

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

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри буріння та геології  
Винников Ю.Л.

«10» 01 Листопада, 2026 року

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему Аналіз ускладнень та аварійних ситуацій при проведенні геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини

**Пояснювальна записка**

**Керівник**

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

посада, наук. ступінь, ПІБ



підпис, дата

**Виконавець роботи**

Удовиченко Євгеній Юрійович

студент групи 601НБ

студент, ПІБ



підпис, дата

**Консультант за 1 розділом**

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

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 2 розділом**

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

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 3 розділом**

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

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 11.01.2026 р.

Полтава, 2026

Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри буріння та геології

Винников Ю.Л. *Ю.Винник*

«5» 09 2025 року

**ЗАВДАННЯ**  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

**Удовиченко Євгеній Юрійович**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз ускладнень та аварійних ситуацій при проведенні геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини

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

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від «5» 09 2025 року № 1015-фс

3. Строк подання студентом роботи 11.01.2026р

4. Вихідні дані до роботи

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

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

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

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

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

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

Загальні висновки по роботі

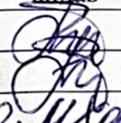
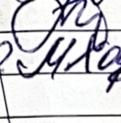
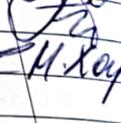
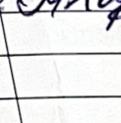
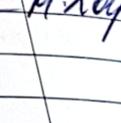
Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

## 7. Консультанти розділів роботи

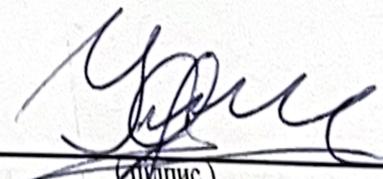
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	к.т.н., ст. викл. Рибанко М.О.		
2	к.т.н., ст. викл. Рибанко М.О.		
3	к.т.н., доц., доц. Кошарко М.О.		

8. Дата видачі завдання 3 09. 2025

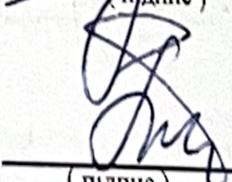
## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент

  
 (підпис) УДОВИЧЕНКО Є.Ю.  
 (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

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

# ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	7
ANOTATION .....	8
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ .....	13
<b>1.1. Роль геофізичних досліджень свердловин у життєвому циклі нафтогазового об'єкта .....</b>	<b>13</b>
<b>1.2. Аналіз геолого-технічних умови спорудження свердловин в умовах Дніпровсько-Донецькій западині.....</b>	<b>17</b>
<b>1.3. Аналіз обладнання для проведення геофізичних досліджень методом каротажу на кабелі.....</b>	<b>19</b>
<b>1.4. Аналіз факторів успіху та підготовчі заходи для проведення геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини .....</b>	<b>23</b>
<b>1.5. Висновки до розділу 1. Мета та задачі досліджень.....</b>	<b>26</b>
РОЗДІЛ 2. СИСТЕМАТИЗАЦІЯ УСКЛАДНЕНЬ ТА АВАРІЙ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИНИ У НЕ ОБСАДЖЕНОМУ СТОВБУРІ .....	27
<b>2.1. Систематизація та класифікація основних видів ускладнень і аварій за джерелом виникнення .....</b>	<b>27</b>
<b>2.2. Детальний аналіз виникнення прихватів.....</b>	<b>28</b>
<b>2.2.1. Механічний прихват .....</b>	<b>28</b>

2.2.2 Диференційний (гідродинамічний) прихват .....	31
2.2.3. Прихват через відкладення або обростання.....	32
2.3. Дослідження умов виникнення механічних ускладнень.....	34
2.4. Гідродинамічні явища: прояви, викиди, втрата циркуляції.....	35
2.5. Висновки до розділу 2 .....	38
РОЗДІЛ 3. МЕТОДИ ПРОФІЛАКТИКИ, ДІАГНОСТИКИ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЙ (НА ПРИКЛАДІ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ В УМОВАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ) .....	39
3.1. Аналіз вихідних геолого-технологічних умов та ідентифікація потенційних небезпек .....	40
3.1.1. Аналіз геолого-геофізичних характеристик розрізу .....	40
3.1.2. Оцінка впливу конструкції свердловини та траєкторії .....	42
3.1.3. Аналіз властивостей бурових та технологічних рідин .....	47
3.1.4. Узагальнена ідентифікація прогнозованих загроз по інтервалах ГДС .....	50
3.2. Комплекс заходів профілактики (запобігання) аварійних ситуацій при ГДС .....	53
3.2.1. Заходи щодо попередження механічних прихватів .....	54
3.2.2. Профілактика диференційних (гідродинамічних) прихватів (для інтервалів 3800-7050 м).....	55
3.2.3. Заходи з попередження гідродинамічних явищ (проявів, викидів) .....	57
3.3. Методика оперативної діагностики типів ускладнень.....	58
3.4. Алгоритм дій при ліквідації аварійних ситуацій .....	62
3.5. Висновки до розділу 3 .....	65
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	66

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	67
ДОДАТОК А. План проведення геофізичних досліджень свердловини .....	71
ДОДАТОК Б. Геолого-технологічні характеристики розрізу свердловини ...	73
ДОДАТОК В. Типи та параметри бурових розчинів .....	75

## АНОТАЦІЯ

Удовиченко Є.Ю. Аналіз ускладнень та аварійних ситуацій при проведенні геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 Нафтогазова інженерія та технологій, освітня програма «Буріння нафтових і газових свердловин» – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено вирішенню актуальної проблеми підвищення безпеки та ефективності геофізичних досліджень свердловин (ГДС) у не обсадженому стовбурі, оскільки ускладнення та аварії під час цих робіт призводять до значних матеріальних збитків та втрати часу.

У роботі проведено аналіз сучасного стану питання, що включає огляд технологій, обладнання та критичних факторів успішного проведення ГДС. Систематизовано основні типи аварій. Розглянуто сучасні підходи до профілактики, діагностики (включаючи моніторинг у реальному часі) та ліквідації аварійних ситуацій.

Аналіз вихідних даних Семеренківського родовища (ДДЗ) дозволив виявити характерні для регіону чинники ризику: поєднання аномальних тисків, високих температур та геомеханічної нестійкості розрізу. На цій основі розроблено прогноз характерних ускладнень для ГДС, таких як диференційний прихват в зонах АВПТ та механічні ускладнення в інтервалах нестійких порід.

Наукова новизна полягає в узагальненні та систематизації факторів ризику саме для умов проведення ГДС у відкритому стовбурі свердловин.

Практична значущість роботи полягає в розробці конкретних рекомендацій, спрямованих на зниження аварійності.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, каротаж на кабелі, необсаджений стовбур, аварійна ситуація, ускладнення.

## ANOTATION

Udovichenko E.Yu. Analysis of complications and emergency situations during geophysical surveys in open hole. Master's qualification work in specialty 185 Oil and Gas Engineering and Technologies, educational program «Drilling of oil and gas wells» – Poltava; National University «Poltava Polytechnic named after Yuriy Kondratyuk». – 2026.

The work is dedicated to solving the urgent problem of enhancing the safety and efficiency of geophysical well logging (GWL) in open hole, as complications and accidents during these operations lead to significant material losses and downtime.

Scientific novelty lies in the systematic analysis and generalization of risk factors specifically for open-hole well logging operations.

Practical significance of the work is reflected in the development of specific recommendations aimed at reducing accident rates and enhancing operational safety.

**Keywords:** well logging, wireline logging, open hole, emergency situation, complications.

## **СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ**

АВПТ – аномально високий пластовий тиск (Abnormally High Formation Pressure, АНФР)

ГДС – геофізичні дослідження свердловини (Well Logging)

ГК – гамма каротаж (Gamma Ray Logging, GR)

ГТН – геолого-технічний наряд (Well Drilling Program)

ДДЗ – Дніпровсько-Донецької западина

ІННК – імпульсний нейтрон нейтронний каротаж (Pulsed Neutron Logging, PNL)

СПО – спуско-підйомна операція (Tripping Operation)

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Аналіз ускладнень при проведенні геофізичних досліджень у відкритому стовбурі є нагальною проблемою для ефективної розробки родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) – основного нафтогазоносного регіону України. Геофізичні дослідження свердловин становлять основу для прийняття всіх ключових рішень щодо подальшого будівництва, розробки та експлуатації родовища, а будь-яка аварія під час виконання цих робіт може призвести до серйозних технічних, економічних та екологічних наслідків. Такі аварії спричиняють не лише технологічні простої, але й втрату важливої геологічної інформації, що ускладнює або спотворює інтерпретацію геологічного розрізу. Економічні втрати зумовлюються простим бурового обладнання, витратами на аварійно-відновлювальні роботи та можливістю часткової або повної втрати свердловини. Особливості ДДЗ – великі глибини, високі тиски, наявність нестійких порід і солей – створюють специфічні умови, де ризик таких аварій істотно зростає. Тому системне вивчення причин саме характерних для ДДЗ ускладнень, пошук закономірностей їх виникнення та розробка практичних заходів запобігання є критично важливим для підвищення безпеки та економічної ефективності видобувних операцій в Україні.

Таким чином, існує нагальна потреба не лише в загальному описі проблем, а й у цілеспрямованому дослідженні їх регіональної специфіки.

**Мета дослідження:** провести системний аналіз та виявити закономірності виникнення характерних ускладнень при проведенні геофізичних досліджень (методам каротажу на кабелі) у відкритому стовбурі свердловин, споруджених в умовах Дніпровсько-Донецької западини.

**Об'єкт дослідження:** процес проведення геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини в умовах Дніпровсько-Донецької западини.

**Предмет дослідження:** ускладнення та аварійні ситуації при геофізичних дослідженнях методам каротажу на кабелі, їх причини, механізми виникнення та методи запобігання.

**Завдання дослідження:**

- проаналізувати сучасні технології ГДС та вимоги до їх безпечного виконання: дослідити роль геофізичних досліджень у життєвому циклі свердловини, систематизувати використовуване обладнання та критичні фактори, що визначають технологічну безпеку операцій.
- систематизувати види, причини та механізми виникнення ускладнень і аварій при ГДС у відкритому стовбурі.
- дослідити та узагальнити методи діагностики, профілактики та ліквідації аварійних ситуацій.
- розробити науково-практичні рекомендації щодо мінімізації ризиків та підвищення безпеки проведення ГДС.

**Методи дослідження:** аналіз науково-технічної літератури та нормативних документів, порівняльний аналіз.

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає в узагальненні та систематизації превентивного підходу до управління ризиками аварійності при проведенні геофізичних досліджень у необсаджених стовбурах глибоких свердловин в умовах ДДЗ.

**Практичне значення роботи** полягає в тому, що її результати надають інструментарій для безпосереднього підвищення безпеки, ефективності та економічності проведення геофізичних досліджень на глибоких складних свердловинах

**Структура і обсяг роботи.** Кваліфікаційна робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Вона викладена на 70 сторінках, у тому числі 6 рисунків, 10 таблиць, 4 сторінок списку використаних джерел (32 найменувань).

Перший розділ роботи присвячено теоретичним основам та загальній характеристиці геофізичних досліджень свердловин (ГДС) у необсаджених

стовбурах. У ньому розглядаються методи та технології, що застосовуються при таких роботах, визначаються особливості та специфічні умови їх проведення, а також формулюється актуальність проблеми аварійності.

Другий розділ роботи присвячено системному аналізу механізмів виникнення ускладнень та аварій при проведенні геофізичних досліджень у необсаджених стовбурах. У ньому проведено класифікацію основних видів ускладнень за джерелом їх виникнення, виконано детальний аналіз різних типів прихватів (механічних, диференційних та через відкладення), а також досліджено умови виникнення механічних та гідродинамічних явищ, таких як прояви та втрата циркуляції. Цей розділ слугує теоретичною основою для розуміння причинно-наслідкових зв'язків, необхідною для подальшої розробки практичних методів профілактики та ліквідації аварійних ситуацій.

У третьому розділі запропоновано практичну систему заходів щодо запобігання аваріям при спорудженні глибоких свердловин в складних умовах Дніпровсько-Донецької западини. На основі аналізу специфіки регіону запропоновано методи профілактики, діагностики та ліквідації найбільш характерних ускладнень. Результатом є цільовий план управління ризиками для підвищення безпеки будівництва свердловин.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Кваліфікаційна робота виконана у Навчально-науковому інституті нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» в 2026 році під керівництвом к.т.н., старшого викладача кафедри буріння та геології Рибалко М.О.

Автор висловлює щире подяку науковому керівнику Рибалко М.О. за допомогу при виконанні кваліфікаційної роботи.

## РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ

### 1.1. Роль геофізичних досліджень свердловин у життєвому циклі нафтогазового об'єкта

Геофізичні дослідження свердловин (Well Logging, (ГДС, або каротаж) є комплексом методів вивчення геологічного розрізу, технічного стану стовбура та фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних пластів шляхом вимірювання різних фізичних полів безпосередньо в свердловині [1, 9, 18, 29] (рис. 1.1).

