

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 Аналіз і впровадження сучасних зарубіжних технологій закінчування свердловин

**Пояснювальна записка**

Керівник

д.т.н., зав.

кафедри буріння та геології

Винников Ю.Л.

посада, наук. ступінь, ПІБ

Ю.Л. Винников

підпис, дата

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Поцелуйко Андрій Андрійович

студент, ПІБ

А. Поцелуйко

підпис, дата,

**Консультант за 1 розділом**

д.т.н., зав.кафедри буріння та геології

Ю.Л. Винников

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 2 розділом**

К.т.н., доц. кафедри буріння та геології

М.О. Харченко

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 3 розділом**

К.т.н., доц. кафедри буріння та геології

М.О. Харченко

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

20.01.2026 р.

Полтава, 2026

Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри буріння та геології  
Винников Ю.Л.

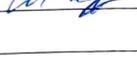
« 3 » \_\_\_\_\_ 09 \_\_\_\_\_ 2025 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА**  
**Поцелуйко Андрій Андрійович**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи Аналіз і впровадження сучасних зарубіжних технологій  
закріплення свердловин
- Керівник роботи д.т.н., проф. зав. кафедри буріння та геології Винников Ю.Л.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)  
затверджені наказом вищого навч. закладу від " 3 " \_\_\_\_\_ 09 \_\_\_\_\_ 2025 року № 105-ф.с
- Строк подання студентом роботи 20.01.2026 р.
- Вихідні дані до роботи
  - Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи  
за темою роботи.
  - Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).
  - Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)
- Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)  
Анотація  
Вступ
  - Аналіз сучасного стану питання
  - Обґрунтування об'єкта та предмета досліджень, вихідних даних і методів  
розв'язання поставлених задач.
  - Вибір методів проведення досліджень, аналіз їх результатів, розрахунки та  
експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.Загальні висновки по роботі  
Список використаних джерел  
Додатки (за необхідності)
- 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	Виницьков Ю. П. З.Т.Н., проф.		
2	Харченко М. О. К.Т.Н., доц.		
3	Харченко М. О. К.Т.Н., доц.		

8. завдання \_\_\_\_\_ Дата \_\_\_\_\_ Вид \_\_\_\_\_

*3.09.2025*

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

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

Студент  Поселуцько А. А.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи  Виницьков Ю. П.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	2
ANOTATION .....	3
Позначення, визначення і скорочення .....	4
ВСТУП.....	5
INTRODUCTION.....	7
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ЗАКІНЧЕННЯ СВЕРДЛОВИН. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ .....	9
1.1 Теоретичні основи та види закінчення свердловин.....	9
1.2 Аналіз сучасних технологій закінчення та вдосконалені схеми .....	15
1.3 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження.....	20
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ Технологій закінчення свердловин .....	22
2.1 Конструктивні та технологічні передумови закінчення свердловини ..	22
2.2 Первинне розкриття продуктивного пласта.....	28
2.3 Технологічне оснащення для закінчення (Completion String) .....	32
2.4 Перфорація та стимуляція припливу.....	46
2.5 Інтенсифікація припливу та підвищення продуктивності пласта.....	50
2.6 Інтелектуальне закінчення свердловин .....	53
2.7 Висновки до розділу 2 .....	55
РОЗДІЛ 3 Аналіз світового досвіду та напрями удосконалення технологій закінчування свердловин .....	58
3.1 Порівняльний аналіз зарубіжних і вітчизняних технологій закінчування свердловин .....	58
3.2. Оцінка ефективності сучасних зарубіжних технічних рішень.....	61
3.3. Рекомендації щодо удосконалення технології закінчування свердловин для умов України.....	67
3.4 Висновки до розділу 3 .....	69
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	71
GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK .....	73
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	75

## АНОТАЦІЯ

Поцелуйко А.А. Аналіз і впровадження сучасних зарубіжних технологій закінчування 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 технологій закінчення свердловин та оцінці їх ефективності для умов розробки нафтових і газових родовищ України.

У першому розділі проаналізовано теоретичні основи та види закінчення свердловин, проведено аналітичний огляд сучасних технологій та визначено ключові фактори ефективності конструктивних і технологічних рішень.

Другий розділ присвячено аналізу сучасних технологій закінчення свердловин: розглянуто конструктивні та технологічні передумови, методи первинного розкриття продуктивного пласта, технологічне оснащення (completion string), перфорацію та стимуляцію припливу, а також методи інтенсифікації продуктивності пласта. Особлива увага приділена інтеграції інтелектуальних рішень для підвищення ефективності експлуатації свердловин.

У третьому розділі проведено порівняльний аналіз закордонних і вітчизняних технологій закінчення свердловин, оцінено ефективність сучасних технічних рішень та сформовано рекомендації щодо вдосконалення технології для умов України. Робота дозволяє систематизувати сучасні підходи, виділити перспективні методи закінчення свердловин і обґрунтувати оптимальні технологічні рішення.

**Ключові слова:** свердловина, буріння, закінчення, перфорація, насос, обсадна труба, нафта, газ.

## ANOTATION

Poceuliiko A.A. Analysis and Implementation of Modern Foreign Well Completion Technologies. Master's Thesis in the specialty 185 "Petroleum and Gas Engineering and Technologies". – Poltava: National University "Poltava Polytechnic named after Yuri Kondratyuk". – 2026.

The master's thesis is devoted to a comprehensive analysis of modern well completion technologies and the assessment of their efficiency for the development of oil and gas fields in Ukraine.

The first chapter investigates the theoretical foundations and types of well completion, provides an analytical review of modern technologies, including multilateral, horizontal, and intelligent methods, and identifies the key factors influencing the effectiveness of design and technological solutions.

The second chapter focuses on the practical analysis of well completion technologies: it examines the design and technological prerequisites, methods of primary reservoir opening, technological equipment (completion string), perforation and inflow stimulation, as well as methods for enhancing reservoir productivity. Special attention is given to the integration of intelligent solutions to improve well operation efficiency.

The third chapter presents a comparative analysis of foreign and domestic well completion technologies, evaluates the efficiency of modern technical solutions, and provides recommendations for improving well completion technologies under Ukrainian conditions. The study allows systematization of contemporary approaches, identification of promising completion methods, and justification of optimal technological solutions.

**Keywords:** well, drilling, completion, perforation, stimulation, completion string, intelligent systems.

## ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ

**АВПД** – аномально високий пластовий тиск;

**АВПТ** – аномально високий пластовий тиск (варіант написання);

**AICD** – автономний пристрій контролю припливу (Autonomous Inflow Control Device);

**AICV** – автономний регульований клапан припливу (Autonomous Inflow Control Valve);

**API** – Американський нафтовий інститут (American Petroleum Institute);

**АСУТП** – автоматизована система управління технологічними процесами;

**ГНКТ** – гнучкі насосно-компресорні труби;

**ГПП** – гідропіскоструминна перфорація;

**ГРП** – гідророзрив пласта;

**ГРЗ** – гідророзрив пласта (варіант написання);

**DST** – випробування пласта на бурильних трубах (Drill Stem Testing);

**DWCRT** – інструмент для спуску обсадних колон виробництва DrawWorks (DrawWorks Casing Running Tool);

**ICD** – пристрій контролю припливу (Inflow Control Device);

**ICV** – регульований клапан припливу (Inflow Control Valve);

**IRR** – внутрішня норма рентабельності (Internal Rate of Return);

**LWD** – каротаж в процесі буріння (Logging While Drilling);

**МГРП** – багатостадійний гідророзрив пласта;

**МДРП** – муфта для двократного роз'єднання та перфорації;

**НКТ** – насосно-компресорні труби;

**ОРЕ** – одночасна-роздільна експлуатація;

**ПДІ** – промислово-дослідні випробування;

**ПЦТ** – портландцемент тампонажний;

**СКО** – склад кислотної обробки;

**СПО** – спускопідйомні операції;

**ФЕС** – фільтраційно-ємнісні властивості (породи-колектора).

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Нафтова та газова промисловість України на етапі свого розвитку стикається з низкою складних проблем, успішне вирішення яких можливе лише шляхом радикальних змін у техніці, технології та методах організації виробничих операцій.

В умовах зростаючої конкуренції на світових ринках та прогресивного виснаження ресурсної бази все більш актуальними стають питання використання передових досягнень світової нафтової та газової промисловості в системах та методах розроблення родовищ та перероблення вуглеводневої сировини.

Потрібні нові інтенсивні технології, а також технічні засоби та обладнання, що забезпечують високу економічну ефективність, ресурсозбереження, надійність та екологічну безпеку об'єктів, які базуються на останніх досягненнях фундаментальної та прикладної наук.

У зв'язку з цим дослідження та застосування в сучасному ринковому середовищі досвіду зарубіжних нафтогазових компаній в організації та проведенні інноваційної політики, у створенні та впровадженні конкретних нововведень та інноваційних технологій у різних секторах нафтогазового виробництва, є вкрай необхідним.

Основні фактори, що визначають успіх у технологічних інноваціях, включають вимоги енергоефективності, екологічні аспекти, економічну конкурентоспроможність, фінансові можливості та облік інтересів суспільства.

В умовах суттєвого технологічного відставання вітчизняного нафтогазового сектору від світового рівня розвитку нафтогазових технологій дуже актуальним є аналіз зарубіжного досвіду в галузі закінчування свердловин..

**Мета роботи** – аналіз сучасних технологій закінчення свердловин та розроблення рекомендацій щодо їх впровадження для підвищення ефективності видобутку нафти і газу в умовах України.

### **Основні завдання дослідження:**

1 Проаналізувати теоретичні основи та сучасні види закінчення свердловин, включаючи багатоствольні, горизонтальні та інтелектуальні системи.

2 Дослідити конструктивні та технологічні передумови закінчення свердловин, оцінити ефективність технологічного оснащення та методів перфорації і стимуляції припливу.

3 Провести порівняльний аналіз зарубіжних і вітчизняних технологій закінчення свердловин.

4 Розробити рекомендації щодо удосконалення технологій закінчення свердловин з урахуванням геологічних умов та сучасних технологічних рішень для підвищення продуктивності та надійності свердловин.

**Об'єкт дослідження** – процес закінчення нафтових і газових свердловин.

**Предмет дослідження** – сучасні технології закінчення свердловин.

**Наукова новизна роботи** – отримало подальшого розвитку сучасні технології закінчення свердловин і вперше розроблено науково обґрунтовану методику вибору оптимальних методів перфорації, стимуляції припливу та інтелектуального управління для різних геолого-технічних умов родовищ України.

**Практичне значення роботи** – розроблені рекомендації щодо впровадження сучасних технологій закінчення свердловин дозволяють підвищити ефективність розробки родовищ та забезпечити стабільність дебітів та технологічну безпеку.

**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 78 сторінках, у тому числі 75 сторінках основного тексту, 14 рисунків, 8 таблиць, 32 використаних джерела.

## INTRODUCTION

**Relevance of the topic.** The oil and gas industry of Ukraine, at its current stage of development, faces a number of complex challenges, the successful resolution of which is possible only through radical changes in technology, techniques, and methods of organizing production operations.

In the context of growing competition in global markets and progressive depletion of resource bases, the use of advanced achievements of the world's oil and gas industry in field development and hydrocarbon processing systems and methods becomes increasingly relevant.

There is a need for new intensive technologies, as well as technical means and equipment that ensure high economic efficiency, resource conservation, reliability, and environmental safety of facilities, based on the latest achievements in fundamental and applied sciences.

Therefore, the study and application, in the modern market environment, of the experience of foreign oil and gas companies in organizing and implementing innovative policies, as well as in the creation and introduction of specific innovations and technologies across various sectors of oil and gas production, is extremely necessary.

The main factors determining success in technological innovation include energy efficiency requirements, environmental considerations, economic competitiveness, financial capacity, and the accounting of societal interests.

Given the significant technological lag of the domestic oil and gas sector compared to the global level of oil and gas technology development, the analysis of foreign experience in well completion technologies is highly relevant.

**The aim of the study** is to analyze modern well completion technologies and develop recommendations for their optimal implementation to increase the efficiency of oil and gas production in Ukraine.

**Main research tasks:**

- To analyze the theoretical foundations and modern types of well completion, including multilateral, horizontal, and intelligent systems.
- To study the design and technological prerequisites of well completion and assess the effectiveness of technological equipment and methods of perforation and inflow stimulation.
- To conduct a comparative analysis of foreign and domestic well completion technologies.
- To develop recommendations for improving well completion technologies, considering geological conditions and modern technological solutions to enhance well productivity and reliability.

**Research object:** The processes of oil and gas well completion.

**Research subject:** modern well completion technologies.

**Scientific novelty:** modern international and domestic well completion technologies have been systematized, and for the first time a scientifically substantiated methodology has been developed for selecting optimal perforation methods, inflow stimulation techniques, and intelligent control systems for various geological and technical conditions of oil and gas fields in Ukraine.

**Practical significance:** the developed recommendations for the implementation of modern well completion technologies make it possible to increase field development efficiency and ensure stable production rates as well as technological safety.

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

**Structure and scope of the work:** The master's thesis consists of an introduction, three chapters, conclusions, and a list of references. The work is presented in 78 pages, including 75 pages of main text, 14 figures, 8 tables, and 32 cited sources.

# РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ЗАКІНЧЕННЯ СВЕРДЛОВИН. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

## 1.1 Теоретичні основи та види закінчення свердловин

Особливе місце займають технології будівництва багатоствольних високотехнологічних свердловин. Їхнє завдання – збільшення продуктивності, підвищення ефективності розробки, зниження капітальних витрат на облаштування родовищ, а також зниження техногенного впливу на довкілля. Вже кілька років успішно будуються горизонтальні свердловини по технології, що отримала в галузі назва

«Рибча кістка» ( fishbone ). Їхня конструктивна особливість полягає в тому, що від одного горизонтального стовбура відходять численні відгалуження. В результаті свердловина за своєю формою нагадує риб'ячий скелет, саме тому вона отримала своє назву. Такі свердловини дозволяють суттєво збільшити охоплення нафтових пластів у порівнянні з традиційною горизонтальною свердловиною [1].

Після того, як гірські пласти в області родовища вивчені різними способами, за допомогою спеціального обладнання проводиться закінчення свердловин. Під цим терміном розуміється сукупність процесів розтину пластів різних порід, закріплення зони вибою, стимуляція припливу і власне освоєння знайдених покладів цінних копалин. Поряд із освоєнням проводиться оцінка властивостей деяких пластів. Закінчення свердловин проводиться кількома методами: багатовибійним способом, обсадження або без використання обсадної колони. Другий метод вважається найпоширенішим і застосовується здебільшого. Технології можуть відрізнятися для кожного виду та класифікуватися за різновидом обладнання, типом роботи та іншими критеріями.

Умови покладу мають бути визначені і ці умови впливатимуть на всі аспекти проекту будівництва свердловини.

Нижче наведені найважливіші фактори , які необхідно враховувати при

проектуванні закінчення свердловин [2]:

- товщина продуктивного пласта;
- становище газонафтового контакту;
- становище водонафтового контакту;
- наявність тріщин і їхня орієнтація;
- однорідність.

Опис покладу визначатиме відповідний тип закінчення свердловини, положення ділянки свердловини у продуктивному шарі, допуски на заданий коридор та необхідність у пілотному стволі. Якщо в заданій точці входу свердловини пласт немає відомих геологічних реперів для точного визначення точки входу пласта і заданої глибини горизонтальної ділянки може знадобитися провідка пілотного стовбура. Важливо також визначити, чи будуть проблеми зі стійкістю стовбура свердловини. Це вплине на проектування закінчення свердловини та план буріння.

За геологічними умовами [3]:

- вертикальна свердловина;
- похило-спрямована свердловина;
- горизонтальна свердловина. за призначенням свердловини:
  - фонтанні;
  - нагнітальні;
  - штучні ліфти;
- механізований метод. за конструкції свердловини:
  - відкритий ствол;
  - обсаджений ствол;
  - перфорований ствол.

Можна виділити як окремий вид мультипластове закінчення та закінчення свердловин з АВПТ, АВПТ.

Схема закінчення обов'язково повинна відповідати галузі застосування і бути сумісною з умовами поклади. Дуже важливо враховувати вимоги майбутніх

капітальних та поточних ремонтів надалі. Наприклад, з'явиться необхідність відсікти деякі інтервали для проведення робіт з інтенсифікації припливу або припинити роботу обводнених інтервалів.

Вибір схеми закінчення свердловини впливатиме на діаметр свердловини та інтенсивність набору зенітного кута або радіуса викривлення свердловини. Після визначення схеми закінчення свердловини може бути завершена конструкція свердловини в цілому. Конструкція свердловини має бути розрахована на те, щоб обсадити всі зони ускладнень ще до буріння завершальної ділянки. Глибини установки обсадних колон будуть насамперед визначатися конструкцією свердловини (наприклад, виходячи із стійкості стінок свердловини або порового тиску та вимог, пов'язаних із градієнтами тиску та гідророзриву пластів). Проектний профіль свердловини повинен бути сумісний з діаметрами обсадних колон і свердловини і глибинами установки башмака обсадної колони.

У деяких випадках, запроектовані кращі діаметри свердловини та обсадних колон і глибини установки башмака обсадної колони можуть бути змінені, щоб пристосувати їх до вимог, які пред'являються профілем свердловини.

