

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
Харченко М.О.

« 21 » _____ 2026 року

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 21 » _____ 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

**на тему: Особливості первинного розкриття продуктивних
пластів при бурінні виснажених колекторів (на прикладі
Перспективного родовища)
Пояснювальна записка**

Керівник

старший викладач Харченко І.Г.

посада, наук. ступінь, ПІБ

Виконавець роботи

Галущенко Артем Сергійович

студент, ПІБ

студент групи 601-НБ

_____ *підпис, дата*

_____ *підпис, дата*

Консультант за 1 розділом

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

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології Матвій С.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології Матвій С.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 21.01.2026г.

Полтава, 2026

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 3 » 09 20 25 року

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

Галущенко Артем Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Особливості первинного розкриття продуктивних пластів при бурінні виснажених колекторів (на прикладі Перспективного родовища)

2. Керівник роботи ст.викл. кафедри буріння та геології Харченко І.Г.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-Ф/2

3. Строк подання студентом роботи 22.01.2026р

4. Вихідні дані до роботи

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

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

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

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

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

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

Загальні висновки по роботі

Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Ларченко М.О. к.т.н. доц. кафедри біомед.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
2	Матвиш О.В. к.т.н. доц. кафедри біомед.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
3	Матвиш О.В. к.т.н. доц. кафедри біомед.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>

8. Дата видачі завдання 3.09.2025р

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент *[Signature]* Галуценко А.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи *[Signature]* Ларченко І.Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ANOTATION	6
СПИСОК СКОРОЧЕНЬ.....	7
ВСТУП.....	8
INTRODUCTION.....	10
РОЗДІЛ 1. ТЕХНОЛОГІЯ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ. АНАЛІЗ УСКЛАДНЕНЬ, ЩО ВИНΙΚАЮТЬ ПІД ЧАС ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	12
1.1 Загальні поняття технології та значення первинного розкриття продуктивних пластів	12
1.2 Аналіз ускладнень, виникнутих під час первинного розкриття продуктивного пласта	16
Н	
Н.4 Висновки за розділом 1. Мета та задачі дослідження	20
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ПРОМИСЛОВИХ ДАНИХ ПРОЦЕСУ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ВИСНАЖЕНОГО КОЛЕКТОРА.....	22
2.1 Загальні відомості про свердловину №385 Яблунівська та її геологічної будови	22
2.2 Аналіз промислових даних про буровий розчин для первинного розкриття продуктивного пласта	28
2.3 Аналіз якості проведення робіт з первинного розкриття.....	31
2.4 Висновки до розділу 2.....	34
РОЗДІЛ 3. ПІДБІР РЕЦЕПТУРИ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ ДЛЯ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ВИСНАЖЕНИХ КОЛЕКТОРІВ НА ОСНОВІ ПРОМИСЛОВИХ ДАНИХ	36
3.1 Аналіз значення підбору рецептури промивальних рідин для первинного розкриття продуктивного пласта.....	36

Т

о

с

2

3.2 Аналіз різних типів промивальної рідини для розкриття продуктивного пласта	37
3.3 Аналіз підбору конструкції привибійної зони свердловини	49
3.4 Пропозиція застосування та обґрунтування методу первинного розкриття виснажених колекторів	54
3.5 Висновки до розділу 3	57
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	59
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	60

АНОТАЦІЯ

Галущенко А.С. Особливості первинного розкриття продуктивних пластів при бурінні виснажених колекторів . Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». — Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». — 2026..

Роботу присвячую аналізу особливостей первинного розкриття продуктивного пласта в виснажених колекторах на прикладі перспективного родовища №385 Яблунівка АТ «Укргазвидобування».

У першому розділі зроблено опис технології первинного розкриття в виснажених колекторах та аналізу умов формування ускладнень та забрудненню привибійної зони пласта спричинених не дотриманням технології.

У другому розділі проведено аналіз даних промислових робіт з первинного розкриття продуктивного пласта АТ «Укргазвидобування» №385 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища

У третьому розділі зроблено підбір рецептури промивальної рідини, аналіз методів кріплення привибійної зони пласта та запропоновано методику підвищення якості первинного розкриття в виснаженому колекторі

Ключові слова: виснажений колектор, низький пластовий тиск, зона кольматації, привибійна зона, буровий розчин.

ANOTATION

Galushchenko A.S. Features of the primary opening of productive reservoirs when drilling depleted reservoirs. Master's qualification work in specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technologies". — Poltava; National University "Poltava Polytechnic named after Yuriy Kondratyuk". — 2026..

I dedicate the work to the analysis of the features of the primary opening of a productive reservoir in depleted reservoirs using the example of the promising field No. 385 Yablunivka of JSC "Ukrgezvydobuvannya".

The first section describes the technology of primary opening in depleted reservoirs and analyzes the conditions for the formation of complications and contamination of the bottomhole zone of the reservoir caused by non-compliance with the technology.

The second section analyzes the data of industrial works on the primary development of the productive reservoir of JSC "Ukrgezvydobuvannya" No. 385 of the Yabluniv oil and gas condensate field.

The third section selects the formulation of the flushing fluid, analyzes the methods of fastening the bottomhole zone of the reservoir, and proposes a method for improving the quality of primary development in a depleted reservoir.

Keywords: depleted reservoir, low reservoir pressure, clogging zone, bottomhole zone, drilling fluid.

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

ПВЗП— привибійна зона пласта

ПАР— поверхнево активні речовини

ПЗП —пристовбутова зона пласта

АТ— акціонерне товариство

ПАТ— публічне акціонерне товариство

НГКР— нафтогазоконденсатне родовище

ОВМ— олива вуглеводнева мінералізована

ВБР— буровий розчин на водній основі

КМЦ— карбоксиметилцелюлоза

КССБ— карбоксилметилкрохмаль

ПАА— поліакриламід

ВПО— в'язко-очищувальна пачка

ГЕЦ— гідроксилетилцелюлоза

ДНС— динамічне напруження зсуву

РАЦ— поліаніонна целюлоза

ВНШЗ— висока в'язкість при низькій швидкості зсуву

АНПТ— аномально низький пластовий тиск

АВПТ— аномально високий пластовий тиск

ВСТУП

Актуальність теми: Підвищення якості проведення робіт з первинного розкриття продуктивного є основною задачею сьогодення та майбутнього нафтогазових компаній. У зв'язку з поступовим виснаженням традиційних родовищ та переходом до розробки покладів зі складними геолого-фізичними умовами питання підвищення якості проведення первинного розкриття набуває першочергового значення. Аналіз технологічних рішень та вибору рецептури бурового розчину допоможе підібрати оптимальні рішення для розкриття продуктивних пластів, що суттєво знизити фактор порушення фільтраційно-ємносних властивостей колектора, утворення складноліквідовуваних ускладнень та підвищення економічної вартості свердловини.

Метою роботи є проаналізувати та систематизувати особливості первинного розкриття продуктивних пластів в виснажених колекторах, підбір методів упередження та ліквідації ускладнень.

Для досягнення зазначеної мети поставлено такі **задачі**:

- проаналізувати умови та причини утворення ускладнень у виснажених колекторах;
- зробити аналіз причини та наслідки забруднення привибійної зони пласта;
- описати залежності рецептури бурового розчину та типу кріплення привибійної зони від складу порід колектора;
- проаналізувати доцільність застосування методу первинного розкриття виснаженого колектора у відкритому стовбурі зі селективною тимчасовою кольматацією та змінною репресією.

Об'єктом дослідження є взаємодія бурового розчину та виснаженого колектора під час первинного розкриття.

Предмет дослідження – залежність вибору рецептури бурового розчину та типу кріплення привибійної зони від будови та складу порід колектора.

Методи дослідження: аналітичним методом було досліджено існуючі технології розкриття та вплив бурового розчину на фільтраційно-ємні властивості колектора, фізико-гідродинамічним методом для аналізу властивостей та впливу фільтраційної кірки, метод технічного аналізу для визначення оптимальної технології та рецептури бурового розчину.

Наукова новизна: удосконалено методику первинного розкриття продуктивного пласта при бурінні виснаженого колектора у відкритому стовбурі, за рахунок використання тимчасової селективної кольматації та змінної репресії на пласт з використанням бурового розчину на вуглеводневій основі. Даний метод вдосконалено у порівнянні з розповсюдженими тим, що він дозволяє контролювати проникність колектора під час проведення розкриття завдяки змінній рецептурі бурового розчину в залежності від складу порід.

Практичне значення роботи полягає в тому, що отриманні в результаті аналізу дані систематизують методику підбору технологічних рішень та рецептури бурового розчину для робіт з первинного розкриття враховуючи особливості виснажених колекторів.

Структура і обсяг роботи. Кваліфікаційна робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Вона викладена на 62 ст., 6 рис. та 4 табл.

Кваліфікаційна робота магістра виконана у Навчально-науковому інституті нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» в 2026 році під керівництвом старшого викладача Харченко Ігоря Григоровича.

INTRODUCTION

Topic relevance: Improving the quality of primary development work is the main task of the present and future of oil and gas companies. In connection with the gradual depletion of traditional deposits and the transition to the development of deposits with complex geological and physical conditions, the issue of improving the quality of primary development is of paramount importance. Analysis of technological solutions and the choice of drilling fluid formulation will help to select optimal solutions for developing productive layers, which will significantly reduce the factor of violation of the filtration and capacity properties of the reservoir, the formation of difficult-to-eliminate complications and increase the economic cost of the well.

The purpose of the work is to analyze and systematize the features of primary development of productive layers in depleted reservoirs, select methods for preventing and eliminating complications.

To achieve this goal, the following tasks were **set**:

- to analyze the conditions and causes of complications in depleted reservoirs;
- to analyze the causes and consequences of contamination of the bottomhole zone of the reservoir;
- to describe the dependence of the drilling fluid formulation and the type of fastening of the bottomhole zone on the composition of the reservoir rocks;
- to analyze the feasibility of using the method of primary opening of a depleted reservoir in an open well with selective temporary clogging and variable repression.

The object of the study is the interaction of drilling fluid and depleted reservoir during primary development.