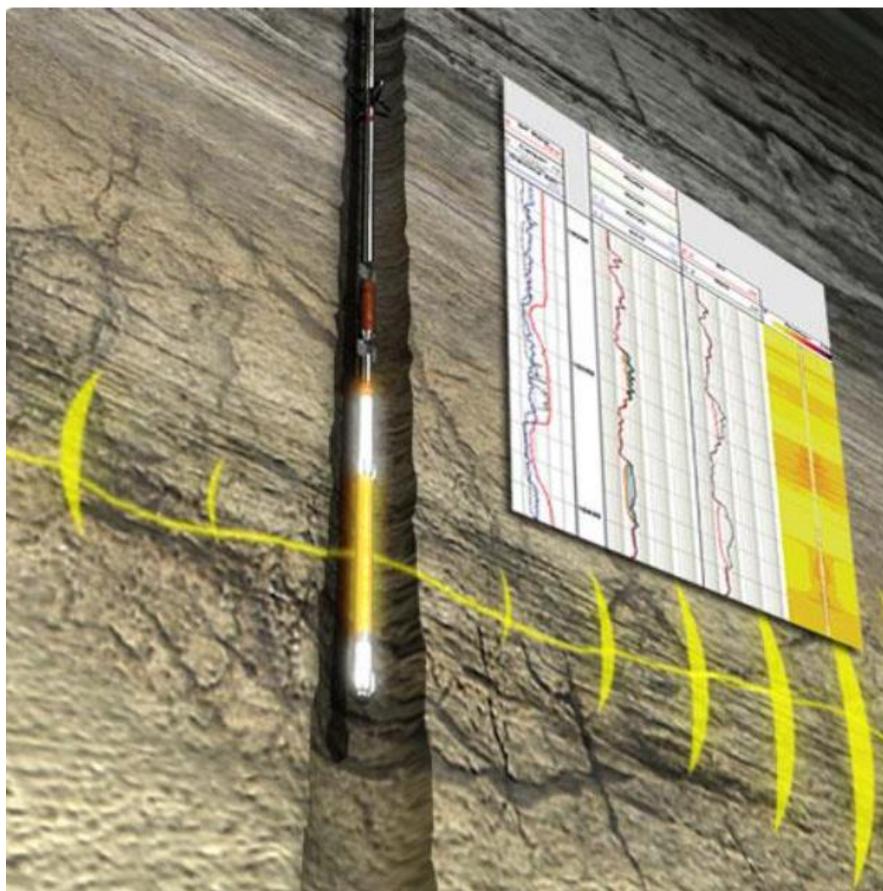


Рис. 1.1. Геофізичні дослідження свердловин

Сутність ГДС полягає в отриманні безперервних або точкових глибинних записів (каротажних кривих), які несуть інформацію про властивості порід та параметри свердловини на всій її глибині. Основна мета цих досліджень –

перетворити непрямі фізичні вимірювання на кількісні геолого-технологічні характеристики, що становлять основу для прийняття ключових рішень на всіх етапах життєвого циклу нафтогазового об'єкта – від будівництва до розробки та закриття.

У необсадженому стовбурі свердловини геофізичні дослідження спрямовані на отримання літологічної, петрофізичної, геометричної та структурної інформації про розріз, а також на оцінку технічного стану стовбура. До основних методів відноситься: радіоактивні (гамма-, нейтронний, щільнісний каротаж), акустичний (ультразвуковий), електричний каротаж, геометричний (кавернометрія) та технічні методи [9, 13, 14, 28, 29].

Гамма-каротаж (Gamma Ray Logging, GR) – метод геофізичних досліджень, який вимірює природну гамма-радіоактивність гірських порід. Метод використовується для виділення літологічних різновидів, оцінки глинистості та кореляції порід. А також у комплексі з іншими методами каротажу (електричного, нейтронного, щільнісного та акустичного) для оцінки колекторських властивостей і потенційної нафто- та газозноності.

Нейтронний каротаж (Neutron Logging, N) проводиться з метою визначення водневого індексу для оцінки пористості та флюїдонасиченості.

Щільнісний (гамма-гамма) каротаж (Density Logging, RHOB) проводиться з метою вимірювання об'ємної густини порід з подальшим визначенням пористості.

Акустичний (ультразвуковий) каротаж (Acoustic Logging) – метод ГДС, що ґрунтується на вимірюванні швидкості поширення пружних (акустичних) хвиль у гірських породах або часу їх пробігу. Метод застосовується для визначення пористості колекторів, оцінки механічних та геомеханічних властивостей порід (модулів пружності, коефіцієнта Пуассона), а також для виявлення тріщинуватості, анізотропії та проникності порід. Дані акустичного каротажу використовуються для перетворення глибинних даних у часові, літологічної та петрофізичної інтерпретації, розрахунку геомеханічних параметрів і у комплексі з іншими методами каротажу (нейтронним,

щільнісним та електричним) для уточнення колекторських властивостей і прогнозування нафто-газоносності пластів.

Електричні методи каротажу – це комплекс геофізичних методів, призначених для вимірювання питомого електричного опору гірських порід. Вони використовуються для виділення колекторів, оцінки нафто-, газо- та водонасиченості пластів, а також для літологічної інтерпретації розрізу. Залежно від типу бурового розчину застосовуються боковий каротаж (Laterolog, LL), який ефективні у свердловинах з високомінералізованим розчином, та індукційний каротаж (Induction, IL), що використовуються з прісним або нафтовим розчином.

Кавернометрія (Caliper Logging) – метод геофізичних ГДС, що полягає у вимірюванні діаметра стовбура свердловини по глибині. Дані кавернометрії використовуються для оцінки якості стовбура, виявлення зон розширення (каверн) і звуження, а також для корекції та контролю достовірності результатів інших методів каротажу.

Інклінометрія (Inclinometry) – метод вимірювання кутів відхилення свердловини від вертикалі та її азимутального напрямку. Результати інклінометричних вимірювань застосовуються для побудови фактичної просторової траєкторії стовбура свердловини, що є необхідним для точного визначення глибини та просторового положення пластів, коректної геологічної інтерпретації та проєктування подальших робіт.

Фізичною основою кожного методу є взаємодія певного виду енергії (електричного струму, звукової хвилі, гамма-квантів) з речовиною навколосвердловинного простору, що дозволяє ідентифікувати літологію, визначати корисні поклади та оцінювати їх потенціал [6, 9, 13, 14, 29].

Роль ГДС у життєвому циклі є вирішальною та багатоаспектною. На етапі будівництва (спорудження) свердловини результати ГДС є основним джерелом інформації для прийняття найважливіших технологічних рішень: вони точно визначають глибини спуску обсадних колон та цементування, що безпосередньо впливає на безпеку та довговічність конструкції. Дані

кавернометрії дозволяють оцінити якість стовбура, тобто виявити небезпечні звуження або розширення (каверни), які можуть стати причиною майбутніх аварій.

На етапі оцінки запасів та підготовки до видобутку ГДС у відкритому стовбурі забезпечують беззамінні дані для підрахунку запасів корисних копалин. Комплексна інтерпретація каротажних кривих дозволяє розподілити розріз за літологією, виділити колектори, розрахувати їх ефективну потужність, пористість, насиченість флюїдами (нафтою, газом, водою). Без цих даних неможливо скласти достовірну геологічну модель родовища, розрахувати економічну доцільність розробки та спроектувати оптимальну систему розкриття пластів.

Нарешті, на етапі розробки родовища та видобутку інформація ГДС, отримана на початковій стадії, слугує еталоном для подальшого моніторингу. Вона використовується для вирішення експлуатаційних проблем, таких як кореляція розрізів, визначення інтервалів підвищеної обводненості, планування гідророзриву пласта або ремонтно-відновлювальних робіт. Таким чином, якість та достовірність геофізичних досліджень у відкритому стовбурі безпосередньо визначає технологічну ефективність, економічну успішність та промислову безпеку всіх наступних етапів експлуатації нафтогазового об'єкта. Зокрема, для ключового нафтогазоносного регіону України – Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), яка є серцем газонафтовидобутку країни, – ця залежність посилюється складними гірничо-геологічними умовами, що формують унікальний профіль ризиків.

Будь-яке ускладнення або аварія під час проведення ГДС не лише загрожує безпеці персоналу та обладнанню, але й ставить під загрозу отримання цієї критично важливої інформації, що може призвести до серйозних технологічних помилок і збитків. З огляду на це, питання безпеки та безперебійності процесу отримання геофізичної інформації стає першочерговим.

### 1.3. Аналіз обладнання для проведення геофізичних досліджень методом каротажу на кабелі

Реалізація геофізичних методів у свердловині вимагає спеціального технологічного комплексу для доставки та роботи вимірювальних приладів [9, 21, 29]. Стандартом для дослідження відкритого стовбура є метод каротажу на кабелі (Wireline Logging), при якому зондова збірка спускається та підіймається за допомогою кабелю (Wireline cable), що одночасно виконує функції силового, інформаційного та несучого елемента. Розглянемо основні компоненти цього комплексу, оскільки їх технічні характеристики та умови експлуатації безпосередньо впливають на безпеку проведення робіт.

Комплекс обладнання можна поділити на три основні групи: наземне, спуско-підіймальне обладнання та каротажні прилади.

Наземне обладнання (Surface Logging Equipment) включає:

- мобільну геофізичну лабораторію (Mobile Logging Unit), з якої здійснюється керування процесом каротажних робіт, реєстрація, попередня обробка та зберігання даних (рис. 1.2);

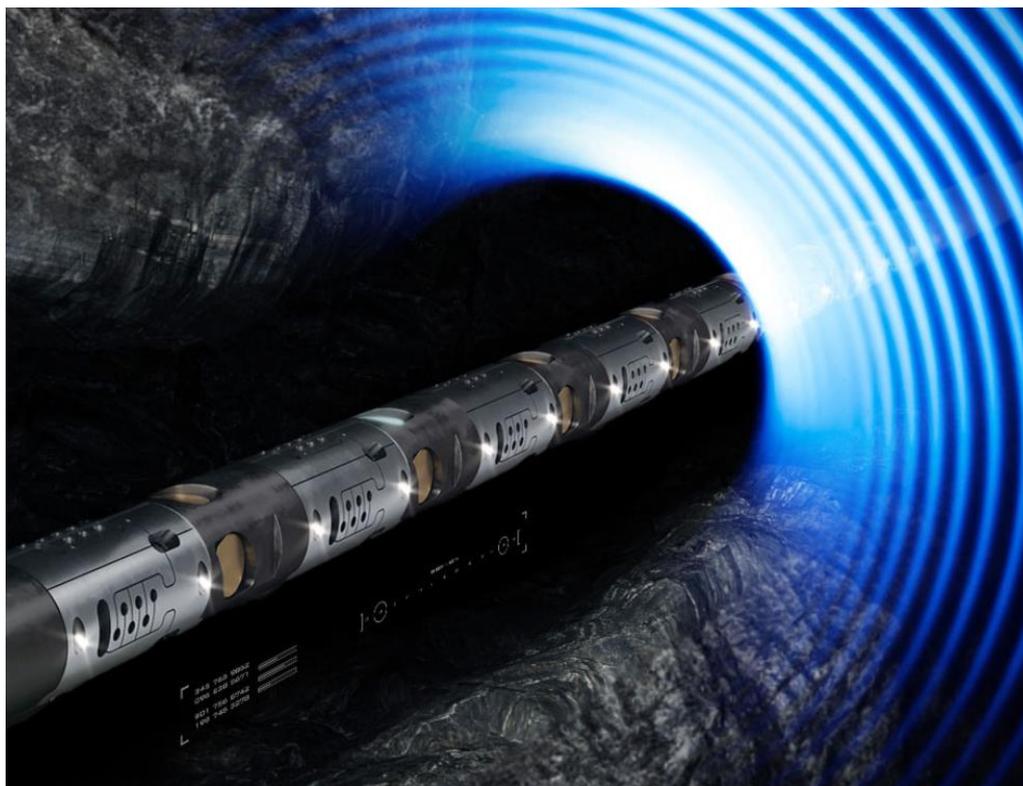


Рис. 1.2. Мобільна геофізична лабораторія (Mobile Logging Unit) компанії Weatherford [21]

- кабельний барабан (Winch Unit);
- спуско-підіймальний механізм (Winch);
- систему електроживлення;
- превентор (Wireline BOP), що забезпечує безпеку проведення робіт у свердловині.