При цій схемі закінчення свердловина експлуатується без обсадної колони у районі нафтоносної зони. У свердловину спускається обсадна колона, але до верхньої межі продуктивного інтервалу, нафта надходить поверхню через НКТ.

Переваги [4]:

- невеликі витрати, простота конструкції.
- радіальний приплив рідини в свердловину (360 °).
- гарний доступ до тріщинам в пластовий породі.
- високий рівень гідродинамічного досконалості. Недоліки:
- Вплив глинистої кірки на продуктивність свердловини, поки стінки не очистяться.
- Рідина, що видобувається, проходитиме через усі пошкоджені інтервали.
- Відсутність захисту від обвалу стінок необсадженого інтервалу

стовбура.

- Відсутня ізоляція різних інтервалів.

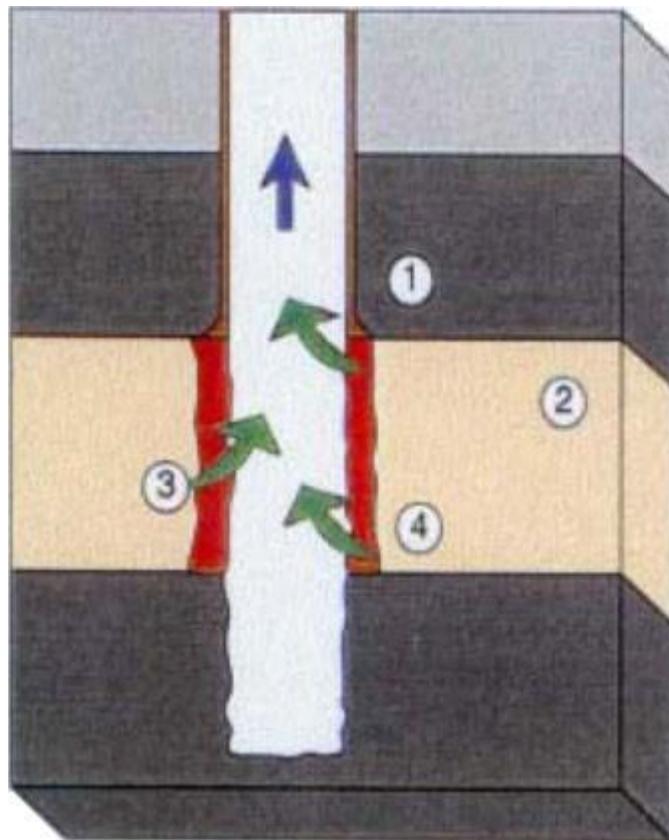


Рисунок 1.1 - Особливості закінчення свердловин з відкритим вибоєм [5]

1. Обсадна колона повинна перекривати верхній пласт, інакше існує небезпека, що верхні пласти можуть зашкодити свердловину за рахунок обвалу або надходження до ствола небажаних рідин.
2. Ізоляція інтервалів неможлива. Якщо будь-який інтервал повинен бути відсічений або оброблений по інтенсифікації припливу, його ізоляція неможлива.
3. Вуглеводні надходять безпосередньо в стовбур свердловини, який має бути досить міцним, щоб витримати потік.
4. Флюїд повинен проходити через пошкоджену привибійну зону. Глиниста кірка на стінках стовбура знижуватиме продуктивність свердловини.

Закінчення з відкритим вибоєм підрозділяється на підвиди:

- відкритий вибій. Застосовують при стійкому колекторі, низькій пористій ( $< 0,1 \text{ мкм}^2$ ) та тріщинній ( $< 0,01 \text{ мкм}^2$ ) проникності та високому пластовому тиску (градієнт тиску  $> 0,01 \text{ МПа/м}$ ).

- відкритий вибій з фільтром у колоні. При відносно нестійкому колекторі, високою пористий ( $> 0,1 \text{ мкм}^2$ ) і тріщинний ( $> 0,01 \text{ мкм}^2$ ) проникності та високому пластовому тиску (градієнт тиску  $> 0,01 \text{ МПа/м}$ ).

- відкритий вибій із вставним фільтром. При нестійкому колекторі, незалежно від пористої та тріщинної проникності та низького пластового тиску (градієнт тиску  $< 0,01 \text{ МПа/м}$ ).

Більшість свердловин у світі закінчують вибоєм закритого типу (рис. 1.2). Застосовується для неоднорідних колекторів з чергуванням стійких та нестійких порід, що водо- та газомістких. пропластків із різними пластовими тисками.

Переваги:

- Відсутність необхідності очищати глинисту кірку.
- Перфорації можуть оминати пошкоджені зони (при правильних розрахунках).

- Гарна ізоляція інтервалів та зон.

- Можливо багатопластове закінчення свердловини.

- Хороша герметичність свердловини при високій якості цементажу.

- Захищеність ствола від обвалів. Недоліки:

- Можливість виникнення скін-ефекту через того, що ствол не відкрито на  $360^\circ$ .

- Погіршення проникності через уламки породи від буріння та перфорування продуктивного інтервалу.

- Висока вартість.

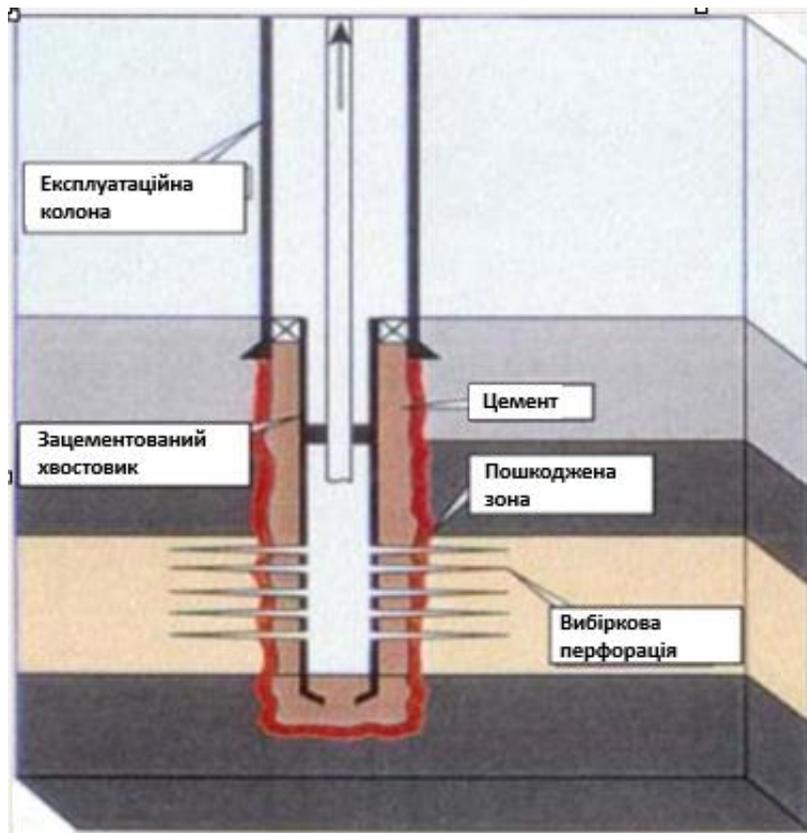


Рисунок 1.2 - Загальний принцип закінчення свердловин з закритим вибоєм [6]

Загальний принцип закінчення свердловин з закритим вибоєм:

1. Вибій частково перекритий колоною застосовують при стійкому колекторі та в однорідному покладі для ізоляції напірних горизонтів, розташованих поблизу покрівлі об'єктів.
2. Вибій частково перекритий колоною зі вставним фільтром використовується у випадках при нестійкому колекторі та в однорідному покладі для ізоляції напірних горизонтів, розташованих поблизу покрівлі об'єктів.

Закінчення свердловин може проводитися наступними способами:

- класична технологія закінчення із застосуванням перфорованої колони;
- освоєння зі стаціонарними пристроями;
- багатопластове закінчення;
- закінчення свердловин з відсіканням пісковика;
- закінчення з відсіканням водяного або газового пласта.

## 1.2 Аналіз сучасних технологій закінчення та вдосконалені схеми

При стандартному закінченні з поверхні опускається колона або труба, що веде до самого низу або до пласта, який був визначений при геологічному дослідженні як перспективна для видобутку порода. Обсадна колона обробляється за допомогою цементування, що проводиться прямо на місці.

Технологія закінчення із застосуванням стаціонарних пристроїв. У цьому випадку встановлення труб і колон, а також наземного обладнання проводиться один раз, і все наступні дії по закінченню, а також ремонтні роботи проводять із застосуванням інструментів невеликого розміру усередині НКТ. Так здійснюється перфорування, повторне цементування, яке робиться для того, щоб загерметизувати ті, що протікають місця в колоні, наповнення гравійним каменем для зміцнення колони і захисту від влучення піску, а також інші дії, які можуть знадобитися при освоєнні та ремонті. Головним плюсом такої технології закінчення вважається його порівняно невисока вартість.

Багатопластове освоєння. Іноді по довжині свердловини виявляється, що продуктивними властивостями володіє не один, а кілька пластів, і подібний спосіб застосовується для того, щоб добувати нафту чи газ із кількох насичених горизонтів. Такий спосіб часто використовують держкомпанії, а також технологію багатопластового закінчення свердловин застосовують при контролі функціональності колектора.

У том випадку, якщо родовище залягає в пухкої ґрунті з більшим відсотком вмісту піску, то процедура освоєння проходить складніше, ніж за інших видів обробки. Попадання піщаних порід здатне порушити роботу обладнання та призвести до дефектів стовбура, а також засмічити пласти настільки, що технологія перестає бути вигідною. На низькошвидкісному відборі нафтових покладів виноси піску зазвичай невеликі або зовсім відсутні, але при закінченні продуктивних родовищ нафтовий потік нерідко виводиться з великим вмістом піску, що засмічує.

Коли область нафтовидобування тільки починала розвиватися, то піщані

виноси відзначалися на фонтануючих родовищах, і доводилося вжити заходів для того, щоб не відбулося накопичення піску. З часом нафту почали видобувати за допомогою насосного обладнання, і це вимагало розробити засоби захисту від виносів піску. В даний час існує два такі способи [7]:

1. застосування спеціальних колон-хвостовиків, які мають перфорацію чи отвори у вигляді щілин;
2. наповнення свердловини гравієм.

На першій стадії роботи потрібно взяти зразки піску і з'ясувати, які за розміром його частинки: тільки за умови точних показників можна вибрати колону з потрібним розміром отворів, використання якої виключить попадання піску або визначити розмір каменів гравію для заповнення. При першому способі закінчення колону-хвостовик опускають в свердловину і фіксують, коли вона доходить до розроблюваного пласта. Виконати таку роботу можна як за наявності обсадних труб, так і за їх відсутності.

При другому способі закінчення виробляється заповнення свердловини гравієм; дія також може бути зроблена як за наявності колони, так і при її відсутності. Шар має товщину, рівну 4-6 діаметрам піщані частинки. При попаданні пісок створює своєрідну пробку в порах, завдяки чому не може проникнути до горизонту, що розробляється.

Відсікання піщаних частинок може бути здійснено і під час закінчення свердловини, і після його завершення, коли родовище функціонує. Роботи з усунення піщаних засорів при закінченні найчастіше необхідно проводити у південних регіонах та середній смузі, де досить часто нафтовидобуток проводиться на відповідних типах ґрунту.

Зазвичай при закінченні свердловин разом із нафтою намагаються отримати і інші продукти, але в будь-якому випадку до продажу воду відокремлюють від нафтового сирого продукту. Встановлено, що, чим більше буде вміст води, яку потрібно виділити, тим менше нафти залишається для подальшого продажу. Також необхідно знизити вміст газу або повністю прибрати його, якщо свердловина не служить для розробки безпосередньо

газових запасів. Роль газу нафтових родовищах зводиться до подачі потоку флюїдів при видобутку продукту.

У більшості колекторних зон над нафтовмісним пластом знаходиться порода з високим вмістом газу або води, також це можливо шар з приблизно однаковими пропорціями одного і іншого речовини. Закінчення свердловини проводиться так, щоб потрапляння вільних компонентів у готовий продукт не відбулося. При цьому важливо вибрати потрібну глибину опускання колон у межах обраної області [8].

Під терміном багатовибійного закінчення газових чи нафтових свердловин мається на увазі комплекс різних процесів з освоєння родовищ. Таке закінчення актуально для свердловин, які виконані з сильним ухилом або зроблені за горизонтальною технологією. Спосіб передбачає спрямоване буріння, яке відхиляється від строгого вертикального занурення, яке застосовується в більшості випадків створення свердловин. Ключовий принцип роботи при закінченні полягає в викривленні стовбура, що формується, яке робиться все більше, поки при вході в продуктивну породу свердловина не набуває горизонтальної форми.

Інші методи по багатовибійному закінченню свердловин проводяться зі створенням відгалужень від головного ствола, які розміщуються поперечно один одному. Такі свердловини називають розгалуженими, і їхній основний стовбур може досягати 2,5-3 метрів у діаметрі. Додаткові стволи робляться з дна основного, і ця частина роботи має схожі риси з шахтарськими процесами. В результаті закінчення стає можливим отримати доступ і розробляти продуктивні горизонти, доступ до яким при класичному вертикальному бурінні неможливий або утруднений.

Для оптимізації роботи горизонтальних свердловин пропонується використання комбінованої схеми закінчення (рис. 1.3). Свердловина поділяється на зони згідно з розподілом ФЕС та літології. Наприклад, в інтервалі - суперколектор (1) встановлюються з'єднаними між собою спеціальними муфтами фільтра із клапаном компанії Wellteck [14].

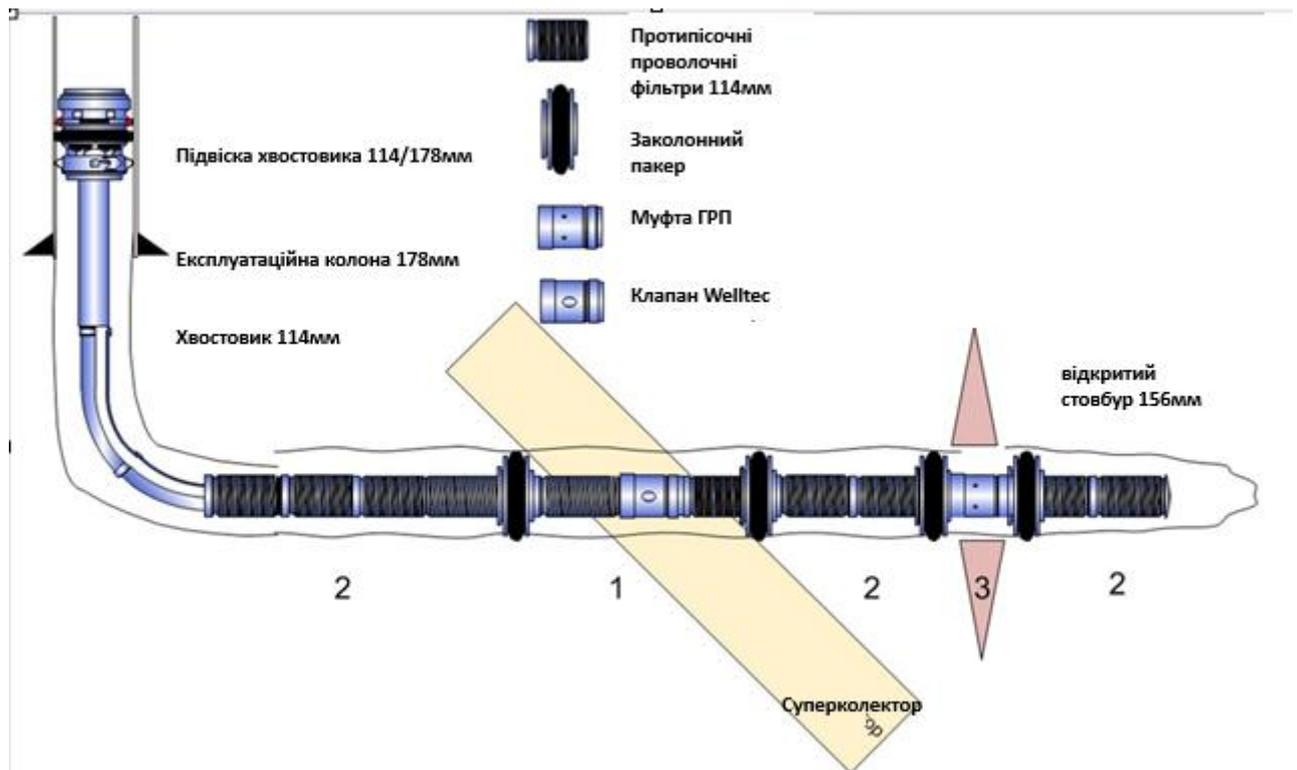


Рисунок 1.3 - Комбіноване закінчення свердловини

Схема багатопозиційного клапана компанії Welltec зображена на рисунку 1.4. Клапан складається зі зсувної муфти з декількома позиціями, які включають: порт для проведення закачування / ГРП / СКО, кілька проміжних позиція для створення опору і вирівнювання профілю притоку і боротьби з проривами води (розміру) та закрита позиція, при якій повністю відсікається приплив із певної зони. Перемикання позицій клапана здійснюється за допомогою інструмента-штовхача, який необхідно спустити в свердловину і активізувати його при знаходженні інструмента-штовхача навпроти клапана. Після чого рухом верх або вниз перемикається позиція клапана на той чи інший варіант роботи залежно від поточних вимог експлуатації свердловини. Інструмент спускається у свердловину на НКТ або прискорення процесу на ГНКТ.

