

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. Дармадза Ісмаїл  
С. Ставрик

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Технологічне обґрунтування захорів з  
підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів з нафти  
кокомацького родовища

Пояснювальна записка

Керівник

с.б. викладач Панюга В.Б.

посада, наук. ступінь, ПІБ

В.Б.  
підпис, дата,

Виконавець роботи

Грінченко Ю.М.

студент, ПІБ

група 602-МН

Ю.М.  
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

с.б. викладач Панюга В.Б.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

доц. к.т.н. Рубель В.Г.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

доц. к.т.н. Петрунєв І.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

доц. к.т.н. Савчик В.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22 січня

Полтава, 2025

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**

Завідувач кафедри НГІТ

*В.О. Делюга*  
" 3 " 20 20 року

**ЗАВДАННЯ**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Гріненку Юрію Миколайовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: технологічне обґрунтування заходів з підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів з пластів коломачього родовища

Керівник роботи ст. викладач Панюта В.Б.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року № 8189а

2. Строк подання студентом роботи \_\_\_\_\_ 20\_\_ 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	ст. викладач Пелюта В.Б.		
2	доц. к.т.н. Рубелюк В.П.		
3	доц. к.т.н. Пеструнчик М.В.		
4	доц. к.т.н. Сажук В.М.		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.10
2	Експериментальна частина	21.10-03.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	04.11-17.11
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-01.12
5	Оформлення та узгодження роботи	02.12-15.12
6	Попередні захисти робіт	16.12-28.12
7	Захист магістерської роботи	

Студент

(підпис) Грінченко Ю.М.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис) Пелюта В.Б.  
(прізвище та ініціали)

## Зміст

Вступ	6
Розділ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БАГАТОЗАБІЙНИХ І ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН НА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ МІСЦЯХ	9
1.1 Ускладнення, що виникають при експлуатації газових та газоконденсатних свердловин	9
1.2. Історія розвитку технології будівництва горизонтальних та багатовибійних свердловин	12
1.3. Міжнародна класифікація багатоствольних свердловин TAML (Complexity Ranking)	18
Розділ 2. ПРОБЛЕМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БАГАТОВИБІЙНИХ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН	22
2.1 Ступені впливу фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивного пласта на раціональну довжину горизонтальної ділянки багатовибійної свердловини	23
2.2 Фільтри для бічних відгалужень багатовибійних свердловин та для свердловин підземних сховищ газу	33
2.3 Теоретичні розрахунки щодо визначення режимів промивання горизонтальних стволів рідиною	40
Розділ 3. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ДЕПРЕСІЇ НА ВИБОЇ ПРИ ПРОМИВАННІ СВЕРДЛОВИНИ РІДИНОЮ АБО ПІНОЮ З ВРАХУВАННЯМ ПЕРЕХОДУ ПІНИ В РІЗНІ АГРЕГАТНІ СТАНИ ВІД АЕРОВАНОЇ РІДИНИ НА ВИБОЇ ДО «ТУМАНУ» В ПРИВИБІЙНІЙ ЗОНІ СВЕРДЛОВИНИ	50
3.1 Промивання рідиною	50
3.2 Промивка піною	66
3.3 Експериментальне визначення гідродинамічних вибійних тисків та швидкості виносу твердих частинок при промиванні свердловини піною з різними ступенями аерації	74

Розділ 4. МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ КОНФІГУРАЦІЇ БАГАТОЗАБІЙНОЇ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ І ЇЇ БІЧНИХ ВІДПОВІДІВ, ЩО ЗАБЕЗПЕЧУЄ ЗАВДАННІ РЕЖИМНІ ПАРАМЕТРИ ЕКСПЛУАТУВАННЯ	77
Розділ 5. РЕЗУЛЬТАТИ ПРОМИСЛОВИХ ВИПРОБУВАНЬ І ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ	89
5.1 Результати промислових випробувань	89
5.2 Оцінка ефективності використання розроблених технічних рішень	91
Висновок	92
Список використаних літературних джерел	94

## Вступ

**Актуальність проблеми.** Перші багатовибійні свердловини були пробурені в Україні ще на початок 50-х років минулого сторіччя. Однак будівництво цих свердловин у промислових масштабах почало здійснюватися лише останнім часом.

Широкому впровадженню багатовибійних свердловин сприяли науково-технічні розробки останніх років, що дозволяють бурити свердловини будь-яких профілів із вибійним орієнтуванням бурового інструменту.

У початковий період впровадження у практику багатовибійних чи горизонтальних свердловин приймалося, що дебіти свердловин лінійно збільшуватимуться зі збільшенням довжини горизонтальних свердловин і бічних відгалужень.

Однак результати газодинамічних досліджень цих свердловин не підтверджували концепцію лінійного підвищення дебіту пропорційно до збільшення довжини горизонтального стовбура.

У початковий період застосування багатовибійних свердловин наукові розробки з обґрунтування оптимальної довжини горизонтальної свердловини відставали від практичних можливостей будівництва горизонтальних і багатовибійних свердловин. На цей час є численні теоретичні розробки як вітчизняних, і зарубіжних дослідників щодо визначення оптимальної довжини горизонтальних свердловин (Алієв З.С., Баснієв К.С., Близнюков В.Ю., Васильєв В.А., Проселков Е.Ю., Joshi SD, Cho H., SV Shah та ін.).

Однак у жодній з цих робіт не розглядаються проблеми експлуатації багатовибійних свердловин, особливо експлуатації свердловин, побудованих у продуктивних пластах, схильних до руйнування та утворення глинисто-піщаних пробок.

Проблема видалення продуктів руйнування пласта із вибоїв в процесі експлуатації горизонтальних свердловин, особливо із вибоїв багатовибійних свердловин, актуальна, оскільки часто неможливо проникнути трубами

промивання у всі бічні стволи для промивання вибоїв і видалення породи, що осіла в свердловині.

**Метою магістерської роботи є розробка комплексу технологічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності експлуатації багатовибійних газових та газоконденсатних свердловин.**

#### **Основні завдання досліджень**

- Визначити раціональну довжину основного ствола багатовибійної горизонтальної свердловини та її бічних відгалужень шляхом:

встановлення критичної довжини, де швидкість руху флюїду, що видобувається, забезпечує винесення твердих частинок зі стовбура свердловини;

виконання умови допустимої депресії, що забезпечує неруйнування та необводнення колектора;

виконання режимних умов на вході до збірного колектора.

- Розробити математичну модель промивання свердловини піною на депресії, з урахуванням можливого переходу піни в різні агрегатні стани від аерованої рідини на вибої до туману в привибійній зоні, з метою очищення свердловини від піщано-глинистих пробок.

- Виконати промислові експерименти щодо визначення гідродинамічних вибійних тисків і швидкостей висхідного потоку при промиванні свердловини піною з різними ступенями аерації з метою управління депресією на пласт шляхом зміни гирлових параметрів промивання.

#### **Наукова новизна:**

1. Розроблено методику встановлення раціональних довжин горизонтальних стволів багатовибійної свердловини, де швидкість флюїду, що видобувається, вище швидкості виносу твердих частинок породи продуктивного пласта, з урахуванням обмежень за допустимою депресією і з дотриманням необхідних режимних параметрів на вході в промисловий колектор.

2. Створено математичну модель визначення гідродинамічних вибійних тисків при промиванні свердловин піною з різними ступенями аерації з урахуванням можливого переходу піни в різні агрегатні стани від аерованої рідини на вибої до туману в передвибійні частини свердловини.

3. Експериментально встановлено фактичний гідродинамічний тиск по стовбуру свердловини і швидкості потоку флюїду при промиванні свердловини піною з різними ступенями аерації.

4. Розроблено комплексну математичну модель «пласт - багатовибійну свердловину», що враховує інтерференцію стоків бічних відгалужень та основного горизонтального стовбура, а також зміну тисків за протяжністю горизонтальних стовбурів, для визначення конфігурації багатовибійної свердловини з метою отримання проектного дебіту газу.

**Об'єкт дослідження** – газо- і газоконденсатні багатовибійні свердловини.

**Предмет дослідження** – технологія покращення роботи газо- і газоконденсатних багатовибійних свердловин.

#### **Захищаються такі пункти**

1. Функціональна залежність оптимальної довжини горизонтальної ділянки свердловини від фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивного пласта.

2. Математична модель для розрахунку депресії на вибої при промиванні свердловини рідиною або піною з урахуванням переходу піни в різні агрегатні стани від аерованої рідини на вибої до туману в привибійні частини свердловини.

3. Методика експериментального визначення гідродинамічних вибійних тисків і швидкості виносу твердих частинок при промиванні свердловини піною шляхом використання даних виміру тільки наземних параметрів промивання: витрати піноутворюючої рідини, що закачується, обсягу закачуваного газоподібного агента і гирлового тиску на виході зі свердловини.

4. Методика визначення конфігурації багатовибійної горизонтальної свердловини та її бічних відгалужень, що забезпечує задані режимні параметри експлуатації при допустимій депресії на пласт.

#### **Обсяг роботи**

Магістерська робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків та додатків, викладених на 110 сторінках, включає 30 малюнків, 8 таблиць. Список використаної літератури містить 79 найменувань.

**АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ  
БАГАТОЗАБІЙНИХ І ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН НА  
ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ МІСЦЯХ**

На території України зосереджено значні запаси енергетичних ресурсів. У країні розвинений потужний енергетичний комплекс - авангард розвитку, що має велике політичне значення. Розвиток усіх галузей національного господарства ґрунтується на енергетиці.

В даний час реалізується цілеспрямована енергозберігаюча політика у всіх видах діяльності Товариства. Актуальність енергозбереження обумовлена значним обсягом споживання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) у видобутку, транспорті, переробці та зберіганні газу.

Державною політикою є застосування інноваційних енергозберігаючих технологій, підвищення ККД використання природних паливно-енергетичних ресурсів, дотримання екологічних вимог збереження довкілля.

**1.1 Ускладнення, що виникають при експлуатації газових та газоконденсатних свердловин**

Важливим науково-технічним завданням виконання рішень енергетичної політики при розробці родовищ є досягнення високого ступеня нафтогазовіддачі, не знижуючи при цьому темпи видобутку та техніко-економічні показники підприємств.

Причинами, що не дозволяють ефективно вирішити це завдання, є ускладнення, що виникають при експлуатації свердловин і призводять до зменшення їхньої продуктивності. Основними причинами, що призводять до зниження добових можливостей свердловин, є:

- кольматація ПВП внаслідок проникнення фільтрату бурового розчину та технологічних рідин при будівництві та ремонті свердловин;
- обводнення свердловин;

- піскопрояв та утворення глинистопіщаних пробок.