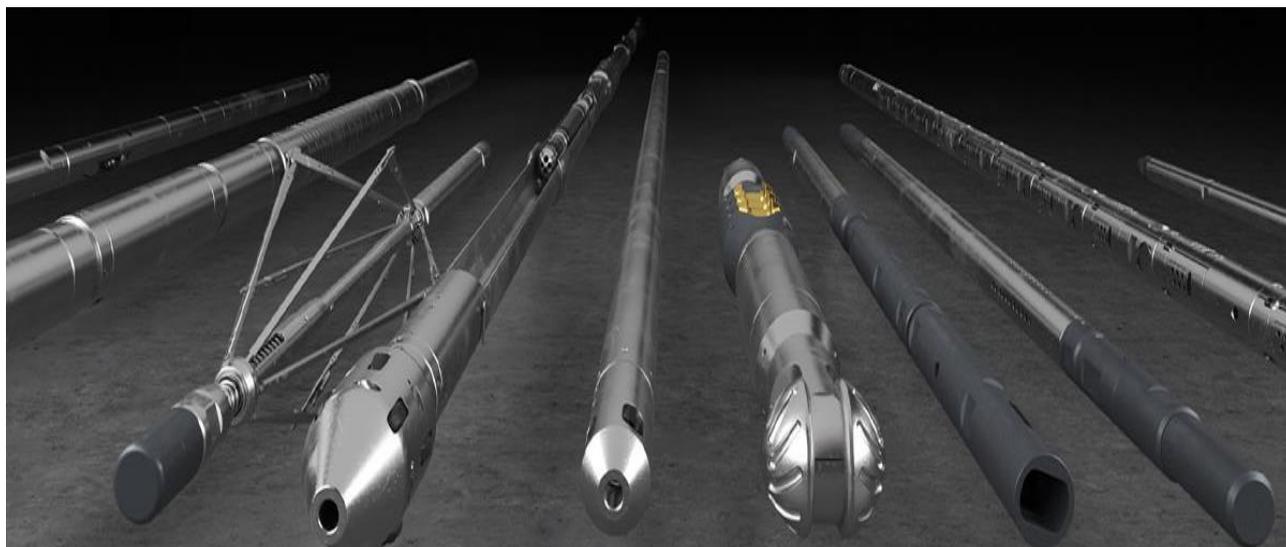
Спуско-підіймальне та кабельне обладнання (Downhole and Wireline Logging Equipment) включає каротажні прилади (Logging Tools), зондову збірку (Tool String), а також каротажний кабель (Wireline Cable), який забезпечує спуск обладнання, передачу електроенергії та телеметрію даних [9, 29]. Дане обладнання безпосередньо працює у свердловині та зазнає значних механічних, температурних і тискових навантажень.

Каротажні прилади (Logging Tools) – це вимірювальні пристрої, що містять джерела випромінювання (за наявності), чутливі датчики, електронні блоки обробки та передачі сигналів (рис. 1.3). Окремі прилади послідовно з'єднуються між собою, утворюючи зондову збірку (Tool String), конфігурація якої визначається типом і завданнями геофізичних досліджень.



**Рис. 1.3. Інструмент акустичного каротажу (Acoustic Logging Tools) [21]**

Як наочний приклад сучасного технологічного рішення, на рис. 1.4 наведено інструменти для каротажу у відкритому стовбурі виробництва компанії Weatherford [21].



**Рис. 1.4. Інструмент для ГДС компанії Weatherford**

Аналіз проектних даних показує, що найбільш часто застосовуються наступні види геофізичних досліджень, які умовно можна поділити на групи:

Для літологічного розчленування та визначення глинистості: гамма-каротаж (Gamma Ray) та гамма-спектрометричний каротаж (Spectral GR).

Для оцінки пористості та флюїдонасичення: компенсований нейтронний каротаж (CNL), щільнісний (літощільнісний) каротаж (Density) та акустичний (ультразвуковий) каротаж (Sonic).

Для визначення опору та насиченості: боковий каротаж високої роздільної здатності (High-Resolution Laterolog).

Для детального вивчення стовбура та колектора: кавернометрія (Caliper), інклінометрія, азимутальний мікроіміджер пласта (Microresistivity Imager), кросс-дипольний акустичний каротаж для оцінки анізотропії.

Для прямого вимірювання параметрів пласта: вимірювання пластового тиску та відбір проб (Wireline Formation Tester).

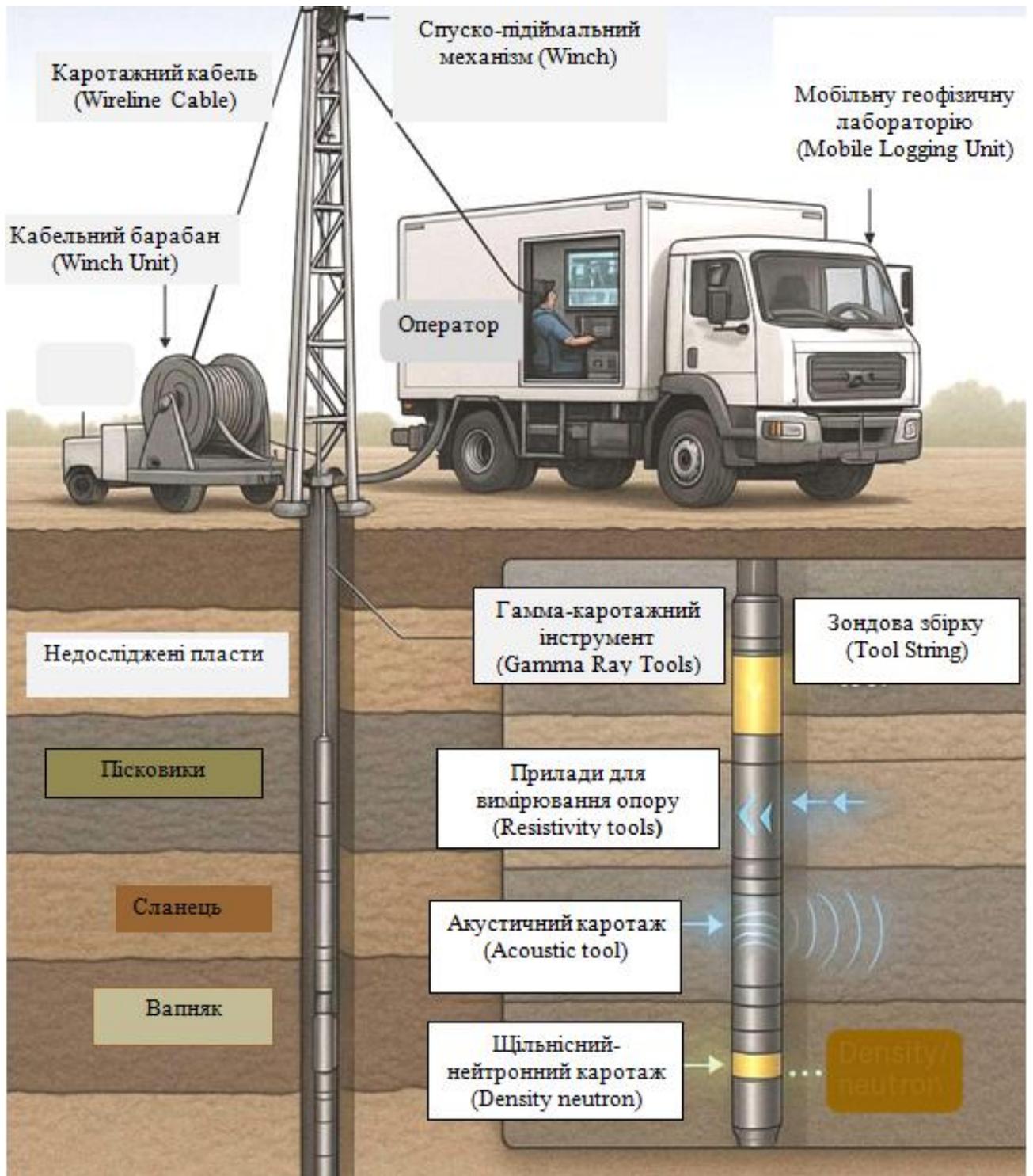


Рис. 1.5. Структурна схема комплексу обладнання та технології каротажу на кабелі (Wireline Logging)

Окремо виділяються дослідження, що проводяться після кріплення свердловини, такі як акустичний цементомір (АКЦ), а також комплексні геолого-технологічні дослідження (ГТД).

Одним із найбільш наочних способів зобразити взаємозв'язок між всіма компонентами технологічного комплексу для методом каротажу на кабелі є структурна схема. На рис. 1.5 представлено узагальнену схему організації робіт та основні елементи обладнання для проведення геофізичних досліджень у відкритому стовбурі.

Таким чином, обладнання для ГДС утворює високотехнологічну, але вразливу систему, стійкість якої визначається як власними технічними характеристиками, так і зовнішніми умовами в свердловині. Саме на межі цієї взаємодії – між міцністю кабелю, геометрією зонда, необхідністю центрування та реальним станом стовбура з його нерівностями, перепадами тиску і хімічно агресивним середовищем – виникають передумови для технічних відмов і аварійних ситуацій. Отже, ефективне застосування описаного обладнання неможливе без ретельного аналізу цих зовнішніх умов та відповідної підготовки. Це обумовлює критичну важливість етапу планування та підготовки, який безпосередньо впливає на успішність і безпеку всієї операції ГДС.

#### **1.4. Аналіз факторів успіху та підготовчі заходи для проведення геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини**

Ефективне та безпечне проведення геофізичних досліджень є результатом ретельного планування та контролю низки критичних факторів. Успіх операції залежить не стільки від якості окремого приладу, скільки від комплексної підготовки усіх складових системи: свердловини, обладнання, персоналу та технології.

Ключові фактори, від яких залежить успіх ГДС [26, 29, 32, 36]:

- геолого-технічний стан стовбура свердловини (геометрія та стійкість стовбура – відсутність обвалень, різких уступів, «шийок», надмірних каверн, вигинів);

- параметри бурового розчину (щільність, в'язкість, фільтраційні характеристики, хімічний склад повинні забезпечувати гідростатичну рівновагу з пластом, мінімізувати фільтрацію та утворення глинистої кірки, бути сумісними з матеріалами обладнання);

- гідродинамічні умови (відсутність значної різниці тисків між стовбуром і пластом, достатній гідростатичний тиск, щоб не було проявів);

- технічна готовність та відповідність обладнання, стан каротажного кабелю (відсутність механічних пошкоджень, виснаження міцності, високоякісні електричні контакти);

- кваліфікація персоналу.

Основні етапи та заходи підготовки до проведення ГДС:

- аналіз гтн та історії свердловини. Вивчення прогнозованих розрізів, пластових тисків, можливих зон заклинювання, інших ризиків.

- вибір оптимального комплексу методів виходячи з геологічних цілей та очікуваних умов у свердловині.

- розробка детальної програми робіт. включає послідовність спусків, необхідні режими, точки калібрування, план безпеки.

- підготовка свердловини. промивка та кондиціонування бурового розчину. приведення його параметрів до необхідних норм для забезпечення стійкості стовбура та якості каротажу.

- проходка протягом для вирівнювання профілю стовбура, усунення уступів та місцевих звужень.

- відстій свердловини для видалення шламу, газу та вирівнювання густини розчину по всій глибині.

- контрольний замір параметрів. щільності, в'язкості розчину, стабільності гирлового тиску.

- організаційно-технічна підготовка на майданчику:
- монтаж та випробування глушильного устаткування. перевірка герметичності, роботи запірних клапанів. збирання та поверхневе тестування зондової збірки.

Перед початком будь якої роботи, потрібно провести підготовку обладнання. Якісна підготовка обладнання та якісна підготовка до кожної роботи, це запорука успішно виконаної роботи.

Перше що важливо, під час підготовки до роботи, це інформація про свердловину, а саме її глибина, чим заповнена свердловина (газ чи рідина), чи має свердловина кут нахилу, та ін. Від цієї інформації залежить, яку кількість триньок (проволок кабелю) буде зароблено в конус кабельної головки. Це дуже важливо, правильно і якісно заробити кабельну головку, так як головка не тільки тримає прилади під час спуску у свердловину, а й проводить комунікацію між кабелем та приладами. В залежності від вище згаданих параметрів свердловини, розраховується за формулою слабка точка (weak point). Ця слабка точка потрібна нам для того щоб у разі застрягання приладів у свердловині, ми не пошкодили кабель, а в разі потреби вирвали його саме в найслабшій точці, так як кабель має своє розривне зусилля, і ці слабка точка має бути в відповідних менших межах, від розривного кабелю, який використовується під час роботи. Виривання кабелю саме в цій точці, потім полегшує проведення ловильних робіт, так як інженер з ловильних робіт знає як виглядає голова залишених приладів, що полегшує підбір обладнання для їх ловіння.

Більшість аварійних ситуацій під час ГДС є наслідком недостатньої підготовки або ігнорування одного з критичних факторів. Таким чином, процес підготовки можна розглядати як першу та найважливішу лінію профілактики ускладнень. Порушення на цьому етапі (наприклад, недостатня промивка, неякісний аналіз ГТН) істотно підвищує ймовірність прихвату, обриву або

отримання непридатних даних, переводячи технологічну операцію в режим ліквідації аварії з відповідними економічними та часовими витратами.

### **1.5. Висновки до розділу 1. Мета та задачі досліджень**

На основі системного аналізу сучасного стану питання, проведеного у першому розділі зроблені наступні висновки

**1.** Визначено критичну роль ГДС у життєвому циклі нафтогазового об'єкта. Геофізичні дослідження є основою для прийняття ключових технологічних рішень на етапах будівництва, оцінки запасів та розробки родовища. Отже, будь-яка аварія під час ГДС загрожує не лише безпеці, а й отриманню достовірної інформації, що призводить до стратегічних технологічних помилок і економічних збитків.