The subject of the study is the dependence of the choice of drilling fluid formulation and the type of bottomhole zone fastening on the structure and composition of reservoir rocks.

Research methods: the analytical method was used to investigate existing development technologies and the influence of drilling fluid on the filtration and capacity properties of the reservoir, the physical and hydrodynamic method was used to analyze the properties and influence of the filtration crust, the technical analysis method was used to determine the optimal technology and drilling fluid formulation.

Scientific novelty: the method of primary development of a productive reservoir during drilling of a depleted reservoir in an open well was improved, due to the use of temporary selective clogging and variable repression on the reservoir using a hydrocarbon-based drilling fluid. This method is improved compared to the common ones in that it allows you to control the permeability of the reservoir during development due to the variable formulation of the drilling fluid depending on the composition of the rocks.

The practical significance of the work is that the data obtained as a result of the analysis systematize the methodology for selecting technological solutions and drilling fluid formulations for primary development work, taking into account the characteristics of depleted reservoirs.

Structure and scope of work. The qualification work consists of an introduction, three sections, conclusions and a list of sources used. It is presented on 62 pages, 6 figures and 4 tables.

The master's qualification work was completed at the Educational and Scientific Institute of Oil and Gas of the Yuriy Kondratyuk Poltava Polytechnic National University in 2026 under the supervision of senior lecturer Kharchenko Igor Grigorovich.

РОЗДІЛ 1. ТЕХНОЛОГІЯ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ. АНАЛІЗ УСКЛАДНЕНЬ, ЩО ВИНИКАЮТЬ ПІД ЧАС ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Загальні поняття технології та значення первинного розкриття продуктивних пластів

Первинне розкриття пласта є одним із важливих та складних комплексів бурильних робіт від якості проведення якого, безпосереднім чином, залежить майбутня працездатність усієї свердловини та кількість вилученого флюїду з пласта. Саме на цьому етапі формується початковий стан привибійної зони, що в подальшому впливає на умови виконання наступних робіт та загальну ефективність експлуатацію свердловини. Цей комплекс технологічних операцій спрямований на створення відповідних умов для безперервного припливу пластового флюїду до свердловини з мінімальним порушенням природних фільтраційних властивостей колектора [29].

Першочерговими цілями, які потрібно досягти під час процесу первинного розкриття продуктивного пласта є:

- формування умов для подальшого ефективного освоєння свердловини;
- створення гідродинамічного зв'язку між стовбуром свердловини та покрівлею пласта;
- забезпечення відповідної міцності привибійних стінок свердловини
- мінімізація забруднення колектора, збереження його фільтраційних властивостей;
- мінімізація необхідності застосування інтенсифікаційних методів.

Дані цілі формують розуміння важливості та відповідальності робіт по первинному розкриттю продуктивного пласта. Від початку робіт до самого їх завершення від робітників вимагається всецільна увага та професіоналізм,

адже навіть найменша помилка може звести нанівець результати попередніх робіт і суттєво вплинути на правильності проведення подальших.

Для виконання поставлених цілей нафтогазові компанії повинні виконати такі задачі:

1. Забезпечити контроль над пластовим тиском для запобігання репресії на пласт.

2. Обмежити фільтрацію бурового розчину в поровий простір та мікротріщини пласта шляхом запобігання проникнення твердої фази та підбором оптимального типу бурового розчину.

3. Забезпечити стабілізацію привибійної зони пласта.

4. Зменшити механічний та гідродинамічний вплив на стінки свердловини.

Питання підвищення якості виконання робіт з первинного розкриття продуктивного пласта є першочерговим для всіх світових нафтогазових компаній, особливого значення це питання стосується українських. Доцільно буде згадати, що більшість українських родовищ на сьогодні мають високу ступінь виснаження та складні геолого-фізичні умови, а саме низький пластовий тиск, низьку проникність продуктивних пластів, високий вміст глинистих мінералів, у таких умовах навіть незначне пошкодження привибійної зони або поглинання порами колектора промивальної рідини можуть суттєво знизити показники роботи свердловини. З початку 21 сторіччя українські нафтогазові компанії, такі як АТ «Укргазвидобування» та ПАТ «Укрнафта», поступово почали покращувати якість проведення первинного розкриття шляхом впровадження у процес буріння сучасні технології. У результаті впровадження передових технологій пов'язаних з роботами по первинному розкриттю продуктивного пласта в середині 2010-х років були споруджені нові свердловини, які мали більш суттєвий дебіт нафти та газу. Провівши аналіз промислових даних АТ «Укргазвидобування» було визначено, що свердловини у яких особливу увагу приділили якісному проведенню первинного розкриття спостерігається значний приріст дебіту

флюїду, а також зустрічається менше ускладнень пов'язаних з забрудненням колектора буровим розчином чи механічних пошкоджень стінок свердловини. Впровадження нових технологій пов'язаних з первинним розкриттям дало змогу суттєво понизити економічні витрати, зменшити час освоєння родовища та збільшити добовий дебіт порівняно з свердловинами пробуреними до початку впровадження сучасних технологій [1].

Технологічно первинне розкриття в виснажених колекторах особливо не відрізняється від звичайного режиму буріння інших інтервалів, але в зв'язку з тим, що пластовий тиск суттєво знижений, внаслідок відбору флюїду, умов експлуатації та збереження природних фільтраційних властивостей колектора потребують більшої уваги, часу та технологічної доцільності. На відміну від звичайних колекторів, виснажені дуже чутливі до умов первинного розкриття та подальшої освоєння родовища. Хоч комплекс робіт з первинного розкриття виснажених колекторів майже не має відмінностей від первинного розкриття звичайних, але складні геолого-технічні умови такі, як низький пластовий тиск, знижена міцність та підвищена тріщинуватість порід створюють умови або є прямими причинами для формування низки ускладнень, що в результаті призводить до підвищення ризиків погіршення життєдіяльності свердловини

У результаті аналізу промислових даних українських свердловин з виснаженими колекторами у яких зустрічаються ускладнення можна узагальнити до рисунка 1.1.

Як видно з рисунку 1.1 більша частина українських родовищ з виснаженими колекторами так чи інакше під час робіт з первинного розкриття продуктивного зустрічається з утворенням ускладнень пов'язаних з особливостями виснажених колекторів.

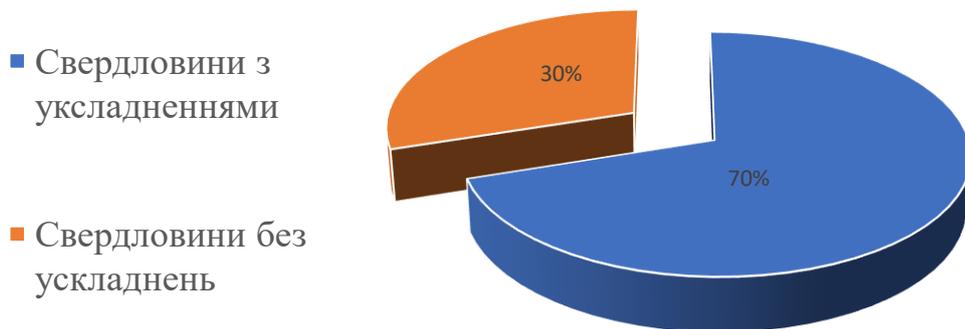


Рисунок 1.1. Частка українських свердловин з виснаженими колекторами в яких під час робіт було виявлено ускладнення

Провівши аналіз промислових даних АТ «Укргазвидобування» та ПАТ «Укрнафта», на рисунку 1.2. видно що основною частиною ускладнень були спричинені або неправильним підбором рецептури промивальної рідини та її подальшим поглинанням в пори колектора, або механічними пошкодженням стінок свердловини .

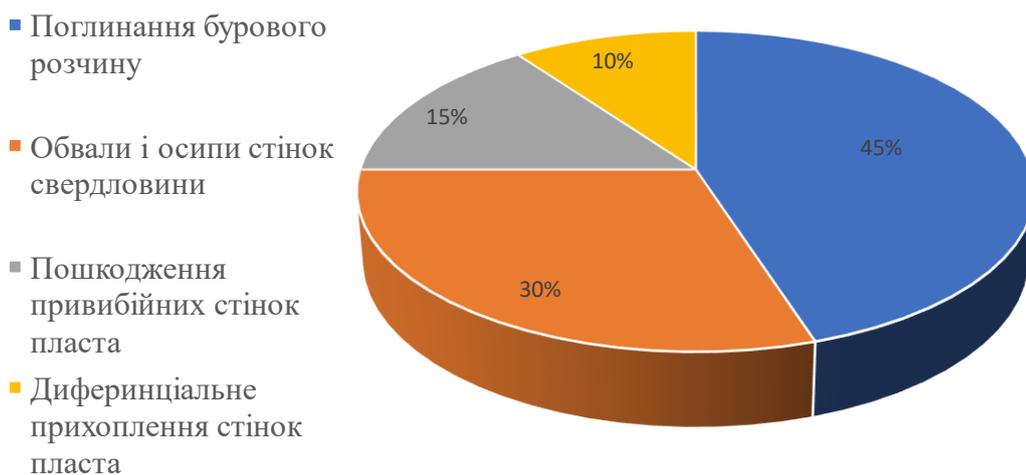


Рисунок 1.2. відсоткове співвідношення типів ускладнення в виснажених колекторах

Отже використовуючи промислові дані родовищ з виснаженими колекторами України та зарубіжних країн можна з точністю сказати, що питання підвищення якості первинного розкриття та запобігання утворення ускладнень є найбільш актуальним для сьогодення та майбутнього нафтогазових компаній.

1.2 Аналіз ускладнень, виникнутих під час первинного розкриття продуктивного пласта

Під час робіт по первинному розкриттю внаслідок недотримання технологічних вимог, неправильним підбором бурового розчину та порушенням режиму буріння виникає низка різноманітних ускладнень, які майже завжди не можуть бути ліквідованими повністю [12].

Умовами для вільного руху промивальної рідини на далеку відстань від свердловини є наявність сильно дренажних пластів або тріщинуватих порід колектора. Розмірів дренажних або тріщинуватих каналів повинні більше ніж в десять разів перевищувати розміри частинок твердої фази промивальної рідини:

$$d_{\text{п}} \geq 10d_{\text{ч}} , \quad (1.1)$$

де, $d_{\text{п}}$ —діаметр пор породи, $d_{\text{ч}}$ — діаметр частинок твердої фази.

