НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ « ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

«Технологічне обґрунтування застосування колтюбінгових технологій для інтенсифікації видобутку вуглеводнів з Чутівського газоконденсатного родовища»

Група 602-МН

Денисенко Олександр Анатолійович

2025р.

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
С. ГАВРИК

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Технологічне обґрунтування застосування композиційного тампонажного матеріалу для інтенсифікації видобутку вуглеводнів з карбонатного родовища

Пояснювальна записка

Керівник
ст. викладач
посада, наук. ступінь, ПІБ
Сичевко Р. О.
підпис, дата,

Виконавець роботи
Даниленко О. Н.
студент, ПІБ
група _____
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
доц. к. т. н. Рубець В. Б.
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

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

Консультант за 3 розділом
доц. к. т. н. Совєєв В. І.
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
ст. викладач Сичевко Р. О.
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 20.01.2025

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
Завідувач кафедри НГІТ
_____
“__” _____20___ року

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

Денисенко О. А.
(прізвище, ім’я, по батькові)

1. Тема роботи: Технологічне обґрунтування застосування композиційного тампонажного матеріалу для ізоляції водопритоків у свердловинах з тріщинуватим колектором
Керівник роботи ст. викладач Єфіменко Р. О.
(прізвище, ім’я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом закладу вищої освіти від “09” 08 2024 року № 818-а
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.	доц. к.т.н. Рубець В.Ф.		
2.	доц., с.т.н. Бергунек Л.В.		
3.	доц. к.т.н. Савка В.М.		
4.	ст. викладач Опіченко Э.О.		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.
2	Експериментальна частина	21.10-03.
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	04.11-17.
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-01.
5	Оформлення та узгодження роботи	02.12-15.
6	Попередні захисти робіт	16.12-28.
7	Захист магістерської роботи	

Студент _____ Денисенко О.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Опіченко Э.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ УСКЛАДНЕНЬ І ФАКТОРІВ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

1.1. Фактори та ускладнення, що виникають під час експлуатації газових родовищ на завершальній стадії

1.2. Фактори технології та якості будівництва та ремонту свердловин

1.3. Зниження пластової енергії та обводнення

1.4. Ускладнення, пов'язані з накопиченням та винесенням рідини з вибоїв свердловин

1.5. Піскопрояв, утворення піщаних та глинистих пробок

1.6. Зношування та втрата функціональності обладнання

1.7. Газогідрати та льодяні пробки

1.8. Ускладнення, пов'язані з можливістю утворення гідратів газу у технологічних потоках

1.9. Ускладнення на завершальній стадії експлуатації родовищ

1.10. Узагальнена блок-схема факторів та ускладнень

Висновки до розділу 1

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ МЕХАНІЗМІВ УСКЛАДНЕНЬ І ТЕХНОЛОГІЧНІ РІШЕННЯ НА ЕТАПАХ РЕМОНТУ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

2.1. Відновлення функціональних та конструктивних характеристик свердловин та управління реологічними властивостями розчинів у процесі ремонту із застосуванням гнучких труб

2.2. Гідратоутворення у свердловинах та гирловій обв'язці, використання колтюбінгових технологій для боротьби з гідратоутворенням

2.3. Механізми корозійного зносу та технічні рішення для його зниження

2.4. Механізми скупчення рідини у свердловині та технології її видалення за допомогою колони гнучких труб

Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА ЧУТІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

3.1. Загальні відомості про родовище

3.2. Аналіз розробки родовища та підготовка технологічної основи для проектування

3.3 Прогноз розробки родовища

3.4 Газодинамічні розрахунки показників розробки

РОЗДІЛ 4. ТЕХНІЧНЕ ВИКОНАННЯ ПРИСТРОЮ ТА ЙОГО ЗАСТОСУВАННЯ НА МІСЦЯХ, ЩО ЗНАХОДЯТЬСЯ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

4.1. Пристрій для дозованої подачі реагенту під час проведення ремонтних робіт у газових свердловинах з використанням гнучких труб

4.2. Моделювання напруження на ГКТ

Висновки до розділу 4

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

ВСТУП

Актуальність проблеми. Нафтогазовидобувна промисловість – основна складова частина паливно-енергетичного комплексу. Від її розвитку багато в чому залежить стан економіки, зростання добробуту людей. Подальше зростання видобутку нафти і газу може бути забезпечено надійною сировинною базою, відкриттям і прискоренням введення в розробку нових родовищ.

Перед працівниками нафтової і газової промисловості – робітниками та інженерно-технічними працівниками, вченими і конструкторами – стоять великі і складні завдання.