**2.** Виділено специфічні геолого-технічні умови Дніпровсько-Донецької западини як фактор, що підвищує ризик. Для регіону характерні буріння глибоких та надглибоких свердловин, високі тиски, наявність нестійких інтервалів і складні розрізи.

**3.** Проаналізовано технологічний комплекс каротажу на кабелі як систему, вразливу до впливу зовнішніх умов. Обладнання (каротажна станція, кабель, зондова збірка, глушильне устаткування) працює на межі своїх механічних, електричних та гідродинамічних можливостей. Порушення цих меж при взаємодії з некондиційним стовбуром веде до технічних відмов.

**5.** На основі проведеного аналізу виявлено логічну послідовність: специфічні умови ДДЗ (первинний фактор) → недостатня або неякісна підготовка свердловини та операції (керована причина) → небезпечна взаємодія вразливого технологічного комплексу з некондиційним середовищем → реалізація технічного ризику (прихват, обрив, відмова апаратури).

## **РОЗДІЛ 2. СИСТЕМАТИЗАЦІЯ УСКЛАДНЕНЬ ТА АВАРІЙ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИНИ У НЕ ОБСАДЖЕНОМУ СТОВБУРІ**

### **2.1. Систематизація та класифікація основних видів ускладнень і аварій за джерелом виникнення**

Проведення каротажних робіт пов'язане з можливістю виникнення різних ускладнень та аварійних ситуацій.

Будь-яка аварійна ситуація або ускладнення під час геофізичних досліджень у відкритому стовбурі є наслідком комплексного впливу геологічних, технічних та організаційних факторів. Для ефективної профілактики та розробки алгоритмів дій необхідно чітко розуміти не лише види ускладнень, але й первинні причини та фізичні механізми їх виникнення. Систематизація за джерелом ризику дозволяє структурувати знання, виділити зони підвищеного ризику «вузькі місця» технології та сформувати зони підвищеної уваги для конкретних умов ДДЗ.

Ускладнення та аварії при ГДС умовно поділяються на чотири основні категорії, що часто взаємопов'язані:

- геолого-технологічні – обумовлені геологічною будовою розрізу та станом стовбура свердловини (нестійкість порід, аномальні тиски, порушена геометрія);
- механічні – викликані безпосередньою фізичною взаємодією обладнання зі стовбуром або механічною відмовою самого обладнання (прихват, обрив кабелю, поломка);
- гідродинамічні – пов'язані з порушенням рівноваги між тиском у стовбурі свердловини та пластовим тиском (прояви, диференціальний прихват, втрата циркуляції);

– технологічно-організаційні – спричинені помилками в плануванні, порушенням регламентів робіт або недостатньою кваліфікацією персоналу.

## **2.2. Детальний аналіз виникнення прихватів**

Прихват (застрягання/заїдання) геофізичного обладнання (Stuck Tool) – це одне з найпоширеніших та найскладніших ускладнень. Механізм утворення такого ускладнення полягає в тому, що каротажний зонд, збірка або кабель втрачають можливість переміщення по стовбуру свердловини внаслідок механічного заклинювання, сили прилипання або їх комбінації. У практиці виділяють три основні фізичні механізми прихвату, кожен з яких має свої специфічні причини та «критичні точки» виникнення [1, 2, 3, 18, 23, 27, 28, 31].

### **2.2.1. Механічний прихват**

Механічний прихват виникає, коли обладнання фізично зачіпляється за нерівності стовбура або потрапляє в просторову пастку.

Ключовими причинами є:

- наявність каверн, розширень та уступів (washout, enlargement, ledges), які можуть утворюватися внаслідок розмивання м'яких порід (наприклад, пісковиків);
- обвали (borehole caving) нестійких порід (наприклад, аргілітів);
- різкі вигини/викривлення свердловини (Dogleg);
- утворення жолоба «пастки» (Keyseats).

Розмивання стінок необсадженої свердловини (Washout) є одним із поширених ускладнень, що безпосередньо впливають на безпеку та ефективність проведення геофізичних досліджень методом каротажу на кабелі. Формування каверн, розширень і уступів у стовбурі свердловини зумовлене поєднаною дією гідродинамічних та фізико-хімічних факторів, пов'язаних із циркуляцією бурового розчину.

Інтенсивність розмивання зростає за умов підвищеної швидкості потоку та розвитку турбулентного режиму руху бурового розчину в обмеженому кільцевому просторі між трубами і стінкою свердловини. За таких умов потік набуває значної кінетичної енергії та здатності відривати і виносити частинки породи зі стінок стовбура. Особливо вразливими є породи з низькою абразивною стійкістю – слабо зцементовані пісковики, алевроліти, глинисті та соленосні відклади, які не здатні ефективно протидіяти механічному впливу частинок бурового розчину, що рухаються з високою швидкістю.

Суттєву роль відіграє також тривалість дії потоку: за тривалої циркуляції бурового розчину в одному інтервалі, зокрема під час тривалих технологічних операцій або вимушених простоїв, процес розмивання посилюється. Додатковим негативним чинником є невідповідні реологічні властивості бурового розчину. Розчини з низькою в'язкістю або недостатньою здатністю до формування щільної та міцної фільтраційної кірки не забезпечують належного захисту стінок свердловини від прямого гідродинамічного впливу потоку.

Наслідком розмивання є нерівномірне збільшення діаметра стовбура свердловини: окремі м'які прошарки вимиваються значно інтенсивніше порівняно зі стійкішими породами, що залягають вище або нижче. У результаті формуються локальні каверни та різкі уступи на їх межах. Такі геометричні неоднорідності створюють так звані «пастки» для каротажного обладнання і є критичними зонами підвищеного ризику прихоплення приладів або кабелю під час проведення геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини.

Обвали нестійких порід (Borehole Caving) є одним із найбільш небезпечних ускладнень під час проведення ГДС у відкритому стовбурі свердловини. Вони пов'язані з руйнуванням і відшаруванням порід стінок свердловини, насамперед глинистих і сланцевих утворень, зокрема аргілітів, які характеризуються низькою механічною міцністю та підвищеною чутливістю до фізико-хімічного впливу бурового розчину.

Механізм виникнення обвалів зумовлений порушенням напружено-деформованого стану порід у приствольній зоні внаслідок зменшення бокового

тиску після розкриття пласта, а також унаслідок гідратації, набухання та розуцільнення глинистих мінералів. Додатковими чинниками є аномальні пластові тиски, коливання гідростатичного тиску бурового розчину, тривала експозиція відкритого стовбура та недостатня інгібуюча здатність бурового розчину. Обвали часто мають часову залежність: ризик значно зростає з тривалістю перебування відкритого стовбура без кріплення, оскільки процеси деградації породи та її повзучість набирають сили.

Під час проведення ГДС обвали призводять до накопичення уламкового матеріалу на вибоях і уступах, утворення нерівностей, звужень та локальних перешкод у стовбурі свердловини. Це суттєво ускладнює спуско-підймальні операції, підвищує сили тертя між каротажним кабелем і стінками свердловини та створює високий ризик прихоплення геофізичних приладів або обриву кабелю. Крім того, обвали негативно впливають на якість каротажних вимірювань, знижуючи їхню достовірність і повторюваність.

Таким чином, обвали нестійких порід у відкритому стовбурі свердловини є критичним фактором аварійності під час проведення геофізичних досліджень і потребують своєчасної ідентифікації нестійких інтервалів, оптимізації властивостей бурового розчину та ретельного планування режимів спуско-підймальних робіт.

Механізм утворення жолоба (Key Seats) [26] полягає в тому, що під час багаторазового спуску та підйому бурильних колон або каротажного кабелю в інтервалі з високою кривизною (dogleg) їхній бік постійно притискається з великою силою тертя до однієї сторони стовбура. Цей процес, подібний до дії тросів на блок, призводить до поступового механічного протирання (прорізування) вертикального жолоба в м'якій або середньої міцності породі, найчастіше в глинистих аргілітах або пісковиках.

Створення небезпечної «пастки» відбувається наступним чином: спочатку жолоб протирається під діаметр кабелю або тонкостінних бурильних труб. Пізніше, коли на цю ж глибину спускається обладнання з значно більшим діаметром (наприклад, каротажний зонд із центраторами), воно може

заклинювати в цьому вузькому жолобі. Це стається тому, що жолоб (key seat) створює місцеве звуження, геометрично непрохідне для більшого інструменту.

Таким чином, key seat є класичним прикладом «критичної точки», де пошкодження, накопичене під час попередніх технологічних операцій (буріння, спуск труб), стає причиною аварії на наступному етапі – під час проведення ГДС. Ризик виникнення key seat істотно зростає у свердловинах зі складною траєкторією (горизонтальні, багатостовбурні), де частота та сила контакту кабелю зі стінкою значно вищі.

### **2.2.2 Диференційний (гідродинамічний) прихват**

Диференційний (гідродинамічний) прихват є одним з найнебезпечніших та найскладніших для усунення видів ускладнень, механізм якого ґрунтується на фундаментальних законах гідродинаміки, а не на простому механічному заклинюванні.

Фізична основа цього явища – це значна різниця тисків (перепад, differential pressure) між стовбуром свердловини та пластом. Якщо тиск стовпа бурового розчину в свердловині виявляється нижчим за пластовий тиск, виникає спрямована всередину стовбура сила. Ця сила прагне «присмоктати» будь-який об'єкт, що перекриває контакт між зоною низького тиску (свердловина) і високого тиску (пористий пласт).

Критичний механізм реалізації ризику вимагає одночасного виконання кількох умов.

Наявність високопроникного колектора. Це зазвичай пісковики з хорошою пористістю або тріщинуваті вапняки, через які флюїд (а отже, і тиск) легко передається. Тісний контакт обладнання зі стінкою. Зонд, центратор або навіть сам кабель повинні бути притиснуті до стінки в цьому інтервалі. До цього часто призводить вигин траєкторії свердловини або нерівності стовбура.

Наявність тонкої та щільної глинистої кірки (Mud cake). Вона виступає як «прослойка», через яку відбувається фільтрація. Чим вищий перепад тисків і чим довше триває контакт, тим міцніше обладнання притискається до стінки.

Час контакту (стояночний час). Ризик прихвату зростає експоненційно з тривалістю нерухомого стану обладнання. Саме тому операції, що вимагають зупинки, наприклад відбір проб пластового флюїду, вимірювання пластового тиску (за допомогою модулів типу MDT або RCI) – є найбільш ризикованими. Потрібний для точних вимірювань час простою стає головним фактором ризику.

Наслідки диференційного прихвату особливо важкі. Сила прилипання може досягати десятків тонн, що робить звичайні механічні спроби відпускання (простукування, потягування) неефективними. Це часто призводить до втрати дорогого обладнання, тривалих і дорогих ловильних робіт, а в разі роботи з радіоактивними джерелами – до серйозної екологічної загрози.

Таким чином, диференційний прихват є прямим наслідком недостатнього контролю за різницею тисків у стовбурі та ігнорування ризиків, пов'язаних із геологією конкретного інтервалу та ітехнологією проведення спеціальних досліджень.

### **2.2.3. Прихват через відкладення або обростання**

Цей вид ускладнення є окремою категорією, механізм якого ґрунтується не на геометрії стовбура чи гідродинамічному перепаді, а на зміні фізико-хімічних властивостей бурового розчину або пластового флюїду, що веде до формування на твердих поверхнях шарів, які блокують рух.

Механізм та причина виникнення прихвату через утворення товстої та липкої глинистої кірки – процес ініціюється високими втратами фільтрату (high fluid loss) бурового розчину. Швидке фільтрування рідинної фази розчину в проникний пласт призводить до інтенсивного накопичення твердих частинок на стінці свердловини. Замість тонкої та щільної захисної кірки формується товстий, пухкий, часто липкий шар.

Каротажне обладнання, контактуючи з таким шаром, занурюється в нього. Внаслідок високого опору зсуву пухкої структури та адгезійних

властивостей частинок, обладнання не просто зачіпляється, а «зв'язується» з середовищем, ніби в густому тісті. При спробі переміщення виникає значна сила тертя, а липкість перешкоджає відриву.

Низька якість розчину, недостатня концентрація полімерних стабілізаторів та загусників, робота в інтервалах з високопроникними колекторами – є критичним фактором ризику.

Прихват через обростання солями або парафінами (Salt/Asphaltene-Paraffin Deposition). Цей тип прихвату виникає внаслідок порушення термобаричної або хімічної рівноваги у стовбурі, що веде до випадіння в осад твердих компонентів із розчину або пластового флюїду. Ключові механізми:

Температурне охолодження. Каротажні зонди, спущені з поверхні, мають значно нижчу температуру, ніж пласт. При контакті з нафтою, що містить парафіни (або асфальтени), на холодній металевій поверхні відбувається кристалізація цих компонентів. Утворений шар ізоляційного матеріалу збільшує ефективний діаметр зонда.

Зміна тиску або складу. Різке зниження тиску (наприклад, при тривалій стоянці) або несумісність бурового розчину з пластовою водою може спричинити самопливну кристалізацію солей (наприклад, NaCl, CaCO<sub>3</sub>) з розчину.