Одним з несприятливих явищ при освоєнні експлуатації свердловин є утворення в ліфтовій колоні піщаних пробок. Це прискорює абразивне зношування вибійного обладнання та отворів перфорації, можливе зминання колон на вибої, зупинка свердловин. Якщо пісок потрапляє у промислове обладнання, то прискорюється його зношування [74].

Аналіз літературних джерел свідчить про те, що основна причина виносу піску в свердловину – слабосцементований, пухкий колектор у привибійній зоні (ПВП) руйнується, не витримуючи напруги під час фільтрації. Чинний на вибої градієнт тиску перевищує допустиму величину.

По-перше, відбувається поширення руйнування в пласті, можливе обвалення покрівлі та зминання експлуатаційної колони.

По-друге, руйнуються гравійні фільтри, що призводить до посилення руйнування пласта.

По-третє, зношується як свердловина, так і обладнання наземної системи збору.

По-четверте, у свердловині, що працює, можуть утворитися висячі піщані пробки нижче башмака і в самій ліфтовій колоні, які при зупинці скупчуються на вибої і можуть захопити нижню частину НКТ.

Літературний аналіз показує, що для запобігання руйнуванню ПВП використовуються такі способи [34, 77,78,81]:

- зменшення депресії на пласт шляхом зниження дебіту свердловини;
- встановлення піскозатримувальних фільтрів для створення екранів біля поверхні фільтрації;
- зміцнення привибійної зони пласта шляхом обробки її різними полімерними сполучними, смолами або ін;
- зниження фазової проникності рідини шляхом осушення ПВП.

Проблема досягнення високих рівнів видобутку вуглеводневої сировини пов'язана із забезпеченням ефективності експлуатації свердловин шляхом підтримки на максимальному рівні їхньої продуктивності.

Основні напрями збільшення продуктивності свердловин можна поділити на дві групи.

До першої групи відносяться технологічні заходи, спрямовані на зниження втрат енергії при русі газу пластом і НКТ (очищення привибійної зони пласта, видалення фільтрів і пластової рідини з НКТ).

Другу групу становлять технічні заходи. До них відносяться:

- будівництво розгалужень від вертикальних та горизонтальних свердловин;
- будівництво нових розгалужених горизонтальних свердловин;
- застосування труб більшого діаметра;
- застосування засобів інтенсифікації видобутку.

Аналіз літературних та патентних джерел показує, що найпоширеніший напрямок впливу на привибійну зону пласта представлено хімічними методами очищення ПВП [79,80]. Але ефект від дії на привибійну зону з метою її очищення хімічними методами незначний та короточасний.

З літературного аналізу випливає, що технологічні методи не мають радикального вирішення проблеми підвищення продуктивності свердловин, вони допускають зниження відбору, чи у процесі експлуатації свердловини пропонують спеціальні заходи у конкретних умовах.

Найбільш перспективним напрямом підвищення продуктивності свердловин є будівництво багатовибійних горизонтальних свердловин.

Обсяги будівництва горизонтальних та багатовибійних з горизонтально розгалуженими стовбурами свердловин на різних стадіях розробки родовищ вуглеводнів останніми роками зросли. Активний розвиток цих технологій пов'язаний з необхідністю інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини та підвищення ступеня її вилучення з надр.

Досягається це за рахунок збільшення площі фільтрації привибійної зони продуктивних пластів, розширення локальних зон припливу вуглеводнів до вибою свердловин.

Практика показує, що технології з горизонтальним закінченням свердловин фільтра дозволяє інтенсифікувати видобуток вуглеводнів і

підвищити коефіцієнт вилучення. Продуктивність таких свердловин у 1,5-5,0 разів вища, ніж вертикальних. Проте з 35 до 50% із загальної кількості горизонтальних свердловин виявляються неефективними, тому що їх дебіти залишаються лише на рівні і навіть менше вертикальних [82]. Аналіз промислової інформації свідчить, що причини такого становища пов'язані з низкою технологічних факторів. Основними технологічними проблемами є:

оптимізація довжини горизонтальної ділянки стовбура та числа розгалужених вибоїв;

підвищення ефективності методів попередження та ізоляції поглинань та водопроявлень у процесі буріння;

- Оптимізація режимів притоку вуглеводнів до горизонтального фільтра.

Перелічені технологічні проблеми експлуатації горизонтальних свердловин погіршують техніко-економічні показники видобутку вуглеводнів.

У зв'язку з цим важливим завданням наукових та практичних досліджень у галузі видобутку вуглеводнів є подальше вдосконалення та розвиток технологій будівництва та експлуатації багатовибійних свердловин.

## **1.2. Історія розвитку технології будівництва горизонтальних та багатовибійних свердловин**

*Мета даного розділу - серед сучасних конструкцій багатовибійних свердловин виділити предмет магістерської роботи, багатовибійні горизонтальні свердловини, що відрізняються найбільшим охопленням площі, що дронується, що важливо для важкодоступних з поверхні об'єктів видобутку.*

Вирішенню проблем будівництва та експлуатації горизонтальних та багатовибійних свердловин присвячені дослідження: Алієва З.С, Баснієва К.С., Близнюкова В.Ю., Борисова Ю.П., Гасумова РА, Васильєва В.А., Тагірова КМ, Пілатовського В.П., Вахрушева І.А., Григоряна АМ, Калініна А.Г., Чорних В.А., Babu DK, H Cho, SN Shah, Joshi SD та багатьох інших.

Більшість розробок методів розрахунку дебітів горизонтальних свердловин відносяться до нафтових свердловин при лінійному законі фільтрації.

Для газових свердловин значною скрутою розробки методів розрахунку дебітів є необхідність урахування нелінійного закону фільтрації в пласті, зони прилеглої до свердловини. Крім того, важливо враховувати нелінійний закон руху газу в горизонтальних стовбурах, до нелінійності закону руху газу в стовбурі призводить облік дії тертя та інерційних сил. Облік цих факторів дасть змогу визначити втрати тиску в горизонтальних стовбурах свердловин. Спільно рішення нелінійних рівнянь фільтрації газу в пласті, припливу газу до вибою горизонтальних стволів, нелінійного рівняння руху газу горизонтальному стволі за допомогою аналітичних методів вимагають значних спрощень вихідної системи диференціальних рівнянь.

Автори, що виконують аналітичні рішення системи диференціальних рівнянь, змушені робити різні припущення. Діяльність Чорних В.А. отримано аналітичне рішення розглянутої задачі, використання якого у практичних розрахунках ускладнено громіздкістю формул та наявністю табульованих функцій. Вигідно різняться роботи Васильєва В.А. [59, 60] тим, що отримані аналітичні рішення представлені інженерними формулами, зручними для розрахунків. Питання відповідності одержуваних аналітичних рішень точному рішення вихідної системи диференціальних рівнянь, що враховує основні фізичні закономірності процесу, залишається відкритим.

В даний час розроблено найбільш точні чисельні тривимірні моделі фільтрації процесів для лінійних та нелінійних законів фільтрації. Такі моделі проходять міжнародну експертну оцінку. Провідні організації галузі мають програмні продукти, що реалізують тривимірні моделі міжнародного класу експертної оцінки. Для практичних розрахунків розроблено чисельно-аналітичну модель, авторами проведено оцінку точності моделей за допомогою програмного продукту. В діяльності Алієва З.С., Шеремета В.В. наведено порівняльні розрахунки чисельно-аналітичні моделі та тривимірні моделі міжнародного класу точності.

Для більш ясного розуміння сучасного стану експлуатації горизонтальних та багатовибійних свердловин слід зробити короткий екскурс в історію розвитку технології будівництва горизонтальних та багатовибійних свердловин.

На початковому етапі розвитку будівництва горизонтальних свердловин бурилися похило спрямовані свердловини з метою досягнення важкодоступних для вертикальних свердловин покладів нафти чи газу, розташованих під озерами, річками, селищами чи промисловими спорудами [1-11].

Основною метою будівництва горизонтальних свердловин є перетин продуктивного пласта в поздовжньому напрямку.

Багатовибійні свердловини є подальшим розвитком технології будівництва похило-спрямованого та горизонтального буріння.

Відкриття та освоєння нафтових і газових родовищ в Україні, у 1970 роки зумовило масове будівництво свердловин з горизонтальним або пологим їх закінченням. З горизонтальних свердловин отримували більші дебіти, ніж з вертикальних. Цей фактор сприяв будівництву багатовибійних свердловин різних профілів.

На практиці найчастіше використовуються такі профілі [12]:

- профіль багатовибійної свердловини з вертикальним основним та горизонтальними додатковими стовбурами (рис. 1.1);
- багатоярусні свердловини, у яких у кожному ярусі бурять кілька додаткових стовбурів (рис. 1.2);
- хвилеподібні, у яких з основного вертикального стовбура бурять додаткові хвилеподібні стовбури (рис. 1.3).

Діяльність [13] Г.П. Зозуля та ін. дають більш детальну класифікацію спрямованих свердловин.

Горизонтальна свердловина - похило спрямована свердловина з zenітним кутом понад 85 град горизонтальною ділянкою профілю великої протяжності пласта з метою збільшення його нафтогазовіддачі (продуктивності).

Горизонтальна ділянка - частина горизонтальної свердловини, розташованої у продуктивному шарі.

Полога свердловина (порожньо спрямована) - свердловина, траєкторія якої має zenітний кут у продуктивному пласті від 50 до 85 град.

Бічний стовбур (БС) - пробурений в основній обсадженої свердловині додатковий стовбур з метою вилучення нафти (газу) з невиробленої ділянки покладу пласта.

Бічний стовбур з горизонтальною ділянкою (БГС) - різновид БС із ділянкою великої протяжності у продуктивному пласті.

Багатоствольна свердловина (БСС) – свердловина, в якій з обсадженої основної вертикальної, похило спрямованої або горизонтальної свердловини пробурені бічні стволи (БС), у тому числі з горизонтальною ділянкою (БГС).

Багатобічна свердловина (БВС) - свердловина з обсадженим основним стволом, як правило, до покрівлі продуктивного пласта і необсадженим основним стволом у продуктивному пласті, з якого проводяться продуктивний пласт відгалуження.

Багатобічна горизонтальна свердловина (БВГС) - різновид багатобічної свердловини, в якій відгалуження в продуктивному пласті проводяться з необсадженої частини горизонтальної ділянки основного пласта.

Багатоствольна-розгалужена свердловина (БРС) - багатоствольна свердловина, в якій з необсаджених ділянок бічних стовбурів пробурені в продуктивному шарі необсажені відгалуження.

Бічні стволи (БС, БГС) будуються з недіючого та простоюючого фонду свердловин.

Враховуючи наявність тісного контакту із закордонними нафтогазовими фірмами при освоєнні наших нафтових та газових родовищ, слід також

розглядати міжнародну класифікацію, яку запропонувала некомерційна організація (TAML).

