Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

ПЕРСПЕКТИВИ НАРОЩУВАННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ЗА РАХУНОК РЕАБІЛІТАЦІЇ СТАРОГО ФОНДУ СВЕРДЛОВИН

Розробив магістрант групи 601-МВ Бедрицький Д.Д.
Керівник роботи Ларцева І.І.

2025

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту

Завідувач кафедри
в.о. завідувача кафедри
_____ Г. Говдренко

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему *Перспективи нарощування видобутку вуглеводнів за рахунок реабілітації старого фонду свердловин*

Пояснювальна записка

Керівник
Доцент, к.т.н., доцент
Ларцева І.І.
посада, наук. ступінь, ПІБ
_____
підпис, дата

Виконавець роботи
Бедрицький Данило Дмитрович
студент, ПІБ
група *601-МВ*
_____ 14.01.25
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
к.т.н. доц. Михайлівська О.В.
_____
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
к.т.н., доц. Бурек В.П.
_____
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
к.т.н., доц. каф. НГІТ Бугрова Т.М.
Бугрова
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
к.т.н., доц. Ларцева І.І.
_____
посада, *наук.ступінь, ПІБ, підпис*

Дата захисту 23.01.25

Полтава, 2025

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: *Магістр*
Спеціальність *185 Нафтогазова інженерія та технології*
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
В.о. директора НІНіГ
Гаврилюк
"14" 10 2024 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Бедрицький Данило Дмитрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: *Перспективи нарощування видобутку вуглеводнів за рахунок реабілітації старого фонду свердловин*

Керівник роботи Ларцева Ірина Ігорівна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року № 818-р.а

2. Строк подання студентом роботи 17.01 2025 року

3. Вихідні дані до роботи *1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Проекти розробки чи технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності). 3. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.*

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ 1 Інформаційно-оглядова частина.

2. Експериментальна частина.

3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень

Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Д.т.н., доц. Михайловський О.В.		
2	Д.т.н., доц. Рубель А.П.		
3	к.т.н., доц. каф. МГІТ Боугрова М.М.	Боугрова	Боугрова
4	д.т.н., доц. Ларцева Н.		

7. Дата видачі завдання 14.10.24

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10 – 03.11
2	Експериментальна частина	04.11 – 24.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	25.11 – 15.12
4	Упровадження результатів досліджень	16.12 – 05.01
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01 – 12.01
6	Попередні захисти робіт	13.01 – 17.01
7	Захист магістерської роботи	

Студент _____ Бедрицький Д.Д.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Ларцева Н.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бедрицький Д.Д. Перспективи нарощування видобутку вуглеводнів за рахунок реабілітації старого фонду свердловин. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

У роботі розглянуто перспективи збільшення видобутку вуглеводнів через реабілітацію старого фонду свердловин із використанням технології зарізання бічних стовбурів (ЗБС).

У першому розділі проведено огляд методів підвищення вилучення залишкових запасів вуглеводнів та реабілітації старого фонду свердловин, Проаналізовано сучасні технології зарізання бічних стовбурів і їх впровадження на українських родовищах, визначено мету роботи та сформульовано основні завдання досліджень.

У другому розділі наведена методика визначення притоку та дебіту свердловин із горизонтальними стовбурами, проведено розрахунок їх ефективності з урахуванням геологічних і технічних параметрів.

У третьому розділі наведено загальну характеристику Гнідинцівського родовища та результати виконання робіт із зарізання бічного стовбура на свердловині №213, оцінено вплив впровадження технології на покращення видобутку із покладів доларенiту.

У четвертому розділі проаналізовано перспективи застосування ЗБС на родовищах, які експлуатують ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «Укрнафта».

Ключові слова: свердловина, відновлення, зарізання бічних стовбурів, вікно буріння, горизонтальний стовбур, дебіт, НТП «Бурова техніка», ПАТ «Укрнафта», ПАТ «Укргазвидобування».

ЗМІСТ

ВСТУП 2
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ 5
1.1 Напрямки підвищення вилучення залишкових запасів і реабілітації фонду свердловин 5
1.2 Огляд технології зарізання бічних стовбурів 8
1.3 Реалізація зарізання бічних стовбурів на родовищах України 14
1.4 Висновки за розділом 1. Мета та завдання досліджень 18
РОЗДІЛ 2 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СТОВБУРІВ 21
2.1 Методика визначення притоку та дебіту свердловини з горизонтальним стовбуром 21
2.2 Розрахунок ефективності горизонтальних стовбурів 23
2.4 Висновки за розділом 2 27
РОЗДІЛ 3 УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗАРІЗАННЯ БІЧНИХ СТОВБУРІВ НА ГНІДИНЦІВСЬКОМУ НГКР 29
3.1 Загальні відомості про родовище 29
3.2 Проведення ЗБС на свердловині №213 Гнідинцівського родовища 31
3.2 Покращення видобутку зі свердловин, що розробляють поклади доларенiту 35
3.4 Висновки за розділом 3 38
РОЗДІЛ 4 ПЕРСПЕКТИВИ РЕАЛІЗАЦІЇ ЗАРІЗАННЯ БІЧНИХ СТОВБУРІВ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ 40
4.1 Перспективи проведення ЗБС ПАТ «Укргазвидобування» 40
4.2 Перспективи проведення ЗБС ПАТ «Укрнафта» 46
4.3 Висновки за розділом 4 49
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 50
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 51

ВСТУП

Актуальність роботи. Нафтогазова галузь України потребує ефективного використання існуючих ресурсів для забезпечення сталого енергетичного розвитку країни та задоволення зростаючого попиту на енергоносії. Старий фонд свердловин, що активно експлуатується багато років, зазвичай характеризується зниженим дебітом та потребує відновлення для підтримання рівня видобутку вуглеводнів. Враховуючи високі витрати на буріння нових свердловин і складні геологічні умови, реабілітація старих свердловин може стати економічно доцільним і технічно ефективним рішенням.

У державі наявна значна кількість старих вертикальних свердловин, які перебувають у консервації або близькі до завершення експлуатації. В процесі експлуатації родовищ у ПАТ «Укранфта» виявлено, що до категорії нерентабельних і бездіяльних свердловин належить 24 % від фонду всіх свердловин. Тому актуальним рішенням є використання нових технологій для відновлення (реабілітації) цих свердловин для продовження видобутку.

Ключовим напрямком підвищення видобутку в таких свердловинах є застосування методів зарізання бокових стовбурів, горизонтального буріння та проведення багатостадійного гідророзриву пласта. Завдяки цьому значно зростає дебіт і збільшується коефіцієнт вилучення вуглеводнів із родовищ на пізніх етапах розробки.

Це дозволить збільшити запаси нафти та газу, покращити енергетичну безпеку та зменшити екологічний вплив, що робить цю тему надзвичайно актуальною для нафтогазової галузі.

Мета роботи – дослідити можливості реабілітації свердловин старого фонду та підвищення видобутку вуглеводнів шляхом впровадження технології зарізання бічних стовбурів на родовищах України.

Основні задачі досліджень:

– провести аналіз сучасного стану використання технології ЗБС на родовищах України;

– оцінити ефективність горизонтальних стовбурів з точки зору дебіту та притоку вуглеводнів;

– провести аналіз досвіду впровадження ЗБС для відновлення продуктивності свердловин;

– визначити перспективи реалізації ЗБС провідними компаніями ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «Укрнафта».

Об'єкт дослідження – відновлення свердловин старого фонду українських нафтових і газових родовищ.

Предмет дослідження – процеси збільшення видобутку вуглеводнів за рахунок технології зарізання бічних стовбурів.

Методи досліджень:

1. Аналіз літературних джерел і технічної документації щодо ЗБС;
2. Розрахункові методики визначення дебіту та притоку свердловин.
3. Практичні кейси реалізації ЗБС на українських родовищах.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в наступному:

Здійснено комплексну оцінку ефективності застосування ЗБС із використанням сучасних методик розрахунку притоку та дебіту та запропоновано удосконалені підходи до відновлення роботи свердловин старого фонду та підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення запасів.

Практичне значення отриманих результатів:

Отримані результати дозволяють підвищити ефективність використання існуючих родовищ без значного нарощування капітальних витрат. Рекомендації щодо впровадження технології ЗБС можуть бути використані провідними видобувними підприємствами України для оптимізації розробки родовищ.

Особистий внесок автора роботи полягає у:

– проведенні літературного пошуку та його обробці;

– розрахунку коефіцієнтів ефективності проведення ЗБС;

– узагальненні результатів досліджень.

Структура та об'єм роботи. Магістерська робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел (51). Робота виконана на 56 сторінках, містить 1 таблиця, 19 рисунків, 6 формул.

Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» під керівництвом к.т.н., доцента Ларцевої Ірини Ігорівни.

РОЗДІЛ 1
АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Напрямки підвищення вилучення залишкових запасів і реабілітації фонду свердловин

Більшість нафтових родовищ України експлуатуються протягом тривалого часу, а чимало з них досягли завершальної стадії розробки. Цей етап супроводжується значним обводненням продукції свердловин і суттєвим виснаженням запасів нафти. Активне вилучення легкодоступних запасів спричинило збільшення частки важковидобувних ресурсів у залишкових запасах, і ця тенденція продовжує посилюватися [6, 8, 17].

Основним напрямком підвищення ефективності використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств є розширення експлуатаційного фонду свердловин за рахунок збільшення кількості як видобувних, так і нагнітальних свердловин. Перспективу для зростання виробничих можливостей галузі забезпечує переведення контрольних свердловин у нагнітальні або видобувні, а також повторне введення в експлуатацію ліквідованих свердловин шляхом їх використання для видобутку або підтримання пластової енергії після аналізу технічного стану та можливостей [16, 28, 36].

У ході аналізу використання фонду свердловин визначено ключові напрями для підвищення ефективності експлуатації виробничих потужностей:

– реалізація заходів із інтенсифікації видобутку та обмеження притоку пластових вод у свердловинах;

– збільшення продуктивного часу видобувних свердловин шляхом чіткої регламентації та ефективної організації робіт;

– залучення до розробки свердловин, які перебувають у консервації, ліквідації або є контрольними, через їх поглиблення, дорозбурювання вибію,

усунення геологічних і технічних дефектів;

– буріння нових або горизонтальних вибіїв у наявних свердловинах для кращого розкриття продуктивних горизонтів;

– облаштування додаткових свердловин у нерозроблених або малодосліджених зонах;

– поділ великих багатопластових об'єктів на менші на пізніх стадіях їх експлуатації;

– відновлення пластової температури у зонах із низькою проникністю за допомогою гідродинамічних методів [12, 25, 27, 32, 37].

Зазначені заходи спрямовані на підвищення коефіцієнта вилучення запасів нафти та газу з покладів, який наразі залишається недостатньо високим.

Важливу роль у підтримці ефективності використання фонду свердловин відіграють якість і організація ремонтного обслуговування [23].

Основна залишкових запасів пов'язана з низькопроникними породами, зонами з високим рівнем обводнення та нафтою з великою в'язкістю. Майже всі залишки нафти в Західній Україні та понад половину запасів у Східній частині країни вважаються важковидобувними через їхнє розташування переважно в колекторах із низькою проникністю.

Оптимізація розробки родовищ України пов'язана з освоєння важковидобувних запасів, розташованих переважно в низькопроникних породах та зонах із високим рівнем обводнення. Одним із найбільш поширених і ефективних методів вилучення вуглеводнів залишається заводнення. Цей процес спрямований на досягнення максимально можливого коефіцієнта вилучення нафти при мінімальних витратах ресурсів, як матеріальних, так і фінансових.

Одним із перспективних геолого-технічних заходів у випадках низькопроникних колекторів є вилучення запасів шляхом використання горизонтальних свердловин, які мають значні переваги над традиційними вертикальними свердловинами. Серед основних переваг:

– площа дренування покладу за допомогою горизонтальної свердловини

суттєво перевищує площу, яку охоплює вертикальна свердловина;

– активне вилучення запасів здійснюється за меншої кількості свердловин, що забезпечує економічну ефективність;

– дебіт горизонтальних свердловин потенційно може бути в 3 – 5 разів, а іноді й у 10 – 20 разів вищим порівняно з вертикальними свердловинами в межах продуктивного горизонту;

– зменшується швидкість формування водяних конусів під час підтримання низьких депресій;

– завдяки підвищеним темпам розробки (в 3 – 5 разів швидше, ніж у разі використання вертикальних свердловин) скорочується тривалість розробки покладу, що дозволяє зменшити загальні витрати на освоєння родовища;

– екологічна перевага проявляється у зниженні потреби у земельних ресурсах для облаштування свердловин і родовищ;

– коефіцієнт нафтовилучення збільшується за рахунок охоплення більшої площі покладу дренуванням [29].

Перша горизонтальна свердловина у світі та в Україні була пробурена в 1957 році в межах Бориславського нафтопромислового району. У 1970-х роках у Долинському нафтопромисловому районі здійснили буріння субгоризонтальних і розгалужених свердловин. Ці роботи виконувалися з використанням вітчизняного обладнання для його тестування та оцінки ефективності горизонтальних свердловин. Однак отриманий досвід тоді не став підґрунтям для широкого застосування таких свердловин на території України [15].

Аналізуючи стан розробки ключових родовищ, можна дійти висновку, що значну частину свердловин, виведених з експлуатації, доцільно відновити та повторно використовувати у промисловій діяльності. Це дозволить суттєво скоротити витрати на буріння нових свердловин [14].

В Україні налічується близько 4000 нафтових і понад 3500 газових недіючих і ліквідованих свердловин. На родовищах, що перебувають на завершальній стадії розробки, є багато свердловин, які було виведено з експлуатації через різні

причини, а також малодебітних свердловин із середнім дебітом нафти близько 1 т/добу. Такі свердловини можна відновити шляхом буріння бокових горизонтальних стовбурів [9, 19, 29].

В літературі зустрічаються різні поняття, які тотожні між собою та відповідають бурінню додаткового відгалудження в існуючий свердловині:

- ЗБС – зарізання бічного стовбура (забурка (забурювання) бокового ствола);
- БГС – боковий горизонтальний стовбур (бічний горизонтальний ствол).

Одним із резервів підвищення ефективності використання фонду свердловин є експлуатаційне забурювання кількох різноскерованих стовбурів, поглиблення свердловин із метою більш повного розкриття багатопластових продуктивних горизонтів та залучення у розробку невироблених зон запасів вуглеводнів. Такі заходи сприятимуть значному підвищенню ефективності роботи нафтогазовидобувних підприємств, збільшенню рівня використання природних ресурсів шляхом підвищення коефіцієнта нафтовилучення та впровадження більш раціональних схем розробки родовищ і покладів [20, 26].

Багатовибійні свердловини активно використовуються на старих нафтових родовищах у США, особливо в штаті Техас, де щороку бурять сотні бокових горизонтальних стовбурів [29].

1.2 Огляд технології зарізання бічних стовбурів

На сьогодні широке застосування отримала технологія зарізання бічних стовбурів через вирізане «вікно» в обсадній колоні (рис. 1.1). ЗБС дозволяє повернути в експлуатацію свердловини, які не могли бути повернуті в діючий фонд іншими методами. Завдяки бурінню бокових стовбурів у розробці використовуються раніше не задіяні ділянки пласта, а також важкодоступні запаси нафти і газу, видобуток яких раніше не був можливий [31].

Перші ЗБС, включаючи горизонтальне закінчення, виконували ще у 30-х роках XX століття. Перші бічні горизонтальні стовбури пробурили на ділянці Бориславського родовища на глибинах 450 – 500 метрів наприкінці 1950-х років, а в 1970-х роках – на Долинському родовищі на глибинах 2800 – 2900 метрів. У цих свердловинах було досягнуто значно вищих дебітів нафти порівняно з вертикальними свердловинами [29].

