

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

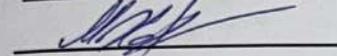
Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність Гірництво та нафтогазові технології
Освітня програма Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
геології

Харченко М.О.

« 19 » 01 2026 року



Завідувач кафедри буріння та

Винников Ю.Л.

« 19 » 01 2026 року



КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Дослідження ефективності функціонування систем контролю стану нафтогазових свердловин

Пояснювальна записка

Керівник

к.т.н., доцент

кафедри буріння та геології

Ягольник А.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ



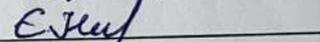
підпис, дата

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Ніколаєнко Євгеній Сергійович

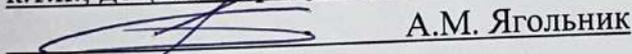
студент, ПІБ



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

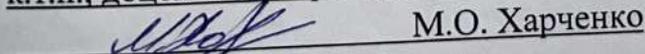
к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

 М.О. Харченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

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

 М.О. Харченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 10. 01. 2026р.

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.

« 3 » 09 Венес 2015 року

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

Ніколаєнко Євгеній Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження ефективності функціонування систем контролю стану нафтогазових свердловин

2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, доц., к.т.н. Ягольник А.М.

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

затвержені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 015-фс

3. Строк подання студентом роботи до 01. 2016р

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

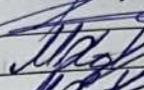
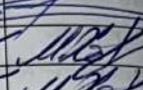
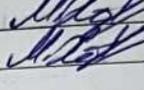
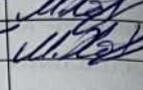
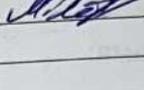
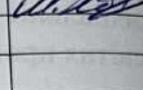
Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

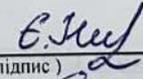
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	К.Т.Н., доц. Яцьків А.М.		
2	К.Т.Н., доц. Харченко М.О.		
3	К.Т.Н., доц. Харченко М.О.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025 р

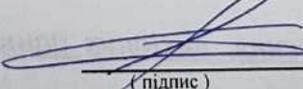
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ 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

 Мірошніченко В.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

 Яцьків А.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ПОЗНАЧ
АНОТАЦ
АНОТАЦ
ВСТУП..
INTROD
РОЗДІЛ
ДОСЛІД
1.1
1.2
1.3.
свердло
1.4.
1.4 Вис
РОЗДІЛ
СВЕРД
2.1.
2.2.
родов
2.3.
2.4.
трасс
2.5 В
РОЗД
МОФ
3.1. П
3.2. С
3.3.
теле

ЗМІСТ

ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ	3
АНОТАЦІЯ	4
ANOTATION	5
ВСТУП.....	6
INTRODUCTION.....	9
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	12
1.1 Аналіз існуючих систем і методів для моніторингу свердловин.....	12
1.2 Показники, контрольовані в системах моніторингу свердловин.....	21
1.3. Види та процес досліджень, що здійснюються системами моніторингу свердловин	28
1.4. Роль трасерних досліджень в моніторингу даних по свердловин.....	34
1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження.....	36
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ МОНІТОРИНГУ СВЕРДЛОВИН НА РОДОВИЩАХ	38
2.1. Аналіз геолого-технологічних умов досліджуваного родовища.....	38
2.2. Особливості проведення моніторингу свердловин на досліджуваному родовищі	43
2.3. Проведення та інтерпретація результатів досліджень свердловин.....	47
2.4. Моніторинг фільтраційно-ємнісних властивостей пласта за допомогою трасерних досліджень	51
2.5 Висновки до розділу 2	55
РОЗДІЛ 3 ОПТИМАЛЬНЕ РІШЕННЯ З ВИБОРУ СИСТЕМИ І ТЕХНОЛОГІЙ МОНІТОРИНГУ СВЕРДЛОВИН	57
3.1. Концепція системи телеметричного моніторингу свердловин	57
3.2. Формування та використання бази даних моніторингу	60
3.3. Алгоритм проведення гідродинамічних досліджень за допомогою телеметричних систем	61
.....	63

3.4. Програмне забезпечення системи моніторингу	64
3.5. Інтеграція системи моніторингу в загальну структуру управління родовищем	65
3.6 Висновки до розділу 3	66
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	69
GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK	71
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	73

ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ

ВД – індикаторна діаграма;

ВНК – водонафтовий контакт;

ВРХ – капітальний ремонт свердловин;

ГДІС – гідродинамічні дослідження свердловин;

ГІС – геофізичні дослідження свердловин;

ГНК – газонафтовий контакт;

ГНКТ – гнучкі насосно–компресорні труби;

ГС – горизонтальні свердловини;

ГТМ – геолого–технічний захід;

ГФ – газовий фактор;

ЕЦН – електровідцентровий насос;

КВД – крива відновлення тиску;

КВУ – крива відновлення рівня;

КІН – коефіцієнт вилучення нафти;

КСД – крива стабілізація тиску;

МДРП – багатостадійний гідравлічний розрив пласта;

НКТ – насосно–компресорні труби;

НФС – низька фільтраційне опір;

ПДМ – промислові геофізичні дослідження;

ПНГ – попутний нафтовий газ.

ПНП – підвищення нафтовіддачі пластів;

ППД – підтримка пластового тиску;

РІР – ремонтно–ізоляційні роботи;

СПС – стаціонарна інформаційно–вимірювальна система;

СПСК – система постійного свердловинного контролю;

ТМС – телеметричні системи;

ФЕС – фільтраційно–ємнісні властивості;

ЦДНГ – цех з видобутку нафти та газу.

АНОТАЦІЯ

Ніколаєнко Є.С. Дослідження ефективності функціонування систем контролю стану нафтогазових свердловин. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено комплексному аналізу сучасних методів та технологій моніторингу нафтогазових свердловин, оцінці їх ефективності та формуванню оптимального підходу до контролю стану свердловин у реальних геолого-технологічних умовах родовищ.

У першому розділі наведено огляд сучасних систем контролю, включаючи телеметричні системи, гідродинамічні та геофізичні методи досліджень, дебітометрію, термометрію, електрометричні й радіометричні методи. Особливу увагу приділено ролі трасерних досліджень у встановленні гідродинамічних зв'язків між свердловинами та оцінці ефективності заводнення.

Другий розділ присвячений аналізу реальних умов конкретного родовища. Розглянуто геолого-фізичні особливості карбонатного кавернозно-тріщинуватого колектора, оцінено продуктивні характеристики свердловин та показники їх роботи. Проведено аналіз функціонування ТМС у механізованих, фонтанних, нагнітальних та п'єзометричних свердловинах.

У третьому розділі сформовано концепцію оптимальної системи телеметричного моніторингу, розроблено алгоритм проведення гідродинамічних досліджень свердловин на основі даних телеметричних систем, представлено структуру бази даних моніторингу та принципи інтеграції системи у загальну схему управління розробкою родовища.

Ключові слова: нафта, газ, родовище, пласт, свердловина, видобуток, моніторинг, телеметрія.

ANOTATION

Nikolaienko Y.S. Research on the Efficiency of Oil and Gas Well Monitoring Systems. Master's Qualification Thesis in Specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technology". – Poltava; National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic". – 2026.

The master's thesis is dedicated to a comprehensive analysis of modern methods and technologies for monitoring oil and gas wells, assessing their efficiency, and formulating an optimal approach to well condition control under real geological and technological conditions of hydrocarbon fields.

The first section provides an overview of modern monitoring systems, including telemetric systems (SCADA), hydrodynamic and geophysical research methods, production logging, temperature logging, as well as electric and radiometric logging methods. Particular attention is paid to the role of tracer studies in establishing hydrodynamic connections between wells and assessing the efficiency of waterflooding.

The second section is devoted to the analysis of the real-world conditions of a specific field. The geological and physical characteristics of a carbonate cavernous-fractured reservoir are considered, the production characteristics of the wells and their performance indicators are evaluated. An analysis of the operation of SCADA in mechanized (artificial lift), flowing, injection, and observation wells is conducted.

The third section formulates the concept of an optimal telemetric monitoring system, develops an algorithm for conducting well testing based on SCADA data, presents the structure of the monitoring database, and outlines the principles for integrating the system into the overall field development management scheme. The software, interpretation tools, and opportunities for automating decision-making processes are analyzed.

Keywords: oil, gas, field, reservoir, well, production, monitoring, telemetry, well testing, intensification.

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасних умовах розвитку нафтогазової галузі України забезпечення надійного та безперебійного видобутку вуглеводнів потребує впровадження високотехнологічних систем контролю стану свердловин. Більшість родовищ Дніпровсько-Донецького регіону перебувають на пізніх стадіях розробки, що супроводжується зниженням пластових тисків, ускладненням геолого-технічних умов та зростанням аварійності обладнання. У таких умовах традиційні методи контролю стають недостатніми, а оперативне отримання достовірних даних про роботу свердловин є критично важливим для забезпечення стабільного видобутку.

Використання сучасних систем моніторингу дозволяє в режимі реального часу відстежувати зміну тиску, температури, дебітів, енергетичного стану пластів і технічного стану внутрішньосвердловинного обладнання. Занурювальна телеметрія, гирлові датчики тиску та температури, а також системи передачі даних дають змогу здійснювати постійний контроль гідродинамічних показників та своєчасно реагувати на відхилення в роботі свердловини, запобігаючи аваріям та зменшуючи витрати на ремонтно-відновлювальні роботи.

Швидке зростання обсягу цифрової інформації, що генерується інтелектуалізованими об'єктами видобутку, створює нові виклики для інженерів-розробників. Аналіз великих масивів даних потребує впровадження спеціалізованих програмних комплексів, алгоритмів автоматизованої обробки та методик підвищення якості вхідних даних. Без системного підходу до аналітики даних процес розробки родовищ стає менш керованим і менш ефективним.

У таких умовах актуальним є комплексне дослідження ефективності функціонування систем моніторингу, оцінка їх можливостей та обмежень, а також узагальнення практичного досвіду експлуатації з метою визначення оптимальних рішень для підвищення надійності та продуктивності нафтових і газових свердловин. Важливість роботи зумовлена необхідністю формування

методичного підґрунтя для вибору, впровадження та вдосконалення систем контролю, що сприяють оптимізації процесу видобутку, зниженню аварійності та зростанню рентабельності нафтогазової галузі України.

Мета роботи – є підвищення ефективності використання систем моніторингу свердловин у процесі розробки нафтових родовищ.

Основні завдання дослідження:

1 Проаналізувати сучасні методи та технології моніторингу свердловин;

2 Провести аналіз ефективності їх застосування на сучасному етапі розвитку нафтогазової галузі;

3 Сформулювати рекомендації по створенню і вдосконаленню системи моніторингу свердловин.

Об'єкт дослідження – процес моніторингу стану нафтогазових свердловин під час їх експлуатації.

Предмет дослідження – система телеметричного моніторингу та інтегрованих методів контролю (телеметрія, трасерні дослідження, гідродинамічні дослідження за даними ТМС) для ефективної розробки карбонатних родовищ з тріщинно-каверновою будовою та високою неоднорідністю фільтраційних властивостей.

Наукова новизна роботи – отримало подальшого розвитку методика інтеграції даних безперервного телеметричного моніторингу, трасерних досліджень та «віртуальних» гідродинамічних досліджень у складних тріщинно-кавернозних карбонатних колекторах для контролю стану нафтогазових свердловин.

Практичне значення роботи – розроблено рекомендації щодо вдосконалення системи моніторингу свердловин у процесі розробки родовища.

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 74 сторінках, у тому числі 71 сторінках основного тексту, 16 рисунків, 12 таблиць, 36 використаних джерела.

INTRODUCTION

Relevance of the topic. In the current development context of Ukraine's oil and gas industry, ensuring reliable and uninterrupted hydrocarbon production requires the implementation of high-tech well monitoring systems. Most fields in the Dnipro-Donetsk region are in the late stages of development, which is accompanied by decreasing reservoir pressures, increasingly complex geological and technical conditions, and a rise in equipment failures. Under these conditions, traditional monitoring methods become insufficient, and the operational acquisition of reliable data on well performance is critical for maintaining stable production.

The use of modern monitoring systems allows for real-time tracking of changes in pressure, temperature, flow rates, reservoir energy status, and the technical condition of downhole equipment. Downhole telemetry, wellhead pressure and temperature sensors, and data transmission systems enable continuous monitoring of hydrodynamic parameters and timely response to deviations in well performance, preventing accidents and reducing costs for workover and repair operations.

The rapid growth in the volume of digital information generated by intelligent production facilities creates new challenges for development engineers. Analyzing large datasets requires the implementation of specialized software packages, automated processing algorithms, and methods for improving input data quality. Without a systematic approach to data analytics, the field development process becomes less manageable and less efficient.

In this context, a comprehensive study of the efficiency of monitoring systems, an assessment of their capabilities and limitations, and a synthesis of practical operational experience are highly relevant for determining optimal solutions to enhance the reliability and productivity of oil and gas wells. The importance of this work is driven by the need to establish a methodological foundation for selecting, implementing, and improving control systems that contribute to the optimization of the production process, the reduction of accident rates, and the increased profitability of Ukraine's oil and gas industry.

The purpose of the work is to enhance the efficiency of using well monitoring systems in the development of oil fields.

The main research objectives are:

- 1 To review existing well monitoring methods and technologies.
- 2 To analyze the effectiveness of their application at the current stage of oil and gas industry development.
- 3 To formulate recommendations for creating and improving well monitoring systems.

Object of study: Monitoring the condition of oil and gas wells during their operation.

Subject of study: Methods, technologies, and tools for monitoring well parameters (telemetric systems, hydrodynamic studies, and tracer methods).

The scientific novelty of the work the effectiveness of integrated telemetry and tracer monitoring has been substantiated for continuous evaluation of filtration–capacity properties and hydrodynamic connectivity in complex fractured–cavernous carbonate reservoirs without shutting in wells.

The practical significance of the work recommendations have been developed for improving the well monitoring system during field development.

The following research methods were used in the **course of the study**:

- analysis and generalization of scientific, technical, and regulatory literature in the field of hydrodynamic and geophysical well investigations;
- methods of field hydrodynamic testing (pressure build-up and pressure fall-off tests) based on telemetry system data;
- telemetry monitoring methods for bottomhole pressure, temperature, and flow rate in real time;
- tracer methods for assessing hydrodynamic connections between wells and the efficiency of waterflooding;
- statistical and comparative analysis of field data to evaluate reservoir heterogeneity and well productivity.

Structure and volume of the work. The master's thesis consists of an introduction, three chapters, conclusions, and a list of references. The thesis is presented on 74 pages, including 71 pages of main text, 16 figures, 12 tables, and 36 sources used.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Аналіз існуючих систем і методів для моніторингу свердловин

Потреба контролю над видобутком нафти і є практично відразу, як і сама нафтогазова промисловість. У міру нарощування темпів видобутку та введення нових родовищ в експлуатацію виникла потреба в обліку кількості видобувається продукції, а також в контролі параметрів роботи свердловин.