Початок цієї організації було покладено в березні 1997 року, коли було організовано міжнародний форум для обміну досвідом буріння горизонтально-розгалужених свердловин, уніфікації підходів та визначення напрямку подальшого розвитку цієї технології. Учасниками цього неформального форуму були BP, Norsk Hydro, Statoil, Esso UK, Mobil, Phillips, Maersk, Texaco, Total, Chevron, Shell Oil, Shell International E&P та Shell UK Expro.

У 1998 році був сформований Joint Industry Project (JIP), результатом якого стала публікація міжнародної класифікації горизонтально-розгалужених свердловин (The TAML Classification System).

У листопаді 2002 року на зустрічі членів TAML у Калгарі було перевизначено цілі організації, виходячи з сучасного стану та потреб галузі. У зв'язку з цим вона була перетворена на некомерційну організацію на основі членства і стала відкритою для вступу нових членів.

Місія організації - популяризація, розвиток та впровадження технології будівництва багатовибірних свердловин у міжнародних масштабах шляхом обміну інформацією та навчальних програм.

### **1.3. Міжнародна класифікація багатоствольних свердловин TAML (Complexity Ranking)**

Уся сукупність технологій буріння різних видів багатоствольних (розгалужених) свердловин в англійськомовних публікаціях описується терміном Multi-Lateral Technology. В українськомовних публікаціях зустрічаються різні терміни описи цієї технології. Наведу де терміни, які однаково описують різні види свердловин і бічних стволів.

**НЕОРІЄНТОВАНИЙ БІЧНИЙ СТВОЛ** - бічний стовбур свердловини, пробурений у довільному азимутальному напрямку без контролю траєкторії за допомогою телесистеми при бурінні даного бічного стовбура.

**БІЧНИЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕНИЙ СТВОЛ (БННС)** - бічний стовбур свердловини, пробурений відповідно до проектної траєкторії із заданим кутом і в заданому напрямку (азимуті). При бурінні похило-спрямованого бокового ствола управління та контроль за траєкторією бокового ствола свердловини повинен здійснюватися за допомогою телесистеми в режимі реального часу,

**БІЧНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНИЙ СТВОЛ (БГС)** - похило-спрямований бічний стовбур, що містить ділянку з zenітним кутом більше 80 °.

**ГОРИЗОНТАЛЬНО-РОЗГАЛУДЖЕНА СВЕРДЛОВИНА** - свердловина, що складається з основного ствола, з якого пробурений один або кілька бічних стволів (відгалужень). Горизонтально-розгалуджені свердловини можна поділити на багатоствольні (МСС) та багатовибійні (БВС).

**БАГАТОСТОВБУРНА СВЕРДЛОВИНА (БСС)** - свердловина, що складається з основного стовбура, з якого пробурений один або кілька бічних стовбурів (відгалужень) на різні продуктивні горизонти (пласти), при цьому точка перетину бічних стовбурів з основним стовбуром свердловини знаходиться вище розкривних.

Багатовибійна свердловина (БВС) - свердловина, що складається з основного, як правило, горизонтального стовбура, з якого в межах продуктивного горизонту (пласту) пробурений один або кілька бічних стовбурів (відгалужень).

Аналізуючи вітчизняну і міжнародну класифікацію багатостовбурних свердловин, представлена магістерська робота присвячена дослідженням підвищення ефективності експлуатації «багатовибійного свердловин, що складається з основних, як правило, горизонтального стовбуру, з якого в межах продуктивного горизонту (пласта) пробурено один або декілька бічних стовбурів (відгалужень)» по міжнародною класифікацією TAML, що відповідає по вітчизняній класифікації: «багатовибійна горизонтальна свердловина (БВГС)» - це «багатовибійна свердловина з обсадженим основним стовбуром, як правило, до покрівлі продуктивного пласта і необсадженим основним стовбуром у продуктивних пластах, з якого проводяться у

- збільшення тривалості періоду постійного видобутку газу та частки початкових запасів, що відбираються в періоди наростаючого та постійного видобутку газу до 75,80 %;

- збільшення коефіцієнта газовіддачі малопотужних газових родовищ шляхом забезпечення більш рівномірного зниження тиску за рахунок збільшення охоплення площі дренування та оптимізації розташування горизонтальних стволів за товщиною та площею;

- розкриття кожного об'єкта (пропластка) пропорційно їх ємнісним та фільтраційним властивостям та питомим запасам газу та нафти;

- забезпечення рівномірного дренування кожного пропластка з урахуванням послідовності їх залягання та профілю горизонтальних стволів (горизонтальний, низхідний та висхідний);

зниження до мінімуму можливості утворення глибоких депресійних воронок;

- підвищення стійкої тривалої експлуатації свердловин в умовах можливого руйнування привибійної зони пласта та обводнення свердловин;

- регулювання підйому конуса підошовної води шляхом періодичної зміни конструкції фонтанних труб, спущених у горизонтальну частину стовбура.

Якщо проблеми будівництва свердловин різних профілів практично вирішені, то багато проблем їх експлуатації все ще чекають на свої рішення [14, 15].

## ПРОБЛЕМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БАГАТОВИБІЙНИХ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

До недоліків експлуатації багатовибійних горизонтальних свердловин слід віднести:

- подорожчання буріння на 10 – 50 % при бурінні горизонтальної частини ствола та додаткові витрати за рахунок довжини горизонтального ствола;
- технічні та технологічні труднощі, пов'язані з освоєнням, дослідженням та ремонтно-профілактичними роботами у горизонтальних стволах;
- можливість утворення гідрозатворів при неправильному виборі профілю горизонтального ствола та при обладнанні таких свердловин фонтанними трубами;

суттєвий вплив параметра анізотропії при розтині горизонтальним стволом продуктивних неоднорідних пластів.

На продуктивність багатовибійних горизонтальних свердловин і параметри, зумовлені за результатами дослідження таких свердловин, впливають значна кількість чинників. До цих факторів належать:

- низькі швидкості руху газу в хвостовій частині горизонтальних стволів;
- параметр анізотропії;
- проникність пласта, що розкривається (пропластка) та їх товщини;
- діаметри горизонтальних стволів;
- гирловий тиск;
- допустима величина депресії на пласт;
- величина вибійного тиску, що використовується при обробці результатів дослідження свердловин, яка змінюється суттєво при великих дебітах та значних довжинах горизонтального стовбура, а також залежно від конструкції обсадних колон та фонтанних труб;
- умовність визначення зони дренування та відстані до контуру живлення від працюючих горизонтальних стволів;

розташування горизонтальних стволів по товщині пласта та щодо контурів газоносності;

- повнота розкриття системою горизонтальних стволів зони дренування;
  - Тривалість роботи свердловини після її пуску;
- та багато інших факторів.

## **2.1 Ступені впливу фільтраційно-смієсних параметрів продуктивного пласта на раціональну довжину горизонтальної ділянки багатовибійної свердловини**

*У даному розділі представлена технологія визначення раціональної (працюючої) довжини горизонтальних ділянок багатовибійної свердловини, виявлено комплекс параметрів пласта та стовбурів свердловини, сприятливий для ефективної експлуатації. Висновки підтверджуються за допомогою математичної моделі [16], що реалізується з урахуванням обмежень щодо допустимої депресії на пласт, за допустимою величиною режимних параметрів на виході до збірного колектора, за швидкістю винесення твердих частинок.*

У цьому розділі обґрунтовується перше положення, що захищається.

Введемо позначення: ГС – горизонтальний стовбур,  $D, d, d_c$  – діаметри ГС, вертикального стовбура, твердих частинок;  $F$  – площа перерізу ГС;  $k, k_v, k_g$  – проникності пласта, вертикальна, горизонтальна;  $\lambda_g, \lambda_v$  – коефіцієнти опору ГС, вертикального стовбура;  $l_{sh}$  – коефіцієнт макрошорсткості пласта;  $l$  – Змінна довжина інтегрування вздовж ГС;  $\mu$  – в'язкість газу;  $P$  – змінний тиск уздовж ГС;  $P_k$  – тиск на контурі живлення;  $P_{zt}$  – вибійний тиск у торці свердловини;  $P_{st}$  – атмосферний тиск;  $\Delta P_{max}$  – максимально допустима депресія;  $R_k, R_c$  – радіуси контуру та свердловини;  $\rho, \rho_{at}, \rho_c$  – густини газу в робочих та атмосферних умовах, твердих частинок;  $Z$  – коефіцієнт надстиєсливості газу;  $T, T_{st}$  – робоча та стандартна температури;  $h$  – товщина пласта;  $v$  – коефіцієнт анізотропії пласта;  $Q$  – об'ємна витрата газу (н.у.) змінна вздовж ГС;  $Q_v$  – об'ємна витрата газу, при якому відбувається винесення твердих частинок;  $uv$  – швидкість потоку газу в робочих умовах, достатня для винесення твердих частинок.

У початковий період впровадження у практику багатовибійних чи горизонтальних свердловин приймалося, що дебїти нафтових чи газових

свердловин лінійно збільшуватимуться зі збільшенням довжини горизонтальних свердловин [17-23].

Досягнута технологія будівництва свердловин тоді дозволяла бурити горизонтальні стовбури довжиною понад 3 - 4 км [24-28]. Однак результати газодинамічних досліджень цих свердловин не підтверджували концепцію лінійного підвищення дебіту пропорційно до збільшення довжини горизонтального стовбура.

У початковий період застосування багатовибійних свердловин наукові розробки з обґрунтування оптимальної довжини горизонтальної свердловини відставали від практичних можливостей будівництва горизонтальних і багатовибійних свердловин.

До теперішнього часу є численні теоретичні розробки як вітчизняних [16, 33-46], так і зарубіжних дослідників [23, 47-52] за визначенням оптимальної довжини горизонтальних газових, газоконденсатних та нафтових свердловин.

У цих роботах при визначенні оптимальної довжини свердловини пропонується враховувати втрати тиску при русі флюїду в горизонтальному стовбурі, і відповідно зниження депресії на пласт від максимальної величини на початковій ділянці стовбура до нуля в кінці [37, 38, 47, 53].

При прогнозуванні дебіту свердловини враховують такі параметри пласта і свердловини як анізотропність пласта, його товщину і діаметр свердловини [36,38, 54, 55,56].

Однак у жодній із цих робіт не розглядається проблема експлуатації багатовибійних свердловин, пробурених у пластах, схильних до руйнування, та попередження утворення глинисто-піщаних пробок. Видалення піщаних пробок з горизонтальних вибоїв, особливо з вибоїв багатоствольних свердловин, актуальна, оскільки, часто, неможливо проникнути промивними трубами у всі бічні стовбури для промивання вибоїв і видалення породи, що осіла в свердловині.