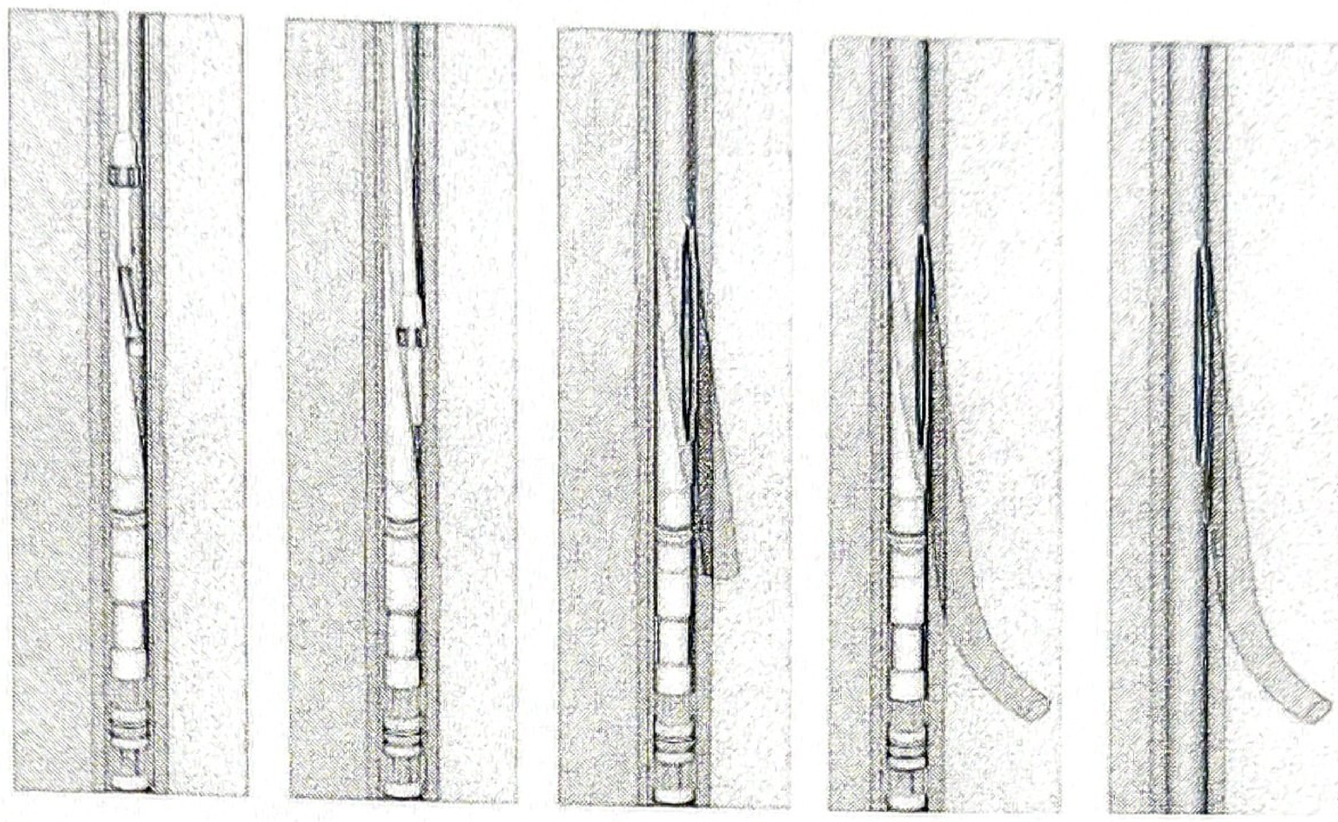


Рисунок 1.1 – Забурювання бічних стовбурів

Через недостатню кількість позитивних результатів у багатьох випадках інтерес до буріння бокових стовбурів поступово знизився і відновився лише у 80-х роках минулого століття. На сьогодні будівництво горизонтальних свердловин та бокових стовбурів набуває все більшої популярності у світі. Зростає кількість компаній, які спеціалізуються на бурінні бокових стовбурів, зокрема з горизонтальним закінченням, таких як Horwell, BecField Horizontal, Drilling Service та інші [13].

Вартість операції з буріння бокового стовбура в 3 – 4 рази менше, ніж вартість буріння нової свердловини. Якщо порівняти вартість, то, умовно, свердловина на 3 км буде коштувати $3 – 4 млн, тоді як боковий стовбур – $1 – 1,2 млн, тобто у 3 рази менше. На вартість впливає глибина забурювання, довжина та відхід від вертикалі, але в будь-якому разі здешевлення значне. Чим більше глибина свердловини, що відновлюється, тим більше економія витрат [31].

Основними перевагами цієї методики є:

– скорочення часу на виконання операцій;

– низька затратна частина через відсутність необхідності підведення нових комунікацій, зниження витрат на техніку та витратні матеріали;

– зменшення обсягу металевого шламу;

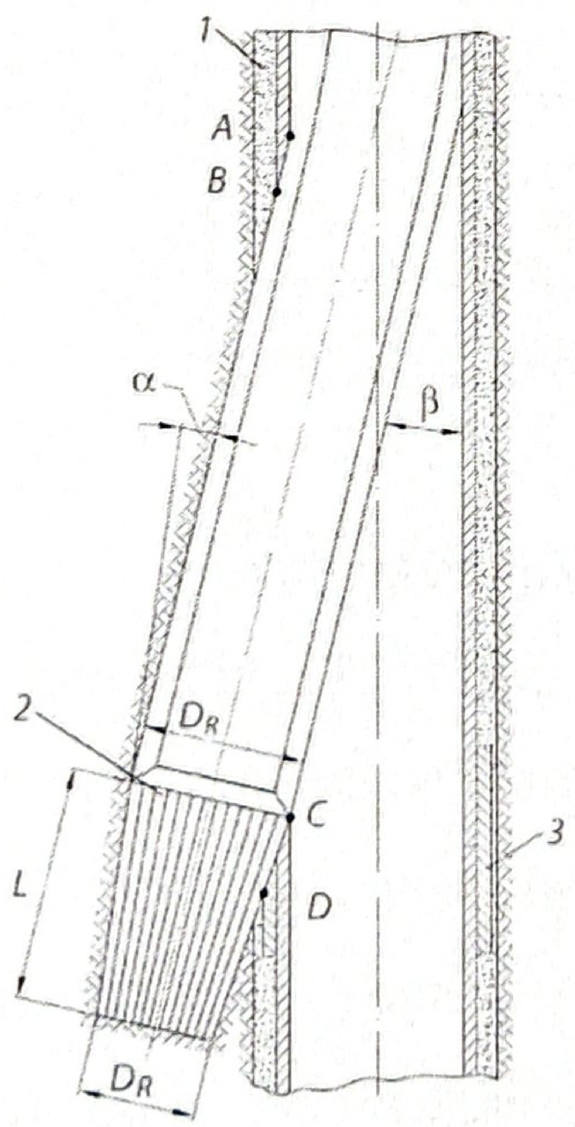
– вартість робіт значно менша за буріння нової свердловини;

– заощадження на освоєнні родовища через високу нафтогазовіддачу.

– значно нижчий ризик аварійних ситуацій під час прорізання вікна завдяки використанню інструментів без рухомих чи розсувних елементів;

– швидкість відновлення стовбуру свердловини [14, 45].

Крім того, технологія дозволяє прорізати «вікна» (рис. 1.2) в обсадних колонах діаметром до 168 мм на глибинах понад 2000 м, у свердловинах із зенітним кутом більше 5° та крізь кілька обсадних колон [22]. Додатковою перевагою є можливість проведення всіх робіт із відновлення свердловини роторним методом без застосування вибійних двигунів.



1 – обсадна колона;

2 – райбер;

3 – муфта;

α – кут нахилу твірної бічної поверхні райбера до його осі;

β – кут нахилу клинового відхилювача;

L – довжина робочої частини райбера

Рисунок 1.2 – Схема формування вікна в обсадній колоні свердловини [10]

Формування вікна в обсадній колоні при бурінні додаткових стовбурів є складним завданням, яке може супроводжуватися ризиком аварійних ситуацій [10, 50]. Більш детально це питання висвітлено в розділі 4.

Штучно викривляючи свердловину за допомогою різних технічних і технологічних засобів, можна здійснювати скероване буріння. До сучасних технічних засобів, що застосовуються для управління траєкторіями похило-скерованих і горизонтальних свердловин відносяться (рис. 1.3):

– гвинтові двигуни-відхилювачі з можливістю регулювання кута перекосу осей;

– роторні керовані системи (РКС);

– буріння на обсадних трубах;

– буріння із застосуванням гнучких труб (колтюбінг).

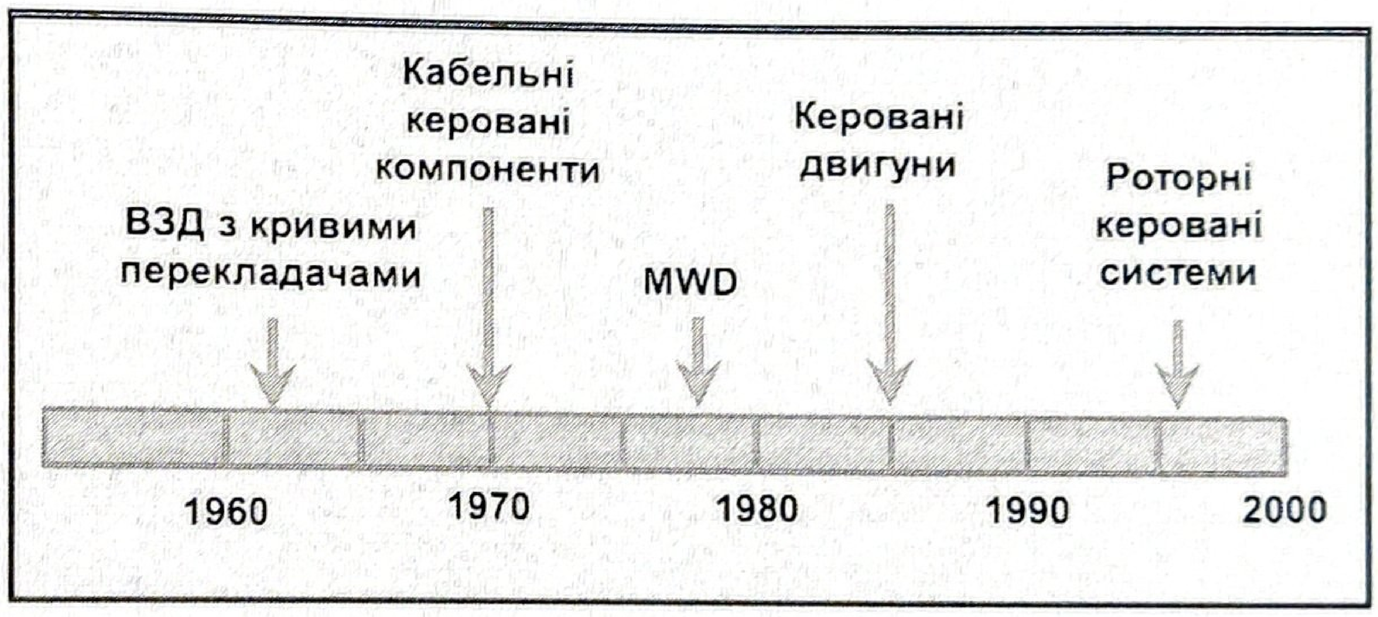


Рисунок 1.3 – Розвиток систем викривлення траєкторії

Сучасний технологічний комплекс бурових підприємств включає, як обов'язковий елемент, гвинтовий відхилюючий двигун (ГВД) з можливістю регулювання кута перекосу осей між руховими і шпиндельними секціями: ДРУ, ДНУ та ДГР. Ці двигуни використовуються для орієнтовної зміни кута при бурінні похилих і горизонтальних свердловин. Гвинтові забійні двигуни дозволяють здійснювати процес буріння при реалізації високого моменту сили і частоти обертання на вихідному валу, мало що змінюється при збільшенні

осьового навантаження, що дозволяє ефективно застосовувати долота різних типів.

Керовані системи роторного буріння (rotary steerable system – RSS) – це системи, в яких долото рухається по заданій траєкторії при безперервному обертанні бурильної колони. Обертання забійній компонування забезпечує ефективну очистку свердловини, знижує ризик прихоплень і, в кінцевому рахунку, дозволяє пробурити більш протяжні ділянки в порівнянні з бурінням забійними двигунами. Основна складність полягає в передачі з поверхні достатньої потужності долоту, щоб забезпечити необхідну швидкість буріння.

Системи типу «Point the bit» – це обладнаний апаратурою, наддолотний стабілізатор, що складається з трьох основних компонентів, включаючи обертову мандрель (приводний вал), ексцентрикову внутрішню втулку і більш важкий необертовий зовнішній корпус. Інструмент працює, контролюючи напрямок ексцентрикової внутрішньої втулки, яка зміщує мандрелей і, відповідно, долото в заданому напрямку.

Розташування зовнішнього корпусу постійно відстежується комп'ютером, який керує інструментом і автоматично виправляє становище ексцентрикової внутрішньої втулки для збереження відповідної орієнтації долота.

Обертання внутрішньої втулки з метою зміни орієнтації долота здійснюється двигуном постійного струму з надвисоким крутним моментом, що працює від літієвого акумулятора або турбінного генератора.

Система «Push the bit» складається з необертового базового блоку, блоку контролю за процесом буріння і модуля телесистеми MWD.

До складу базового блоку входять навігаційні сенсори, розподільний клапан і напрямні лопаті. До складу блоку контролю за процесом буріння входять внутрішньосвердловинний комп'ютер і турбінний генератор або літієві батареї. Під час буріння внутрішньосвердловинний комп'ютер звіряє завантажені в нього проектні дані зі значеннями, які надходять з MWD модуля.

Якщо виникає відхилення від заданої траєкторії, внутрішньо свердловинний комп'ютер, за допомогою навігаційних сенсорів передає інформацію розподільного клапану, який направляє гідродинамічну енергію бурового розчину на напрямні лопаті, які висуваються з корпусу.

В результаті відбувається відштовхування всієї компоновки від стінки свердловини в заданому напрямку.

Аналізуючи ці два методи, можна зробити наступні висновки:

1) Суттєво зменшена механічна швидкість буріння в режимі слайду (від 30% до 200-300%);

2) Значні затрати часу на орієнтування КНБК;

3) Утворення значних мікро-інтенсивностей, звивистіть траєкторії;

4) Залежність від агресивності долота;

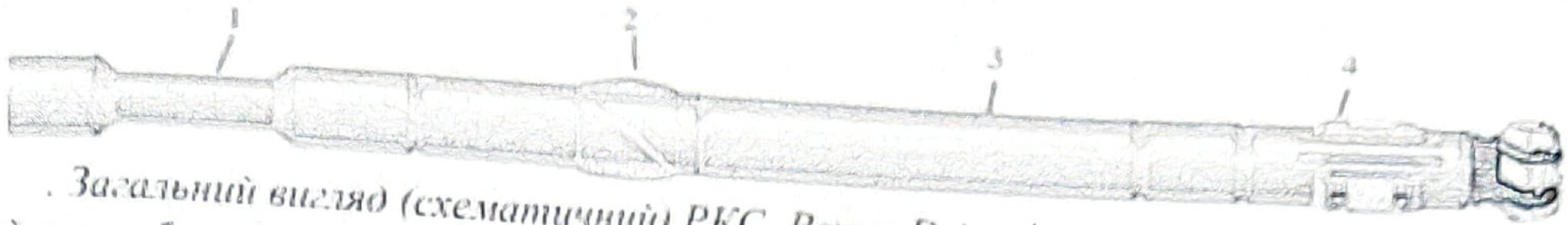
5) Ускладнена передача осьового навантаження на долото внаслідок тертя;

6) Прогинання колони (buckling) БТ під час слайду;

7) Посилений ризик диференційного прихоплення в процесі слайду;

8) Погіршена очистка вибою на ділянках з великим зенітним кутом;

За підрахунками 23% світового обсягу похило-скерованого буріння проводиться за допомогою РКС (рис. 1.4). А це близько 3,5 млрд. доларів від обсягу ринку, що становить 15 млрд. дол. І частка ринку буде збільшуватися у зв'язку з підвищенням практичного використання скерованого буріння. Оскільки застосування РКС має вищу швидкість прокладання, а також дає зниження звивистості, крутильних і осьових навантажень, а явища підклинювання-провертання порівнняно з похило-скерованим бурінням за допомогою гвинтового вибійного двигуна (ГВД). З РКС є можливість буріння довших інтервалів з рівномірним діаметром стовбура, що полегшує спускання обсадних колон. Найбільшого поширення мають РКС таких, компаній, як «Schlumberger» рис.2.12, «Weatherford», «Cinemax»[11, 18, 21, 24, 34, 35, 38 – 40, 51].