Спочатку це було реалізовано за допомогою технічних манометрів на гирлі, спуску глибинних приладів у фонтанні свердловини та виміру дебіту за допомогою ємності. Але з розвитком технологічного прогресу в нафтову промисловість прийшли автоматичні вимірні групові установки, електронні гирлові манометри з Wi-Fi датчиками та можливістю безперервної передачі даних та внутрішньосвердловини телеметричні системи (ТМС). Все це разом із способами дослідження утворює систему моніторингу свердловин.

Система моніторингу свердловин – це комплекс заходів, що проводяться, а також набір обладнання, що бере участь у спостереженні за роботою експлуатаційних свердловин.

Під моніторингом мається на увазі комплексне застосування діагностичних засобів, що сприяють контролю та спостереженню за процесом експлуатації свердловин, а також формування електронної бази даних та методів обробки промислової інформації для своєчасного прийняття оперативних рішень у процесі видобутку.

Внутрішньосвердловий моніторинг проводиться з метою контролю параметрів роботи свердловини і включає вимірювання тиску, температури, а також контроль профілю припливу. Залежно від системи, що застосовується, кількість вимірюваних параметрів можливо різним. Найсучасніші системи здатні вимірювати температуру, тиск, обводненість і витрати одночасно.

Внутрішньосвердловинні системи передають дані в режимі online , що сприяє оперативному прийняттю рішення при тієї чи іншої ситуації, коли нормальна робота свердловини порушується. Основне завдання систем моніторингу – відстежувати роботу кожної свердловини та родовища загалом [2].

При реалізації технологій внутрішньосвердловинного моніторингу контроль повинен бути оперативним і безперервним, з функцією передачі інформації на поверхню в режимі реального часу, без необхідності проведення внутрішньосвердловинних робіт та переривання процесу нормального функціонування промислової свердловини, а також має бути організований централізований збір та формування електронної бази даних [2].

Перші спроби реалізувати концепцію системи моніторингу свердловин зробила норвезька компанія Roxar , створивши систему свердловини постійного моніторингу PDMS в 1987 році. Дана система дозволяла отримувати інформацію про тиск і температуру пласта.

Пізніше канадською компанією PioneerPetrotechServisesInc була розроблена система внутрішньосвердловинна PPS227 для насосної експлуатації. Система виробляє замір в реальному часу свердловинного тиску, вимірює повний спектр вібрації насоса по трьох осях. Використовуючи величини вібрації як основні показники стану насоса, можна скласти план його технічного обслуговування для запобігання виходу насоса з ладу та збільшення терміну його служби. Крім цього, інформація про реальну величину тиску свердловин дозволяє змінювати швидкість роботи насоса таким чином, щоб забезпечити його максимальну ефективність при підтримці оптимального вибірного тиску.

З часом, системи для моніторингу свердловин удосконалювалися, зростала кількість вимірюваних параметрів, з'являлися нові методи дослідження свердловин та способи одержання промислової інформації, яка є важливою для найбільш якісного регулювання процесу розробки. Обробка даних, отриманих під час досліджень, дає можливість встановити причинно-наслідкові зв'язку впливу технологічних процесів працювати експлуатаційних свердловин. Усе це

сприяло розвитку моніторингу розробки родовищ.

Для аналізу розробки родовища та її регулювання необхідно знати різні параметри, які можна отримати лише у процесі досліджень свердловин і пласта. Існують різні методи дослідження та спостереження за роботою свердловин, а також різні системи для ведення моніторингу свердловин. У рамках цього огляду розглянемо деякі з них.

Сутність методу досліджень профілів припливу та поглинання полягає у вимірюванні витрат рідин та газів по товщині пласта. Свердловини прилади, призначені для вимірювання притоку рідини та газу (дебіту), називаються дебітомерами, а для вимірювання поглинання (Витрати) - витратомірами. Крім свого основного призначення, свердловинні дебітомери та витратоміри використовують і для встановлення затрубної циркуляції рідини, негерметичності та місць порушення експлуатаційної колони, перетікання рідини між пластами [4]. Термодинамічні дослідження. Термодинамічні дослідження засновані на зіставленні геотерми та термограми діючої свердловини. Геотерма знімається в простоюючою свердловині і дає подання про природне теплове поле Землі. Термограма фіксує зміну температури в стволі свердловини. З допомогою даних досліджень можна визначити інтервали поглинаючих і віддаючих пластів, а також використовувати отримані результати для: визначення затрубної циркуляції; перетікання закачуваної води і місця порушення колони; визначення висоти підйому цементного розчину за колонами після їх цементування [4].

Геофізичні методи дослідження свердловин включають різні види каротажу електричними, магнітними, радіоактивними акустичними і іншими методами з метою визначення характеру нафто-, газу-і водонасиченості порід, і навіть деякі методи контролю над технічним станом свердловин [4].

Метод електрометричних досліджень свердловин за певних природних геологофізичних умовах дозволяє на будь-якій стадії розробки нафтових покладів з достатньою точністю визначати положення ВНК та розчленовувати розріз пласта на нафтонасичені та водонасичені або заводні інтервали за

різницею їх електричних опорів. За покладами, що перебувають у пізній стадії розробки, першочерговим завданням електрометричних досліджень є встановлення поточного положення ВНК і визначення залишковою нафтонасиченої і заводненої товщин пласта [5].

Методи радіометричних досліджень свердловин, розроблені та впроваджені в практику пізніше методів електрометрії, в порівнянні з останніми мають ряд переваг. Найважливіше їх полягає в тому, що радіометричні дослідження можуть проводитися в обсаджених колоною свердловинах і тому дозволяють проводити багаторазові дослідження нафтових пластів, що дуже важливо для контролю підйому ВНК і характеру вироблення запасів нафти в часі [5].

У промисловій практиці знайшли широке застосування такі модифікації радіометричних досліджень свердловин:

- 1) нейтронно-гамма-метод;
- 2) нейтрон-нейтронний метод;
- 3) імпульсний нейтрон-нейтронний метод;
- 4) імпульсний нейтронний гамма-метод.

За сприятливих геолого-фізичних умов за допомогою радіометричних методів визначається поточне положення ВНК та значення залишкової нафтонасиченої і заводненої товщин пластів на різні дати [5].

Методи гідродинамічних досліджень свердловин (ГДІС) прийнято розділяти на дві великі групи. По-перше, це «традиційні ГДІС», включають спуск глибинного манометра, гідропрослуховування, вимірювання динамічного та статичного рівнів та інші операції, тобто всі ті заходи, які проводяться вже на протязі багатьох років і, як правило, пов'язані із зупинками свердловин, втратами у видобутку нафти і, відповідно, із суттєвими капітальними та операційними витратами.

Інший варіант проведення ГДІС – пасивні дослідження свердловин (моніторинг), засновані на обробці даних датчиків занурювальної телеметрії, що встановлюються на прийомі електровідцентрових насосів або колоні НКТ, у разі

фонтанної експлуатації. В останні роки оснащеність фонду свердловин ТМС у багатьох видобувних підприємств значно зросла. Зараз усі свердловини оснащуються телеметриєю. Тому виникла логічна пропозиція – використовувати дані, що реєструються цими ТМС (зокрема, тиск на прийомі) для аналізу фільтраційно-ємнісних властивостей пласта, тобто. для проведення ГДІС.

Переваги такого підходу дуже суттєві. По-перше, це можливість отримання даних на великих тимчасових проміжках та аналіз поведінки вибірного тиску при зміні режиму роботи свердловини. По-друге, такі дослідження є по суті безкоштовними, оскільки датчики записують інформацію в безперервному режимі, навіть під час зупинки насоса, і не потрібно проводити жодних спеціальних операцій на свердловині.

Проведення пасивних гідродинамічних досліджень свердловин можливе завдяки використанню телеметричних систем (систем телемеханіки).

Телеметричні системи (ТМС) використовуються на всіх сучасних родовищах нафти та газу, оскільки це необхідно для контролю за технологічними процесами. Свердловини стали винятком, у яких застосовуються занурювальні телесистеми. Система занурювальної телеметрії призначена для вимірювання у процесі видобутку тиску та температури флюїду у свердловині. Ця технологія може застосовуватися як у фонтанних свердловинах, так і в свердловин, обладнаних насос. При віданні постійного моніторингу за допомогою систем ТМС можливо відстежувати енергетичний стан продуктивного пласта, а також оцінювати гідродинамічні показники свердловин, тим самим контролюючи процес розробки родовища. При використанні систем ТМС та веденні постійного моніторингу, стає можливим отримати цілісну картину роботи свердловини та оперативно приймати рішення щодо розробки.

У разі сучасності на нафтогазових родовищах виміру параметрів свердловин застосовують телеметричні системи. Фінансові вигоди від телеметрії очевидні. ТМС забезпечують підприємства дуже точною та достовірною інформацією про параметри пласта та свердловин.

Телеметрична система складається з занурювального та наземного

обладнання. До занурювального обладнання належать: датчик тиску та температури із захисним контейнером, занурювальний кабель, протектори кабелю. Наземне обладнання включає: блок управління з системою резервного живлення і поверхневий кабель (рис. 1.1).

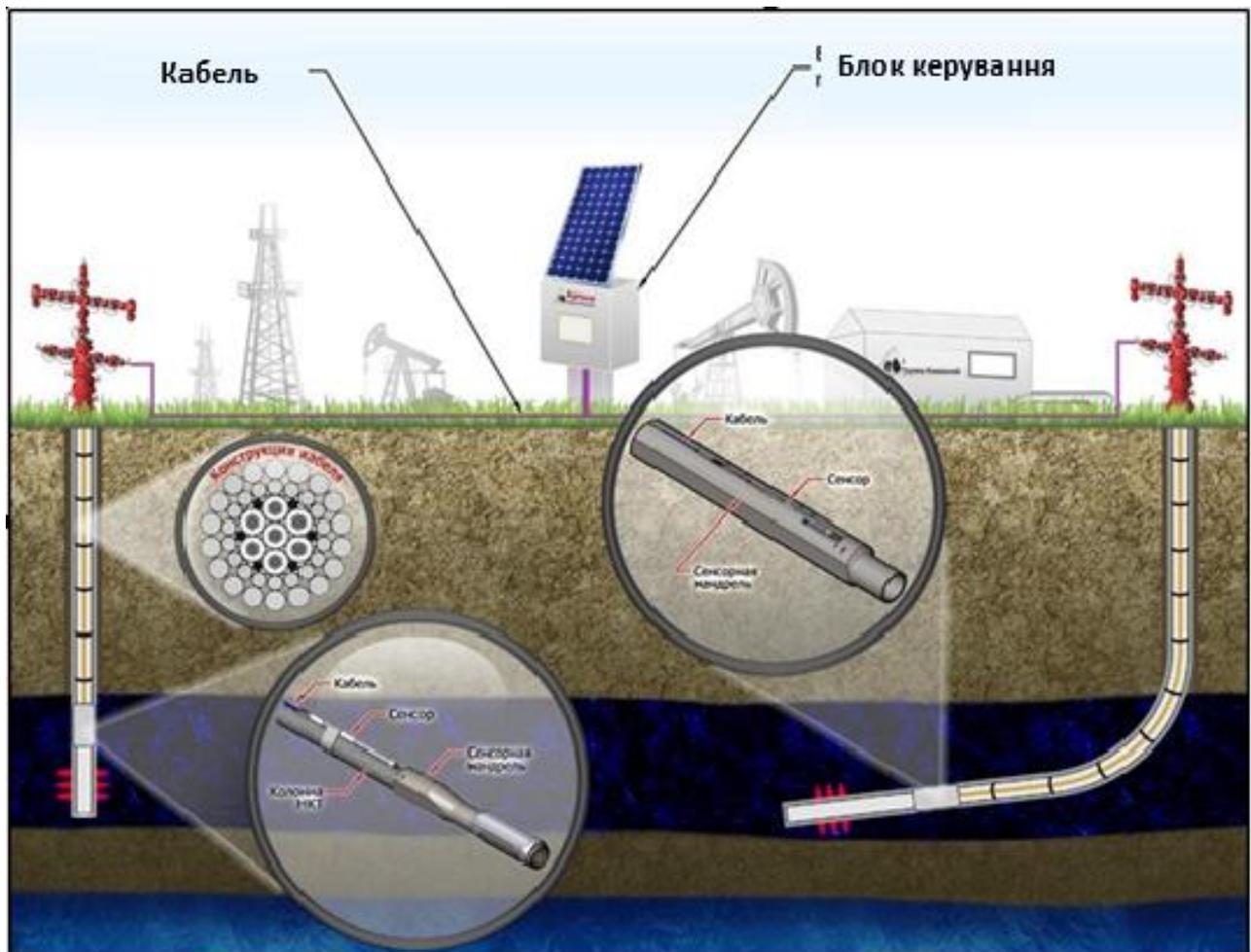


Рисунок 1.1 - Схема занурювальної системи моніторингу

Принцип дії телеметричних систем (рис. 1.2) складається в зборі вимірювальної інформації від первинних перетворювачів (занурювальне обладнання), обробці отриманої вимірювальної інформації та зберігання результатів обробки (наземне обладнання).

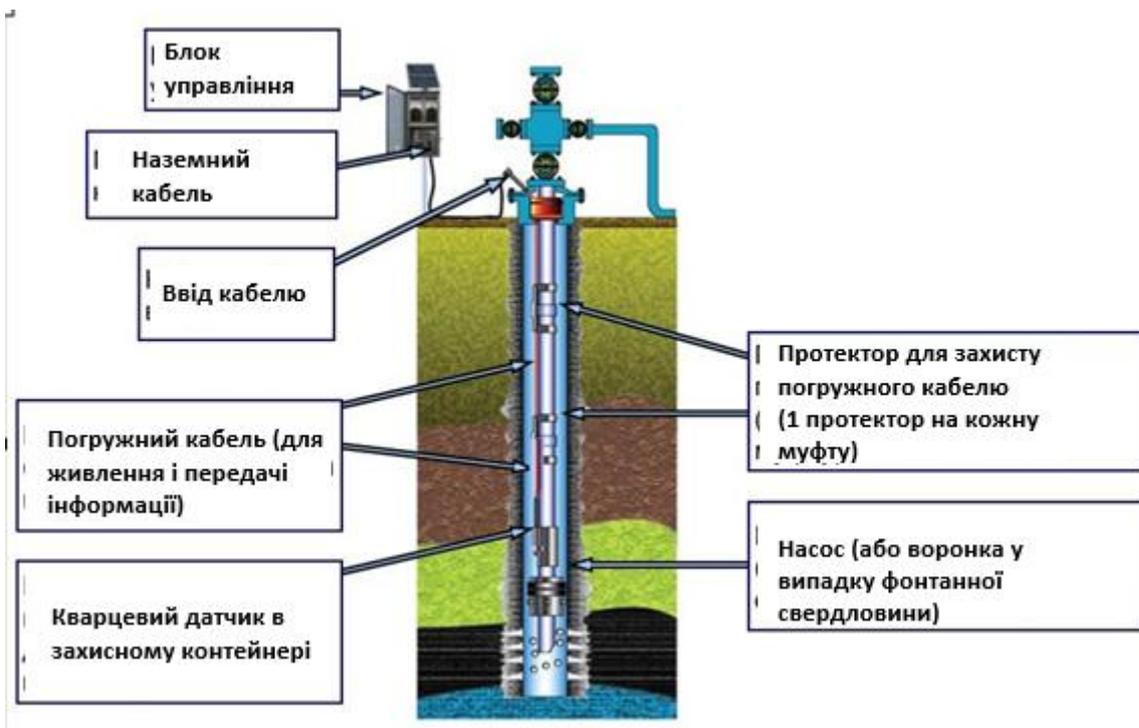


Рисунок 2 – Склад обладнання телеметричної системи

Захисний контейнер для манометра - призначений для захисту датчика від пошкодження у процесі спускопідйомних операцій та експлуатації свердловини (вібрації при старті ЕЦН). Встановлюється як складова частина НКТ (внутрішній та зовнішній діаметри відповідають НКТ). Має спеціальне кріплення датчика. Залежно від свердловинних умов використовується 2 типи контейнерів: цільнолиті та зварені. Контейнери відрізняються вартістю та надійністю. Максимальний діаметр контейнера залежить від НКТ. Довжина контейнера – близько 3 м-коду.