У цій роботі пропонується визначати працюючу довжину горизонтальної ділянки багатовибійної свердловини шляхом розрахунку швидкості руху

флюїду, що видобувається, що забезпечує транспорт твердих частинок у зваженому стані, вище швидкості виносу [57, 58].

У цих умовах вважається, що стовбур свердловини очищатиметься потоком продукції, що видобувається.

Працюючою залишається довжина горизонтального стовбура, в кінці якої вибійний тиск знижений настільки, що забезпечує приплив, що відповідає швидкості винесення твердих частинок. З іншого боку, просування газу з високою швидкістю збільшує втрати тиску та можливе перевищення гранично допустимої депресії, встановленої для конкретного продуктивного пласта за критеріями неруйнування колектора та безводної експлуатації. Крім того, зниження тиску на вході у вертикальний ствол обмежено допустимим тиском на гирлі свердловини.

З урахуванням комплексу обмежень у конкретних умовах на стадії проектування свердловини необхідно вирішувати питання раціональної довжини горизонтального стовбура як основного в системі багатовибійної свердловини. Для вирішення цього питання насамперед вибирається математична модель припливу газу та його руху вздовж ствола з урахуванням зміни тиску [59, 60]. При виборі між найбільш спрощеною аналітичною та найбільш складною тривимірною моделями перевагу було надано чисельно-аналітичному варіанту, представленому в роботі [16].

Даний варіант моделі відображає основні закономірності процесу - двочленне рівняння припливу газу, зміна форм ліній струму в привибійній зоні, втрати тиску при русі в стовбурі за рахунок тертя та дії інерційних сил - і охоплює область фільтрації від вибою свердловини до живлення. Пропонована стаціонарність процесу не обмежує можливість урахування змін від часу за рахунок динаміки контурного пластового тиску.

Параметри цієї моделі включають основні конкретні характеристики продуктивного шару та свердловини.

Диференціальні рівняння, що описують приплив газу до ГС за відсутності фонтанних труб, що не знижує спільності формулювання, мають вигляд системи [16, стор 77, 78]:

При порушенні цієї умови фіксується довжина  $L_2 = 1$ , і процедура інтегрування закінчується з результатом певної довжини:

$$L = L_1 - L_3$$

При виконанні цієї умови фіксується довжина  $L_1 = 1$  та відповідний тиск

3.3. Перевірка виходу газу до гирла вертикального стовбура свердловини з допустимою величиною гирлового тиску  $P_{удоп}$  за формулою Адамова:

( $P_1 = P(l)$ ).

$$P_y = \sqrt{\left[ P^2(l) - 1,377 \cdot \lambda_a \cdot \frac{Z^2 T^2}{d^5} (e^{2s} - 1) \cdot Q^2(l) \right]} / e^s .$$

При порушенні цієї умови фіксується довжина  $L_2 = 1$ , і процедура інтегрування закінчується з результатом певної довжини:

$$L = L_1 - L_2 \quad (2.8)$$

За порушення умови  $P_y > P_{удоп}$  фіксується довжина  $L_3 = 1$ , процедура інтегрування закінчується з результатом шуканої довжини:

$$L = L_1 - L_3$$

За відсутності порушень умов 3.2 і 3.3 шукана довжина  $L = L_1$ , тобто.

відкидається ділянка, де швидкість потоку газу недостатня для винесення твердих частинок.

З метою визначення ступеня впливу на швидкість транспорту твердих частинок ГС з різними параметрами, такими як: горизонтальна і вертикальна проникність пласта, товщина пласта, діаметр свердловини - виконані

### 3.2 Перевірка допустимості поточної депресії

$$\Delta P(l) = P_k - P(l) \leq \Delta P_{\max} .$$

розрахунки, результати яких наведені на рис. 2.1-2.4. Розрахунки виконані за наступних вихідних даних:

- довжина горизонтальної ділянки свердловини 700 м;
- пластовий тиск 10 МПа;
- $k_2$ (Горизонтальна проникність) 0,05; 0,25; 0,5 мкм;
- $k_v$ (вертикальна проникність) 0,005; 0,100; 0,500 мкм;

Рис. 2.4 - Залежність швидкості флюїду в горизонтальному стволі від товщини продуктивного пласта при постійних  $k_f = 0,05 \text{ мкм}^2$ ,  $k_v = 0,005 \text{ мкм}^2$ ,  $R_c = 0,05 \text{ м}$

Для порівняння розглянемо швидкість потоку газу на гирлі горизонтального ствола. Порівнюючи результати розрахунків на рис. 2.1 і 2.2 видно, що навіть при малому  $R_c = 0,05$  збільшення вертикальної проникності від  $0,005$  до  $0,5 \text{ мкм}^2$  значно підвищує швидкість потоку від  $\sim 0,65$  до  $\sim 10 \text{ м/сек}$ . Порівняння результатів на рис. 2.1 і 2.3 показує, що за  $R_c = 0,05 \text{ м}$  підвищення горизонтальної проникності від  $0,05$  до  $0,5 \text{ мкм}$  підвищує швидкість виносу від  $\sim 0,65$  до  $\sim 2,3 \text{ м/сек}$ . Порівнюючи рис. 2.3 та 2.4 знаходимо, що збільшення товщі пласта від  $10$  до  $50 \text{ м}$  підвищує швидкість виносу від  $\sim 0,65$  до  $\sim 3,5 \text{ м/сек}$ . З представлених досліджень, можна зробити такі висновки.

### Висновки

1. Багатовибійні свердловини найбільш ефективні у продуктивних пластах великої товщини та стійких до руйнування.
2. Ефективність горизонтальних ділянок БВГС підвищується у пластах із підвищенням коефіцієнта анізотропії.
3. На довжину горизонтальних стволів впливають допустима депресія в пласті та допустимий режим на вході до збірного колектора.
4. Для кожного конкретного продуктивного пласта існує відповідна її продуктивної характеристики довжина горизонтальної ділянки, яка очищається від твердих частинок потоком флюїду, що видобувається.

## 2.2 Фільтри для бічних відгалужень багатовибійних свердловин та для свердловин підземних сховищ газу

*Як показано в розділі 2.1, хвостові ділянки горизонтальних стволів забруднюються через недостатню для винесення твердих частинок швидкості потоку. Це одна з основних проблем експлуатації багатовибійної свердловини. У цьому розділі представлений один із способів запобігання утворенню піщано-глинистих пробок. З цією метою у відгалуженнях горизонтальних стволів,*

відзначено повне забивання щілин з відривом витків обмотувального дроту поздовжніх опорних стрижнів.

В іншій конструкції керуючого свердловинного фільтра (ФСВ) передбачені його установка і спуск у свердловину у складі колони труб при відсутності потоку рідини через фільтруючу оболонку [65]. Для забезпечення роботи фільтра застосовують спеціальний керуючий інструмент, який приводиться в дію гідравлічно після спуску на НКТ. Втулку переміщують в осьовому напрямку при взаємодії штовхачів приводу з напірними елементами фільтра, розміщеними у спеціальному пазі.

Після відкриття фільтра відбувається сполучення затрубного та внутрішньотрубного простору через щілинні циркуляційні отвори. При поверненні кільцевої втулки у вихідне положення фільтр закривається.

До недоліків конструкції фільтра слід віднести те, що при відкритті гідравлічний зв'язок між затрубним і внутрішньотрубним простором фільтрація пластового флюїду ведеться по всій площі, з подачею відфільтрованого потоку по поздовжнім пазам між стрінгерами до циркуляційних отворів, що покращує гідродинаміку пристрою та ефективність. Тим не менш, пристрій не можна застосовувати в горизонтальних стовбурах свердловин і свердловин на підземних сховищах газу, де має місце потік газу з внутрішньотрубного простору в затрубне, з проходом через щілини між витками обмотувального дроту, що призводить до забивання щілин і зниження ефективності роботи.

При експлуатації нафтових і газових свердловин з нестійкими колекторами використовується ще одна конструкція фільтра, що складається з корпусу з бандажами на кінцях і поздовжніми пазами на зовнішній поверхні, стрінгерами і навитим дротом певного перерізу [66].

Недоліком даної конструкції фільтра також є незворотна кольматація його дротяної обмотки твердою фазою, що йде з потоками газу з пласта.

Для підвищення надійності та довговічності протипіскового фільтра для горизонтальних свердловин та свердловин ПГС розроблено нову конструкцію, яка виключає проходження потоку газу з твердими частинками між витками дротяної обмотки. Технічний результат досягається за рахунок формування

природного гравійного набивання на зовнішній поверхні фільтруючої оболонки, зі збереженням її структури при закачуванні газу в підземне сховище, а також можливістю припинення гідродинамічного зв'язку затрубного простору з внутрішньотрубним, що виключає надходження газу без його очищення у свердловину.

Фільтр для бічних відгалужень багатовибійних свердловин і свердловин на підземних сховищах газу (рис. 2.5-2.8) складається з корпусу 1, з бандажами 2 на кінцях, що охоплюють кінцеві витки 3 обмотувального дроту, що формують фільтруючу оболонку 4, навитими на стрінгери 5 поверхні і рівномірно розміщеними по периметру з утворенням щілини, що фільтрує (на рис. не позначена). При цьому в тілі корпусу 1 виконані принаймні два циркуляційних отвори 6, перекриті кожухами 7, під якими встановлені манжети 8, розташовані в проточках 9 корпусу 1 над і під місцем розташування циркуляційних отворів 6, гідравлічно пов'язаними з осьовим каналом 10. В кожусі 7 є, принаймні, два отвори 11, а також виконані на зовнішній поверхні, принаймні дві технологічні проточки 12, в яких розміщені елементи зворотного клапана 13, наприклад, у вигляді манжети, жорстко пов'язаних з кожухом 7 і перекривають отвори 11, при контакті один з одним, які виконані на рівні розташування циркуляційних отворів 6 корпусу 1. При цьому корпус 1 забезпечений приєднувальним різьбленням (на мал. не показані) на кінцях, включається до складу ліфтової колони труб (на мал. не показані) і спускається в свердловину. Кількість секцій фільтра залежить від конкретних умов.

Фільтр для свердловини підземних сховищ газу експлуатується в такий спосіб.