. Загальний вигляд (схематичний) РКС, Power Drive фірми «Schlumberger»: 1 – гнучкий патрубок; 2 – калібратор; 3 – модуль системи керування; 4 – відхиляючий модуль

Рисунок 1.4 – Схематичний вигляд роторно-скерованої системи.

1.3 Реалізація зарізання бічних стовбурів на родовищах України

Серед провідних сервісних бурових підприємств, які надають комплексні послуги з реабілітації свердловин, слід відзначити значні досягнення окремих компаній.

Уперше в Україні розробка вітчизняних технологій і технічних засобів для буріння була виконана спеціалістами ПРАТ «НДІКБ бурового інструменту» (м. Київ), яке здійснило відновлення свердловин на глибинах понад 4000 м. Ці напрацювання успішно протестували у 2001 році при відновленні свердловини №155 Качанівського родовища методом буріння бокового горизонтального стовбура. Витрати на буріння окупилися вже через три місяці, а свердловина продовжує функціонувати з достатнім нафтовим дебітом.

На Фонтанівському родовищі в свердловині № 13 було виконано зарізку бокового стовбура в обсадній колоні на глибині 4009 м, а новий стовбур пробурено до 4779 м за умов високих пластових тисків і температур. Ця компанія також успішно реалізувала проєкти з відновлення свердловин на Суботинському, Качанівському та Краснозарському родовищах.

Позитивним прикладом є нафтова свердловини № 97 Яблунівського родовища, яка з 2004 року перебувала у бездії. У 2013 році ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту» виконало буріння бокового стовбура із горизонтальним закінченням в інтервалі 3734 – 3883 м довжиною 149 м, що дозволило підвищити продуктивність свердловини по нафті до 30 т/добу [9].

На свердловині №172 Анастасівського родовища пробурений боковий горизонтальний стовбур довжиною 130 м забезпечив отримання фонтана нафти.

Реалізацію проєктів забурювання бічних стовбурів ТОВ «НТП «Бурова техніка» розпочала в 2001 році. Маючи 24-річний досвід, компанія вже пробурили десятки свердловин із горизонтальними стовбурами. Лише за останні 3 роки пробурено 7 бічних стовбурів, в т. ч. 3 – з горизонтальним закінченням [46].

ТОВ «НТП «Бурова техніка», спільно з Прилуцьким УБР ПАТ «Укрнафта» і за участі фахівців компанії «Білорусьнафта» успішно провели роботи з відновлення свердловини № 213 на Гнідинцівському родовищі (глибина 1450 – 1790 м). Це дозволило збільшити видобуток нафти до 30 т/добу.

Для вирізання «вікна» використовувалися технології як із суцільним вирізанням секції обсадної колони, так і з установленням клина-відхилювача (рис. 1.5), орієнтування якого здійснюється за допомогою телеметричної системи (рис. 1.6).

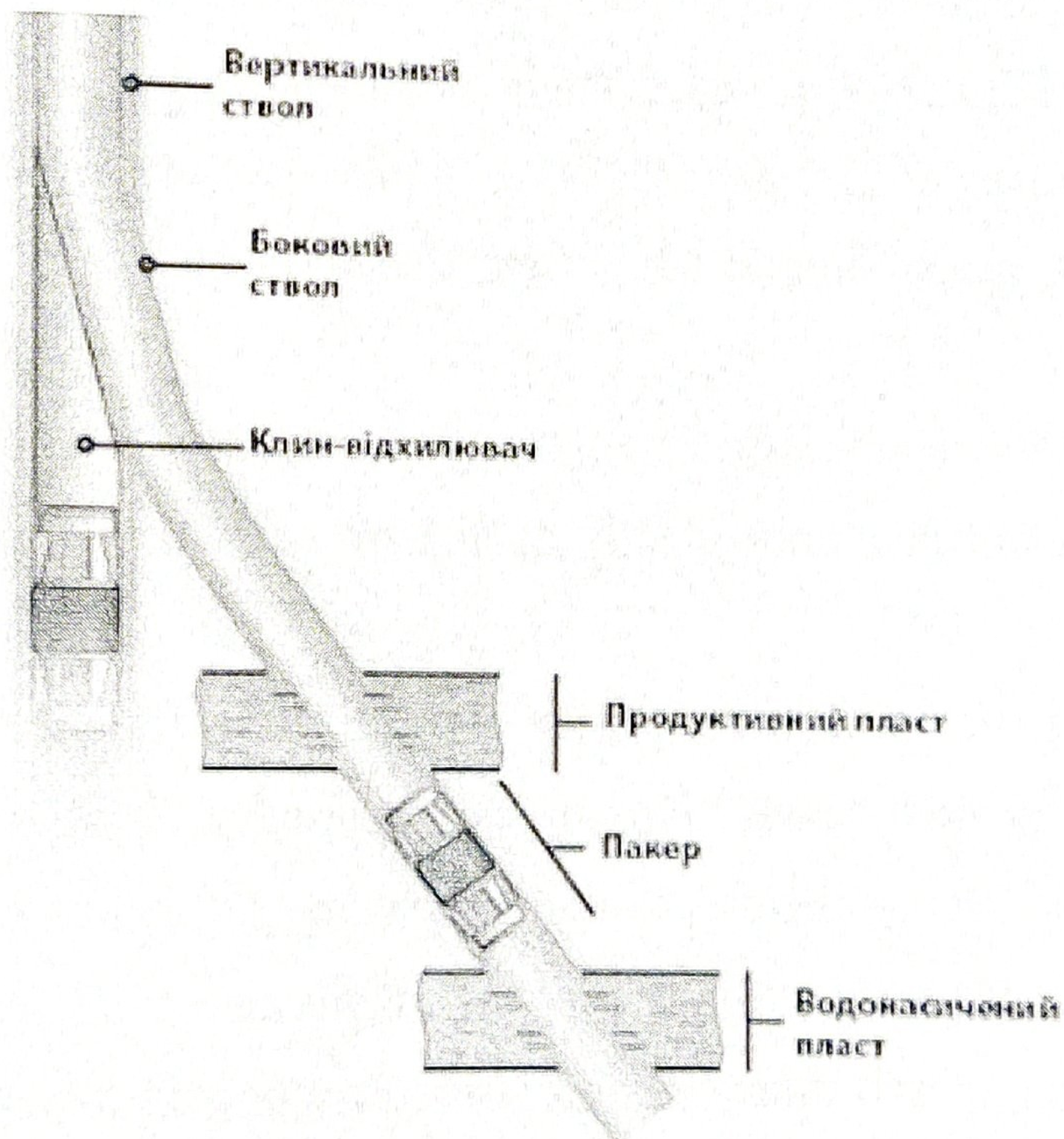


Рисунок 1.5 – Клин-відхилювач

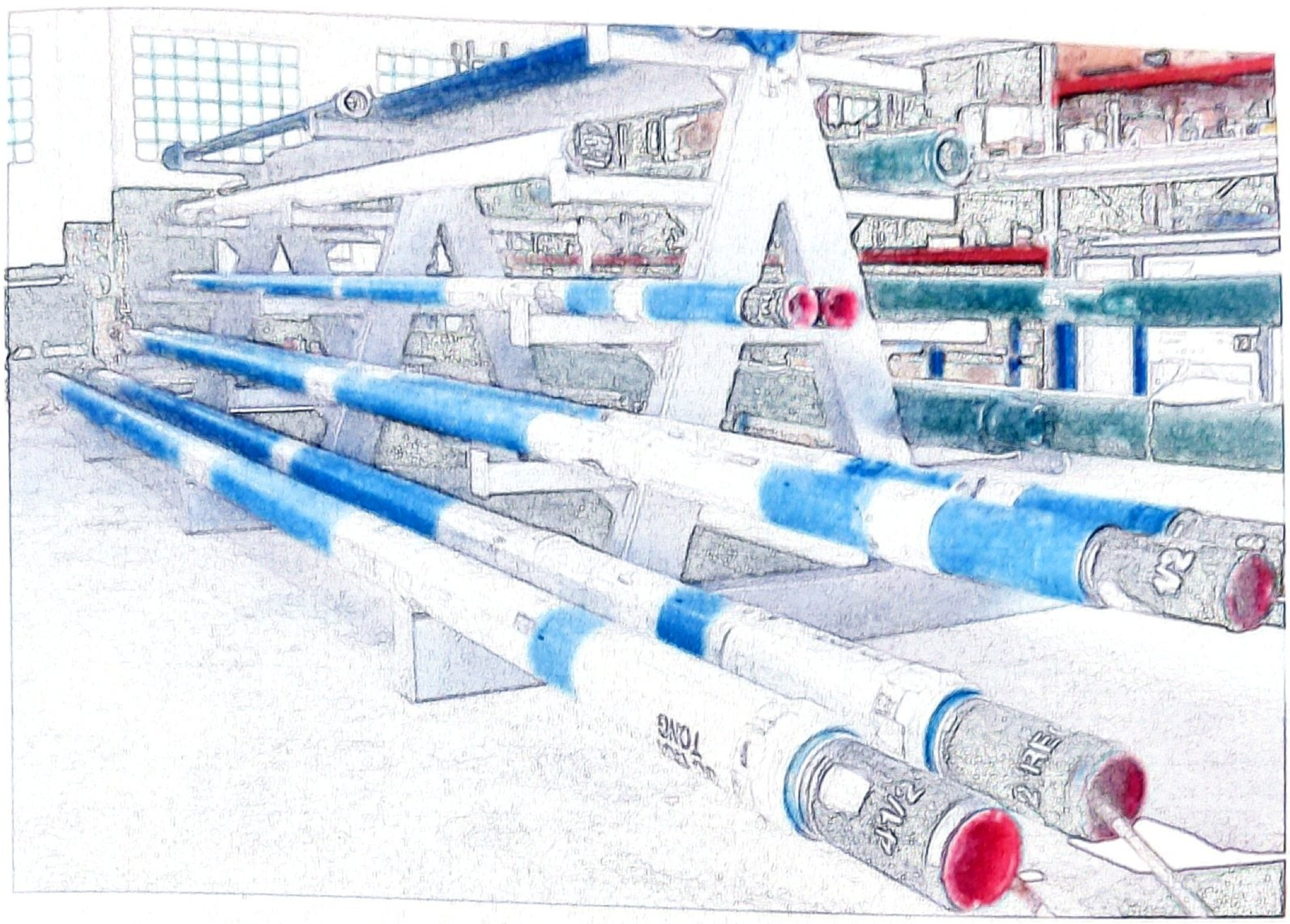


Рисунок 1.6 – Телеметрична система DrillTek

Телеметрична система DrillTek канадського виробництва, з наявними типорозмірами немагнітних обважнених бурильних труб (НОБТ) та коротких НОБТ: 3 ½ (88,9 мм); 4 ¾ (120,7 мм); 6 ¾ (171,5 мм); 8 (203 мм). Телеметрична система використовується для геонавігації та геофізичного супроводу під час буріння свердловини.

Вирізання «вікон» виконувалися в колонах діаметром 146 – 178 мм, а горизонтальна ділянка становила до 150 м. Більш детальна інформація про ці роботи висвітлена в розділі 3.

НТП «Бурова техніка» також тісно співпрацює з провідними світовими компаніями, такими як Weatherford, Halliburton, Baker Hughes. Завдяки цій співпраці здійснено значний обсяг успішних відновлювальних робіт на родовищах Штормове, Богданівське, Мало-Дівецьке та інших [9].

На сьогодні вже завершено операції з забурювання бічних стовбурів на 2-х свердловинах Чутівського та Машівського родовищ. Середній добовий дебіт газу повернених свердловин складає близько 70 тис м^3/добу.

Відновлювання низки свердловин на родовищах Східного нафтогазоносного регіону методом БГС успішно проведені з високою результативністю (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Відновлення бездіючого фонду свердловин Східного нафтогазоносного регіону шляхом споруджування бокових стовбурів

Родовище	№ св.	Довжина горизонт. ділянки, м	Дебіт на добу: нафти, т; (газу, тис.куб.м)		
			До відновлення	Після відновлення	Зростання дебіту, разів
Прилуцьке	43		8.9	24.0	2.8
Качанівське	155	70.0	15.4	40.0	2.6
Богданівське	54		1.4	40.0	28.6
М. Дівицьке	55	131.0	22.8	124.0	5.4
Качанівське	230	210.0	15.4	80.0	5.2
Пд.-Панасівське	172	130.0	44.0	120.0	2.7
Яблунівське	52	446.0	10.0	160.0	16.0

У Західному нафтогазоносному регіоні протягом 2006 – 2012 років ПАТ «Укрнафта» здійснила відновлення 6 свердловин на Битківському, Північно-Долинському, та Орів-Уличнянському родовищах.

Після відновлення методом перфорації в інтервалі 668 – 662 м свердловини №3-Глинки Кавського родовища отримано збільшення дебіту газу до 26 тис м^3/добу при пластовому тиску 4,8 МПа. Сумарний дебіт 2-ох діючих свердловин до проведення розбурки складав 1 тис м^3/добу при пластовому тиску від 0,8 до 1,4 МПа.

На свердловині № 67 Матвіївського газового родовища, яка була аварійною, додатковим стовбуром з глибини 3080 м був розкритий продуктивний горизонт із запасами газу обсягом 3,5 млрд м^3. На даний час ця свердловина добурена до глибин 3500 м боковим стовбуром.

Найкращих результатів було досягнуто під час буріння похило-скерованої свердловини № 100 із горизонтальним закінченням на Верхньомасловецькому родовищі, що розташоване в Бориславському нафтогазовому промисловому

районі. Починаючи з глибини 750 м, за допомогою телеметричної системи з електромагнітним каналом зв'язку, свердловину було спрямовано під заданим кутом і точно виведено в продуктивний пласт, горизонтальна частина якого має довжину 203 м. Загальна глибина буріння сягнула 1700 м, а роботи тривали 45 діб, завдяки чому дебіт нафти зріс до 90 т/добу, з потенціалом досягти 120 т/добу, що є винятковим результатом для виснажених родовищ Західного регіону.

Наведені дані чітко демонструють, що в Україні існує значний потенціал і всі необхідні умови для активного розвитку нафтогазовидобувної галузі шляхом масштабного впровадження заходів із реабілітації виснажених родовищ та окремих свердловин. Це також враховує природні процеси відновлення запасів вуглеводнів у надрах [9, 45].

1.4 Висновки за розділом 1. Мета та завдання досліджень

1. Оптимізація розробки родовищ України пов'язана з освоєння важковидобувних запасів, розташованих переважно в низькопроникних породах та зонах із високим рівнем обводнення. Одним із перспективних геолого-технічних заходів у випадках низькопроникних колекторів є вилучення запасів шляхом використання горизонтальних свердловин, які мають значні переваги над традиційними вертикальними свердловинами.