Обростання не лише збільшує діаметр, але й змінює характер поверхні, роблячи її шорсткою та нерівномірною. Це може призвести до механічного заклинювання у звужених ділянках стовбура, формування мостів у свердловині, коли відкладення зі стінок і зонда змикаються, створюючи повну непрохідність.

Високий вміст парафінів в нафті, низька пластова температура, великий перепад температур між зондом і пластом, насиченість розчину або пластової води солями, використання несумісних з пластом бурових розчинів – є критичним фактором ризику.

Прихват через відкладення є технологічно керованим ризиком, оскільки його основні причини – якість бурового розчину та недооблік термобаричних властивостей пласта. На відміну від диференційного прихвату, де критичним є

перепад тисків, тут ключовим є попереднє хімічне та термодинамічне моделювання умов свердловини та вибір відповідних інгібіторів (парафіно- або солевих). Профілактика полягає у підтримці оптимальних реологічних властивостей розчину, контролю втрат фільтрату та застосуванні підігріву або хімічної обробки зондів перед роботою в інтервалах з високим ризиком обростання.

### **2.3. Дослідження умов виникнення механічних ускладнень**

Несправність або відмова інструменту є однією з найчастіших проблем, що виникають під час каротажу свердловин. Каротажні інструменти працюють у складних умовах свердловини, включаючи високий тиск, екстремальні температури та агресивне середовище, що може призвести до механічних поломок або неточних показників. У разі несправності інструментів можуть бути втрачені цінні дані, а каротажні роботи можуть зіткнутися із затримками, що призведе до дорогого простою.

Первинною причиною обриву (broken) каротажного кабелю є механічне його перетирання об гострі кромки уступів (ledges), обсадну колону або край каверни. Це відбувається при швидкому або неконтрольованому спуску, або при силових спробах витягнути заклинений інструмент.

До обриву також призводить виснаження міцності кабелю через корозію після робіт в агресивних середовищах (наприклад, з  $H_2S$ ) або механічну втому. Використання кабелю без належного контролю його стану – прямий шлях до аварії.

Також можуть виникати ускладнення під час роботи спеціалізованих приладів. Окрему категорію ризику становлять операції з приладами для відбору проб та вимірювання пластового тиску (наприклад, модулі типу MDT). Принцип їх роботи передбачає притискання приймальної камери («присоски») до стінки свердловини, всмоктування фільтрату та його аналіз. Саме

необхідність тривалої нерухокої стоянки в одній точці робить цей інструмент надзвичайно вразливим до диференційного прихвату. Ймовірність аварії різко зростає, якщо стовбур не є ідеально стабільним, а параметри розчину не відповідають умовам.

#### **2.4. Гідродинамічні явища: прояви, викиди, втрата циркуляції**

Під час проведення геофізичних досліджень гідродинамічні явища представляють особливу небезпеку, оскільки виникають раптово і можуть призвести не лише до серйозної аварії на гирлі, але й спровокувати безпосереднє ускладнення під час роботи каротажного обладнання. Їхня природа полягає у різкому порушенні балансу між тиском у стовбурі свердловини та пластовим тиском.

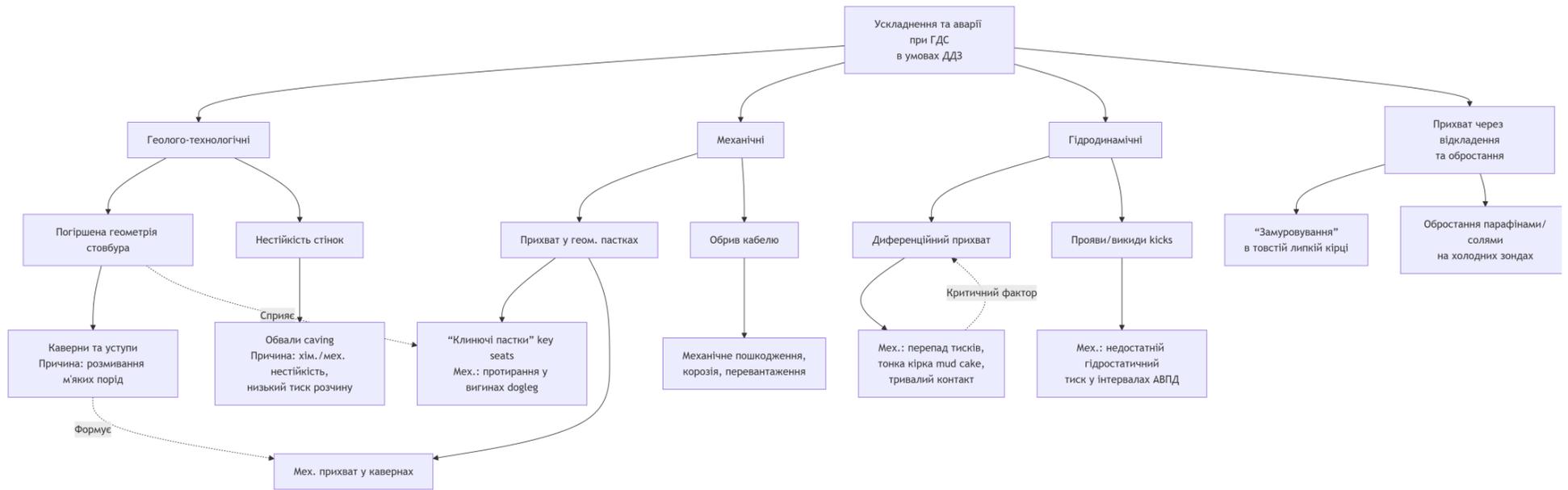
Прояви та викиди (Kicks, Influx, Blowout) виникають, коли гідростатичний тиск стовпа бурового розчину, що заповнює свердловину під час ГДС, стає недостатнім для стримування пластового флюїду. Прямою причиною може бути занижена щільність розчину, некоректно підібрана для інтервалів з аномально високими пластовими тисками (АВПТ), або різке падіння рівня рідини в стовбурі. Механізм полягає в тому, що газ, нафта або пластова вода з проникного колектора (наприклад, пісковика) починають самопливом надходити у стовбур. Для операції ГДС це створює критичну ситуацію: інструмент, що знаходиться на глибині, опиняється в зоні неконтрольованого припливу флюїду, що змінює умови його роботи та різко підвищує ризик прихвату через зміну щільності середовища. Невчасно виявлений прояв може швидко перерости в неконтрольований викид.

Втрата циркуляції (Lost Circulation), навпаки, відбувається, коли тиск у стовбурі перевищує здатність формації його прийняти. Це може статися при роботі в інтервалах з високопроникними породами, кавернами або природними тріщинами, або ж коли щільність розчину надто висока. У такому випадку

розчин інтенсивно поглинається пластом, що веде до швидкого падіння його рівня в стовбурі. Для процесу ГДС це має подвійні негативні наслідки. По-перше, падіння рівня автоматично знижує гідростатичний тиск у всьому стовбурі, створюючи ідеальні умови для проявів з вищележачих горизонтів. По-друге, у зоні поглинання можуть утворюватися затори (мости) з винесеного шламу або ущільненого матеріалу, які можуть механічно заблокувати рух каротажного зонда або кабелю.

Таким чином, гідродинамічні явища в контексті проведення геофізичних досліджень свердловин є тісно взаємопов'язаними: втрата циркуляції бурового розчину часто виступає пусковим чинником, що провокує виникнення пластових проявів. З метою запобігання таким ризикам на етапі підготовки до ГДС критично важливим є наявність достовірних даних про пластові тиски та градієнт тріщинування порід, які використовуються для розрахунку безпечного «вікна» густини бурового розчину. Будь-яке відхилення від цього технологічного інтервалу під час виконання робіт створює пряму загрозу як для безпеки об'єкта в цілому, так і для успішного проведення геофізичних досліджень зокрема, оскільки може призвести до швидкої втрати контролю над свердловиною та обладнанням, що знаходиться в її стовбурі.

Отже, зони підвищеного ризику під час проведення ГДС формуються на перетині геологічних факторів (наявність нестійких порід, аномально високих пластових тисків, проникних колекторів) та технологічних чинників (порушення геометрії стовбура, несприятливі режими роботи, обмежене «вікно» щільності бурового розчину). Умови ДДЗ, що характеризуються глибоким геологічним розрізом, складною літологічною будовою та поширенням аномальних тисків, створюють передумови для реалізації більшості зазначених ризиків. Усвідомлення наведених причинно-наслідкових зв'язків є методологічною основою для переходу до аналізу заходів профілактики, ранньої діагностики та ліквідації ускладнень і аварійних ситуацій при проведенні геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини.



**Рис. 2.1. Блок-схема систематизації ускладнень та аварій при ГДС**

## 2.5. Висновки до розділу 2

1. Систематизація ускладнень і аварій при геофізичних дослідженнях у необсаджених стовбурах дозволила виокремити основні джерела ризиків: механічні, гідродинамічні та хеміко-фізичні (відкладення).

2. Ключовою проблемою є прихвати, що поділяються на механічні (через обвали або дефекти стовбура), диференційні (через різницю тисків) та спричинені обростанням відкладень (шлам, глини, солі).

3. Механічні ускладнення безпосередньо пов'язані з нестійкістю порід та порушеннями технології, а гідродинамічні явища (прояви, викиди, втрата циркуляції) сигналізують про недоліки в управлінні буровим розчином та оцінці пластового тиску.

4. Успішне проведення геофізичних досліджень у відкритому стовбурі неможливе без глибокого розуміння причин та механізмів можливих ускладнень. Запропонована систематизація та детальний аналіз основних видів прихватів, механічних та гідродинамічних явищ створюють науково-практичну базу для розробки ефективних превентивних заходів та алгоритмів дій при ліквідації аварій, спрямованих на мінімізацію простоїв, зниження витрат і підвищення безпеки робіт.

### 3.1.3. Аналіз властивостей бурових та технологічних рідин

Властивості бурового розчину, що планується до застосування, є одним з ключових технологічних чинників, що безпосередньо впливають на безпеку та успішність проведення ГДС. Аналіз характеристик розчинів (згідно з таблицею 7.1, Додаток Б) проводиться з метою оцінки їх відповідності геолого-технічним умовам інтервалів та прогнозування пов'язаних з ними ризиків.

Характеристика запланованих рідин та їхній вплив на ризики ГДС:

Інтервал 300–2800 м (Полімерний розчин з низьким вмістом твердої фази): Густина 1180 кг/м<sup>3</sup>, поліпшені фільтраційні властивості (8–10 см<sup>3</sup>/30 хв.), тонша кірка (1 мм), низький вміст твердої фази (<40%).

Оцінка ризиків: Оптимізований для нестійких крейдових та глинистих порід (юра, тріас). Низький вміст твердої фази та полімери зменшують ризик обростання. Однак для ГДС у цьому тривалому необсадженому інтервалі залишається ризик поступового накопичення шламу та впливу на стабільність стовбура.

Інтервал 2800–5815 м (Інвертна емульсія,  $\rho=1.37$  г/см<sup>3</sup>): перехід на інвертну емульсію (70/30 нафта/вода). Низький показник фільтрації високої температури (4–8 см<sup>3</sup>/30 хв.), дуже тонка кірка (0.5 мм), висока електростабільність (>400 mV), низький вміст піску (<1%).

Оцінка ризиків: Використання інвертної емульсії кардинально знижує ризик прихвату через набухання глинистих порід та формування товстої кірки. Це критично важливо для безпеки ГДС в інтервалах з аргілітами (перм-карбон). Адекватна густина (1.37) для глибин до ~5800 м забезпечує контроль над нормальним пластовим тиском, але може бути недостатньою для глибших інтервалів з АВПТ.

Інтервали 5815–6570 м ( $\rho=1.93$  г/см<sup>3</sup>) та 6570–7050 м ( $\rho=2.25$  г/см<sup>3</sup>): поступове зростання густини для контролю АВПТ. Збереження відмінних фільтраційних властивостей (3–5 см<sup>3</sup>/30 хв.) та мінімальної товщини кірки (0.3–0.5 мм). Підвищені реологічні параметри (СНЗ, пластична в'язкість).

Оцінка ризиків: густина: Ключовий фактор безпеки. Густина  $2.25 \text{ г/см}^3$  розрахована на градієнт тиску  $\sim 0.0225 \text{ МПа/м}$ , що забезпечує необхідний надлишковий тиск для контролю АВПТ в інтервалі 6570–7050 м (де градієнт досягає  $0.0212 \text{ МПа/м}$ ). Це запобігає гідродинамічним проявам та диференційним прихватам.

Реологія: Підвищені значення СНЗ та пластичної в'язкості необхідні для виносу шламу в похилому стовбурі, але створюють додаткові гідравлічні втрати та перепад тисків при циркуляції, що може сприяти диференційному прихвату під час підйому інструменту.

Фільтрація та кірка: Відмінні параметри мінімізують ризик прихвату через відкладення в умовах високих температур.