При закачуванні газу в підземне сховище його потік через циркуляційні отвори 6 подають безпосередньо до отворів 11 в кожусі 7, які виконані на рівні розташування циркуляційних отворів 6 корпусу 1 з бандажами 2 на кінцях, з відгинання вільного гідродинамічного зв'язку осьового каналу 10. При цьому манжети 8, розташовані в проточках 9 на корпусі 1, в цей час входять у щільний контакт з внутрішньою поверхнею кожуха 7 і перешкоджають подачі газу під кінцеві витки 3 фільтруючої оболонки 4 навитими на стрінгери 5. Вони

перекривають потік газу під фільтруючу оболонку 4 з організацією подачі його через отвори 11 у кожусі 7 з відкриттям зворотного клапана 13 у вигляді манжетів, які відгинаються в сторони та відкривають прохід для газу. Після припинення циклу закачування газу в підземне сховище, зворотний клапан 13 у вигляді манжети, що закривається, тобто його вводять у технологічну проточку 12 на кожусі 7 з перекриттям отворів 11.

При переході на режим відбору газу з підземного сховища манжети 8, встановлені під кожухами 7, під дією перепаду тиску від потоку газу, який проходить через щілину фільтруючої оболонки 4 і по поздовжніх каналах між стрінгерами 5, відгинаються до поверхні корпусу 1, зі звільненням кільців зазору між внутрішньою поверхнею кожуха 7 і зовнішньої корпусу 1 і подачею газу через циркуляційні отвори 6 в осьовий канал 10 фільтра і далі на поверхню. При цьому в режимі відбору газу з продуктивного пласта-колектора відбувається затримка великих механічних частинок на зовнішній поверхні фільтруючої оболонки 4 фільтра. Формується шар природного гравійного набивання, який покращує роботу фільтра і є додатковим бар'єром для дрібніших механічних частинок, що мігрують із пласта.

При переході на режим закачування газу в продуктивний пласт потік газу не проходить через щілини в оболонці 4 і не руйнує сформований шар гравійної набивки. Таким чином, подача газу в пласт-колектор, минаючи фільтруючу оболонку 4, сприяє збереженню структури гравійної набивки, що сформувалася з пластового піску.

Пропонований винахід у порівнянні з прототипом та іншими відомими технічними рішеннями має такі переваги:

- можливість подачі потоку газу в підземне сховище, що виключає його проходження через щілини між витками обмотувального дроту;
- можливість формування природного гравійного набивання на зовнішній поверхні фільтруючої оболонки, із збереженням її структури при закачуванні газу в підземне сховище;

привибійній зоні пласта. Добре вивчені критерії винесення твердих частинок газорідними вертикальними потоками, експериментально досліджено коефіцієнти гідравлічних опорів. Однак безпосереднє застосування отриманих результатів до горизонтальних потоків вносить істотну неточність. Причина де у відмінності рушійних сил, що діють на тверді частинки, у зміні напрямку гравітації по відношенню до напрямку потоку.

З розгляду літературних джерел із цього питання було зроблено вибір моделі, описаної у роботі [67]. Автори цієї роботи провели великий аналіз теоретичних та експериментальних досліджень, присвячених дво- та тришаровим потокам рідин у горизонтальних трубах.

На цій основі автори запропонували фізично обґрунтовану математичну модель двошарового потоку рідини – тверді частинки. Ця модель і прийнята нами за основу під час вирішення поставленого завдання.

Автори визначають дві області у перерізі труби - суспензії та осаду, суттєво помітні за величиною концентрації твердих частинок. Як критична визначається та швидкість, при якій у перерізі рухається гомогенна суміш з однаковими швидкостями рідини та твердих частинок.

Критична швидкість знаходиться шляхом вирішення наступної системи основних рівнянь:

1.Баланс мас твердих частинок:

$$A_S \frac{dP}{dz} = -\tau_s S_s - \tau_i S_i . \quad (2.9)$$

2.Баланс мас для рідини:

$$u_S A_S c_S + u_B A_B c_B = u_M A_M c_M . \quad (2.10)$$

3.Рівняння імпульсу для слою суспензії

$$u_S A_S (1 - c_S) + u_B A_B (1 - c_B) = u_M A_M (1 - c_M) . \quad (2.11)$$

Кут  $\theta_0$  вираховується таким чином:

Площа основи визначається як площа сегмента В:

Площа перерізу суспензії визначається різницею:

$$A_S = A_M - A_B.$$

Змочений периметр кордону шарів дорівнює хорді:

$$S_1 = d_0 \sin(\pi/2 - \theta_0)$$

Змочений периметр основи дорівнює довжині дуги:

$$S_B = r_0 \alpha_0$$

Змочений периметр суспензії визначається за такою формулою:

$$S_S = 2\pi r_0 - r_0 \alpha_0 + 2\pi r_1$$

Гідравлічні діаметри суспензії та основи визначаються з відповідних площ як діаметри рівновеликих кіл:

$$S_i = d_0 \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta_0\right) - d_1 \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta_1\right).$$

Аналогічно варіанту 1 розглядається варіант 2,  $h > (r_0 - r_1)$ . Де формули кутів  $\theta_1$  і  $\theta_0$  аналогічні варіанту 1. Відмінність полягає в тому, що площа перерізу, зайнятого основою, дорівнює різниці площ двох сегментів (великого та малого), утворених рівнем основи висотою «h» з перетином великого та малого кіл:

$$S_{\text{сегм}}^6 = r_0^2 (\alpha_0 - \sin \alpha_0) / 2$$

$$S_{\text{сегм}}^M = r_1^2 (\alpha_1 - \sin \alpha_1) / 2$$

Площа перерізу, зайнятого осадом:

$$A_B = S_{\text{сегм}}^6 - S_{\text{сегм}}^M$$

Площа перерізу, зайнятого суспензією:

$$A_S = A_M - A_B$$

Для порівняльного аналізу основних гідродинамічних показників у процесі циркуляції при промиванні свердловин було здійснено розрахунок вибійних тисків і швидкостей висхідного та горизонтального потоків для застосовуваної рідини та двофазної піни стосовно горизонтальних свердловин Коломацького ПСГ.

Вихідні дані для розрахунків:

- щільність рідини, що застосовується - 1050 кг/м<sup>3</sup>;
- умовна в'язкість рідини, що застосовується - 45 с;
- зовнішній діаметр експлуатаційної колони – 168 мм;
- товщина стінки експлуатаційної колони – 12 мм;
- діаметр НКТ – 89 мм;
- товщина стінки НКТ – 6,5 мм;
- глибина спуску НКТ – 1300 м;
- довжина горизонтальної ділянки – 200 м;
- зовнішній діаметр КГТ(колона гнучких труб) – 33 мм;
- товщина стінки КГТ – 3 мм;
- витрата рідини – 2 л/с;
- витрата газу – 130 л/с.

Результати розрахунків щодо встановлення залежності вибійного тиску, вибійної швидкості піни та застосовуваної рідини на різних довжинах у процесі циркуляції при фіксованих витратах представлені в таблиці 3.1.

Графіки 3.1 – 3.2 ілюструють відмінності у показниках у процесі циркуляції рідини та піни при різних діаметрах НКТ.

Графіки на рис. 3.3-3.6 ілюструють зміни вибійних тисків і швидкостей руху піни при різних режимах закачування рідини та різних діаметрах НКТ

Таблиця 3.1

Порівняльний аналіз розрахункових гідродинамічних вибійних тисків при промиванні свердловин рідиною ( $Q_p=2$  л/с) та піною складу ( $Q_p=2$  л/с  $Q_g=130$  л/с) (на прикладі свердловин Коломацького ПСГ)

- в процесі промивки можна забезпечити умови депресії в системі свердловина-пласт;

- забезпечуються сприятливі умови для освоєння свердловини, оскільки після підйому колтюбінгових труб свердловина не перебуває у заглушеному стані.

### Висновки

У цій роботі розроблено алгоритм, що визначає режими промивання системи горизонтальних і вертикального стволів БВГС за допомогою високоаерованої газорідинної суміші з метою видалення глинисто-піщаної пробки з вибою. При цьому через колтюбінг закачується тільки рідина, і за рахунок депресії, що створюється, на забій надходить пластовий газ. Дія гідромоніторного ефекту спінює газорідинну суміш та сприяє руйнуванню пробки.

Регулюючи депресію на вибої створенням розрахованого гирлового тиску, отримують ступінь аерації, відповідну умові утворення піни.

Програма підбором необхідної депресії встановлює виконання умови винесення твердих частинок піною з вибою, розраховує втрати тиску у висхідному потоці піни з вмістом піску, визначає рівень у стовбурі свердловини розпаду піни та утворення потоку вологого газу, забезпечує винесення піску на поверхню вологим газом, розраховує необхідний тиск на гирлі.

Приклади розрахунків виконані за наступних вихідних даних:

- варіанти режимів закачування рідини 1; 2; 2,5 л/с;
- варіанти внутрішніх діаметрів експлуатаційної колони: 200, 250, 130 мм.

За цих умов програма розраховує процес видалення піщаної пробки. Результатом розрахунків є динаміка у процесі очищення основних режимних параметрів:

- гирловий тиск;
- дебіт газу;
- тиск на вибої;
- глибина свердловини, де відбувається розпад піни і утворення «туману».

Рекомендовані режими варіантів представлені в таблицях (3.2, 3.3, 3.4).

Ухвалені вихідні дані не обмежують можливостей використання програми за інших гірничо-геологічних умов. У таблицях 3.2, 3.3 і 3.4 представлений процес очищення глинисто-піщаної пробки, тобто зниження її товщини, спочатку заданої як 10 м. При цьому розраховані: динаміка гирлового та вибійного тисків, дебіту пластового газу, просування кордону, що розділяє в кільцевому каналі піну і «туман», швидкість потоку на вибої, що перевищує швидкість витання твердих частинок. Розрахунки проведені за наступних вихідних даних. Взято три режими закачування рідини: 1; 2; 2,5 л/с при внутрішніх діаметрах експлуатаційної колони, що дорівнює 130, 150 та 200 мм. Діаметр НКТ взятий 77 мм внутрішній та 89 мм зовнішній. Очевидно, що на вибої пісок виноситься піною, яка розпадається на глибині 200 – 300 метрів, утворюючи «туман», який і виносить пісок на поверхню.

Даний розділ обґрунтовує розрахунок технології видалення глинисто-піщаної пробки за умови закачування через колтюбінг піни, виготовленої компресором на поверхні, з використанням різних ступенів аерації. Дасться алгоритм підбору вибійного тиску для забезпечення винесення піску та проходження піни в кільцевому каналі з можливою зміною агрегатних станів та виходом при допустимому тиску на гирлі.

У представленій роботі розроблено технологічні рекомендації щодо видалення піщано-глинистих пробок із багатовибійних свердловин з аномально-низькими пластовими тисками.

Очищення свердловин від глинисто-піщаних пробок за умов знижених пластових тисків вимагає значного зниження частки промивного реагенту. У зв'язку з цим актуально проводити очищення вибоїв за допомогою піни високого ступеня аерації, використовуючи при цьому пластовий газ та закачування піни, приготованої на поверхні, з великою швидкістю через колтюбінг для створення на вибої гідромоніторного ефекту.