2. Бездіючий фонд в Україні нараховує більше 7 тисяч нафтогазових свердловин. Звичайно, що не всі свердловини підлягають відновленню, але якщо взяти навіть меншу частину наявного, то відкривається надзвичайно велика перспектива розвитку цього напряму.

3. Зарізання бічних стовбурів (ЗБС) – це найбільш оптимальна, з економічної і технологічної точки зору, технологія, що дає змогу ввести в розробку раніше не дреновані пропластки і важковидобувні запаси вуглеводнів, які не могли бути залучені в розробку іншими методами.

4. Зарізання бічних стовбурів відбувається через вирізане «вікно» в обсадній колоні. Перші бічні горизонтальні стовбури пробурили на ділянці Бориславського родовища на глибинах 450 – 500 метрів наприкінці 1950-х років, а в 1970-х роках – на Долинському родовищі на глибинах 2800 – 2900 метрів. Потім інтерес до цієї технології знизився і відновився лише у 80-х роках.

5. Вартість операції з буріння бокового стовбура в 3 – 4 рази менше, ніж вартість буріння нової свердловини. На вартість впливає глибина забурювання, довжина та відхід від вертикалі. Чим більше глибина свердловини, що відновлюється, тим більше економія витрат.

6. Для вирізання «вікна» використовують технології як із суцільним вирізанням секції обсадної колони, так і з установленням клина-відхилювача орієнтування якого здійснюється за допомогою телеметричної системи. Буріння проводиться роторним методом без застосування вибійних двигунів.

7. За допомогою ЗБС відновлені свердловини на Анастасівському, Богданівському, Гнідинцівському, Качанівському, Краснозарському, Машівському, Малодівицькому, Прилуцькому, Суботинському, Фонданівському, Чутівському родовищах Східного нафтогазоносного регіону, та на Битківському, Верхньомасловецькому, Кавському, Матвіївському, Орів-Уличнянському, Північно-Долинському та інших родовищах Західного регіону. Наприклад, на св. 155 Качанівського родовища витрати окупилися вже через 3 місяці. Св. 97 Яблунівського родовища, що більше 10 років перебувала в бездії, відновила дебіт до 30 т/добу. Додатковим стовбуром з глибини 3080 м на св. 67 Матвіївського родовища був розкритий продуктивний горизонт із запасами газу обсягом 3,5 млрд $м^3$.

Мета роботи – дослідити можливості реабілітації свердловин старого фонду та підвищення видобутку вуглеводнів шляхом впровадження технології зарізання бічних стовбурів на родовищах України.

Основні завдання досліджень:

– провести аналіз сучасного стану використання технології ЗБС на

полянах України;

– оцінити ефективність експлуатованих свердловин з точки зору роботи та причину відмовлянь;

– провести аналіз досвіду експлуатації ЕЦН для вимірювання продуктивності свердловин;

– визначити перспективи розвитку ЕЦН стосовно полянах ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «Укрнафта».

РОЗДІЛ 2
ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СТОВБУРІВ

2.1 Методика визначення притоку та дебіту свердловини з горизонтальним стовбуром

Використання горизонтальних свердловин є одним із провідних сучасних підходів для підвищення дебіту свердловин і вдосконалення процесів розробки нафтових і газових покладів. Численні дослідження були присвячені вивченню припливу рідини та газу до горизонтальних свердловин з різних точок зору. Розроблено нову гідродинамічну модель, що описує приплив рідини (або газу) до горизонтальної свердловини в круговому анізотропному (шарувато-неоднорідному) пласті. Ця модель може бути легко адаптована до умов фільтрації флюїдів згідно із законом Дарсі за допомогою відомих методів [5, 7].

Приплив рідини дорівнює:

$$Q = \frac{2\pi k_Г h \Delta p}{\mu\left[\ln\frac{4R_к}{L+h} + \frac{h\kappa}{L}\ln\frac{2h\kappa}{r_c(1+\kappa)^2}\right]}, \tag{2.1}$$

де

$\kappa = \sqrt{k_Г / k_В}$ – коефіцієнт анізотропії пласта за проникністю; (2.2)

$k_Г$, $k_В$ – коефіцієнти проникності пласта в горизонтальному (вздовж шарів) і вертикальному (впоперек шарів) напрямках, м^2;

h – товщина продуктивного пласта, м;

$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2$ – загальний перепад тиску між контуром пласта і горизонтальною свердловиною, Па; (2.3)

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості нафти, Па·с;

R_k – радіус контуру живлення, м;

r_c – радіус свердловини, м;

L – довжина горизонтальної частини стовбура свердловини, м.

Очікувані дебіти у свердловинах при буріння бічних горизонтальних стовбурів визначаються за формулою Джоші та Дюпюі [29]:

$$K_{еф} = \frac{q_{БГС}}{q_{вер}} = \frac{1}{\frac{\Omega}{\ln(\frac{R_K}{r_c})}}, \tag{2.4}$$

де

$$\Omega = \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}, \tag{2.5}$$

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2 \cdot R_K}{L}\right)^4}}. \tag{2.6}$$

Ω – геометричний фільтраційний опір свердловини з бічними горизонтальними стовбурами;

L – довжина горизонтального стовбура, м;

$q_{БГС}$ – дебіт свердловини з БГС, т/добу;

$q_{вер}$ – дебіт вертикальної свердловини, т/добу;

R_k – радіус контура живлення, м;

r_c – радіус свердловини, м.

На основі формул (2.4), (2.5) та (2.6) формується таблиця, яка відображає коефіцієнти ефективності використання бокових горизонтальних стовбурів. Далі, для кожної свердловини з вертикальним розташуванням стовбура, зважаючи на товщину нафтонасиченого пласта, який вона розкриває, а також заплановану довжину БГС, обирається відповідний коефіцієнт з таблиці. Цей коефіцієнт множиться на поточний дебіт нафти з вертикальної свердловини, і результат слугує нижньою межею для оцінки прогнозованого дебіту нафти БГС.

Водночас, оскільки поточний дебіт вертикальної свердловини може не повністю відображати реальні можливості продуктивного пласта через такі фактори, як прорив води, зміни в проникності зони біля вибію або аварійний стан свердловини, то у разі усунення цих проблем під час буріння бокових горизонтальних стовбурів рекомендується використовувати середній дебіт нафти з вертикальної свердловини за весь час її експлуатації. Помноживши цей середній дебіт на коефіцієнт ефективності для бокового горизонтального стовбуру, отримують верхню межу прогнозованого дебіту.

Розрахувавши цей діапазон прогнозованих дебітів, можна визначити середнє значення очікуваного дебіту нафти з бокового горизонтального стовбура [29].

2.2 Розрахунок ефективності горизонтальних стовбурів

Для оцінки результативності застосування горизонтальних свердловин та буріння додаткових бокових горизонтальних стовбурів у наявних свердловинах виконано розрахунок для Довбушансько-Бистрицького родовища. Оскільки його розробка почалася в 1977 році, а існуюча система розробки, що сформувалася під час пробної експлуатації, характеризується низькою ефективністю, це пов'язано зі складними геологічними умовами, недостатньою густотою розбурювання нафтоносних площ, наявністю в більшості покладів режиму розчиненого газу та обмеженим розвитком методів підтримки пластового тиску.

Продовження розробки за нинішньою системою може призвести до негативних результатів у вилученні запасів. За базовим сценарієм коефіцієнт нафтовилучення складатиме 0,02, а відбір від видобувних запасів – 0,231. Для покладів Бистрицької та Південно-Бистрицької складок необхідні суттєві зміни системи розробки. Поклади Довбушанської складки, через їхню другорядну значущість за обсягами запасів, можна дорозробити існуючим фондом свердловин у режимі розчиненого газу або на змішаному режимі, вилучивши майже всі видобувні запаси.

Беручи до уваги ці фактори, для покладів Бистрицької складки рекомендовано застосувати горизонтальні свердловини для їх ефективної розробки.

Для розрахунку прогнозованого дебіту горизонтальної свердловини використані вихідні дані з «Уточненого проекту дослідно-промислової розробки Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища», складеного НДПІ ВАТ «Укрнафта». Основні характеристики включають:

- середня товщина продуктивного пласта – 13,9 м;
- коефіцієнт проникності пласта в горизонтальному напрямку – $4{,}33 \cdot 10^{-15}$ м²;
- коефіцієнт проникності пласта у вертикальному напрямку – $1{,}6 \cdot 10^{-15}$ м²;
- коефіцієнт динамічної в'язкості – 1,39 мПа·с;
- густина нафти – 748 кг/м³;
- радіус контуру живлення – 250 м;
- радіус свердловини – 0,1 м;
- перепад тиску між контуром пласта і горизонтальною свердловиною – 1 МПа;
- довжина горизонтальної частини стовбура свердловини – 200 м.

Розрахунок дебіту горизонтальної свердловини для середніх умов розробки Бистрицької складки було виконано за формулою, що враховує зазначені параметри. Результат показав, що прогнозований дебіт горизонтальної свердловини перевищує поточний дебіт вертикальної приблизно в 14 разів. Цей результат отримано для заданих параметрів. Змінюючи їх, можна впливати на кінцевий показник дебіту, що дозволяє оптимізувати процес розробки залежно від конкретних умов.

На основі аналізу залежностей між різними параметрами горизонтальної свердловини зроблено такі висновки:

1. Прямопропорційна залежність дебіту від перепаду тиску: зі збільшенням перепаду тиску між контуром пласта і горизонтальною свердловиною дебіт

зростає прямо пропорційно. Це підтверджує важливість забезпечення оптимального перепаду тиску для максимізації продуктивності свердловини.

2. Оптимальна довжина горизонтальної ділянки: зі збільшенням довжини горизонтальної частини свердловини дебіт також збільшується. Проте для розглянутих вихідних даних максимальна доцільна довжина горизонтальної ділянки становить 1080 м. Перевищення цієї довжини призводить до негативного значення знаменника у формулі, що робить подальше буріння неефективним. При довжині горизонтальної ділянки 1080 м дебіт досягає теоретичного максимуму, який становить 27 100 т/добу.

Ці висновки підкреслюють важливість урахування технологічних і геологічних обмежень при плануванні довжини горизонтальної свердловини, щоб забезпечити її максимальну ефективність.

Зважаючи на те, що технічний стан видобувних та нагнітальних свердловин Довбушансько-Бистрицького родовища є задовільним і дозволяє їх подальшу експлуатацію, а також враховуючи ефективність ремонтно-профілактичних заходів, таких як депарафінізація НКТ і обладнання, герметизація обв'язок гирла, заміна насосів, ліквідація обривів штанг і штоків, а також промивання вибіїв, що забезпечує підтримку оптимальних технологічних параметрів роботи свердловин, пропонується один з варіантів підвищення дебітів – застосування бокових горизонтальних стовбурів у діючих малодебітних і ліквідованих свердловинах, розташованих у нафтонасиченій зоні пласта [4].

Використовуючи попередні вихідні дані (контур живлення – 250 м, радіус свердловини – 0,1 м, довжина горизонтальної частини свердловини – 200 м), а також товщини продуктивних пластів 5 експлуатаційних об'єктів Бистрицької складки (15,3, 15, 17,8, 17,8, 3,1 м), можна визначити коефіцієнти ефективності за формулами (2.4) і (2.5). У результаті розрахунків отримаємо, що дебіт свердловини з БГС збільшиться відповідно в 4,219; 4,233; 4,101; 4,101; 4,785 разів, що в середньому становить 4,288 разів. Графік залежності коефіцієнту

ефективності буріння горизонтального стовбура залежно від товщини покладу наведена на рис. 2.1; від довжини стовбура – на рис. 2.2.

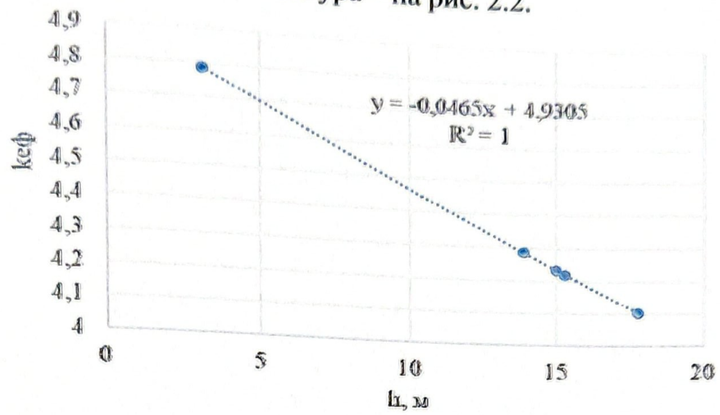
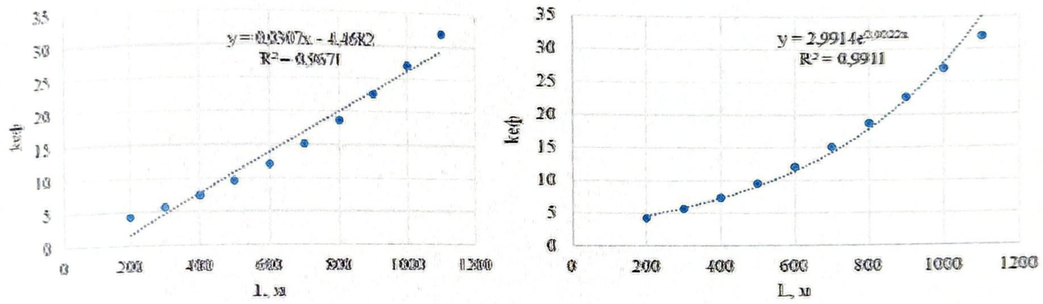
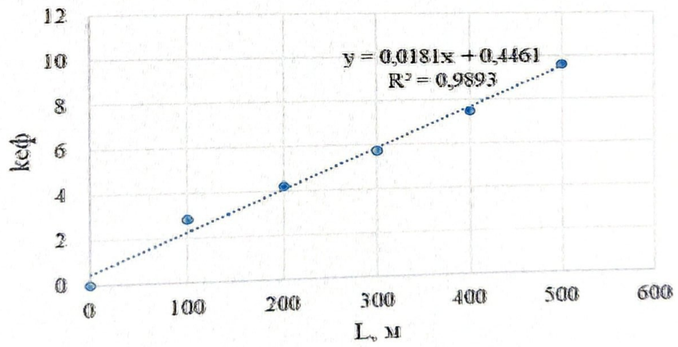


Рисунок 2.1 – Залежність коефіцієнту ефективності від товщини покладу



а *б*



в

Рисунок 2.2 – Залежність коефіцієнту ефективності від довжини горизонтального стовбура: а – лінійна залежність (R^2=0,967); б – експоненційна залежність (R^2=0,991); в – лінійна для довжини до 500 м (R^2=0,989)

Проаналізувавши залежність коефіцієнта ефективності використання БГС від товщини покладу (рис. 2.1), можна зробити висновок, що вона є лінійною.

Проаналізувавши залежність коефіцієнта ефективності використання БГС від довжини горизонтального стовбура (рис. 2.2), можна зробити висновок, що із збільшенням довжини горизонтального стовбура зростає і значення коефіцієнта ефективності використання БГС.

У розділі 4 визначено, що оптимальним відходом бічного стовбура від вертикальної свердловини є 300 – 500 м, тому на рис. 2.2,*в* визначена залежність коефіцієнту ефективності забурки від довжини. Оскільки коефіцієнт кореляції наближається до 1, то визначена лінійна залежність підтверджена.

Отже, розглянувши питання покращення ефективності розробки родовища, можна зробити висновок, що буріння бокових горизонтальних стовбурів у діючих малодебітних а також у ліквідованих свердловинах є виправданим з економічної точки зору. Вартість будівництва таких свердловин більша за вертикальні, але це повністю компенсується значними перевагами в їх технологічних та економічних показниках експлуатації. Проведені розрахунки для визначення ефективності цього методу дозволяють запропонувати включення свердловин з горизонтальними стовбурами до технологічної схеми розробки Довбушансько-Бистрицького родовища [4].