Якщо ж розміри твердої фази промивальної рідини перевищують дане співвідношення з'являється висока вірогідність утворення так званої зони кольматації.

$$3d_{\text{ч}} < d_{\text{п}} < 10d_{\text{ч}} . \quad (1.2)$$

Зона кольматації це фільтраційна кірка, яка осідає в поровому просторі порід колектора внаслідок чого проникність породи в цій зоні значно знижується. Якщо ж розміри частинок твердої фази не перевищують третини розмірів пор колектора фільтраційна кірка утворюється на поверхні стінок свердловини і може за необхідністю бути ліквідована.

Проникнення в пласт фільтрату чи води, яку можуть використовувати як промивальну рідину, призводить до зниження природних фільтраційних властивостей пристовбурової зони продуктивного пласта. Зона проникнення водного фільтрату може досягати глибини в десятки метрів, що суттєво збільшує водонасичення пласта в наслідок чого фазова проникність нафти та газу сильно знижується. В результаті чого проникнення водного фільтрату в пласт відбувається витіснення пластового флюїду з поверхні пор колектора, утворення гідратних оболонок та інверсії змочування, перетворення поверхні з гідروفобної в гідрофільну. Наслідком цих процесів зазвичай є гідратація і збільшення в об'ємі глинистих мінералів, що знову ж таки провокує забруднення ПЗП та утворення зони кольматації.

У випадку коли в поровий простір вже почав проникати водний фільтрат, а динаміка роботи долота не змінилася може бути утворена стійка водонафтова емульсія, рух якої в поровому просторі зустрічає значно збільшене гідравлічний опір свердловини. В результаті її руху утворюється ефект Жамена, тобто накопичення бульбашок газу в капілярах породи, які перешкоджають руху флюїду по стовбуру свердловини і знижують ефективність проникнення рідин через породи.

Кожне з вищеперелічених ускладнень є наслідком засмічення або руйнування привибійної зони пласта [19].

1.3 Аналіз причин та умов руйнування і забруднення привибійної зони пласта виснажених колекторів

Забруднення ПЗП також є розповсюдженим ускладненням у виснажених колекторах спричинених неправильним підбором рецептури промивальної рідини. Також умовами забруднення ПЗП можуть бути гранулометричний склад порід колектора. Породи пісків та пісковиків майже у всіх випадках у своїх порах мають тверді глинисті частинки. Внаслідок дії водного фільтрату на глинисті частинки в залежності від мінерального складу

вони можуть набухати, диференційно розширюватися чи пептизуватися, що призводить до утворення глинистого блокування. При мінералізації глин в 20 кг/м^3 призводить до диспергування глин, що суттєво зменшує стійкість глин. В залежності від концентрації в пісках чи пісковиках солі, проникність глин може суттєво знизитися і призвести до виносу глинистих частинок з пор колектора. Цю залежність відображено на рисунку 1.1.

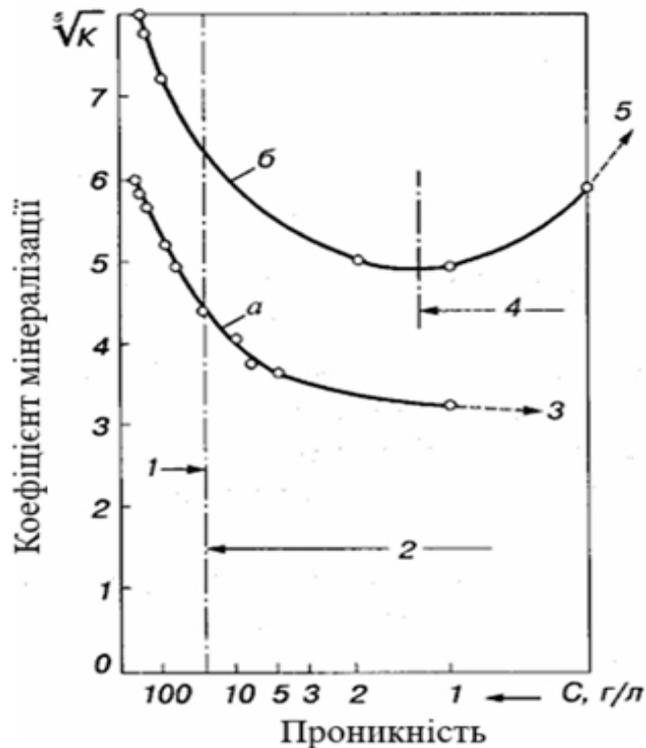


Рисунок 1.1 Залежність проникності піщаного зразка з глиною від концентрації солі. Вміст монтморилоніту: а — 10%; б — 5%; 1 — зона стійких глин; 2 — зона нестійких глин; 3, 5 — дистильована вода; 4 — зона виносу глинистих частинок.

Ще більшому виносу глинистих частинок сприяє проникнення в пори колектора пептизованих частинок, що в порівнянні з диспергованими в більшій мірі знижують проникність колектора, дану залежність зображено на рисунку 1.2.



Рисунок 1.2 Залежність проникності пісковиків від мінералізації розчину солі: 1 — пісковик з ілітом; 2 — пісковик з каолінітом.

Особливу увагу потрібно звернути на ізолювання колектора від проникнення в нього фільтрату бурового розчину. Забезпечення достатньої кількості колюматуючих частинок в промивальній рідині є основною умовою для формування непроникної фільтраційної кірки. Від формування якої залежить загальна проникність породи та глибина залягання зони забруднення ПВЗП. Формування фільтраційної кірки є керованим технологічним процесом, основною умовою початку формування фільтраційної кірки є перепад тисків [1]:

$$\Delta p = p_{\text{гiдр}} - p_{\text{пл}}, \quad (1.3)$$

де, $p_{\text{гiдр}}$ —гідростатичний тиск, $p_{\text{пл}}$ — пластовий тиск.

Під час фільтрації колюматуючі частинки затримуються на поверхні пор або в їх вхідних каналах утворюючи первинний шар кірки. Подальша фільтрація призводить до ущільнення фільтраційної кірки забезпечуючи зменшення проникність:

$$Q = \frac{k \times A \times \Delta p}{\mu \times L}, \quad (1.4)$$

де, Q – об'єм фільтрату, k – коефіцієнт проникності фільтраційної кірки, L – довжина фільтраційної кірки.

Якщо у промивальній рідині достатня кількість колюматуючих частинок то навіть при заглибленні долота у продуктивний пласт до формування фільтраційної кірки зона забруднення по своїм розмірам не перевищує декількох сантиметрів.

Тому рекомендується використовувати промивальні рідини з наявністю у своєму складі не менше 5% колюматуючих частинок розміром $1/3$ від загального розміру пор пласта.

Причинами руйнування та засмічення ПВЗП як вже було сказано є порушення фільтраційно-ємнісних властивостей та зростання гідродинамічного опору потоку флюїду. Окрім процесу проникнення осадів в пори пласта усі інші процеси руйнування та засмічення пласта відбуваються при умові руху флюїдів та дією на них диференційного, капілярного та осмотичного тиску.

1.4 Висновки за розділом 1. Мета та задачі дослідження

1. Первинне розкриття продуктивного пласта є чи не найважливішим етапом буріння та освоєння свердловини. Якість та правильність проведення комплексу робіт грає ключову роль в життєдіяльності, ефективності та економічній доцільності експлуатації свердловини. Головною цілю робіт по первинному розкриттю є створення надійного гідродинамічного зв'язку та забезпечення збереження природних фільтраційних властивостей колектора. Первинне розкриття продуктивних пластів в виснажених колекторах технологічно майже нічим не відрізняється від буріння інших інтервалів, але має свої особливості пов'язані з специфічними фільтраційними властивостями порід колекторів

2. Систематизовано типи ускладнень спричинених не дотриманням рецептури чи технології первинного розкриття колектора продуктивного

пласта. Проаналізовано причини руйнування та забруднення привибійної зони пласта. Формування фільтраційної кірки кольматуючими частинками бурового розчину, як основна технологія забезпечення мінімальної проникності колектора.

Метою роботи є проаналізувати та систематизувати особливості первинного розкриття продуктивних пластів в виснажених колекторах, підбір методів упередження та ліквідації ускладнень.

Для досягнення зазначеної мети поставлено такі задачі:

- проаналізувати умови та причини утворення ускладнень у виснажених колекторах;
- зробити аналіз причини та наслідки забруднення привибійної зони пласта;
- описати залежності рецептури бурового розчину та типу кріплення привибійної зони від складу порід колектора;
- проаналізувати доцільність застосування методу первинного розкриття виснаженого колектора у відкритому стовбурі зі селективною тимчасовою кольматацією та змінною репресією.

Порівняння переваг та недоліків бурового розчину

Переваги	Недоліки
Низькі фільтраційні властивості, що характеризується мінімальним проникненням фільтрату у пласт та зберігає фільтраційно-ємнісні властивості колектора.	Вартість на приготування, підтримки властивосте та утилізація ОВМ значно вища порівняно з розчинами на водній основі.
Через відсутність безперервної водної фази ОВМ не взаємодіє з глинистими мінералами, що виключає їх набухання та дестабілізацію стінок свердловини.	Вуглеводнева основа потребує спеціальних заходів з утилізації бурового шламу та відпрацьованого розчину.
Застосування ОВМ забезпечує мінімальне пошкодження привибійної зони, що позитивно впливає на результати випробування та подальшу експлуатацію.	ОВМ вимагає постійного контролю фазового складу, підтримки стабільності емульсії та стану ПАР.
Буровий розчин зберігає стабільну в'язкість і структурну міцність при зміні температури та тиску, що особливо важливе в глибоких інтервалах.	Підвищена пожежо- та вибухонебезпека через наявність вуглеводневої фази в складі розчину.
Зниження ризику диференційного тиску. Гідрофобна фільтраційна кірка зменшує утворення сили тертя між бурильним інструментом і стінками свердловини.	Зниження інформативності в деяких методах каротажу при використанні ОВМ.