Співвідношення витрати піни і дебіту пластового газу на вибої має відповідати умові, при якому газоутримання на вибої не повинно перевищувати 0,96, так як при газоутриманні вище цієї величини піна руйнується [69].

У мірі підйому потоку піни по стовбуру свердловини, бульбашки газу в піні розширюються, газовміст збільшується і піна, руйнуючись, перетворюється на «туман». Таким чином, при русі піни від вибою до гирла газорідинна суміш може приймати до трьох агрегатних станів:

а) аерована рідина на вибої, коли газові бульбашки не стикаються між собою в піноутворюючій рідині. У цьому випадку гідродинаміку газорідинної суміші в горизонтальному стовбурі можна приймати рідини, що підкорюються законам руху;

б) газові бульбашки стикаються між собою, утворюючи комірчасту структуру. Гідродинаміка та гідростатика такого середовища істотно відрізняються від такої рідини;

в) у міру подальшого підйому стовбуром свердловини газова фаза розширюється і при перевищенні газоутримання вище 0,96, газові бульбашки лопаються і піна перетворюється на «туман».

Враховуючи теоретичну та практичну значущість вирішення цих завдань, вони розглянуті у роботі.

Приплив пластового газу залежить від депресії на вибої, тобто  $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_3^2$ , і навіть від товщини піщаної пробки. Отже, величина перепаду тиску на вибої при певній товщині піщаної пробки однозначно визначить необхідну витрату рідини для утворення на вибої піни із заданим газовмістом на вибої ( $\beta < 0,96$ ,  $\beta$  - витратний газовміст у потоці (3.12).

У результаті відтворюється функціональний зв'язок між гирловим та вибійним тиском у вигляді  $P_v = f(P_3)$  з урахуванням наступних обмежувальних умов:

1. Газовміст на вибої  $\beta < 0,96$  (умова існування піни);
2. Швидкість потоку на вибої перевищує швидкість винесення частинок:

$$V_{скв} \geq V_6;$$

3. На межі розділу піна-«туман» швидкість газорідного потоку перевищує швидкість винесення частинок:  $V_m > V_{вт}$ , де  $V_m$  - швидкість «туману»;  $V_{вт}$  - швидкість винесення частинок у «тумані».

Відтворення зазначеної залежності дозволяє методом ітерацій визначити оптимальні режими промивання глинисто-піщаних пробок на різних кроках від початкового стану пробки до повного видалення.

Подано принципову схему алгоритму (рис. 3.7).

#### Опис алгоритму:

- Підбирається така величина депресії на пласт, щоб дебіт свердловини дозволяв утворити газорідну суміш з газомістком ( $\beta > 0.6$ ). Найбільше бажаною є величина, що потрапляє в інтервал  $0.6 \leq \beta \leq 0.96$ , оскільки за цих умов утворюється піна.

- Здійснюється розрахунок виносу частинок шламу із вибою піною або «туманом» (якщо на вибої спочатку утворився «туман»). Якщо умова виносу не

дотримується, величина депресії збільшується на один крок, що призведе до збільшення дебіту, і розрахунок повторюється заново.

- У разі виконання умови виносу проводиться розрахунок розподілу тисків у потоці. Якщо на вибої утворилася піна, йде розрахунок втрат тиску на тертя потоку піни до моменту її розпаду та утворення туману. Розрахунок проводиться за методикою, описаною в розділі 2.4. Якщо на вибої утворилася піна, то на рівні її розпаду проводиться ще один розрахунок виносу піску «туманом». При цьому враховується густина вологого газу.

Щільність вологого газу використовується при розрахунках втрат тиску на тертя під час руху потоку «туману» (як однофазного) і визначається за такою формулою [69]:

$$\rho_{\text{вг}} = 283,58 \cdot \rho_n \frac{P}{T \cdot z} \left[ 1 + \frac{0,00353 \cdot T \cdot z \cdot W \left( \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_n} - \frac{P_{\text{вп}}}{P_n} \right)}{P} \right], \quad (3.23)$$

де  $W$  - вологовміст г/м<sup>3</sup>;

$\rho_n$  - щільність газу за нормальних умов кг/м<sup>3</sup>

$\rho_{\text{вп}}$  - густина насиченої пари при температурі  $T$ , кг/м<sup>3</sup>;

$P_{\text{вп}}$  - тиск насиченої пари при температурі  $T$ , кгс/см<sup>2</sup>;

$P, T$  - робочі тиск та температура.

Якщо умови винесення дотримуються, розрахунок завершується обчисленням втрат тиску під час руху вологого газу від точки розпаду піни до гирла.

Алгоритм аналітичного розрахунку гирлового тиску під час руху вологого газу [69] Розрахунок вибійного тиску під час руху вологого газу від вибою до гирла виконується за методикою [71, стор 102].

де  $K_0$  – коефіцієнт продуктивності свердловини до утворення пробки.

$$K_{\text{пробка}} = Q_{\text{пробка}} / \Delta P_{\text{пробка}}^2$$

Визначивши  $K_0$  та  $K_{\text{пробка}}$ , знаходимо поточне значення  $K_1$  за формулою

(3.30)

при значеннях  $a$  і  $b$ , що визначаються за формулою:

$$b = K_0, \quad a = K_0 - K_{\text{пробка}} / H_{\text{пробка}}$$

де:  $H_{\text{пробка}}$  – товщина пробки до початку промивання.

### 3.3 Експериментальне визначення гідродинамічних вибійних тисків та швидкості виносу твердих частинок при промиванні свердловини піною з різними ступенями аерації

Промислові дослідження виконані на вертикальній свердловині Пролетарського ПСГ. Ці дослідження можуть бути використані при очищенні вертикальних стовбурів багатовибійної горизонтальної свердловини, так як область переходу від горизонтального стовбура до вертикального є найбільш небезпечною в сенсі руйнування колектора, збільшення опору руху при переході у вертикальний стовбур і, як наслідок, утворення глинисто-піщаної пробки. Однак забезпечити промислові дослідження необхідними вимірами складно, навіть у разі вертикальних свердловин. У цьому розділі обґрунтовано використання лише наземних вимірів.

Для проведення вимірювань гідродинамічних тисків вибрано свердловину №136 Пролетарського ПСГ. Ця свердловина розташована в купольній зоні ПСГ. Експеримент проводився при різному ступені аерації піни, що закачується в колтбінг з метою промивання глинисто-піщаної пробки.

Одночасно виконувались наземні та глибинні виміри при різних режимах промивання. Тиск, температура вимірювалася, як наземно у схемі обв'язки гирла (рис. 3.8), так і на двох фіксованих глибинах. Тиск подачі газу контролювався манометрами (P1 та P2). Манометри P5 та P6 контролювали технологічні параметри піни. Манометр P7 заміряв вибійні параметри.

(ньютонівське середовище,  $0,96 \geq \beta \geq 0,5$ ) використовується опублікована за кордоном [69] методика розрахунків. Для стану «туману» ( $\beta \geq 0,96$ ) використовуються відомі вирази щільності вологого газу, формула Адамова, пропонується в інструкціях з дослідження свердловин.

Використання математичної моделі при промиванні свердловин на депресії пінами дозволяє попередньо встановити необхідні режими ( $Q_p$ ,  $Q_t$ ), гирловий тиск  $P_g$ , які при проведенні операції забезпечують депресію, швидкість виносення твердих частинок.

Представлена технологія експериментального визначення гідродинамічних вибійних тисків і швидкості виносу твердих частинок при промиванні свердловини піною шляхом використання даних вимірів наземних параметрів промивання: витрати закачуваної піноутворюючої рідини, обсягу газоподібного агента, що закачується, і гирлового тиску на виході зі свердловини.

#### 4. МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ КОНФІГУРАЦІЇ БАГАТОВИБІЙНОЇ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ І ЇЇ БІЧНИХ ВІДПОВІДІВ, ЩО ЗАБЕЗПЕЧУЄ ЗАВДАННІ РЕЖИМНІ ПАРАМЕТРИ ДЕКСПЛУАТУВАННЯ

Буріння багатовибійних горизонтальних свердловин часто обумовлено складними умовами на поверхні промислу, морським бурінням і, в цілому, ефективністю експлуатації таких свердловин замість кількості вертикальних, еквівалентних по видобутку.

При проектуванні необхідно розрахувати довжину основного горизонтального стовбура (ГС), довжини та місця підключення бічних ГС так, щоб забезпечувати заданий режим на вході до збірного колектора та безпечну депресію в пласті. Для проведення таких розрахунків необхідна математична модель припливу газу до багатовибійної горизонтальної свердловини. Представлена у роботі [16] чисельно-аналітична модель припливу до одностовбурної свердловини неприйнятна через інтерференції стоків основного ГС та її бічних відгалужень. У роботі пропонується формулювання математичної моделі припливу до БВГС, алгоритм її чисельної реалізації, результати розрахунків визначення змін БВГС, які забезпечують задані режимні параметри на вході у збірний колектор.

Результати цього розділу показують четверте становище, що захищається.

##### **Формулювання задач математичної моделі**

Схема області дренування представляється смуговим пластом, на контурі якого заданий тиск  $P_k$ , що дорівнює пластовому тиску в області, зовнішньої по відношенню до області дренування. Притоки газу у стовбури свердловини, всюди перфоровані, представляють нерівномірні стоки, розподілені відповідно до конфігурації. Дія таких стоків створює складну картину розподілу тисків у пласті всередині області дренування. У свою чергу, розподіл пластових тисків на околицях стовбурів свердловини впливає на інтенсивність притоків газу з пласта до вибоїв. Крім того, на інтенсивність притоків газу до вибоїв впливають тиски

всередині стовбурів свердловини, що змінюються за рахунок руху. По ходу руху газу від кінцевих перерізів ГС тиск усередині стовбурів втрачається за рахунок подолання сил тертя та інерційних сил, зумовлених зміною швидкості потоку. Дані міркування свідчать про взаємозв'язок, взаємовплив динамічних характеристик - розподіл пластових тисків, розподіл притоків газу з пласта в стовбури свердловини, що змінюються всередині стовбурів вибійного тиску.

У зв'язку з вищесказаним визначаються такі завдання.

1. Сформулювати системи рівнянь, що визначають перераховані динамічні показники.
2. Розробити алгоритм спільного розв'язання даних рівнянь, що ґрунтується на ітеративних принципах.
3. Визначити спосіб регулювання багатовибійної конфігурації та депресії у пласті з метою забезпечення заданого режиму на вході до збірного колектора.

### Формулювання рівнянь математичної моделі

Розподіл тисків у пласті області дренування БВГС описується рівнянням фільтрації газу, що встановилася, з граничними умовами і нерівномірно розподіленими в області інтегрування стоками різної інтенсивності. Для вирішення такого рівняння визначається сіткова модель області.