2.4 Висновки за розділом 2

1. Гідродинамічна модель фільтрації до горизонтального стовбура може бути легко адаптована до умов фільтрації флюїдів згідно із законом Дарсі. Очікувані дебіти у свердловинах при буріння бічних горизонтальних стовбурів визначаються за формулою Джоші та Дюпюі. Визначення дебіту свердловини із горизонтальним стовбуром визначається шляхом множення поточного дебіту нафти з вертикальної свердловини на коефіцієнт ефективності для бокового горизонтального стовбуру.

2. Оцінка результативності застосування додаткових бокових горизонтальних стовбурів у наявних свердловинах виконана для Довбушансько-Бистрицького родовища. Для контуру живлення – 250 м, радіусу свердловини – 0,1 м, довжини горизонтальної частини свердловини – 200 м, а також товщин продуктивних пластів 5 експлуатаційних об'єктів Бистрицької складки (15,3, 15, 17,8, 17,8, 3,1 м) визначено коефіцієнти ефективності: 4,219; 4,233; 4,101; 4,101; 4,785. Середній коефіцієнт ефективності становить 4,288.

3. Залежність між коефіцієнтом ефективності буріння бічного стовбуру і товщиною покладу є лінійною, з коефіцієнтом кореляції 1.

4. Залежність між коефіцієнтом ефективності буріння бічного стовбуру і довжиною горизонтальної ділянки також є лінійною. Визначено, що оптимальним відходом бічного стовбура від вертикальної свердловини є відстань 300 – 500 м. При довжини горизонтальної ділянки 200 м коефіцієнт ефективності дорівнює 4,33, а при 400 м – 9,57.

5. Отже, буріння бокових горизонтальних стовбурів у діючих малодебітних а також у ліквідованих свердловинах є виправданим з економічної точки зору.

РОЗДІЛ 3
УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗАРІЗАННЯ БІЧНИХ СТОВБУРІВ НА ГНІДИНЦІВСЬКОМУ НГКР

3.1 Загальні відомості про родовище

В адміністративному відношенні Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване у Варвинському районі Чернігівської області. Найближчими населеними є місто Варва (на відстані 10 км), села – Богдани, Гнідинці, Остапівка, Світличне, Рубанів, Ященків.

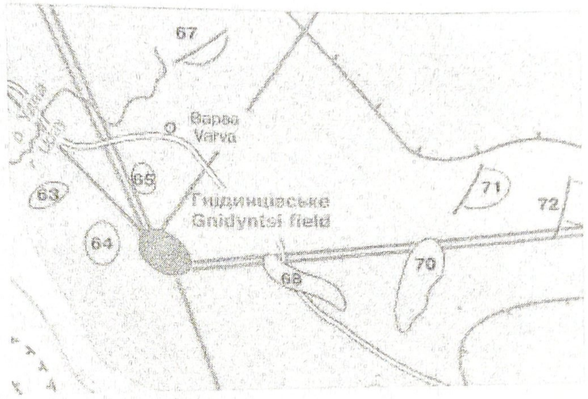


Рисунок 3.1 – Ситуаційна схема Гнідинцівського родовища [3]

Поблизу площі робіт розташовані Кибинцівське, Малосорочинське, Радченківське та інші родовища.

У тектонічному відношенні родовище знаходиться в західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Гнідинцівське нафтоконденсатне родовище відкрито бурінням свердловини №1 у 1959 році, при випробуванні якої з пермських відкладів отримано фонтан нафти дебітом 164,7 т/добу. У цьому ж році родовище прийняте на Державний баланс. У 1960 році встановлена промислова нафтоносність відкладів верхнього карбону. У 1961 році після завершення

розвідки скупчень нафти в пермсько-верхньокам'яновугільних утвореннях були проведені розрахунки її запасів. На площі пробурено понад 150 свердловин, з яких 46 пошукові і розвідувальні.

На родовищі встановлені скупчення нафти у відкладах пермі та верхнього карбону, які є складовими єдиної гідродинамічної системи, і скупчення газоконденсату – в породах нижнього карбону. Нафтові поклади горизонтів А-2 і Г-11-13, К-2-3 масивно-пластові, статиграфічно та літологічно обмежені; К-4 і К-5 – масивно-пластові склепінні літологічно обмежені. Скупчення газоконденсату горизонтів В-18, В-19, В-26 пластові склепінні тектонічно екрановані та часткового літологічно обмежені. Поклад В-26 має нафтову облямівку. Висота поверху нафтогазоносності 1830 м.

З 1963 року на родовищі розробляються 4 нафтові і 3 газоконденсатні об'єкті, основними з яких є нафтовий поклад горизонту К-2-3 і газоконденсатний В-18 (рис. 3.2).

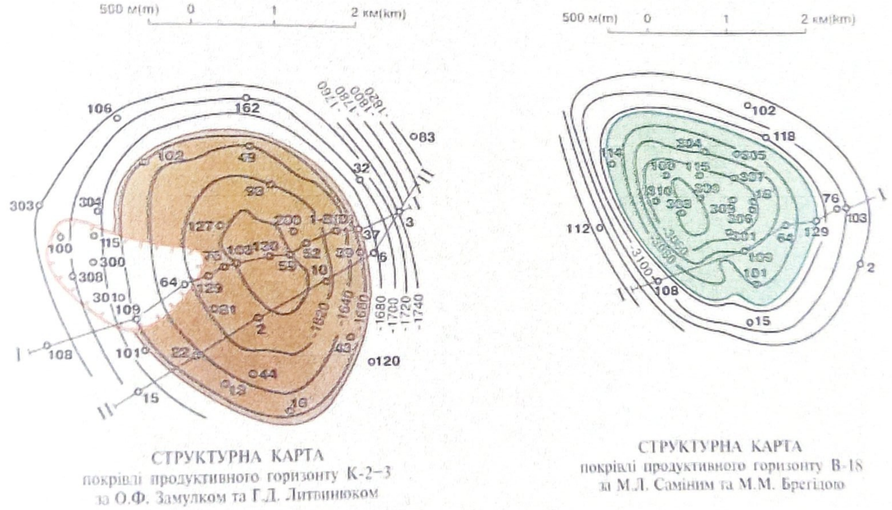


Рисунок 3.2 – Структурні карти основних об'єктів розробки Гнідинцівського родовища [3]

Режим розробки нафтових скупчень водонапірний, газоконденсатних – газоводонапірний. Станом на 01.01.1994 року родовище знаходилося на

завершальній стадії [3].

3.2 Проведення ЗБС на свердловині №213 Гнідинцівського родовища

Прикладом успішного виконання НТП «Бурова техніка» спільно з Прилуцьким УБР ПАТ «Укрнафта» ЗБС є свердловина №213, яка була пробурена у 2007 році. Глибина свердловини по стовбуру 1919 м, по вертикалі – 1737 м.

Після тривалої експлуатації у зв'язку з обводненістю свердловину призупинили для проведення капітального ремонту шляхом проведення ЗБС в південно-східному напрямку від гирла за азимутом 59° з відходом по горизонталі 163 м (рис. 3.3).

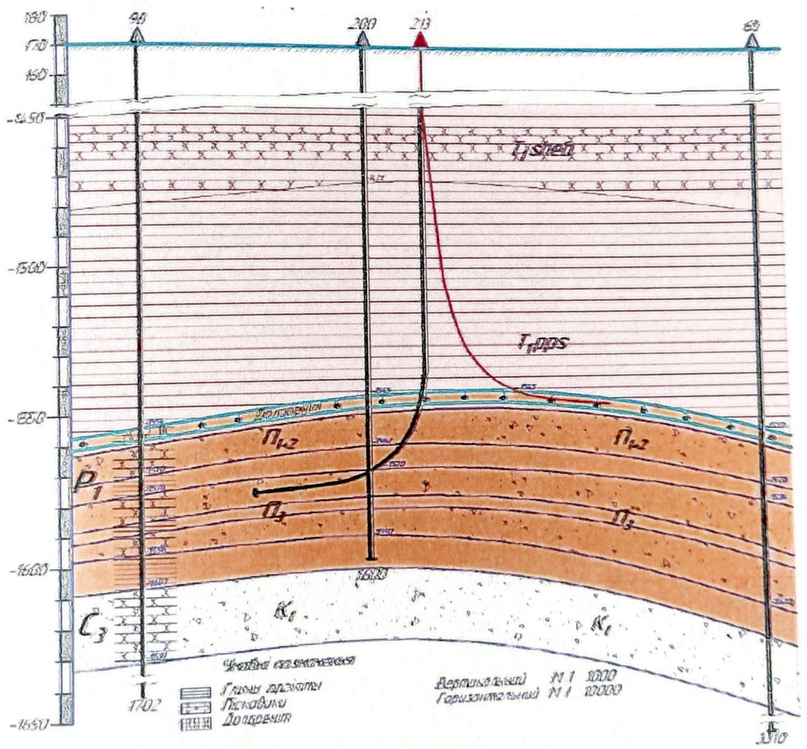


Рисунок 3.3 – Геологічний розріз продуктивної частини по св. 98 – 200 –213 – 6в Гнідинцівського нафтового родовища

Хвостовик спущений в інтервалі по стовбуру 1400 – 1790 м (глибина по вертикалі 1400 – 1745 м). Стабілізація зенітного кута виконана в двох інтервалах: 1450 – 1465 м, 1695 – 1790 м. Інтервали набору кривизни: 1465 – 1475 м з інтенсивністю і = 2,5°/10 м, 1475 – 14795 м з інтенсивністю і = 3,0°/10 м та від 1495 м до 1695 м з інтенсивністю і = 1,43°/10 м (рис. 3.4).

На основі результатів теоретичних, експериментальних і промислових досліджень на НТП «Бурова техніка» розроблено комплекс техніко-технологічних засобів для відновлення свердловин, який адаптовано до малих діаметрів експлуатаційних колон, а також високих значень вибійних температур і пластових тисків, який включає:

– технічні засоби і технологію вирізання вікна в обсадній колоні високої групи міцності сталі, малого діаметру;

– ефективний буровий інструмент малих діаметрів;

– долота PDC, що оснащені калібруючими термостійкими полікристалічними вставками;

– вибійні гідравлічні двигуни канадської компанії Wenzel малих діаметрів з підвищеним крутним моментом та регульованим кутом перекосу, які працездатні в умовах високих температур;

– малогабаритні телеметричні системи канадської фірми DrillTek для контролю траєкторії стовбура, відображення геологічної інформації та забезпечення якісного розкриття продуктивного горизонту;

– спеціальні елементи компоновки низу бурильної колони (КНБК) для управління траєкторією;

– високо стабільні промивальні рідини з низькою водовіддачею і підвищеними реологічними властивостями, а такоож високими змащувальними і інгібуючими властивостями;

– технології буріння стовбурів малих діаметрів;

– методи та технічні засоби надійного кріплення бічного стовбура в умовах малих діаметрів і зазорів між стінкою стовбура і обсадними трубами

хвостовика.

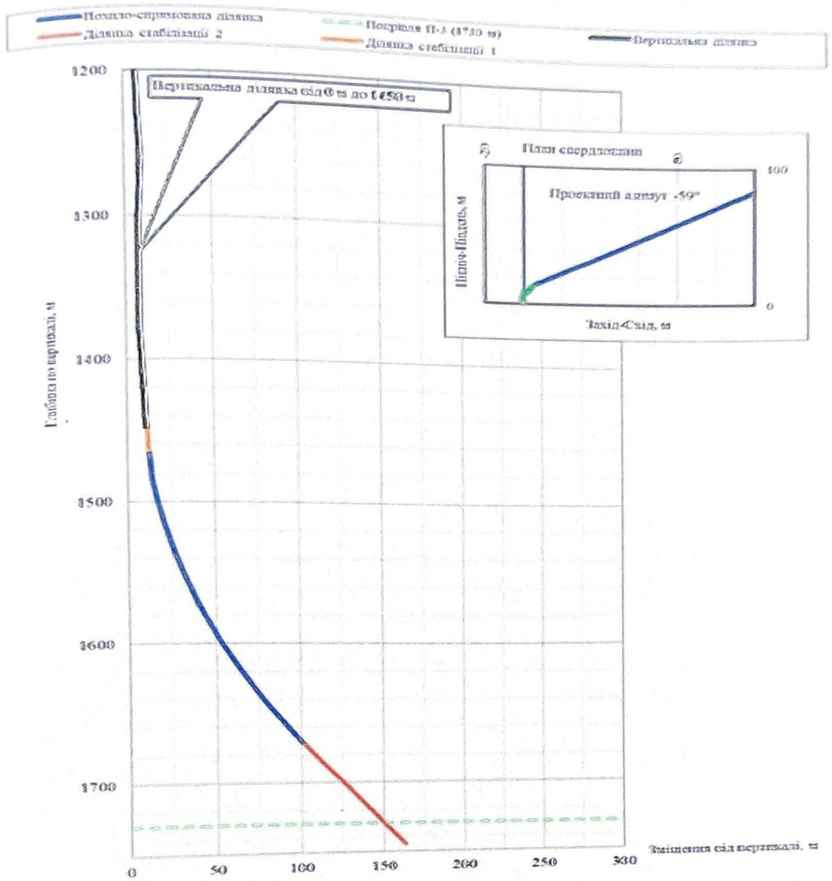
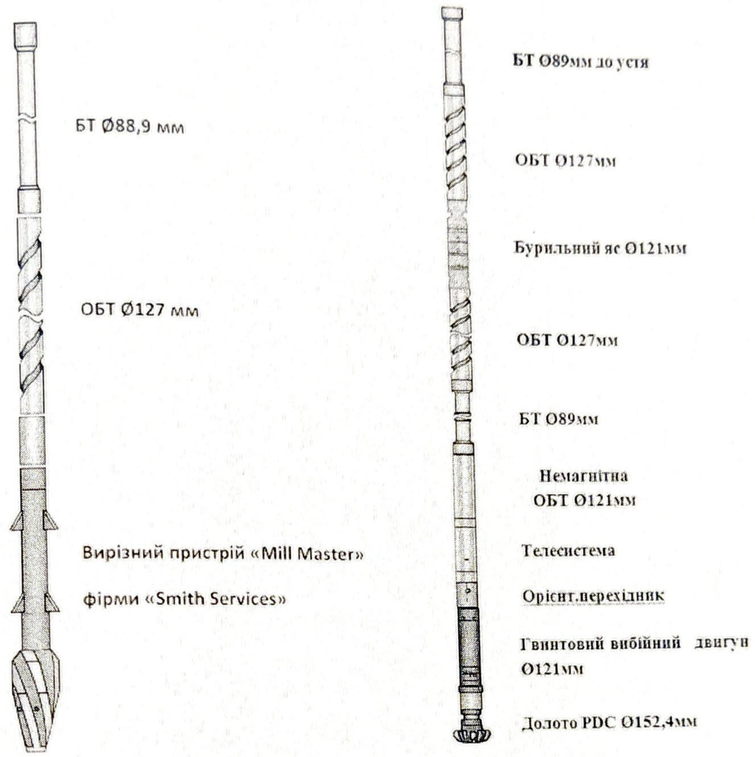


Рисунок 3.4 – Профіль і план бокового стовбура свердловини №213 Гнідинцівського родовища

У процесі зарізання та буріння додаткового стовбура свердловини одним з найбільш відповідальних моментів є процес формування щілиноподібного «вікна» в обсадній колоні. Перевагою даної технології є менші затрати часу на виконання технологічних операції, скорочення обсягів буріння нових свердловин та зменшення капітальних вкладень на розробку родовища.

На свердловині №213 Гнідинцівського родовища роботи по вирізанню «вікна» в експлуатаційні обсадній колоні Ø177,8 мм проводились спільно з

компанією «Білорусьнафта». КНБК для вирізання вікна наведене на рис. 3.5, а. Для успішного проведення буріння похило-скерованої ділянка використано КНБК, що наведене на рис. 3.5, б.