Таким чином, дане компонування може бути використане при прориві води у видобувній свердловині. Після спуску даної компонування в свердловину, можна заштукувати певну зону (по якій стався прорив води) і тим самим створити додаткові перепад тиску. Зниження депресії в області прориву води

призведе до зниження дебіту води та знизить обводненість свердловини. При цьому зони, що працюють нафтою, продовжуватимуть працювати в колишньому режимі. Дана технологія дозволить збільшити термін служби свердловини з контрольованим дебітом по воді та дозволить збільшити КІН за родовищем у разі масового застосування. Декілька позицій щуперів для кожної зони дають можливість налаштувати роботу свердловини під будь-які зміни пласта, що відбуваються в привибійній зоні, пов'язані зі зміною продуктивності, проривами води і газу та іншими факторами. Відмінною особливістю цього компоновання перезакінчення з багатопозиційними клапанами компанії Welltec є можливість використовувати інструмент-штовхач за допомогою трактора для доставки геофізичних приладів. Це дає унікальну можливість відкривати та закривати будь-які зони свердловини безпосередньо при проведенні ПДІ, і цим оцінювати результати проведення робіт на місці.

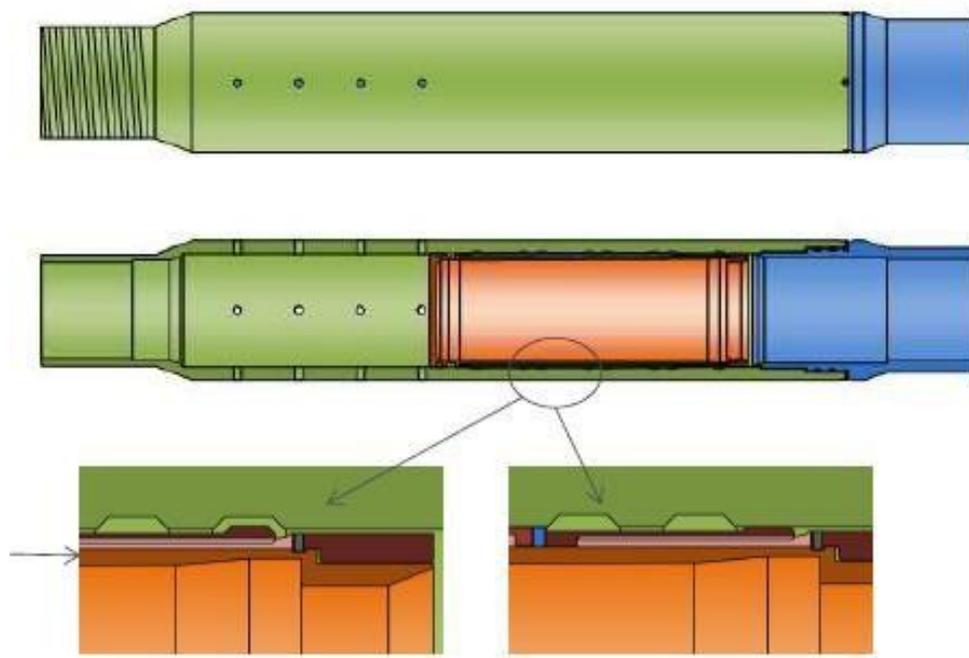


Рисунок 1.4 - Схема багатопозиційного клапана [12]

Зони (2) представляють інтервали з середньою проникністю закінчуються свердловинними протипісочними фільтрами без будь-яких пристроїв контролю притоку. Тим самим ми не приховуємо припливу з цих інтервалів.

Зони (3) являють собою низькопроникні колектори закінчуються глухими трубами і муфтою МДРП (кульовий або зсувний) для подальшого проведення ГРП у цій зоні.

Експлуатація подібної свердловини передбачається у три етапи. На першому етапі після спуску обладнання закінчуючи видобуток йде через фільтр (зони 2) та клапан Wellteck (зона 1). При цьому основний приплив йде через інтервал суперколектора. Через певне час роботи свердловини відбудеться прорив води або газу за цим інтервалом (1). За допомогою гідравлічного інструменту ми матимемо можливість перекрити цей інтервал за допомогою багатопозиційного клапана.

На другому етапі видобувають із зон із середньою проникністю (2). Після виснаження даних зон, зниження приплив, або прорив води, можливо провести стимуляцію низькопроникних зон (3) для повного вироблення запасів горизонтальною свердловиною.

Можна зробити висновок, що використання технології комбінованого закінчення для свердловин може дозволити ефективно працювати протягом усього життя свердловини і забезпечити повне вироблення запасів по всієї довжині свердловини. Це приведе до збільшення терміну служби свердловини, підвищить коефіцієнт охоплення та збільшить КІН.

### **1.3 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження**

1 Сучасні технології закінчення свердловин, такі як багатоствольні та горизонтальні методи, значно підвищують ефективність видобутку за рахунок збільшення охоплення пласта. Проте вибір оптимальної схеми закінчення критично залежить від геологічних умов покладу (товщина пласта, положення флюїдних контактів та однорідність колектора).

2 Кожен з основних методів закінчення (з відкритим або закритим вибоєм) має суттєві переваги та недоліки, що визначають сферу їх застосування. Закінчення з відкритим вибоєм є простішим і дешевшим, але не забезпечує

ізоляцію інтервалів, тоді як закінчення з закритим вибоєм (найпоширеніший метод) забезпечує надійний захист стовбура та можливість селективного впливу на продуктивні зони, проте є більш витратним.

3 Для підвищення ефективності розробки складних родовищ перспективним є використання комбінованих та інтелектуальних систем закінчення. Системи з використанням багатопозиційних клапанів, дозволяють гнучко керувати притокою з різних зон протягом усього життєвого циклу свердловини, боротися з обводненням та забезпечувати повне вироблення запасів.

**Мета роботи** – це аналіз сучасних технологій закінчення свердловин та розроблення рекомендацій щодо їх оптимального впровадження для підвищення ефективності видобутку нафти і газу в умовах України.

**Основні завдання дослідження:**

- Проаналізувати теоретичні основи та сучасні види закінчення свердловин, включаючи багатоствольні, горизонтальні та інтелектуальні системи.
- Дослідити конструктивні та технологічні передумови закінчення свердловин, оцінити ефективність технологічного оснащення та методів перфорації і стимуляції припливу.
- Провести порівняльний аналіз зарубіжних і вітчизняних технологій закінчення свердловин.
- Розробити рекомендації щодо удосконалення технологій закінчення свердловин з урахуванням геологічних умов та сучасних технологічних рішень для підвищення продуктивності та надійності свердловин.

## РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ ЗАКІНЧЕННЯ СВЕРДЛОВИН

### 2.1 Конструктивні та технологічні передумови закінчення свердловини

У час буріння проліт проходить чимало пластів, кожен з яких має особливі вимоги. Види вибоїв свердловин також сильно відрізняються і залежать від того, який саме продукт потрібно витягти. Дані ділянки мають свої особливості пристрої і використовуваних функціональних елементів.

Нафтова свердловина проходить через кілька пластів різних ґрунтів, кожен з яких має свої експлуатаційні особливості. Весь проліт можна розділити на складові, які нерідко взаємопов'язані з навколишнім ґрунтом. Отже, існують такі елементи:

- гирло - початкова точка;
- стінка - це вся внутрішня поверхню;
- ствол - весь обсяг свердловини;
- вибій - представляє собою дно свердловини.

Гирло, як правило, трохи більше по діаметру, чим основний ствол. Саме буріння цієї ділянки відбувається до межі з міцнішими породами, а стінки зміцнюються за допомогою труби. Це запобігає обвалу пухкого ґрунту в шахту. Гирло відноситься до такого елемента свердловини, як напрямок. Крім цього, існують ще й такі визначення:

- кондуктор;
- проміжна колона;
- експлуатаційна колона;
- вибій.

Кондуктор – частина шахти, яка несе функціональне навантаження напряму свердловини. Від навколишнього ґрунту відокремлюється за рахунок обсадний труби, порожнечу між ними заповнюють скріплюючим розчином на зразок цементу.

Суть проміжної колони у тому, щоб ізолювати проміжні породи. Вони встановлюються в міру потреби та обмежень за їх кількістю немає.

Експлуатаційна колона - це ділянку безпосередньою розробка пласта. Вона починається від дна шахти та закінчується біля гирла.

Незалежно від того, планується нафтова свердловина або водяна, вибій є головним елементом. Конструкція вибою свердловини має на увазі підтримку наступних функцій свердловини:

- доступ до нецільовим пластів;
- ізолюване вплив на конкретні ділянки;
- дренаж продуктивного шару;
- гідравлічна проникність;
- механічна міцність.

Остання гарантує надійність продуктивного пласта, що дозволяє без будь-якого ризику здійснити спуск необхідного обладнання.

В цілому, вищенаведений список є ознакою функціональної та надійної нафтової або будь-якої іншої свердловини, готової до розробки.

Умови останньої можуть суттєво змінюватись, і, для забезпечення максимальної продуктивності процесу, існує кілька конструктивних типів:

- відкритий;
- перекритий хвостовиком експлуатаційної колони;
- з фільтром;
- перфорований.

Кожен з них має свої особливості функціонування і допомагає забезпечити найбільш якісний і безпечний видобуток цільового ресурсу за допомогою свердловини, що розробляється.

Крім того, важливо згадати, що нерідко створюються багатоствольні або багатовибійні свердловини. Вони призначені для підвищення вироблення та зниження витрат, що позитивно позначається на загальній ефективності роботи свердловини нафтового, водяного чи іншого типу.

Відкритий вибій застосовується у випадках, коли сам пласт досить

однорідний і не містить структур глинистого типу, здатних спровокувати обвалення. Також умовою для використання відкритого вибою є:

- чітко позначені координати кордонів рівня;
- міцні типи порід пласта;
- стійкість ґрунту до обваленням.

Також, розробка свердловини не повинна мати на увазі розробку або будь-який інший вплив на ізольовані шари пластів.

При вибої відкритого виду експлуатаційна колона опускається до пласта розробки, після чого фіксується. З метою підвищення надійності проводиться зміцнення цементом. Розтин пласта виготовляється інструментом.

Через своїх обмежень такий тип використовується рідко.

Вибій з фільтром характерний тим, що обсадна колона опускається до пласта, що розробляється. У середині цього простору розташовується фільтр: обрізана за розміром труба з отворами круглого або щілинного типу. Вони служать для очищення ресурсу, що видобувається, від піщаних домішок.

Фільтри різняться по своєму виду на:

- металокерамічні (мають невеликий гідроопір, добре виконують функцію очищення, мають вигляд кільця з дробу);
- гравійні (елементом, здійснюючим фільтрацію, є 5-міліметровий шар гравію, сама конструкція має на увазі дві перфоровані труби різного діаметру, а в вільному просторі між ними і розташована гравійна подушка);
- кільцеві (рівень фільтрації регулюється за рахунок відстані між кільцями, він досягається за допомогою спеціальних стрічок, а сам фільтр одягається на перфоровану трубу).

Даний вигляд вибою свердловини не користується популярністю, особливо у нафтовій розробці.

До найбільш поширеним типам вибоїв відносяться тільки два виду. Одним із найбільш широко застосовуваних є вибій, який має на увазі перекриття перфорованим хвостовиком експлуатаційної колони. Суть у тому, що сама колона опускається до дна шару розробки. Після цього вся частина, що знаходиться

вище пласта видобутку, цементується. Відкрита перфорована частина залишається недоторканою і служить фільтром.

Інший, не менше поширений вигляд вибою - перфорований. Він має низку переваг перед іншими видами:

- можливість розробки інших продуктивних пластів;
- комфортна і ефективна геологічна розвідка;
- відносна простота створення свердловини.

Крім цього, з'являється можливість задіяти різноманітні способи для впливу на прилеглі до шару, що розробляється шару.

Під час безпосереднього буріння відбувається геофізичний аналіз, який дає докладну картину всіх, хто перебуває на шляху прямування шарів. Серед них відбираються продуктивні і водоносні пласти та вибираються об'єкти для експлуатації.

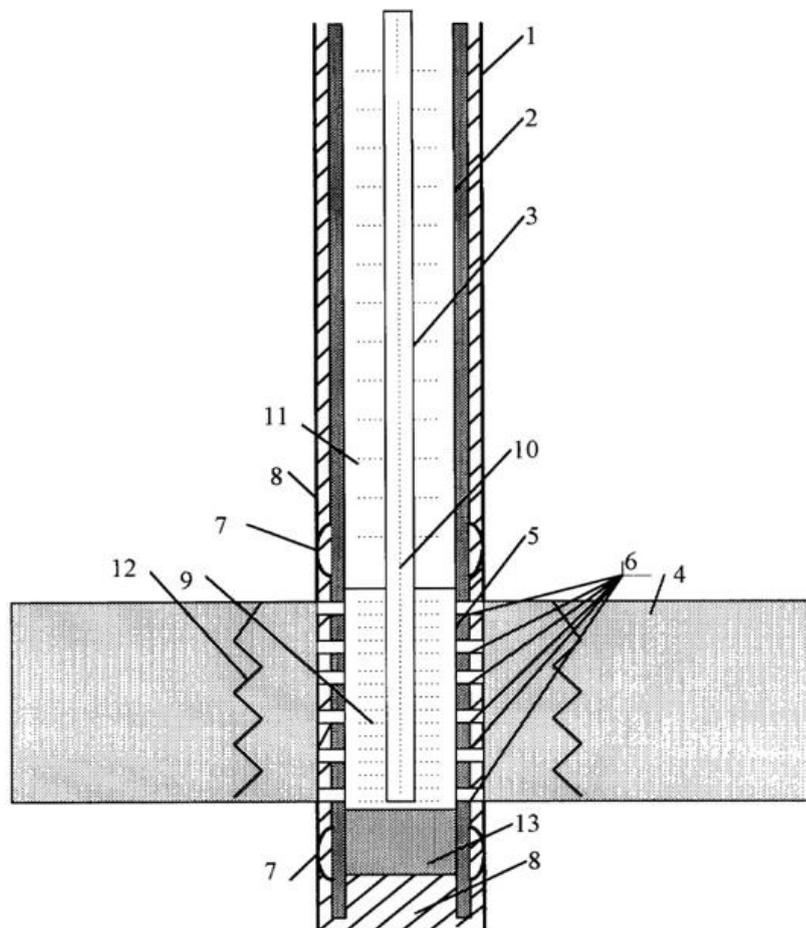


Рисунок 2.1 - Схема реалізації способу закінчення будівництва свердловини

На рисунку 2.1 представлена схема реалізації способу закінчення будівництва свердловини, де 1 - свердловина, 2 - експлуатаційна колона, 3 - колона насосно-компресорних труб, 4 - продуктивний пласт, 5 - фільтр, 6 - заглушки отворів фільтра, 7 - центратори, 8 - тампонажний матеріал, 9 - хімічний реагент, 10 - газ, 11 - технічна вода, 12 - межа проникнення фільтрату бурового розчину в продуктивний пласт, 13 - зумпф.

Після буріння свердловини на проектну глибину в свердловину 1 спускають експлуатаційну колону 2 з фільтром 5, що встановлюється в інтервалі залягання продуктивного пласта 4. Спускається фільтр виготовляють з труби (аналогічні трубам експлуатаційної колони) з виконаними в ній отворами. Число та діаметр отворів визначають з умови досягнення необхідної досконалості свердловини за характером розтину пласта. Отвори фільтра обладнають заглушками 6 (наприклад, зі сплаву магнію), що руйнуються хімічним шляхом (наприклад, соляною кислотою). Отвори на фільтрі мають такий розрахунок, щоб при його спуску в процесі експлуатації свердловина повідомлялося з інтервалами пласта, найбільш сприятливими з точки зору відпрацювання продуктивного пласта та дебіту свердловини. Довжину і конструкцію заглушок обирають з таким розрахунком, щоб зазор між заглушками та стінками свердловини був мінімальним. Для захисту заглушок фільтра від механічних пошкоджень при спуску колони та для забезпечення рівномірного тампонування заколоного простору експлуатаційна колона 2 вище і нижче фільтра 5 забезпечується центраторами 7. При великій довжині фільтра центратори можуть бути встановлені і на самому фільтрі рівномірно по всій його довжині. Після спуску експлуатаційної колони 2 з фільтром 5 виробляють її тампонування і зупиняють свердловину на час очікування затвердіння тампонажного матеріалу 8. У свердловину спускають колону НКТ 3 до низу штучного вибою, змінюють продавочну рідину на технічну воду 11 і проводять опресовування 2 рівні нижніх отворів фільтра 5 і при відкритому затрубному просторі на гирлі свердловини закачують газ 10 і відтісняють свердловинну рідину (технічну воду) 11 до низу НКТ 3. Потім колону НКТ 3 подається хімічний реагент 9, який за рахунок

різниці питомих ваг реагенту і газу падає в нижню частину НКТ. Хімічний реагент 9 нагнітання газу 10 продавлюють в затрубний простір в інтервал установки фільтра 5 і закривають затрубний простір на гирлі свердловини. Свердловина витримується протягом часу руйнування (розчинення) заглушок отворів фільтра під дією хімічного реагенту, при цьому продукти руйнування заглушок стікають в зумпф 13, а в затверділому тампонажному матеріалі на місці заглушок отворів фільтра утворюються фільтраційні канали. Час руйнування заглушок отворів фільтра визначається дослідним шляхом для їх конкретного матеріалу і застосовуваного хімічного реагенту. Далі в свердловину через колону НКТ і фільтр нагнітають газ зі змінним тиском до з'єднання газу, що закачується, з пластовим флюїдом. Змінний тиск газу, що закачується, створюють для більш ефективного руйнування і видалення затверділого тампонажного матеріалу в зумпф із зазору між заглушками отворів фільтра і продуктивним пластом. Закачуваний газ 10 в привибійній зоні змішується з фільтратом бурового розчину, проникає за кордон його проникнення 12 продуктивний пласт 4 і з'єднується з пластовим флюїдом, створюючи фільтраційні канали між продуктивним пластом і порожниною свердловини. Даний момент фіксується на гирло зниженням і стабілізацією тиску газу, що закачується. Далі свердловина переводиться на очищення від продуктів реакції і залишків хімічного реагенту. Для цього стравлюється надмірне тиск газу в НКТ, в затрубне простір подається рідина і зворотним промиванням проводиться промивання свердловини, при цьому при необхідності вводять рідину добавки для виключення її фільтрації в продуктивний пласт, а колону НКТ спускають на глибину, що забезпечує очищення зумпфа. Після виконання цих операцій колона НКТ встановлюється на необхідну глибину, а свердловина переводиться на освоєння та випробування продуктивного пласта.