Стовбури свердловини проводяться по центру блоків сітки. На межі сіткової області встановлено контурний тиск ( $P_k$ ).

У рівнянні фільтрації газу враховується неоднорідність пласта площею. Вид диференціального рівняння:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kh}{\mu z} \frac{\partial P^2}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{kh}{\mu z} \frac{\partial P^2}{\partial y} \right) = \Phi(x, y) \cdot \frac{2 \cdot P_0 \cdot T_0}{T_{пл}}, \quad (4.1)$$

$k$ ,  $h$  - проникність і товщина пласта, функції  $(x, y)$ ;

$P$  - пластовий тиск, функція  $(x, y)$ ;

$P_0$ ,  $T_0$  - стандартні тиск та температура;

$P_{пл}$  - температура у пласті;

$\Phi(x, y)$  - функція щільності стоків.

$$P_2 = \sqrt{P_1^2 - 2 \alpha \Delta l \left[ \left(1 + \frac{\lambda}{D}\right) (Q_1 + q)^2 - Q_1^2 \right]}, \quad (4.8)$$

де  $\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору,  
 $\rho$  - густина газу в робочих умовах,  
 $v$  - швидкість руху в трубах,  
 $D$  - внутрішній діаметр труб.

Використовуючи рівняння матеріального балансу та рівняння стану газу:

$$\rho v = \rho_0 4Q / \pi D^2, \quad \rho = \rho_0 P T_0 / P_0 T z.$$

Підставивши їх у (4.8), отримаємо:

$$P_2^2 = P_1^2 - 2 \alpha \Delta l \left[ \left(1 + \frac{\lambda}{D}\right) Q_2^2 - Q_1^2 \right].$$

Де  $P_{ij} = (P_1 + P_2) / 2$ ,  $P_1$  і  $P_2$  - тиск на вході і виході ділянки труби  $\Delta l$ ;

$Q$  - витрата на ділянці  $\Delta l$ , що представляє суму притоків газу з пласта  $q_{ij}$  на ділянці  $\Delta l$  та всіх попередніх по ходу руху газу,  $\alpha = 8 \rho_0 P_0 T z / \pi^2 D^4 T_0$ .

У кінцевій формі для ділянки  $\Delta l$  рівняння (4.8) набуває вигляду:

Враховуючи, що  $Q_2 = Q_1 + q$ ,  $q$  - приплив із пласта в елемент стовбура  $\Delta l$ , отримаємо вираз для тиску на виході з ділянки  $\Delta l$ .

$$\lambda \frac{\rho v^2}{2 D} \Delta l \approx \lambda \alpha \Delta l \frac{Q^2}{P_{ij} D};$$

$$\rho v \frac{\partial v}{\partial l} \approx \alpha \Delta l \frac{\Delta Q^2}{P_{ij}}.$$

(4.9)

де  $Q_1 = \sum \bar{q}$  - витрата газу, який входить в участок  $\Delta l$ .

**Загальна система рівнянь** математичної моделі припливу газу БВГ складається з рівнянь (4.6), (4.7) і (4.9). Шуканими є розподіл тиску в блоках пласта  $(P)_{ij}$ , розподіл тиску в елементах стволів свердловини  $(P_{zab})$ , притоки газу в елементи стовбурів  $(q)$  і сумарна витрата газу.

Наявність бічних відгалужень накладає умову безперервного сполучення бічного стовбура в центральний як рівність тисків на виході з бічного стовбура і тисків на вхід в елемент центрального стовбура.

Отримана система рівнянь разом з умовами поєднання бічних і основного

ГС при автоматичному нарощуванні довжин бічних відгалужень вимагає побудови особливого ітераційного алгоритму, розділеного на цикли, що поперемінно повторюються.

1. При фіксованому розподілі вибірного тиску в стовбурах БВГ вирішується рівняння фільтрації газу, що встановилася, в пласті в ітераційному вигляді (4.7), де в правій частині підставляється тиск попереднього кроку ітерації, а в лівій виходить тиск в блоках пласта на новий крок ітерації;
2. За формулою (4.6) знаходяться притоки газу з пласта в елементи стовбурів БВГ;
3. По рівнянню (4.9) послідовно від торцевих перерізів до гирла ГС розраховуються забійні тиски для елементів стволів БВГ. Де використовуються крайові умови на торцеві перерізи:

$$Q_T = 0, P_T = P_k - \delta P,$$

де  $Q_T$  - Витрата газу через торцевий переріз;  
 $P_T$  - Тиск на вході в торцевий елемент;  
 $\delta P$  - мала депресія для торцевого елемента

Попередньо цикли 1-3 виконуються при одному основному ГС без бічних відгалужень. Далі поступово нарощуються елементи відгалужень, при додаванні кожного елемента повторюються цикли 1-3. Для виконання умов сполучення на торцях бічних стволів шляхом додаткових ітерацій знаходяться депресії  $\delta P$ .

В результаті визначаються тиски  $P_{vub\_gur}$  на гирлі БВГ, що дає максимальну депресію:

$$\Delta P_{ust} = P_k - P_{zab\_ost}.$$

Перевіряється  $\Delta P_{ust} \leq \Delta P_{max}$ .

На вході до збірного колектора перевіряється  $P_y > P_{min}$ .

Регулюючи довжини основного та бічних ГС, отримують різні режимні параметри  $Q \div P_y$ , що дозволяє вибрати бажані режими та відповідні їм зміни БВГС.

**Приклад визначення конфігурацій БВГС для необхідних режимів**

## РЕЗУЛЬТАТИ ПРОМИСЛОВИХ ВИПРОБУВАНЬ І ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ

У цьому розділі наводяться результати промислових випробувань розробок, виконаних на тему магістерської роботи, та оцінка техніко-економічної ефективності їх використання. Розроблені в дисертації технології та методики були використані на свердловинах Пролетарського та Коломацького ПСГ.

### 5.1 Результати промислових випробувань

При промиванні піщано-глинистих пробок на свердловинах Пролетарського та Коломацького ПСГ використовувалася розроблена у магістерській роботі математична модель для розрахунку гирлових параметрів промивки з урахуванням агрегатного стану аерованої промивної рідини.

Метою випробувань було:

- перевірка достовірності розробленої математичної моделі;
- корелювання результатів розрахунків з використанням розробленої математичної моделі з відомими математичними апаратами;
- підвищення продуктивності свердловин видаленням піщано-глинистих пробок;
- з'ясування можливості застосування математичної моделі як до горизонтальних стволів, так і вертикальних.

Перед проведенням промивок піщано-глинистих пробок виконували підготовчі роботи. У рамках підготовчих робіт було розраховано такі параметри:

- допустима депресія (визначалися вибірні тиски з урахуванням переходу рідини в різні агрегатні стани від аерованої рідини на вибої до туману в передгирловій зоні);
- витрата газу та рідини;
- ступінь аерації;

математичну модель і комп'ютерну програму з управління вибійним тиском з урахуванням можливого перетворення піни в різні агрегатні стани, що дозволяє підвищити продуктивність свердловин у 2-3,5 рази.

## 5.2 Оцінка ефективності використання розроблених технічних рішень

Використання розроблених у магістерській роботі технологічних рішень в газових та газоконденсатних родовищах дозволить отримати суттєвий економічний ефект.

Основними складовими економічного ефекту при використанні розробленої в магістерській роботі технології промивання свердловин є такі:

- підвищення продуктивності свердловин;
- підвищення результативності промивок піщано-глинистих пробок;
- скорочення витрат на промивання піщано-глинистих пробок;
- Скорочення часу простою свердловин.

Розрахунок економічної ефективності технології видалення піщано-глинистих пробок із вибоїв свердловин шляхом промивання піною проводився на свердловин Пролетарського ПСГ.

За базовий варіант прийнято технологію промивання свердловин водою.

Виконані економічні розрахунки показують, що з реалізації розробленої технології дебіти свердловин зростають більш, ніж у 2 рази.

## Висновок

1. Розроблено технологію визначення раціональної (працюючої) довжини горизонтальних ділянок багатовибійної свердловини та бічних відгалужень, побудованої в продуктивних пластах, схильних до руйнування в процесі експлуатації, що включає:

- встановлення залежності працюючої довжини горизонтальної ділянки, що очищається від продуктів руйнування пласта потоком продукції, що видобувається, від фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивного пласта;
- встановлення залежності працюючої довжини горизонтальної ділянки від товщини пласта та діаметра свердловини;
- встановлення довжини горизонтальної ділянки залежно від обмежень на допустиму депресію та необхідного гирлового режиму на вході до збірного колектора.

2. Розроблено технологію видалення піщано-глинистих пробок із вибоїв багатовибійної свердловини та її бічних відгалужень промиванням піною в умовах АНПТ, що включає математичну модель та комп'ютерну програму з управління вибійним тиском у процесі промивання піною з урахуванням можливого перетворення піни на різні агрегатні стани від аер. «туману» у пригирловій частині свердловини.

3. Встановлено граничні умови експлуатації багатовибійних свердловин, при яких основний стовбур та бічні відгалуження повинні обсідати протипісковими фільтрами.

4. Розроблена конструкція протипіскового фільтра для зміцнення основного ствола і бічних відгалужень багатовибійної свердловини, побудованої на родовищах, представлених породами, схильними до руйнування.

5. Розроблено методику експериментального визначення гідродинамічних вибійних тисків і швидкості виносу твердих частинок при промиванні свердловини піною шляхом використання даних виміру тільки наземних параметрів промивання: витрати закачуваної піноутворюючої рідини, обсягу газоподібного агента, що закачується, і гирлового тиску на виході зі свердловини.

6. Розроблено комплексну математичну модель «пласт-багатовибійна свердловина» для визначення конфігурації багатовибійної свердловини та її бічних відгалужень для отримання проектного дебіту на родовищі з відомими фільтраційно-ємнісними характеристиками продуктивного пласта. Модель враховує інтерференцію притоків газу до бічних і до основних горизонтальних стволів і дозволяє визначати конфігурацію, що забезпечує проектний дебіт.

7. Багатовибійні свердловини найбільш ефективні в продуктивних пластах великої товщини та стійких до руйнування.

8. Ефективність горизонтальних свердловин підвищується у пластах зі збільшенням коефіцієнта анізотропії.