Можливість точного регулювання густини дозволяє ефективно контролювати пластові тиски, що у свою чергу підвищує стійкість до газових проявів.	Перехід на ОВМ потребує ретельної підготовки стовбуру свердловини та очищення від залишків водного бурового розчину.
---	--

Підсумовуючи результати аналізу можна сказати, що буровий розчин на вуглеводневій основі ОВМ, не зважаючи на усі економічні та екологічні недоліки, є оптимальним варіантом для робіт з первинного розкриття продуктивного колектора.

2.3 Аналіз якості проведення робіт з первинного розкриття

У зв'язку з літологічним складом пісковиків колекторського типу, що характеризується пористо-проникною будовою та газо- і газоконденсатним насиченням, було обрано метод технології розкриття у відкритому стовбурі з подальшим спуском хвостовика. Даний технологічний метод було обрано у зв'язку з основною задачею первинного розкриття, а саме збереження природних фільтраційно-ємносних властивостей колектора, також цей метод суттєво підвищує детальність оцінки колекторських властивостей та зменшує забруднення пласта.

Буріння у відкритому стовбурі з подальшим спуском хвостовика є однією з найбільш ефективних та технологічно обґрунтованих схем спорудження свердловини при розкритті продуктивних пластів. Сутність методу полягає в тому, що продуктивний інтервал свердловини проводиться без негайного закріплення обсадною колоною, тобто у відкритому стовбурі, після цього у цей інтервал спускається хвостовик, який лише перекриває нижню частину свердловини. На відміну від класичної схеми з негайним обсадженням

продуктивного пласта, даний метод дозволяє мінімізувати техногенний вплив на привибійну зону пласта.

Передумовами застосування буріння у відкритому стовбурі з подальшим спуском хвостовика є сукупність геологічних, гідродинамічних та технологічних чинників:

- наявність колекторів піщовикового типу з пористо-проникною будовою;
- висока чутливість пласта до водної фази та тампонажних розчинів;
- необхідність зменшення глибини проникнення фільтрату і твердої фази в привибійну зону;
- прагнення знизити обсяг цементних робіт у продуктивному інтервалі;
- властивості стінок свердловини зберігати стійкість протягом часу необхідного для спуску хвостовика.

Особливо ефективним цей метод є на родовищах з газоконденсатними покладами, де навіть незначне пошкодження привибійної зони може призвести до суттєвого зниження дебіту.

При бурінні у відкритому стовбурі порода навколо свердловини перебуває у зміненому напруженому стані. Видалення частини порід призводить до перерозподілу напружень

$$\sigma_r = p_{св}, \quad (2.1)$$

$$\sigma_\theta = 2p_{пл} - p_{св}, \quad (2.2)$$

де, σ_r – радіальні напруження;

σ_θ – тангенціальні напруження;

$p_{св}$ – тиск у свердловині;

$p_{пл}$ – пластовий тиск.

При бурінні продуктивного інтервалу у відкритому стовбурі особливу увагу потрібно приділити контролю режимів буріння. Основними параметрами, які підлягають контролю є:

- осьове навантаження на долото;

- частота обертання бурильної колони;
- механічна швидкість проходки;
- витрати бурового розчину.

Обмеження інтенсивності руйнування порід внаслідок контролю вищеперерахованих параметрів дозволяє зменшити утворення дрібнодисперсного шламу, який є головним джерелом механічної коагуляції порового простору

Також у відкритому стовбурі є неминучим процесом, визначається законом Дарсі :

$$Q = \frac{k \times A}{\mu} + \frac{\Delta p}{L}, \quad (2.3)$$

де, Q– об’ємна витрата фільтрату, м³/с;

A– площа фільтрації, м²;

Δp– перепад тиску між свердловиною і пластом, Па;

L – довжина шляху фільтрації (товщина фільтраційної кірки), м.

Завданням технології є зменшення Q не за рахунок зростання Δp, а за рахунок зниження проникності фільтраційної кірки k. Саме тому в даній свердловині під час розкриття продуктивного пласта з використанням бурового розчину на вуглеводневій основі ОВМ використовували технологію первинного розкриття у відкритому стовбурі.

Провівши аналіз промислових даних про методи розкриття, метод використаний у даній свердловині, у відкритому стовбурі, для об’єктивної оцінки, можна порівняти з альтернативним методам розкриття з повним обважненням бурового розчину продуктивного пласта. Результат порівняння викладено в таблиці 2.3.

РОЗДІЛ 3. ПІДБІР РЕЦЕПТУРИ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ ДЛЯ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ВИСНАЖЕНИХ КОЛЕКТОРІВ НА ОСНОВІ ПРОМИСЛОВИХ ДАНИХ

3.1 Аналіз значення підбору рецептури промивальних рідин для первинного розкриття продуктивного пласта

Враховуючи особливості виснажених колекторів, а саме низький пластовий тиск та підвищену тріщинуватість порід, питання вибору рецептури та типу бурової промивальної рідини набуває особливого, першочергового значення. Спеціально розроблені промивальні рідини не порушують природні фільтраційні властивості колектора, упереджують утворення зони кольматації, забруднення та руйнацію ПВЗП та порушення стінок свердловини. На відміну від стандартних бурових розчинів, які можуть завдати значної шкоди продуктивним пластам, промивальні рідини для первинного розкриття спрямовані на запобігання проникнення фільтрату в пласт, мінімізуючи собою дію диференційного тиску.

Виходячи з основної мети первинного розкриття продуктивного пласта, до промивальної рідини ставлять, такі вимоги:

- фільтрат промивальної рідини не має підвищувати гідрофільність і не має збільшувати кількість води в породах пласта;
- фільтрат не має сприяти утворенню нерозчинних осадів в порах пласта під час контакту с пластовим флюїдом;
- не має викликати процеси набухання, пептизації, дезінтеграції частинок глинистих мінералів;
- забезпечувати мінімальну фільтратовіддачу промивальної рідини;
- по своєму соляному складу та мінералізацією повинен бути максимально схожим на пластову рідину;
- повинен підтримувати мінімальний поверхневий натяг;
- частина кольматуючих речовин у твердій фазі промивальної рідини має бути на достатньому рівні.

Також промивальна рідина повинна відповідати умовам буріння, повинна забезпечувати очищення ствола свердловини, виконувати процеси змащування та інгібування.

Важливою умовою для підбору рецептури промивальної рідини для розкриття продуктивного пласта є її сумісність з обладнанням та процесами закінчення розкриття. Для виконання цих умов промивальна рідина повинна мати такі характеристики:

- розмір твердої фази повинен бути таким, щоб забезпечувалося закупорення устя пор при цьому відбувалося вільне переміщення по обладненню закінчування;

- повинні мати в своєму складі компоненти як можуть бути розчинені в воді чи кислоті або за допомогою окиснювача, які не викликають утворення осадів та фільтраційної емульсії.

Для правильного підбору рецептури промивальної рідини потрібно враховувати детальний аналіз порід пласта, його проникність, поровий тиск, мінералізацію та склад флюїду пласта. В залежності від будови та складу породи колектора може бути використаний різний діапазон вибору рецептури промивальної рідини.

3.2 Аналіз різних типів промивальної рідини для розкриття продуктивного пласта

Як вже було вище зазначено для різного за своєю будовою порід колекторів використовуються різні типи промивальної рідини, універсальної рецептури для всіх порід колекторів не існує.

Рідини на водній основі чи соляному розчині з в'язкими очищуючими пачками, характеризуються низькою густиною, що зазвичай підходить для робіт з первинного розкриття в механічно стійких породах колекторів на котрі значення проникнення великої кількості фільтрату в пори породи не завдає значної негативної дії. Такими породами колекторів зазвичай є вапняки,

доломіти та рифогенні утворення тріщинуватих та звичайних піщаників. Умовами для додавання в промивальну рідину певного виду пачки є відсутність у своєму складі глинистих частинок, гідроксилетилцелюлози та ксантанової смоли (Duo-Vis, Flo-Vis). Тому використання в'язкої очищувальної пачки обумовлене виконанням нею певних функцій, які за допомогою свого складу ліквідують недоліки ВПО, а саме [5]:

- інтенсивний виніс бурового шламу;
- очищення відкритого стовбуру;
- запобігання утворення шламових пробок;
- зменшення вторинної кольматації пласта;
- підготовка свердловини до подальшої роботи.

Завдяки виконанню цих функцій суттєво знижується вірогідність утворення ускладнень під час первинного розкриття. Під час розкриття пласта водний розчин з ВПО забезпечує:

1. часткове компенсування високих фільтраційних витрат;
2. зменшення механічного забруднення привибійної зони;
3. покращення умов спуску хвостовика;
4. зниження ризику утворення прихоплень.

Ефективність ВПО в ВБР зумовлена підвищенням таких параметрів:

- пластичної в'язкості;
- динамічного напруження зсуву;
- граничного напруження зсуву.

Підвищення цих параметрів дозволяє утримувати тверді частинки у завислому стані навіть при зменшенні швидкості потоку

$$\tau \geq \tau_0 , \quad (3.1)$$

де, τ_0 – граничне напруження зсуву;

τ – напруження зсуву потоку, необхідне для зрушення частинок бурового шламу.

В'язкими очищувальна пачка готується на основі робочого бурового розчину з додаванням біополімерів: карбоксиметилцелюлоза (КМЦ),

карбоксилметилкромаль (КССБ), поліакриламід (ПАА). Біополімери є найбільш ефективними реагентом для підвищення в'язкості, підвищуючи динамічне напруження зсуву та інші виносні характеристики пачки. Умовна в'язкість пачки знаходиться в межах 250- 350 с, ДНЗ знаходиться на верхній межі робочого бурового розчину чи перевищую його на 10- 20 % [7].

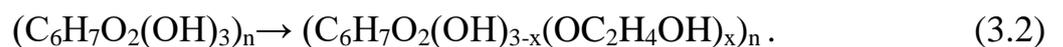
Зазвичай проведення первинного розкриття з використанням ВБР з ВПО технологічно відбувається у відкритому стовбурі з подальшим використанням порового чи перфорованого хвостовика.