Коли є небезпека того, що газом, що закачується, і наступними операціями в свердловині неможливо буде зруйнувати затверділий тампонажний матеріал між продуктивним пластом і каналами на місці установки заглушок отворів фільтра, в тампонажний матеріал в інтервалі фільтра при тампонуванні

експлуатаційної колони додають матеріал (наприклад, тирсу або стружки матеріалу, з якого виготовляють заглушки отворів фільтра), розчинний хімічним реагентом. У цьому випадку під дією хімічного реагенту створюються фільтраційні канали як у місцях розташування заглушок отворів фільтра, так і в затверділому тампонажному матеріалі в інтервалі продуктивного пласта.

## **2.2 Первинне розкриття продуктивного пласта**

Фінальним етапом процесу буріння нафтових та газових свердловин є розтин продуктивних пластів. Показник продуктивності говорить про те, наскільки ефективним буде нафтовидобуток у даному родовищі, і після досягнення такого пласта необхідно проводити ряд робіт, націлених на збереження оптимальних умов розробки та захист від негативних факторів. Процес розтину продуктивних пластів завжди здійснюється за заданою технологією, що регламентує алгоритм і контролює безпеку робіт та їх результативність.

Дана процедура є комплексом дій, спрямованих на розробку пласта, що має відповідне співвідношення дебіту до депресії, з метою викачування сировини з покладів родовища. У ході розтину необхідно подбати про те, щоб не відбулося відкритого фонтанування, але водночас важливо, щоб очищувальні якості пластів природного походження залишилися незмінними.

У випадку, якщо проникність пластів занадто маленька, потрібно збільшити можливості фільтрації привибійної області, для чого застосовуються різні методи. Саме розтин може здійснюватися кількома способами і має два різновиди: первинне та вторинне. Під первинним розуміється набір дій, які спрямовані на пластове буріння із забезпеченням стійкого та надійного положення свердловини, а вторинне є необхідною дією після цементування колон.

Технологія процесу, що сформувалася, мало чим відрізняється від буріння основного свердловинного ствола, тому вона не бере в розрахунок механічні

якості пластів породи Вибір технології розтину для нафтової свердловини впливає на особливості освоєння родовища і відіграє важливу роль у формуванні характеристик конкретної свердловини.

Технологія розтину продуктивних пластів вимагає правильного складання рецепту розчину для буріння, використання робіт з цементування того виду, який вплине на фільтраційні властивості пластів. Щільність суміші повинна визначатися ступенем тиску в пластах, сам розчин повинен мати утримуючі здібності, володіти гідрофобністю, високим ступенем змащування, інгібуючими якостями. Технологія також передбачає регулярне очищення суміші механічними та хімічними способами.

Комплексна технологія з цементування включає кілька етапів, головні серед яких - встановлення ванни, буферних пачок і створення складу тампонажу з низькою віддачею при фільтрації. Суміш для тампонажу робиться із застосуванням якісного портландцементу з добавкою спеціальних елементів, що покращують його властивості.

Первинним розкриттям називається розбурювання продуктивного пласта, а до вторинної роботи належить перфорація. Первинне розтин вважається першою частиною робіт по завершенню, і вони проводяться у самому пласті. Якість дій визначає ступінь забрудненості розчину та самого пласта, що безпосередньо відбивається на проникності, тому дуже важливо підібрати правильну технологію для конкретних умов. Усього виділяють три класи для первинного пластового розтину:

Технології, що використовуються при тиску депресивного типу у стовбурі свердловини. Вони відносяться до 1 класу, і згідно з ними, для промивання використовуються насичені газом або пройшли аерацію рідини.

2 клас – технології, які застосовуються, якщо пластовий та свердловинний тиск рівні.

3 клас - репресивне тиск (показник в свердловині більше, чим у пластах).

Технології 3 класу відомі в світовій практиці більше всього.

Після первинного розтин в ствол опускаються труби НКТ, після чого

робиться цементування: це також перекриває пласт з високим нафтовмістом, що змушує повторно розкривати його. Ці роботи, відомі як вторинне розтин, робляться за допомогою перфорування: це процедура створення спеціальних отворів у колоні, цементної основі та пластової породи, щоб посилити гідродинамічні сполучні ланцюги між стовбуром та породою. Сьогодні перфорування робиться різними методами; застосовуються пристрої механічного типу та вибухові види.

У ході перфорування конче важливі наступні фактори:

- Гідродинамічні показники для свердловини;
- Висока міцність і надійна фіксація ствола;
- Мінімальні витрати сил і часу;
- Методи розтин продуктивних пластів.

Ключові вимоги, які застосовуються до способам розкриття пластів:

- Захист від погіршення фільтраційних властивостей привибійної області в ході розкриття пластів з низьким рівнем тиску;
- Попередження фонтанування свердловини при високому тиску;
- Надійність конструкції трубопроводів, ствола і вибійної зони. У ході вторинного розтину, що здійснюється перфоруванням, можуть використовуватися різні перфоратори, вибір яких робиться, виходячи з тиску пластів, механічних властивостей породи та ступеня проникності. Найбільш популярні кульові, кумулятивні, гідропіскоструминні, фрезерні і торпедні різновиди.

Використовуваний метод має на увазі, що форми і габарити отворів для з'єднання колони з пластом визначаються створеними умовами та самим способом. У ході розтину необхідно виключити влучення в пласт тампонажних та бурових сумішей, які можуть суттєво погіршити його властивості. Розтин має створити такі умови, в яких пласт експлуатуватиметься максимально довго, а нафтовий видобуток буде ефективним.

В ході вторинного розтину можуть використовуватися перфоратори різної конструкції. Так, пристрої кульового типу спускаються в ствол на електрокабелі,

і при створенні імпульсу електрики здійснюється так званий залп, під час якого відбуваються постріли радіальної траєкторії. Діаметр куль складає 1,25 см, вони здатні пробити колону з кільцем і опинитися в продуктивному шарі. Після цього з'являються канали, які можуть мати довжину від 6,5 до 15 см залежно від потужності обладнання та фізико-хімічних властивостей пласта.

Більшу результативність мають пристрої торпедної конструкції: вони вистрілюють снарядами розривного вигляду, їх діаметр коливається від 2,2 до 3,2 див. При вибуху таких снарядів формуються глибокі каверни. Мінусом цього та попереднього типу обладнання є те, що після роботи можуть утворитися тріщини на трубах та кільці з цементної суміші.

Застосування кумулятивних пристроїв отвори утворюються у пласті, трубах і кільце при допомозі пропалювання стінок газовий сконцентрованим струменем, який утворюється під час підривання снарядів кумулятивного типу. Тиск струменя доходить до 30 ГПа, і в породі створюється канал довжиною до 35 см, який має структуру, що звужується по довжині. Його максимальний діаметр становить 1-1,5 см. Мінусом методу вважається те, що газовий струмінь спричиняє подачу рідини зі стовбура, через що пласт засмічується, і в майбутньому при експлуатації нафтовий приплив може суттєво зменшитися.

Недоліки, характерні для перфорування за допомогою вищеописаного обладнання, відсутні, якщо використовувати гідропіскоструминний метод. Перфоратор опускається в ствол, а потім за допомогою насосного обладнання проводиться нагнітання рідини з піщинками під певним тиском (зазвичай його показник варіюється від 15 до 30 МПа). Рідина подається через насадки і повільно руйнує стінки стовбура, кільце та пласт у заданих точках. У ході гідропіскоструминної обробки створюється порожнина, що має форму конуса із зростаючим діаметром. Глибина такої порожнини сягає 1 метра, і перевагою є те, що колона не буде деформована в сусідніх ділянках.

Також часом для розтину вторинного типу використовується фрезерна перфорація, при якій по колоні опускається пристрій з колом для різання, що обертається навколо осі, і з його допомогою в колоні робляться спеціальні

щільності. Мінусом такого методу вважається мала глибина спуску, тому його можна застосовувати на свердловинах, які через ті чи інші причини не можуть бути поглиблені.

### **2.3 Технологічне оснащення для закінчення (Completion String)**

Елементи оснащення обсадних колон представляють комплекс пристроїв, що застосовується для успішного спуску обсадних колон і якісного цементування свердловин, надійного роз'єднання пластів і нормальної експлуатації свердловин.

Башмак з напрямною насадкою - призначений для обладнання нижньої частини обсадної колони з метою підвищення її прохідності стовбуром свердловини і попередження пошкодження нижньої труби при посадках. Башмаки приєднують до нижньої частини обсадної колони на різьбленні або зварювання. Напрямні насадки в здебільшого виготовляють з чавуну або бетону. У проміжних колонах після дме поглибленні стовбури їх розбурюють. Для обсадних колон діаметром 351 мм і більше у ряді випадків застосовують башмаки з фаскою без металевих напрямних насадок з метою виключення робіт з розбурювання металу на вибої.

Патрубок башмака з отворами застосовують у тих випадках, коли існує небезпека забивання промивних отворів напрямної насадки.

Башмак Super Seal II Universal Blank RPT Reamer Shoe компанії Халлібуртон (рис. 2.2) - це оновлена технологія знаменитої розробки компанії, яка використовується з 1986 року.



Рисунок 2.2 - Башмак Super Seal II Universal Blank RPT Reamer Shoe

Він здатний пройти навіть в ускладнених районах, з набуханням порід. Подовжені леза стабілізатора спроектовані для зменшення вібрації обсадної колони

Зворотній клапан - призначений для запобігання перетіканню бурового або тампонажного розчину із заколоного простору в обсадну колону в процесі кріплення свердловини. Його монтують в башмаку обсадному колони або на 10-20 м вище нього. Зворотні клапани виготовляють корпусними та безкорпусними . По виду запірної частини вони поділяються на тарілчасті, кульові та мають шарнірну заслінку.

За принципом дії розрізняють три групи зворотних клапанів:

1. що виключають переміщення рідини із заколоного простору в обсадну колону при її спуску в свердловину;
2. що забезпечують самозаповнення обсадної колони, що спускається, буровим розчином при певному (задається) перепаді тисків над клапаном і в заколонному просторі, але що виключають можливість зворотної циркуляції розчину;

3. що забезпечують постійне самозаповнення обсадної колони розчином при спуску в свердловину і дозволяють її промивання методом зворотної циркуляції, вони включаються в роботу після доставки запірною елемента клапана з поверхні корпусу.

Якщо можливі газонафтоводопроями, але відсутні поглинання, то при кріпленні вертикальних і похило спрямованих свердловин слід застосовувати зворотні клапани відповідно першої та другої груп. При можливості поглинання і відсутності прояви пластів доцільно використовувати клапани третьої групи при кріпленні вертикальних та похило спрямованих свердловин.

Головка цементувальна - універсальна призначена для обв'язки гирла під час цементування нафтових і газових свердловин в один і більше ступенів з одночасним походженням обсадних колон, а також у випадках манжетного цементування.

Характеристика цементувальних головок Упорне кільце ( центратори ) - призначене для отримання чіткого сигналу про закінчення процесу продавлювання розчину тампонажного при цементуванні свердловини. Його виготовляють із сірого чавуну та встановлюють у муфті обсадної колони на відстані 10-30 м від башмака.

Центратори застосовують для центрування обсадної колони в стовбурі свердловини з метою рівномірного заповнення кільцевого простору тампонажним розчином/і якісного роз'єднання пластів. Крім того, вони полегшують процес спуску обсадної колони, зменшуючи силу тертя між обсадними трубами і стінками свердловини, збільшують ступінь витіснення бурового розчину тампонажним внаслідок утворення локальних завихрень висхідного потоку розчину в зонах центраторів, а також полегшують роботу по підвісці хвостовиків і стикування секцій обсадних колон у результаті центрування їх верхніх кінців.

Центратори по конструкції діляться на роз'ємні та нероз'ємні, пружинні та жорсткі, а за характером закріплення пружинних планок – на зварні та розбірні. Їх зазвичай встановлюють у середній частині кожної обсадної труби, тобто. у

місцях найбільшого вигину.

При кріпленні похило спрямованих свердловин застосування центраторів є обов'язковим.

Скребки використовують для руйнування кірки бурового розчину на стінках свердловини при спуску колони обсадної в процесі її цементування для утворення міцного цементного кільця за колоною обсадної. Дротяні скребки корончатого типу комплектують упорним кільцем "стоп" з витим клином і встановлюють на обсадній колоні поруч із центратором, вище та нижче кожного з них. Допустима осьове навантаження на обмежувальне кільце СК 1,18 тс.

Центратори Isolizer компанії Халібартон ( рис. 2.3) розроблені спеціально для глибокого буріння можуть бути розташовані в будь-якому місці обсадної колони і не обмежені міжстиковими сполуками.

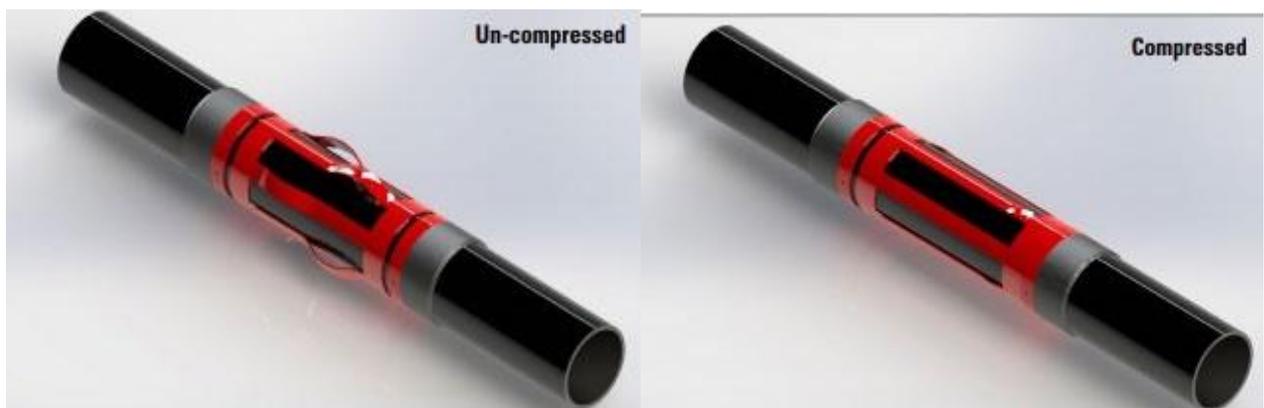


Рисунок 2.3 - Центратори Isolizer

Крім того, вони легко встановлюються на колону обсади. Операція із встановлення може проводитися на виробничій базі, тим самим заощадивши час та убезпечивши робітників.

Турбулізатори – призначені для завихрення висхідного потоку тампонажного розчину в затрубному просторі під час цементування свердловини. Їх встановлюють на обсадній колоні в зонах розширення стовбура свердловини з відривом трохи більше 3 м друг від друга. Лопаті турбулізаторів можуть бути металевими або гумовими (гума покривається двома шарами

кордної бавовняної тканини). Кут нахилу лопатей турбулізатора типу ЦТ до його вертикальною осі 30; допустима осьова навантаження на корпус 1,18 тонн-сил.

Муфти ступінчастого цементування застосовують для кріплення свердловин. в тих випадках, коли виникає необхідність підйому тампонажного розчину на більшу висоту (до 3000 м і більше). При обладнанні обсадних колон зазначеними муфтами стає можливим цементування свердловин в дві щаблі як з розривом во часу між сходами, так і без нього. У стовбурі свердловин їх рекомендується встановлювати в інтервалах стійких непроникних порід і на ділянках, де відсутні розширення, каверни або желобоутворення , а в свердловинах, що похило спрямовані - також у вертикальній частині стовбура.