продуктивних пластів на родовищах Бориславського нафтопромислового району. *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения.*

9. Алексеев, А. (2005). Новітні технології—надійний ключ до надр. *Вісник Національної академії наук України*, (1), 24-31.
10. Левчук, К. Г., Мойсишин, В. М., & Цідило, І. В. (2016). Вплив механічних властивостей матеріалу на динаміку прихоплених бурильних труб. *Металлофизика и новейшие технологии.*
11. Михайловська, О. В., & Ситник, С. В. (2018). Вплив хімічних речовин на утворення гідратів..
12. Абдуллах, Н., & Кутний, Б. А. ВПЛИВ ЗОВНІШНІХ ЧИННИКІВ НА ПРОЦЕС УТВОРЕННЯ ГІДРАТІВ В ЛАБОРАТОРНИХ УМОВАХ.
13. Ляшенко, А. В., Макаренко, В. Д., Винников, Ю. Л., & Петраш, О. В. (2021). Oil Wells Hydrate Formation Regularities= Закономірності утворення гідрату нафтових свердловин.
14. Павленко, А. М., Кутний, Б. А., & Абдуллах, Н. М. (2017). Аналіз умов утворення і дисоціації газових гідратів. *Вестник Приазовского государственного технического университета. Серия: Технические науки*, (34), 60-68.
15. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, (2 (35)), 111-121..
16. Воловецький, В. Б., Витязь, О. Ю., Коцаба, В. І., Щирба, О. М., & Витвицька, О. М. (2015). Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (2), 78-88.
17. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної

експлуатації газоконденсатних свердловин. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, (2 (35)), 111-121..

18. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Величко, В. В., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Оптимізація роботи свердловин Наріжнрянського та Юліївського НГКР. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (4), 127..

19. Кондрат, О. Р., & Кондрат, Р. М. (2015). Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (2 (55)), 61-67..

20. Кондрат, Р. М., Дорошенко, В. М., & Кондрат, О. Р. (2007). Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу..

21. Воловецький, В. Б., Коцаба, В. І., Витязь, О. Ю., Щирба, О. М., Дьомін, А. В., Гнітко, А. В., & Василенко, С. В. (2016). Особливості експлуатації газових та газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (2), 39-51..

22. Матківський, С. В., & Матіішин, Л. І. (2022). Оптимізація умов експлуатації газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки. *MODERN DEVELOPMENT OF SCIENCE AND THE LATEST PERSPECTIVES*, 32, 330..

23. Самойлов, В. В. (2017). Планування промислово-гідрогеологічних досліджень на завершальній стадії розробки вуглеводневих родовищ. *Вісник Харківського національного університету імені ВН Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія»*, (46), 45-49..

24. Скрильник, К. Ю., Мухаммед, Г. Н. А. Ш., & Кримов, А. П. (2015). Аналіз технологій для підвищення ефективності роботи системи збору газу. *Інтегровані технології та енергозбереження*, (1), 7-13..

25. Воловецький, В. Б., Василенко, С. В., Витязь, О. Ю., Щирба, О. М., Гнітко, А. В., & Величко, В. В. (2017). Оптимізація експлуатації

35. Воевідко, І. В. (2013). Специфіка забурювання бічного стовбура в обсадній колоні свердловини. *Нафтогазова галузь України*, (2), 23-26..
36. Крижанівський, Є. І., Чернописький, Д. Г., & Палійчук, І. І. (2019). Stress Concentration in the Casing when Cutting Holes for the Sidetracks. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (3 (72)), 7-18..
37. Шумілін, Т. В., Тарабарінов, П. В., & Адамович, В. І. (2007). Вдосконалення технології підготовки нафти з метою зменшення її втрат..
38. Адаменко, Я. О., Чорний, М. І., & Чорний, О. М. (2010). Відновлення проникності і закріплення привибійної зони тонкошаруватих газоносних пластів газових родовищ Передкарпаття..
39. Фем'як, Я. М., Овецький, С. О., & Фем'як, В. Я. (2017). Буріння свердловин у газогідратних покладах Чорного моря з використанням кавітаційно-імпульсних технологій..
40. Мельник, Р. Ю., & Аширов, Б. ОСНОВНІ МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ КОЛТЮБІНГОВОЇ ТЕХНІКИ..
41. Павленко, А. М., Кутний, Б. А., & Абдуллах, Н. М. (2017). Аналіз умов утворення і дисоціації газових гідратів. *Вестник Приазовского государственного технического университета. Серия: Технические науки*, (34), 60-68..
42. Побережний, Л. Я., Станецький, А. І., & Грицанчук, А. В. (2017). Корозія тривало експлуатованих трубних сталей у середовищах хлоридного типу. *Науковий вісник НЛТУ України*, 27(5), 114-118..
43. Червінська, Н. Р. (2018). Корозія. Захист металів від корозії. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, (54, № 1), 140-142.
44. Грицанчук, А. В. (2018). *Вплив пластових вод та гідратоутворення на корозію промислових трубопроводів* (Doctoral dissertation, ІФНТУНГ)..
45. Нестеренко, С. В., Донський, Д. Ф., & Немах Аладжмін, А. (2019). Моделювання антикорозійного захисту матеріалу обсадної колони в лабораторних умовах..

46. Липовий, В. О., & Удянський, М. М. (2017). Техногенні ризики забруднення довкілля під час експлуатування та ремонтних робіт резервуарів з нафтопродуктами..

47. Немах, А., Донський, Д. Ф., & Нестеренко, С. В. (2019). Вивчення впливу CO<sub>2</sub> і H<sub>2</sub>S і температури пластової води нафтового родовища на розвиток пітингової корозії. *Комунальне господарство міст. Серія: Технічні науки та архітектура*, (3), 58-68..

48. Петрина, Ю. Д., Гоголь, М. М., Петрина, Д. Ю., Гоголь, В. М., & Сидор, П. Я. (2014). Аналіз корозійного руйнування внутрішніх поверхонь обладнання для зберігання нафти. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (3), 166-175..

49. Ткачук, В. В., & Топільницький, П. І. (2022). ДОСЛІДЖЕННЯ КОРОЗІЇ НАФТОТРАНСПОРТНОГО ОБЛАДНАННЯ. СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ ПЕРЕРОБКИ ПАЛЬНИХ КОПАЛИН, 84..

50. Левчук, Т. А., Вембер, В. В., Носачова, Ю. В., & Космина, М. М. (2020). Процеси біологічної корозії в нейтральному водному середовищі в присутності іонів перехідних металів. *Матеріали XXI Міжнародної науково-практичної конференції «Екологія. Людина. Суспільство» (21-22 травня 2020 р., Київ, Україна)*..

51. Крижанівський, Є. І., & Полутренко, М. С. (2012). Підвищення ефективності пасивного захисту підземних споруд від корозії. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (1)..

52. Макаренко, В. Д., Кіндрачук, М. В., Бондарев, А. А., & Макаренко, Ю. В. (2015). Дослідження механізму наводнювання металу нафтопроводів. *Компрессорное и энергетическое машиностроение*, (1), 6-9..

53. Дмитренко, В. І. (2012). Вплив низькомолекулярних водорозчинних карбонових кислот на вуглекислотну корозію сталі газопромислового обладнання..

54. Макаренко, В. Д., Лукач, В. С., Василюк, В. І., Козаченко, Н. В., & Тараборкін, Л. А. (2016). Дослідження корозійних процесів екологічно небезпечних в експлуатації металоконструкцій. *Проблеми тертя та зношування*, (1), 131-136..
55. Магльована, Т. В. (2015). Інгібітори корозії пожежно-технічного обладнання на основі комплексів металів із солями полігексаметиленгуанідину. *Пожежна безпека: теорія і практика*, (19), 95-99..
56. Воловецький, В. Б., Гнітко, А. В., Василенко, С. В., Щирба, О. М., Коцаба, В. І., & Величко, В. В. (2018). Експлуатація газоконденсатних свердловин в умовах низьких робочих тисків.
57. Кондрат, О. Р., & Петрущак, С. М. (2017). Лабораторна установка для створення твердих поверхнево-активних речовин..
58. Побережний, Л. Я., Грицанчук, А. В., & Мазур, М. П. (2017). Вплив тривалої експлуатації та гідратуутворення на довговічність матеріалу шлейфів.
59. Семеняка, О. Г., Кушнар'єв, С. І., Коцаба, В. І., Воловецький, В. Б., & Щирба, О. М. (2019). Дослідно-промислові випробування технології освоєння свердловин для відновлювання продуктивності.
60. Воловецький, В. Б., Василенко, С. В., Витязь, О. Ю., Щирба, О. М., Гнітко, А. В., & Величко, В. В. (2017). Оптимізація експлуатації газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ.
61. Семенцов, Г. Н., & Фадєєва, О. В. (2007). Аналіз і синтез автоматизованих систем управління технологічним процесом буріння нафтових і газових свердловин. *Радіоелектронні і комп'ютерні системи*, (5), 117-122..
62. Дремлюх, Н. С. (2018). Підвищення ефективності експлуатації свердловин з нестійкими колекторами на виснажених газових родовищах (Doctoral dissertation, ІФНТУНГ)..
63. Afghoul, A., Amaravadi, S., Boumali, A., Calmeto, J., Lima, J., Lovell,

- J., ... & Staal, T. (2014). Coiled tubing: the next generation. *Oilfield Rev*, 6(4), 9-23.
64. Дремлюх, Н. С. (2013). Способи ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин з нестійкими колекторами..
65. Кондрат, Р. М., & Хайдарова, Л. І. (2018). Методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибій газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (1), 60-64..
66. Бойко, В. С., & Міщук, Б. М. (2015). Метод і методика розрахунку вибійного тиску у діючих фонтанних свердловинах з ускладненими умовами експлуатації. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (4 (57)), 19-26..
67. Бойко, В. С., Грибовський, Р. В., Бойчук, Т. Р., & Міщук, Б. М. (2015). Метод і методика оптимізації процесу фонтанування діючих свердловин на основі положень теорії висхідних газоводонафтових потоків. *Oil and Gas Power Engineering*, (2 (24)), 16-22.
68. АТЛАС РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ УКРАЇНИ, Атлас. Львів: УНГА, 1998.
69. МОХНІЙ, І. Ю.; ГЛАДКИЙ, С. І. Розвиток колтубінгових технологій в ПАТ "Укргазвидобування". 2018.
70. Afghoul, A., et al. "Coiled tubing: the next generation." *Oilfield Rev* 6.4 (1994): 9-23.
71. Leising, Larry J., and Kenneth R. Newman. "Coiled-tubing drilling." *SPE drilling & completion* 8.04 (1993): 227-232.
72. Hillis, Richard R., et al. *Coiled Tubing Drilling and Real-time Sensing: Enabling 'prospecting Drilling' in the 21st Century?*. Deep Exploration Technologies Cooperative Research Centre, 2014.
73. Ladmia, Abdelhak, et al. "Underbalance Coiled Tubing Drilling in Tight Gas Reservoir Study Case Onshore Field, Abu Dhabi." *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. OnePetro, 2020.