

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 Гірництво та нафтогазові технології
Освітня програма Буріння нафтових і газових свердловин

Гарант освітньої програми
Харченко М.О.

«22» 01 2026 року



ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

«22» 01 2026 року



КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Геофізичні методи досліджень у комплексній оцінці технічного стану свердловин на нафтогазових родовищах

Пояснювальна записка

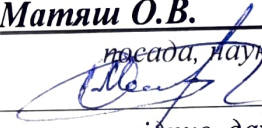
Керівник

к.т.н., доцент

кафедри буріння та геології

Матяш О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ



підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

А.М. Ягольник

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

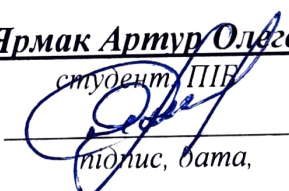
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Ярмак Артур Олександрович

студент, ПІБ



підпис, дата

Дата захисту 23.01.2026 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
Вишников Ю.Л.

« 3 » 09 Висник 20 25 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Ярмак Артур Олегович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Геофізичні методи досліджень у комплексній оцінці технічного стану свердловин на нафтогазових родовищах

2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, доц., к.т.н. Матяш О.В

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 185-фс

3. Строк подання студентом роботи 18.01.2026р.

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.К., доц. Іваненко А.М.		
2	К.Т.К., доц. Матієш О.В.		
3	К.Т.К., доц. Матієш О.В.		

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

Керівник роботи

(підпис)

(прізвище та ініціали)

(підпис)

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	3
ANOTATION	4
ВСТУП.....	5
INTRODUCTION.....	7
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	9
1.1. Аналіз геофізичних досліджень на Гнідинцівському родовищі	9
1.2 Комплекси геофізичних методів для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та продуктивних характеристик пластів	10
1.3 Розвиток методів контролю технічного стану свердловин	13
1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження.....	19
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ТА МЕТОДИКА ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ДОСЛІДЖУВАНОВОГО РОДОВИЩА.....	21
2.1 Завдання геофізичних досліджень.....	21
2.2 Фізико-геологічна модель об'єкта дослідження. Вибір методів та обґрунтування геофізичного комплексу	23
2.3 Методика проектних геофізичних робіт.....	26
2.4 Інтерпретація геофізичних даних	34
2.5 Висновки до розділу 2	36
РОЗДІЛ 3 СПЕЦІАЛЬНІ ГЕОФІЗИЧНІ МЕТОДИ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СВЕРДЛОВИН	37
3.1 Метод активною термометрії. Теплова мітка.	37
3.2 Практичне застосування методу активної термометрії на Гнідинцівському родовищі.....	41
3.3 Комплексний підхід до контролю технічного стану свердловин та рекомендації щодо впровадження методу активної термометрії	48
3.4 Висновки до розділу 3	54
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	56
GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK	57

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	58
---------------------------------	----

АНОТАЦІЯ

Ярмак А.О. Геофізичні методи досліджень у комплексній оцінці технічного стану свердловин на нафтогазових родовищах. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено вирішенню актуальної науково-технічної задачі підвищення ефективності геофізичного моніторингу технічного стану свердловин.

У Розділі 1 проведено аналіз сучасного стану геофізичних досліджень на Гнідинцівському родовищі. Проаналізовано історичний розвиток геофізичного моніторингу, комплекси геофізичних методів для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей пластів та розвиток методів контролю технічного стану свердловин.

У Розділі 2 розроблено методику геофізичних досліджень об'єкта, що включає: формування фізико-геологічної моделі, обґрунтування вибору геофізичного комплексу, детальний опис методики проектних робіт та сучасні підходи до інтерпретації геофізичних даних.

У Розділі 3 досліджено спеціальні геофізичні методи контролю технічного стану свердловин, зокрема метод активної термометрії з використанням теплової мітки. На практичних прикладах з Гнідинцівського родовища продемонстровано ефективність цього методу для виявлення інтервалів притоку рідини, оцінки герметичності обсадних колон та моніторингу технологічного стану свердловин. Запропоновано комплексний підхід до контролю технічного стану та розроблено рекомендації щодо впровадження методу активної термометрії.

Ключові слова: буріння, свердловина, геофізичні дослідження, родовище, термометрія, тепла мітка, комплексний моніторинг, фільтраційно-ємнісні властивості, обсадні колони, діагностика.

ANOTATION

Yarmak A.O. Geophysical research methods in the comprehensive assessment of the technical condition of wells in oil and gas fields. Master's thesis in the specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technology." – Poltava; Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic National University. – 2026.

The master's thesis is devoted to solving the urgent scientific and technical problem of improving the efficiency of geophysical monitoring of the technical condition of wells.

Chapter 1 analyzes the current state of geophysical research at the Gnidintsivskoye field. It analyzes the historical development of geophysical monitoring, complexes of geophysical methods for determining the filtration and capacitance properties of formations, and the development of methods for monitoring the technical condition of wells.

Chapter 2 develops a methodology for geophysical studies of the object, which includes: the formation of a physical and geological model, justification of the choice of a geophysical complex, a detailed description of the methodology of design work, and modern approaches to the interpretation of geophysical data.

Chapter 3 examines special geophysical methods for monitoring the technical condition of wells, in particular the method of active thermometry using a heat tag. Practical examples from the Gnidintsivskoye field demonstrate the effectiveness of this method for detecting fluid inflow intervals, assessing the tightness of casing strings, and monitoring the technological condition of wells. A comprehensive approach to monitoring the technical condition is proposed, and recommendations for implementing the active thermometry method are developed.

Keywords: drilling, well, geophysical studies, field, thermometry, thermal tracer, comprehensive monitoring, filtration and capacitance properties, casing strings, diagnostics.

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний етап розвитку нафтогазової галузі України характеризується необхідністю підвищення ефективності розробки родовищ при одночасному забезпеченні надійності та безпеки експлуатації свердловин. Значна частина експлуатованого фонду свердловин має тривалий термін служби, що супроводжується деградацією технічного стану обсадних колон, зниженням герметичності цементного кільця та виникненням міжпластових перетоків. Ці процеси призводять до втрат вуглеводнів, обводнення продукції та потенційних аварійних ситуацій.

У таких умовах особливого значення набуває комплексна оцінка технічного стану свердловин із застосуванням сучасних геофізичних методів досліджень. Поєднання традиційних та високоточних методів – термометрії, витратометрії, акустичної та гамма-гамма цементометрії, резистивіметрії та інші – дозволяє своєчасно виявляти дефекти кріплення, контролювати якість цементування і діагностувати заколонні перетікання.

Розвиток і вдосконалення методик геофізичного контролю забезпечує не лише підвищення надійності роботи свердловин, але й економічну ефективність видобутку за рахунок зниження витрат на ремонтно-ізоляційні роботи та попередження аварій. Саме тому тема роботи, присвячена геофізичним методам у комплексній оцінці технічного стану свердловин, є актуальною та має важливе практичне значення для нафтогазової промисловості України.

Мета роботи – оцінювання технічного стану свердловин на нафтогазових родовищах шляхом удосконалення методики застосування геофізичних методів.

Основні завдання дослідження:

1. Проаналізувати сучасний стан та еволюцію геофізичних методів контролю технічного стану свердловин.
2. Побудувати фізико-геолого-технологічну модель дослідного об'єкта та обґрунтувати вибір комплексу геофізичних методів для оцінки якості цементування.

3. Розробити методику проведення проектних геофізичних робіт із використанням сучасного.

4. Дослідити ефективність застосування методу активної термометрії з тепловою міткою для виявлення заколонних перетікань і визначення малих дебітів.

5. Оцінити економічну доцільність упровадження вдосконаленого комплексу методів контролю технічного стану свердловин у промислових умовах..

Об'єкт дослідження – процес контролю технічного стану та кріплення свердловин нафтогазових родовищ.

Предмет дослідження – геофізичні методи досліджень і методика їх комплексного застосування для оцінки технічного стану свердловин, контролю цементування та виявлення заколонних перетікань.

Наукова новизна роботи – удосконалено методику комплексної оцінки технічного стану свердловин шляхом інтеграції методу активної термометрії з тепловою міткою до традиційного комплексу геофізичних досліджен

Практичне значення роботи:

– розроблено рекомендації для впровадження вдосконаленого комплексу геофізичних досліджень у практику експлуатації свердловин на родовищах України.

– отримані результати можуть бути використані для оптимізації системи контролю технічного стану свердловин і зменшення аварійності при експлуатації.

Методи дослідження: аналіз наукових джерел; порівняльний аналіз; системний підхід; узагальнення; класифікація; техніко-економічне оцінювання; аналіз виробничого досвіду.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Робота викладена на 62 сторінках, у тому числі 59 сторінках основного тексту, 23 рисунків, 15 таблиць, 3 сторінок списку використаних джерел.

INTRODUCTION

Relevance of the topic. The current stage of development of Ukraine's oil and gas industry is characterized by the need to increase the efficiency of field development while ensuring the reliability and safety of well operation. A significant part of the exploited well stock has a long service life, which is accompanied by degradation of the technical condition of casing strings, a decrease in the tightness of the cement ring, and the occurrence of interlayer flows. These processes lead to hydrocarbon losses, watering of products, and potential emergency situations.

In such conditions, a comprehensive assessment of the technical condition of wells using modern geophysical research methods becomes particularly important. The combination of traditional and high-precision methods—thermometry, flowmetry, acoustic and gamma-gamma cementometry, resistivity, and others—allows for the timely detection of fastening defects, control of cementing quality, and diagnosis of interlayer flow.

The development and improvement of geophysical control methods not only increases the reliability of wells, but also the economic efficiency of production by reducing the cost of repair and insulation work and preventing accidents. That is why the topic of this work, devoted to geophysical methods in the comprehensive assessment of the technical condition of wells, is relevant and has important practical significance for the oil and gas industry of Ukraine.

The purpose of the work is to assess the technical condition of wells in oil and gas fields by improving the methodology for applying geophysical methods.

The main objectives of the study are:

1. To analyze the current state and evolution of geophysical methods for monitoring the technical condition of wells.
2. To build a physical, geological, and technological model of the object under study and justify the choice of a set of geophysical methods for assessing the quality of cementing.
3. Develop a methodology for conducting geophysical design work using

modern methods.