Роз'єднувачі хвостовиків та секцій обсадних колон - призначені для безпечного спуску на бурильних трубах та для цементування. потайних колон (хвостовиків) або секцій обсадних колон та наступного від'єднання від них бурильних труб. Роз'єднувачі діляться на різьбові (ліва різьблення) і безрізьбові, до яким відносяться кулачкові, замкові і штифтові роз'єднувачі. Роз'єднувачі оснащені внутрішнім пакеруючим вузлом для забезпечення циркуляції рідини через башмак потайної колони або секції обсадної колони після від'єднання обсадних труб від бурильних у роз'єднувачі та їх цементування. Наявність секційної роз'єднувальної пробки в роз'єднувачах дозволяє в процесі цементування потайних колон та секцій обсадних колон роз'єднувати тампонажний розчин та продавочну рідину.

Підвісні пристрої – застосовують для підвішування хвостовиків або секції обсадних колон у стовбурі свердловини з метою запобігання їх вигину від дії власного ваги. Глибинну підвіску потайних колон і секцій обсадних колон при кріпленні свердловин виробляють трьома способами: на цементному камені, клинах та опорній поверхні. Потайні колони і секції обсадних колон можна підвішувати на цементному камені в обсаджений та необсаджений частинах ствола без обмежень їх довжини, глибини свердловини та кільцевих зазорів, але при обов'язковому підйомі тампонажного розчину на всю довжину цементованої колони.

Роздільні цементувальні пробки використовують для роз'єднання тампонажного розчину від бурової та продавочної рідини при цементуванні обсадних колон, а також отримання сигналу про закінчення процесу продавлювання тампонажного розчину. Вони діляться на нижні і верхні. Нижню пробку вводять в обсадну колону безпосередньо перед закачуванням тампонажного розчину для запобігання його змішування із буровим розчином. Верхню пробку вводять в обсадну колону після закачування тампонажного розчину і перед закачуванням продавочної рідини. При цементуванні потайних колон і секцій обсадних колон використовують верхні двосекційні пробки, що складаються з двох частин: нижньої частини, що підвішується на середніх штифтах каліброваних в обсадній трубі, з'єднаної з бурильною колоною, і верхньої частини, що продавлюється по бурильним трубам.

Важливу роль бурінні свердловин з видобутку нафти й газу відіграє створення обсадної колони – елемента, який буде необхідний фіксації горизонтів з розробки та утримання у правильному становищі свердловини.

Компанія DrawWorks запатентувала нову технологію спуску обсадних труб за допомогою нового покоління інструментів для спуску обсадних колон (Running Tools) DWCRT™.

Інструмент для спуску обсадних колон виробництва DrawWorks (DrawWorks Casing Running Tool - DWCRT) зображений на рисунку 2.4, розроблений для згвинчування колон, зворотно-поступального руху та промивання (подачі, повернення та циркуляції розчину) при обертанні DWCRT верхнім приводом. DWCRT призначений для захоплення труби, звинчування з необхідним моментом, що крутить, з обсадною колоною і спуску колони в свердловину за допомогою одночасного виконання операцій обертання, зворотно-поступального руху і циркуляції.

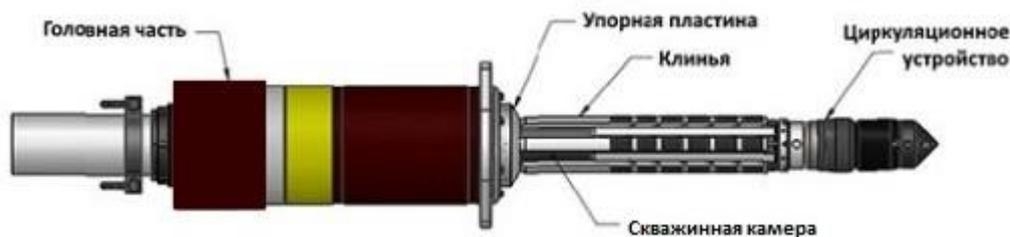


Рисунок 2.4 - Инструмент для спуска обсадных колон DWCRT

Фактично DWCRT може замінити 4 інструменти та 4 особи при спуск колон. Об'єднання в одному інструменті DWCRT штропів, елеваторів, ключів та систем промивання усуває необхідність в обладнанні та персоналі на майданчику бурової установки, що підвищує безпеку та продуктивність. DWCRT працює механічно (без використання гідравліки). Ця технологія вирішує питання, що виникають при спуску, такі як проходження через вікна або спуск у довгих бічних стовбурах.

Особливості технології:

- механічне пристрій, вантажопідйомність від 140 т до 100 т з внутрішнім затискачем;
- для установки інструменту на трубу її потрібно настановлена вага;
- 1 комплект вкладишів на кожен розмір обсадний труби;
- 1 головка (450 т) для розмірів обсадний труби від 4 - 1/2 "До 20";
- 1 головка (1 тис т) для розмірів обсадний труби від 9 - 5/88 «до відсутність зниження навантаження або крутить моменту при виконанні операцій;
- компенсатор різьблення на довжину 6" при свинчуванні;
- замковий механізм - запобігає зайве тиск інструменту при підвищенні моменту, що крутить;
- інструмент може бути встановлений і відключено при дуже низькому крутному моменті;
- запобігає пошкодження обсадний труби при підвищених навантажень.

При використанні запатентованого компенсатора для затискання клинів не потрібне силове зусилля верхнього приводу. При обертанні і збільшенні крутного моменту на обсадній колоні, що утримується, на відміну від інших інструментів, у DWCRT немає зниження номінального навантаження на розтяг. DWCRT може бути встановлений з низьким крутний момент, що означає, що його дуже легко звільняти. Існує кілька варіантів обсадних колон DWCRT, вони зображені рисунку 2.5.



Рисунок 2.5 - Варіанти виконання обсадних колон виробництва DrawWorks

У таблиці 2.1 наведено розміри і навантаження даних обсадних колон.

Таблиця 2.1 – Розміри і навантаження обсадних колон DWCRT

	1	2	3	4	5
Вага	140 тонн	160 тонн	225 тонн	450 тонн	450 тонн
Максимальний крутний момент	17628 Н*м/ 1794 кг*м	20340 Н*м/ 2070 кг*м	33900 Н*м/ 3450 кг*м	88140 Н*м/ 8970 кг*м	88140 Н*м/ 8970 кг*м
Діаметр	4,5 "	5 "	5,5 "	7 "	9-5/8 "

Ступінь центрування, тобто, наскільки труба відхилилася від стінки відкритого стовбура, є критичним моментом, оскільки ексцентриситет призводить до того, що потік рідини проходить по ширшій стороні затрубного простору, при цьому канал загущеного бурового розчину залишається на місці на вузькій стороні затрубного простору. Це призводить до того, що не весь стовбур заповнюється цементом, і можуть залишитися канали, за якими після цементування проходитиме або йтиме розчин.

Зазвичай трубу утримують по центру відкритого ствола за допомогою центраторів, які встановлюють на тіло труби і фіксують стопорними кільцями. Існують різні моделі та розробки, але всі вони потрапляють у дві категорії. У жорстких центраторів зовнішній діаметр фіксований і не залежить від доданих навантажень. Однак, цей зовнішній діаметр повинен бути менше діаметра долота, інакше центратор перешкоджатиме спуску обсадної колони до вибою. Це обмежує максимально досяжний ступінь центрування, особливо якщо фактичний розмір стовбура більше номінального через кавернозність та інші проблеми, пов'язані зі стійкістю стовбура. У пружинних центраторів зовнішній діаметр може перевищувати номінальний діаметр відкритого ствола. Пружинний центратор можна спускати через звуження ствола, стискаючи пружні пружини. Однак прогин пружин також залежить від навантаження, що передається обсадною колоною, і збільшується у викривлених свердловинах, де вага труби повністю або частково передається на центратор.

Сучасні системи моделювання цементування, наприклад, Halliburton iCem, можуть розрахувати ступінь центрації і ефективність закачування цементу з обліком властивостей, використовуваних при цементування рідин, робітників характеристик і схеми розміщення центраторів, а також фактичною

геометрії ствола, виміряною LWD- або іншим тросовим кавернометром . З допомогою цих інструментів можна оцінити ступінь впливу ствола свердловини, а також правильно підібрати тип центратора та інтервал між ними, щоб забезпечити ізоляцію критичних зон цемент. Підбір технології або рецептури тампонажних розчинів індивідуальний і залежить від регіону, свердловинних умов і навантажень на колону і цементний камінь при експлуатації свердловини. Наприклад, американської компанією Везерфорд розробники різні технологічні рішення в області цементування:

- газоблокуючі системи CemTite для свердловин з газоносними пластами, які запобігають міграції газу до структури цементу при переході його з рідкого в твердий стан. Такі характеристики досягаються за рахунок хімічних речовин, які забезпечують якісний контроль втрат флюїду та створюють щільну плівку на поверхні розчину,

- полегшені цементні розчини CemLite для свердловин з низькими показниками градієнта гідророзриву пласта та можливими поглинаннями,

- еластичні та розширюючі цементні системи, такі як CemPly та CemPand , які актуальні для горизонтальних свердловин з багатостадійним ГРП під час освоєння.

- самозагоєнні системи CemHeel , які ефективно працюють у свердловинах з аномально високим пластовим тиском (АВПД) і високими ризиками появи міжколонних перетікань (такі системи використовуються у верхній частині затрубного простору, і в їхньому складі працюють спеціальні добавки, які розширюються при проходженні флюїду через мікротріщини в структурі цементу і тим самим перекривають їх, запобігаючи міжколонним перетіканням).

Нафтовидобувна промисловість перемістилася з легкодоступної в область складності у плані глибини, тиску, товщини шару води і властивостей порід. Саме передове рішення в цементуванні свердловин - сама загоювальна система, яка відновлює цілісність цементного каменю при контакті з вуглеводнями, якщо вона з якихось причин була втрачена. Існує еластична цементна система,

розроблена компанією Шлюмберже , здатна витримати екстремальні умови протягом усього життя свердловини, включаючи перфорації, роботи зі стимуляції пласта, зміни в температурі і тиску во час експлуатації і навіть деякі природні явища. Така система називається FlexSTONE і застосовується до наступних свердловин:

- газовим чи нафтовим з високими тисками чи температурою;
- кандидатам для проведення ГРП;
- підлягаючим консервування;
- з великими коливаннями щільності бурових розчинів при бурінні;
- з очікуваними мікрозазорами , мікротріщин або з планованими змінами режиму температури, тиску.

Переваги її укладаються в наступному:

- зменшується непродуктивний час і витрати, пов'язані з порушенням міжпластової ізоляції
- збільшується дебіт свердловини за рахунок надійної ізоляції пластів із низьким градієнтом ГРП
- збільшується термін експлуатації свердловин за рахунок надійної ізоляції та захисту обсадної колони за наявності корозійних рідин
- відбувається запобігання заколонним перетіканням та/або незапланованого підвищення тиску в затрубному просторі.

Ще одна інноваційна технологія, яка так само розроблена компанією Шлюмберже , – це технологія цементування FUTUR (технологія активного цементного каменю) - це новий унікальний герметик, який покращує довгострокове роз'єднання горизонтів та захищає від перетоків вуглеводнів і «міжколонного» тиску газу на гирло свердловини. Цементний розчин FUTUR , що закачується і розміщується в заколонному просторі в процесі цементування свердловини, формує додатковий бар'єр над резервуаром, реагуючи на втрату герметичності в заколонному просторі у разі порушення цілісності цементного кільця в будь-який момент протягом усього терміну служби свердловини. У разі

пошкодження цементного каменю і початку перетікання вуглеводню через тріщини в цементному камені або через мікрозазори (1), цемент реагує і протягом декількох годин перекриває шляхи перетікання вуглеводнів (2) шляхом відновлення цілісності цементного кільця (3), як показано на рисунку 2.6.



Рисунок 2.6 - Відновлення цілісності цементного кільця потоком вуглеводню

Як тільки шляхи перетікання вуглеводнів перекриті, свердловина відновлює свою гідравлічну ізоляцію. Дана регенерація цілісності цементного каменю може повторюватися у разі, якщо свердловина повторно втрачає гідравлічну ізоляцію в процесі її експлуатації протягом усього терміну служби свердловини.

На рисунку 2.7 показаний результат проведення тесту з перекриття потоку газу, який проводився при кімнатній температурі та тиску 21 МПа. Початковий тиск було встановлено при допомозі азоту (Показаний синім кольором), після чого система була переключена на природний газ. Після закінчення 30 хвилин цемент системи FUTUR зменшив потік газу до малих величин.

Технологія застосовується:

- у складі полегшеного цементного розчину або розчину нормальної густини при первинному цементуванні свердловин;
- для нафтових, газових, газоконденсатних свердловин, а також для свердловин, що працюють сумішами різних вуглеводнів;
- для консервації та ліквідації свердловин за допомогою цементних

мостів;

– у районах, де необхідний додатковий захист від міграції газу в міжколонному просторі протягом усього терміну експлуатації свердловин.

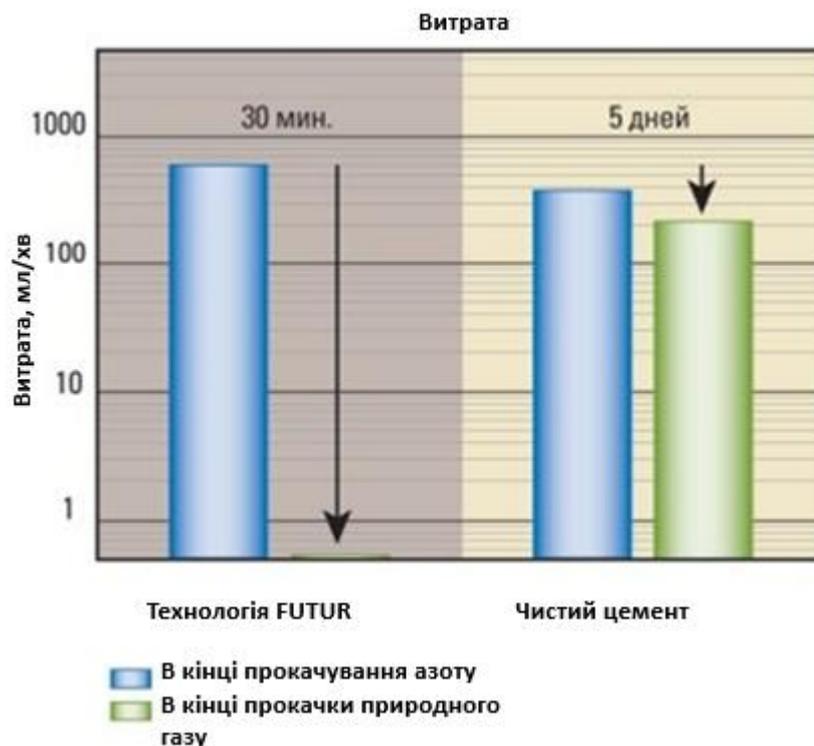


Рисунок 2.7 - Результати тіста по перекриття потоку газу

Переваги технології в тому, що вона ліквідує мікрозазори, тріщини в цементному камені та інші можливі шляхи для перетоків вуглеводню, збільшує термін служби свердловини, самостійно відновлюється та захищає від втрати гідравлічної ізоляції у за колонному просторі, знижує витрати на ремонтно-ізоляційні роботи та втрату прибутку через зупинку видобутку, а також знижує витрати на моніторинг стану свердловини

Технологія FUTUR була застосована у двох свердловинах на родовищі Столберг у Центральній Альберті для боротьби з міжколонними проявами газу, грифонами і перетіканнями, що було не під силу традиційним цементним системам. Поточна технологія, яку застосовують у цьому регіоні, передбачає використання газонепроникних цементних систем. Дані цементні системи були

інтегровані з системою самовідновлюваного герметика з використанням стандартного цементувального обладнання та процедур. Важливим є спосіб доставки рідкої цементної суміші в свердловину, в виду постійно ускладнюються умов цементування. Сучасні технологічні виклики все частіше асоціюються зі здобиччю шельфи, відповідно доцільно розглянути нові агрегати, застосовувані для цементування глибоководних морських свердловин.

До однієї з таких технологічних новинок належить цементувальний апарат компанії Халлібуртон HCS AdvantageOne Offshore Cementing System, спеціально розроблений для приготування та закачування цементних розчинів на морських бурових платформах (рис. 2.8).

Відмінність HCS AdvantageOne від традиційних систем цементування, що застосовуються на вітчизняних промислах, полягає у його універсальності. Апарат дозволяє автоматично змішувати до 300 різних добавок гарантуючи ідеальну точність пропорцій, заданих оператором.



Рисунок 2.8 - Цементувальний апарат HCS AdvantageOne Offshore

Робочий тиск 20.000 Psi (138 Мпа) дозволяє проводити глибоководні роботи, при великому тиску.

Особливість апарату ще й у тому, що все управління ведеться віддалено,

тим самим гарантуючи безпеку та комфортні умови праці робітників.

## 2.4 Перфорація та стимуляція припливу

Сучасна технологія перфорації пройшла шлях від простого прострілу отворів в обсадній колоні до наукових, спрямованих на досягнення конкретної цілі процедур, що дозволяють реалізувати складні та універсальні схеми закінчення свердловин. Сьогодні перфорація застосовується для оптимізації перманентного закінчення, тимчасового закінчення, наприклад, для проведення випробувань пластовипробувачем на бурильних трубах (DST) і ремонту свердловини. Поряд з такими видами обслуговування, як гідророзрив пласта, боротьба з виносом піску, надглибокі та горизонтальні свердловини, надання необхідних властивостей рідинам для закінчення свердловин та випробування свердловин, прострілочно-підривні роботи стали невід'ємним елементом підвищення продуктивності.