Головні з них такі:

1. Підвищення ефективності використання природних ресурсів нафти і газу, тобто збільшення ступеня видобування нафти із пластів. Відомо, що на сьогодні коефіцієнт нафтовилучення не перевищує 50%. Необхідно здійснювати подальші широкі дослідження і впровадження нових способів підвищення нафтовилучення.

2. Прискорення введення в розробку відкритих родовищ нафти і газу. Ширше застосування заводських методів виготовлення блочних устаткувань системи видобування, збирання та підготовки нафти і газу.

Застосування заводських методів виготовлення численних об'єктів з облаштування нафтових і газових родовищ дає змогу скоротити витрати праці, підвищити якість і надійність усіх об'єктів і, в кінцевому підсумку, прискорити введення родовищ у промислову розробку.

3. Широке впровадження високопродуктивних способів видобування нафти (ЕВН, газліфт), розробка ефективних способів видобування високов'язкої нафти.

За умов, коли витрати на видобування нафти і газу постійно зростають, особливо важливим є питання економії, раціонального та бережливого використання газу, нафти і нафтопродуктів.

Особливістю тривалої розробки та завершальної стадії експлуатації свердловин на родовищах, що виснажуються, є ускладнення, викликані зниженням пластової енергії, рухом пластової води, зниженням ФЄВ пласта і ПЗП, винесенням елементів, що утворюють скелет і цементуючих колектор. Обводненість продукції збільшує ймовірність і швидкість утворення мінеральних відкладень, підвищує швидкість корозії та ін. Поступово знижуються виробничі показники. Ускладнення та проблеми, що виникають, актуалізують пошук і рішення, як з урахуванням специфіки видобувного регіону, так і в цілому для галузі. Проаналізовані технічні рішення повинні не тільки підвищувати ефективність та рентабельність технологічних операцій із підтримки видобутку на завершальних стадіях експлуатації, а також і роботи з інтенсифікації притоку до свердловин та спектр робіт з капітального ремонту (аж до забурювання бічного стовбура свердловини), які вже є основними дієвими заходами щодо відновлення видобувних можливостей. Такі рішення можуть бути включені до схеми обладнання (обв'язування свердловин) та технології освоєння експлуатаційних об'єктів і тим самим сприяти підтримці видобуткових потужностей на стадії постійного видобутку та збільшувати міжремонтний період роботи свердловин.

Мета роботи: розробка технологічних рішень на завершальній стадії експлуатації газових і газоконденсатних родовищ.

Об’єкт дослідження - природні колектори (поклади) вуглеводнів, газові та газоконденсатні свердловини різних категорій на завершальній стадії розробки родовища.

Предмет дослідження - технологічні процеси видобутку газу, техніко-технологічні рішення та пристрої для підвищення ефективності ремонтних робіт та інтенсифікації припливу газу та газоконденсатних свердловин, стабілізації режиму видобутку газу.

Для досягнення поставленої мети сформульовано такі **основні завдання**:

1. Проаналізувати існуючі фактори та ускладнення на завершальному етапі експлуатації родовищ та технологічні прийоми боротьби з ними.

2. Визначити механізми виникнення ускладнень, на основі яких розробити технологічні рішення для підвищення ефективності робіт на завершальній стадії експлуатації родовища, найменш затратні за використанням праці та обладнання, реалізовані в умовах скорочення матеріально-виробничої бази для обслуговування родовищ на завершальному етапі.

3. Проаналізувати пристрій і технологію для використання в умовах низьких пластових тисків, інтенсивної обводненості та виносу піску з використанням колтюбінгових технологій.

Методологія дослідження базується на аналізі та узагальненні наявних експериментальних і польових даних з проблем, що розглядаються, а також на результатах власних аналітичних і польових досліджень з використанням сучасної техніки та математичного апарату.

Наукова новизна:

Обґрунтовано технологічні рішення щодо підвищення ефективності ремонту та експлуатації на завершальній стадії експлуатації родовищ з використанням колтюбінгу.

Проаналізовано пристрій для дозованої подачі реагенту при ремонтних роботах у свердловинах газових родовищ, що дозволяє вводити реагенти до складу технологічної рідини з метою зміни властивостей робочих рідин для підвищення ефективності роботи.

Практичне значення роботи:

Проаналізована технологія та пристрій для введення реагентів при капітальному ремонті свердловини з метою підвищення ефективності заходів стимулювання притоку вуглеводнів, захисту обладнання та підтримки технологічного режиму свердловини дозволяє збільшити продуктивність свердловини.