Манометр-термометр автономний свердловинний (рис. 1.3) призначений для реєстрації в часі значень тиску і температури в точці його розміщення. Прилад здійснює вимірювання тиску та температури і через задані інтервали часу записує їх в електронну енергозалежну пам'ять.



Рисунок 1.3 - Манометр-термометр свердловинний.

Занурювальний кабель (рис. 1.4) - призначений для передачі інформації від датчика до гирла свердловини та живлення датчика. Структура кабелю:

- Мідний провідник (діаметр провідника: ~1 мм).
- Ізоляція виконано з фторопласту Nalar .
- Броня кабелю – трубка із нержавіючої сталі (SS 316L). Зовнішній діаметр трубки – 6.35 мм. Товщина стінки – 0.75 мм.
- Поліпропіленова оболонка - квадратне перетин 11мм.

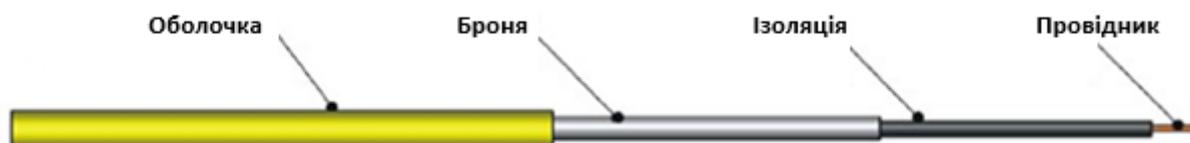


Рисунок 1.4 - Структура занурювального кабелю

Протектор кабелю (рис. 1.5) - призначений для захисту занурювального кабелю при СПО. Зазвичай використовуються 2 типи протекторів:

1. полегшений протектор для встановлення на ділянках свердловини з кутом нахилу менше 15 °.
2. посилений протектор для установки з кутом нахилу свердловини від

15° до 90°.

Протектори виконані з вуглецевої сталі та встановлюються на муфтах НКТ (по 1 протектору на кожній муфті).



Рисунок 1.5 – Протектор кабелю двох типів

Поверхневий кабель - призначений для передачі інформації від гирла свердловини до поверхневого блоку керування та живлення датчика. Цей кабель може застосовуватися при будь-якій погоді, гарантується працездатність при температурах від -60° до $+40^{\circ}$. Посилена оплетка забезпечує захист від пошкодження технікою та тваринами.

Поверхневий блок управління (рис. 1.6) - призначений для зберігання, відображення, передачі дослідницької інформації та налаштування. Зберігання інформації в стандартною SD карті пам'яті. Блок оснащений системою резервного харчування. У разі відключення живлення на куці гарантується працездатність протягом 7 днів. Також обладнаний системою обігріву. Діапазон робочих температур: -60° до $+40^{\circ}$.



Рисунок 1.6 - Наземний блок управління

Блок автоматики здійснює збирання, управління та передачу даних зі свердловини в ЦДНГ.

1.2 Показники, контрольовані в системах моніторингу свердловин

Моніторинг свердловин, що здійснюється за допомогою телеметричних систем, дає можливість оцінювати різні параметри та показники залежно від вибраних методів дослідження.

Для оцінки отриманих під час моніторингу даних необхідно визначити, які завдання дозволяють вирішувати ці дослідження. Наприклад, пластовий тиск ($P_{пл}$) і коефіцієнт продуктивності ($K_{прод}$) визначаються за індикаторними діаграмами (ІД) і кривим відновлення тиску (КВД) на гирло свердловини. Гідропровідність проникність, скін-фактор - так ж за КВД та кривим стабілізації тиску (КСД). Дослідження методом ВД припускають відпрацювання свердловини на кількох встановилися режимах (щонайменше трьох). Реєстрація КВД для визначення пластового тиску та коефіцієнта продуктивності передбачає зупинку свердловини до досягнення стабілізації вибійного тиску або режиму радіального притоку; КОД – запуск свердловини після зупинки та її

відпрацювання до досягнення режиму радіального припливу [2].

Сучасні системи моніторингу мають на увазі проведення КСД та КВД по ТМС без спуску приладу, передачу даних зі станції управління та подальшу обробку з інтерпретацією. Такий підхід дозволяє кратно скоротити збитки підприємства та отримати позитивний економічний ефект завдяки тому, що, проводячи дослідження щодо виміру вибірного тиску, не доводиться проводити зупинку свердловини та втрачати у видобутку.

У таблиці 1.1, крім розв'язуваних завдань та методів обробки даних, вказані необхідні вихідні дані. Практично у кожному випадку необхідна історія динаміки дебіта рідини свердловини. І, хоча в теперішній час методики онлайн-розрахунку дебіта не витримують критики з крапки зору суворої метрології (відповідності фактичним даним), на вирішення оперативних завдань цей напрям становить великий інтерес [2].

Таблиця 1.1 - Види досліджень для визначення параметрів пласта

Параметр	Метод обробки	Необхідні вихідні дані
Р _{пл}	КВД	-
	ВД	Дебіт рідини (історія)
До прод	КВД	Дебіт рідини (історія)
		ВД
Гідропровідність	КВД	Дебіт рідини (історія)
		КСД
Фазова проникність (нафти та води)	КВД	Дебіт рідини (історія), обводненість, в'язкість нафти і води, ефективна товщина пласта
		КСД
Абсолютна проникність	КВД	Дебіт рідини (історія), обводненість, в'язкість нафти і води, ефективна товщина пласта, відносні фазові проникності
		КСД
Скін-фактор	КВД	Дебіт рідини (історія), обводненість, ефективна товщина пласта, пористість, стисливість нафти та води, відносні фазові проникності
		КСД

Проведення досліджень на різних режимах по даними, отриманим від ТМС, дозволяє отримати наступну інформацію про продуктивний пласт:

- поточний пластове тиск;
- проникність;
- скін-фактор;
- коефіцієнт продуктивності;
- гідропровідність .

Поточний пластовий тиск – це найважливіший параметр, що характеризує енергетичну можливість пласта в даної свердловині. З його допомогою розраховується коефіцієнт продуктивності та оцінюється потенціал свердловини, тобто запланований дебіт. Також важливо враховувати пластовий тиск при капітальному ремонті свердловин (ВРХ) у процесі глушіння свердловини. При уточненні стадії розробки беруться до уваги депресії та пластовий тиск. Здійснюється зіставлення план/факт відповідно до розрахунків у проектній документації.

У процесі розробки велике значення має проникність пласта. У процесі видобутку важливо оцінювати проникність з крапки зору роботи пласта та можливості реалізації його енергетичного потенціалу. Оцінивши проникність у привибійній зоні конкретної свердловини, з'являється можливість підібрати найбільш оптимальний технологічний режим роботи. Також цей параметр важливий для гідродинамічного моделювання.

Також важливо оцінювати скін-фактор, який характеризує опір фільтрації потоку рідини в привибійній зоні з пласта в свердловину. Він нерозривно пов'язаний з проникністю і точно також сприяє підбору більш коректного режиму роботи свердловини.

Він нерозривно пов'язаний з проникністю і точно також сприяє підбору більш коректного режиму роботи свердловини.

По суті, гідродинамічні дослідження свердловин на режим, що не встановився, є єдиним джерелом за одночасним визначенням і ефективною проникністю, і скін-фактора. Саме ці два параметра визначають потенційні

технологічні показники експлуатації свердловини, отже, обсяги видобутку і техніко-економічні показники розробки родовища. Для отримання цих параметрів використовують КВД, коли в свердловині, що працює, спочатку заміряється вибійний тиск за допомогою ТМС, а далі свердловину зупиняють і заміряють відновлення вибійного тиску за часом, як правило з інтервалом 1 завмер кожні 10 секунд. Отриману інформацію обробляють за допомогою методу Хорнера, використовуючи лінійну залежність P_{wf} від $\ln \left\{ (t_p + \Delta t) / \Delta t \right\}$

$$P_{wf}(\Delta t) = P_i - \frac{9.205QB\mu}{kh} \cdot \left\{ \ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right\}, \quad (1.1)$$

де P_i - Початковий пластовий тиск, атм; $P_{wf}(\Delta t)$ - Вибійний тиск, заміряний в працюючій свердловині, атм; μ - динамічна в'язкість, спз; B - об'ємний коефіцієнт флюїду, m^3/m^3 ; q - дебіт свердловини у пластових умовах, $m^3/\text{добу}$; k - проникність, мД; h - товщина пласта, м; t_p - час роботи свердловини до зупинки в годинах; Δt - час після зупинки, у годиннику.

Рівняння представляється в наступному вигляді:

$$P_{wf}(\Delta t) = P_i - m \cdot \left\{ \ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right\}, \quad (1.2)$$

де m - коефіцієнт кута нахилу прямої лінії на графіку залежності P_{wf} від $\ln \left\{ (t_p + \Delta t) / \Delta t \right\}$, визначивши який, можна розрахувати добуток проникності на товщину:

$$kh = 9.205 \cdot \frac{QB\mu}{m}. \quad (1.3)$$

Точка перетину прямої лінії з віссю координат дає пластовий тиск. Скін-фактор розраховується за формулою

$$S = 0.5 \cdot \left[\frac{P_{wf}(\Delta t=1) - P_{wf}(t_p)}{m} + \ln \frac{t_p + 1}{t_p} - \ln \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 7.12034 \right] \quad (1.4)$$

де ϕ – пористість, %; c_t - загальна стисливість система, атм^{-1} ; r_w – радіус свердловини, м; $P_{wf}(t_p)$ - вибійне тиск, виміряне в працюючої свердловини до зупинки; атм .

Також, знаючи твір проникності на товщину пласта (kh) можна розрахувати гідропровідність пласта виходячи з формули

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}, \quad (1.5)$$

де ε - гідропровідність пласта, $\text{м}^3 / \text{Н} \cdot \text{с}$.

Крім твори kh , проникність можна розрахувати виходячи із Закону Дарсі

$$V_\phi = k \cdot \frac{\Delta P}{\mu L} = \frac{Q}{F}, \quad (1.6)$$

де V_ϕ - швидкість фільтрації, м/с ; ΔP - перепад тиску, атм ; L - довжина пористого середовища, м ; Q – дебіт рідини, $\text{м}^3 / \text{с}$; F – поперечний переріз пористого середовища, за яким відбувається фільтрація, м^2 . У цьому рівнянні проникність ε коефіцієнтом пропорційності між швидкістю фільтрації та градієнтом тиску.

Володіючи розрахунком такого набору параметрів, можна аналізувати ефективність системи розробки певному часовому проміжку.

Найбільш важливими для моніторингу свердловин є завдання щодо оцінювання енергетичного стану пласта, його фільтраційно-ємнісних властивостей, проведенню аналізу динаміки зміни технологічних параметрів роботи свердловин Системи моніторингу свердловин проводять гідродинамічні дослідження безперервно і, як правило, допомагають вирішувати ці завдання шляхом обробки, аналізу та інтерпретації отриманих даних. Оцінка гідродинамічних показників є вкрай важливою і повинна проводитися своєчасно. Завдяки цьому відбувається підвищення інформативності системи розробки родовищ.

Основна мета моніторингу розробки родовища – оцінка ефективності системи розробки, що здійснюється за допомогою розрахунку технологічних

показників. Удосконалення технологічних показників відбувається завдяки внесенню змін до поточної системи розробки, або шляхом її модернізації за рахунок регулювання роботи свердловин. Але здебільшого, технологічні показники розробки залежать від геолого-фізичної характеристики покладу, причому визначальним є тип, розмір та форма покладу, неоднорідність будови продуктивного об'єкта, запаси вуглеводнів у ньому та відносна рухливість флюїду. З такого набору показників проводиться аналіз розробки родовища, підбирають програму досліджень, систему моніторингу свердловин [5].

Моніторинг свердловин – процес, результати якого узагальнюються до поточного моменту для формування будь-якого проектного документа розробки родовища. Тому, присутня потреба в єдиноначальності збираної інформації щодо аналітики родовища, що розробляється. Необхідно це розуміння ефективності вироблення запасів і застосовуваних рішень у тому чи іншому родовищі. Найбільш пріоритетними для моніторингу розробки задачами є виявлення відповідності прийнятих проектних рішень конкретним виробничим та геологічним умовам, визначення їх актуальності, а також оцінка повноти їх виконання. У рамках вирішення цього завдання виконуються:

- оцінка енергетичного стану покладів;
- динаміка зміни обводненості видобувається продукції;
- оцінка характеру і ступеня вироблення запасів нафти;
- оцінка ефективності методів підвищення продуктивності свердловин та збільшення нафтовіддачі пластів [5].

Енергетична характеристика родовища визначається при пробній експлуатації, але з нетривалості цього періоду, уточнення енергетичної характеристики проводиться у процесі розробки родовища під час моніторингу свердловин. У процесі моніторингу свердловин, дослідники обробляють значний обсяг даних щодо вимірів тисків, динаміки їх зміни, інформацію про взаємодію зони відбору з газовою шапкою та облік попутного нафтового газу, що видобувається, зміну газового фактора [5].

Як правило, енергетична характеристика має на увазі визначення режиму

покладу та витрату енергетичного потенціалу, а також стан вибійних та пластових тисків на поточний момент [15].

У зв'язку з цим одним із завдань моніторингу свердловин є підтвердження заданого проектним документом режиму роботи родовища, для цього розглядається динаміка середнього пластового тиску в зоні відбору та стан поточного пластового та вибійного тисків та газового фактора за площею пласта на дату аналізу. Якщо виявляється, що значення середнього пластового тиску в зоні відбору нижче тиску насичення, а вибійний тиск у видобувних свердловинах знизився по відношенню до тиску насичення більш ніж на 25% при значному підвищенні газового фактора, то водонапірний режим на родовищі відсутня і розробка його ведеться на режимі розчиненого газу. Важливо відзначити, що на сучасному рівні розвитку нафтогазової справи таке становище спостерігається виключно рідко [5].

