаних робіт, на теперішній час складають 37,13%:

$$B_{p_} = 1,3 \times 1,25 \times 508,2 \times (1 + 0,3713) = 1144 \text{ (грн.)}$$

Витрати на проведення робіт на свердловині:

$$B_{\text{роб}} = 30906 + 9781,4 + 1144 = 41831 \text{ грн}$$

5.3. Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроєктованого рішення

Сумарний ефект підприємства від проведення заходів визначаємо: $E_{\text{сум}} = (25000000 - 41831 \cdot 33,5)(1 - 0,21) = 18,64$ млн. грн

$St_{\text{пр}}$ – ставка податку на прибуток, згідно чинного законодавства складає 21%.

Будівництво вертикальної свердловини коштує 10 млн, а її початковий дебіт — 100 тис. м³/добу.

Будівництво горизонтальної свердловини коштуватиме 18,64 млн, але дебіт становитиме 350 тис. м³/добу.

Питомі інвестиції на одиницю видобутку:

будівництво вертикальної свердловини – $10 \text{ млн.грн} / 100 \text{ тис.м}^3 / \text{доб} = 100 \text{ грн} / \text{м}^3$ на добу

горизонтальної свердловини – $18,64 \text{ млн.грн} / 350 \text{ тис.м}^3 / \text{доб} = 53,3 \text{ грн} / \text{м}^3$ на добу

Будівництво горизонтальної свердловини з великим відхиленням від вертикалі у 1,87 рази вигідніша за питомими витратами на видобуток газу.

1.4. Висновки за розділом 5

Будівництво горизонтальної свердловини з великим відхиленням від вертикалі у 1,87 рази вигідніша за питомими витратами на видобуток газу.

Термін окупності: Завдяки високому дебіту, горизонтальна свердловина повертає інвестиції майже у 2 рази швидше, навіть попри більші капіталовкладення.

Кінцевий коефіцієнт вилучення газу (КВГ): горизонтальна свердловина дозволяє залучати вуглеводні із віддалених зон пласта, де вертикальна свердловина залишила б запаси недоторканими. Це збільшує КВГ на 17%.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: «Центр Європи», 1998.
2. Галузевий стандарт України. Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ. К., Міністерство екології та природних ресурсів України, 2000.
3. Геолого-промислова характеристика нафтогазового родовища [Електронний ресурс] <http://belreferatov.net/geologo-promislova-xarakteristika-naftogazovogo-rodovishha/> Назва з екрану, останнє відвідування 26.11.2025 р.
4. Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горський. – Чернівці – 2006 – 524 с.
5. Євдощук М. І. Стан та перспективи формування ресурсної бази нафтогазовидобутку в Україні. / М. І. Євдощук // Науково-популярний журнал «Колега». – 2011. – № 1. – С. 14-18.
6. Соболев Х. С. Переваги застосування цеолітових туфів Сокоринського родовища у виробництві сучасних тампонажних матеріалів / Х. С. Соболев, Н. І. Петровська, В. С. Терліга, М. Б. Ковальчук. – Вісник Придніпровської державної академії будівництва та архітектури. - №10. – 2014 р.
7. Зейкан О. Перспективи нарощування геологорозвідувальних робіт Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» до 2015 року / О. Зейкан, В. Гладун, П. Чепіль, П. Максимчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – №1-2. – С.59 - 61.
8. Іванишин В.С. Нафтогазпромислова геологія / В.С. Іванишин - Львів, 2003. - 643с.
9. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я.С. Коцкулич Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 497 с.

10. Лукін О.Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння [Текст] / О.Ю. Лукін // Вісник Національної Академії Наук України. – 2008. – №4. – С. 56-67.
11. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази", 23-25 травня 2018 р. – Івано-Франківськ, 2018. – 367 с. [Електронний ресурс] http://nung.edu.ua/files/files/event/zbirnyk_2018.pdf Назва з екрану, останнє відвідування 18.11.2025 р.
12. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник у 5 т. / Мислюк М.А., Рибчич І.Й. – К.: "Інтерпрес ЛТД", т.
13. Нафта і газ України / Гол. редактор М.П. Ковалко. – К.: Наукова думка, 1997. – 363 с.
14. Орловський В. М. Тампонажні матеріали, що розширюються притвердінні: [монографія] / В.М. Орловський. – Полтава: ПолтНТУ, 2015. – 129 с.
15. Орловський В. М. Тампонажні розчини з диференційованим темпом набору міцності [Електронний ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, А. М. Похилко // Проблеми та перспективи нафтогазової промисловості : електрон. зб. наук. пр. / гол. ред. П. М. Кузьменко. – Вишневе, 2020. – № 4. – С. 91-105. <https://doi.org/10.32822/naftogazscience.2020.04.091>
16. Орловський В. М. Розроблення термостійких полегшених і легких тампонажних матеріалів / В. М. Орловський, А. М. Похилко, В. І.Дмитренко. – Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано Франківськ. - № 3(60). – 2016 р. - С. 45 – 49.
17. Орловський В.М. Нові полегшені і легкі тампонажні матеріали / В.М. Орловський, С.Г. Михайленко, О.В. Лужаниця // Науковий вісник Івано-Франк. нац. тех. унів. нафти і газу. – 2010. – № 3. – С. 10 – 14.
18. Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні: монографія / В.М. Орловський. – Полтава, 2015. – 129 с.

19. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика. (Монографія) / А.І. Булатов, Ю. Д. Качмар, О. В. Савенок, Р.С. Яремійчук. – Львів: СПОЛОМ, 2018. – 476 с.
20. Павлюк М.І. Геодинамічна еволюція та нафтогазоносність Азово Чорноморського і Баренцовоморського периконтинентальних шельфів / М.І. Павлюк - Львів: ТЗОВ «Проман», 2014. - 365 с.
21. Павлюк М. І. Геотектонічна еволюція і нафтогазоносність території та акваторій України. / М. І. Павлюк - Геол. і геохім. горюч. копалин. 2017. № 1—2 (170—171). С.132—134.
22. Павлюк М.І. Зіставлення еволюції та нафтогазоносності Баренцовоморської і Азово Чорноморської акваторій. //Геол. і корис. коп. Світового океану. - 2012. - № 1(27). С. 5—21.
23. Пат. №58826 Україна, МПК Е 21 В37/00. Пристрій для видалення і руйнування піщаної пробки [Текст] / Кондрат О.Р., Дячук Н.С.; власник Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу. – № 201011886 ; заявл. 07.10.2010; опуб. 26.04.2011, Бюл №8.
24. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ [Електронний ресурс] <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/en/z0692-17> Назва з екрану, останнє відвідування 28.11.2025 р.
25. Світлицький В.М. Поточний та капітальний ремонт свердловин [Текст] / В.М. Світлицький, С.І. Ягодовський, Г.Р. Галустьян. – К.: Логос, 2001. – 344 с.– ISBN 966-581-249-5.
26. Терлига В.С. Багатокомпонентні тампонажні розчини з покращеними технологічними властивостями / В.С. Терлига, Х.С. Соболю // Вісник НУВГП – Вип. 4 (52). – Рівне, 2010. – С. 104-111.
27. Терлига В.С. Дослідження впливу мінеральних добавок на властивості сухих тампонажних сумішей / В.С. Терлига, Х.С. Соболю, В.Б. Ничка // Вісник НУ “Львівська політехніка” “Теорія і практика будівництва”. – Львів, 2011. – № 697. – С. 225-229.

28. Терлига В.С. Дослідження сухих будівельних сумішей для різних умов тверднення / В.С. Терлига, Х.С. Соболев, М.В. Михайловський // Вісник НУ “Львівська політехніка” “Теорія і практика будівництва”. – Львів, 2010. – № 664. – С. 270-274.
29. Терлига В. С. Полегшені сухі тампонажні суміші з добавкамисповільнювачами для цементування глибоких свердловин / В. С. Терлига, Х. С.Соболев, Н. І. Петровська. – Вісник Придніпровської державної академії будівництва та архітектури. - №6. – 2012 р. – С 78-84
30. Терлига В.С. – Полегшені сухі тампонажні суміші добавками-модифікаторами цементування свердловин. Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. – Львів, 2013. – 12 с.
31. Технологічні проектні документи для промислової розробки родовищ нафти та газу [Електронний ресурс] <https://studfiles.net/preview/3269687/page:14/> Назва з екрану, останнє відвідування 26.11.2025 р.
32. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення / М.І. Юрків.- Львів, 2008. – 374 с.
33. Brendon Tan, Mathew Lang, Devin Harshad. - High-Strength, Low-Density Cement Pumped Onthe-Fly using Volumetric Mixing Achieves Cement to Surface in Heavy Loss Coal Seam Gas Field / Copyright 2012, Society of Petroleum Engineers, SPE 158092 / P. 1 – 10.
34. G. Quercia, H.J.H. Brouwers, A. Garnier, K. Luke / Influence of olivine nano-silica on hydration and performance of oil-well cement slurries / Materials and Design / 2016. P. 162 – 170. journal homepage: www.elsevier.com/locate/matdes. <http://dx.doi.org/10.1016/j.matdes.2016.02.001>.
35. Hamid Soltanian* and Ali Reza Mortazavi / The Use of Nanoaccelerator in Cement Slurries in Low Temperature Well Conditions / Journal of Petroleum Science and Technology 2016, 6(1), 109114

36. Ina Pbnidene, Modestas Kligys and Jurga Seputute-Juckie. Portland cement Based Lightweight Multifunctional Matrix with Different Kind of Additives Containing SiO₂ / Engineering Materials & Tribology XXII / Pennsylvania State University, University Park, USA-09/05/16,00:59:09) / 2014 P. 305 – 308 doi:10.4028/www.scientific.net/KEM.604.305
37. Lightweight Polyurethane Mortar with Structural Properties [Electronic resource] / Horgnies V., Matthieu M.; Arroyo R., Rodríguez A., GutierrezGonzalez S. // Advanced Materials Research. – Zurich. – 2015. – Volume 1129. – P. 581-585 doi: 10.4028/www.scientific.net/AMR.1129.581. Access mode: <https://www.researchgate.net/publication/282151488>
38. M.V. Dvoynikov, M.V. Nutskova, V.N. Kuchin / Analysis and justification of selection of fluids to be used for water shut-off treatment during well completion / Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining. 2017. Vol.16, no.1. P.33–39 / DOI: 10.15593/22249923/2017.22.4
39. Orlovskyy V. Development of Lightweight Grouting Materials Based on By-Products of Ukrainian Industry / Vitalii Orlovskyy, Volodymyr Biletskyi, Myroslav Malovanyy // Chemistry & Chemical Technology. — Lviv : Lviv Politechnic Publishing House, 2023. — Vol 17. — No 3. — P. 666–673.
40. Shamsa Al Menhali, Ghanim Kashawani, Abber Sajwani. – Safety Engineering Controls of Lost Circulation during Cementing in Onshore Oil Construction Projects / International Journal of Materials Engineering 2015, 5(3): 46-49 / DOI: 10.5923/j.ijme.20150503.02
41. V. Terlyha Tamping mortars with stabilizing and plasticizing admixtures / V. Terlyha, Kh. Sobol // SSP – Journal of civil engineering. – Kosice, 2012. – Volume 7, Issue 1. – P. 87-94.