Структура та обсяг роботи. Дипломна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаних літературних джерел. Основна частина роботи викладена на 132 сторінках, містить 30 рисунки, 12 таблиць. Список літератури 73 назв.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ УСКЛАДНЕНЬ ТА ФАКТОРІВ НА ЗАВЕРШАЛЬНОМУ ЕТАПІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

В умовах виснаження експлуатація газових і газоконденсатних родовищ потребує застосування нових підходів науково-технічного, технологічного, методичного та управлінського характеру, а також впровадження економічних та природоохоронних заходів. Рентабельність виснажених родовищ знижується, ремонт, інтенсифікація та експлуатація вимагають використання дорогих технологій. Відбувається накопичення техногенних впливів на природнє середовище. Таким чином, сформована мета - розробка малозатратних технологічних рішень для виснажених газових і газоконденсатних родовищ.

Об'єктом дослідження було обране родовище Полтавської області, а саме Чутівське родовище.

1.1. Фактори та ускладнення, що виникають під час експлуатації газових родовищ на завершальній стадії

На завершальному етапі роботи ГР і ГКР відбувається зниження пластової енергії, що супроводжується зміною ряду параметрів і факторів, які:

1) викликають ускладнення для виробництва;

2) прискоряють зниження виробничих характеристик;

3) підвищують вартість видобутого газу;

4) іноді призводять до передчасної зупинки свердловин.

Ускладнення при виробництві на завершальному етапі експлуатації ГР і ГКР відмічені в роботах [1-3]:

- обводнення покладу;
- утворення зон уловлених обсягів газу внаслідок нерівномірності розробки покладу;

• утворення гідратів;

• деградація ПЗП (зниження колекторських властивостей і руйнування);

• проникнення піску та утворення піщаних пробок;

• моральний і фізичний знос виробничого обладнання;

• збільшення частки корозійного обладнання в свердловині та гирлових трубопроводах;

• зниження ефективності переробки родовища видобутого газу.

Результат аналізу [2] представлено блок-схемою, яка відображає основні значні негативні фактори при експлуатації родовищ та ускладнення розробки цих факторів (рис. 1.1). Виходить, що фактори породжують ускладнення, а деякі ускладнення стають причиною нових ускладнень як фактори.

Основними причинами (факторами) ускладнень є:

• технологія та якість будівництва та ремонту свердловин;

• технологія та якість гирлових трубопроводів, систем збору та підготовки продуктів;

• склад і властивості породи, що утворює колектор;

• склад і властивості пластової рідини [4];

• процеси зміни і взаємодії пласта і рідини по площі родовища, в привибійній зоні, на забої, в стовбурі свердловини і в часі;

• технологія та якість інтенсифікації свердловин;

• якість розробки та дотримання режимів і технологічних регламентів свердловин.

Для визначення факторів ускладнень необхідно виконати:

• ретроспективу будівництва та ремонту свердловини та прилеглих свердловин родовища;

• аналіз глибинних і гирлових параметрів, параметрів системи збору та підготовки продукції;

• аналіз обсягів надходження продукції в часі;

• ГДС каротаж свердловин з відбором проб;

фактори закладають початковий потенціал ефективної та тривалої роботи системи «пласт – свердловина».

У тісному взаємозв'язку зі зниженням пластового тиску на родовищах, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації, знаходиться поглинання великих об'ємів рідини для промивання і зниження проникності ПЗП при розтині пласта в процесі буріння або при проведенні капітального ремонту свердловин. Під впливом розчинів і твердих частинок, що проникли в ПЗП (буровий розчин, рідина для закінчення та ремонту свердловин), послаблюються ФЄВ колектора привибійної зони.

З метою зниження негативного фактора увага дослідників концентрується на технології з використанням газоподібних агентів (повітря, природний газ, аеровані рідини, дво- та трифазні піни).

Дослідженнями встановлено, що проникнення розчину та кольматація залежать від низки факторів:

- параметри пласта (пористість, проникність тощо);
- структурні, фізико-хімічні та реологічні характеристики розчинів, що використовуються;
- величина репресії.

Проникнення розчину робочої рідини триває протягом усього періоду будівництва свердловини та ремонту, доки відбувається фільтрація в пористе середовище. Відпрацювання розчину та його вплив на фільтраційно-ємнісні властивості ПЗП ускладнює роботу свердловини на тривалий термін після пуску в роботу і може спровокувати нові ускладнення.