При несвоєчасному введенні системи підтримки пластового тиску (ППД) в експлуатацію, а також для підтвердження існування пружноводонапірного режиму визначається запас пружної енергії або обсяг нафти, що видобувається з покладу за рахунок пружної енергії рідини та пласта

$$\Delta V_3 = \beta^* \cdot \Delta V_0 \cdot \Delta P, \quad (1.7)$$

де ΔV_3 - запас пружної енергії покладу; β^* - коефіцієнт пружності пласта;

$$\beta^* = m \cdot \beta_p + \beta_c, \quad (1.8)$$

m – пористість; β_p - коефіцієнт стисливості рідини (нафти); β_c - коефіцієнт стисливості середовища (породи); V_0 - об'єм пласта; ΔP - зниження тиску, $\Delta P = P_{\text{поч}} - P_{\text{пл}}$ ($P_{\text{поч}}$ - початковий середній пластовий тиск; $P_{\text{пл}} = P_{\text{нас}}$ - тиск насичення нафти газом).

Маючи інформацію про значення накопиченого видобутку нафти і води, можна визначити наявність пружної енергії в покладі і доцільність системи ППД [5].

Отримання найважливішої інформації відбувається за введення у роботу нових свердловин. Проведення досліджень на етапі введення в експлуатацію дає так звані «Початкові умови». на перших стадіях життя родовища в процесі моніторингу проводиться уточнення початкового пластового тиску покладу та її ділянкам та пластам. Середнє початкове (або поточне) пластовий тиск визначають за картами ізобар як середньозважений за площею за допомогою формули

$$P_{пл.ср} = \frac{(P_1+P_2) \cdot F_1 + (P_2+P_3) \cdot F_2 + \dots + (P_n+P_{n+1}) \cdot F_n}{2 \cdot (F_1+F_2+\dots+F_n)}, \quad (1.9)$$

де $P_1; P_2 \dots, P_n$ - величина тиску на ізобарах; $F_1, F_2 \dots, F_n$ - площі між суміжними ізобарами. Енергетичний стан покладу є динамікою та поточними значеннями тисків. У динаміці з початку розробки дається середній пластовий тиск у зоні відбору [5].

Слід зазначити, що ефективність системи моніторингу свердловин, і, якість моніторингу процесу розробки родовища залежатиме від виконання обсягів досліджень свердловин з періодичністю, визначеної проектною документацією. Також це залежатиме від оперативності отримання інформації, правильної інтерпретації даних та своєчасності ухвалення рішень у процесі видобутку.

1.3. Види та процес досліджень, що здійснюються системами моніторингу свердловин

При використанні систем ТМС та веденні постійного моніторингу стає можливим отримати цілісну картину роботи свердловини та оперативно приймати рішення щодо розробки. ТМС забезпечують надрокористувача дуже точною та достовірною інформацією про параметри роботи свердловин.

Враховуючи обсяг фонду свердловин, необхідно виробити алгоритми збору та обробки промислових даних з урахуванням особливостей взаємодії підрозділів підприємства. Більшість компаній Росії структури підрозділів в значною мірі схожі і на основі цього затвердження можна змоделювати процес

взаємодії служб підприємства. на рисунку 7 показана передбачувана схема збору та обробки даних, яка включає систему постійного моніторингу видобутку нафти за допомогою ТМС (рис. 1.7).

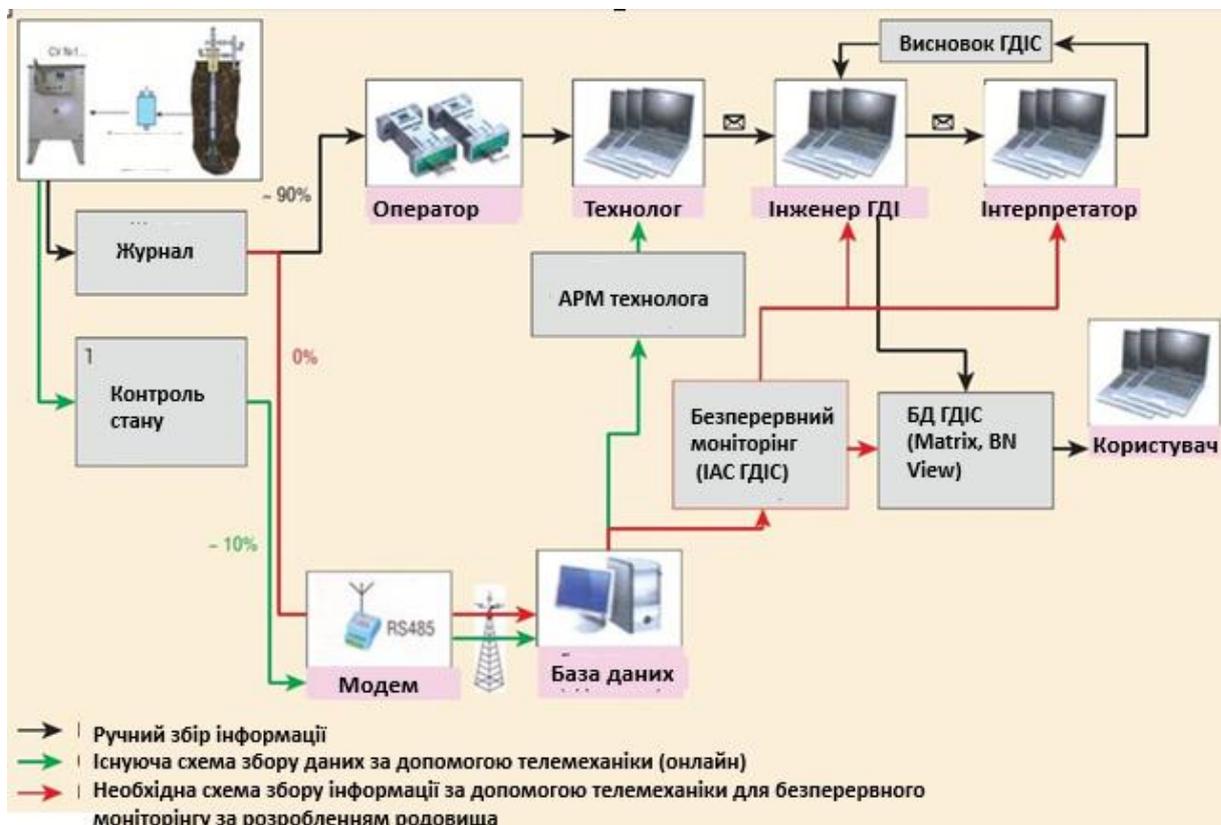


Рисунок 1.7 - Відпрацювання технології безперервного моніторингу розробки родовищ за допомогою телеметричних систем [7]

Інформація, що надходить від станції управління ЕЦН промислу, передається для перегляду на робоче місце диспетчера цеху видобутку нафти і газу, а потім – на сервер системи телемеханіки ЦДНГ подальшого зберігання, звідки засобами віддаленого доступу корпоративними каналами зв'язку передається на автоматизовані робочі місця фахівців обслуговуючої ЕЦН організації. Паралельно необхідно формувати нормативну базу, яка має чітко регламентувати службові обов'язки кожного учасника процесу безперервного моніторингу видобутку [7].

У загальному випадку процес ГДІС (рис. 1.8) за допомогою систем внутрішньосвердловини моніторингу складається з двох великих блоків

(рисунок 8). По-перше, це збір даних, що включає власне отримання первинних даних від ТМС і їх передачу через спеціальні канали зв'язку споживачеві. Другий блок – це інтерпретація даних. Важливою частиною блоку є попередня підготовка даних для інтерпретації. Цей етап необхідний для того, щоб інтерпретаторам не довелося працювати з величезними масивами даних, основна частина яких їм не знадобиться [7].

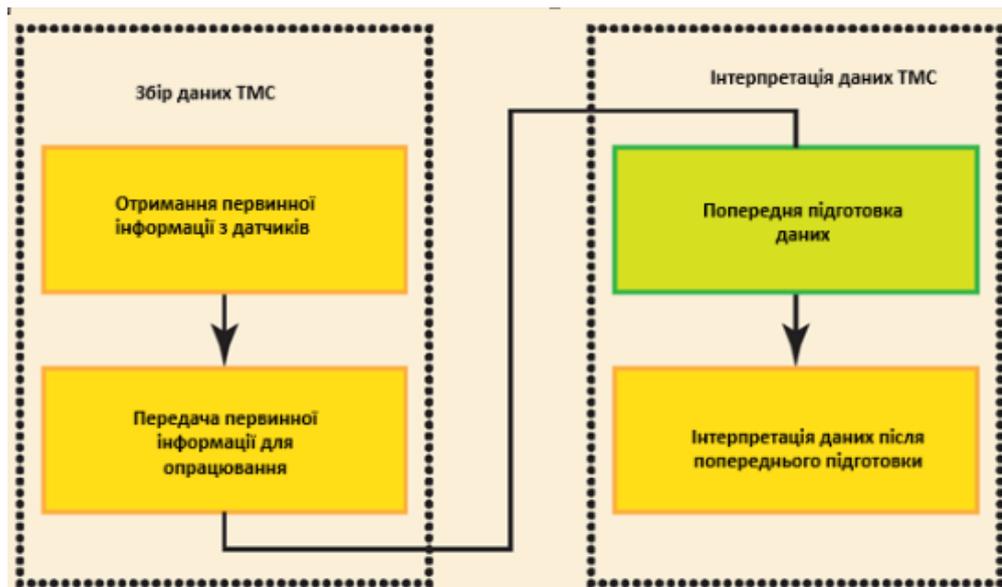


Рисунок 1.8 - Підготовка даних для інтерпретації [7]

Попередня підготовка отриманих від ТМС даних для інтерпретації включає чотири етапи: класифікацію (оцінку придатності даних для інтерпретації), фільтрацію (згладжування і редукцію), виділення інформативних інтервалів (наприклад, КВД/ККД) і відновлення дебіту (на основі непрямих показників).

Під процесом класифікації мається на увазі відділення кондиційних даних від некондиційні. Кондиційні дані - це дані ТМС по вибійного тиску (отримані за допомогою перерахунку з тиску на прийомі насоса), які теоретично допускають інтерпретацію з крапки зору ГДІС. До некондиційних даних відносяться ті інтервали зміни тиску, які інтерпретувати неможливо в принципі: постійні або нульові значення, розриви в часі (рисунок 9), а також ділянки кривих, обробка яких вносить більшу частку суб'єктивізму: зашумленість, низька

дозвіл, вплив технологічних робіт, робота свердловини в періодичному режимі (умовно некондиційні) [7].

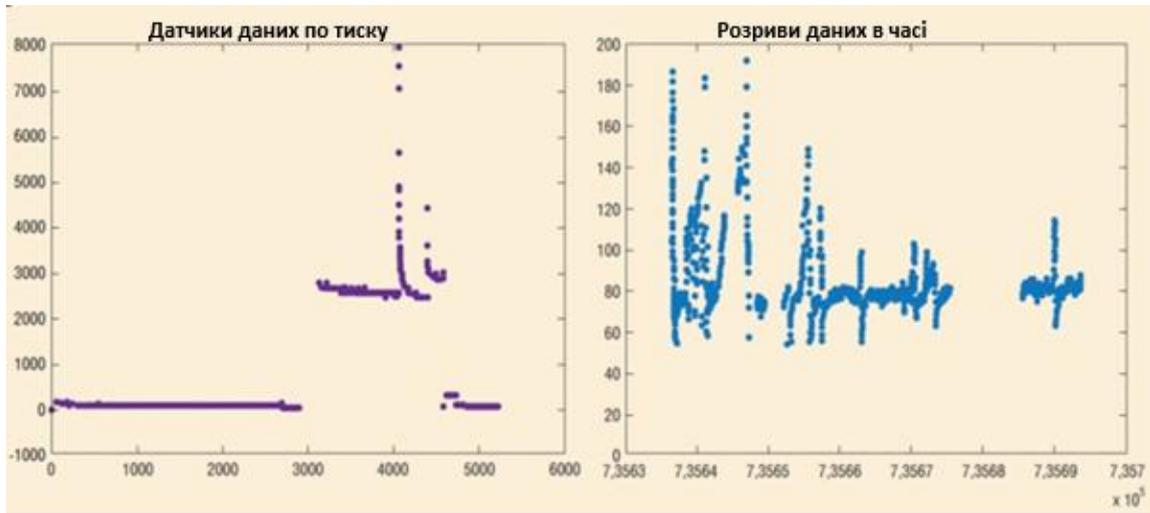


Рисунок 1.9 - Тимчасові ряди некондиційних даних датчиків тиску [7]

На етапі фільтрації даних проводиться їхня математична обробка з метою отримання з великого масиву даних більш компактної, зручної для інтерпретації. вибірки, без втрати вихідній інформації. Процес Фільтрування даних складається з процедур згладжування та редукції (рис. 1.10).

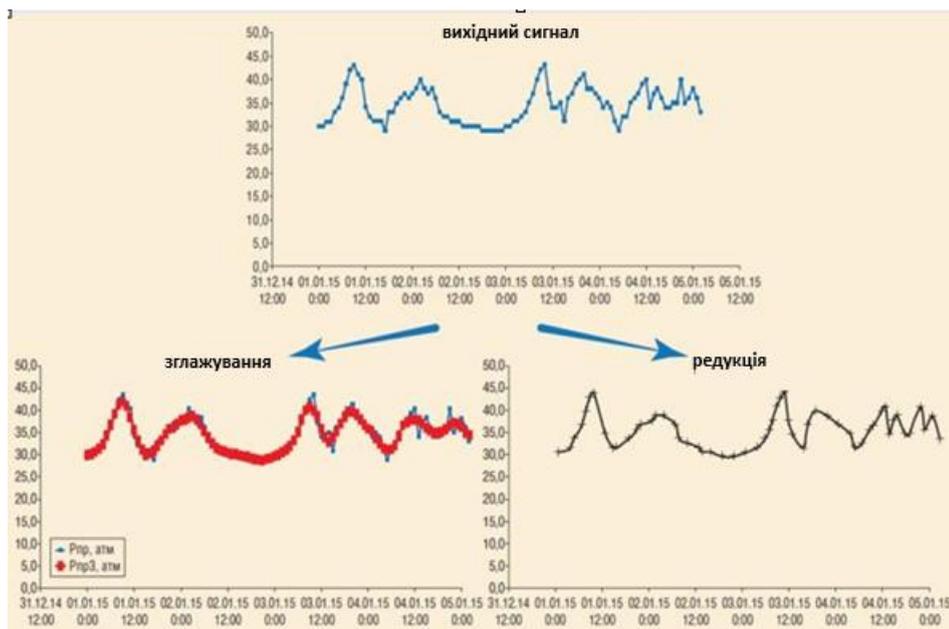


Рисунок 1.10 - Схема процесу фільтрації кондиційних даних: етапи згладжування (усунення шуму) та редукції (зменшення обсягу даних без втрати інформації).