а *б*

Рисунок 3.5 – КНБК: а – для вирізання «вікна» в експлутаційній обсадній колоні; б – для буріння похило-скерованої ділянки стовбура свердловини [19].

Проведене ЗБС на свердловині №213 дозволило збільшити видобуток нафти до 30 т/добу.

3.2 Покращення видобутку зі свердловин, що розробляють поклади доларенiту

Гнідинцівське нафтове родовище експлуатується з 1959 року і знаходиться на завершальній стадії розробки.

Однак за останні роки на Гнідинцівському родовищі відкрито новий продуктивний нафтовий об'єкт – доларенiт, який представляє собою вторинно-поровий гранулярний карбонатний колектор, вважається доломітизованим пісковиком і відноситься до кавернозно-порового типу. Цей колектор відноситься до низькопроникного (проникність змінюється в межах 0,01 – 0,1 мД).

Особливості доларенiту за сукупністю властивостей принципово відрізняють його від теригенних колекторів горизонтів П-1+2 та П-3 і вимагають розглядати його як окремий об'єкт розробки.

Пласт доларенiт на Гнідинцівському родовищі ефективно розробляється свердловинами з горизонтальним закінчення, оскільки він відноситься до важко видобувних покладів. Колекторські властивості доларенiту досить низькі в силу особливостей його геологічної будови, пов'язаної з літологічною мінливістю та умовами осадко накопичення. В силу цього факту зони дренування навіть горизонтальних свердловин обмежені радіусом 200 м.

Свердловина №255 була споруджена в 2015 році, а введена в експлуатацію на поклад доларенiт у березні 2016 року з початковим дебітом нафти 7,5 т/добу, рідини 10 т/добу та обводненістю 24,6 %. Глибина свердловини – 2065 м. З глибини 1865 м починається горизонтальний стовбур, довжиною 200 м.

З липня 2018 року по липень 2019 року насос працював протягом 15 годин, а ресурс накопичувався протягом 9 годин. Дебіт нафти був в межах 1,7 – 12 т/добу, рідини – 2 – 14,5 т/добу. У липні 2019 року дебіт нафти складав 3,5 т/на добу, а рідини – 7,6 т/добу.

Пізніше свердловину перевели на електричний плунжерний насос УЕПН 13,8-2500-1, дебіт нафти становив 4,96 т/добу, а рідини – 6,3 т/добу.

За час експлуатації дебіт нафти поступово падав, а обводненість продукції зростала. У серпні 2022 року дебіт нафти був 1,5 т/добу, рідини – 3/добу, а обводненість складала 50,3%.

Станом на 01.10.2022 зі свердловини №255 було видобуто 11,9 тис т нафти та 15,4 тис т рідини [49].

Такі дані щодо стану розробки Гнідинцівського нафтового родовища свідчать про його незадовільний стан. Відповідно до наведених показників, було прийняте проєктне рішення виконання зарізки бічних стовбурів для відновлення роботи свердловини.

Застосування ЗБС особливо актуальне на цьому родовищі, оскільки існує значна частина недіючого фонду свердловин із причин високої обводненості, що перебувають на межі рентабельності через низький дебіт.

Розкриття доларенiта запроєктоване в точці з відходом 250 м від гирла свердловини, що в свою чергу забезпечить експлуатацію покладу в недренованій зоні з кращими показниками провідності (K×hеф) (з роботи «Аналіз розробки покладу нафти в пласті доларенiт Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища» [2] (рис. 3.6).

Оскільки доларенiт є найвищим залягаючим покладом під товщею перисажських глин, то свердловиною не будуть розкриватися нижче залягаючі водонапірні пласти, відділені від доларенiта глинистою перемичкою.

По продуктивності та режиму роботи свердловин, що розробляють доларенiт, можна розділити на 4 групи:

– стабільно працюючі свердловини, дебіт яких мало змінився за останні роки видобутку. Відсоток води менше 5 %. (№№ 221, 217, 262 і окремо № 200, де обводненість хоч і зросла за останні місяці, але дебіт по нафті майже не змінився);

– свердловини з високим початковим дебітом, що за 1 – 2 роки знизився майже в двічі, а відсоток води навпаки збільшився до 5 – 10 %, а в деяких навіть до 20 % і більше (№№ 270, 272, 271, 250, 251);

– свердловини де відбувся, ймовірно, прорив пластової води з нижчезалягаючих нижньопермських пісковиків горизонтів П-1+2 та П-3 (№№ 264, 252, 265);

– свердловини з високим відсотком води (> 30 %) в початковому дебіті нафти (№№ 261, 256, 278), в яких не відбулося прориву пластової води з нижчезалягаючих горизонтів і які за показниками режимів роботи (статичний рівень, динамічний рівень), а відповідно і пластових тисків співставляються з іншими свердловинами, що дренують нафтовий поклад доларенiт.

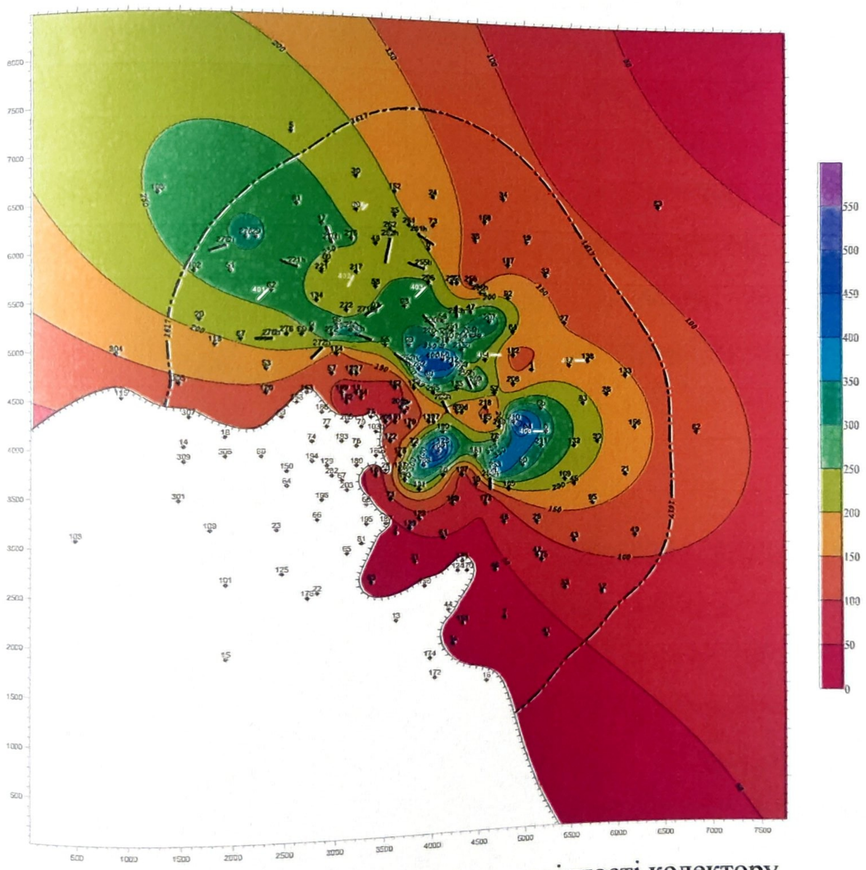


Рисунок 3.6 – Карта розподілу провідності колектору

Таким чином, виникає нагальна необхідність пошуку можливостей по відновленню безводного дебіту працюючих свердловин, та збільшенню їх нафтовіддачі. У випадку зі свердловинами №№ 252, 264 та 265, ліквідувавши прорив пластової води ми отримали б стабільну з непоганим дебітом нафти (30-50 т/добу) продуктивність, вийшовши на режим роботи, що характерний для доларенітy (головною умовою цього являється можливість створення відповідної депресії на пласт), так, як зазначалося вище, зони що охоплюють горизонтальні стовбури вищезгаданих свердловин мають, згідно попередніх досліджень непогані передумови по дебіту нафти. Для досягнення цього результату необхідно проводити капітальний ремонт свердловин, а саме – буріння бічних стовбурів з урахуванням наявних зон можливого обводнення, виявлених попереднім бурінням.

У випадку зі свердловинами, що обводнюються в часі та свердловинами, які в початковому дебіті нафти мають високу частку води, все набагато складніше. Очевидно, що на даному етапі необхідно застосовувати сучасні методи інтенсифікації, і тільки в майбутньому методи капітального ремонту, якщо буде доведена їх ефективність на прикладі свердловин №№ 252, 264, 265. Але, маючи негативний досвід обводнення свердловин в часі, слід використати його при бурінні нових свердловин з горизонтальними стовбурами.

3.4 Висновки за розділом 3

1. В адміністративному відношенні Гнідинцівське нафтове родовище розташоване у Варвинському районі Чернігівської області. У тектонічному відношенні родовище знаходиться в західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Гнідинцівське нафтоконденсатне родовище відкрито бурінням свердловини №1 у 1959 році. На площі пробурено понад 150 свердловин. З 1963 року на родовищі розробляються 4 нафтові і 3 газоконденсатні об’єкті, основними з яких є нафтовий поклад горизонту К-2-3 і

газоконденсатний В-18. Висота поверху нафтогазоносності 1830 м. Станом на 01.01.1994 року родовище знаходилося на завершальній стадії.

2. На свердловині №213, глибина якої по стовбуру 1919 м, а по вертикалі 1717 м, було проведене ЗБС, оскільки після тривалої експлуатації у зв'язку з обводненістю її призупинили для проведення капітального ремонту. ЗБС проведено за азимутом 59° з відходом по горизонталі 163 м. Для вирізання вікна в обсадній колоні Ø177,8 мм використано пристрій Mill Master, буріння проведено вибійні гідравлічні двигуни канадської компанії Wenzel з використанням малогабаритної телеметричної системи канадської фірми DrillTek. Роботи з буріння виконували НТП «Бурова техніка». Після проведення ЗБС свердловина стала працювати з дебітом 30 т/добу.

3. За останні роки на Гнідинцівському родовищі відкрито новий продуктивний нафтовий об'єкт – доларенiт, який представляє собою вторинно-поровий гранулярний карбонатний колектор, вважається доломітизованим пісковиком і відноситься до кавернозно-порового типу. Цей колектор відноситься до низькопроникного.

4. Для покращення вилучення нафти та рідини зі свердловин №№ 252, 255, 264, 265, дебіти яких протягом експлуатації значно знизилися, рекомендується провести ЗБС. Зокрема, свердловина №255 з початковим дебітом нафти у березні 2016 році 7,5 т/добу, у серпні 2022 році давала дебіт 1,5 т/добу.

РОЗДІЛ 4
ПЕРСПЕКТИВИ РЕАЛІЗАЦІЇ ЗАРІЗАННЯ БІЧНИХ СТОВБУРІВ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

4.1 Перспективи проведення ЗБС ПАТ «Укргазвидобування»

Для визначення об'єктів, придатних для зарізки бічних стовбурів, ключовими факторами є їхній поточний стан, а саме:

– щільність розташування експлуатаційних свердловин, залучених до розробки конкретного покладу вуглеводнів (наявність зон із незадренованими запасами газу чи нафти);

– існування на території ліквідованих або малоефективних свердловин, а також тих, де капітальний ремонт не дав бажаних результатів;

– відповідна товщина продуктивного пласта та прийнятні фільтраційні властивості колектору.

Свердловини, які відбираються для зарізки бічних стовбурів, повинні відповідати поставленим завданням, основним з яких є збільшення видобутку нафти або газу шляхом розширення площі дренування запасів через відкриття нових ділянок продуктивного пласта. Основні вимоги до таких свердловин:

– розташування в межах зон газоносності або нафтоносності;

– достатня відстань проектованого бічного стовбура від межі газоводяного чи водонафтового контакту;

– технічний стан свердловини, який забезпечує можливість виконання робіт із зарізки бічного стовбура;

– для нафтових свердловин важливо, щоб зона дренування продуктивної частини бічного стовбура не перетиналася із зоною дренування іншої експлуатаційної свердловини;

– також для нафтових свердловин необхідно, щоб довжина вертикальної секції була щонайменше 2500 м, що потрібно для функціонування глибинно-насосного обладнання.

З аналізу ресурсної бази та технічного стану експлуатаційного фонду по родовищах ПАТ «Укргазвидобування», визначено, що доцільним буде буріння бічних стовбурів на крупних родовищах, які знаходяться на завершальній стадії розробки.

Основний обсяг видобутку забезпечують найбільші родовища, такі як Єфремівське, Західно-Хрестищенське, Мелихівське, Медведівське та Шебелинське. Рівень виснаженості цих родовищ варіюється від 60% (Медведівське) до 90% (Шебелинське).

Розглянемо результати науково обґрунтованого вибору об'єктів для буріння на прикладі Західно-Хрестищенського родовища, одного з великих газоконденсатних родовищ Східного регіону, проведеного авторами [13].

Аналіз експлуатаційного фонду свердловин Західно-Хрестищенського ГКР дозволив виділити дві свердловини – №139 і №260, які доцільно використовувати для відновлення їх продуктивності ЗБС. На рис. 4.1 і 4.2 наведено технічний стан цих свердловин, виконаних згідно з СОУ [33].

Свердловина №139 введена в експлуатацію у грудні 2006 року на поклад P1kt. Перфорацією було розкрито верхню частину картамишської світи (рис. 4.3). Проте її робота є нестабільною, а поточний дебіт газу становить лише 0,1 тис м³/добу.

Аналіз продуктивності сусідніх свердловин (№№ 22, 224), які розташовані найближче до свердловини №139 і також мають розкритий продуктивний поклад P1kt, показує, що проектний дебіт свердловини №139 станом на 1 січня 2015 року міг би становити приблизно 20 тис м³/добу за умови використання НКТ діаметром 73 мм. У разі спуску комбінованої колони НКТ діаметром 73×48 мм (у районі хвостовика), цей показник становив би 15 – 17 тис м³/добу.