1.3. Зниження пластової енергії та обводнення

Спільний аналіз робіт [1-3] показує, що наступним кроком за виснаженням запасів та обводненістю відбувається зміна характеристик порід-колекторів і,

• обводнення привибійної зони видобувних свердловин конденсаційною та пластовою водою [1];

• зростання динаміки обсягів видобутку води.

Обводнення та руйнування пласта гіпотетично пов'язують:

• зі зниженням капілярного тиску через підвищене насичення пісковика змочуючою фазою, внаслідок чого відбувається зниження дії сил, що утримують зерна на місці;

• із зменшенням відносної газопроникності.

Відбувається зволоження пластів, втрата гідродинамічної стійкості пісковика [8-10]. Вода спочатку вимиває сполучні глинисті частинки, а потім виносить пісок; пісок з водою та газом починає надходити в свердловину. Якщо продуктивний пласт складений пухкими нестійкими породами (пісок), то при експлуатації свердловин з великим дебітом можливе руйнування привибійної зони. Тверді частинки, що виносять із пласта, сприяють ерозії (роз'їдання) підземного та наземного обладнання, утворення пробок, підземних обвалів, прихоплення труб [11] тощо.

Пісок накопичується у стволі, утворюючи піщану прохідну і потім глуху пробку. Прохідна піщана пробка, звужуючи перетин струму, може спровокувати утворення гідратної пробки. Посилення механізмів переміщення дрібних частинок також пов'язують зі збільшенням депресії на пласт. Однак зростання депресії збільшує швидкість висхідного потоку і за певних умов не дає утворюватися пробці, в той же час піщинки, що володіють кінетичною енергією, посилюють знос і наближають передчасний вихід з ладу арматури та обладнання.

1.6. Зношування та втрата функціональності обладнання

Фактором і передчасного зношування, і втрати функціональності обладнання є корозійна активність флюїду. Як правило, на початку розвитку газової промисловості для розробки вибиралися родовища, гази яких не містили

Як видно з таблиці 1.2, у складі газу відсутні кисень (зазвичай ініціює процеси корозії за рахунок кисневої деполяризації) та сірководень (викликає протікання сірководневої корозії). Разом з тим вміст діоксиду вуглецю становить 5,7-7,4 % об.

За результатами спостережень виявлено, що інтенсивність корозійного впливу змінювалася зі зміною обводненості продукції, а також якісного та кількісного складу води, що видобувається. Виходячи з величин тиску та температури, швидкості корозії металу обладнання на різних ділянках технологічного ланцюжка забій свердловини → гирло свердловини → шлейф → установки сепарації газу (УКПГіК) можуть становити наступні величини:

1) НКТ – понад 6 мм/рік

максимальна швидкість корозії спостерігатиметься не в нижній частині НКТ, де максимальна температура, а на глибинах 1500-2500 м, де температура становить 80-100 °С; причому швидкість корозії у верхній частині НКТ (поблизу гирла), де температура не перевищує 50 ° С, не перевищуватиме 2 мм/рік;

2) гирло свердловини – не вище 1 мм/рік;

3) газопровід – шлейф – не вище 0,5 мм/рік;

4) встановлення сепарації газу (УКПГ) – не вище 0,3 мм/рік.

На процеси корозії також впливає швидкість руху газорідинного потоку в трубопроводах при видобутку і транспорті суміші, що видобувається. Швидкості потоку понад 11-15 м/с призводять до зростання корозійних процесів. Тому в умовах видобутку та транспорту газу не рекомендується допускати швидкостей потоку руху газоконденсатної суміші вище 11 м/с. Фонтанне обладнання, викидні лінії та шлейфи корозійних пошкоджень не мали. Ці дані підтверджують той факт, що рідкий вуглеводневий конденсат інгібує на процеси корозії.

Найбільш корозійно-небезпечні умови мають місце у свердловинах від вибою до гирла, де високі парціальні тиски діоксиду вуглецю та високі температури (вище 70 °С) створюють умови для протікання інтенсивної корозії. Наявність мінералізованої пластової води призводить до інтенсифікації

корозійних процесів. Можлива відсутність або невелика кількість рідкої вуглеводневої фази НКТ свердловини також посилює корозійну ситуацію. Дані експлуатації цілого ряду газоконденсатних родовищ Полтавської області, у газі яких присутній CO2, показав, що шлейфові трубопроводи та технологічне обладнання підготовки газу мали лише окремі осередки корозії, корозійних пошкоджень, зумовлені недоліками конструкції. Найбільші корозійні ушкодження (аж до руйнування) мало підземне обладнання свердловин та в ряді випадків елементи фонтанної арматури.