Загальний висновок та ключові ризики для ГДС:

Диференційний прихват: Основним джерелом ризику в нижніх інтервалах є висока густина розчину (до  $2.25 \text{ г/см}^3$ ) у поєднанні з підвищеною реологією. При зупинці циркуляції або швидкому підйомі інструменту можливий значний перепад тисків, що притискає колону до стінки.

Відповідність густини: Аналіз показує, що запланована густина розчину адекватно прогнозованому АВПТ, що є позитивним фактором для запобігання проявам.

Прихват через відкладення: Ризик мінімізований в інтервалах буріння на інвертній емульсії (нижче 2800 м) завдяки низькій фільтрації та тонкій кірці. Однак у верхніх інтервалах (0–2800 м) застосування традиційних розчинів може ускладнити проведення ГДС.

Необхідність корекції перед ГДС: Примітка про зниження реологічних параметрів перед цементажем є критично важливою також і для ГДС. Перед початком геофізичних робіт у відповідних інтервалах необхідно проводити технологічну підготовку стовбура: циклування та корекцію розчину для зниження СНЗ та в'язкості з метою мінімізації перепаду тисків і поліпшення умов проходження інструменту.

**Таблиця 3.4 – Аналіз властивостей бурових розчинів та оцінка ризиків для ГДС**

Інтервал (м)	Тип розчину	Ключові параметри	Відповідність геологічним умовам	Прогнозовані ризики для ГДС
0 – 300	Глинистий	Густина: 1.12 г/см <sup>3</sup> ; Фільтрація: 10-12 см <sup>3</sup> /30хв; Кірка: 1.5 мм; В'язкість: 50-80 с.	Призначений для буріння кондуктора в нестійких кайнозойських відкладах.	Високий ризик прихвату через відкладення (сальнікотворення) через високу фільтрацію та товсту кірку. Ризик актуальний, якщо ГДС проводитимуться до спуску колони.
300 – 2800	Полімерний з низьким вмістом твердої фази	Густина: 1.18 г/см <sup>3</sup> ; Фільтрація: 8-10 см <sup>3</sup> /30хв; Кірка: 1 мм; Вміст твердої фази: <40%.	Оптимізований для нестійких крейдових та глинистих порід (зона набухання та осипань).	Знижений ризик обростання. Потенційне поступове накопичення шламу у тривалому відкритому стовбурі, що може погіршити умови проходження інструменту.
2800 – 5815	Інвертна емульсія (ІЕР)	Густина: 1.37 г/см <sup>3</sup> ; Фільтрація ВТ: 4-8 см <sup>3</sup> /30хв; Кірка: 0.5 мм; Електростабільність: >400 mV; OWR: 70/30.	Ідеально підходить для інтервалу з аргілітами та пісковиками (перм-карбон). Мінімізує набухання глини та формування товстої кірки.	Мінімальний ризик прихвату через набухання/відкладення. Густина достатня для контролю тиску до ~5800 м. Основним ризиком стає диференційний прихват при високій реології.
5815 – 6570	Інвертна емульсія (ІЕР)	Густина: 1.93 г/см <sup>3</sup> ; Фільтрація ВТ: 4-6 см <sup>3</sup> /30хв; СНЗ(10хв): 70-120 дПа; Пласт. в'язкість: 70-120 сП.	Розрахована на контроль зростаючого пластового тиску в інтервалах візейського ярусу та верхнього девона.	Високий ризик диференційного прихвату через значну густину та підвищену реологію. Необхідний ретельний контроль швидкості підйому інструменту та параметрів циркуляції.
6570 – 7050	Інвертна емульсія (ІЕР)	Густина: 2.25 г/см <sup>3</sup> ; Фільтрація ВТ: 3-5 см <sup>3</sup> /30хв; СНЗ(10хв): 80-130 дПа; Пласт. в'язкість: 80-140 сП.	Критично необхідна для контролю АВПТ (до 0.0212 МПа/м) у нижніх продуктивних горизонтах (D <sub>3</sub> fm).	Максимальний ризик диференційного прихвату через екстремальну густину та в'язкість. Ключовий ризик гідродинамічних проявів у разі невідповідності або падіння густини.

Запланований комплекс бурових розчинів адекватно відповідає геологічним викликам свердловини, ефективно контролюючи нестійкість порід та аномальний тиск. Однак для безпеки ГДС це формує парадоксальну ситуацію: засоби боротьби з основним ризиком (АВПТ) самі стають джерелом ключового для ГДС ризику – диференційного прихвату. Це обумовлено високою густиною та реологічними параметрами, необхідними для глибоких інтервалів. Отже, обов'язковою умовою безпечного проведення ГДС є попередня технологічна підготовка стовбура, що включає циклування та корекцію розчину для зниження структурно-механічних властивостей (СНЗ, в'язкості) з метою мінімізації перепаду тисків, як це передбачено приміткою для операцій цементажу.

#### **3.1.4. Узагальнена ідентифікація прогнозованих загроз по інтервалах ГДС**

На основі комплексного аналізу геолого-технологічних умов, конструкції свердловини та властивостей бурових розчинів проведено синтез та систематизацію прогнозованих загроз для безпеки поведіння геофізичних досліджень у свердловині. Загрози згруповані за ключовими інтервалами проведення ГДС, що дозволяє створити цільову картину ризиків.

В табл. 3.5 наведена узагальнена ідентифікація основних прогнозованих загроз за інтервалами проведення ГДС

Аналіз виявив чітку вертикальну зонованість ризиків, яка корелює з геологією та етапами кріплення:

Верхні інтервали (0-3800 м) п переважають механічні загрози (обвалення, сальнікотворення), обумовлені нестійкістю порід.

Перехідні інтервали (3800-5812 м) – спостерігається накладання механічних та гідродинамічних загроз через поступове зростання пластового тиску.

Інтервал ГДС (м)	Відповідний інтервал буріння / геологічна характеристика	Конструктивні та технологічні особливості	Основні прогнозовані види загроз (тип ускладнення)
5812 – 6570 (Найкритичніший)	Візейський ярус, турней, верхній девон (карбонатні колектори). Зона АВІТ (град. тиску до 0.0182 МПа/м) та високої температури (до 158°C).	Найнебезпечніший довгий необсаджений інтервал між башмаком ІІ пром. колони та експлуатаційної колони. Застосування важкої інвертної емульсії ( $\rho=1.93-2.25$ г/см <sup>3</sup> ).	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Диференційний прихват: ВИСОКИЙ РИЗИК через максимальну густину розчину (2.25 г/см<sup>3</sup>), високу реологію та значний перепад тисків.</li> <li>2. Газопрояви/викиди: через розкриття тріщинувато-пористих газонасичених колекторів (пласти В-24 – D<sub>3</sub> fm).</li> <li>3. Прихват через відкладення: відкладення солей/парафінів через високі температури та зміну умов.</li> <li>4. Механічне заклинювання: в тріщинуватих породах або через обвалення.</li> </ol>
6570 – 7050 (Екстремальний)	Фаменський ярус девона (пісковики, вапняки, доломіти). Максимальні АВІТ (град. до 0.0212 МПа/м) та температура (до 172°C).	Інтервал до спуску хвостовика. Екстремальні умови. Розчин з максимальною густиною (2.25 г/см <sup>3</sup> ) та в'язкістю.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Диференційний прихват: ЕКСТРЕМАЛЬНО ВИСОКИЙ РИЗИК через критично високу густину розчину та максимальний перепад тисків.</li> <li>2. Газопрояви: ймовірність раптових проявів при найменшому зниженні тиску.</li> <li>3. Відмова апаратури: через високу температуру.</li> <li>4. Комплексні прихвати: поєднання механічного та диференційного факторів.</li> </ol>

Нижні інтервали (5812-7050 м) зона комплексного високого та екстремального ризику, де домінують гідродинамічні загрози (диференційний прихват, викиди) у поєднанні з впливом високої температури. Ці інтервали є найбільш критичними для безпеки ГДС.

Ця структурована ідентифікація загроз є прямим обґрунтуванням для наступного етапу роботи – розробки цільового комплексу заходів з профілактики, діагностики та ліквідації саме для цих прогнозованих видів аварійних ситуацій у конкретних інтервалах свердловини.

### **3.2. Комплекс заходів профілактики (запобігання) аварійних ситуацій при ГДС**

Перед початком будь якої роботи, потрібно провести підготовку обладнання. Якісна підготовка обладнання та якісна підготовка до кожної роботи, це запорука успішно виконаної роботи. Перше що важливо, під час підготовки до роботи, це інформація про свердловину, а саме її глибина, чим заповнена свердловина (газ чи рідина), чи має свердловина кут нахилу, та ін. Від цієї інформації залежить, яку кількість триньок (проволок кабелю) буде зароблено в конус кабельної головки. Це дуже важливо, правильно і якісно заробити кабельну головку, так як головка не тільки тримає прилади під час спуску у свердловину, а й проводить комунікацію між кабелем та приладами. В залежності від вище згаданих параметрів свердловини, розраховується за формулою слабка точка (weak point). Ця слабка точка потрібна нам для того щоб у разі застрягання приладів у свердловині, ми не пошкодили кабель, а в разі потреби вирвали його саме в найслабшій точці, так як кабель має своє розривне зусилля, і ці слабка точка має бути в відповідних менших межах, від розривного кабелю, який використовується під час роботи. Виривання кабелю саме в цій точці, потім полегшує проведення ловильних робіт, так як інженер з

ловильних робіт знає як виглядає голова залишених приладів, що полегшує підбір обладнання для їх ловіння.

### **3.2.1. Заходи щодо попередження механічних прихватів**

Профілактика механічних ускладнень у верхній та середній частині стовбура базується на комплексному підході, що включає підготовку стовбура, контроль параметрів розчину та суворе дотримання технології спуско-підйомних операцій (СПО). Ключовим є акцент на інтервали, визначені в ГТН як небезпечні: звуження через набухання крейди (325-740 м), сальникотворення в юрських відкладах (900-1385 м) та зони осипання і утворення жолобів у товщах тріасу, пермі та карбону (2015-4753 м).

Перед початком ГДС необхідно провести ретельну підготовку: проаналізувати дані кавернометрії для виявлення змін діаметра, а також виконати профілактичну проробку і промивання всього інтервалу з повним циклуванням розчину протягом 6-12 годин для видалення шламу та вирівнювання реологічних властивостей. Параметри розчину мають бути оптимізовані: у верхніх інтервалах (0-2800 м) показник фільтрації полімерного розчину має бути не більше 6-8 см<sup>3</sup>/30 хв. для мінімізації кірки, а в інтервалах глибше 2800 м необхідно підтримувати високу електростабільність (>400 mV) та низький вміст піску (<0.5%) інвертної емульсії для запобігання набуханню порід.

Під час проведення ГДС критично важливим є контроль швидкості СПО, обмежуючи її до 0.3 м/с у зонах сальникотворення та звуження. При тривалих стоянках інструменту (понад 10-15 хвилин) необхідно здійснювати короткочасну циркуляцію розчину. Бажано забезпечувати повільний оберт колони (10-20 об/хв), а також мінімізувати загальний час робіт у необсаджених інтервалах. Безперервний моніторинг опору насосів, тиску та характеристик розчину (густина, в'язкість, вміст шламу) дозволяє вчасно виявити ознаки ускладнень, такі як різке зростання опору або поява крупних уламків породи у зворотному потоці.

При виникненні ознак механічного ускладнення (наприклад, різкого збільшення зусилля при переміщенні) алгоритм дій включає негайне припинення руху, спробу подачі розчину малою витратою, спробу оберту інструменту та обережне піднімання з мінімальним зусиллям. У разі невдачі необхідно переходити до регламентованих процедур ліквідації прихвату. Таким чином, ефективна профілактика вимагає планування, базованого на прогнозі ГТН, та безперервного операційного контролю.

### **3.2.2. Профілактика диференційних (гідродинамічних) прихватів (для інтервалів 3800-7050 м)**

Диференційний прихват є найбільш критичним видом ускладнень при проведенні ГДС у глибоких інтервалах свердловини, де градієнт пластового тиску різко зростає, досягаючи аномально високих значень (АВПТ). Його причина – перевищення тиску стовбурової рідини над пластовим тиском, що призводить до фільтрації фільтрату в пласт і утворення щільної кірки на стінках. Під час спуску або підйому інструменту між цими порушеними ділянками виникає перепад тисків (диференційний тиск), який притискає інструмент до стінки свердловини. Профілактика спрямована на мінімізацію цього перепаду та підтримку стабільності стовбура.

Основним заходом є строгий контроль та оптимізація густини бурового розчину. У інтервалах з АВПТ (зокрема, 5815-7050 м) необхідно підтримувати заплановану густину інвертної емульсії ( $1.93-2.25 \text{ г/см}^3$ ) з допустимим відхиленням не більше  $\pm 0.02 \text{ г/см}^3$ . Регулярний (кожні 30-60 хвилин) загустинний контроль на гирлі та на вході в свердловину є обов'язковим. Важливо уникати необґрунтованого підвищення густини «на запас», оскільки це безпосередньо пропорційно збільшує диференційний тиск.