4. Investigate the effectiveness of using the active thermometry method with a thermal tag to detect interlayer flows and determine low flow rates.

5. Assess the economic feasibility of implementing an improved set of methods for monitoring the technical condition of wells in industrial conditions.

Object of the research – the process of monitoring the technical condition and casing integrity of wells at oil and gas fields.

Subject of the research – geophysical investigation methods and the methodology of their integrated application for assessing the technical condition of wells, monitoring cementing quality, and detecting behind-casing fluid flows.

Scientific novelty of the work – the methodology for comprehensive assessment of the technical condition of wells has been improved by integrating the active thermometry method with a thermal marker into the conventional set of geophysical investigations.

Practical significance of the work:

– recommendations have been developed for the implementation of an improved комплекс of geophysical investigations in the practice of well operation at oil and gas fields of Ukraine;

– the obtained results can be used to optimize the well technical condition monitoring system and reduce accident rates during operation.

Research methods: analysis of scientific sources; comparative analysis; systems approach; generalization; classification; techno-economic evaluation; analysis of industrial experience.

Structure and scope of the work. The master's thesis consists of an introduction, three chapters, conclusions, and a list of references. The work comprises 62 pages, including 59 pages of the main text, 23 figures, 15 tables, and 3 pages of references.

безпечної та ефективної експлуатації родовища.

1.2 Комплекси геофізичних методів для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та продуктивних характеристик пластів

Перший етап геофізичних досліджень включав дослідження всього пробуреного інтервалу свердловин у масштабі 1:500. Цей етап мав на меті отримання загальної характеристики геологічного розрізу та виявлення потенційно продуктивних горизонтів. На даному етапі застосовувався наступний комплекс геофізичних методів:

- Кавернометрія – для визначення діаметра свердловини по всьому стовбуру та виявлення інтервалів з кавернозністю та розмиванням стінок свердловини;
- Каротаж опорів потенціал-зондом (КС) – для вивчення питомого електричного опору гірських порід та виділення пластів-колекторів;
- Бічний каротаж (БК) – для детального дослідження опору пластів при мінімальному впливі промивальної рідини;
- Індукційний каротаж (ІК) – для визначення питомої електропровідності порід, особливо ефективний у свердловинах, заповнених непровідною промивальною рідиною;
- Метод потенціалів власної поляризації (ПС) – для літологічного розчленування розрізу та виділення проникних пластів;
- Гамма-каротаж (ГК) – для визначення природної радіоактивності порід та їх літологічного розчленування;
- Нейтрон-нейтронний каротаж (ННК) – для оцінки пористості порід та виявлення флюїдонасичених колекторів.

Основними завданнями використання даних методів на першому етапі були:

- літологічне розчленування геологічного розрізу свердловин;
- виділення колекторів і визначення ефективних товщин продуктивних пластів;
- попереднє визначення фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів;
- визначення характеру насичення пластів та положення водонафтових

контактів (ВНК).

Всі дослідження, проведені в масштабі 1:500, характеризувалися високою та задовільною якістю реєстрації геофізичних параметрів, що дозволило отримати надійну інформацію про загальну будову геологічного розрізу родовища.

Другий, більш детальний етап досліджень включав вивчення виявлених на першому етапі продуктивних інтервалів геофізичними методами в масштабі 1:200. Збільшення масштабу досліджень дозволяло отримати більш точну та детальну інформацію про властивості колекторів. У цьому масштабі проводилися такі методи:

- Метод потенціалів власної поляризації (ПС) – для уточнення меж проникних пластів;

- Бічне каротажне зондування (БКЗ) – для детального дослідження розподілу питомого електричного опору в зоні проникнення та незмінній частині пласта;

- Мікрокаротажне зондування (МКЗ) – для дослідження привибійної зони свердловини та оцінки проникнення фільтрату промивальної рідини;

- Індукційний каротаж (ІК) – для уточнення значень опору пластів;

- Бічний каротаж (БК) – для визначення опору незміненої частини пласта;

- Гамма-каротаж (ГК) – для детального літологічного розчленування продуктивних інтервалів;

- Гамма-гамма-каротаж густинний (ГГК-П) – для визначення щільності гірських порід та оцінки пористості колекторів;

- Нейтрон-нейтронний каротаж по тепловим нейтронам (ННК-Т) – для уточнення пористості та виявлення газонасичених інтервалів.

Надалі, з розвитком геофізичної апаратури, до комплексу досліджень було включено високочастотне індукційне каротажне ізопараметричне зондування (ВІКІЗ), яке забезпечувало більш детальне дослідження радіального розподілу питомого опору в привибійній зоні пласта.

На даному етапі проводилося уточнення ефективних товщин продуктивних пластів, визначення характеру насичення (нафта, газ, вода) та розрахунок фільтраційно-ємнісних властивостей раніше виділених продуктивних інтервалів.

частина енергії залишається в металі колони, що проявляється у підвищенні амплітуди зареєстрованих сигналів.

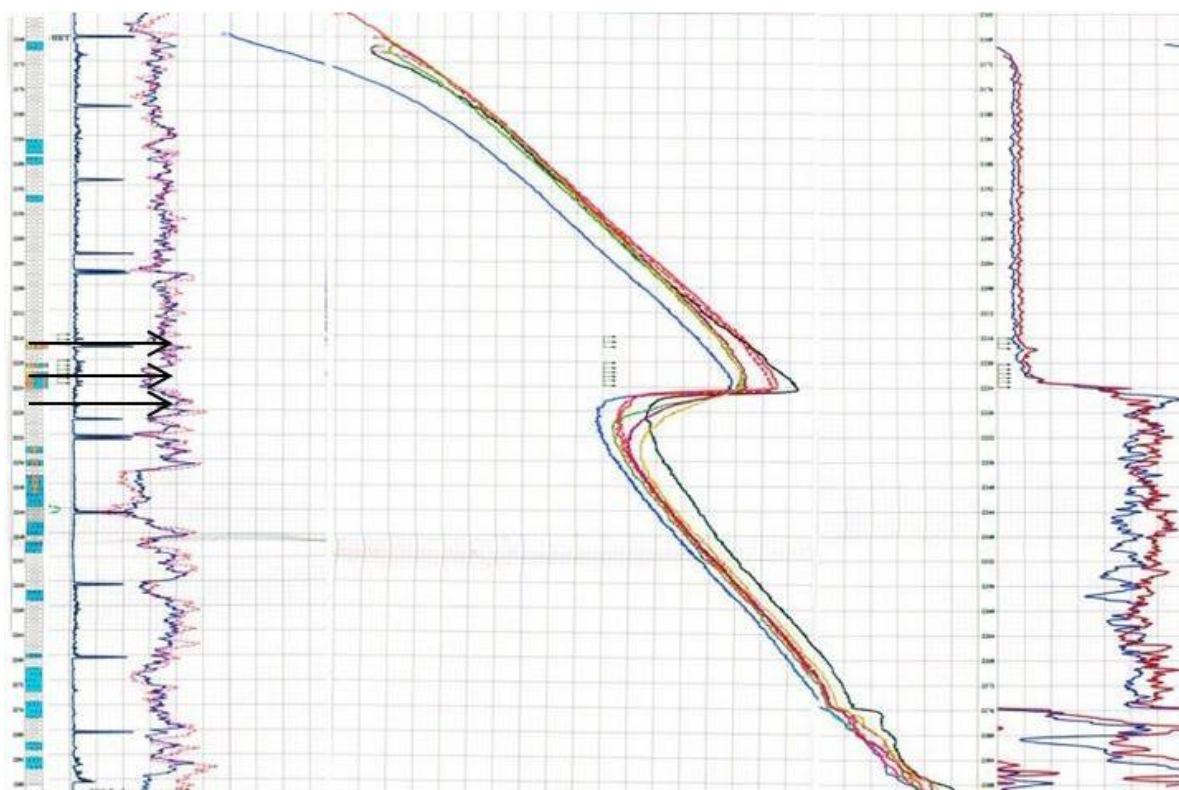


Рисунок 1.1 – Дані геофізичних досліджень, раніше проведених у свердловині

Дослідження комплексом методів проводяться в масштабі 1:200 по всьому розрізу в кожній пошуковій, розвідувальній та експлуатаційній свердловині родовища. До пріоритетних завдань контролю технічного стану свердловин відносять:

- підтвердження наявності суцільного цементу в інтервалах продуктивних пластів;
- оцінку якості контакту цементу з обсадною колоною та гірськими породами;
- виявлення інтервалів з неякісним цементуванням (каверни, канали, гель-цемент);
- контроль якості цементування кондуктора по всій його довжині; виявлення потенційних шляхів міжпластових перетоків.

Таблиця 1.1 – Оцінка якості цементування свердловини

Покрівля, м	Підошва, м	Потужність, м	Стан контакту з колоною
2739.4	2741.4	2.0	Поганий
2741.4	2746.2	4.8	Частковий
2746.2	2747.8	1.6	Суцільний
2747.8	2748.6	0.8	Частковий
2748.6	2750.2	1.6	Поганий
2750.2	2751.4	1.2	Частковий
2751.4	2752.6	1.2	Поганий
2752.6	2752.8	0.2	Частковий
2752.8	2755.2	2.4	Суцільний
2755.2	2757.4	2.2	Частковий
2757.4	2760.6	3.2	Суцільний
2760.6	2761.6	1.0	Частковий
2761.6	2763.0	1.4	Суцільний
2763.0	2769.6	6.6	Частковий
2769.6	2771.4	1.8	Суцільний
2771.4	2772.2	0.8	Частковий
2772.2	2773.6	1.4	Поганий
2773.6	2775.6	2.0	Частковий
2775.6	2776.4	0.8	Суцільний
2776.4	2780.2	3.8	Частковий
2780.2	2781.0	0.8	Суцільний

Таблиця 1.2 – Інтервали розрізу свердловини за різною якістю цементування

Тип контакту з колоною	Потужність, м	Потужність, %
Не визначено	28.2	1.00
Відсутня	1418.8	50.40
Поганий	919.0	32.70
Частковий	407.0	14.50
Суцільний	39.4	1.40
РАЗОМ:	2812.4	100

Загальна довжина досліджуваного інтервалу свердловини становить 2812,4м. Такий розподіл свідчить про те, що більше половини стовбура свердловини не має цементу в заклонному просторі, що є типовим для верхніх інтервалів свердловини вище башмака кондуктора або технічної колони. Водночас значна частка інтервалів з поганим та частковим контактом (сумарно 47,2%) вказує на потенційні проблеми з герметичністю окремих ділянок свердловини, що потребує постійного моніторингу технічного стану та, при необхідності, проведення ремонтно-ізоляційних робіт.