Згладжування кривої тиску на етапі фільтрації – це видалення викидів та стрибків. Редукція є проріджування даних з метою зменшення їх обсягу для подальшої інтерпретації. При цьому редукція повинна проводитися таким чином, щоб вся важлива інформація зберігалася [7].

Для аналізу даних ГДІС у разі дослідження свердловини на невстановленому режимі інтервали постійною роботи ЕЦН не представляють інтереси. Тому при підготовці даних для інтерпретації важливо виділити лише інформативні інтервали, які в даному випадку пов'язані з запуском або зупинкою насоса (ККД/КВД, рис. 1.11) [7].

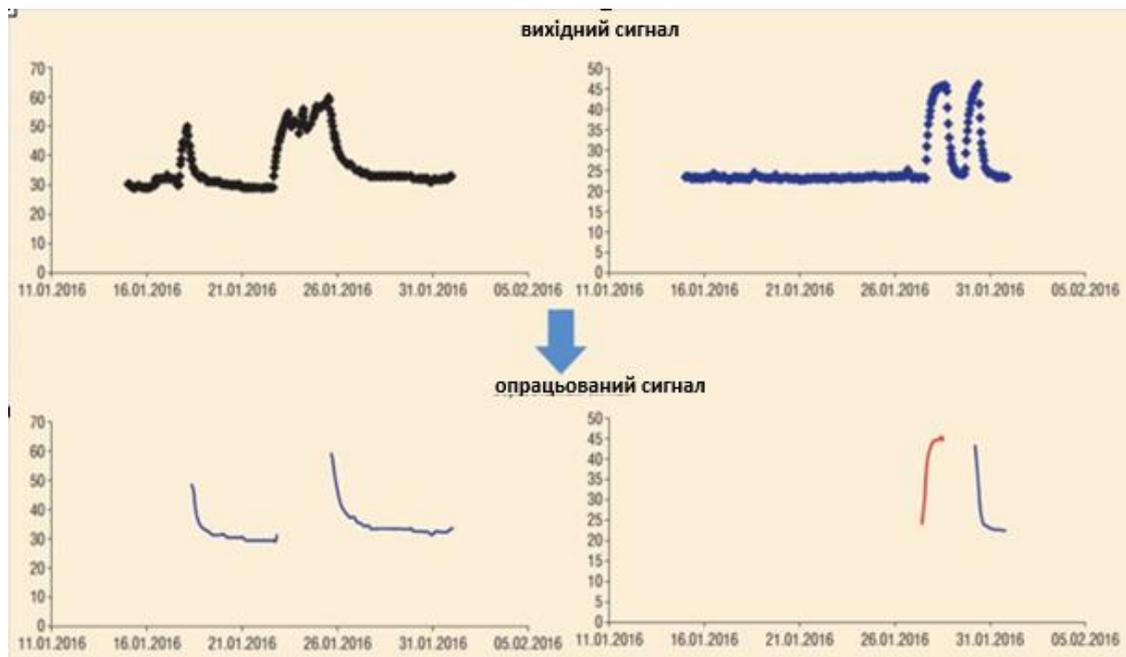


Рисунок 1.11 - Порівняння вихідного та опрацьованого сигналів

У багатьох випадках для інтерпретації ГДІС необхідно знати як динаміку тиску, а й те, як у своїй змінюється дебіт свердловини. Однак виміри останнього в більшості випадків не задовольняють інтерпретатора ні з якості, ні з дискретності. Тоді на допомогу приходить «віртуальний витратомір» – набір методик та алгоритмів, що дозволяють розраховувати дебіт рідини свердловини на основі непрямих параметрів (виміри тиску ТМС, параметри ЕЦН) [7].

Основних завдань у «віртуального витратоміра» два. По-перше, це

визначення дебіту газорідинної суміші свердловин, де відсутня можливість проведення прямого виміру, по-друге, визначення дебіту свердловин, дискретність прямих вимірів у яких (наприклад, раз на тиждень) недостатня для якісної інтерпретації [7].

Дебіт свердловини визначається за умови рівності корисної потужності ПЕД (N_{mot}) і споживаної потужності ЕЦН (N_{pump}):

$$N_{pump} = N_{mot}, \quad N_{pump} = \frac{(P_{out} - P_{in}) \cdot (Q_{liq} + Q_{gas})}{\eta_{pump}}, \quad N_{mot} = M \quad (1.10)$$

де P_{in} та P_{out} – тиску на прийомі та викиді ЕЦН, Q_{liq} та Q_{gas} - Витрата рідини (перерахований з дебіта рідини в поверхневих умовах) і газу через насос, M і ω – момент на валу, що залежить від сили та напруги струму, та кутова швидкість обертання валу ПЕД, η_{pump} – ККД насоса. Якщо є можливість нормування дебіту за вимірними значеннями, то ККД насоса визначається з цією нормування. Якщо такої можливості ні, то використовується витратно-напірна характеристика ЕЦН:

$$\eta_{pump} = K_{degr} \eta(F, Q_{liq} + Q_{gas}), \quad (1.11)$$

$$P_{in} - P_{out} = \rho_{wat} g K_{degr} H(F, Q_{liq} + Q_{gas}) \quad (1.12)$$

η і H - паспортні залежності відповідно ККД і напору насосу від частоти F і дебіта суміші $Q_{liq} + Q_{gas}$, $\rho_{wat} = 1000 \text{ кг/м}^3$, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$, K_{degr} - коефіцієнт деградації напору насоса (за відсутності інформації береться рівним одиниці) [7].

Таким чином, знаючи характеристики глибинно-насосного обладнання, а також показання сили, напруги та частоти робочого струму ЕЦН, ми можемо, вирішивши обернену задачу, обчислити дебіт свердловини та перерахувати отримане для ЕЦН значення для поверхневих умов. Отримавши всі необхідні дані, інтерпретатор готовий проводити подальший аналіз, за допомогою якого надалі вдасться підібрати оптимальний режим роботи свердловини [7].

1.4. Роль трасерних досліджень в моніторингу даних по свердловин

Одне з головних завдань, яке розв'язує будь-яка нафтовидобувна компанія – підвищення ефективності вироблення нафтових пластів і збільшення нафтовіддачі. Важливою складовою виконання цього завдання є отримання точних оціночних характеристик пласта, що розробляється при проведенні моніторингу розробки родовища.

Для уточнення параметрів пласта, що розробляється, необхідно проведення трасерних досліджень, що в комплексі буде моніторингом свердловин і родовища в цілому.

З погляду контролю над процесом заводнення, цей метод є найбільш інформативним. Трасерні дослідження дозволяють дати кількісну оцінку фільтраційно-ємнісним властивостям порід-колекторів.

Індикаторні дослідження - це дослідження фільтраційних потоків продуктивного шару. Суть методу полягає у додаванні індикаторних речовин. (міченої рідини) в витісняючий агент, закачується в пласт через водонагнітальні свердловини, відборі проб із контрольних (добувних) свердловин та лабораторного аналізу з інтерпретацією отриманих даних.

Цілі трасерних досліджень: на стадії організації заводнення і введення нових свердловин - встановлення напряму і динаміки просування фронту заводнення по площі пласта, а на стадії розробки заводнених пластів - встановлення гідродинамічного зв'язку між нагнітальними і видобувними свердловинами, визначення швидкостей руху води, ФЕС та активності зон пласту, що трасуються [6].

Індикаторний метод призначений для вивчення геологічної будови нафтових пластів та фільтраційних потоків рідини в них [6].

З точки зору проведення моніторингу свердловин трасерні дослідження дозволяють визначити:

- гідродинамічну зв'язок між нагнітальною і видобувними свердловинами;

- міжпластові перетікання;
- швидкість фільтрації міченою рідини по пласту;
- розподіл фільтраційних потоків в пласті;
- проникність зон пласта, по яким фільтрується мічена рідина;
- обсяг пласта, через який фільтрується мічена рідина;
- внесок води, що нагнітається, в обводненість продукції конкретної видобувної свердловини;
- непродуктивну закачування нагнітається в пласт води;
- вплив заходів щодо вирівнювання профілю прийомності нагнітальних свердловин на зміну фільтраційних потоків у пласті;
- ефективність різних методів підвищення нафтовіддачі пласта шляхом проведення досліджень до та після дії [6].

Трасерні дослідження мають найбільшу інформативність з усіх відомих гідродинамічних методів вивчення пластів і дозволяють розділяти вплив кожної нагнітальної свердловини на роботу навколишніх свердловин (перехресне трасування) в режимі реального часу без будь-яких додаткових змін в режимах їх роботи. Метод трасерних досліджень дозволяє з достатньою точністю визначити параметри для характеристики ефективності методів підвищення нафтовіддачі пластів (ПНП), способів ізоляції водопритоку, введення в експлуатацію нових свердловин і регулювання технологічних режимів роботи, а також інших існуючих геолого-технологічних заходів [6].

Реалізуються індикаторні дослідження в такий спосіб. Першим етапом підбираються свердловини для закачування трасерів і початковий вибір (контрольних) свердловин, що видобувають (на ділянці дослідження, в зоні можливих каналів фільтрації). Далі роблять фоновий відбір проб рідини. на третьому етапі визначають необхідне кількість трасерних речовин для закачування в кожну конкретну нагнітальну свердловину і здійснюють закачування міченої рідини в пласт. На заключному етапі здійснюють відбір та аналіз проб пластової води на вміст індикатора, а потім інтерпретують отримані дані [6].

Рідина в пластах рухається з невеликою швидкістю по найдрібніших каналах, утворених системами пір або тріщин, контактуючи з величезною площею поверхні породи. Гірська порода має мінералогічний склад та часто містить елементи, що сприяють затримці індикатора. Тиск і температура в глибоких нафтових горизонтах високі. Насичені вони різноманітними флюїдами, причому пластові води зазвичай високомінералізовані.

1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження

1 Аналіз розвитку методів контролю роботи свердловин показує поступовий перехід від простих манометрів і періодичних замірів дебіту до високоточних електронних систем та повністю інтегрованих телеметричних технологій. Сучасні ТМС забезпечують безперервний контроль тиску, температури, вібрацій та інших параметрів у режимі реального часу, що підвищує оперативність прийняття технологічних рішень.

2 Порівняння традиційних та пасивних (телеметричних) ГДІС доводить, що використання ТМС значно знижує витрати та усуває необхідність зупинок свердловин. На відміну від класичних глибинних досліджень, телеметрія дозволяє проводити довготривалі вимірювання без втрати видобутку, формуючи безперервні вибірні часові ряди для аналізу фільтраційних властивостей пласта.

3 Розвиток моніторингу супроводжується розширенням спектра геофізичних і термогідродинамічних методів – від дебітометрії та термометрії до електрометричних та радіометричних досліджень, що дають змогу визначати ВНК, інтервали притоку, заводненість і технічний стан свердловини. Це формує комплексну систему контролю, яка є ключовою для ефективної розробки родовищ на всіх стадіях експлуатації.

4 Системи телеметричного моніторингу забезпечують можливість безперервного отримання ключових параметрів пласта – вибірного тиску, проникності, гідропровідності та скін-фактора – без необхідності зупинки

свердловин. Це дозволяє формувати повноцінні КВД та КСД у режимі онлайн, що істотно скорочує втрати видобутку та підвищує точність оцінки енергетичного стану покладу.

5 Використання телеметрії замість традиційних глибинних досліджень дає змогу отримувати історію дебіту та динаміку тиску з високою дискретністю, що є критично важливим для визначення коефіцієнта продуктивності та оцінки роботи привибійної зони. Метод «віртуального витратоміра», заснований на даних ЕЦН і ТМС, дозволяє відновлювати дебіт у свердловинах, де прямі вимірювання недоступні або недостатньо точні.

6 Трасерні дослідження є одним із найінформативніших методів моніторингу, оскільки дозволяють точно визначити гідродинамічні зв'язки між нагнітальними та видобувними свердловинами, швидкість фільтрації та реальні шляхи руху закачуваних агентів. На відміну від традиційних методів, вони надають кількісну інформацію про ефективність заводнення, активні зони пласта та внесок нагнітальної води в обводненість продукції.

7 Використання трасерів дозволяє не лише виявити канали перетікання та непродуктивне закачування, а й оцінити результативність заходів з вирівнювання профілю приймальності та методів підвищення нафтовіддачі. Завдяки можливості перехресного трасування метод забезпечує високу точність інтерпретації, що робить його незамінним інструментом у комплексному моніторингу розробки родовищ.

Мета роботи – є підвищення ефективності використання систем моніторингу свердловин у процесі розробки нафтових родовищ.

Основні завдання дослідження:

- Проаналізувати сучасні методи та технології моніторингу свердловин;
- Провести аналіз ефективності їх застосування на сучасному етапі розвитку нафтогазової галузі;
- Сформулювати рекомендації по створенню і вдосконаленню системи моніторингу свердловин.

кавернозно-тріщинуватий колектор характеризується високою неоднорідністю фільтраційних властивостей, що безпосередньо впливає на поведінку свердловин під час експлуатації та вимагає постійного контролю ключових параметрів.

Наявність різних типів пустотного простору створює унікальні умови фільтрації флюїдів. Тріщини забезпечують основні шляхи руху вуглеводнів із середньою щільністю тріщинуватості два-три тріщини на метр, тоді як каверни та зони вилуговування відіграють роль ємнісних резервуарів. Така структура колектора призводить до значної варіативності продуктивних характеристик свердловин навіть у межах одного кущового майданчика. Аналіз свердловин кущового майданчика №Х демонструє різницю в проникності від трьохсот чотирьох до чотирьох тисяч чотирьохсот дев'яноста міліДарсі, що в п'ятнадцять разів перевищує мінімальне значення.

Така неоднорідність безпосередньо відображається на продуктивності свердловин. Дебіти рідини коливаються від двохсот чотирнадцяти до п'ятисот сорока чотирьох кубічних метрів на добу, при цьому обводненість змінюється в діапазоні від чотирьох до сорока шести відсотків. Особливо показовою є різниця в середній продуктивності по рідині, яка варіює від трьох цілих двох десятих до дев'ятисот сімдесяти одного кубічного метра на добу на одиницю депресії. Подібна мінливість параметрів робить неможливим застосування уніфікованих режимів експлуатації та вимагає індивідуального підходу до кожної свердловини на основі даних телеметричних систем.

Експлуатація свердловин електровідцентровими насосами в умовах карбонатного колектора супроводжується підвищеними ризиками виходу обладнання з ладу. Низька ефективна пористість, що становить в середньому півтора відсотки для нафтонасиченої частини пласта, при масивному типі покладу створює умови для швидкого реагування пластового тиску на зміну режимів відбору. Телеметричні системи, встановлені на всіх ста вісьми механізованих свердловинах, забезпечують безперервний контроль вибійного тиску та температури, що є критичним для своєчасного виявлення відхилень від оптимальних режимів роботи.