Другим ключовим напрямком є зниження реологічних властивостей розчину безпечним способом перед початком та під час ГДС, як це зазначено в

примітці до таблиці параметрів розчину. Необхідно проводити циклування та хімічну обробку для зменшення статичної напруги зсуву (СНЗ) та пластичної в'язкості, що дозволить істотно знизити гідравлічні втрати тиску при русі рідини в кільцевому просторі. Особливу увагу слід приділяти показнику фільтрації високої температури (до 3-5 см<sup>3</sup>/30 хв. в інтервалі 6570-7050 м), що попереджає утворення товстої, щільної фільтраційної кірки – основного фізичного бар'єру, який ініціює прихват.

Технологія проведення СПО має бути ретельно адаптована. Швидкість підйому інструменту в інтервалах з АВПТ (особливо нижче 5812 м) потрібно обмежувати, щоб мінімізувати ефект «поршнювання», який створює додатковий розріджений тиск. Рекомендована швидкість не повинна перевищувати 0.2-0.3 м/с. Перед початком підйому необхідно обов'язково запускати насоси та здійснювати підйом із включеною циркуляцією для компенсації диференціального тиску. Під час кожного рейсу доцільно виконувати короточасні «прокачування» (стосування) на глибинах найбільшого ризику для відновлення рівноваги тисків.

Важливим елементом профілактики є забезпечення якісного очищення стовбура від шламу. Накопичення шламу на низхідній стінці у похилому стовбурі створює локальні звуження, де градієнти тиску значно зростають. Необхідно підтримувати адекватну реологію розчину для ефективного виносу частинок і проводити додаткові операції з промивання та очищення перед відповідальними серіями ГДС.

Для безперервного контролю ситуації обов'язковим є моніторинг таких параметрів у реальному часі: тиск на гирлі під час СПО, опір на насосах, вага на гаку. Різке падіння ваги при підйомі або збільшення опору при спуску можуть бути першими ознаками формування прихвату. Супровід ГДС повинен включати прогнозування динаміки пластового тиску на основі даних ГТН та оперативних замірів.

У випадку виявлення ознак можливого диференційного прихвату (наприклад, «зависання» ваги) необхідно негайно припинити рух інструменту,

подати циркуляцію і спробувати обережно подати його вниз для розвантаження диференціального тиску, перш ніж намагатися відновити підйом. Таким чином, комплексна профілактика диференційних прихватів ґрунтується на точному контролі густини та реології розчину, акуратному веденні СПО з мінімізацією динамічних впливів та постійному моніторингу стану стовбура, що дозволяє безпечно працювати в умовах екстремальних пластових тисків.

### **3.2.3. Заходи з попередження гідродинамічних явищ (проявів, викидів)**

Профілактика гідродинамічних явищ при проведенні ГДС в інтервалах 4753–7050 м є критично важливою через наявність тріщинувато-пористих колекторів з АВПТ та високою газонасиченістю. Основним принципом профілактики є суворий контроль за тисковим режимом свердловини та оперативне виявлення ознак прояву пластового флюїду. Ключовим технологічним заходом є суворе підтримання проектної густини бурового розчину –  $1.93 \text{ г/см}^3$  в інтервалі 5815–6570 м та  $2.25 \text{ г/см}^3$  в інтервалі 6570–7050 м, що забезпечує необхідний надлишковий тиск для контролю АВПТ. Необхідний безперервний контроль густини та негайна її корекція у разі відхилень. Під час проведення спуско-підйомних операцій обов'язковим є безперервний моніторинг об'єму прийомних ємностей; незаплановане збільшення об'єму зворотного потоку є первинною ознакою прояву і вимагає негайної зупинки операцій. Для запобігання розрідження в стовбурі під час підйому інструменту застосовується технологія «підйому з компенсацією» – підйом здійснюється з постійною циркуляцією та обов'язковим «прокачуванням» стовбура перед початком операції з великої глибини. Швидкість підйому обмежується для мінімізації ефекту поршнювання.

Технічна готовність є обов'язковою умовою: система виявлення проявів (СВП) повинна знаходитися в робочому стані та бути налаштована на чутливе спрацьовування, а противикидове обладнання (ПВО) має бути перевірене перед початком робіт, з плашками, що відповідають діаметру кабелю. Персонал повинен знати та бути готовим виконати чіткий план ліквідації проявів, який

включає послідовність закриття превенторів та методи контролю тиску. Важливим елементом моніторингу є контроль газонасиченості розчину за допомогою газового каротажу або дегазаторів. При виявленні ознак прояву (незаплановане збільшення об'єму, зростання тиску) негайно припиняються всі операції, свердловина закривається за допомогою відповідного превентора, фіксуються ключові параметри (тиск, об'єм) та активується план ліквідації прояву через напірні лінії. Таким чином, запобігання гідродинамічних явищ базується на інтеграції технологічного контролю густини, безперервного інструментального моніторингу, технічної готовності обладнання та чітких алгоритмів дій персоналу.

### **3.3. Методика оперативної діагностики типів ускладнень**

Ефективне управління ризиками під час геофізичних досліджень ґрунтується на безперервному моніторингу групи технологічних параметрів, зміни яких є ранніми ознаками ускладнень. Правильна інтерпретація цих сигналів дозволяє вчасно ідентифікувати загрозу та прийняти відповідні заходи. Алгоритм оперативної діагностики типів ускладнень при ГДС

Оперативна діагностика ґрунтується на сукупному аналізі змін усіх параметрів, а не на одному показнику. Алгоритм дозволяє персоналу швидко зв'язати симптоми з прогнозованими для конкретного інтервалу геолого-технологічними умовами та розпочати заздалегідь підготовлений план дій для ліквідації загрози або мінімізації її наслідків.

**Таблиця 3.6 – Алгоритм оперативної діагностики типів ускладнень при ГДС**

Ключова ознака (симптом)	Ймовірний тип ускладнення	Додаткові чинники / Пояснення	Першочергові дії
1. Різке зменшення ваги на гаку при спуску. Неможливість подальшого спуску.	Механічний прихват / Заклинювання	Характерно для інтервалів з прогнозованими звуженнями, кавернами (напр., 325-740 м, 2015-4753 м)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зупинити спуск.</li> <li>2. Спробувати подати циркуляцію.</li> <li>3. Обережно спробувати підйом на 2-3 м та повторний спуск</li> </ol>
2. Плавне або ступінчасте зменшення ваги при підйомі. Зростання зусилля, потім «зависання».	Диференційний (гідродинамічний) прихват	Характерно для інтервалів з АВПТ (глибше 4753 м) та при високій густині/реології розчину. Тиск у стовбурі значно вищий за пластовий, інструмент «присмоктується»	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зупинити підйом.</li> <li>2. негайно запустити циркуляцію для зниження перепаду тиску.</li> <li>3. Спробувати обережний спуск</li> </ol>
3. Різке збільшення ваги при спуску або підйомі. Неможливість руху.	Механічне заклинювання або прихват через відкладення	Може бути в інтервалах з сальнікотворенням (900-1385 м) або швидким обростанням інструменту	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зупинити рух.</li> <li>2. Подати циркуляцію.</li> <li>3. Спробувати обертання (якщо можливо) з одночасною промивкою.</li> </ol>
4. Різке зростання тиску в насосах при циркуляції.	Сальнікотворення, звуження кільцевого простору, закупорка	Вказує на зменшення прохідного перерізу між інструментом і стінкою свердловини	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Знизити витрату.</li> <li>2. Спробувати промивку з різними швидкостями.</li> <li>3. Перевірити стан інструменту.</li> </ol>

Ключова ознака (симптом)	Ймовірний тип ускладнення	Додаткові чинники / Пояснення	Першочергові дії
5. Падіння тиску в насосах при відкритому стовбурі та неможливості його підняття.	Втрата циркуляції (поглинання)	Характерно для проникних або тріщинуватих інтервалів	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зафіксувати інструмент.</li> <li>2. Запустити закачування густинного або ізоляційного матеріалу за програмою ліквідації втрат.</li> </ol>
6. Незаплановане збільшення об'єму в прийомних ємкостях	Гідродинамічний прояв (газ, вода, нафта)	Критична ситуація. Характерно для газонасичених інтервалів (пласти В-14 – D <sub>3</sub> fm)	<b>НЕГАЙНО:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зупинити СПО.</li> <li>2. Закрити свердловину превентором.</li> <li>3. Зафіксувати параметри та активувати план ліквідації прояву.</li> </ol>
7. Неможливість почати підйом після тривалої стоянки (напр., заміру). Вага в нормі, але рух відсутній	Прихват через відкладення (обростання, осідання шламу)	Характерно для інтервалів з високою температурою та при недостатньому очищенні стовбура	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Запустити інтенсивну циркуляцію для розрідження відкладень.</li> <li>2. Застосувати оберт та осьові коливання (струсування).</li> </ol>

**Таблиця 3.7 – Підготовка до проведення ГДС**

Етап	Ключові дії	Мета
Оцінка свердловини	Збір даних: глибина, заповнення (газ/рідина), кут нахилу, тип стовбура (обсаджений/відкрий), наявність H <sub>2</sub> S, планові види робіт (ПВР тощо)	Визначити необхідне обладнання, розрахувати слабку точку, визначити ризики
Розрахунок слабкої точки (Weak Point)	Точний розрахунок міцності згідно з параметрами свердловини. Якісна протяжка та закріплення відповідної кількості триньок кабелю в конусі кабельної головки	Забезпечити контрольований відрив саме в цій точці при аварії, зберегти кабель та полегшити подальші ловильні роботи
Спеціальні регламенти	Для H <sub>2</sub> S: Використання стійкого кабелю/головки, заборона контакту з водою після робіт, посилені перевірки. Для ПВР: Обов'язкове перезароблення головки після 5 спусків або при будь-яких ознаках пошкодження. Візуальний огляд та механічне тестування кабелю.	Запобігти раптовому обриву через корозію або пошкодження, спричинені екстремальними умовами роботи.
Контроль під час роботи	Регулярне зважування (кожні 500 м). Пильна увага оператора лебідки до співвідношення глибини та ваги для миттєвого виявлення «посадки»	Раннє виявлення проблем (застрягання, обрив), що дозволяє вжити менш радикальних заходів.

### 3.4. Алгоритм дій при ліквідації аварійних ситуацій

Ефективне управління ризиками та безпека проведення робіт є критично важливими аспектами геофізичних досліджень у свердловинах. Аварійні ситуації, такі як заклинювання обладнання, обрив кабелю або викиди, не тільки призводять до фінансових втрат і простою, але й становлять пряму загрозу життю персоналу та стабільності свердловини.

Успіх ліквідації будь-якої аварії залежить від трьох ключових елементів: якісної підготовки (врахування всіх параметрів свердловини, правильного розрахунку "слабкої точки", вибору стійкого обладнання), чіткого протоколу дій персоналу на майданчику та глибокого розуміння геолого-технічних умов конкретного інтервалу свердловини.

Прогнозовані загрози, ідентифіковані в табл. 3.1, безпосередньо впливають на характер можливих аварій та визначають специфіку профілактичних і аварійних заходів. Наприклад, ризик диференційного прихвату в інтервалі АВПТ вимагає іншого підходу, ніж механічне заклинювання в зоні сальникотворення.

Наведена нижче узагальнена таблиця алгоритмів дій (табл. 3.8) розроблена з урахуванням цього комплексного підходу. Вона інтегрує стандартні операційні процедури з конкретними прогнозованими ризиками для різних інтервалів глибини, що дозволяє швидко орієнтуватися в ситуації та приймати максимально обґрунтовані рішення для мінімізації збитків і забезпечення безпеки

**Таблиця 3.8 – Алгоритм дій при ліквідації аварійних ситуацій під час каротажу на кабелі з урахуванням прогнозованих загроз за інтервалами**

№ з/п	Аварійна ситуація	Прогнозовані ризики за інтервалом (згідно табл. 3.1)	Негайні дії для ліквідації	Профілактичні та спеціальні заходи (з урахуванням інтервалу)
1	<b>Обрив каротажного кабелю</b>	<p><b>0-1350 м:</b> Можливе пошкодження кабелю об сальники або у звуженнях.</p> <p><b>1350-4753 м:</b> Висока абразивність через осипання, ризик перетирання.</p> <p><b>4753-7050 м:</b> Вплив високої температури (до 172°C) на міцність та ізоляцію, корозія в агресивному середовищі.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зупинити спуск/підйом. Зафіксувати глибину.</li> <li>2. Спроба підйому ловильним інструментом.</li> <li>3. При неможливості – закриття превентора.</li> <li>4. Повідомити керівників.</li> </ol>	<p align="center"><b>Підготовка:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Для всіх інтервалів: Розрахунок слабкої точки.</li> <li>• Для нижнього інтервалу (АВПТ, вис. темп.): Використання термостійкого кабелю та головок, перевірка ресурсу</li> </ul>
2	<b>Заклинювання/прихват</b>	<p><b>0-1350 м:</b> Механічний прихват через набухання глини/крейди, сальникотворення, звуження стовбура.</p> <p><b>1350-4753 м:</b> Механічний прихват в кавернах, затяжках через осипання стінок.</p> <p><b>4753-7050 м:</b> Диференційний (гідродинамічний) прихват в тріщинуватих колекторах; прихват через відкладення (солі, парафін); механічне заклинювання.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зупинити рух!</li> <li>2. Стандартна спроба: Обережне натягування/відпускання.</li> <li>3. У разі диференційного прихвату (нижній інтервал): Спроба циркуляції для зменшення перепаду тисків.</li> <li>4. Якщо не вдалося – мітинг.</li> <li>5. Схвалене рішення – виривання слабкої точки або відстріл.</li> </ol>	<p align="center"><b>Профілактика:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 0-1350 м: Використання стабілізуючих розчинів проти набухання.</li> <li>• 1350-4753 м: Контроль за станом стовбура, використання буферів-центраторів.</li> <li>• 4753-7050 м: Оптимізація параметрів розчину (щільність, реологія) для мінімізації перепаду тисків. Використання інгібіторів соле- та парафіновідкладень. Обмеження часу стоянки приладу.</li> </ul>
3	<b>Пробіи ізоляції, відмова</b>	<p><b>0-1350 м:</b> Менш імовірно.</p> <p><b>1350-4753 м:</b> Пошкодження</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Вимкнути живлення.</li> <li>2. Спроба підйому для</li> </ol>	<p align="center"><b>Профілактика:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Для нижнього</li> </ul>