цементу (50,4%), що потребує постійного моніторингу технічного стану свердловини.

5. Застосування комплексу геофізичних методів для оцінки якості цементування дозволяє своєчасно виявляти потенційні проблеми, такі як канали в цементі, гель-цемент, погане зчеплення з колоною або відсутність цементу, що може призвести до міжпластових перетоків флюїдів або корозії обсадної колони.

Мета роботи – обґрунтування вибору оптимального технологічного рішення та хімічної композиції для підвищення ефективності кріплення привибійної зони слабощементованих пластів на морських родовищах шельфу з метою мінімізації піскопроявлення.

Основні завдання дослідження:

- Проаналізувати причини руйнування ПЗП та існуючі механізми піскопроявлення, а також оцінити їхній вплив на експлуатацію морських свердловин.

- Провести аналіз і класифікацію сучасних технологій кріплення ПЗП (механічних, фізико-хімічних, цементних) та визначити їхню застосовність в умовах шельфу.

- Виконати детальний порівняльний аналіз хімічних композицій на основі різних полімерних смол за ключовими критеріями (міцність, проникність, екологічність).

- Сформулювати критерії вибору та обґрунтувати оптимальне технологічне рішення щодо хімічної композиції для забезпечення довготривалого та ефективного кріплення ПЗП на морських родовищах.

Запропонований комплекс досліджень дозволить не лише виявити наявні дефекти кріплення, але й розробити оптимальні технологічні рішення щодо їх усунення, що забезпечить відновлення продуктивності свердловини та запобігатиме подальшій деградації привибійної зони пласта.

2.2 Фізико-геологічна модель об'єкта дослідження. Вибір методів та обґрунтування геофізичного комплексу

У ході роботи побудовано фізико-геолого-технологічну модель (рис. 4.2) та вибрано комплекс методів, що відповідає всім пунктам оцінки якості цементування свердловини.

У побудованій моделі інтервали притоку нафти та води характеризуються за даними термометрії калометричною та дросельною аномаліями відповідно, в межах інтервалів відзначається присутність радіо-геохімічної аномалії, що видно з розходження кривих гамма-каротажу. Також за даними термокондуктивної витратометрії можна відзначити охолодження нагрітого датчика-резистора потоками в місцях негерметичності, які, своєю чергою, виділяються по кривій механічній витратометрії. Склад свердловинної суміші визначається за допомогою змін поведінки кривих волого- та резистивіметрії [4]. Щодо якості цементу досліджуваного інтервалу глибин, воно наочно визначається за даними коефіцієнта загасання акустичної цементометрії (граничні значення 5, 12, 30). Крива відзначає відсутність цементу в інтервалах нижче граничного значення рівному 5, погане та часткове зчеплення цементу в інтервалах меж 12-30 та інтервали з суцільним портландцементом, значення яких перевищують позначку 30.

Використовуючи комплекс геофізичних методів для оцінки якості цементування свердловини родовища, будуть вирішені завдання.

Контроль за розробкою є важливою складовою в експлуатації свердловини, так як неякісне цементування і помилки в визначенні його якості ведуть до матеріальних витрат, пов'язаних із незапланованим ремонтом

свердловини, внаслідок цементних обвалів та за колонних перетікань, що знижують продуктивність свердловини.

Розв'язання кожного перерахованого завдання виконується окремими методами, що входять до планованого комплексу ГІС.

Планується комплекс контролю якості цементування свердловини, що містить такі методи: расходомерія, термометрія, вологомерія, резистивімерія, акустична цементометрія, гамма-гамма-цементометрія, локатор муфт та гамма-каротаж. Нижче кожний метод розглянуто докладніше.

Для виділення віддають та поглинають флюїди інтервалів пласта, визначення профілю припливу використовуємо показання термометрії та механічної та термокондуктивної витратометрії.

Механічна витратометрія використовується для виділення інтервалів припливу або прийомистості, розподілу загального дебіту або витрати за окремими пластами, оцінки профілю припливу або прийомистості пластів за окремими інтервалами та виявлення місць негерметичності обсадної колони.

Термокондуктивна расходомерія також застосовується для виділення інтервалів припливу, прийомистості пластів, перетоків між перфорованими пластами і місць негерметичності обсадної колони. Даний метод має високу чутливість у діапазоні низьких (до 3 м³/добу) та середніх (до 250-300 м³/добу) дебітів, а також дозволяє визначати малі притоки.

Термометрія є одним з основних методів запланованого комплексу промислових досліджень свердловини. Метод використовується для вирішення практично всіх поставлених у проекті завдань та завдань контролю за розробкою в загалом: для виділення інтервалів припливу або прийомистості, інтервалів обводнення, за колонних циркуляцій, визначення місць негерметичності обсадної колони, насосно-компресорних труб (НКТ) та вибою, глибини встановлення рівня рідини у свердловині. Достоїнствами методу є: можливість дослідження об'єктів, перекритих НКТ, виявлення слабо працюючих перфорованих пластів, а також виявлення інтервалів обводнення незалежно від мінералізації води, що

обводнює пласт, і можливість більш точного відбивання підшви нижнього інтервалу, що віддає або поглинає, порівняно з витратометрією.

Для вирішення наступного завдання – визначення складу флюїду в стовбурі свердловини, включаємо в комплекс такі методи, як резистивіметрія та вологометрія.

Влагометрія використовується виділення інтервалів припливу флюїду в свердловину, і навіть визначення інтервалів обводнення. Метод ефективний при вмісті води менше 30% у потоці рідини.

Резистивіметрія також застосовується для виділення інтервалів припливу флюїду в свердловину. Резистивіметрія має підвищену чутливість до слабким притокам нафти при великому вмісті води в колоні та зміни мінералізації води.

Основне завдання оцінки якості цементування свердловин, що полягає у встановленні наявності чи відсутності каналів міжпластового повідомлення в цементному камені та в зонах його контакту з породою, а також у визначенні рівномірності і щільності цементного кільця в затрубному просторі на сьогоднішній день успішно вирішується методами АКЦ та ГГЦ.

Акустична цементометрія (АКЦ) . За допомогою даного методу вивчають ступінь зчеплення цементу з колоною та з гірською породою, тобто вирішує третю задачу комплексу.

Гамма-гамма-цементометрія (ГГЦ) . Метод проводився для визначення якості цементного кільця в затрубном просторі, тобто. дозволяє визначити інтервали, що містять різні тампонажні суміші (чистий цемент, гель-цемент та ін.).

Істотною перевагою ГГЦ є можливість проведення робіт у будь-який час після закінчення цементування та висока чутливість до наявності каналів у цементному камені.

Також для прив'язки обладнання та визначення вибою свердловини включаємо в комплекс гамма-каротаж та локатор муфт.

Гамма-каротаж, як і локатор муфт, застосовуються для прив'язки до розрізу.

Гамма-каротаж, у свою чергу, також придатний для виявлення радіогеохімічних аномалій, виконання досліджень методом радіоактивних ізотопів та обліку гамма-фонду порід при вимірах іншими методами [6].

2.3 Методика проєктних геофізичних робіт

Для проведення геофізичних досліджень у свердловинах використовується геофізична лабораторія "КЕДР-02-С". Лабораторія складається з геофізичного блоку та комп'ютера. Геофізичний блок призначений для запитування свердловинних приладів та наземного обладнання, отримання від них інформації та передачі її на комп'ютер для подальшої обробки.

Для виконання спускопідйомних операцій використовується геофізичний підйомник типу ПКС-3.5; ПКС-5 (підйомник каротажний самохідний 3.5; 5 – означають, на якому автомобільному шасі змонтовано ЗІЛ або УРАЛ), блок-баланс та кабель. Підйомник призначений для проведення геофізичних робіт у свердловині глибиною до 4500 метрів із використанням одножильного броньованого кабелю типу КГ-1-55-100 та глибиною 3500м. із застосуванням трижильного кабелю типу КГ-3-60-90 [9].

Живильні та вимірювальні ланцюги лабораторії приєднуються до жил, що знаходиться на лебідці, кабелю за допомогою колектора. Для спуску в свердловину та напрямки кабелю, служить блок-баланс. На ньому кріпиться датчик глибин та датчик натягу кабелю.

У підйомнику знаходиться лебідка з вузлами керування, коробка відбору потужності, редуктор, колектор та панель керування для контролю за спускопідйомними операціями. На лебідку намотується трижильний геофізичний кабель, який є основою каналу зв'язку між свердловинним приладом та лабораторією. Передача інформації від геофізичного кабелю до лабораторії йде жилами, підключеними до колектора. Колектор дозволяє під'єднати геофізичний кабель, що знаходиться на барабані, що обертається, лебідки з нерухомими жилами, що йдуть на лабораторію.

Для спуску і напрямки приладу на геофізичному кабелі використовується блок-баланс, що складається з двох роликів (Верхній; нижній або мірний).

Мірний ролик служить для виміру довжини кабелю, спущеного в свердловину. Геофізичний кабель не рідше одного разу на квартал промірюють на спеціальному пристрої із встановленням магнітних міток через кожні 10 метрів. Для більш точного визначення місцезнаходження приладу використовується значення мірного ролика з коригуванням магнітних міток. До наземного обладнання відноситься датчик натягу, який фіксує натяг кабелю на верхньому ролику.

Усі методи промислово-геофізичних досліджень проводяться за допомогою спеціальної апаратури. Усього буде використано 3 прилади:

Свердловинний прилад PLT-9.8U . Прилад призначений для проведення повного комплексу досліджень при контролі за розробкою родовищ і включає наступний набір датчиків (рис. 2.3):

- датчик термометра;
- датчик тиску;
- датчик термокондуктивного витратоміра;
- локатор муфта;
- датчик рівня природного гамма -випромінювання;
- датчик резистивіметра;
- індикатор об'ємного вологовмісту;
- датчик механічного витратоміра (Додатково).