Для досягнення оптимальної продуктивності свердловини перфораційні системи та заряди повинні забезпечувати збільшення діаметра перфораційних каналів та спрощення проникнення у пласт. Ключовим елементом підвищення ефективності перфорації є функціональна відповідність перфоратора та зарядів.

Ефективність перфоратора і зарядів во внутрішньовважних умовах є вкрай важливою для успішного закінчення свердловини. Капсульні перфораційні системи поділяються на два типи - одноразові (уламки зарядів і каркас, що несе, після відстрілу залишаються в свердловині) і вилучаються (уламки корпусів зарядів залишаються в свердловині, але каркас, що несе, витягується у випадках, коли уламки не можна залишити на вибої). Перфоратори другого типу також називають напівруйнівними. Деякі капсульні перфораційні системи можуть бути використані для селективної перфорації, коли за один спуск прострілюється кілька інтервалів. Перфоратори доставляють у свердловину на кабелі, хоча є системи, які також можуть спускатися на дроті.

Перфораційна система Enerjet з одноразовим стрічковим каркасом містить глибокопроникні з нульовий або іншими фазуванням. Крім одноразового варіанти цією перфораційної системи є також варіант з каркасом, що видобувається. Поперечний габарит системи складає 4,14-6,35 см.

Високоєфективні системи Pivot Gun , що спускаються на кабелі через НКТ, ідеально підходять для перфорації під час капітальних ремонтів свердловин або глибокого прострілу за межі кольматаційного шару. Під час спуску в свердловину діаметр корпуси перфоратора всього 4,29 см, але як тільки перфоратор виходить з башмака НКТ, заряди повертаються назовні та робочий діаметр перфоратора збільшується до 9,63 см. Система Pivot Gun забезпечує глибину отворів перфорації, яку не дають інші перфоратори аналогічного розміру.

Важливою особливістю системи Pivot Gun є сигнальний ланцюг (Safe Arming / Deployment Verification Circuit ), що гарантує безпечний контроль активації та спрацювання зарядів. Цей сигнальний ланцюг не дозволяє активувати і відстрілити перфоратор доти, доки заряди не будуть повністю переведені в робоче положення назовні з корпусу перфоратора. за допомогою штовхає головки та стрижнів. Іншою ключовою перевагою цієї перфораційної системи є можливість вилучення неспрацьованого перфоратора. Заряди завертаються всередину корпусу перфоратора при вході в башмак НКТ.

Перфораційна система PowerSpiral зі спіральним фазуванням зарядів – це капсульний перфоратор, що витягується, призначений для спуску на кабелі через НКТ. Типорозміри перфоратора складають 4,29, 5,40 і 6,35 см. Визначним технологічним досягненням є розміщення між зарядами перфоратора PowerSpiral амортизуючого матеріалу. Цей матеріал послаблює ударні хвилі при детонації, що дозволяє знизити інтерференцію між зарядами та звести до мінімуму поширення ударних хвиль у стовбурі свердловини. За рахунок цього підвищується ефективність відстрілювання у стволі. Інші технічні особливості системи включають кілька варіантів фабування, високу щільність перфорації та застосування кумулятивних зарядів PowerJet , що глибоко проникають . В

результаті виконання перфорації за допомогою системи PowerSpiral забезпечує найвищу продуктивність свердловини для систем даних типорозмірів.

Області застосування.

- перфорація через НКТ;
- глибоке проникнення в пласт;
- перфорація при відсутності буровий установки або повторна перфорація.

Таблиця 2.2. Параметри капсульних перфораторів

Безкорпусна перфораційна система	Power Pivot	Вилучений Power Enerjet	Витяг емоційний Power Enerjet з подвійним фазуванням	Power spiral	Зруйнуванняний з потрібним фазуванням для свердловин великого діаметра
Щільність отворів на 1 фут	4	6	6	7,5	6
Фазування	180	0	+/-45	45	0, +/- 45
Глибина прострілу, дюйми	28,4	21,6	14,6	19,5	8,1
Вхідний отвір, дюйми	0,35	0,2	0,26	0,22	0,47
Номінальна температура при впливі 1 годину, F°	365	365	365	365	330
Максимальний тиск, psi	12000	20000	20000	20000	15000
Максимальна довжина перфоратора, фут	15	50	35	30	30

Технічний результат досягається за рахунок того, що в пропонованому способі закінчення будівництва свердловини після буріння стовбура в провалку видаленням зумпф, часткового заповнення стовбура після його розширення фільтруючої маси, виконання гідравлічного розриву продуктивного пласта використовують частинки фільтруючої маси, і виклику припливу пластового флюїду в свердловину, буріння стовбура і зумпфа здійснюють з-під башмака

обсадної колони, перед спуском в свердловину до нижнього кінця хвостовика приєднують механічний якір і заглушку, а до верхньому кінцю

- пружну манжету, що самоущільнюється, з розміщеним зовні її знімним кожухом, який пов'язаний з хвостовиком за допомогою руйнованих елементів, при цьому нижню частину колони НКТ обладнують пакером і нагнітальним патрубком, у якого заглушений нижній кінець, пов'язаним зі знімним кожухом, причому перед виконанням гідравлічного розриву продуктивного пласта механічний якір закріплюють в зумпфе, а пакер встановлюють в обсадній колоні, при цьому часткове заповнення ствола фільтруючої масою виконують в процесі продавки рідини розриву з завершенням обсадної колони, осьове переміщення колони НКТ в напрямку знизу-вгору для звільнення пружної манжети, що самоущільнюється, від знімного кожуха і вилучення колони НКТ на поверхню.

Сприяє досягненню технічного результату, що в процесі розширення стовбура в інтервалі продуктивного пласта видалення шламу розбуреної породи зі свердловини здійснюють шляхом організації прямого або зворотного промивання стовбура буровим розчином.

Також сприяє досягненню технічного результату те, що після розширення ствола в інтервалі продуктивного пласта на його стінці формують орієнтовані в заданому напрямку щілини врубки .

Сприяє досягненню технічного результату і те, що після зриву пакера в колоні обсадної здійснюють промивання міжколонного простору свердловини через колону НКТ і нагнітальний переключач.

Крім того, сприяє досягненню технічного результату те, що на зовнішній поверхні верхнього та нижнього кінців хвостовика розміщують центруючі елементи.

Подальші роботи по виклику приплив пластового флюїда в свердловину здійснюються згідно з наміченим планом.

## 2.5 Інтенсифікація припливу та підвищення продуктивності пласта

За кордоном для проведення ГРП розроблено велику кількість нових технологій.

Наприклад, компанією Халлібартон розроблено цілу низку технологій для багатостадійних ГРП, у тому числі обладнання закінчення та технології ГРП:

- ConductorFrac – Технологія, що дозволяє створювати тріщину ГРП із високопровідними зонами всередині пропантного набивання, що забезпечує підвищену довготривалу провідність.

- CobraMAX НІА-Технологія поєднує гідропіскоструминну перфорацію та ГРП. Дозволяє ефективно обробляти багатозонні горизонтальні свердловини.

- Система багатоступінчастою обробки пласта для інтенсифікації припливу RapidStage .

- Система RapidStage надає можливість закінчення горизонтальних свердловин з точним розташуванням тріщин МГРП без додаткових спуско - підйомних операцій.

- Система муфт для багатоступеневої інтенсифікації припливу та видобутку RapidShift .

- Система RapidShift надає нові можливості закінчення горизонтальних свердловин із вибірковою багатостадійною стимуляцією. Багатофункціональна муфта RapidShift наводиться в дію механічним зсувним інструментом, що спускається на гнучких або стандартних НКТ, або кулею при ГРП, дозволяючи надалі провести повторну стимуляцію.

Також компанією розроблено технології повторного ГРП у багатозонних свердловинах:

- AccessFrac – Технологія, що використовує біодеградований відхильник потоку і матеріал, що підвищує провідність пропантної пачки. Застосовується для відхилення потоку повторного ГРП на багатозонних свердловинах, а також для відхилення потоку в тріщині і максимізації мережі

тріщин.

– SurgiFrac – технологія використовує динаміку рідини для обробки заданого інтервалу пласта. Поєднує ГПП та ГРП. Застосовується в обсаджених стволах, хвостовиках, відкритих стволах.

Розглянемо приклад технології кислотних обробок на прикладі нафтовидобувної свердловини з горизонтальним стволом довжиною 200 на глибині 1432 м і діаметром горизонтального ствола 144 мм. Свердловина заповнена рідиною глушіння.

У свердловину спускають колону насосно-компресорних труб з пусковими муфтами і воронкою на кінці. Вирву розміщують в інтервалі башмака експлуатаційної колони. Гнучку безмуфтову трубу з гідромоніторною насадкою спускають усередині колони насосно-компресорних туб.

У горизонтальний не обсаджений стовбур свердловини спускають гнучку трубу безмуфту діаметром 38 мм з гідромоніторною насадкою на кінці. Насадку розміщують на вибої стовбура свердловини. При відкритій затрубній засувці на гирло свердловини прокачують 15% -ний розчин соляний циркуляцією кислоти з гирлом свердловини. Одночасно з подачею розчину кислоти піднімають зі свердловини гнучку трубу безмуфту зі швидкістю 5 м/хв при швидкості заповнення стовбура свердловини розчином кислоти 6 м/хв.

Відкривають затрубну засувку і горизонтальний стовбур свердловини заповнюють гнучкою безмуфтовою труб'ю водним розчином поверхнево-активної речовини - 0,1% водним розчином МЛ-81Б. При закритій затрубній засувці гнучкою безмуфтовою труб'ю виконують продавку водного розчину поверхнево-активної речовини в пласт. Проводять технологічну витримку до випливання нафти в свердловину (протягом 2 годин), потім по затрубному простору проводять продавку розчину кислоти в пласт зі ступінчастим підйомом тиску і витримкою на кожному ступені в наступному режимі: 2 МПа - 15 хв, 4 МПа - 15 хв, 6 і 8 МПа - 15 хв. Потім свердловину промивають і піднімають з гнучку безмуфтову трубу з гідромоніторною насадкою.

Затрубним простором прокачують азот з відбором по колоні насосно-

компресорних труб до появи азоту на гирлі свердловини, використовуючи один компресор і дві цистерни для вивезення відібраної при компресуванні рідини. Тиск у свердловині знижений. Вимірюють швидкість підйому рівня рідини в свердловині, знімають криву відновлення рівня. Проводять глушіння свердловини. Піднімають із свердловини обладнання. Спускають колону насосно-компресорних труб із глибинним насосом та запускають свердловину в роботу.

В результаті дебіт свердловини становив 23 м<sup>3</sup>/ добу , в той час як в аналогічних умовах дебіти свердловин, освоєних за відомими технічними рішеннями, становили 17 м<sup>3</sup>/ сут .

Застосування запропонованого способу дозволить забезпечити обробку всього горизонтального стовбура свердловини в режимі відмиву нафти, що вивільнилася, що перешкоджає контакту порід з кислотою. Зрештою це дозволить збільшити коефіцієнт продуктивності свердловини.

Спосіб закінчення свердловини, що включає прокачування розчину кислоти циркуляцією з гирлом свердловини за допомогою гідромоніторної насадки, розміщеної на кінці гнучкої безмуфтової труби, одночасно з циркуляцією розчину кислоти підйом з свердловини гнучкої безмуфтової труби зі швидкістю, не більшої швидкості заповнення стовбура продавкою розчину кислоти в пласт із ступінчастим підйомом тиску та витримкою на кожному щаблі, проведення технологічної витримки для реакції розчину кислоти з породою, прокачування інертного газу, фіксування кривий відновлення рівня, глушіння свердловини і освоєння свердловини, який відрізняється тим, що попередньо в свердловину в інтервал башмака експлуатаційної колони спускають колону насосно-компресорних труб з пусковими муфтами і з лійкою на кінці, гнучку безмуфтову трубу з гідромоніторною насадкою спускають всередині колони насосно-компресорних труб, перед продавкою кислоти в пласт горизонтальний стовбур свердловини при відкритому затрубному просторі заповнюють через гнучку безмуфтову трубу водним розчином поверхнево-активної речовини, при закритому затрубному просторі виконують

продавку водного розчину поверхнево-активної речовини в пласт, проводять технологічну витримку до спливання нафти в свердловину, потім по затрубному простору виробляють продавку розчину розчину кислоти з породою, промивають стовбур свердловини, піднімають із свердловини гнучку безмуфтову трубу з гідромоніторною насадкою, а прокачування інертного газу проводять по затрубному просторі з відбором рідини по колоні насосно-компресорних труб.

## **2.6 Інтелектуальне закінчення свердловин**

Інтелектуальні системи закінчення свердловин являють собою єдиний комплекс зі складним дизайном, що складається з інструментів керування, вирівнювання припливу або прийомистості при одночасно-роздільній експлуатації/закачуванні (ОРЕ/ГРЗ), а також систем внутрішньосвердловини моніторингу (в різних зонах і бічних стовбурах) і систем контролю або аварійного. Подібний універсальний комплекс дозволяє локально автоматизувати та оптимізувати процес вироблення. / заводнення пласта або об'єкта в загалом, а також може автономно працювати та дистанційно керуватися.

У справжнє час системи інтелектуального закінчення свердловин актуальні багатьом родовищам й у тому мірою застосовуються більшістю провідних зарубіжних нафтогазових компаній, здійснюють розробку біля нашої країни. Через виснаження запасів вуглеводнів, що легко видобуваються, а також необхідність розробки все нових і нових родовищ, що знаходяться в важкодоступних районах, стає очевидним, що для підтримки рівня видобутку на необхідному рівні необхідно змінювати підходи до розробці родовищ. Одним з основних елементів рішення є впровадження систем інтелектуального закінчення свердловин, що дозволяють здійснювати моніторинг, контроль за роботою свердловини протягом усього терміну її експлуатації, а отже, здійснювати безперервну оптимізацію розробки.

Одним із ключових інструментів інтелектуального закінчення є стаціонарна система внутрішньосвердловини моніторингу і контролю, яка дозволяє виконувати точний моніторинг упродовж тривалого часу (до 25 років).

Застосування систем інтелектуального закінчення свердловин забезпечує повне розуміння колектора і можливість підвищення нафтогазовіддачі шляхом зміни тих чи інших параметрів внутріскважинного обладнання. Ці дві переваги є ключовими для максимального збільшення видобутку.

На сьогоднішній день, закордонні компанії пропонують широкий спектр інструментів для закінчення свердловин, від простих до найскладніших систем, що сприяють мінімізації витрат, скороченню ризиків та оптимізації видобутку. Замість адаптації старих технологій до новим і більш складні умови вони пропонують дуже сучасні, високоефективні технології та рішення.

Наприклад, компанія Weatherford для досягнення поставлених цілей застосовує інтегрований підхід до закінчення свердловин, що передбачає спільну роботу фахівців підрозділів Будівництво та Закінчення свердловин.

Також розроблена компанією система OmniWell дозволяє здійснювати контроль продуктивності пласта в реальному часі протягом усього терміну експлуатації свердловини.

OmniWell включає в себе кілька типів рішень та моніторингу:

- оптичний та кварцовий датчики тиску та температури (P/T), які працюють при тиску 206 МПа і температурах до 300°C, а також широко використовуються як індивідуальні системи при стандартні завдання моніторингу;
- оптичні розподілені та багатоточкові датчики контролю на базі волоконних ґрат Брегга, які представляють собою універсальні рішення для теплового моніторингу;
- повнопрохідні внутрішньосвердловинні оптичні витратоміри, які можуть бути налаштовані для одно-, дво- або трифазного потоку і встановлені в будь-якому місці свердловини незалежно від її траєкторії;
- електричний або оптичний кабель різних конфігурацій;

– Гнучкий та застосовний для різних умов експлуатації комплекс систем керування, збирання, зберігання та передачі даних.

Ще компанією проводиться технологія радіочастотної ідентифікації RFID, що дозволяє знизити кількість спускопідйомних операцій (СПО) та внутрішньосвердловини. Практично всі наші інструменти сумісні з технологією RFID, яка дозволяє дистанційно та вибірково використовувати певні інструменти. Програмована RFID-мітка просто скидається в свердловину, де досягає потрібного при закінченні інструменту та змінює параметри його роботи відповідно до закладеної програми.

Крім того, компанія Weatherford розробила ряд внутрішквужинних технологій, призначених для інтелектуального закінчення, куди входить обладнання для відкритого і обсаженого ствола. Для ефективного закінчення в відкритому стволі застосовують заколонні пакери з різними механізмами активації та можливістю встановлення та прокладання через них кабелю і контрольних ліній; пристрої контролю приплив (технологія ICD і технологія автономного контролю притоку AICD ); свердловинні фільтри – стандартні, класу «преміум» та розширювані; технології створення гравійної набивання; різні по виконанню підвіски і пакери для хвостовиків (як стандартні, так з можливістю прокладки кабелю або ліній керування); оснащення, що включає роликові протектори для свердловин з великим відхиленням від вертикалі, та багато іншого.

Також необхідно відзначити, що технології інтелектуального закінчення активно розвивається, і поряд з підвищенням надійності систем відбувається оптимізація витрат, необхідних для їхнього виробництва та монтажу, що безумовно позитивно впливає на перспективи їх впровадження.