1.7. Газогідрати та крижані пробки

До факторів, що негативно впливають на роботу свердловин, крім виснаження покладу, належить температурний фактор. Він визначається температурою пласта вищих порід, швидкістю та формою потоку в ліфтових трубах. Спільно з фактором втрати тиску та величиною вологості газу він створює передумови до гідратоутворення. Гідрати, що утворилися, можуть закупорити свердловини, газопроводи, сепаратори, порушити роботу вимірювальних приладів та регулюючих засобів. Часто внаслідок утворення гідратів виходять з ладу штуцери та регулятори тиску, дроселювання газу в яких супроводжується різким зниженням температури.

Для попередження гідратоутворення необхідно створити режим відповідно до умови $P \leq Pp$ та $T \geq Tp$, причому для привибійної зони приймаються умови на вибої, а для стовбура свердловини – умови на гирлі. Якщо неможливо забезпечити безгідратний режим, особливо при розташуванні свердловини в зоні вічної мерзлоти, то утворення гідратів можна попередити застосуванням інгібіторів гідратоутворення, які знижують температуру гідратоутворення.

Основні інгібітори, що застосовуються в газової промисловості – метиловий спирт CH3OH (метанол), хлористий кальцій, гліколі (етиленгліколь,

ді- та триетиленгліколь). Введення інгібітора у свердловину здійснюється, в основному, через затрубний простір або на гирлі свердловини, а також застосовується введення інгібітора в газопровід. Відомі й інші методи запобігання утворенню гідратів: застосування вибійних нагрівачів, теплоізольованих стовбурів свердловини, гідрофобного покриття труб та ін. Тиск газу в бочку над метанолом і в газопроводі створюється однаковим за допомогою трубки, що повідомляє. Для запобігання утворенню гідратів та їх ліквідації можна застосувати підігрів газу шляхом теплообміну з гарячою водою, парою або димовими газами. Вогневий метод підігріву небезпечний у пожежному відношенні і призводить до псування ізоляції труб, тому він заборонений.

Коли гідратна пробка вже утворилася, різке зниження тиску в системі призводить до розкладання гідратів, які потім виносяться продувкою через відведення в атмосферу.

На виснажених родовищах із вкрай низькими швидкостями потоку по ліфтових колонах та фонтанній арматурі відбувається звичайне намерзання крапельної вологи, що виноситься потоком газу або потоком пластової рідини. Крижані пробки переважають над гідратними у фонтанній арматурі свердловини (рисунок 1.4).

Питання утворення гідратів описані у матеріалах [12-15]. Утворення гідратів доповнює палітру ускладнень процесу видобутку газу на етапах витоку покладу та зниження тиску.

Утворення, а потім і дисоціація гідратів ускладнює не тільки рух флюїду по НКТ свердловини, а й викликає знакозмінні механічні навантаження, що руйнують обладнання та ПЗП.

вилучено понад 50 % первинних запасів газу. У тому ж джерелі як причини основних ускладнень при експлуатації та ремонті свердловин на пізній стадії розробки названі такі фактори:

• припинення фонтанування свердловин через скупчення рідини на вибої та в ліфтових колонах;

• зниження продуктивної характеристики свердловин після ремонтних робіт через насичення привибійної зони промивною рідиною;

• погіршення умов сепарації та підготовки газу внаслідок зниження пластової енергії газу;

• зниження ефективності захисту обладнання свердловин від вуглекислотної корозії через низькі швидкості висхідного потоку газу;

• створення несприятливих умов для довкілля внаслідок збільшення обсягів видобутку та підвищення ступеня забруднення пластових вод.

Загальна тенденція багатьох родовищ Полтавської області – динаміка зниження дебітів газу, водогазового чинника (рисунок 1.6) [20].

Протягом 1999-2002 років. середній дебіт газу перебував у межах від 32,0 до 49,1 тис. м3/добу. З 2003 року спостерігається зниження середнього дебіту газу (з 38,4 до 22,3 тис. м3/добу) за одночасного збільшення водогазового чинника (з 0,41 до 2,19 г/м3). Це зумовлено активізацією пластових вод та наближенням газоводяного контакту до інтервалів перфорації свердловин. Обводнення свердловин відбувається відповідно до їх розташування на площі газоносності. Після 2003 року водогазовий фактор закономірно збільшується та досягає свого максимального значення у 2005 році – 6,0 г/м3. За період 2006-2010 років. середній дебіт газу змінювався в межах від 11,8 до 16,4 тис. м3/добу, ВГФ – від 0,02 до 2,4 г/м3. У 2011 році відбулося різке зниження дебіту газу з 16,4 до 7,0 тис. м3/добу.