Рисунок 2.3 - Схема свердловинного приладу PLT-9.8U [7]

Прилад харчується стабілізований напругою через одножильний кабель і налаштовується програмно з використанням інтерфейсного блоку, який забезпечує налаштування та калібрування приладу (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 Технічні характеристики свердловинного приладу PLT-9.8U

Діапазон вимірювання температури, °С	від 0 до +120(150)
Основна похибка вимірювання температури, °С	1
Дозволяюча здатність вимірювання температури, °С	0,001
Теплова інерція вимірювання температури, з	1
Діапазон вимірювання тиску, МПа	0-60
Основна похибка вимірювання тиску, МПа	0,1
Дозволяюча здатність вимірювання тиску, МПа	0,001
Діапазон вимірювання потужності експозиційної дози гамма-випромінювання, мкР/год	Від 0 до 250
Діапазон вимірювання питомий електричної провідності, см/м	від 0 до 50
Діапазон вимірювання витрати, м ³ /год	від 3 до 60
Ставлення амплітуди вихідного сигналу локатора муфт на муфті обсадний колони до сигналу фону неперфорованою труби, не менше	5:1
Діапазон індикації руху свердловинної рідини, м ³ /год	від 0,1 до 10
Діапазон індикації об'ємного вологовмісту, %	від 0 до 100
Харчування стабілізованим постійним напругою, У	100 ±20%
Споживана потужність, Вт	5

Габаритні розміри свердловинного приладу [7]:

- довжина приладу не більше 1200 мм;
- зовнішній діаметр - 28 ±0,5 мм;
- маса приладу не більше 3 кг.

Особливістю модифікації є вбудований витратомір і Мінімальний діаметр (28 мм).

Для оцінки якості цементування методом ГГЦ скористаємося селективним гамма-дефектомір-товщиноміром «СГДТ -150М6» .

Даний свердловинний прилад дозволяє проводити вимірювання у свердловинах з обсадною колоною зовнішнім діаметром 146-168 мм (до 194 мм з витіснювачем), з кутом нахилу до 50 про значення температури навколишнього середовища від -10 до 120 про С і гідростатичного тиску 60 МПа.

Прилад використовується в комплекті зі наступними виробами:

- трижильний кабелем типу КГЗ-67-180 довжиною до 3500 м;
- джерелом гамма-випромінювання Cs 137 активністю $(1.28 \pm 0.33) \times 10$

10 Бк, що створює на відстані 1 м потужність експозиційної дози $(5.95 \pm 1.55) \times 10^{-9}$ А/кг [4].

Свердловинний прилад Schlumberger Isolation Scanner – це високотехнологічний свердловинний прилад, призначений для кількісної оцінки якості зчеплення цементного каменю та повної діагностики технічного стану обсадної колони. На відміну від приладів, що базуються на гамма-випромінюванні, Isolation Scanner працює на принципі імпульсного ультразвукового сканування. Це дозволяє йому створювати деталізовану 360-градусну карту високої роздільної здатності як самої колони, так і матеріалу безпосередньо за нею.

Основні застосування

- Оцінка зональної ізоляції: Кількісне визначення якості зчеплення цементу з колоною та породою.
- Ідентифікація дефектів: Виявлення каналів, недопідйому цементу, зон рідини або газу в затрубному просторі.
- Інспекція колони: Детальна 360° оцінка товщини стінки колони для виявлення корозії, ерозії, піттингу або механічного зносу.
- Кавернометрія: Високоточне вимірювання внутрішнього діаметра колони.

Прилад використовує один обертовий ультразвуковий перетворювач (трансд'юсер), який обертається з високою швидкістю під час руху приладу свердловиною. Цей трансд'юсер випромінює ультразвукові імпульси та реєструє відбиті від колони хвилі.

Аналіз повної хвильової форми відбитого сигналу дозволяє одночасно отримати два ключових набори даних:

1. Оцінка стану колони (перше відбиття):
 - Внутрішній діаметр: Вимірюється за часом приходу першого відбиття від внутрішньої стінки колони.
 - Товщина стінки: Розраховується на основі резонансної частоти стінки колони, що збуджується ультразвуковим імпульсом.

2. Оцінка цементування (затухання сигналу):
- Ключова перевага приладу — аналіз того, наскільки швидко затухає резонанс колони. Цей показник напряму залежить від матеріалу за колоною.
 - Прилад вимірює акустичний імпеданс матеріалу в затрубному просторі. Це дозволяє чітко розрізняти:
 - Якісний цемент: Високий акустичний імпеданс (сигнал швидко затухає).
 - Рідина (вода, розчин): Середній імпеданс (сигнал затухає повільно).
 - Газ (або спінений цемент): Дуже низький імпеданс (сигнал майже не затухає).

Схема приладу наведено на рисунку 2.4.

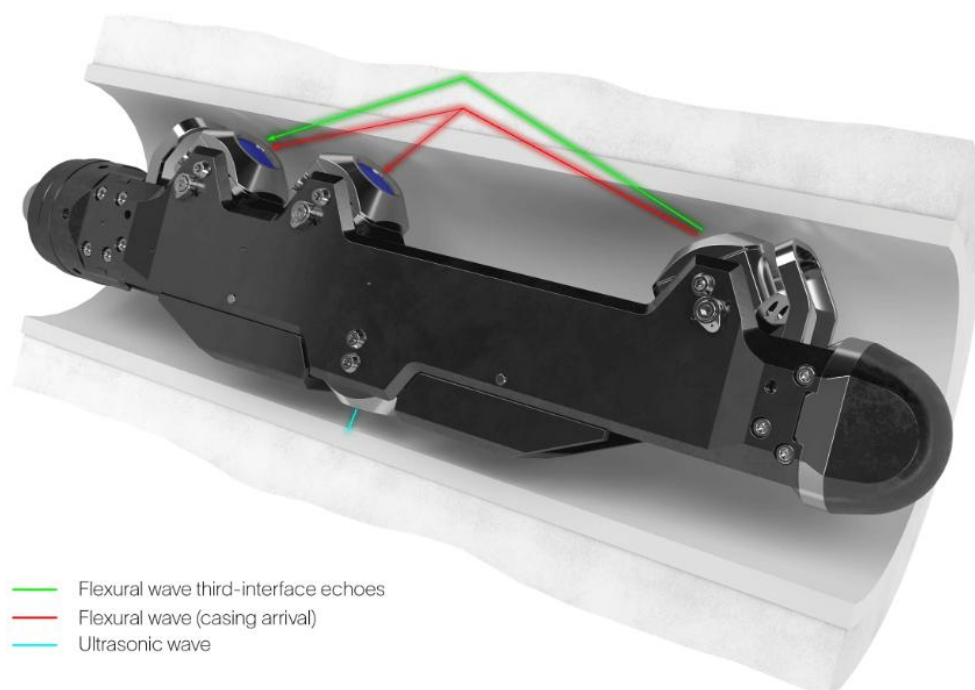


Рисунок 2.4 - Схема свердловинного приладу Schlumberger Isolation Scanner

Прилад акустичної цементометрії "Кедр-АКЦ-73Т" призначений для оцінки якості цементування обсадних колон внутрішнім діаметром від 110 до 300 мм при дослідженні свердловин, заповнених буровим розчином, водонафтовою емульсією, водою різної мінералізації, рідиною для промивання (рис. 2.3).

Принцип роботи приладу заснований на збудженні акустичних імпульсів випромінювачем та прийомі викликаних ним хвильових пакетів двома звукоприймачами. Загальні характеристики приладу наведено у таблиці 2.2.

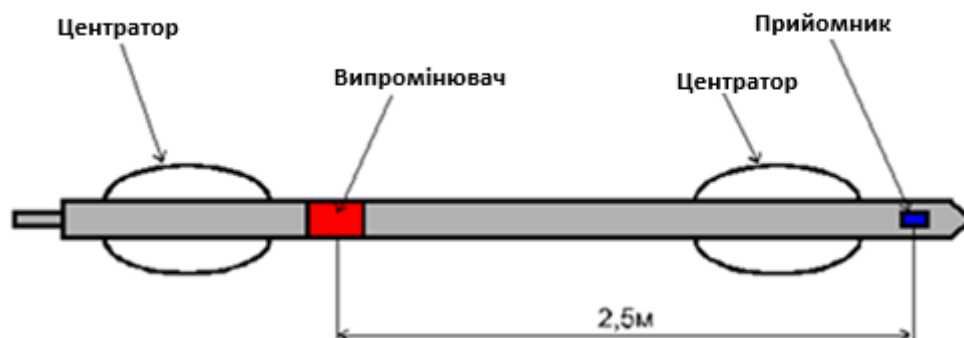


Рисунок 5.3 - Прилад акустичної цементометрії Кедр-АКЦ-73Т [4]

Таблиця 5.2 – Загальні характеристики приладу Кедр-АКЦ-73Т [4]

Граничний гідростатичний тиск	60 МПа
Температура робочого середовища	до 120°C
Габаритні розміри	Ø 73 мм * 3500 мм
Маса приладу, не більше	55 кг

Для дослідження обсадних колон внутрішніх діаметром від 89 до 250 мм використовується модифікація приладу «Кедр-АКЦ-60Т».

Далі розглянемо методику зйомки кожного методу окремо. Досліджуваний інтервал, у якому проводиться запис промислових методів - 2312 - 2349 м, інтервал записи методів оцінки цементування (АКЦ, ГГЦ) – 2300 – 2350 м.

Термометрія проводиться протягом 6-24 годин після заповнення цементом затрубного простору. Вимірювана величина – температура (різниця температур) – у градусах Цельсія (°C). Скорочення – Т чи Терм . Для вимірювання температури зазвичай застосовують термометр опору, який спускається на геофізичному кабелі. Термометр перебуває у комплексі приладу інших методів ГИС. Він є частиною технологічного блоку у складанні модулів. Масштаб запису глибин 1:200, 1:500. Масштаб запису кривих 0,1-0,05 град/см, швидкість реєстрації не перевищує 1000 м/год. Запис діаграм здійснюється апаратурою PLT-9.8U.

Термокондуктивна витратометрія є одним з видів термоанемометра. (Термокондуктивний анемометр), працюючого в режимі постійного струму. Термодатчиком у приладі служить резистор, що нагрівається струмом до температури, що перевищує температуру навколишнього середовища. Масштаб запису 1:200, 1:500, швидкість реєстрації не перевищує 1000 м/год. Запис діаграм здійснюється приладом PLT-9.8U.