## **2.7 Висновки до розділу 2**

1 Конструктивні рішення та технології закінчення свердловин безпосередньо визначають її подальшу продуктивність, довговічність та

безпеку експлуатації. Правильне формування вибою, ізоляція пластів і вибір оптимального типу відкриття продуктивного горизонту дозволяють мінімізувати пошкодження привибійної зони й забезпечити стабільний дебіт.

2 Первинне та вторинне розкриття продуктивного пласта потребує застосування технологій, що відповідають геологічним умовам, тискам і фільтраційним властивостям порід. Від якості бурових рідин, цементування та вибору методу перфорації залежить ступінь проникності пласта та ефективність подальшого видобутку.

3 Ефективність спуску та цементування обсадних колон значною мірою визначається якістю застосованого оснащення – башмаків, зворотних клапанів, центраторів, турбулізаторів, скребків, муфт ступінчастого цементування та ін. Правильно підібрані елементи забезпечують прохідність колони, рівномірне заповнення затрубного простору та надійне роз'єднання пластів.

4 Сучасні технологічні рішення провідних сервісних компаній (Halliburton, Weatherford, Schlumberger, DrawWorks) значно підвищують безпеку, продуктивність і якість кріплення свердловин. Інструменти типу DWCRT дозволяють поєднувати декілька операцій під час спуску колони, а інноваційні цементні системи (FlexSTONE, FUTUR, CemTite, CemHeel) забезпечують довготривалу ізоляцію, самовідновлення цементного каменю й стійкість до екстремальних умов.

5 Оптимальне центрування обсадної колони та правильний вибір рецептури цементу є визначальними факторами якісної ізоляції. Використання моделюючих систем (наприклад, Halliburton iCem) дозволяє точно розрахувати розміщення елементів оснащення та оцінити ефективність цементування з урахуванням фактичної геометрії стовбура, властивостей розчинів і умов буріння.

6 Сучасні системи перфорації забезпечують значно вищу продуктивність свердловин, оскільки дозволяють формувати глибокі, стабільні та оптимально орієнтовані перфораційні канали. Це досягається завдяки

використанню високоефективних капсульних перфраторів, селективних технологій та кумулятивних зарядів із покращеною проникністю.

7 Спеціалізовані перфораційні комплекси (Pivot Gun, PowerSpiral, Enerjet) підвищують технологічну ефективність робіт у складних умовах – зокрема під час перфорації через НКТ, глибокого проникнення у пласт, повторної перфорації та робіт у стовбурах значної кривизни. Вбудовані безпекові системи та можливість вилучення неспрацьованих перфраторів знижують ризики та підвищують надійність операцій.

8 Комплексне поєднання перфорації з подальшими технологіями стимуляції (ГРП, кислотні обробки, очищення стовбура) забезпечує максимальну продуктивність пласта. Завдяки оптимізації структури перфораційного каналу, контролю ударних хвиль та застосуванню фільтруючих і стабілізуючих матеріалів збільшується коефіцієнт продуктивності та довготривала ефективність експлуатації свердловини.

## **РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ СВІТОВОГО ДОСВІДУ ТА НАПРЯМИ УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ЗАКІНЧУВАННЯ СВЕРДЛОВИН**

### **3.1 Порівняльний аналіз зарубіжних і вітчизняних технологій закінчування свердловин**

Процеси закінчування свердловин у світовій нафтовій і газовій промисловості динамічно змінюються під впливом технологічного розвитку, появи інтелектуальних систем та зростаючих вимог до ефективності розробки родовищ. Удосконалення техніки й технології завершення є одним з ключових напрямів підвищення продуктивності та рентабельності видобувних операцій. У цьому розділі наведено порівняльний аналіз зарубіжних і вітчизняних практик completion operations, розглянуто сучасні технічні рішення провідних світових компаній, а також сформовано рекомендації щодо їх адаптації до умов України.

У світовій практиці закінчування свердловин за останнє десятиліття сформувалися такі ключові тренди:

1. Перехід до технологій controlled flow. Використання інтелектуальних клапанів, регульованих муфт, систем моніторингу в режимі реального часу дозволяє ефективно керувати припливом та попереджати конусування води чи газу.

2. Активне застосування багатостадійних систем. Multistage Completion широко застосовується у горизонтальних та похило-скерованих свердловинах для проведення багатоетапного ГРП, збільшення площини контакту з пластом та підвищення дебітів.

3. Удосконалення цементаційних технологій. Використання розширюваних цементів, систем з низькою щільністю, високотемпературних складів, а також розширюваних обсадних колон (expandable casing) для мінімізації міжколонних перетоків.

4. Розвиток інтелектуальних систем (Intelligent Completion). Системи ICD, ICV, автономні клапани AICV, сенсорні каротажні модулі забезпечують

стабілізацію припливу, оптимізацію дебіту та захист від передчасного обводнення.

5. Мініатюризація та автоматизація перфораційних систем. Використовуються глибокопроникні кулеві заряди, радіально-керовані перфоратори, системи oriented perforation, що забезпечують точне позиціонування та збільшення проникності зони перфорації.

6. Екологізація технологій. Зменшення токсичності флюїдів, повторне використання води, застосування low-impact completion, відмова від викидів газу під час освоєння.

Ці тенденції формуються під впливом провідних сервісних компаній (Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford), які активно впроваджують інноваційні технології в бурінні й закінчуванні.

Українська нафтогазова галузь має розвинену систему бурових і сервісних компаній, проте низка обмежень стримує повномасштабне впровадження світових технологій. До них належать:

- обмежений доступ до сучасного обладнання через високу вартість і складність сервісу;
- застарілі технологічні стандарти, значна частина яких сформувалася ще у 90-х роках;
- орієнтація на традиційні конструкції і методи: класичні пакери, стандартні обсадні колони, традиційні цементаційні роботи;
- менший рівень автоматизації та цифровізації;
- слабка розгалуженість інтелектуальних систем через їхню високу ціну.

Водночас у сучасних українських проектах, особливо у приватних операторів та міжнародних компаній, спостерігається зростання впровадження:

- збалансованих perforation strategies;
- пінних та полімерних флюїдів під час освоєння;
- багатостадійних систем для ГРП;
- удосконалених обсадних систем.

Таблиця 3.1 – Порівняння ключових компонентів технології закінчування

Елемент	Зарубіжні практики	Вітчизняні практики
Обсадні колони	Expandable casing, high-collapse tubing, chrome alloy tubing	Стандартні сталеві труби API
Цементация	Розширювані цементи, lightweight systems, stage cementing	Класичні цементи ПЦТ, одноразова цементация
Перфорація	Oriented perforation, deep penetration charges	Стандартні перфоратори кумулятивного типу
Освоєння	Managed pressure completion, nitrogen lift, coiled tubing	Компресорні методи, продувка газом
Інтелектуальні системи	ICD, ICV, Autonomous Inflow Control Valves	Обмежене застосування
Моніторинг	Downhole sensors, fiber optics	Епізодичне застосування сучасних датчиків

Аналіз показує, що головною відмінністю є різний рівень технологічної глибини й автоматизації процесів. Україна зазвичай використовує класичні та добре перевірені методи, тоді як світові компанії рухаються в бік інтелектуального управління свердловиною.

За даними галузевих досліджень SPE (Society of Petroleum Engineers) та компанії Rystad Energy, частка застосування сучасних технологій у світі зростає наступним чином (табл. 3.2).

З таблиці 3.2 видно, що Україна демонструє високі темпи приросту впровадження технологій (300-400%), проте базові показники залишаються значно нижчими за світові. Північна Америка зберігає лідерство за абсолютними показниками впровадження всіх сучасних технологій.

Таблиця 3.2 – Динаміка впровадження сучасних технологій закінчування свердловин у світі (2015-2025 рр.)

Технологія	Регіон	2015	2018	2021	2025*
Інтелектуальні системи (ICD/ICV)	Північна Америка	23%	38%	54%	67%
	Близький Схід	12%	22%	35%	48%
	Європа	18%	29%	41%	55%
	Україна	2%	3%	5%	8%
Багатостадійний ГРП	Північна Америка	65%	78%	87%	92%
	Близький Схід	28%	42%	58%	71%
	Європа	34%	48%	62%	74%
	Україна	8%	15%	24%	35%
Розширювані колони	Північна Америка	15%	24%	32%	41%
	Близький Схід	8%	14%	22%	31%
	Європа	11%	18%	26%	35%
	Україна	1%	2%	3%	5%
Oriented Perforation	Північна Америка	42%	56%	68%	78%
	Близький Схід	25%	38%	52%	64%
	Європа	31%	44%	58%	70%
	Україна	5%	9%	14%	22%

### 3.2. Оцінка ефективності сучасних зарубіжних технічних рішень

Autonomous Inflow Control Devices (AICD) та ICD забезпечують вирівнювання притоку по інтервалу пласта, а також мінімізацію водо- та газоконінгу. У країнах Близького Сходу вони дозволяють:

- зменшувати водоприплив на до 70%;
- продовжувати термін безводного видобутку на 2–5 років;
- знижувати витрати на гідродинамічні обробки.
- В Україні ця технологія мала б значний ефект, особливо у випадку:
- покладів Дніпровсько-Донецької западини з нерівномірною проникністю;

– газоконденсатних родовищ із ризиком прориву газу.

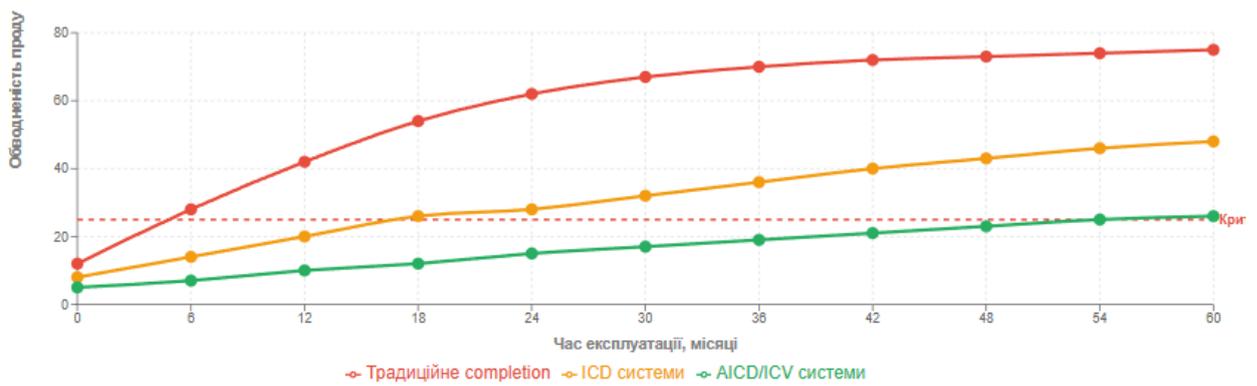
Для кількісної оцінки ефективності інтелектуальних систем контролю припливу було проведено порівняльний аналіз показників експлуатації свердловин з різними типами completion (табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Порівняльна ефективність технологій інтелектуального контролю припливу

Показник	Традиційне completion	ICD	AICD/ICV	Приріст при ICD	Приріст при AICD
Початковий дебіт газу, тис. м <sup>3</sup> /добу	156	198	234	+27%	+50%
Дебіт після 2 років, тис. м <sup>3</sup> /добу	118	167	205	+42%	+74%
Обводненість через 2 роки, %	45	28	15	-38%	-67%
Термін безводного видобутку, міс.	18	32	54	+78%	+200%
Накопичений видобуток за 5 років, млн м <sup>3</sup>	182	256	318	+41%	+75%
Коефіцієнт вилучення вуглеводнів, %	42	54	67	+29%	+60%
Кількість ремонтів за 5 років	4,2	2,8	1,6	-33%	-62%
Витрати на експлуатацію, тис. USD/рік	285	245	198	-14%	-31%
Додаткові інвестиції, тис. USD	-	180	320	-	-
NPV проекту (10 років), млн USD	12,4	18,7	24,3	+51%	+96%
Термін окупності, місяців	-	14	18	-	-
IRR проекту, %	базовий	38	42	-	-

\* Дані базуються на статистиці експлуатації 156 свердловин у Північному морі, Близькому Сході та США (2018-2024 рр.) за матеріалами SPE

З таблиці 3.3 видно, що найбільший ефект досягається при використанні автономних систем AICD/ICV, які забезпечують майже дворазове збільшення NPV проекту порівняно з традиційним підходом. Ключовим фактором є значне продовження терміну безводного видобутку (у 3 рази) та зниження експлуатаційних витрат на 31% (рис. 3.1).



**Інтерпретація:**

- Традиційне completion досягає критичного порогу обводненості (25%) вже через 8-10 місяців
- ICD системи підтримують низьку обводненість до 28-32 місяців (+200%)
- AICD/ICV забезпечують обводненість менше 25% протягом 50-54 місяців (+500%)

Рисунок 3.1 – Динаміка зміни обводненості продукції при різних технологіях контролю припливу

Графік демонструє ключову перевагу інтелектуальних систем – здатність підтримувати обводненість нижче критичного порога (25%) протягом значно довшого періоду. Традиційне completion досягає цього рівня вже через 8-10 місяців, ICD – через 28-32 місяці, а AICD/ICV – лише через 50-54 місяці експлуатації.

Механізм досягнення ефекту:

1. ICD забезпечує пасивне вирівнювання припливу за рахунок гідравлічного опору
2. AICD автоматично змінює пропускну здатність залежно від в'язкості флюїду

3. ICV дозволяє дистанційно регулювати приплив з окремих зон пласта

Для умов України, де середня обводненість свердловин становить 35-40% вже на другий рік експлуатації, впровадження ICD/AICD систем може подовжити продуктивний період на 2-3 роки та збільшити коефіцієнт вилучення на 15-25%.

Розширювані колони (Expandable Casing) забезпечують:

- збільшення внутрішнього діаметра свердловини;

- зменшення кількості колон;
- покращення цементації та герметизації.

У США та Каспійському регіоні такі системи дозволяють підвищити ефективність буріння та завершення на 8–12%.

Для України у глибоких свердловинах із великими інтервалами обсадки це є стратегічно важливою технологією, але вартість її поки що залишається стримуючим фактором.

Таблиця 3.4 – Техніко-економічна ефективність застосування розширюваних колон

Параметр	Стандартна колона	Expandable casing	Різниця, %
Технічні показники			
Зовнішній діаметр до розширення, мм	168	168	-
Внутрішній діаметр після встановлення, мм	146	168	+15%
Ступінь розширення, %	-	18-25	-
Товщина стінки після розширення, мм	11	8,5	-23%
Міцність на розрив після розширення, МПа	480	420	-12%
Якість цементації			
Якість цементації, % покриття кільцевого простору	78	94	+21%
Міжколонні перетоки, % свердловин	23	6	-74%
Адгезія цементу до труби, МПа	2,4	3,8	+58%
Конструктивні переваги			
Кількість необхідних колон	4	3	-25%
Загальна довжина обсадження, м	3800	2850	-25%
Час на спуск колон, діб	12	8	-33%
Економічні показники			
Витрати на обсадні труби, тис. USD	420	580	+38%
Витрати на цементацію, тис. USD	180	135	-25%
Витрати на буріння, тис. USD	1250	1070	-14%
Загальна економія, тис. USD	-	+20	+1,2%
Експлуатаційні показники			
Термін експлуатації, років	15	22	+47%
Ймовірність аварії (міжколонні перетоки), %	18	4,5	-75%
Витрати на ремонти за 10 років, тис. USD	285	95	-67%

\*За даними 78 свердловин у США (Texas, North Dakota), Казахстані та ОАЕ (2016-2023 рр.)

Аналіз таблиці 3.4 показує, що незважаючи на вищу початкову вартість самих розширюваних труб (+38%), загальна економія досягається за рахунок:

- зменшення кількості колон та обсягів буріння (-14% витрат);
- скорочення часу на монтаж (-33%);
- суттєвого покращення якості цементації (+21%);
- зниження експлуатаційних ризиків (-75% аварійності).

Найбільш ефективним застосування розширюваних колон є на глибоких свердловинах (>4000 м) з складними геологічними умовами, що характерно для родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

Зарубіжні технології *orientated perforation* та глибокопроникних зарядів забезпечують:

- збільшення глибини проникнення каналів на 15–40%;
- точне спрямування перфорації у зони з максимальною проникністю;
- зниження ризику утворення зони пошкодження.

В Україні, де значна частина свердловин експлуатується десятиліттями, застосування сучасних перфораторів могло б суттєво підвищити дебіти на родовищах ПАТ «Укргазвидобування».

Графік (рис. 3.2) демонструє пряму кореляцію між технологічним рівнем перфорації та її ефективністю. Комбінована система (*oriented* + глибокопроникні заряди) забезпечує максимальний приріст дебіту (+48%), проте вимагає найбільших інвестицій.

Застосування *lightweight cement* та розширюваних систем у Канаді та Норвегії дозволяє:

- підвищити якість прихвату цементу;
- мінімізувати міжколонні перетоки;
- забезпечити герметичність навіть у тріщинуватих колекторах.