Рідини на основі ГЕЦ належать до полімерних водних бурових розчинів з пониженою твердофазною складовою. Основним функціональним компонентом є гідроксиетилцелюлоза, яка виконує роль загущувача, структуроутворювача та фільтрато-знижувача. Вони можуть використовуватися в умовах аналогічних ВБР тобто в стійких породах колекторах. ГЕЦ забезпечує несучу здатність маючи при цьому мінімальну гелеву будову та погані утримуючі характеристики. Реологічні та утримуючі характеристики з низькою швидкістю зсуву можна покращити шляхом додавання ксантанової смоли (Duo-Vis або Flo-Vis).

Реологічно рідини на основі ГЕЦ характеризуються:

- стабільною в'язкістю при зсуві;
- добрими несучими властивостями;
- низькою схильністю до гелеутворення;
- передбачуваною поведінкою в циркуляції.

ГЕЦ є ефіром целюлози, отриманий шляхом заміщення гідроксильних груп целюлози гідроксиетильними радикалами



Завдяки своєму складу забезпечує загущення цілого ряду рідин таких як: прісна вода, хлорид натрію, хлорид калію, хлорид кальцію, а також броміди натрію, кальцію та цинку.

Рідини на основі ГЕЦ під час робіт з первинного розкриття доцільно використовувати за умови помірної чутливості колектора до водного фільтрату. Під час робіт з первинного розкриття дана рідина забезпечує:

- зменшення механічної кольматації;
- зниження фільтраційних втрат;
- покращення очищення вибою свердловини;
- створення сприятливих умов для подальшого спуску хвостовика.

Розкриття продуктивного пласта відбувається у відкритому стовбурі з подальшим спуском порового чи перфорованого хвостовика.

Системи FloPro (пласто-орієнтовані бурові рідини) –це комплексні бурові системи розкриття продуктивних пластів, розроблені компанією MI SWACO (SLB). Вони належать до класу reservoir drilling fluids –рідин, спеціально оптимізованих для збереження природних фільтраційно-ємносних властивостей колектора за рахунок зниження вмісту твердої фази. Розроблені для заміни традиційних глинистих бурових розчинів, які завдяки своєму складу знижують параметри проникності колектора. У своєму складі системи FloPro включають біополімери (ГЕЦ або РАЦ), що забезпечують мінімізацію пошкодження колектора, контроль реології та фільтрації.

Системи FloPro на біополімерній основі мають високу в'язкість при низькій швидкості зсуву у порівнянні з традиційними глинистими буровими розчинами. Наявність ВНШЗ забезпечує підвищену властивість утримування шламу в підвішеному стану у стволі свердловини, а також зменшує дію ерозії на стінки свердловини. Високе значення ВНШЗ слугує не тільки для оптимізації процесу очищення ствола свердловини, а і слугує для мінімізації проникнення фільтрату та самого бурового розчину в поровий простір колектора.

Системи FloPro у своєму складі мають мінімальне значення глинистих частинок. Приготування розчину складається з соляної основи відповідної густини з використанням мінімальної кількості кислотнорозчинного карбонату кальцію з підібраним фракційним складом мармурової крихти або

солі з підібраним розміром твердих частинок для досягнення надійної кольматації устя свердловини.

Очищена ксантанова смола FLO-VIS високого класу застосовується в системі як основний реологічний агент, що забезпечує формування необхідної в'язкості бурового розчину. Контроль фільтраційних втрат здійснюється за рахунок використання FLO-TROL — модифікованого крохмального продукту, який ефективно обмежує проникнення фільтрату в пласт. Спільне застосування FLO-VIS і FLO-TROL створює виражений синергетичний ефект, що проявляється у додатковому підвищенні в'язкісних характеристик системи та покращенні її стабільності.

Як тимчасовий кольматуючий матеріал у складі системи використовується SAFE-CARB — карбонат кальцію з ретельно підібраним гранулометричним складом, отриманий у вигляді мармурової крихти. Даний матеріал характеризується високою кислотною розчинністю, яка перевищує 98% у 15-відсотковому розчині соляної кислоти за температури 76 °F (24,5 °C), що забезпечує можливість ефективного видалення кольматанта після завершення буріння [32].

Рецептура системи FLOPRO має адаптивний характер і може коригуватися залежно від фільтраційно-ємнісних властивостей та мінералогічних особливостей конкретного колектора. У типових технологічних схемах застосовуються різні соляні розчини, які дозволяють регулювати густину бурової рідини в межах від 8,4 до 14,7 фунтів на галон (відносна густина від 1,0 до 1,8) без використання твердофазних обважнювачів.

Зменшення втрат бурового розчину в продуктивний пласт досягається завдяки швидкому формуванню захисної фільтраційної кірки, що виникає внаслідок ефективної кольматації усть пор за допомогою карбонату кальцію з оптимізованим фракційним складом.

Контроль проникнення фільтрату в пласт досягається як за рахунок оптимізованого гранулометричного складу кольматуючих частинок, так і

завдяки формуванню високов'язкої низькошвидкісної структури (ВНШЗ), яка створюється полімерною системою FLO-VIS. Наявність ВНШЗ дозволила істотно обмежити надходження фільтрату в піщані колектори з проникністю до 2 Дарсі навіть за умов надлишкового гідростатичного тиску понад 1000 фунтів на квадратний дюйм (69 бар).

Усі компоненти, що входять до складу систем FLOPRO, здатні руйнуватися або розчинятися під дією кислот, окислювачів або води, що забезпечує можливість їх повного видалення після завершення бурових робіт. Після монтажу закінчення свердловини рекомендується виконати промивання безтвердофазною пачкою, після чого здійснити руйнування та розклад фільтраційної пробки шляхом введення окислювальних реагентів або спеціальних руйнівників.

Системи на основі солі з оптимізованим фракційним складом застосовуються переважно під час буріння слабощементованих піщаних колекторів, де необхідно забезпечити стабільність стовбура та мінімізувати проникнення фільтрату в пласт. Такі бурові рідини готуються на базі насиченого розчину хлориду натрію (солі) із додаванням ксантанової смоли, яка забезпечує формування необхідних реологічних властивостей системи. Контроль фільтраційних втрат у цих розчинах досягається шляхом спільного використання модифікованого крохмалю та частинок солі з ретельно підбраною гранулометриєю, що забезпечує ефективну тимчасову кольматацію порового простору. Підвищений вміст крохмальних реагентів у поєднанні з сольовими кольматуючими компонентами дозволяє досягти високої ефективності обмеження фільтрації. Для збереження стабільності кольматуючого ефекту система повинна постійно підтримуватися в соленасиченому стані. Сольові системи з підбраним фракційним складом характеризуються обмеженим діапазоном регулювання густини, який, як правило, становить від 10 до 12 фунтів на галон (що відповідає відносній густині приблизно 1,2–1,4). За таких умов вони забезпечують достатню механічну стійкість стовбура свердловини, а також зберігають свої

властивості в широкому температурному інтервалі, що свідчить про їхню високу термостабільність. Зазначені системи є сумісними з усіма основними типами компонок закінчення свердловин. Видалення бурового розчину та продуктів кольтатації після завершення буріння, як правило, здійснюється за двоетапною технологічною схемою. На першому етапі проводиться кислотна обробка, спрямована на руйнування полімерної складової системи, після чого виконується промивання ненасиченою водою, що забезпечує розчинення та винесення частинок солі з привибійної зони пласта.

Системи VERSA з удосконаленою реологією належать до класу бурових рідин на вуглеводневій основі, які спеціально адаптовані для виконання операцій первинного розкриття продуктивних пластів без істотного погіршення їх фільтраційно-ємнісних характеристик. У системі VERSADRIL як безперервна фаза використовується дизельне паливо, тоді як у системі VERSACLEAN базовим компонентом є мінеральна олива.

Рецептури систем VERSA з підвищеними реологічними параметрами передбачають формування високов'язкої низькошвидкісної структури (ВНШЗ) за рахунок застосування реагентів VERSAMOD або HRP у дизельному паливі чи мінеральній оливі. Це дозволяє значно покращити очищення стовбура свердловини, особливо за умов буріння з великим відхиленням вибою від вертикалі або при наявності протяжних похилих і горизонтальних інтервалів.

Особливо важливою є можливість використання бурових рідин на вуглеводневій основі при розтині піщаних колекторів зі значним вмістом дрібнодисперсних глинистих домішок. Під час буріння таких пластів водними розчинами часто формується так званий водяний бар'єр, або відбувається деградація колекторських властивостей унаслідок набухання глинистих мінералів. При застосуванні розчинів на вуглеводневій основі ці негативні явища практично відсутні, оскільки фільтрат не взаємодіє з водочутливими компонентами породи. Додатково такі системи забезпечують високу

стабільність глин у продуктивних інтервалах, де колекторські пласти чергуються з глинистими прошарками.

Бурові рідини на вуглеводневій основі формують тонку та міцну фільтраційну кірку, а також характеризуються високими інгібуючими та змащувальними властивостями, що істотно спрощує процес буріння свердловин зі складною траєкторією. Підвищена змащувальна здатність таких систем дає змогу виконувати буріння з подовженими горизонтальними ділянками або складною геометрією стовбура, що в багатьох випадках є технічно неможливим при використанні бурових рідин на водній основі [24, 25].

Об'ємне співвідношення «вуглеводнева фаза – водна фаза» в системах VERSA може змінюватися в широких межах — від 100/0 до 50/50, що забезпечує гнучке налаштування властивостей розчину відповідно до конкретних геолого-технічних умов. Як обважнювач у рідинах для первинного розкриття продуктивних пластів зазвичай застосовується кислоторозчинний карбонат кальцію з підібраним фракційним складом (наприклад, SAFE-CARB), особливо у випадках, коли закінчення свердловини передбачає використання попередньо наповнених фільтрів. За таких умов щільність бурової рідини може досягати 12,5 фунтів на галон (приблизно 1,5 кг/л). Для отримання вищих значень густини необхідне введення бариту, гематиту або інших спеціалізованих обважнювачів, при цьому конструкція закінчення свердловини зазвичай забезпечує винесення обважнювальних матеріалів через щілинні хвостовики або дротяні фільтри.