Механічна витратометрія також є частиною технологічного блоку у складанні модулів. Масштаб запису глибин 1:200, 1:500, швидкість реєстрації не перевищує 1000 м/год. Запис діаграм здійснюється приладом PLT-9.8U.

Резистивіметрія проводиться з метою виявлення інтервалів припливу в свердловину нафти та води. Масштаб запису 1,0 Ом/см, масштаб глибин 1:200, 1:500, швидкість реєстрації до 3000 м/год, але оскільки значення реєструються одним комплексним приладом, швидкість запису не перевищує 1000 м/год. Запис робимо за допомогою того ж приладу PLT-9.8U.

Вологометрія. Метод також є частиною технологічного блоку у складанні модулів. Досліджувані інтервали включають як безперервні, і точкові виміри вологоміром. Безперервні виміри проводяться в перфорованих пластах з закритим пакером на спуску, при підйомі Прилад запис ведеться з повністю відкритим пакером. Масштаб запису глибин 1:200, 1:500, швидкість при загальних вимірах трохи більше 1000 м/ч, при детальних – 300 м/ч. Запис діаграм здійснюється приладом PLT-9.8U.

Радіоактивний метод (ГГЦ) заснований на реєстрації розсіяного гамма - випромінювання при проходженні гамма - квантів через середовища різної щільності, що вивчаються. Основними середовищами, що визначають інтенсивність розсіяного гамма-випромінювання, що реєструється, в обсадженій свердловині є: металева колона обсадних труб; рідина, що знаходиться усередині обсадної колони; гірські породи, що становлять розріз свердловини; цементний камінь або буровий розчин у затрубному просторі. ГГЦ чутливий до щільності речовини і є надійним індикатором наявності та розподілу цементного розчину в затрубному просторі, якщо густина його перевищує густина глинистого

розчину на 0,15 - 0,20 г/см³. Однак ГГЦ не чутливий до того, в якій фазі (рідкій чи твердій) знаходиться цемент у затрубному просторі. Вимірювана величина – швидкість рахунку розсіяного гамма-випромінювання. Основні розрахункові величини – об'ємна щільність середовища, в г/см³ Масштаб запису 1:200, 1:500, рекомендована швидкість каротажу - трохи більше 350 м/ч.

Акустичний метод (АКЦ) заснований на вимірюванні динамічних та кінематичних характеристик хвильових пакетів, таких як: ослаблення хвилі (декремент) згасання) по короткому і довгому зонду, коефіцієнт згасання хвилі по колоні, амплітуда хвилі по колоні та інтервальний час. Хвилі створюються джерелом із частотою випромінювання 20-30 кГц і поширюються в колоні, цементному камені та гірських породах.

Вимоги до вимірювальним зондам:

- діапазон вимірювання інтервального часу - 120-600 мкс/м;
- діапазон вимірювання коефіцієнта згасання - 0.5-40 дБ/м;
- основна відносна похибка вимірювання інтервального часу – трохи більше $\pm 1-3\%$;
- основні абсолютні похибки вимірювання амплітуд та коефіцієнта загасання-не більше ± 0.1 А та ± 3 дБ/м відповідно.

Масштаб запису 1:200, 1:500, швидкість каротажу має перевищувати значення 1200 м/ч. Запис здійснюється приладом акустичної цементометрії "Кедр-АКЦ-73Т".

Гама каротаж проводиться як у обсаджених, так і в необсаджених свердловинах. Інтенсивність радіоактивного випромінювання вимірюють індикатором (сцинтиляційний лічильник) гамма-випромінювання, розташованого в глибинному приладі. Так як інтенсивність гамма-випромінювань промивної рідини, сталеві колони та цементу змінюється в невеликих межах порівняно з інтенсивністю гамма-випромінювань гірських порід, то реєстрована інтенсивність природної гамма-активності прямо пропорційна радіоактивності гірських порід, пройдених свердловиною.

Масштаб запису кривих – 0.5 мкр/год/див. Масштаб глибин 1:500, 1:200. Швидкість реєстрації кривих трохи більше 1000 м/год. Дослідження проводимо апаратурою PLT-9.8U.

Локатор муфт. Метод є частиною технологічного блоку у складанні модулів. Модуль реалізується шляхом визначення змін магнітного поля. Масштаб запису глибин 1:200, 1:500, швидкість при загальних вимірах допускається до 3000 м/год, але через комплексування методів – трохи більше 1000 м/ч. Запис здійснюється приладом PLT-9.8U [8].

2.4 Інтерпретація геофізичних даних

Після проведення комплексу геофізичних методів оцінки технічного стану свердловин, отримані дані піддаються обробці та інтерпретації, виділяються інтервали притоку в свердловині, отримують профілю припливу або прийомистості для перфорованих пластів і, зрештою, будуються колонки якості цементування і робиться висновок про характеристики міцності.

Кількісна оцінка витрати флюїду виконується з використанням вимірювань швидкості його потоку в стовбурі – основним параметром, що вимірюється механічним витратоміром. За величиною швидкості можна розрахувати сумарні об'ємні витрати рідини ($Q_{ж}$) або наведені до стандартних умов витрати газу ($Q_{г ст}$) для будь-якої глибини: $Q_{р} = w \cdot S$ і $Q_{г ст} = (w \cdot S \cdot P_{заб} \cdot Z_{г заб} \cdot T_{ст}) / (P_{ст} \cdot T_{заб})$, де w - середня швидкість потоку, S - площа перерізу потоку, $T_{заб}$, $P_{виб}$ – температура та тиск на вибої свердловини, $P_{ст} = 1.033$ МПа, $T_{ст} = 293$ °К = 20 °С, $Z_{г заб}$ - свержуваність газу для умов вибою свердловини [4].

Інтервали припливу характеризуються зміною профілю швидкості за глибиною. за одиночною витратограмі не можна визначити швидкість руху флюїду. Для вирішення цього завдання реєструємо кілька кривих за різних швидкостей запису.

Щодо оцінки якості цементування досліджуваного інтервалу, кількісна обробка даних гамма-гамма цементометрії здійснюється за допомогою розрахунку густини цементу через швидкість рахунку. Щільність розраховується за формулою: $P = A \cdot (V_B/V_i) + B$, де V_B - швидкість рахунку в імп / хв для води, по кожному каналу береться з таблиці; коефіцієнти A та B по кожному каналу вказані в протоколі калібрування; V_i – криві імпульсів (1,2,3,4 канали) [4].

Також при інтерпретації ГГЦ визначається глибина кордону розділу "цемент - гель-цемент". При цементуванні напряду спочатку в свердловину заливається важкий цемент, а потім гель, щільність якого значно нижча. Відповідно, межа розділу на графіці виділяється різким стрибком значень густини в інтервалі цементування важким цементом.

Кількісна інтерпретація даних акустичної цементометрії виявляється у зменшенні кількості енергії пружних коливань, що утримуються в обсадній колоні, зі збільшенням жорсткості контактів на межах цементного каменю. Сам акустичний цементомір заснований на вимірі амплітуди заломленої поздовжньої хвилі, що поширюється обсадною колоною і реєстрації пружних коливань.

Для отримання параметрів хвилі по колоні використовують фіксовані вікна. Фіксоване вікно – діапазон часу, в якому очікується прихід хвилі по колоні. Вікно може складатися з ряду вікон:

1. При зміні конструкції свердловини
2. При зміні швидкості пробігу в рідині

При визначенні якості зчеплення перевіряється влучення кривої ТР у фіксоване вікно.

Розрахункові параметри:

1. Амплітуда хвилі по колоні (АК)
2. Коефіцієнт згасання хвилі (АЛФК)

$$ALFK = 20 \cdot \lg A1/A2$$

3. Час вступу (ТР)
4. Інтервальне час (DTP)

$$DTP = T2 - T1 [4].$$

Якість цементу наочно визначається за даними коефіцієнта згасання (граничні значення 5, 12, 30). Крива демонструє відсутність цементу в інтервалах нижче граничного значення, рівного 5, погане і часткове зчеплення цементу в інтервалах меж 12-30 та інтервали з суцільним портландцементом, значення яких перевищують позначку 30.

2.5 Висновки до розділу 2

1 У ході аналізу геофізичних досліджень встановлено, що основними проблемами досліджуваної свердловини є неоднорідність цементного кільця, часткова відсутність зчеплення обсадної колони з породами та утворення каналів у цементі, що призводить до зниження герметичності та збільшення обводненості продукції.

2 Розроблена фізико-геолого-технологічна модель та обґрунтований комплекс геофізичних методів (термометрія, витратометрія, акустична й гамма-гамма цементометрія, резистивіметрія, вологометрія, гамма-каротаж, локатор муфт) забезпечують комплексну оцінку якості цементування, складу флюїдів і технічного стану обсадних колон.

3 Проведення геофізичних досліджень із застосуванням сучасного обладнання – лабораторії «КЕДР-02-С» та свердловинних приладів PLT-9.8U, Isolation Scanner і Кедр-АКЦ-73Т – забезпечує комплексне отримання даних про технічний стан свердловини, якість цементування та характеристики флюїдів.

4 Розроблена методика проведення проектних геофізичних робіт дозволяє забезпечити достовірність результатів за рахунок узгодження методів термометрії, витратометрії, акустичної та гамма-гамма цементометрії. Комплексний підхід до реєстрації та інтерпретації даних створює основу для об'єктивної оцінки герметичності обсадних колон і якості кріплення привибійної зони пласта.

РОЗДІЛ 3 СПЕЦІАЛЬНІ ГЕОФІЗИЧНІ МЕТОДИ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СВЕРДЛОВИН

3.1 Метод активною термометрії. Теплова мітка.

Для більш ефективного вирішення поставлених проектом завдань, а саме визначення заколонних перетоків, планується додати в наявний комплекс такий метод, як активна термометрія.

Традиційна термометрія, що використовується в даний час, не завжди ефективно вирішує завдання, пов'язані із заколонними перетіканнями «згори» та малими витратами (менше 10 м³ /добу).