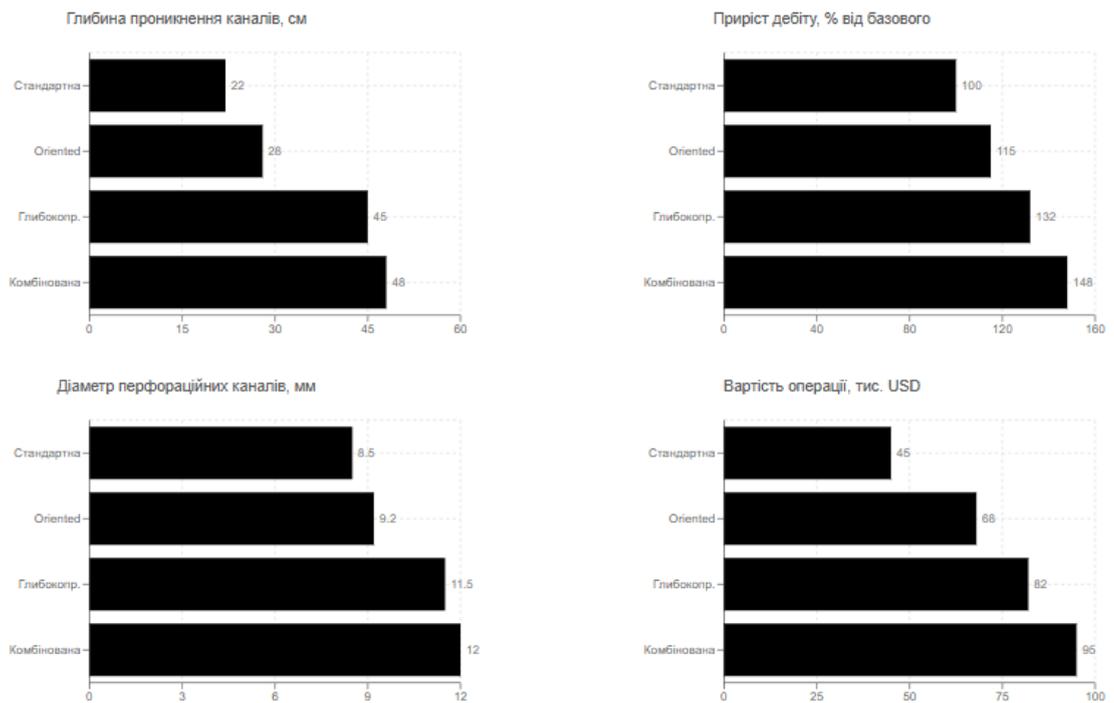


Рисунок 3.2 – Порівняння ефективності перфораційних технологій

У вітчизняній практиці проблема низької якості цементації є однією з найсуттєвіших. Тому впровадження advanced cement techniques могло б зменшити аварійність та збільшити довговічність свердловин (табл. 3.5).

Таблиця 3.5 – Порівняльна характеристика цементаційних технологій

Технологія	Якість зчеплення, МПа	Час твердіння, год	Міцність в 24 год, МПа	Коеф. розширення, %	Температ. діапазон, °С	Вартість, USD/м <sup>3</sup>	Застосування в Україні, %
Стандартний ПЦТ	2,8	24	18	-0,5	20-90	85	78
Розширюваний цемент	4,2	18	24	+2,5	20-150	145	8
Lightweight system	3,6	20	21	-0,2	30-120	132	4
High-temp composite	5,1	16	28	+1,8	40-180	168	2
Foam cement	3,9	22	19	+0,5	25-110	125	6
Тіксотропний цемент	4,5	14	26	+1,2	35-140	158	3

Ключові переваги сучасних цементів:

1. Розширювані цементи (+2,5% об'єму) забезпечують:
  - Щільний контакт з обсадною колоною
  - Заповнення мікротріщин
  - Відсутність міжколонного простору
2. Lightweight systems (щільність 1,2-1,4 г/см<sup>3</sup>) дозволяють:
  - Цементувати слабкі породи без їх руйнування
  - Зменшити гідростатичний тиск
  - Застосовувати у зонах аномальних тисків
3. High-temperature composites ефективні при:
  - Високих пластових температурах (>120°C)
  - Агресивних середовищах (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>)
  - Необхідності тривалої експлуатації (>20 років)

Для українських родовищ найбільш перспективними є розширювані та тіксотропні цементи, які здатні компенсувати недоліки стандартних технологій цементування.

### **3.3. Рекомендації щодо удосконалення технології закінчування свердловин для умов України**

На основі аналізу світових технологій сформовано комплекс рекомендацій, які можуть бути адаптовані до умов вітчизняної нафтогазової промисловості.

Рекомендується:

- поетапне впровадження ICD та автономних AICV-клапанів у газоконденсатних родовищах;
- застосування high-collapse tubing у свердловинах із складними геомеханічними умовами;
- використання розширюваних колон на глибоких свердловинах.

Очікуваний ефект:

- стабілізація припливу;

- зниження газоконінгу;
- підвищення довговічності експлуатаційної колони.

Рекомендації:

- застосування *lightweight cement* на слабозцементованих породах;
- використання розширюваних цементів у складних інтервалах;
- оптимізація режимів закачування з урахуванням міжнародних

стандартів API RP 10D.

Очікуваний ефект: зменшення перетоків та аварійності на 15–25%.

Доцільно впровадити:

- *oriented perforation* у похило-скерованих свердловинах;
- глибокопроникні заряди у малопроникних пластах;
- системи підбору оптимальних інтервалів перфорації на основі

каротажних даних.

Очікуваний ефект: збільшення дебітів на 10–30%.

Рекомендації:

- збільшення частки *nitrogen lift* у складних свердловинах;
- застосування пінних та полімерних флюїдів;
- мінімізація продувок газом.

Це дозволить покращити якість привибійної зони та підвищити стабільний приплив.

Світова практика показує ефективність:

- цифрового *twin*-моделювання закінчування;
- *downhole sensors*;
- онлайн-моніторингу.

Українським операторам варто розширювати застосування цифрових систем для оптимізації режимів експлуатації.

Запропонований комплекс рекомендацій є сучасним, технологічно обґрунтованим і повністю адаптованим до викликів, що стоять перед нафтогазовою галуззю України (рис. 3.3). Його впровадження дозволить значно підвищити техніко-економічні показники розробки родовищ, знизити

аварійність та збільшити видобуток. Акцент на цифровізацію та світові стандарти (API) є ключовим для інтеграції вітчизняної промисловості у світовий технологічний простір.

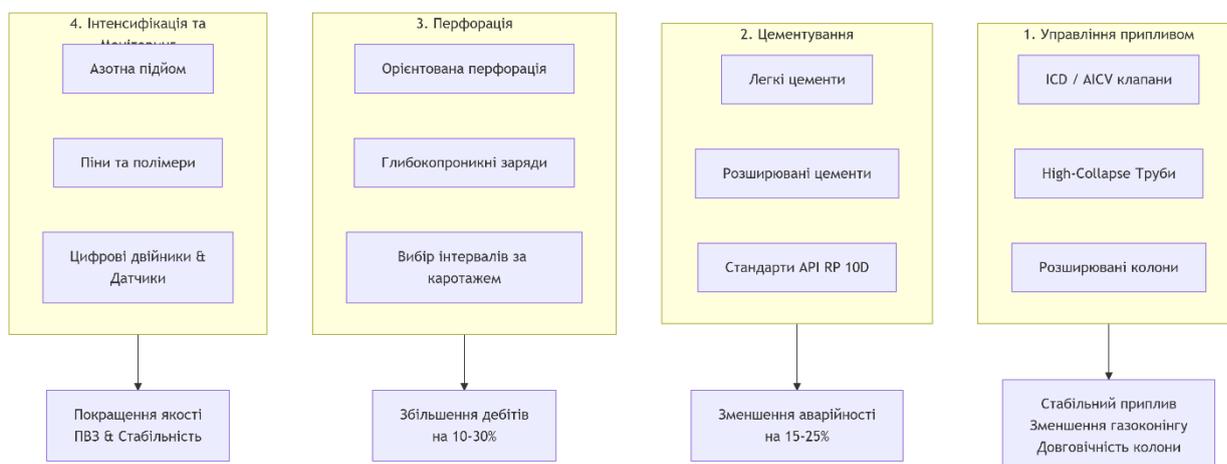


Рисунок 3.3 – Комплекс рекомендацій удосконалення технології закінчування свердловин.

### 3.4 Висновки до розділу 3

1 Порівняльний аналіз світових і вітчизняних технологій закінчування свердловин засвідчив суттєве технологічне відставання української практики. Зокрема, обмежене використання інтелектуальних систем регулювання припливу (ICD/AICV), сучасних перфораційних методів, розширюваних обсадних колон і цифрових систем моніторингу прямо впливає на ефективність розробки родовищ та довговічність експлуатації свердловин.

2 •Оцінка продуктивності сучасних інженерних рішень показала їх високу економічну результативність. Використання автономних клапанів (AICD), розширюваних колон та удосконалених цементів дозволяє підвищити накопичений видобуток до 75 %, знизити обводненість до 67 % та скоротити експлуатаційні витрати до 31 %, що майже подвоює чисту приведену вартість (NPV) проєктів.

3 Для української нафтогазової галузі найбільш перспективним є

поетапне впровадження адаптованих до місцевих умов технологій. До таких належать інтелектуальні системи контролю припливу для боротьби з передчасним обводненням, розширювані та спеціальні цемента для підвищення якості кріплення, а також удосконалені перфораційні методики.

4 Цифровізація процесів проєктування та експлуатації закінчення є критично важливим чинником успішної адаптації світового досвіду. Використання цифрових двійників (digital twins), свердловинних сенсорів, систем онлайн-моніторингу та інтелектуальних алгоритмів дає можливість оптимізувати конструкції закінчення, зменшити виробничі ризики та підвищити якість управлінських рішень.

5 Практичний аналіз сучасних технологічних рішень підтвердив, що найбільший ефект для умов України забезпечує інтегроване застосування інтелектуальних ICD/AICV-клапанів, розширюваних та lightweight-цементів, орієнтованої перфорації та методів інтенсифікації припливу. Це дозволяє підвищити стабільність дебітів на 10–30 %, знизити аварійність та втрати на кріплення на 15–25 %.

6 Реалізація комплексу запропонованих рекомендацій сприятиме системній модернізації галузі. Поєднання інноваційних технічних рішень із цифровими системами контролю та аналізу дасть змогу підвищити ефективність розробки родовищ, надійність свердловинних конструкцій і рівень технологічної безпеки, забезпечуючи інтеграцію вітчизняної галузі у глобальний нафтогазовий технологічний простір.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу з підвищення ефективності та надійності технології закінчування свердловин шляхом комплексного аналізу сучасних світових рішень, оцінки їхньої результативності та розроблення адаптованих рекомендацій для умов родовищ України.

1 Комплексний аналіз сучасних підходів до закінчення свердловин підтвердив ключову роль геологічних умов у виборі оптимальної технології. Ефективність проникнення у пласт, стабільність дебітів і довговічність закінчення визначаються взаємодією конструкції свердловини з параметрами колектора – товщиною пласта, положенням флюїдних контактів, неоднорідністю та чутливістю привибійної зони до забруднення.

2 Технологічні рішення, що формують вибій та забезпечують ізоляцію продуктивних горизонтів, суттєво впливають на якість первинного та вторинного розкриття пласта. Від вибору методу відкриття пласта, якості цементування, рецептури бурового та тампонажного розчину, а також від глибини й орієнтації перфорації залежить проникність привибійної зони та стартовий потенціал продуктивності свердловини.

3 Якість монтажу й цементування обсадних колон є визначальним фактором надійного роз'єднання пластів та безпечної експлуатації свердловин. Використання центрирувальних та турбулізуючих елементів, удосконалених зворотних клапанів, ступінчастих муфт і автоматизованих систем моделювання (iCem) забезпечує рівномірне заповнення затрубного простору, покращує адгезію цементного каменю та зменшує ризик міжпластових перетоків.

4 Сучасні технології провідних сервісних компаній, включно з високоефективними системами перфорації, інноваційними цементними композиціями та комбінованими інструментами спуску, значно підвищують продуктивність і безпеку робіт. Інтеграція високопроникних зарядів, селективної перфорації та подальших методів стимуляції (ГРП, кислотні обробки, газліфт)

забезпечує формування довготривало стабільного гідродинамічного зв'язку зі пластом.

5 Порівняння світових технологій із вітчизняною практикою виявило істотний технологічний розрив, який проявляється у недостатньому використанні інтелектуальних систем контролю припливу, розширюваних колон, цифрових моделей і засобів реального моніторингу. Світові рішення демонструють високу економічну доцільність: збільшення накопиченого видобутку на 50–75 %, зменшення обводненості до 67 % та скорочення витрат на 30 %, що підкреслює їхню перспективність для умов України.

6 Для підвищення ефективності розробки українських родовищ доцільним є впровадження інтегрованого підходу, який поєднує інтелектуальні ICD/AICV-системи, розширювані та lightweight-цементи, оптимізовані перфораційні рішення та цифрові технології. Реалізація такого комплексу дозволить зменшити аварійність на 15–25 %, стабілізувати дебіти на 10–30 %, покращити якість кріплення та забезпечити поступову інтеграцію галузі у світовий технологічний простір.

## **GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK**

This study addresses the important scientific and technical challenge of improving the efficiency and reliability of well completion technology. This is achieved through a comprehensive analysis of modern global solutions, an evaluation of their effectiveness, and the development of adapted recommendations for the conditions of fields in Ukraine.

1. A comprehensive analysis of modern approaches to well completion confirmed the key role of geological conditions in selecting the optimal technology. The effectiveness of reservoir penetration, stability of production rates, and the longevity of the completion are determined by the interaction between the well design and reservoir parameters – such as formation thickness, fluid contact locations, heterogeneity, and the sensitivity of the near-wellbore zone to damage.

2. Technological solutions that shape the bottomhole and ensure the isolation of productive horizons significantly impact the quality of primary and secondary reservoir exposure. The permeability of the near-wellbore zone and the well's initial production potential depend on the chosen method of opening the formation, the quality of cementing, the formulation of the drilling fluid (mud) and cement slurry, as well as the depth and orientation of the perforation.

3. The quality of running and cementing casing strings is a decisive factor for reliable zonal isolation and safe well operation. The use of centralizers and turbulizers, improved check valves, stage collars, and automated modeling systems (e.g., iCem) ensures uniform filling of the annular space, enhances the adhesion of the set cement, and reduces the risk of inter-zonal cross-flow.

4. Modern technologies from leading service companies—including high-efficiency perforation systems, innovative cement compositions, and combined running tools—significantly enhance operational efficiency and safety. The integration of high-penetrating charges, selective perforation, and subsequent stimulation methods (hydraulic fracturing, acid treatments, gas lift) ensures the formation of a long-term, stable hydrodynamic connection with the reservoir.

5. A comparison of global technologies with domestic practice has revealed a significant technological gap, evident in the insufficient use of intelligent inflow control systems, expandable tubulars, digital models, and real-time monitoring tools. Global solutions demonstrate high economic viability, leading to increases in cumulative production by 50–75%, reductions in water cut by up to 67%, and cost reductions of 30%, which underscores their potential for application in Ukraine.

6. To enhance the development efficiency of Ukrainian fields, it is advisable to implement an integrated approach that combines intelligent ICD/AICV systems, expandable tubulars, lightweight cements, optimized perforation solutions, and digital technologies. Implementing such a comprehensive strategy will make it possible to reduce operational failures by 15–25%, stabilize production rates by 10–30%, improve the quality of well integrity, and ensure the gradual integration of the industry into the global technological landscape.

## 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. Боровик М. В., Гордійчук М. В., Кобзар Ю. Б., Ліхван В. М. Термосолестійкі бурові розчини для буріння глибоких свердловин з АВПТ // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 4(49). – С. 149–158.
3. 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.
4. 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.
5. Ґрунтоцементні сховища для токсичних відходів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.23.02 / Тимофєєва Катерина Анатоліївна ; Полтав. нац. техн. ун-т ім. Юрія Кондратюка. - Полтава, 2016. - 22 с. : рис., табл.
6. Дудля М.А. Промивальні рідини в бурінні [Текст] : підруч. для студ. вищ. навч. закл. / М. А. Дудля ; Держ. вищ. навч. закл. "Нац. гірн. ун - т". - Вид. 3-тє, допов. - Д. : НГУ, 2011. - 542 с
7. Загибайло , Г.Т. Промивка свердловин [Текст] / Г.Т. Загибайло, С.М. Башлик . – К.: Знання України, 2006. – 200 с.
8. Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с.
9. Мислюк , М.А. Буріння свердловин [Текст]: довідник / М.А.

Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 2. – 303 с.

10. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурові промивальні рідини та тампонажні суміші: Підручник. – Полтава: ПолтНТУ, 2006. – 296 с.

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

12. 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.

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

14. Тимофєєва К. А. Спосіб виконання гідроізоляції амбарів-накопичувачів відходів при будівництві свердловин на нафту та газ / К. А. Тимофєєва // Будівельні матеріали, виробы та санітарна техніка. - 2013. - Вип. 50. - С. 112-117. - Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/bmvs\\_2013\\_50\\_23](http://nbuv.gov.ua/UJRN/bmvs_2013_50_23)

15. Яремійчук Р. С., Качмар Ю. Д., Семак О. С. Відкриття, розвідка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – Львів: Центр Європи, 2003. – 450 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. Gabolde G., Nguyen J.P. Drilling Data Handbook. Editions Technip; 8th edition, 2006. 600 p.

20. 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.

21. 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.

22. 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

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

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

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

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

27. 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> –

28. 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.