Значення скін-фактора, який на досліджуваному майданчику коливається від нуля цілих чотирьох десятих до сорока трьох одиниць, свідчить про різний ступінь забруднення привибійної зони свердловин. Високі значення скін-фактора вказують на необхідність проведення заходів з інтенсифікації припливу, а моніторинг динаміки цього параметра через аналіз вибійного тиску дозволяє прогнозувати зниження продуктивності та планувати геолого-технічні заходи.

Фонтанний спосіб експлуатації тридцяти семи свердловин родовища відбувається за рахунок природної енергії пласта, що зумовлено наявністю газової шапки та високими значеннями початкового пластового тиску двадцять одна ціла дев'ять десятих мегапаскаля. Проте лише тридцять п'ять відсотків фонтанного фонду оснащені телеметричними системами, що створює певні обмеження в оперативному контролі стану цих свердловин. Відсутність постійного моніторингу вибійних параметрів ускладнює виявлення початкових стадій обводнення або прориву газу з газової шапки, що особливо критично з огляду на наявність підстилаючої води та значну вертикальну анізотропію проникності.

Газовий фактор у свердловинах кущового майданчика змінюється від ста двадцяти двох до тисячі трьохсот сорока п'яти кубічних метрів на кубічний метр нафти, що вказує на різну ступінь впливу газової шапки на експлуатацію свердловин. Різкі коливання цього параметра можуть свідчити про прорив газу з газової шапки через систему тріщин, що вимагає негайної корекції режиму експлуатації. За відсутності телеметричних систем виявлення таких явищ відбувається з запізненням, що призводить до втрати контролю над розробкою покладу та зниження кінцевого коефіцієнта вилучення нафти.

Система п'єзометричних та наглядових свердловин, загальна кількість яких становить двадцять дві одиниці, виконує функцію контролю за динамікою пластового тиску та просуванням контактів флюїдів у процесі розробки родовища. Особливістю досліджуваного родовища є застосування системи підтримки пластового тиску із зворотним закачуванням газу в газову шапку та води нижче водонафтового контакту в рифейські відкладення. Така схема

розробки вимагає постійного контролю за ефективністю системи заводнення та газлифтного впливу.

Оснащення наглядових свердловин телеметричними системами дозволяє отримувати інформацію про поточний стан пластового тиску в різних частинах покладу без необхідності проведення трудомістких досліджень методом глибинних маномірів. Враховуючи середню глибину залягання продуктивного пласта дві тисячі метрів та масивний тип покладу з площею нафтоносності шістсот п'ятдесят сім тисяч триста квадратних метрів, просторовий розподіл п'езометричних свердловин має забезпечувати репрезентативність даних для всього родовища.

Прямокутна сітка розміщення горизонтальних свердловин тисяча шістсот на тисяча чотириста метрів із довжиною горизонтального ствола тисяча метрів створює умови для комплексного дренавання покладу. Проте ефективність такої системи залежить від можливості оперативного реагування на зміни параметрів роботи свердловин. Телеметричні системи забезпечують передачу даних у режимі реального часу, що дозволяє здійснювати дистанційний контроль та управління процесом видобутку.

Застосування дев'ятиточкової майданної системи заводнення з тринадцятьма нагнітальними свердловинами вимагає балансування обсягів відбору та закачування флюїдів. Моніторинг вибійних тисків у видобувних свердловинах у поєднанні з контролем тисків нагнітання дозволяє оцінювати ефективність витіснення нафти та своєчасно коригувати режими роботи системи підтримки пластового тиску. Враховуючи проектний коефіцієнт вилучення нафти нуль цілих триста дев'яносто три тисячних, досягнення планових показників безпосередньо залежить від якості систем моніторингу та швидкості прийняття управлінських рішень (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 - Структура оснащення свердловин телеметричними системами моніторингу на досліджуваному родовищі

Тип свердловин	Кількість свердловин	Оснащені ТМС	% оснащення
Механізовані (ЕЦН)	108	108	100%
Фонтанні	37	13	35%
Гідрометричні та наглядові	22	22	100%
Разом видобувних	145	121	83%
Нагнітальні (ППД)	13	-	-
Водозабірні	1	-	-
Всього свердловин	181	143	79%

Аналіз поточного стану системи моніторингу свідчить про необхідність розширення телеметричного контролю на весь фонтанний фонд свердловин. Різниця в забезпеченості телеметричними системами між механізованим та фонтанним фондом створює нерівномірність в якості даних про стан родовища. Повне оснащення фонтанних свердловин телеметриєю дозволить підвищити ефективність управління розробкою та своєчасно реагувати на зміни гідродинамічної обстановки в пласті, що особливо важливо в умовах складної геологічної будови карбонатного колектора з його високою просторовою неоднорідністю.

2.3. Проведення та інтерпретація результатів досліджень свердловин

Під час моніторингу досліджуються як нові свердловини, так і ті, що вже тривалий термін перебувають у експлуатації.

Типова програма проведення гідродинамічних досліджень нових експлуатаційних свердловин включає очищення на штуцері 18 мм, дослідження на режимах 8, 10, 12 і 18 мм по трубному простору НКТ, реєстрацію КВД, дослідження на режимі 18 мм по трубному простору НКТ.

Проведення комплексу ГДІС необхідно для отримання наступних результатів:

- Оцінка вибійного тиску;

- Оцінка енергетичного стану поклади;
- Оцінка коефіцієнта продуктивності і фільтраційних параметрів пласта;

Оцінка потенціалу роботи свердловин: аналіз динаміки зміни ГФ та відсотка обводненості при зміні режимів;

- Оцінка ефективності ГТМ.

За проведеними дослідженнями готується звітна документація з результатами аналізу та інтерпретацією отриманих даних. Такий набір результатів досягається завдяки виконанню програми та обсягів з досліджень, які плануються на рік вперед кожного місяця.

Для отримання достовірної картини дослідження методом встановилися відборів (індикаторна діаграма) проводяться на оптимальній кількості режимів та з достатньою тривалістю. Реєстрація КВД та замір пластового тиску виконуються з певною періодичністю, завдяки якій вдається відстежувати динаміку зміни енергетичного стану поклади. Ця інформація необхідна для рекомендацій щодо підбору оптимального режиму роботи свердловин. Існує ряд чинників, через які знижується достовірність інформації, одержуваної у процесі ДДІС, наприклад: нестабільна робота свердловини; вплив газу; інтерференція; невизначеність в перерахуєте тиску на глибину пласта; недостовірний завмер дебіту.

Крім ГДІС, у межах моніторингу проводяться промислові геофізичні дослідження свердловин як нових, і діючих.

Концептуальні завдання геофізичних дослідження нових свердловин:

- Уточнення загальної пористості
- Поділ ефективного пустотного простору на складники
- Петрофізичне обґрунтування інтерпретації спеціальних методів ГІС
- Обґрунтування частки і фільтраційних властивостей для різних типів пустотного простору
- Вивчення геомеханічних властивостей.

Особливу актуальність набуває проведення ПДМ до і після різних ГТМ. На родовищах з карбонатним колектором найчастіше це проведення соляно-

приймають участь як тріщини, і каверни. Дослідження проводилися за допомогою апаратурного комплексу СОВА-С9-42ТУ-80, спектрального шумоміру SNM, а також автономного комплексу САФ Кама 7 з використанням ГНКТ з кабелем як засіб доставки комплексу в інтервал дослідження.

Таблиця 2.8 – Рекомендовані геолого-технічні заходи, розроблені на основі промислових геофізичних досліджень

Свердловина	Режим			Причина простою	Рекомендовані заходи (за результатам ПДМ)
	Qр, м3/добу	Qн, т/добу	Обв, %		
5	295	194	20	Припинення фонтанування	РІР водоприток, селективна СКО
1	23	8,3	56	Припинення фонтанування	РІР водо / газоприток
2	80	39,4	40	Зупинка - високий ГФ	РІР газоприток
20	66	19,7	64	Зупинка - висока обводненість	РІР водоприток,
11	165	76	44	Припинення фонтанування	СКО на ГНКТ
18	61	25,9	48,2	Припинення фонтанування	РІР водоприток, селективна СКО, переведення в механізований видобуток
14	138	55,8	50,6	Припинення фонтанування	СКО, переведення в механізовану видобуток
17	38	30,8	0,9	Припинення фонтанування	РІР водоприток, СКО
21	16	10,5	21,7	Зупинка - високий ГФ	РІР газоприток
19	30	24,5	0,6	Припинення фонтанування	РІР газоприток, СКО, Обмеження депресії
15	170	97,7	30	Припинення фонтанування	Азотування, підбір оптимального режиму
8	59	27,7	43	Припинення фонтанування	Підбір оптимального режиму

За даними ПДМ видаються рекомендації щодо подальших заходів на свердловинах з обліком отриманої інформації і її інтерпретації. за Даним дослідженням профілю притоку на свердловинах визначаються інтервали, де необхідно провести ремонтно-ізоляційні роботи водопритоку або газопритоку, або перевести свердловину в механізований видобуток, зважаючи на зниження продуктивності.

2.4. Моніторинг фільтраційно-ємнісних властивостей пласта за допомогою трасерних досліджень

Складність геологічної будови карбонатного колектора досліджуваного родовища з його кавернозно-тріщинуватою структурою та високою просторовою неоднорідністю вимагає застосування спеціалізованих методів контролю за рухом флюїдів у пласті. Традиційні гідродинамічні дослідження свердловин, дозволяють оцінити локальні фільтраційні характеристики привибійної зони, проте не дають повної картини взаємодії між видобувними та нагнітальними свердловинами в умовах активної системи підтримки пластового тиску. Трасерні дослідження як метод моніторингу фільтраційно-ємнісних властивостей пласта забезпечують можливість прямого спостереження за траєкторіями руху закачуваних агентів та оцінки ефективності системи заводнення.

Застосування дев'ятиточкової майданної системи заводнення на досліджуваному родовищі з тринадцятьма нагнітальними свердловинами, створює складну картину розподілу потоків флюїдів у масивному покладі пласта Х. Прямокутна сітка розміщення горизонтальних свердловин тисяча шістсот на тисяча чотириста метрів із довжиною горизонтального ствола тисяча метрів теоретично забезпечує рівномірне дренавання покладу площею шістсот п'ятдесят сім тисяч триста квадратних метрів. Однак реальна картина фільтрації визначається не тільки геометрією розміщення свердловин, але й характером розподілу проникності в пласті.

Аналіз продуктивних характеристик свердловин кущового майданчика, демонструє вкрай неоднорідний розподіл фільтраційних параметрів. Різниця в проникності від трьохсот чотирьох до чотирьох тисяч чотирьохсот дев'яноста міліДарсі вказує на існування високопроникних каналів, по яких може відбуватися прорив закачуваної води або газу до видобувних свердловин. Обводненість свердловин, що змінюється від чотирьох до сорока шести відсотків при близькому розташуванні на одному кущовому майданчику, свідчить про вибіркоче обводнення окремих свердловин внаслідок неоднорідності

фільтраційних потоків. Традиційні методи гідродинамічних досліджень не дозволяють однозначно встановити джерело обводнення та шляхи надходження води до конкретної видобувної свердловини.

Трасерні дослідження базуються на закачуванні в нагнітальні свердловини речовин-міток, які рухаються разом із закачуваним агентом і можуть бути ідентифіковані у продукції видобувних свердловин. Специфіка карбонатного кавернозно-тріщинуватого колектора полягає в наявності різних типів пустотного простору з контрастними фільтраційними властивостями. Тріщини із середньою щільністю два-три тріщини на метр забезпечують основні шляхи фільтрації, тоді як каверни та зони вилуговування виступають ємнісними об'ємами, що сповільнюють просування фронту витіснення.

Для коректної інтерпретації трасерних досліджень необхідно враховувати двоякий характер пустотного простору. Рух трасера високопроникними тріщинними каналами відбувається значно швидше порівняно з фільтрацією через каверново-поровий простір. Час проходження трасера від нагнітальної до видобувної свердловини може варіювати від декількох діб при наявності прямого тріщинного зв'язку до декількох місяців при фільтрації через низькопроникні ділянки. Результати промислових геофізичних досліджень підтверджують локальний характер надходження флюїдів до стовбура свердловини, що вказує на дискретний характер фільтраційних потоків.

Закачування газу в газову шапку та води нижче водонафтового контакту в рифейські відкладення створює складну гідродинамічну обстановку з вертикальними та горизонтальними потоками флюїдів. Середня нафтонасичена товщина сорок шість цілих вісім десятих метра при масивному типі покладу та наявності контакту з газовою шапкою на абсолютній позначці дві тисячі двадцять три метри і водонафтовим контактом на позначці дві тисячі сімдесят два метри вимагає контролю за збереженням цілісності контактів у процесі розробки. Трасерні дослідження дозволяють виявити можливі перетоки між різними частинами покладу через систему тріщин, що особливо важливо з огляду на значну вертикальну анізотропію проникності.

Газовий фактор у свердловинах, який змінюється від ста двадцяти двох до тисячі трьохсот сорока п'яти кубічних метрів на кубічний метр нафти за даними таблиці 2.4, може вказувати як на природний вплив розчиненого газу, так і на прорив вільного газу з газової шапки. Застосування газових трасерів при закачуванні газу в газову шапку дозволяє однозначно встановити факт прориву та ідентифікувати конкретні нагнітальні свердловини, які сприяють надходженню газу до видобувних свердловин. Ця інформація є критичною для коригування режимів закачування та досягнення проектного коефіцієнта вилучення нафти нуль цілих триста дев'яносто три тисячних.

Моніторинг фільтраційно-ємнісних властивостей за допомогою трасерів забезпечує кількісну оцінку охоплення покладу впливом. Низька ефективна пористість півтора відсотки для нафтонасиченої частини пласта означає, що основна маса вуглеводнів зосереджена в обмеженому обсязі пустотного простору. Неefективне розміщення нагнітальних свердловин або нерівномірність закачування може призвести до утворення застійних зон, не охоплених впливом системи підтримки пластового тиску. Трасерні дослідження дозволяють картувати зони високої та низької гідродинамічної зв'язності між нагнітальними та видобувними свердловинами.

Концентрація трасера в продукції видобувних свердловин та час його появи після закачування дозволяють розрахувати швидкість фільтрації та оцінити обсяг порового простору, через який відбувається рух флюїду. Порівняння фактичних часів прориву трасера з розрахунковими на основі середніх значень проникності сорок дев'ять мікрометрів квадратних на десять у мінус третьому ступені дозволяє виявити високопроникні канали, по яких відбувається передчасний прорив води. Свердловини з раннім проривом трасера є кандидатами для проведення ремонтно-ізоляційних робіт, аналогічних тим, що рекомендовані за результатами промислових геофізичних досліджень у таблиці 2.8.