Метод активної термометрії застосовується для оцінки технічного стану свердловин та ефективно показує себе при визначенні заколонних перетікань, зокрема, вирішує таке завдання, як визначення заколонного перетікання «зверху» та заколонного перетікання «знизу» при коротких зумпфах. Також метод дозволяє визначати малі дебіти та профіль припливу пласта.

Сутність методу активної термометрії полягає в короткочасному локальному індукційному нагріванні металеві колони обсадної і реєстрації нестационарного температурного поля в стовбурі свердловини. Внаслідок індукційного впливу металева обсадна колона розігрівається локально. Вплив поширюється далі за рахунок теплопровідності навколо-і внутрішньосвердловини, тобто створюється теплова мітка [29]. Тобто. основу для вирішення завдань методом активної термометрії становить визначення закономірностей зміни величини температурної аномалії, швидкості та напрямки руху теплової мітки.

Для досліджень методом активної термометрії використовується свердловинний прилад (рис. 3.1), що включає індуктор, рознесені датчики температури і датчики методів гамма-каротажу, локатора муфт, свердловинного термоіндикатора притоку, резистивіметра, вологоміра і манометра.



Рисунок 3.1 – Схема приладу активної термометрії з індукційним нагрівачем

При заклонному перетіканні "зверху" рідина з верхнього пласта по заклонному просторі надходить в інтервал перфорації, а індуктор, розташований вище датчика температури, створює теплову мітку в низхідному потоці рідини в заклонному просторі. На рис. 3.2 наведено схему (а) та модель реєстрації теплових міток за наявності заклонного перетікання «зверху» (б).

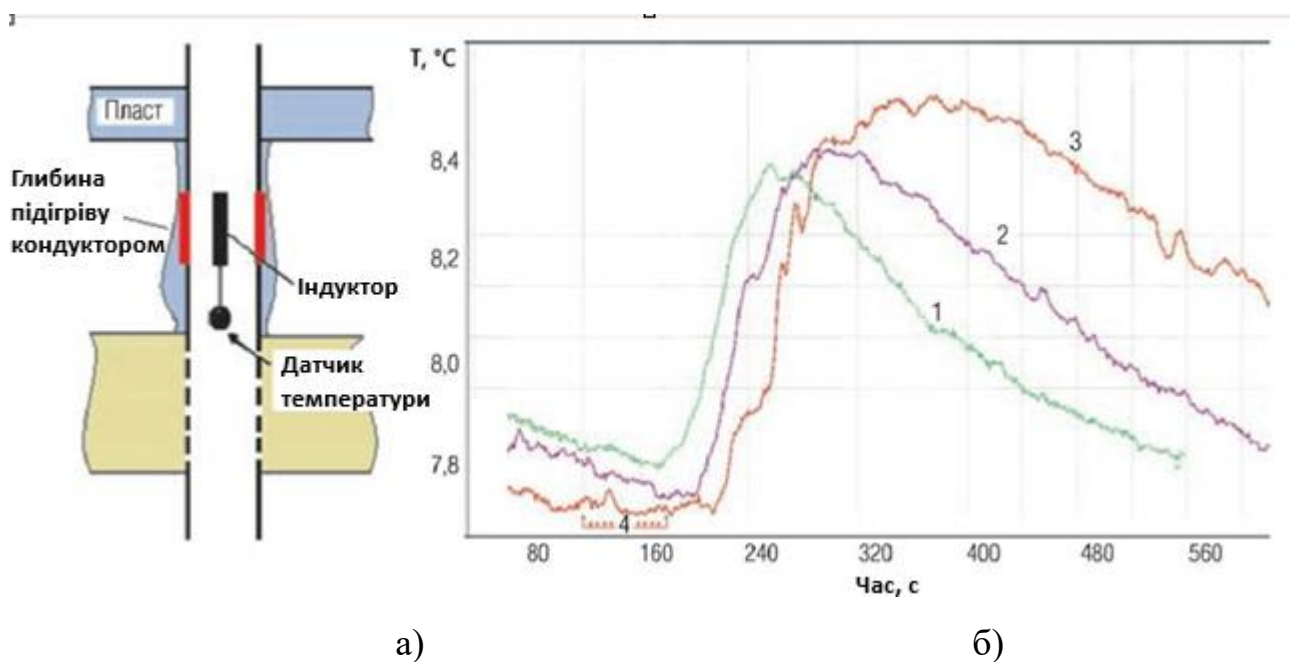


Рисунок 3.2 – Схема вимірювання зондом (а) та залежність температури нижче індуктора від часу (б), де: 1 – 2 м³/добу; 2 - 5 м³/добу; 3 - 11 м³/добу; 4 – інтервал часу прогрівання.

З графіка (рис. 3.2, б) видно, що через певне час спостерігається вихід теплової мітки із заклонного простору до стовбура свердловини, що відзначається підвищенням температури на термометрі, наявним нижче

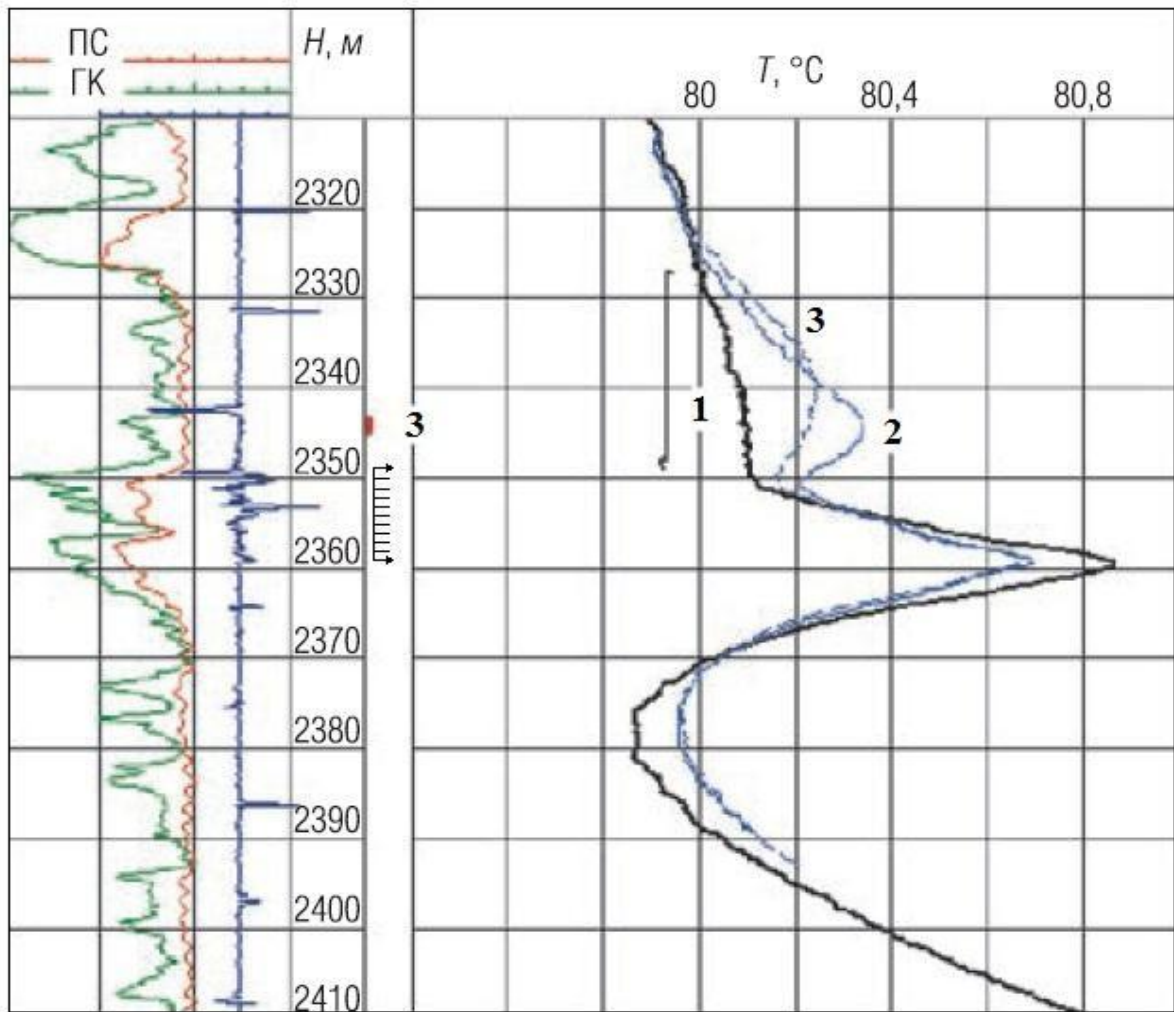


Рисунок 3.3 – Результати промислових досліджень методом активної термометрії. 1 – фоновий замір; 2 – розподіл температури у процесі припливу після нагрівання колони; 3 – у процесі припливу через 15 хв після нагрівання; 4 – глибина індукційного прогріву колони.