Ефективне видалення фільтраційної кірки, сформованої буровими рідинами на вуглеводневій основі, потребує повної заміни бурового розчину на чисту рідину закінчення. Для цього застосовуються поверхнево-активні речовини та взаємні розчинники, які змінюють змочуваність фільтраційної кірки та забезпечують можливість її подальшого розчинення кислотними реагентами. Крім того, для досягнення рівномірного руйнування кірки

необхідно коректно підібрати тип та режим кислотної обробки, з урахуванням складу кірки й властивостей продуктивного пласта.

NOVAPLUS і NOVATEC належать до класу бурових рідин на синтетичній основі, які можуть бути спеціально адаптовані для виконання операцій первинного розкриття продуктивних пластів без суттєвого порушення їх колекторських властивостей. Система NOVAPLUS являє собою буровий розчин на основі ізомеризованих олефінів, тоді як NOVATEC базується на лінійних альфа-олефінах, що забезпечує відмінності у фізико-хімічних характеристиках базової фази.

Реологічні параметри обох систем можуть цілеспрямовано коригуватися шляхом введення реагентів NOVAMOD або HRP, що дозволяє сформувати високов'язку низькошвидкісну структуру (ВНШЗ). Така структура істотно покращує процес очищення стовбура свердловини від бурового шламу, особливо в умовах буріння свердловин із значним відхиленням траєкторії від вертикалі або з протяжними похилими та горизонтальними ділянками.

Бурові рідини для розкриття продуктивних пластів на синтетичній основі за своїми технологічними перевагами загалом відповідають властивостям бурових розчинів на вуглеводневій основі, зокрема щодо захисту пласта та стабільності глинистих порід. Водночас такі системи відрізняються вищою вартістю, що обмежує їх застосування у порівнянні з традиційними вуглеводневими системами. Разом із тим синтетичні бурові рідини в багатьох регіонах світу допущені до скидання бурового шламу в морське середовище, за умови дотримання вимог чинного екологічного законодавства.

Завдяки своїм екологічним характеристикам синтетичні системи знаходять широке застосування в екологічно чутливих районах, особливо у випадках, коли продуктивний пласт представлений водочутливими пісковиками з підвищеним вмістом глинистих мінералів. Фільтрат таких розчинів, як правило, не викликає набухання глин і не призводить до деградації колекторських властивостей. Крім того, синтетичні бурові рідини

забезпечують високий рівень стабілізації глинистих прошарків у продуктивних інтервалах, де колектор чергується з глинистими породами.

Аналогічно до бурових розчинів на вуглеводневій основі, ефективно видалення фільтраційної кірки, сформованої синтетичними системами, вимагає попереднього заміщення бурового розчину на чисту рідину закінчення. Для цього застосовуються поверхнево-активні речовини та взаємні розчинники, які змінюють змочуваність фільтраційної кірки і створюють умови для її подальшого розчинення кислотними реагентами. Для досягнення рівномірного та повного руйнування фільтраційної кірки необхідно правильно підібрати тип і параметри кислотної обробки з урахуванням складу кірки та властивостей продуктивного пласта.

Підсумовуючи результати аналізу можна сформулювати таблицю 3.1 з переліком недоліків та переваг для кожного з типу бурових розчинів.

Зробивши висновки з результатів аналізу можна з точністю сказати, що оптимальним варіантом вибору рецептури бурового розчину для робіт з первинного розкриття продуктивного пласта є системи VERSA, які поєднують ефективні захисні властивості порід колектора та керовану кольматацію. Сольові та ГЕЦ системи доцільно використовувати в простих геологічних умовах. Вуглеводневі та синтетичні системи забезпечують найбільший рівень технологічної надійності при розкритті складних колекторів, однак характеризуються підвищеною собівартістю.

Таблиця 3.1

Аналіз переваг та недоліків систем бурових розчинів

Система бурового розчину	Переваги	Недоліки
Системи FloPro	<p>Максимальний захист колелекторських властивостей</p> <p>Контрольван тимчасова кольматація CaCO_3</p> <p>Дуже низькі фільтраційні витрати</p> <p>Легке видалення фільтраційної кірки кислотою/окиснювачем</p> <p>Гнучка рецептура під властивості пласта</p>	<p>Вища вартість порівняно з іншими ВБР</p> <p>Потребує точного підбору гранулометрії</p> <p>Має підвищену чутливість до зміни рецептури</p>
Сольові системи (сіль з підібраним фракційним складом)	<p>Добра стабілізація слабкоцементованих пісковиків</p> <p>Ефективність контролю фільтрації</p> <p>Простота приготування</p> <p>Низька вартість приготування</p>	<p>Обмежений діапазон густини</p> <p>Необхідність підтримання соленасиченості</p> <p>Дія водної фази може пошкоджувати водочутливі пласти</p>

Продовження таблиці 3.1

<p>ГЕЦ- системи (водні полімери)</p>	<p>Низький вміст твердої фази Добра реологічна стабільність Простота обслуговування Екологічна безпека</p>	<p>Середній рівень захисту колектора Можливе утворення набухання глин Стає менш ефективним при використанні у складних родовищах</p>
<p>VERSADRSL/VERSACLEAN (вуглеводнева основа)</p>	<p>Відсутність формування водного бар'єру Дуже висока інгібуюча здатність Формування тонкої фільтраційної кірки Висока змащувальна здатність Ідеальні для горизонтальних свердловин</p>	<p>Висока вартість приготування Підвищені екологічні вимоги до ліквідації та використання Підвищена складність ліквідації після буріння</p>
<p>NOVAPLUS/NOVATEC (синтетична основа)</p>	<p>Забезпечення максимального захисту пласта Забезпечення стійкості глин у складних розрізах Мінімальний вплив на фільтраційно-ємні властивості колектора Дозвіл використання в екочутливих зонах</p>	<p>Дуже висока вартість приготування Має високі вимоги до технології використання Логістична складність доставки необхідних для приготування реагентів Ускладнює технологічний контроль під час використання</p>

3.3 Аналіз підбору конструкції привибійної зони свердловини

Конструкція привибійної зони свердловини є одним із ключових технологічних елементів, що визначає ефективність первинного розкриття продуктивного пласта та подальшу продуктивність свердловини. Саме в привибійній зоні відбувається безпосередній контакт між свердловиною і колектором, тому будь-які помилки в підборі типу конструкції призводять до погіршення фільтраційних властивостей пласта, зниження дебітів і ускладнення процесу освоєння. В зв'язку з тим, що більшість родовищ відрізняються один від одного за своїми статиграфічними, геологічними характеристиками та за своєю будовою, питання підбору конструкції привибійної зони, для запобігання забруднення ПВЗП є не менш актуальним ніж питання підбору рецептури бурового розчину. У випадку виснажених, малопроникних або неоднорідних колекторів роль конструкції привибійної зони зростає ще більше. Зниження пластового тиску, наявність залишкових запасів, підвищена чутливість порід до фільтрату бурового розчину та депресійних навантажень вимагають застосування спеціальних, технологічно обґрунтованих рішень. Саме тому підбір конструкції привибійної зони розглядається не як стандартна операція обсадження, а як складова комплексної технології збереження колекторських властивостей пласта.

Від правильності вибору типу конструкції привибійної зони залежить майбутній фактичний дебіт свердловини. Наявність у будові родовищ одного чи декількох продуктивних горизонтів, наявність АНПТ чи АВПТ, складення пристовбурової зони стійкими або нестійкими породами є ключовими факторами у питанні вибору типу конструкції

За своєю технологією розрізняють два типи конструкції привибійної зони:

1. за способом входження в продуктивний пласт;
2. способом кріплення продуктивної зони.

Такий підхід дозволяє систематизувати існуючі технологічні рішення та забезпечити обґрунтований вибір конструкції залежно від геолого-фізичних умов пласта і режиму його експлуатації.

За способом входження в пласт є два основних методи:

1. Перший полягає в тому, що розкриття продуктивного пласта проводять після того як було пробурено верхній інтервал на тій же промивальній рідині без проведення кріплення інтервалу. Після розкриття продуктивного пласта в свердловину спускають експлуатаційну колону, цементують її та проводять вторинне розкриття перфорацією (рис. 3.1, а, б, в). Цементування свердловини здійснюється манжетним способом вище продуктивної зони якщо було продуктивну зону було обладнено фільтром (рис. 3.1, г). Такий метод є найбільш традиційним і широко застосовувався при розробці родовищ із високими колекторськими властивостями. Його перевагою є відносна технологічна простота та можливість ефективної ізоляції водоносних інтервалів.

Однак у випадку виснажених пластів цей метод має суттєві недоліки, пов'язані з глибоким проникненням фільтрату бурового розчину, формуванням щільної фільтраційної кірки та механічним пошкодженням привибійної зони.

Крім того, перфорація як метод вторинного розкриття не забезпечує повноцінного відновлення природної проникності пласта, особливо в умовах зниженого пластового тиску [23].

2. У другому методі до робіт з первинного розкриття приступають після робіт з цементування та кріплення свердловини коли вона пробурена до покрівлі пласта (рис. 3.1, д, е, є, ж, з, и). Перед первинним розкриття бурова рідина може бути змінена у зв'язку з тим, щоб більше відповідати характеристикам пласта.