Трасерні дослідження доповнюють дані телеметричних систем та гідродинамічних досліджень свердловин, формуючи цілісну картину стану

розробки родовища. Телеметричні системи, встановлені на ста сорока трьох свердловинах згідно з таблицею 2.5, забезпечують безперервний моніторинг вибійних параметрів, що дозволяє відстежувати реакцію свердловин на зміну режимів закачування. Гідродинамічні дослідження свердловин дають інформацію про локальні фільтраційні властивості привибійної зони та енергетичний стан покладу. Трасерні дослідження замикають цей комплекс, надаючи інформацію про гідродинамічні зв'язки між свердловинами на масштабі родовища.

Високі значення скін-фактора від двадцяти двох цілих вісьми десятих до сорока трьох одиниць у окремих свердловинах, виявлені при гідродинамічних дослідженнях, вказують на погіршення проникності привибійної зони. Трасерні дослідження дозволяють оцінити, чи впливає це погіршення на загальну картину фільтрації на масштабі покладу, чи носить суто локальний характер. Якщо трасер проривається до свердловини з високим скін-фактором із нормальною швидкістю, це свідчить про те, що погіршення проникності обмежене безпосередньою привибійною зоною і може бути усунене соляно-кислотою обробкою на гнучких насосно-компресорних трубах, як це практикується на родовищі (табл. 2.9).

Таблиця 2.9 - Типова програма трасерних досліджень для оцінки ефективності системи заводнення

Етап дослідження	Мета	Очікувані результати	Тривалість
Підготовчий	Вибір типу трасера та нагнітальних свердловин для закачування	Програма досліджень з розрахунком необхідних обсягів трасера	1-2 місяці
Закачування	Введення трасера в нагнітальні свердловини	Фіксація обсягів та часу закачування	1-3 доби
Моніторинг	Відбір проб продукції видобувних свердловин та аналіз концентрації трасера	Встановлення гідродинамічних зв'язків між свердловинами	6-18 місяців
Інтерпретація	Побудова карт гідродинамічної зв'язності та оцінка охоплення покладу впливом	Рекомендації щодо коригування системи заводнення	1-2 місяці

2.5 Висновки до розділу 2

1 Досліджуване родовище X характеризується складною тріщинно-каверною будовою, де основна фільтрація відбувається в тріщинах (2–3 тр/м) та зонах вилуговування. Ефективна пористість низька (1,5–1,9 %), а проникність змінюється в широких межах – від 49 до 4490 мД, що ускладнює прогнозування продуктивності. Це підтверджує необхідність постійного моніторингу для точного контролю стану пласта.

2 Продуктивність свердловин суттєво відрізняється: дебіт нафти становить 116–481 м³/добу, обводненість 4–46 %, газовий фактор 114–1345 м³/м³. Такі коливання параметрів підтверджують неоднорідність колектора та важливість телеметричного контролю. Оснащення свердловин ТМС дозволяє оперативно оцінювати їх стан і підтримувати стабільний режим експлуатації.

3 Складна тріщинно-кавернова будова карбонатного колектора та значна неоднорідність фільтраційних властивостей (проникність від 304 до 4490 мД, різниця у 15 разів) зумовлюють високу варіативність продуктивності свердловин і потребують постійного телеметричного моніторингу.

4 Моніторинг вибійного тиску та температури дозволяє своєчасно реагувати на зміни енергетичного стану пласта, зокрема контролювати вплив системи ППТ та закачування газу в газову шапку. Це критично важливо при низькій ефективній пористості пласта (1,5–1,9 %) та значній анізотропії проникності.

5 Розширення телеметричного контролю на весь фонд фонтанних свердловин є необхідною умовою стабільної експлуатації, оскільки саме в цьому сегменті виникають найвищі ризики неконтрольованих змін дебіту, обводненості та прориву газу, що негативно впливає на кінцевий коефіцієнт вилучення нафти

6 Трасерні дослідження є ключовим інструментом для оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей пласта X, оскільки дозволяють встановити реальні шляхи руху води та газу в умовах різко неоднорідного кавернозно-

тріщинуватого колектора. Різниця в проникності свердловин від 304 до 4490 мД та значні коливання обводненості (4–46 %) підтверджують наявність високопроникних каналів, які традиційні методи ГДІС не дозволяють коректно ідентифікувати. Трасери забезпечують можливість визначити джерела раннього прориву води чи газу та оцінити ефективність роботи дев'ятиточкової системи заводнення.

7 Аналіз часу появи трасера та його концентрації у продукції видобувних свердловин дає змогу кількісно оцінити гідродинамічні зв'язки між нагнітальними та видобувними свердловинами та виявити зони недостатнього охоплення заводненням. Отримані дані дозволяють своєчасно визначати кандидати для ремонтно-ізоляційних робіт, коригувати режими закачування і запобігати прориву води або газу, що є критично важливим для досягнення проектного КВН 0,393.

РОЗДІЛ 3 ОПТИМАЛЬНЕ РІШЕННЯ З ВИБОРУ СИСТЕМИ І ТЕХНОЛОГІЙ МОНІТОРИНГУ СВЕРДЛОВИН

У поточних умовах освоєння надр, у зв'язку з переходом великої кількості родовищ на будівництво горизонтальних свердловин і, відповідно, великими капіталовкладеннями, особливу увагу приділяють контролю експлуатації та підвищення ефективності розробки запасів. Для цього застосовуються актуальні рішення та найсучасніші технології. До таких технологій відносяться системи моніторингу свердловин, що включають комплексні внутрішньосвердловинні системи моніторингу і різні методи дослідження свердловин, обробки їх результатів і наступну інтерпретацію даних.

Мета ведення свердловинного моніторингу полягає в тому, щоб контролювати роботу свердловин, оцінювати параметри покладу в процесі розробки, оптимізувати видобуток і забезпечити досягнення проектного КІН. На даний час отримання своєчасної коректної інформації про пластовий та вибійний тиск стало найважливішим завданням при розробці нафтових родовищ. Комплексне застосування діагностичних засобів сприяє контролю та спостереженню за процесом експлуатації свердловин, а також формуванню електронної бази даних та методів обробки промислової інформації для своєчасного прийняття оперативних рішень у процесі видобутку.

3.1. Концепція системи телеметричного моніторингу свердловин

Аналіз геолого-технологічних умов досліджуваного родовища, представлений у розділі 2, продемонстрував критичну необхідність комплексного моніторингу параметрів експлуатації. Складність карбонатного кавернозно-тріщинуватого колектора з проникністю від трьохсот чотирьох до чотирьох тисяч чотирьохсот дев'яноста міліДарсі та обводненістю від чотирьох до сорока шести відсотків вимагає створення багаторівневої системи контролю, здатної забезпечити оперативне реагування на зміни стану свердловин.

Особливістю карбонатних колекторів з тріщинно-каверновою структурою є швидка реакція пластового тиску на зміну режимів експлуатації. Низька ефективна пористість півтора відсотки для нафтонасиченої частини пласта означає обмежений обсяг пустотного простору, що може амортизувати коливання тиску. Візуалізація даних у режимі реального часу дозволяє оператору відстежувати динаміку вибійного тиску та своєчасно коригувати режими відбору для уникнення прориву води з підшовної частини або газу з газової шапки.

3.2. Формування та використання бази даних моніторингу

Коли інформація подається в наочному вигляді, вона починає природним чином накопичуватися з часом, для цього її потрібно зберігати. Для зберігання і передачі промислової інформації необхідно організувати формування електронної бази даних з достатньою пам'яттю сховища та можливістю оперативної передачі відповідним споживачам. Також слід визначити періодичність проведення вимірів та регулювати її з урахуванням поточної обстановки експлуатації свердловин. Окрім іншого, важливо забезпечити зберігання даних на великому часовому проміжку з метою накопичення історії роботи свердловин та родовища загалом.

Для родовищ з масивним типом покладу площею шістсот п'ятдесят сім тисяч триста квадратних метрів, де застосовується дев'ятиточкова система заводнення з тринадцятьма нагнітальними свердловинами, критично важливим є збереження повної історії роботи кожної свердловини. Аналіз довгострокових трендів дозволяє виявляти закономірності впливу системи підтримки пластового тиску на окремі видобувні свердловини та оцінювати ефективність заводнення. Накопичені дані про динаміку обводненості, газового фактора та дебітів дають можливість прогнозувати зміни продуктивності та планувати геолого-технічні заходи.

Коли утворюється великий масив промислових даних – доцільно його досліджувати і аналізувати, тим самим витягуючи корисну інформацію. У

процесі розробки покладу логічним є використання такої інформації для аналізу фільтраційно-ємнісних властивостей, тобто для проведення гідродинамічних досліджень свердловин. Алгоритми обробки ГДІС з використанням безперервних вимірів вибірного тиску датчиками ТМС дозволяють виділяти криві відновлення тиску, криві падіння тиску та криві стаціонарного дебіту.

Таким чином, ГДІС з ТМС є пасивними дослідженнями свердловин, заснованими на обробці даних, що реєструються датчиками занурювальної телеметрії. Ці дослідження є, по суті, безкоштовними, тому що не вимагають зупинки свердловин і якихось додаткових дій, і, тим самим, забезпечують безперервний моніторинг та вибірково інтерпретацію даних, що отримуються від свердловин у постійному режимі. Так як немає необхідності в зупинках свердловин, то вдається уникнути втрат видобутку нафти.

До основних завдань досліджень такого роду належать оцінка енергетичного стану продуктивного пласта, продуктивності свердловин та фільтраційно-ємнісних властивостей пласта, тим самим забезпечуючи контроль розробки родовища. Оцінка гідродинамічних показників конче важлива і повинна проводитися своєчасно. Процес ГДІС з допомогою систем свердловинного моніторингу складається з двох етапів. Перший полягає у зборі, підготовці і передачі даних. Другий етап - інтерпретація даних традиційними методами ГДІС.

3.3. Алгоритм проведення гідродинамічних досліджень за допомогою телеметричних систем

Алгоритм проведення ГДІС (рис. 3.1) з допомогою систем свердловинного моніторингу складається з наступних пунктів:

1. Отримання первинної інформації з датчиків ТМС
2. Передача первинної інформації для обробки
3. Попередня підготовка даних

4. Інтерпретація даних після попередньої підготовки традиційними методами ГДІС

Важливою частиною є попередня підготовка даних до інтерпретації. Цей процес необхідний для того, щоб інтерпретаторам не довелося працювати з величезною кількістю даних та відсікти деяку частину, яка їм не стане в нагоді. Попередня підготовка включає в себе: оцінку придатності даних для інтерпретації, фільтрації, виділення інформативних інтервалів (наприклад, КВД або ККД) і відновлення дебіту з урахуванням непрямих показників.

Досвід моніторингу родовища Х показав практичну цінність гідродинамічних досліджень на основі телеметричних даних (табл. 3.2). Високі значення скін-фактора від двадцяти двох цілих вісьми десятих до сорока трьох одиниць у окремих свердловинах кущового майданчика свідчать про активне забруднення привибійної зони. Безперервний моніторинг вибійного тиску дозволяє відстежувати динаміку зміни скін-фактора без проведення традиційних досліджень методом глибинних маномірів, що вимагають зупинки свердловини та втрат видобутку. Своєчасне виявлення зростання скін-фактора дає можливість планувати соляно-кислотні обробки на гнучких насосно-компресорних трубах до критичного падіння продуктивності (рис. 3.3).

Таблиця 3.2 - Порівняльна ефективність методів гідродинамічних досліджень

Параметр	Традиційні ГДІС (глибинні маноміри)	ГДІС за даними ТМС
Тривалість дослідження	3-7 діб	Безперервно
Необхідність зупинки свердловини	Так	Ні
Втрати видобутку	15-50 т нафти/дослідження	Відсутні
Періодичність проведення	1-2 рази/рік	Щоденно
Вартість одного дослідження	Висока (обладнання + втрати)	Мінімальна
Точність виміру Рвіб	Висока ($\pm 0,1$ МПа)	Висока ($\pm 0,05$ МПа)
Можливість виявлення змін	Дискретна	В режимі реального часу



Рисунок 3.1 – Алгоритм проведення ГДС

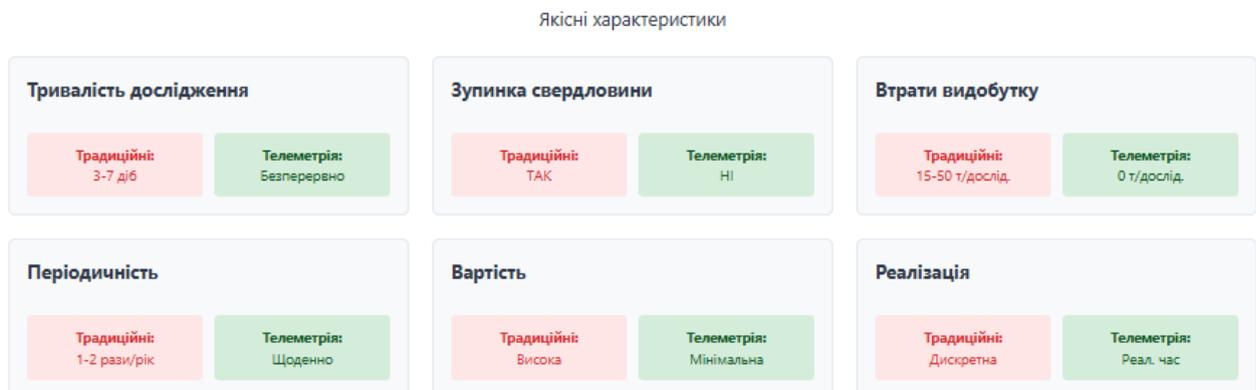


Рисунок 3.3 - Порівняння методів ГДС

3.4. Програмне забезпечення системи моніторингу

Для якісного подання та систематизації одержуваної інформації необхідно використання програмного забезпечення, з допомогою якого формуватиметься єдина база даних з експлуатації з усіма параметрами технологічного режиму роботи свердловин, параметрів ЕЦН та відображенням актуального стану свердловини та заходів, що проводяться на ній. Для актуалізації стану свердловини і її параметрів, частота оновлення даних, що надходять з телеметрії має бути не рідше ніж один раз на п'ять хвилин.

Більш затребуваним буде такий програмний продукт, який дозволить би не тільки накопичувати історію і спостерігати за зміною параметрів, але і мав би інструменти для аналізу та виявлення відхилень у роботі свердловин. Обов'язково має бути присутня функція побудови тренду як по окремо взятому параметру, так і по декільком параметрам, що відображаються на одному графіку. Тимчасові інтервали побудови трендів можуть бути поточною добою, минулим тижнем, місяцем, кварталом або роком, в залежності від того, який потрібно провести аналіз. Це дозволить відстежувати динаміку зміни параметрів, закономірність їхнього впливу один на одного.