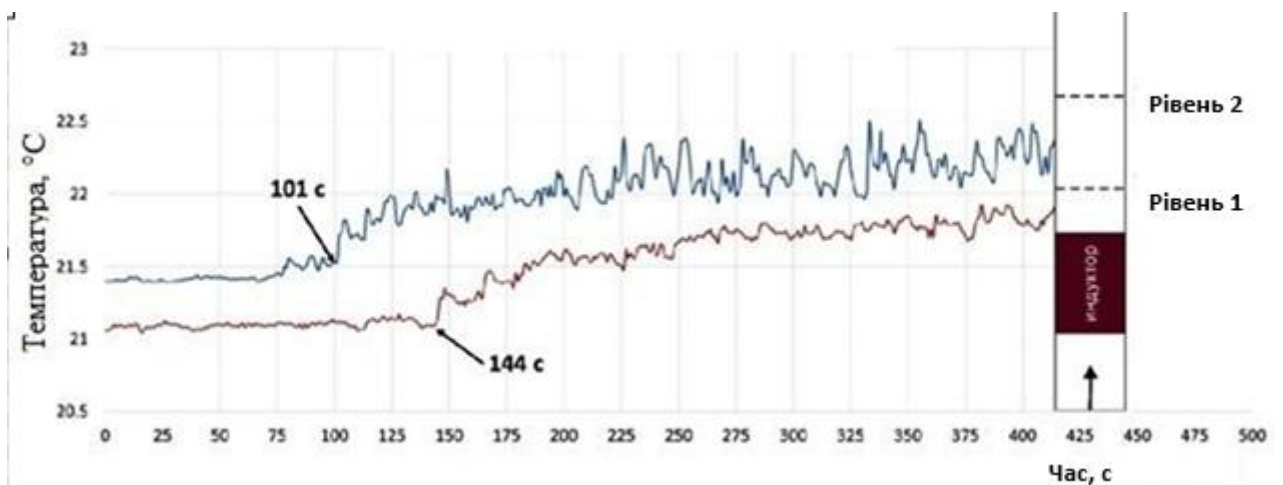
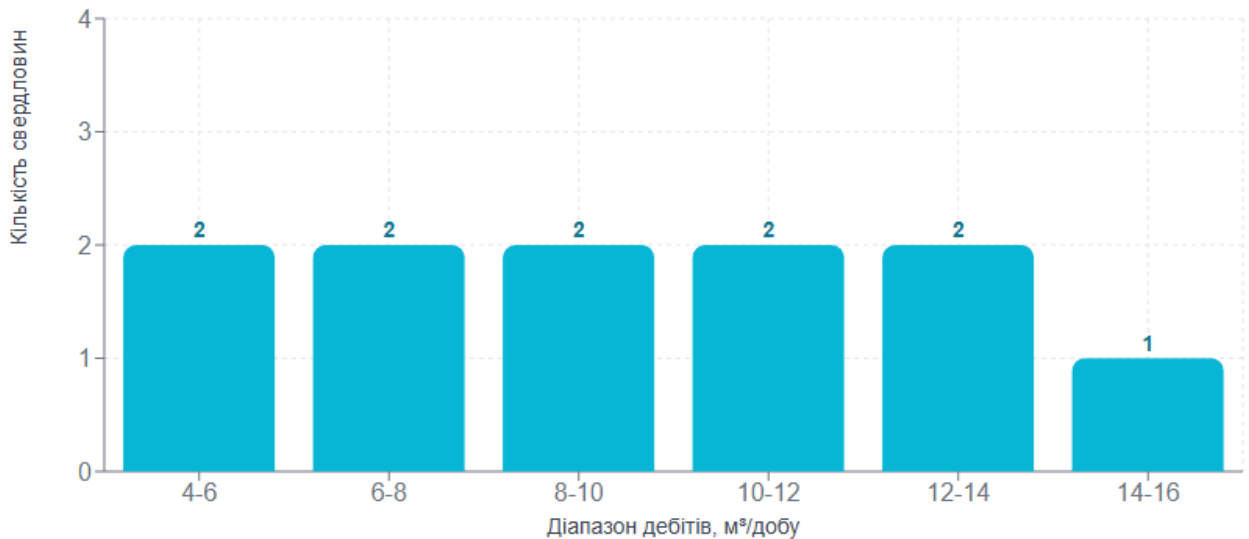


Рисунок 3.4 - Температура на осі колони на двох рівнях зонда



Середній дебіт перетікань: 9,4 м³/добу
Діапазон дебітів: від 4,8 до 15,3 м³/добу
Всього свердловин з перетіканнями: 11

Рисунок 3.6 – Гістограма розподілу дебітів за колонних перетікань

Аналіз залежності між глибиною проведення досліджень та ймовірністю виявлення за колонних перетікань не показав статистично значущої кореляції (коефіцієнт кореляції $r = 0,12$), що свідчить про те, що проблема міжпластових перетоків характерна для всього продуктивного розрізу родовища і не залежить від глибини досліджень.

Впровадження методу активної термометрії на Гнідинцівському родовищі дозволило своєчасно виявити за колонні перетікання в 11 свердловинах та провести необхідні ремонтно-ізоляційні роботи. Економічний ефект від застосування методу представлений у таблиці 3.5.

Як видно з таблиці 3.5, впровадження методу активної термометрії є економічно доцільним. Строк окупності витрат на дослідження та проведення ремонтно-ізоляційних робіт становить лише 3,5 місяці, після чого родовище отримує чистий економічний ефект у розмірі понад 1,4 млн доларів США щорічно.

Таблиця 3.5 – Економічна ефективність застосування методу активної термометрії

Показник	Значення
Кількість досліджених свердловин	15
Виявлено свердловин з заколонними перетіканнями	11
Середній дебіт перетікання, м ³ /добу	9,4
Сумарний об'єм втрат флюїду за рік (без РІР), м ³	37 771
Середня вартість нафти, \$/барель	80
Вартість втраченої продукції за рік, \$	1 896 000
Витрати на проведення досліджень (15 свердловин), \$	45 000
Витрати на РІР (11 свердловин), \$	385 000
Економічний ефект за перший рік, \$	1 466 000
Строк окупності методу, місяців	3,5

Крім прямого економічного ефекту від запобігання втрат вуглеводнів, застосування методу активної термометрії має додаткові переваги:

- підвищення коефіцієнта вилучення нафти за рахунок попередження безконтрольних міжпластових перетоків;
- збільшення терміну експлуатації свердловин завдяки своєчасному виявленню та усуненню дефектів цементування;
- зменшення ризиків екологічних інцидентів;
- оптимізація системи розробки родовища на основі достовірної інформації про технічний стан свердловин.

3.3 Комплексний підхід до контролю технічного стану свердловин та рекомендації щодо впровадження методу активної термометрії

Досвід застосування методу активної термометрії на Гнідинцівському родовищі показав, що найбільша ефективність досягається при використанні комплексного підходу до контролю технічного стану свердловин. Метод активної термометрії не повинен розглядатися як самостійний метод, що замінює інші методи контролю, а має бути інтегрований у загальний комплекс геофізичних досліджень.

На основі проведених досліджень пропонується оптимізований комплекс геофізичних методів для контролю технічного стану свердловин, структура якого представлена в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Оптимізований комплекс геофізичних методів контролю технічного стану свердловин

Завдання дослідження	Основний метод	Додатковий метод	Метод активної термометрії	Періодичність
Оцінка якості цементування	АКЦ	ГГЦ	-	При освоєнні свердловини
Виявлення заколонних перетоків "зверху"	Активна термометрія	Традиційна термометрія	Основний	Щорічно
Виявлення заколонних перетоків "знизу"	Традиційна термометрія	Активна термометрія	Додатковий	Щорічно
Оцінка малих дебітів (< 10 м ³ /добу)	Активна термометрія	Расходомерія	Основний	При потребі
Визначення профілю припливу	Расходомерія	Активна термометрія	Додатковий	При ГДД*
Дефектоскопія обсадної колони	ЕМД**	МЛМ***	-	Раз на 3-5 років
Виявлення руху флюїдів у стовбурі	Шумометрія	Активна термометрія	Додатковий	При потребі
Контроль герметичності колони	Манометрія	Баротермометрія	-	Щорічно

*ГДД – гідродинамічні дослідження **ЕМД – електромагнітна дефектоскопія ***МЛМ – магнітна локація муфт

Комплексний підхід передбачає послідовне застосування методів залежно від виявлених проблем. Базовий комплекс включає традиційну термометрію, акустичну цементометрію та манометрію, які проводяться щорічно у всіх експлуатаційних свердловинах. При виявленні аномалій додатково застосовується метод активної термометрії для детальної діагностики характеру та інтенсивності заколонних перетоків.

Для підвищення ефективності виявлення та кількісної оцінки заколонних перетоків рекомендується застосовувати метод активної термометрії у поєднанні з наступними методами:

1. Активна термометрія + Акустична цементометрія

Поєднання цих методів дозволяє не тільки виявити факт заколонного перетікання, але й визначити причину його виникнення. АКЦ виявляє інтервали з поганим контактом цементу або його відсутністю, а активна термометрія підтверджує наявність руху флюїду через ці інтервали та визначає інтенсивність перетікання.

Послідовність досліджень:

- Проведення АКЦ по всьому стовбуру свердловини;
- Виділення проблемних інтервалів з поганим контактом цементу;
- Проведення активної термометрії в проблемних інтервалах;
- Підтвердження або спростування заколонних перетоків;
- Кількісна оцінка дебіту перетікання.

2. Активна термометрія + Шумометрія

Шумометрія дозволяє виявити інтервали з рухом флюїдів на основі реєстрації акустичних шумів. Поєднання з активною термометрією забезпечує більш точну локалізацію джерела перетікання та визначення напрямку руху флюїду.

Переваги комплексу: шумометрія виявляє наявність руху флюїду (якісна оцінка); активна термометрія визначає напрямок та інтенсивність руху (кількісна оцінка); взаємний контроль результатів підвищує достовірність діагностики.

3. Активна термометрія + Расходометрія

При дослідженні працюючих свердловин комплекс активної термометрії та расходометрії дозволяє:

- Визначити профіль припливу з продуктивних пластів;
- Виявити інтервали надходження флюїду з заколонного простору;
- Розділити дебіт пластового припливу та заколонного перетікання;
- Оцінити ефективність роботи окремих перфорованих інтервалів.

4. Активна термометрія + Манометрія

Одночасне вимірювання температури та тиску в стовбурі свердловини дозволяє:

- Визначити гідродинамічний режим роботи свердловини;
- Виявити інтервали аномального розподілу тиску, що можуть свідчити про міжпластові перетікання;
- Оцінити вплив заколонних перетоків на загальний енергетичний стан свердловини.

На рисунку 3.7 представлена схема комплексного застосування геофізичних методів для діагностики заколонних перетоків.

На основі досвіду застосування методу активної термометрії на Гнідинцівському родовищі розроблено методичні рекомендації щодо впровадження цього методу на інших нафтогазових родовищах України.

Аналіз світового досвіду застосування методу активної термометрії та сучасних тенденцій розвитку геофізичних технологій дозволяє визначити наступні перспективні напрямки удосконалення методу:

1. Підвищення точності та чутливості методу

Сучасний розвиток сенсорних технологій дозволяє створювати більш чутливі датчики температури з роздільною здатністю до $0,01^{\circ}\text{C}$, що значно підвищить точність визначення швидкості руху теплової мітки. Застосування мультисенсорних зондів з 4-6 датчиками температури, рознесеними по довжині приладу, дозволить:

- Підвищити точність визначення швидкості потоку до 2-3%;
- Виявляти заколонні перетікання з дебітом менше $2 \text{ м}^3/\text{добу}$;
- Визначати багатофазні потоки (нафта-вода-газ) в заколонному просторі.