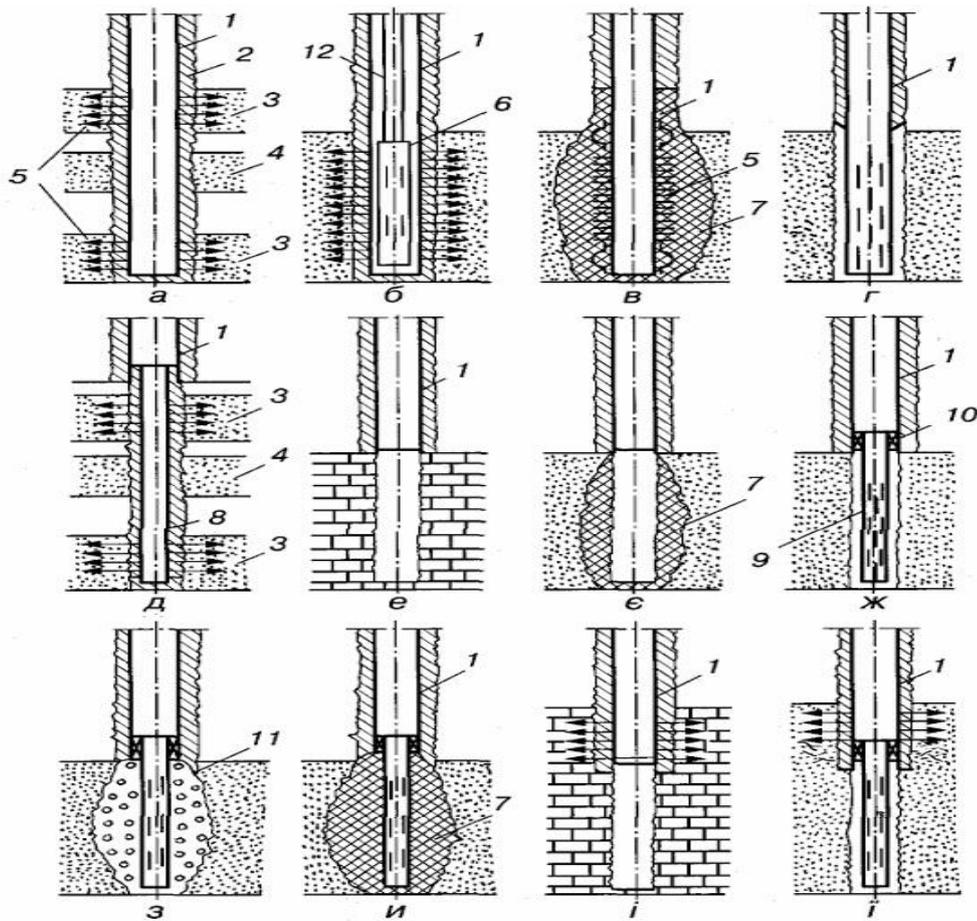
Цей метод є принципово важливим для виснажених колекторів, оскільки дозволяє:

- зменшити глибину проникнення фільтрату;

– уникнути формування щільної цементної перемички в межах продуктивного інтервалу;

– створити умови для збереження природних фільтраційних каналів.

3. Також існує третій метод, який несе в собі ознаки як першого так і другого методу (рис. 3.1, і, ї). Проникнення в пласт комбінованим методом відбувається за рахунок того, що експлуатаційна колона перекриває тільки верхню частину продуктивного пласта.



Схеми обладнання продуктивної зони свердловини:
 1 – експлуатаційна колона; 2 – цементне кільце; 3 – продуктивний пласт;
 4 – водонесний пласт; 5 – перфораційні отвори; 6 – трубний фільтр; 7 – штучний
 колектор; 8 – хвостовик; 9 – фільтр; 10 – пакер або підвісний пристрій;
 11 – гравійний фільтр; 12 – колона насосно-компресорних труб (НКТ)

Рис 3.1 типи конструкції свердловини в залежності від методу проникнення в продуктивний пласт

За способом кріплення продуктивної зони можна виділити три основних типи конструкції привибійної зони [18]:

1. Конструкції закритого вибою передбачають повне обсадження продуктивного інтервалу зацементованою обсадною колонною або

хвостовиком з подальшим вторинним розкриттям (перфорацією) або установкою трубного фільтра, рис. 3.1, д замість хвостовика може бути спущена суцільна експлуатаційна колонна, яка по всій довжині або частково зацементована. Такі конструкції можуть застосовуватися лише за умови, коли продуктивний пласт складений міцними породами, має однорідні колекторські властивості і не схильний до руйнування під дією депресії.

Основними недоліками конструкцій закритого вибою є:

- складність ізоляції підошовних і контурних вод;
- зниження проникності в зоні перфорації;
- високий ступінь техногенного впливу на привибійну зону.

Конструкція а є найпоширенішою через простоту виконання та надійність ізоляції продуктивного пласта. Проте її недоліком є необхідність враховувати при підборі складу бурового розчину не лише стійкість та характеристики продуктивного пласта, а й властивості всієї товщі. Також ця конструкція чутлива до ризику забруднення привибійної зони тампонажним розчином під час цементування. Якщо продуктивні породи слабо цементовані, існує ймовірність проникнення піску та руйнування колектора в ствол свердловини. Для запобігання цього у продуктивному інтервалі застосовують фільтр, як у конструкції б, або заповнюють простір штучним колектором, як у конструкції в. Штучний колектор створюють з тампонажного матеріалу, що має достатню міцність та проникність. Початкова проникність тампонажного каменю дозволяє швидко сформувати поровий простір для вимивання солей водою після затвердіння матеріалу. Перед закачуванням тампонажного розчину виконують розширення стовбура свердловини, що зменшує гідравлічний опір під час фільтрації, знижує робочу депресію на пласт та зміцнює привибійну зону. Зменшення депресії на пласт також знижує навантаження на фільтр і оптимізує експлуатаційні процеси [22].

Перфорацію колони виконують малопотужними зарядами, що формують отвори 3–4 мм, щоб уникнути руйнування штучного фільтра.

Більш досконалі є конструкції, що передбачають залишення продуктивного пласта у відкритому стовбурі з установкою трубного фільтра. Фільтр підвішується в обсадній колоні за допомогою пакера або спеціального підвісного пристрою.

Застосування трубних фільтрів дозволяє:

- зменшити швидкість фільтрації флюїду;
- запобігти виносу піску;
- знизити депресійні навантаження на пласт.

Такі конструкції є більш адаптивними до умов неоднорідних і слабкосцементованих колекторів.

Конструкція г передбачає спуск колони з частиною пласта у вигляді фільтра та манжетне цементування вище покрівлі продуктивного пласта. Такий підхід дозволяє уникнути забруднення пласта під час цементування, але не дає можливості селективної експлуатації продуктивного шару [26].

Конструкції а, б, в, г мають спільний недолік: характеристики залягаючих вище пластів впливають на підбір параметрів промивальної рідини для продуктивної зони. Тип і склад промивальної рідини можна підбирати лише за властивостями продуктивного пласта, а ризик забруднення тампонажним розчином мінімізується завдяки невеликій висоті стовпа цементного розчину (100–300 мм над покрівлею продуктивного шару). Ці конструкції широко застосовують у закордонній практиці.

Конструкція е – найпростіша серед відкритих типів і має такі переваги:

- склад бурового розчину підбирають лише за властивостями продуктивного пласта;
- зменшується витрата обсадних труб і тампонажного матеріалу для нижньої частини свердловини;
- відсутній ризик забруднення пласта тампонажним розчином;
- не потрібне вторинне розкриття свердловини.

Свердловина має високу гідродинамічну ефективність — коефіцієнт продуктивності досягає 2,2–7,3 м³/добу/МПа, тоді як для закритого вибою він складає 0,17–1,1 м³/добу/МПа.

Однак використання відкритого вибою обмежене:

- продуктивний пласт має бути міцним і не руйнуватися під депресією;
- пласт повинен бути однорідно насичений одним видом флюїду (нафтою або газом) і мати рівномірні колекторські властивості.

Такі конструкції ускладнюють ізоляцію підшовних або контурних вод. Інші конструкції (є, ж, з, и, і, ї) у різній мірі усувають ці недоліки. Конструкція є передбачає створення привибійної зони з проникного тампонажного матеріалу, як і конструкція в. Конструкція ж включає установку трубного фільтра, який підвішують на обсадній колоні за допомогою пакера або спеціального пристрою. Конструкція з більш досконала: крім трубного фільтра, продуктивній зоні формують гравійний фільтр. У конструкціях и, і замість гравійного фільтра застосовують штучний фільтр із проникного тампонажного матеріалу. Конструкції і, ї комбінують можливості закритого та відкритого вибою [8].

3.4 Пропозиція застосування та обґрунтування методу первинного розкриття виснажених колекторів

У результаті аналізу промислових даних запропоновано метод первинного розкриття виснажених піщаних колекторів з керованою тимчасовою кольматацією та змінною репресією за використання бурового розчину на вуглеводневій основі VERSADRIL. Основна ідея методу полягає в тому, що під час проведення робіт можна змінювати склад бурового розчину, контролювати величину репресії на пласт і реалізовувати змінну селективну кольматацію.

Можливість регулювати рецептуру бурового розчину під час буріння дозволяє:

1. підбирати властивості рідини відповідно до конкретного інтервалу продуктивного пласта;
2. мінімізувати ризик забруднення привибійної зони тампонажним розчином;
3. зменшувати проникнення піску та інших диспергованих частинок у ствол свердловини;
4. оптимізувати робочу депресію на пласт для збереження колекторських властивостей;
5. забезпечувати селективне розкриття зон пласта з різними фізико-механічними характеристиками.

Контроль величини репресії на пласт під час первинного розкриття дозволяє підтримувати оптимальний тиск у привибійній зоні, який достатній для забезпечення стійкості стінок свердловини та запобігання ранньому проникненню тампонажного матеріалу чи піску, але водночас не перевищує критичні значення, які можуть призвести до руйнування продуктивного пласта. Регулювання репресії здійснюється шляхом змінювання гідравлічних параметрів бурового розчину (щільність, в'язкість) та темпу подачі рідини, що дозволяє оперативно адаптувати умови до конкретного інтервалу пласта.

Змінна селективна кольматація полягає у тимчасовому та контрольованому обмеженні проникності продуктивного пласта за допомогою спеціально підібраних компонентів бурового розчину, які створюють тонку кольматаційну плівку в привибійній зоні. Плівка утворюється лише в тих ділянках, де це необхідно для стабілізації пласта та запобігання проникненню дрібного піску або інших частинок. При цьому вона тимчасова, оскільки після завершення первинного розкриття і вимивання певних компонентів рідини проходить часткове відновлення початкової проникності.

Поєднання контролю репресії та змінної кольматації дає можливість:

1. забезпечити селективне відкриття продуктивного шару без перевантаження пласта;

2. зменшити ризик механічного руйнування колектора та ерозії привибійної зони;

3. оптимізувати ефективність видобутку за рахунок точного регулювання потоку флюїду через пласти з різними характеристиками;

4. підвищити керованість процесом буріння та гнучко адаптувати технологію до змінних умов свердловини.