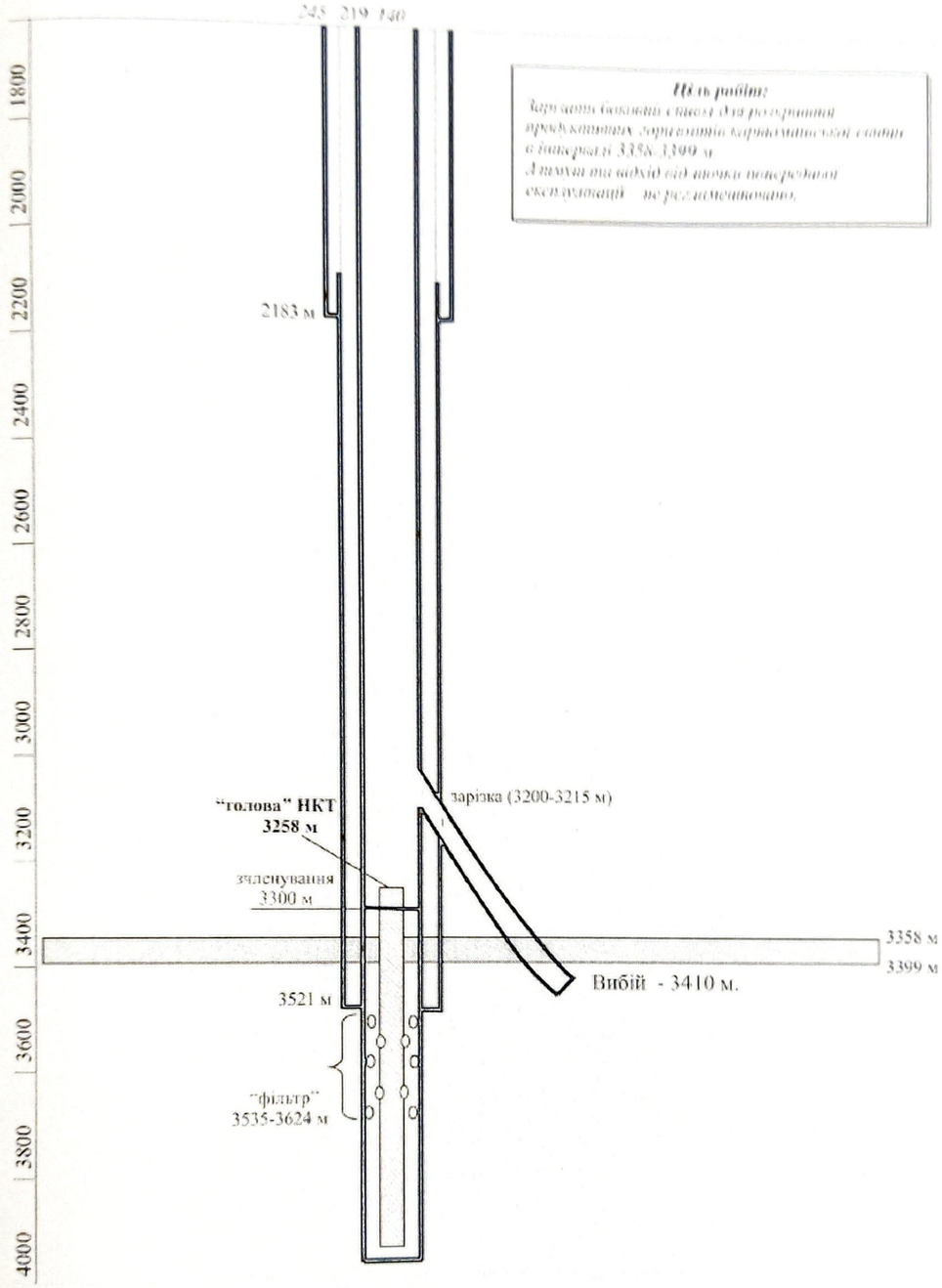


Рисунок 4.1 – Схема свердловини №260 Західно-Хрестищенського ГКР [13]

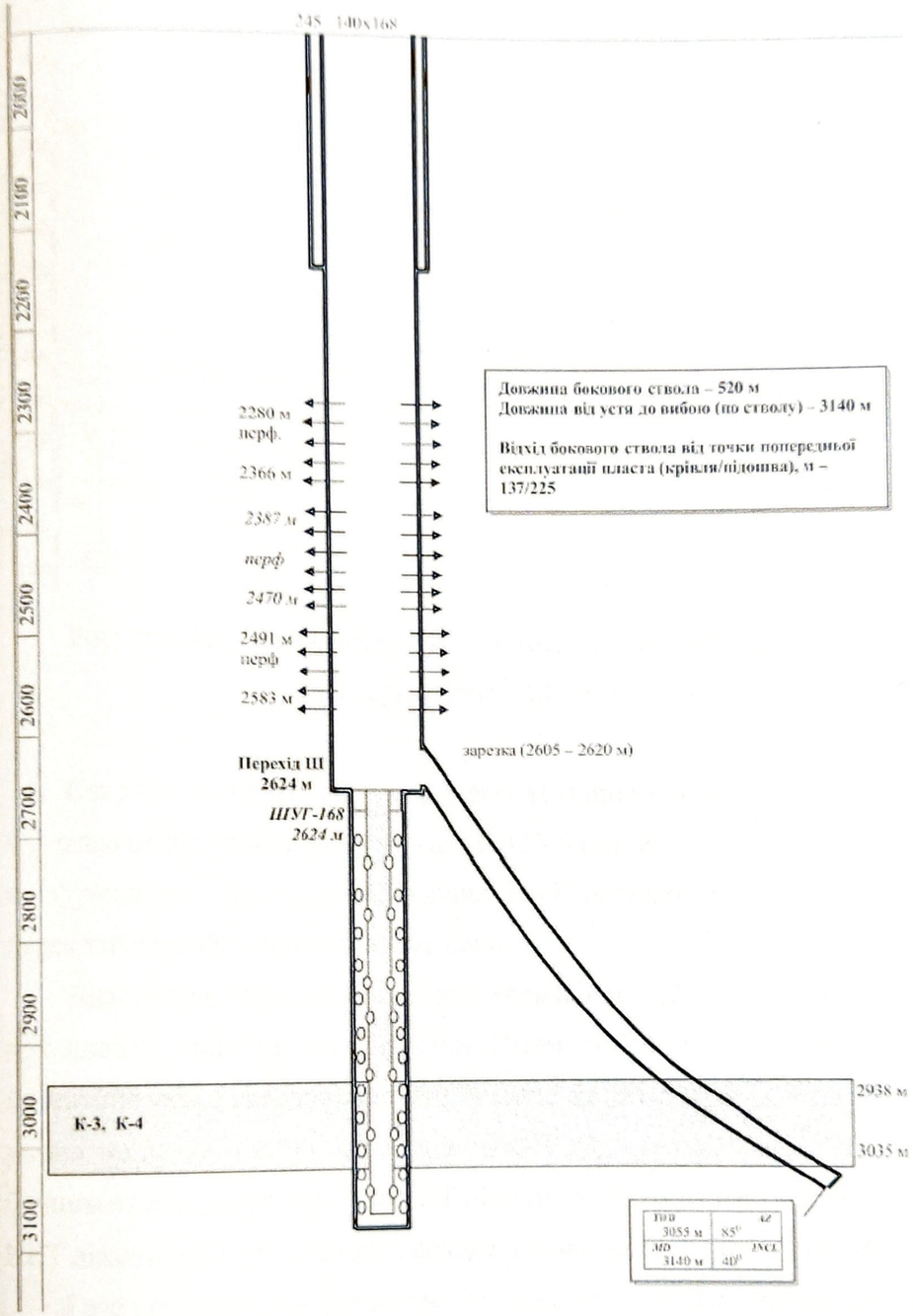


Рисунок 4.2 – Схема свердловини №139 Західно-Хрестищенського ГКР [13]

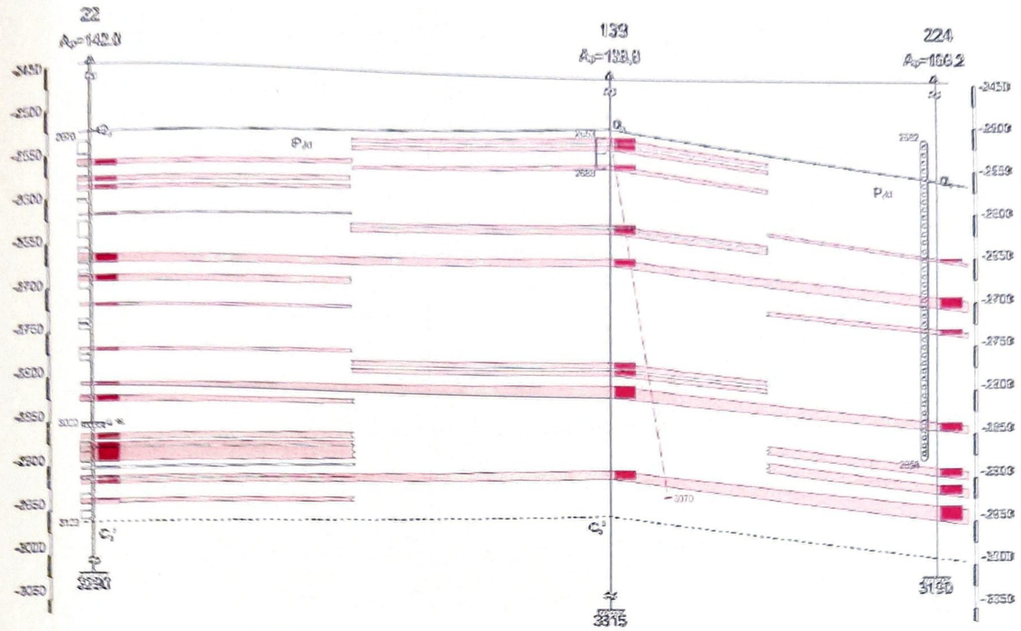


Рисунок 4.3 – Розріз продуктивної товщі Західно-Хрестищенського ГКР по свердловинам 22 – 139 – 224

Свердловина №260, введена в експлуатацію у червні 1983 року на поклад C_3^3, мала перфораційно розкриті пласти К-7-10 (рис. 4.4). Наразі ця свердловина не функціонує: «голова» обірваних НКТ розташована на глибині 3258 м, перекриваючи фільтрову частину колони.

Аналіз продуктивності сусідніх свердловин (№№119, 250, 501 і 505), що розташовані поблизу свердловини №260 (табл. 4.1), свідчить про те, що проектний дебіт свердловини №260 може досягати близько 23 тис м³/добу за умови експлуатації з використанням НКТ діаметром 73 мм. Якщо ж у районі бічного стовбура застосувати НКТ діаметром 48 мм із наступним переходом на НКТ діаметром 73 мм, то дебіт складе приблизно 17 – 20 тис м³/добу.

Газодинамічне моделювання зазначених покладів показало, що у разі успішного буріння бічних стовбурів додатковий видобуток газу із Західно-Хрестищенського родовища може сягнути 48 млн м³ протягом 15 років.

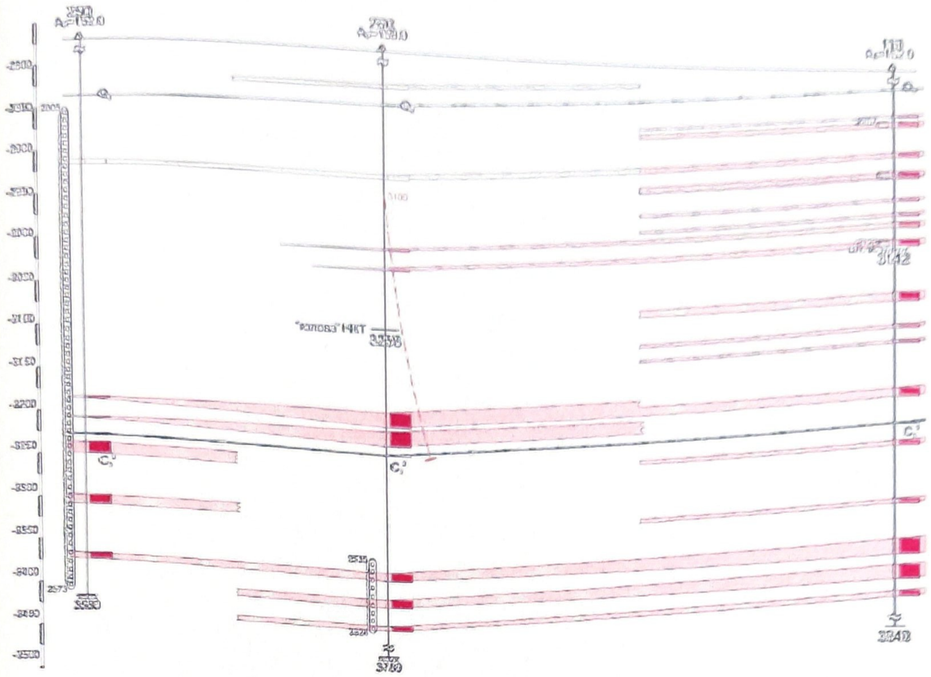


Рисунок 4.4 – Розріз продуктивної товщі Західно-Хрестищенського ГКР по свердловинам 250 – 260 – 119

На сьогодні отримано позитивні результати зарізки бічних стовбурів на вуглеводневих родовищах України. Наприклад, зі свердловини №101 Ланнівського ГКР із нового стовбура було досягнуто дебіту газу у 40 тис м³/добу. Аналогічно, наприкінці 2013 року робочий дебіт свердловини №93 Чутівського нафтогазоконденсатного родовища становив близько 70 тис м³/добу. Зважаючи на те, що очікувана проектна продуктивність цих стовбурів була майже вдвічі нижчою за фактичну, можна відзначити значний прогрес у впровадженні передових технологій в Україні [13].

Таким чином, ЗБС у свердловинах, що не експлуатуються або мають низький дебіт, відкриває можливість значного підвищення кінцевого коефіцієнта газовіддачі пластів. Це дозволяє відновити роботу свердловин ПАТ «Укргазвидобування» у випадках, коли інші методи не дали бажаних результатів або їх технічне впровадження є неможливим. Також такий підхід

сприяє зменшенню кількості нових проектних свердловин, необхідних для ущільнення сітки на пізніх етапах розробки родовища.

У 2025 році «Укргазвидобування» планує провести 4 операції ЗБК, які цього року не здійснювалися [48].

4.2 Перспективи проведення ЗБС ПАТ «Укрнафта»

На балансі ПАТ «Укрнафта» перебуває більше 4300 свердловин в бездіючому фонді свердловин, більше 75 % з яких (близько 3100) знаходиться на родовищах Західного нафтопромислового регіону. Частина цих свердловин була ліквідована з геологічних причина, а більших із технічних – аварії, зминання колони, обриви інструменту та труб.

Забуркою бічних стовбурів відновлено до 8 свердловин, по 2 на Долинському та Північно-Долинському, 3 – на Битків-Бабчинському, 1 – на Орів-Уличнянському родовищах [1].

Укрнафта детально переглянула свій фонд свердовин з метою їх відновлення шляхом буріння бічних горизонтальних стовбурів, проведенням капітальних ремонтів або бурінням дублерів свердловин [47].

Доцільність виконання операцій із забурювання бокових стовбурів визначається кількістю існуючих свердловин та особливостями геологічної структури родовищ. Наприклад, якщо відстань до цільового покладу становить 2 км, а глибина свердловини невелика, використання ЗБС може бути економічно необґрунтованим. Натомість, коли відстань від наявної свердловини до покладу, який планується розробляти, становить 300 – 500 м, забурювання бокового стовбура стає оптимальним і ефективним рішенням.

На основі проведеного грунтовного аналізу були визначені критерії до свердловин-кандидатів ЗБС:

– збільшення дебіту свердловини після відновлення шляхом ЗБС;

– сумісність умов буріння;

– діаметр обсадної колони до проведення ЗБС (Ø177,8 мм (долото 152,5), Ø168,8 мм (долото 142,9/139,7 мм);

– стан обсадної колони (герметичність, прохідність, наявність цементного каменю та характер зчеплення);

– довжина бокового стовбура – до 500 м;

– оптимальний профіль бокового стовбуру (відхід від існуючого стовбура – до 300 м, незмінний азимут, просторова інтенсивність викривлення – до 3 град/30 м);

– відсутність ризику перетину нового стовбуру з існуючими свердловинами;

– можливість застосування стандартного бурового обладнання, інструменту, насосів, гвинтових двигунів та телесистем;

– можливість застосування сучасної оснастки (обертові підвіски, водонафтореагуючи пакера, корпусні центратори) та тампонажних матеріалів для якісного цементування «хвостовика»;

– можливість ефективного видобутку / інтенсифікації припливу / КРП / ПРС після ЗБС [30].

При відновлення свердловин шляхом ЗБС виникають різні технологічні ризики:

– технічна неможливість обв'язки гирла свердловини у разі її відсутності (наприклад, коли свердловина ліквідована);

– незадовільний стан обсадної колони, з якої заплановано проводити забурювання (відсутність прохідності та/або негерметичність колони, відсутніість цементного каменю за колоною);

– наявність аварійного обладнання (обмеження вибору глибини забурювання);

– наявність в геологічному розрізі свердловини, який розкривається бічним стовбуром, інтервалів з несумісними умовами буріння;

– наявність в геологічному розрізі інтервалів з АВПТ / АНПТ;

– підвищення гідравлічного тиску при бурінні / кріпленні (навантаження на бурове обладнання, незадовільне очищення стовбуру, поглинання промивних рідин);

– незадовільна керованість КНБК (відхилення від планової траєкторії);

– неможливість забезпечення якісного цементування «хвостовика» (підвищений ризик позаколонних перетоків);

– відсутність можливостей для ефективної ліквідації аварій (обмеження внутрішніх діаметрів обсадної колони, видкритого стовбуру, кільцевих зазорів) [30, 50].