№ з/п	Аварійна ситуація	Прогнозовані ризики за інтервалом (згідно табл. 3.1)	Негайні дії для ліквідації	Профілактичні та спеціальні заходи (з урахуванням інтервалу)
	апаратури	абразивними частками. <b>4753-7050 м: Основний ризик:</b> перегрів електроніки (>150°C), розгерметизація через високий тиск, прискорена корозія.	діагностики. 3. При неможливості – дії як при заклинюванні.	<b>інтервалу:</b> Обов'язкове використання високотемпературної сертифікованої апаратури. Суворіший графік перевірки герметичності та ресурсу.
4	Газопрояви та викиди під час роботи	<b>0-1350 м:</b> Низький ризик. <b>1350-4753 м:</b> Ризик зростає з глибиною. <b>4753-7050 м: Високий ризик!</b> АВПТ, тріщинувати колектори – раптові припливи газу.	<b>НЕГАЙНІ ДІЇ:</b> 1. Зупинити всі роботи, вимкнути живлення. 2. <b>НЕ витягувати кабель</b> (іскра!). 3. Перекрити превентор, перерізавши кабель. 4. Евакуювати персонал. 5. Активувати план локалізації.	<b>Підготовка (особливо для нижнього інтервалу):</b> • Робота тільки при справній, випробуваній запірній арматурі (превентор). • Наявність детального плану дій при викиді. • Безперервний моніторинг за показниками пластового тиску та стану свердловини.
5	Утворення сальників, відкладення (солі, парафін) на приладах/кабелі	<b>0-1350 м:</b> Сальникотворення (глини, крейда). <b>4753-7050 м:</b> Відкладення солей (при охолодженні) або парафіну (при зниженні температури).	1. Зупинити рух. 2. Спроба обережного підйому/опускання. 3. Спроба циркуляції розчину з інгібіторами або нагрівання стовбура (якщо дозволяє технологія). 4. Якщо не допомагає – дії як при заклинюванні.	<b>Профілактика:</b> • <b>0-1350 м:</b> Використання розчинів з протиприхватними властивостями. • <b>4753-7050 м:</b> Програма попереджувальної обробки стовбура інгібіторами. Контроль температури та тиску для уникнення зон кристалізації солей/парафіну

### 3.5. Висновки до розділу 3

Проведений аналіз дозволив розробити цілісну систему управління ризиками при ГДС для умов Дніпровсько-Донецької западини. Ключові результати зводяться до наступного:

1. Ефективність заходів визначається глибинним зонуванням ризиків: боротьба з механічними прихватами у верхній частині розрізу, запобігання диференційним прихватам та викидам – у нижніх інтервалах з АВПТ і високими температурами.

2. Запропонована методика дозволяє швидко ідентифікувати тип ускладнення (механічне, гідродинамічне, відкладення) на основі оперативних даних. Узагальнений алгоритм дій (Таблиця 3.2) інтегрує цю діагностику з конкретними процедурами ліквідації, що скорочує час реагування.

3. Розроблена схема поєднує попередній аналіз, проактивну профілактику, оперативну діагностику та чіток план дій у надзвичайній ситуації. Це дозволяє не тільки запобігати аваріям, але й мінімізувати їх наслідки, підвищуючи безпеку та технологічну ефективність ГДС.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. У роботі вирішено актуальну науково-практичну задачу щодо підвищення безпеки та ефективності геофізичних досліджень свердловин у необсаджених стовбурах шляхом системного аналізу причин ускладнень та розробки превентивних процедур.

2. На основі теоретичного дослідження розроблено уніфіковану класифікацію основних видів ускладнень та аварій за джерелом їх виникнення (механічні, гідродинамічні, через відкладення). Це дозволило чітко структурувати знання про механізми формування прихватів, проявів та обвалень, створивши основу для цільового управління ризиками.

3. Для умов глибоких свердловин Дніпровсько-Донецької западини запропоновано та апробовано прогностичний методологічний підхід до оцінки ризиків. На прикладі проектної свердловини Семеренківського ГКР продемонстровано, як на основі аналізу вихідних можна здійснити ідентифікацію потенційних загроз із просторовою прив'язкою до конкретних інтервалів проведення ГДС.

4. Наукова новизна роботи полягає в комплексному систематизованому аналізі взаємозв'язку геологічних, конструктивних та технологічних факторів ризику саме в контексті безпеки ГДС для складних умов АВПТ, що дозволило перейти від загальних принципів до конкретних процедур.

5. Цільові заходи профілактики для кожного типу ускладнень (механічних, диференційних, відкладень, гідродинамічних проявів), адаптовані до прогнозованих інтервалів свердловини.

6. Отримані результати доводять, що запобігання аваріям при ГДС є системним завданням, що вимагає проактивного планування на основі прогнозу ризиків. Запропонований підхід та розроблені рішення можуть служити ефективним інструментом для зниження аварійності, матеріальних витрат і простоїв при проведенні геофізичних досліджень на кабелі не лише на Семеренківському родовищі, але й на інших об'єктах з аналогічними складними гірничо-геологічними умовами.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В.С., Орловський В.М., Вітрик В.Г. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
2. Бойко В. С. Спорудження нафтових і газових свердловин. Ускладнення та аварії : навч. посіб. — Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015.
3. Бойко В. С., Савик В. М. Спорудження нафтових і газових свердловин у складних гірничо-геологічних умовах. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2014.
4. Буріння свердловин: навч. посіб. [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 294 с.
5. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення (Мінпаливенерго, наказ від 16.04.2008 №223)
6. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння свердловин: узагальнювальна довідкова книга / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремчук, Я.С. Яремчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
7. Гавриш В. К., Гавриш О. В. Ускладнення та аварії при бурінні нафтових і газових свердловин. — Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012.
8. Геологія і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини / за ред. В. І. Вдовенка, О. Ю. Лукіна. — Київ : Наукова думка, 1991.
9. Геофізичні методи дослідження свердловин. Каротаж: кат. книжк.-інформ. виставки. Вип. 2 / уклад. Т. В. Степашкіна ; Науково-технічна бібліотека ІФНТУНГ. - Івано-Франківськ, 2014. - 10 с.
10. Ємець Л. Застосування даних геолого-технологічних досліджень при кореляції та уточненні будови Комишнянського ГКР [Текст] / Л. Ємець //

Вісник Львівського університету. Серія геологічна. – 2024. – Вип. 38. – С. 178–184. – DOI: <https://doi.org/10.30970/vgl.38.14>.

11. КНД 41-00032626-00-334-2000. Підготовка свердловин до проведення геофізичних досліджень та робіт. Основні вимоги. Київ, 2000

12. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С.Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.

13. Курганський В. М., Тішаєв І. В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин: Навчальний посібник. – К.: Видавничополіграфічний центр "Київський університет", 2011. – 175 с.

14. Лелік Б., Стельмах В. Нові технології досліджень свердловин – ключ до комплексного освоєння нафтогазових родовищ [Електронний ресурс] / Б. Лелік, В. Стельмах // нові технології у вивченні надр : електрон. наук.-виробн. журн. – 2021. – № 1-2(44-45). – Режим доступу: <http://journal.geologists.org.ua/article/view/238886> /Дата звернення: 30.12.2025. – DOI: [https://doi.org/10.53087/ug.2021.1-2\(44-45\).238886](https://doi.org/10.53087/ug.2021.1-2(44-45).238886).

15. Лукін О. Ю. Нафтогазоносні басейни України : монографія. — Київ : Наукова думка, 1996.

16. Мислюк М. А. Буріння свердловин. М. А. Мислюк, І. Й. Рибчин, Р. С. Яремчук. – К.: «Інтерпрес ЛТД»

17. НПАОП 11.1-1.16-23. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України, затверджені наказом Міністерства економіки України № 2610 від 27 квітня 2023 року, зареєстровані Міністерством юстиції України 02 червня 2023 року за № 928/39984.

18. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія видобування нафти. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ — 2000», 2022. — 308 с.

19. Орловський В.М. Буріння нафтових і газових свердловин : підручник / В.М. Орловський, В.С. Білецький, В.І. Сіренко. – Львів : Видавництво ПП «Новий Світ – 2000», 2024. – 408 с.

20. Основи нафтогазової справи : підручник / А.К. Судаков, Є.А. Коровяка, О.В. Максимович, В.О. Расцветаєв А.Р. Дзюбик, Т.М. Калюжний, А.А. Войтенко, В.В. Яворська. – НТУ «Дніпровська політехніка». – Львів : Сполом, 2023. – 596 с.
21. Офіційний сайт компанії Weatherford <https://www.weatherford.com>
22. Поліник М.М. Технологія буріння нафтогазових свердловин / М.М. Поліник. – Полтава: Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, 2021 – 294 с
23. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Затверджено Міністерством екології та природних ресурсів України 15.03.2018 № 118.
24. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ : наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 15.03.2017 № 118 [Електронний ресурс] // Офіц. вид. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0692-17>. (Дата звернення 30.12.2025 р.)
25. Римчук, Д. В. Обладнання для буріння свердловин і видобутку нафти та газу : навч. посібник / Д. В. Римчук, В. В. Пономаренко, О. Л. Шудрик ; дар. Д. В. Римчук ; НТУ “ХПІ”. — Харків : ХНАДУ, 2019. – 252 с.
26. API Recommended Practice 67. Recommended Practices for Oilfield Explosives Safety. – Washington, DC : American Petroleum Institute
27. Data-driven wireline sticking risk assessment and control factor analysis [Електронний ресурс] // Geoenergy Science and Engineering – 2023. – Том 231, С. 1–16. – Режим доступу: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212456> (Дата звернення 30.12.2025)
28. Failure Prediction in Open-hole Wireline Logging of Oil and Gas Drilling Operation DOI:10.1109/ICSEC47112.2019.8974690
29. Hearst J. R., Nelson P. H., Paillet F. L. Well Logging for Physical Properties : a handbook for geophysicists, geologists, and engineers – New York : Wiley, 2000. – 483 p.

30. Helmy M.W., Khalaf F., et al. Wireline Logging Sticking Problems: Causes, Prevention, and Solutions // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – 2009. – SPE-120176-MS. – DOI: 10.2118/120176-MS.

31. Prasad T., Homero O.C. Effective Mitigation of Tool Sticking Risk in Formation Testing and Fluid Sampling Operations // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2012. – SPE-159246-MS. – DOI: 10.2118/159246-MS.

32. Schlumberger. Log Interpretation Principles. – Houston : Schlumberger Educational Services, 1989. — 241 p.

33. Smith J., Johnson A., Davis R. Recent Technological Advances Provide Highly Efficient and Reduced Risk Solutions for Conveying Wireline Formation Evaluation Toolstrings in Deepwater Operations [Текст] / J. Smith, A. Johnson, R. Davis // SPE Drilling & Completion. – 2022. – Vol. 37, No. 3. – P. 145–162. – DOI: 10.2118/209785-PA.

34. Інтернет ресурс <https://www.esimtech.com/wireline-logging-in-hpht-wells-challenges-and-best-solutions.html> /Дата звернення 31.12.2025

35. Інтернет ресурс <https://www.esimtech.com/common-well-logging-issues-and-how-to-overcome-them.html> /Дата звернення 31.12.2025

36. Інтернет ресурс <https://www.scribd.com/document/910183597/Common-Problems-During-Logging-Operatios> /Дата звернення 31.12.2025

37. Інтернет ресурс [drillingformulas.com/wireline-tool-recovery-in-case-of-wireline-tool-stuck/?utm\\_source=chatgpt.com](https://drillingformulas.com/wireline-tool-recovery-in-case-of-wireline-tool-stuck/?utm_source=chatgpt.com) /Дата звернення 31.12.2025

**ДОДАТОК А.**

**План проведення геофізичних досліджень свердловини**

**ДОДАТОК Б.**

**Геолого-технологічні характеристики розрізу свердловини**

**ДОДАТОК В.**  
**Типи та параметри бурових розчинів**