Реалізація запропонованого методу передбачає поетапне виконання робіт, що забезпечує контрольовану роботу привибійної зони та оптимізацію параметрів свердловини:

- виконання геолого-технологічного аналізу продуктивного пласта та визначення його фізико-механічних властивостей;
- підбір бурового розчину VERSADRIL з початковими характеристиками, які відповідають властивостям пласта;
- визначення початкових параметрів репресії та товщини планованої кольматаційної плівки.

На початку робіт буровий розчин має стандартні параметри в'язкості та щільності для стабілізації стінок свердловини;

Під час проходження окремих інтервалів продуктивного пласта склад рідини змінюється: збільшення в'язкості для підвищення кольматаційного ефекту або зменшення щільності для зниження репресії;

Ця зміна проводиться оперативно, за даними контролю притоку флюїду та тиску в привибійній зоні.

В даному методі величина репресії регулюється за допомогою:

- зміни щільності бурового розчину;
- зміни витрати та швидкості циркуляції рідини;
- підбору тимчасових затримувачів фільтраційного тиску.

Точний контроль репресії дозволяє уникнути руйнування продуктивного пласта, обмежити проникнення сторонніх частинок та оптимізувати приток флюїду.

- формування кольматаційної плівки відбувається лише у визначених інтервалах пласта, де це необхідно для стабілізації колектора;
- плівка є тимчасовою: після закінчення робіт або вимивання частини компонентів рідини проникність привибійної зони частково відновлюється;
- використання змінної кольматації дозволяє одночасно;
- захищати пласт від піску та дрібних частинок;
- підтримувати оптимальний потік вуглеводневого флюїду;
- забезпечувати селективне розкриття різних інтервалів продуктивного шару.

Під час робіт здійснюється постійний контроль тиску в колоні, притоку флюїду та складу бурового розчину. На основі отриманих даних коригуються параметри репресії та склад рідини для підтримки стабільності привибійної зони та максимізації продуктивності свердловини;

За потреби застосовуються додаткові заходи, такі як локальне введення фільтруючих матеріалів або зміна швидкості циркуляції.

3.5 Висновки до розділу 3.

1. Було визначено, що для підбору оптимальної рецептури бурового розчину під час робіт з первинного розкриття продуктивного пласта потрібно враховувати детальний аналіз порід пласта, його проникність, поровий тиск, мінералізацію та склад флюїду пласта. В залежності від цих параметрів змінюється і вибір параметрів бурового розчину.

2. В результаті аналізу визначено, що для різних порід колектора проводиться підходить різний тип систем бурових розчинів, підбір оптимальних параметрів бурового розчину є основою задачею перед початком робіт для цього проводиться детальний аналіз геологічного розрізу та складу порід колектора.

3. Підбір типу кріплення привибійної зони пласта є одним із важливих етапів підготовчих робіт. В залежності від методу проходження

продуктивного пласта використовують різні види кріплення, в результаті аналізу виявлено що на підбір технології кріплення привибійної зони впливають тип бурового розчину та склад порід колектора кожний із вищеперахованих типів кріплення має свої переваги та недоліки.

4. Запропонований метод робіт по первинному розкриттю виснажених колекторів, а саме розкриття в відкритому стовбурі з керованою тимчасовою кольматацією та змінною репресією за використання бурового розчину на вуглеводневій основі VERSADRIL. В теорії може суттєво збільшити ефективність робіт та суттєво збільшити економічну вартість свердловини.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу з удосконалення первинного розкриття продуктивного пласта при бурінні виснаженого колектора у відкритому стовбурі з використанням бурового розчину на вуглеводневій основі з використанням тимчасової селективної кольматації та змінної репресії на пласт.

1. Зроблено аналіз значення проведення якісного первинного розкриття продуктивного пласта та методів забезпечення збереження природних фільтраційно-ємносних властивостей. Систематизовано фактори, що впливають на забруднення та руйнування привибійної зони пласта. Рекомендовано використовувати буровий розчин з наявністю у своєму складі не менше 5% кольматуючих частинок розміром $1/3$ від загального розміру пор пласта.

2. Проаналізовано дані різних систем бурових розчинів їх переваг та недоліків в умовах розкриття різних за своєю геологічною будовою колекторів. Було визначено, що перевагою розкриття з відкритим стовбуром є збільшення коефіцієнту продуктивності свердловини та досягає $2,2-7,3$ м³/добу/МПа, тоді як для закритого вибою він складає $0,17-1,1$ м³/добу/МПа.

3. За результатом аналізу промислових даних №385 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища отримано дані про переваги та недоліки використання розчину на вуглеводневій основі з розкриттям у відкритому стовбурі.

4. В результаті аналізу різних типів бурового розчину було виділено, що Оптимальним варіантом вибору рецептури бурового розчину для робіт з первинного розкриття продуктивного пласта є системи VERSA. Об'ємне співвідношення системи може змінюватися в широких межах — від 100/0 до 50/50, що забезпечує гнучке налаштування властивостей розчину відповідно до конкретних геолого-технічних умов

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Боровик М.В. Кіркоутворюючі властивості бурових розчинів / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін. // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. – Х.: УкрНДІгаз. Вип. XLIV. – 2016. – С. 51-56.
2. Боровик М. В. Попередження забруднення газових колекторів на ДДз / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін. // Питання розв. газової пром-ті України: зб. наук. праць. Вип. XLV.: УкрНДІгаз, 2017.- С. 72-79.
3. ВБН В 2.4-00013741-001:2008 Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
4. Гайдай О.О. Первинне та вторинне розкриття продуктивних пластів. — Харків, 2012 — 96 с.
5. ДСТУ 8302:2015 Інформація та документація. Бібліографічне посилання. Загальні положення та правила складання.
6. ДСТУ ISO 10414-1:2005 Нафтова та газова промисловість. Польові випробування бурових розчинів. Частина 1. Водні бурові розчини.
7. ДСТУ ISO 10414-2:2005 Нафтова та газова промисловість. Польові випробування бурових розчинів. Частина 2. Бурові розчини на вуглеводневій основі.
8. ДСТУ ISO 13500:2018 Нафтова та газова промисловість. Бурові розчини. Терміни та визначення.
9. ДСТУ ISO 14310:2017 Нафтова та газова промисловість. Пакерне та пакерно-якірне обладнання.
10. ДСТУ ISO 16530-1:2018 Нафтова та газова промисловість. Цілісність свердловини. Частина 1. Управління життєвим циклом свердловини.
11. Крижанівський Є.І. Основи нафтогазової інженерії. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. — 468 с.

12. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник. Том 5: Ускладнення. Аварії. Екологія. — К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. — 376 с.
13. Мислюк М.А. Ускладнення при бурінні свердловин. — Львів, 1998. — 290 с.
14. НПАОП 11.1-1.01-08 Правила безпеки у нафтогазодобувній промисловості України.
15. Орловський В.М., Білецький В.С., Сіренко В.І. Буріння нафтових і газових свердловин. — Київ, 2024. — 456 с.
16. Павличенко А.В., Коровяка Є.А. Технологія спорудження свердловин. — Дніпро, 2021. — 201 с.
17. Регламент взаємодії на об'єктах ПАТ «Укргазвидобування» при спорудженні свердловин із супервайзинговим супроводом від 22.11.2017, затверджений наказом ПАТ «Укргазвидобування» № 777
18. Рибчич І.Й. Бурові розчини для складних умов буріння. — Івано-Франківськ, 2006. — 284 с.
19. Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Кріплення нафтових і газових свердловин. — Львів, 2003. — 340 с.
20. СОУ 09.1-30019775-147:2019 Аварії, брак і ускладнення при спорудженні свердловин. Класифікація, розслідування, ліквідація, облік і профілактика.
21. СОУ 09.1-30019775-196:2012. Свердловини на нафту і газ. Попередження та ліквідація аварій при бурінні. ДК «Укргазвидобування».
22. СОУ 09.1-30019775-259:2018 Свердловини на нафту і газ. Супервайзинговий контроль при спорудженні та капітальному ремонті свердловин
23. СОУ 11.2-30019775-105:2007 Свердловини на нафту і газ. Попередження порушення стійкості стінок ствола при бурінні.
24. СОУ 11.2- 30019775 –144:2008. Свердловини на нафту і газ. Промивальні рідини для буріння в розрізах з АНПТ, перфорації та консервації

свердловин. Блокуючі рідини для вторинного розкриття продуктивних пластів. Технологія приготування. ДК «Укргазвидобування».

25. СОУ 11.2 - 30019775 – 155:2009. Свердловини на нафту і газ. Високоінгібовані бурові розчини для буріння свердловин в складних гірничо-геологічних умовах ДДЗ. Технологія приготування. ДК «Укргазвидобування».

26. СОУ 11.2-30019775-176:2010 Свердловини на нафту і газ. Високоінгібовані бурові розчини для буріння свердловин в складних гірничо-геологічних умовах ДДЗ

27. СОУ 11.2-30019775-259:2016 Свердловини на нафту і газ. Підготовка ствола свердловини до спуску обсадних колон.

28. СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час спорудження свердловин на нафту та газ

29. Яремійчук Р.С., Мислюк М.А. Буріння нафтових і газових свердловин. — Львів: Світ, 2002. — 512 с.

30. Яремійчук Р.С. Розкриття продуктивних пластів. — Львів: Центр Європи, 2001. — 312 с.

31. AADE-06-DF-NO-16 A New Methodology that Surpasses Current Bridging Theories to Efficiently Seal a Varied Pore Throat Distribution as Found in Natural Reservoir Formations – Stephen Vickers, Martin Cowie, and Tom Jones, Baker Hughes Drilling Fluids, and Allan Twynam, BP [№16].

32. Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F., Aston M. BP Amoco. SPE 58793 Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids. Paper presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 2000.

33. Kaeuffer, M.: Determination de L'Optimum de Remplissage Granulometrique et Quelques Proprietes S'y Rattachant, presented at Congres de l'A.F.T.P.V., Rouen, Oct 1973.