2. Автоматизація інтерпретації результатів

Впровадження систем штучного інтелекту та машинного навчання для обробки температурних даних дозволить:

- Автоматично розпізнавати типи заколонних перетоків;

- Прогнозувати розвиток дефектів цементування;
- Скоротити час інтерпретації з 4-6 годин до 30-40 хвилин;
- Мінімізувати вплив людського фактору на результати досліджень.

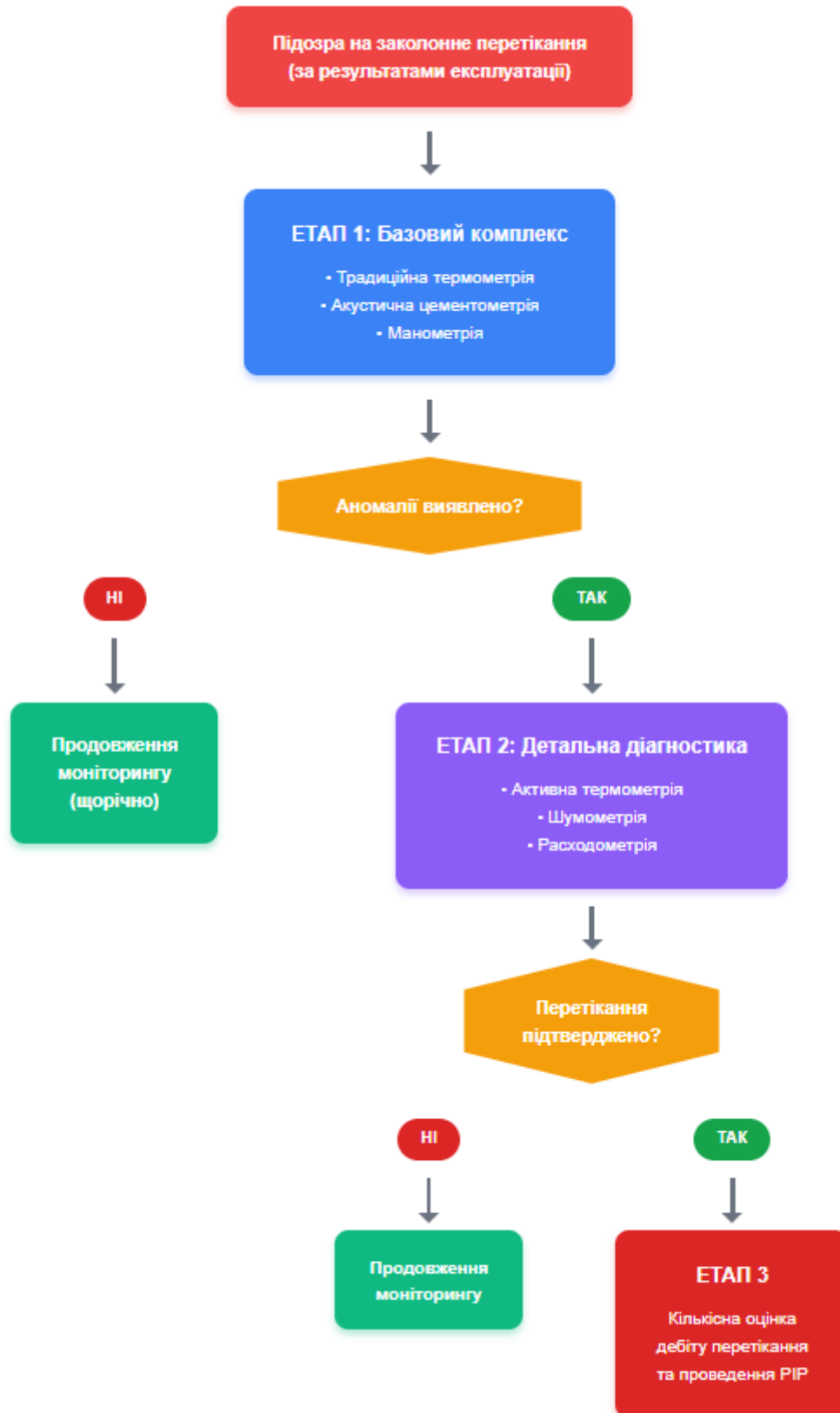


Рисунок 3.7 – Алгоритм комплексної діагностики заклонних перетоків

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
2. Буріння свердловин: навч. посіб. / 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». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 292 с.
3. Винников Ю.Л. Методологія науково-дослідних робіт: конспект лекцій для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології. Ступінь вищої освіти – магістр / Ю.Л. Винников. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2022 – 70 с.
4. Дем'яненко І.І. Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько–Донецької западини / І.І. Дем'яненко. – Чернігів: ЦНТЕІ, 2004. – 220 с.
5. Деякі аспекти впровадження сучасних технологій буріння глибоких нафтових і газових свердловин // Мінеральні ресурси України. – 2020. – №11 (35). – С. 23-29.
6. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасюк, В.М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №6. – С. 17 – 19.
7. До питання визначення відкритої пористості порід за допомогою газоволюметричного методу / М.Ю. Нестеренко, Я.А. Пилип, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 17 – 20.
8. Інновації в Технологіях Буріння Свердловин: Що Нового? // 1kbk.com.ua. – 2023.
9. Колісніченко Е.В. Бурові промивальні рідини: конспект лекцій / Е.В. Колісніченко. – Суми: СумДУ, 2013. – 76 с.
10. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С.Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.
11. Красножон М.Д. Інтегрована інтерпретація матеріалів геофізичних досліджень нафтогазових свердловин: Дис. ... д-ра геол. наук. - Київ, 2002. – 311

с.

12. Курганський В. М., Тішаєв І. В. Електричні та електромагнетоді дослідження свердловин: Навчальний посібник. К.: Видавничополіграфічний центр "Київський університет", 2011. 175 с.

13. Миронцов М.Л. Електрометрія нафтогазових свердловин – К.: ТОВ «Видавництво «Юстон», 2019. – 217 с.

14. Нестеренко М.Ю. До питання визначення відкритої пористості порід за допомогою газоволюметричного методу / М.Ю. Нестеренко, Я.А. Пилип, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 17 – 20.

15. Новітні методи розкриття та освоєння пластів з аномально низькими пластовими тисками / О.О.Іванків, В.М.Світлицький, М.М. Яворський, А.А.Писаренко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №2(16). – С. 48 – 53.

16. Основи геофізики (Методи розвідувальної геофізики): підручник / М. І. Толстой, А. П. Гожик, М. В. Рева, В.П.Степанюк – К. : Київ. ун-т, 2006. – 446 с.

17. Політучий О.І. Буріння нафтових і газових свердловин: навч. посібник / О.І. Політучий. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. – 170 с.

18. Продайвода Г.Т., Трипільський О.А., Чулков С.С. Сейсморозвідка: підручник – К.: Видавничополіграфічний центр «Київський університет», 2008. – 351 с.

19. Промивальні рідини в бурінні: Підручник для студентів спеціальностей 184 «Гірництво» та 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Є.А. Коровяка, Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатов, О.В. Матяш, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка», 4-те вид., доп. – Дніпро : Журфонд, 2023. – 420 с.

20. Світлицький В.М. Сучасні проблеми розкриття та збереження продуктивних характеристик пластів / В.М. Світлицький, О.О. Іванків, Є.В. Вішнікін // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №6. – С. 16 – 18.

21. Степанюк, В. П. Нафтогазопшукова геофізика: підручник / В. П.

Степанюк, О. П. Петровський, С. Г. Анікеєв. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 296 с.

22. Технологія і техніка буріння / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

23. Толстой М.І., Гожик А. П., Рева М. В., Степанюк В. П., Сухорада А. В. Основи геофізики (методи розвідувальної геофізики): Підручник. – К.: Вид авничополіграфічний центр «Київський університет», 2006. – 446 с.

24. Тренди ринку бурових послуг в Україні: аналіз та прогнози 2023-2028 // 1kbk.com.ua. – 2023.

25. Тяпкін К.Ф., Тяпкін О.К., Якимчук М.А. Основи геофізики: Підручник. – К.: „Карбон ЛТД”, 2000. – 248 с.

26. Фізичні основи геофізичних методів дослідження свердловини: підручник / Ю. М. Заворотько. - К. : УкрДГРІ, 2010. - 288 с.

27. Abraham W. Khaemba, Dennis M. Onchiri, BHA and drilling parameters design for deviation control in directional wells-menengai experience. Proceedings of the 6th African Rift Geothermal Conference (2016), p.8

28. Advances in Mechanical Drilling Systems // Wiley, 2018.

29. Briaud J.-L. Geotechnical Engineering: Unsaturated and Saturated Soils / J.-L. Briaud. Wiley. – 2013. – 1024 p.

30. Handbook of Pneumatic Conveying Engineering / D. Mills, M. G. Jones, V. K. Agarwal. – Marcel Dekker Inc., 2004. – 676 p.

31. Improving Big Data Centers Energy Efficiency: Traffic-Based Model / Springer Nature, 2019.

32. Innovations in Drilling Fluids Technology // SPE Journal, 2020.

33. Jiaxiang Xia, Changxue Yang, Xingzhong Wang, Key technologies for well drilling and completion in ultra-deep sour gas reservoirs, Yuanba Gasfield, Sichuan Basin. Natural Gas Industry B 3 (2016), pp. 607-613

34. Like Everest, but Inland: China Drills Asia's Deepest Oil Well // regnum.ru, 2019.

35. Mixture Formation in Internal Combustion Engines / C. Baumgarten. – Berlin: Springer-Verlag, 2006. – 294 p.

36. Pneumatic Conveying of Solids. A Theoretical and Practical Approach / G. E. Klinzing et al. – Springer, 2010. – 561 p.

37. Schaaf, S., Pafitis, D., and Guichemerre, E. 2000. Application of the point the bit rotary steerable system in Directional drilling Prototype Well-Bore profiles. Presented at the SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, and 19-22 June. SPE-62519-MS.

38. Wang Haige, Ge Yunhua, Shi Lin, Technologies in deep and ultra-deep well drilling: Present status, challenges and future trends in the 13th Five-Year Plan period (2016-2020). Natural Gas Industry B 4 (2017), pp. 319-326