2. Для ефективної експлуатації свердловин та підтримки проектних об'ємів відборів газу необхідна розробка та реалізація технологічних рішень, орієнтованих на зниження факторів та ускладнень у процесі видобутку, а також рішень щодо підтримки проектних дебітів свердловин, що включають роботи з капітального ремонту (ліквідація гідратних та піщаних пробок, відновлення функціональності обладнання та ліфтових колон та ін.), а також буріння бічних стволів у свердловинах.

3. Розробку технологічних рішень необхідно проводити, спираючись на аналіз фізичних та хімічних механізмів формування ускладнень, а також застосування сучасних методів при зниженні трудових та технічних витрат в умовах скорочення матеріально-технічної бази на родовищах, що завершують експлуатацію.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ МЕХАНІЗМІВ УСКЛАДНЕНЬ І ТЕХНОЛОГІЧНІ РІШЕННЯ НА ЕТАПАХ РЕМОНТУ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

Дія таких чинників як виснаження запасів, зниження пластової енергії, рух ГВК тощо, носить об'єктивний природний характер. Боротьба з негативним впливом цих факторів та попередження ускладнень, спричинених ними, носить складний, довгостроковий, масштабний та витратний характер. В умовах завершальної стадії розробки родовищ зниження ефективності та функціональності роботи свердловин та обладнання має масовий та прогресуючий характер, обсяг бази матеріально-технічного супроводу скорочується, витрати на експлуатацію та підтримання об'єктів у безпечному та працездатному стані згідно з вимогами правил та нормативно-технічної документації зростають. Найбільш актуальними та реалізованими в таких умовах є технологічно локальні рішення для другої та третьої умовної груп факторів та ускладнень, які подано у розділі 1 (рисунок 1.7).

У розділі 2 розглянуто механізми та основні осередки прояву ускладнень при технічному ремонті та експлуатації свердловин на родовищах, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації:

- моральне та фізичне зношування промислового обладнання;
- зростання темпів корозії обладнання та НКТ у свердловині та гирловій обв'язці;
- утворення гідратів у НКТ та гирловій обв'язці свердловин;
- деградація ПЗП (зниження фільтраційно-ємнісних властивостей та руйнування);
- піскопрояви та утворення глинисто-піщаних пробок;
- скупчення рідини на вибої свердловин.

Розглянуто принципові схеми боротьби з ускладненнями у вітчизняній та зарубіжній практиці. Наведено технологічні рішення, що підвищують

ефективність існуючих методів, та технічні умови для облаштування свердловин та пристроїв, що дозволяють це зробити.

2.1. Відновлення функціональних та конструктивних характеристик свердловин та управління реологічними властивостями розчинів у процесі ремонту із застосуванням гнучких труб

Очищення стовбура свердловин та вибою за допомогою гнучких труб

Експлуатація родовищ на завершальній стадії розробки практично неминуче пов'язана з об'єктивними факторами [26]: виснаженням запасів, підняттям ГВК, проривом води в ПЗП і т.д. Ці фактори стають першопричинами факторів та ускладнень, пов'язаних із втратою конструкційних та функціональних характеристик свердловин. Прискорення життєвого циклу свердловин не відповідає темпам відбору запасів.

Розглянемо причини руйнування привибійної зони, втрат фільтраційно-ємнісних властивостей ПЗП та подальшого винесення піску. У процесі падіння пластового тиску, дія стискаючих сил починає превалювати. При цьому якщо на початку експлуатації родовища депресія на пласт не перевищує гранично допустиму, то в цьому випадку руйнування структури не відбувається. З часом накопичення конденсаційної рідини в привибійній зоні пласта змочує та руйнує структуру, чим сприяє просуванню пластової води та подальшому обводненню. Відбувається деформація порід-колекторів і винесення елементів, що цементують і складають породу, обвалення арочної структури пор, проникність ПЗП падає, а пісок утворює піщано-рідинні пробки на вибої. На основі аналізу експлуатації родовищ Полтавської області основними факторами цих ускладнень є:

- гірничо-геологічні умови та властивості порід-колекторів;
- дія конденсаційної та пластової вод;

• відхилення від технологічного режиму роботи та регламентів введення свердловин в експлуатацію;

• порушення міцнісних та колекторських властивостей ПЗП внаслідок не якісного будівництва та ремонту свердловин, неправильного підбору реологічних та функціональних властивостей робочих розчинів та агентів.