З огляду на усі наведені вище вимоги та ризики, на 2025 – 2026 роки ПАТ «Укрнафта» вже запланувала проведення 25 операцій із забурення бічних стовбурів для відновлення видобутку на родовищах України (рис. 4.5).

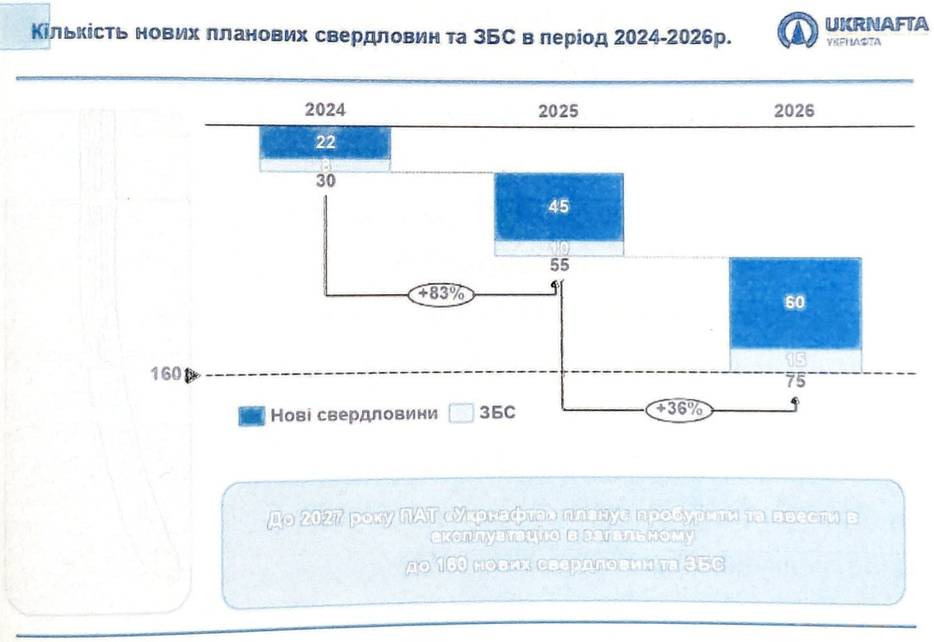


Рисунок 4.5 – Кількість планових ЗБС в період 2024 – 2026 роки [1]

Також Укрнафта планує орендувати ліквідовані свердловини інших

компаній, чисельність яких нараховується понад 1,3 тис. Амбіціями компанії є відновлення різними методами, в тому числі ЗБС, хоча б 10% ліквідованих свердовин, що в загальному дорівнює близько 560 свердловин, що буде становити нарощення 30% чинного видобувного фонду Укрнафти [47].

4.3 Висновки за розділом 4

1. З аналізу ресурсної бази та технічного стану експлуатаційного фонду по родовищах ПАТ «Укргазвидобування», визначено, що доцільним буде буріння бічних стовбурів на крупних родовищах, які знаходяться на завершальній стадії розробки. Рівень виснаженості цих родовищ варіюється від 60% (Медведівське) до 90% (Шебелинське).

2. На Західно-Хрестищенського родовищі було виділено 2 свердловини для проведення ЗБС – №№ 139 і 260. Поточний дебіт газу по св. 139, яка експлуатує поклад P1kt, становить лише 0,1 тис м³/добу. У разі виконання ЗБС можливе збільшення дебіту до 15 – 17 тис м³/добу. Св. 260, що споруджена у 1983 році на поклад верхнього карбону, наразі не експлуатується. При виконанні ЗБС можна досягти дебіту 17 – 20 тис м³/добу. У разі успішного буріння бічних стовбурів додатковий видобуток газу із Західно-Хрестищенського родовища може сягнути 48 млн м³ протягом 15 років.

3. У 2025 році Укргазвидобування планує провести 4 операції ЗБК, які цього року не здійснювалися.

4. На балансі Укрнафти перебуває більше 4300 свердловин в бездіючому фонді свердловин, більше 75 % з яких (близько 3100) знаходиться на родовищах Західного нафтопромислового регіону. Зараз підприємство активно переглядає можливість реабілітації існуючого фонду, відбувається пошук свердловин-кандидатів, оцінено ризики проведення ЗБС. На 2025 – 2026 роки Укрнафта вже запланувала проведення 25 операцій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи було вирішено науково-практичну задачу з аналізу досвіду впровадження ЗБС для відновлення продуктивності свердловин та визначення подальших перспектив реалізації на родовищах України.

Загальні висновки за результатами роботи:

1. Встановлено, що бездіючий фонд в Україні нараховує більше 7 тисяч нафтогазових свердловин, з яких на балансі ПАТ «Укрнафта» перебуває більше 4300 свердловин. Більше 75 % (близько 3100) свердловин ПАТ «Укрнафта» знаходиться на родовищах Західного нафтопромислового регіону. Певну частину свердловин з цього фонду можна відновити шляхом проведення зарізання бічних стовбурів у низькопроникні чи залишкові поклади.

2. Визначено, що оптимальним відходом бічного стовбура від вертикальної свердловини є відстань в 300 – 500 м. Коефіцієнт ефективності такого стовбура лінійно залежить як від товщини покладу, так і від довжини. Дебіт свердловини із бічним стовбуром може бути визначений за формулою Джоші та Дюпюі шляхом множення поточного дебіту нафти з вертикальної свердловини на коефіцієнт ефективності для бокового горизонтального стовбуру.

3. На Гнідинцівському родовищі запропоновано використовувати ЗБС для розроблення покладів доларенiту – низькопроникного доломітизованого пісковику.

4. Провідними нафтогазокомпаніями України ПАТ «Укрнафта» та ПАТ «Укргазвидобування» заплановано на 2025 рік проведення операції із забурювання бічних стовбурів для відновлення видобутку зі свердловин.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Агафонов Д. Плани департаменту буріння ПАТ Укрнафта по спорудженню нових свердловин та ЗБС на 2024 – 2026 роки // Нафта і газу України. № 3(106). 2024. С. 63 – 81.

2. Аналіз розробки покладу нафти в пласті доларенiт Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища.

3. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О. Федишин, Б.І. Денега та ін. – Львів: УНГА, 1998.

4. Берладина Т.Я. Дослідження ефективності застосування горизонтальних свердловин та забурювання додаткових бокових горизонтальних стовбурів у діючих свердловинах для інтенсифікації розробки Бистрицької складки Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища / Т.Я. Берладина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2010. № 1(34). – С. 165 – 168.

5. Бойко В. Дослідження припливу рідини до горизонтальної свердловини в круговому анізотропному пласті [Текст] / Василь Бойко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №1(10). – С .71-75.

6. Білецький В.С. Основи нафтогазової справи / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.І. Дмитренко, А.М. Похилко. – К.: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – С. 279 – 282.

7. Бойко В. С., Бойко Р. В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу. Тт. 1-2, 2004 – 2006 рр. 560 + 800 с.

8. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / Бойко В. С., Кондрат Р. М., Яремійчук Р. С. – Львів: Світ, 1996. – 620 с.

9. Вдовиченко А. І., Коваль А. М., Чепіль П. М. Проблеми нарощування запасів і видобутку нафти і газу в Україні за рахунок їх відновлення / Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: матеріали всеукраїнської науково-технічної

конференції (м. Дрогобич, 10 – 11 березня 2016 р.). – Дрогобич: ТзОВ«ТрекЛТД», 2016. – С. 39-47.

10. Воєвідко І.В. Специфіка забурювання бічного стовбура в обсадній колоні свердловини / І.В. Воєвідко // Нафтогазова галузь України. 2013. № 2. – С. 23 – 26.

11. Воєвідко І.В. Точність проведення похило-спрямованих свердловин / І.В. Воєвідко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №2 (27). – С. 27 – 30.

12. Горизонтальні свердловини – досвід буріння та перспективи для нарощування видобування нафти на родовищах України / Є. М. Ставичний, Д. Ю. Агафонов, А. О. Пошивак та ін // Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин. 2022. №4 (85). С. 71 – 86.

13. Давиденко О.Ю. Перспективи збільшення рівнів видобутку вуглеводнів шляхом буріння бокових стволів / О.Ю. Давиденко, І.О. Давиденко, О.І. Рудик // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна: Серія «Геологія. Географія. Екологія». Вип. 43. 2015 . – С. 38 – 45.

14. Данилюк М.О. Стан і перспективи розвитку нафтогазовидобувної галузі України та необхідність інвестування як фактор її економічного зростання / М.О.Данилюк, У.Я.Витвицька // Енергетика: економіка, технології, екологія. – К.: Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», 2001. – №3. – С.14 – 16.

15. Довжок Е. Використання горизонтальних свердловин для розробки родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів [Текст] / Е.М. Довжок // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України. – 2003. – №1. – С.51-54.

16. Кондрат О.Р. Прикладні і теоретичні основи підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ газу і нафти: дисертація на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук зі спец. 05.15.06 «Розробка нафтових та газових родовищ» / О.Р. Кондрат. – Івано-Франківськ:ІФНТУНГ, 2014. – 366 с.

17. Кондрат Р.М. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу / Р.М. Кондрат, В.М. Дорошенко, О.Р. Кондрат // Нафтогазова енергетика. – 2007. – № 1(2). – С. 7 – 22.

18. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових і газових свердловин: Підручник/Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: ВПТ «Вік», 1999. – 504 с.

19. Коцкулич Я.С. Відновлення свердловин шляхом забурювання бокових стовбурів – перспективний напрям збільшення обсягів видобутку вуглеводнів / Я.С. Коцкулич, А.М. Лівінський // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – К.: ІНМ ім. В.М. Бакуля НАН України, 2015. – Вип. 18. – С. 46-52.

20. Крижанівський Є.І. Буріння свердловин з горизонтальними стовбурами: аналіз тенденцій розвитку / Є.І. Крижанівський, В.М. Мойсишин, М.М.Яворський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 1. – С. 5 – 11.

21. Кунцяк Р.Я. Удосконалення технології буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин в нестійких породах (на прикладі родовищ Дніпрово-Донецької западини): дис. ... канд. техн. наук : спец. 05.15.06 «Розробка нафтових та газових родовищ» : Дата захисту 08.12.11 / Р.Я. Кунцяк. – Івано-Франківськ, 2011. – 173 с.

22. Лігоцький М.В. Вибір критеріїв для проектування конструкцій свердловин з додатковим стволом / М.В. Лігоцький // Нафт. і газова пром-сть. – 1997. – № 5. – С. 18–19

23. Мазур І.М. Аналіз формування і використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств Західного регіону / І.М. Мазур // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2009 № 4(22). – С. 22 – 29.

24. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: у 5 т. / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т1.Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. – 367 с.: іл.

25. Мороз Л.Б. Огляд впроваджень технологій з інтенсифікації видобування нафти і збільшення нафтовилучення на родовищах світу / Л.Б. Мороз // Нафтогазова енергетика. – 2014. – № 1(21). – С. 22 – 31.

26. Науково-обґрунтований підбір свердловин для проведення зарізки бокових стволів, у тому числі з горизонтальними закінченнями: звіт (заключ.) 51.129/2008-2008 / Т. М. Галко, О. Ю. Давиденко, В. В. Аксьонов. – Х.: УкрНДІгаз, 2008. – 196 с.

27. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні України [Текст] / С. Г. Вакарчук, Т. Є. Довжок, К. К. Філюшкін та інші. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ». – 2013. – 207 с.

28. Перспективи нарощування ресурсної бази вуглеводнів України за рахунок нетрадиційних джерел: монографія / Михайлов В.А., Вакарчук С.Г., Вижва С.А. та ін. – К.: ВПЦ «Київський університет», 2021. – 334 с.

29. Прокопів В. Свердловини з горизонтальними стовбурами – спосіб підвищення нафтовилучення [Текст] / В.Й. Прокопів // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України. – 2003. – №1. – С.54-60.

30. П'ятківський С. Технологічні ризики при спорудженні свердловин та їх відновлення шляхом ЗБС / С. П'ятківський // Нафта і газ України. №11 (114). С. 14 – 41.

31. Романюк О. Виробничий потенціал «Укргазвидобування» / О. Романюк // Нафта і газ України. №5 (48). 2021. С.

32. Ставичний Є.М., П'ятківський С.А., Плитус М.М., Притула Л.Я. Ковальчук М.Б. Відновлення свердловин – перспективний напрям збільшення обсягів видобутку вуглеводнів у Західному нафтопромисловому районі України // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 6. – С. 3 – 6.

33. Стандарт організації України. Буріння бокового ствола СОУ 11.2-30019775-111:2007, УкрНДІгаз / Б. Буняк, О. Нежильський, В. Артимович, Ю. Верьовкіна. – Х., 2007. – 69 с.

34. Сусяк Т.Я. Досвід проходки похило-скерованих свердловин з великими значеннями відходу від вертикалі / Т.Я. Сусяк, А.П. Верстюк // Буріння газових свердловин. – Вип. XXXVIII. – 2010. – С. 53 – 57.

35. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідникова книга / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Л.: Центр Європи, 2012. – 708 с.

36. Чепіль П.М. Друге життя родовищ нафти і газу в Україні: міф чи реальність? // Мінеральні ресурси України. – 2008. - № 2. – С. 37 – 38.

37. Чорний О. М. Підвищення якості розкриття продуктивних відкладів при бурінні свердловин [Текст] / О. М. Чорний, М. І. Чорний, Я. М. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 2. – С. 117-124.

38. API 13A. Specification for Drilling-Fluid Materials.

39. Auslander, D. M. (2016). Directional drilling and deviation control technology. Gulf Professional Publishing.

40. Cheng M, Wei Y, Ji G, Ning B and Zhao M (2023), Differences in production decline characteristics of horizontal wells in tight gas sandstone reservoirs with different qualities: A case study of the Sulige gas field, Ordos Basin. Front. Energy Res. 10:952454. doi: 10.3389/fenrg.2022.952454

41. DelleingerT. Directional technology will extend drilling reach / E. Delleinger, W. Gravley, G. Tolle // Oil Gas Journal. – №5. – 1980.

42. Guan Z., Chen T., Liao H. Theory and Technology of Drilling Engineering. Springer; 1st edition, 2020. 789 p.

43. 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.

44. Hossain M.E., Al-Majed A.A. Fundamentals of Sustainable Drilling

Engineering. Wiley-Scrivener; 1st edition, 2015. 786 p.

45. https://www.ugv.com.ua/uk/page/ukrgazvidobuvanna-vidnovilo-robotu-2-h-sverdlovin-z-bezdiucogo-fondu-slahom-vikoristanna-tehnologii-zaburuvanna-bicnih-stovburivhttps://tsoua.com

46. https://ntpbt.com/articles/news/aktualizacija-burinnja-bichnikh-stovburiv-sverdlovin

47. https://glavcom.ua/economics/business/ukrnafta-vidnovit-vidobutok-na-likvidovanikh-sverdlovinakh-930760.html

48. https://expro.com.ua/statti/vidobuvn-plani-naftogazu-na-2025-rk

49. https://expro.com.ua/novini/ukrnafta-pochina-zaburku-bchnogo-stovburu-na-odny-z-sverdlovin-na-cherngvschin

50. King, G. E. and King, D. E. (2013). Environmental risk arising from well construction failure: difference between barrier and well failure, and estimates of failure frequency across common well types, locations and age. Society of Petroleum Engineers, SPE 166142.

51. Smith, J. K., & Johnson, A. B. (2019). Drilling Engineering: A Complete Well Planning Handbook. Gulf Professional Publishing.