Крім того, доцільно створити: вкладку з паспортною інформацією по кожній свердловині, де відобразатимуться конструкція свердловини із зазначенням усіх діаметрів і глибин спуску обсадних колон; вкладку з історією проведення геолого-технічних заходів починаючи від освоєння свердловини, закінчуючи всілякими підземними ремонтами щодо зміни занурювального обладнання, проведення ремонтно-ізоляційних робіт або нормалізації вибою; вкладку з актуальним занурювальним обладнанням, де буде вказано тип насоса, його склад, продуктивність, напір, глибину спуску або якщо свердловина експлуатується фонтанним способом, то дані по ліфтовій колоні та телеметричній системі.

Окрему нішу у складі програмного забезпечення повинна займати база даних із досліджень свердловин, де зазначатиметься дата і тип проведення

дослідження, результати їх обробки. Її необхідно пов'язати з основною базою даних по свердловинах і організувати завантаження даних із досліджень до актуального стану свердловини. За наявності даних по роботі свердловини за місяць, проведеним технологічним заходам та дослідженням можна буде формувати технологічний режим роботи свердловини на наступний місяць з обліком всіх особливостей експлуатації за попередній. Ця функція полегшить та автоматизує роботу технологічної та геологічної служби промислу.

Для родовища Х з його різноманітністю продуктивних характеристик програмне забезпечення повинно забезпечувати можливість групування свердловин за критеріями подібності. Свердловини з проникністю понад тисячу міліДарсі та низькою обводненістю до п'ятнадцяти відсотків потребують одного підходу до управління, тоді як свердловини з проникністю менше п'ятисот міліДарсі та обводненістю понад сорок відсотків вимагають іншої стратегії експлуатації. Автоматична класифікація свердловин за продуктивними характеристиками та формування індивідуальних технологічних режимів для кожної групи підвищить загальну ефективність розробки родовища.

3.5. Інтеграція системи моніторингу в загальну структуру управління родовищем

Всі перераховані вище аспекти безумовно відіграють значну роль, але не менше важливим є фактор взаємодії і єдності роботи всіх служб промислу нафтогазовидобувного підприємства. Інформація, що надходить з гирлових датчиків, зі станції управління ЕЦН або наземного блоку управління ТМС, повинна передаватися на робоче місце диспетчера або оператора ЦДНГ, а після цього зберігатися на сервері телемеханіки, звідки вона буде завантажуватися в програмне забезпечення з базою даних із свердловин.

Бачачи інформацію з першоджерела, співробітники ЦДНГ зможуть своєчасно вживати заходів, передавати команди операторам ДНГ, доповідати керівництву, що стоїть вище, про наявність ускладнень. А наявність програмного

забезпечення дозволить за допомогою віддаленого доступу скористатися інформацією і іншим службам, зокрема інтерпретаторам, хто своєю чергою формуватиме рекомендації з урахуванням отриманих досліджень, цим ведучи безперервний моніторинг розробки родовища. Таким чином система моніторингу свердловин дає прогноз на майбутнє, а завдяки швидкості прийняття рішень та своєчасній взаємодії служб забезпечуватиметься оптимізація видобутку.

Практичний досвід експлуатації родовища X демонструє необхідність тісної інтеграції даних телеметричних систем, промислових геофізичних досліджень та трасерних випробувань. Результати промислових досліджень, представлені у таблиці 2.8, показали, що дванадцять свердловин потребують проведення ремонтно-ізоляційних робіт або соляно-кислотних обробок. Безперервний телеметричний моніторинг після проведення цих заходів дозволяє оцінити їх ефективність у режимі реального часу через динаміку вибійного тиску, дебіту та обводненості, без необхідності проведення окремих контрольних досліджень.

Дана концепція дозволить не тільки відстежувати роботу кожної свердловини і родовища в цілому, але й підтримувати видобуток на високому рівні в ускладнених умовах при розробці складних запасів нафти і газу. Досягнення проектного коефіцієнта вилучення нафти нуль цілих триста дев'яносто три тисячних безпосередньо залежить від якості системи моніторингу та швидкості прийняття управлінських рішень на основі об'єктивних даних про стан родовища.

3.6 Висновки до розділу 3

1. Комплексна система телеметричного моніторингу є необхідною умовою ефективної розробки складних карбонатних родовищ з високою неоднорідністю фільтраційних властивостей. Повне оснащення фонтанних свердловин телеметриєю дозволить підвищити інформативність системи

контролю з вісімдесяти трьох до ста відсотків видобувного фонду, що критично важливо для своєчасного виявлення прориву газу або води.

2. Гідродинамічні дослідження на основі даних телеметричних систем забезпечують безперервний моніторинг фільтраційно-ємнісних властивостей пласта без втрат видобутку, характерних для традиційних методів з глибинними манометрами. Застосування ГДІС за даними ТМС дозволяє проводити щоденну оцінку енергетичного стану покладу замість дискретних вимірів один-два рази на рік, що підвищує оперативність прийняття управлінських рішень.

3. Створення єдиної бази даних з інтеграцією результатів телеметричного моніторингу, промислових геофізичних досліджень та трасерних випробувань формує основу для прогнозування продуктивності свердловин та планування геолого-технічних заходів. Накопичена історія роботи родовища дозволяє виявляти закономірності впливу системи підтримки пластового тиску на окремі свердловини та оптимізувати режими заводнення.

4. Програмне забезпечення системи моніторингу повинно забезпечувати не лише візуалізацію поточних параметрів, але й інструменти автоматичної класифікації свердловин за продуктивними характеристиками з формуванням індивідуальних технологічних режимів. Частота оновлення даних не рідше одного разу на п'ять хвилин є достатньою для оперативного реагування на відхилення в роботі свердловин карбонатного колектора з швидкою реакцією пластового тиску.

5. Ефективність системи моніторингу визначається не тільки технічним оснащенням свердловин, але й організацією взаємодії між службами промислу. Віддалений доступ інтерпретаторів до бази даних моніторингу дозволяє формувати рекомендації з урахуванням повної історії роботи свердловини, що підвищує обґрунтованість геолого-технічних заходів та сприяє досягненню проектного коефіцієнта вилучення нафти.

6. Економічна ефективність системи телеметричного моніторингу обґрунтовується виключенням втрат видобутку при проведенні гідродинамічних досліджень, скороченням часу на виявлення ускладнень та підвищенням терміну

експлуатації занурювального обладнання за рахунок контролю оптимальних режимів роботи. Для родовищ на ранніх стадіях розробки з горизонтальними свердловинами та високими капіталовкладеннями повне оснащення фонду телеметрією є беззаперечно доцільним інвестиційним рішенням.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу підвищення ефективності моніторингу нафтогазових свердловин шляхом обґрунтування та оптимізації систем телеметричного контролю.

1 Комплексний аналіз сучасних методів моніторингу показав, що найбільш інформативними та технологічно ефективними є телеметричні системи (ТМС), які забезпечують безперервний контроль вибірного тиску, температури та динаміки дебіту в режимі реального часу. На відміну від традиційних методів ГДІС, ТМС дозволяють усунути потребу у зупинках свердловин, що суттєво зменшує втрати видобутку та підвищує точність оцінки енергетичного стану пласта.

2 Дослідження геолого-технологічних умов родовища підтвердило високий рівень неоднорідності тріщинно-кавернового колектора, де проникність змінюється у 10–15 разів (від 304 до 4490 мД), а пористість не перевищує 1,5–1,9 %. Це обумовлює значні коливання дебітів (116–481 м³/добу) та обводненості (4–46 %), що вимагає безперервного моніторингу для своєчасної діагностики проривів води/газу та оцінки ефективності системи ППТ.

3 Трасерні дослідження довели свою ключову роль у визначенні реальних шляхів фільтрації та гідродинамічних зв'язків між нагнітальними та видобувними свердловинами. Аналіз часу появи та концентрації трасера дав змогу встановити наявність високопроникних каналів та оцінити ефективність дев'ятиточкової системи заводнення, що неможливо забезпечити традиційними гідродинамічними методами.

4 Розроблена концепція системи телеметричного моніторингу передбачає створення єдиної інтегрованої бази даних, що поєднує телеметричні вимірювання, результати ПГД, ГДІС та трасерних випробувань. Такий підхід забезпечує можливість щоденного аналізу стану пласта, формування КВД/КСД у онлайн-режимі та оптимізації роботи окремих свердловин з урахуванням їхньої продуктивної історії.

5 Створений алгоритм проведення ГДІС за даними ТМС довів свою ефективність і дозволяє суттєво скоротити витрати на дослідження, підвищуючи їх частоту з 1–2 разів на рік до щоденної оцінки. Це забезпечує оперативне коригування режимів роботи свердловин, своєчасну діагностику ускладнень та підвищення ефективності системи заводнення, що є особливо важливим на родовищах із низькою пористістю та високою анізотропією колектора.

6 Економічний аналіз підтверджує доцільність повного оснащення фонду свердловин телеметричними системами, оскільки це дозволяє уникнути втрат видобутку під час досліджень, зменшити ризики аварійності обладнання та підвищити якість прийняття управлінських рішень. Запропонована система моніторингу є інвестиційно обґрунтованою і здатна забезпечити наближення фактичного коефіцієнта вилучення нафти до проектного значення ($KBH \approx 0,39$).

GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK

The work addresses an important scientific and technical challenge of enhancing the efficiency of oil and gas well monitoring through the substantiation and optimization of telemetric control systems.

1 A comprehensive analysis of modern monitoring methods demonstrated that telemetric systems (TMS) are the most informative and technologically efficient, providing continuous, real-time monitoring of bottomhole pressure, temperature, and flow rate dynamics. Unlike traditional well testing methods, TMS eliminate the need for well shutdowns, significantly reducing production losses and improving the accuracy of reservoir energy status assessment.

2 The study of the field's geological and technological conditions confirmed a high degree of heterogeneity in the fractured-vugular reservoir, where permeability varies by 10-15 times (from 304 to 4490 mD), and porosity does not exceed 1.5–1.9%. This results in significant fluctuations in flow rates (116–481 m³/day) and water cut (4–46%), necessitating continuous monitoring for the timely diagnosis of water/gas breakthroughs and evaluation of the waterflooding system's efficiency.

3 Tracer studies proved their key role in determining actual filtration paths and hydrodynamic connections between injection and production wells. The analysis of tracer arrival time and concentration allowed for the identification of high-permeability channels and the assessment of the nine-spot waterflooding pattern efficiency, which is impossible to achieve with traditional hydrodynamic methods.

4 The developed concept for a telemetric monitoring system involves the creation of a unified, integrated database that combines telemetry measurements, results of production logging, well tests, and tracer tests. This approach enables daily analysis of reservoir conditions, the generation of pressure build-up/drawdown curves in an online mode, and the optimization of individual well performance based on their production history.

5 The created algorithm for conducting well tests based on TMS data proved its effectiveness, allowing for a significant reduction in research costs while increasing

their frequency from 1-2 times per year to a daily evaluation. This ensures prompt adjustment of well operating regimes, timely diagnosis of complications, and enhanced efficiency of the waterflooding system, which is particularly important for fields with low porosity and high reservoir anisotropy.

6 Economic analysis confirms the feasibility of fully equipping the well stock with telemetric systems, as it allows for the avoidance of production losses during well tests, reduces the risks of equipment failures, and improves the quality of management decision-making. The proposed monitoring system is investment-warranted and is capable of bringing the actual oil recovery factor closer to its projected value (ORF \approx 0.39).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В.С. Основи нафтогазової інженерії: 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. 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. Експлуатація бурового обладнання: навч. посіб. О.А. Пащенко, Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, В.О. Расцветаєв, О.М. Федик, С.В. Калинович. Дрогобич. Посвіт, 2024. 300 с.
5. КНД 41-00032626-00-334-2000. Підготовка свердловин до проведення геофізичних досліджень та робіт. Основні вимоги. Київ, 2000.
6. Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с.
7. Миронцов М.Л. Електрометрія нафтогазових свердловин – К.: ТОВ «Видавництво «Юстон», 2019. – 217 с.
8. Мислюк М.А. Буріння свердловин [Текст]: довідник / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 2. – 303 с.
9. 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.
10. Політучий О.І. Буріння нафтових і газових свердловин: навч.

посібник / О.І. Політучий. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. – 170 с.

11. 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.

12. Степанюк, В. П. Нафтогазопошукова геофізика: підручник / В. П. Степанюк, О. П. Петровський, С. Г. Анікеєв. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 296 с.

13. Технологічний регламент по похило-спрямованому бурінню на площах Східної України. УкрНДІгаз, 1995.

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

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

16. Austin E.H. Drilling engineering handbook. Springer Science & Business Media, 2012. 300 p.

17. Bourgoyne A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., Young, F.S. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 2014. 1707 p.

18. Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf Professional Publishing; 6th edition, 2011. 720 p.

19. Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions : monograph / О.О. Aziukovskyi, Ye.A. Koroviaka, A.O. Ihnatov; Ministry of Education and Science of Ukraine, Dnipro University of Technology. – Dnipro: Zhurfond, 2023. – 159 p

20. Gabolde G., Nguyen J.P. Drilling Data Handbook. Editions Technip; 8th edition, 2006. 600 p.

21. Guan Z., Chen T., Liao H. Theory and Technology of Drilling Engineering. Springer; 1st edition, 2020. 789 p. 27. Lopez J.C., Lopez J.E., Javier F.

Drilling and blasting of rocks. CRC Press Taylor & Francis, 2017. 408 p.

22. Jeffery W.H. Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling, and a Hand Book of Useful Information for the Well Driller. Palala Press, 2018. 538 p. 32.

23. Jiang Zhen, Yun cable. Anshan Iron ore waste rock field ecological environment governance plan and technical method [J]. Jiangxi Journal of Agricultural Sciences. Environ Sci Technol. 2003;37(14):3152–3157

24. Key trends of integrated innovation-driven scientific and technological development of mining regions / edited by prof. Z. R. Malanchuk and prof. M. Lazar. – Petroșani, Romania : UNIVERSITAS Publishing, 2023. - 696 p.

25. Mitchell R.F., Miska S.Z. Fundamentals of Drilling Engineering (Spe Textbook Series). Society of Petroleum Engineers, 2010. 696 p.

26. Ochrona środowiska w aspekcie źródeł energii [Text] / N. Dudla, W. Gorecki, G. Piwniak i inni. – Kraków: Wyd. Tow. Geosynoptyków GEOS, 1996. – 261 s.

27. Sharma K.K., Sharma L.K. A Textbook of Physical Chemistry, 6th Edition. Vikas Publishing, 2016. 864 p.

28. Speight, J.G. Rules of Thumb for Petroleum Engineers. Wiley-Scrivener; 1st edition, 2017. 762 p.

29. Venvolden K.A., Cooper C.K.. Natural seepage of crude oil into the marine environment. Geo-Marine Letters, 2003. P. 140-146 27. Рідкі нафтошлами відкритого зберігання: вебсайт: <http://www.afuelsystems.com/ru/trga/s110.html> –

30. Zięba A. Charakterystyka zanieczyszczeń atmosfery substancjami z procesu spalania paliw kopalnych [Text] / A. Zięba, D. Stasko, N.Dudla // Nafta i Gaz. – 2001. – Zeszyt. 18/1. – S. 17 – 25.