Протягом останніх десятиліть використання колтюбінгових технологій широко та міцно увійшло до переліку робіт, що дозволяють успішно боротися із зазначеними ускладненнями та запобігати їх виникненню та розвитку на родовищах, тим самим відновлюючи конструктивні та функціональні характеристики свердловин. Широке поширення набув спосіб промивання піщаних пробок для очищення стовбура свердловин. При використанні гнучких труб рідину або газ подають у ГТ із поверненням потоку по кільцевому простору між гнучкими трубами та ліфтовою трубою (малий затруб) або по затрубному простору між колоною НКТ та експлуатаційною колоною. Наземне обладнання необхідно доповнювати циркуляційним та дозуючим обладнанням. В результаті цього забезпечується можливість компонування та подачі розчинів при спускопідйомних операціях колони гнучких труб. Застосовується зворотне та пряме промивання [27].

Науковий та практичний інтерес становлять нові методи, а саме: використання компонування двоконцентричних колон гнучких труб та струменевого насоса. Схема з гнучкими трубами повторює класичне пряме та зворотне промивання свердловини з використанням НКТ. Обладнаний газліфт видаляє пробку із вибою свердловини через колону гнучких труб. Розчини можуть бути диспергувані азотом і закачані в кільцеве місце між НКТ і колоною гнучких труб.

Для промивання піщаних пробок гирло свердловини обв'язується схемою, в якій є підйомник гнучких труб, обладнаний гідромонітором, і компресор, що подає в схему компримований азот. Також необхідно передбачити можливість

керування складом та реологічними властивостями промивної рідини за допомогою дозуючих пристроїв.

Теорія поділу промивних рідин за реологічними властивостями визначає дві моделі – ньютонівські та неньютонівські. Перші характеризуються постійною в'язкістю для даної температури (до них відносяться вода, сольові розчини води, вуглеводневі розчини тощо) [28]. Другі характеризуються в'язкістю як функцією умов течії, співвідношення швидкості та напруга зсуву у них нелінійно (до них відносяться неньютонівські бурові розчини, гелі тощо).

До окремого виду промивних рідин можуть бути віднесені двофазні і трифазні піни [29]. Як фазу використовують воду або нафту, а як аератори використовують вихлопні гази, азот і т.д. Концентрація ПАР становить до 7%. Активно використовуються властивості піни (тобто її гідравлічні опори) при циркуляції через трубний та затрубний простір свердловини, а також можливість зниження гідростатичного тиску на пласт під час виконання операцій. У схему обв'язки обов'язково включається регулювальний дросель для керування режимом потоку, що піднімається.

Умова переважання швидкості висхідного потоку рідини для промивання над швидкістю седиментації частинок справедлива для вертикальних і похилих свердловин до 45° з поправкою на функцію косинуса, а також при роботі з гнучкими трубами. Для стволів з ухилом більше 45° та горизонтальних свердловин створюють турбулентність потоку, за винятком утворення «дюн» у місцях контакту гнучких труб із внутрішньою стінкою НКТ або експлуатаційною колоною.

У разі коли ньютонівська рідина не забезпечує виносу піску, необхідно використовувати піни [28].

При прокачуванні розчинів через колону гнучких труб виникають гідродинамічні втрати енергії потоку. Гідравлічні опори між колоною гнучких труб та НКТ менші, так як швидкості руху нижче. Концентрація вимитих частинок у першому наближенні не впливає на в'язкість вихідної рідини, проте

змінюються інші властивості рідини, у тому числі реологічні. Тому гідростатичний тиск у гнучких трубах з урахуванням тиску циркуляційного насоса на забій збільшується. Якщо щільність рідини регулюється недостатньо, то можливе перевищення допустимих осьових навантажень на колону гнучких труб, що може спричинити небезпеку поглинання. Витрата висхідного потоку зменшиться, отже, зменшиться і швидкість, пісок опуститься по кільцевому простору, відбудеться втрата циркуляції та прихоплення колони, а привибійна зона пласта отримає інтенсивну дію з боку розчину для промивання.

Слід брати до уваги властивості та концентрацію частинок пробки у висхідному потоці. Необхідно враховувати можливість регулювання густини та інших властивостей розчину, що компенсують кінцеву реологію.

При промиванні кількох пробок великої довжини в НКТ збільшення витрат технологічної операції підвищує вимоги до контролю.

Досвід технологічних флагманів США та Канади показує, що для контролю за параметрами спуску гнучких труб (у тому числі й розчину) при відомому положенні пробки швидкість не повинна перевищувати 18 метрів за хвилину. Якщо глибина не встановлена, швидкість знижується до 9-12 метрів за хвилину для виключення розвантаження гнучких труб на пробку та прихват [30].

Для ефективного промивання та винесення продуктів пробки потрібні розчини з підвищеним опором зсуву та зниженою в'язкістю. Такими можуть бути полімерні розчини або рідини з керованими характеристиками та виготовлені на водній основі.

Позитивною властивістю даного способу є той факт, що гідростатичний тиск рідини, що знаходиться в свердловині та впливає на пласт, може бути зведений до мінімуму.

Аналіз досвіду приготування розчинів для промивань глинисто-піщаних пробок на вибої газових свердловин АТ «УкрГазВидобування» показує, що склади розчинів для різних періодів річного циклу відрізняються додаванням

На родовищах Полтавської області останніми роками виконують мінімум до 50 промивок за допомогою колтюбінгових установок на газових та газоконденсатних родовищах щорічно.

Проблеми, зазначені раніше, вирішуються при прямому способі промивання, коли технологічна рідина прямує до пробки через колону гнучких труб. Схема добре вивчена у класичному виконанні з використанням підйомників та сталевих НКТ. Однак керованість, гнучкість та ефективність технологій із застосуванням колони гнучких труб, можливість компонування обладнанням та пристроями істотно вища.

Слід зазначити, що наявність дозуючих пристроїв дозволяє варіювати властивості робочих агентів без зупинки промивки та при необхідності оперативно коригувати необхідні властивості робочих агентів під час проведення гравійного набивання в ПЗП. Використання гнучких труб у комбінації з дозуючими пристроями стає ефективним інструментом заповнення інтервалу пісконакопичення відповідними робочими агентами, при необхідності консолідації піску, проведенні ГРП, гідропіскоструминної перфорації та заходів щодо інтенсифікації із закачуванням розрахункових об'ємів.

Теоретичні та практичні аспекти буріння бічних стволів на газових та газоконденсатних родовищах

Як показує досвід експлуатації родовищ, що знаходяться на завершальній стадії, існують такі основні сценарії виходу з ладу свердловин:

1) виснаження запасів та обводнення пластів;

2) деградація властивостей порід-колекторів [32], зміна параметрів та властивостей флюїду;

3) знос устаткування.

Усі випадки пов'язані з частковою чи повною втратою функціональності свердловини, втратою управління свердловиною. Багато в чому тривалість

роботи свердловини залежить від якості будівництва та створених умов експлуатації. [33]. У нафтогазопромисловій практиці досить часто трапляються випадки, коли вироблення основної частини запасів відбувається загалом за родовищем, але залишаються свердловини, що знаходяться в приконтурній зоні. Навколо цих свердловин утворюються конуси обводнення, внаслідок чого залишаються невироблені ділянки покладу, що зберігають пластову енергію, але мають комплекс ускладнень, спровокованих пластовою водою та іншими факторами, аж до переведення свердловини в періодичний режим експлуатації. Ряд накопичених ускладнень та необхідність довироблення запасів визначають реконструкцію свердловини як основний ефективний спосіб повернення свердловини до діючого експлуатаційного фонду з проектними показниками. У разі втрати фільтраційно-ємнісних властивостей у привибійної зони пласта відновити їх можна шляхом будівництва бічного ствола зі зміною профілю в пласті.

Горизонтальні свердловини та бічні горизонтальні стволи вже давно позитивно зарекомендували себе на родовищах [34-36]. Досвід експлуатації бічних горизонтальних стволів показує, що з їх допомогою вирішується завдання залучення в розробку продуктивних пластів і ділянок, що раніше не працювали, у бездіяльних, простоюючих, низькопродуктивних, нерентабельних і високообводнених свердловинах.

В останні роки у вітчизняній та зарубіжній практиці застосовується спосіб повернення свердловин в експлуатацію після важких та малоефективних ремонтів за допомогою забурювання бічних стволів [37,38]. Забурювання бічних стволів – це ефективна технологія, яка дозволяє:

1) збільшити видобуток на старих родовищах та коефіцієнт вилучення з пластів;

2) повернути в експлуатацію свердловини, які не могли бути повернені до чинного фонду іншими методами.

Шляхом буріння бічних стволів у розробку залучаються раніше не задіяні ділянки пласта, а також складові запаси нафти, видобуток яких раніше не представлявся можливим. Застосування технології ЗБС сприяє збільшенню нафтовіддачі пластів та фактично замінює ущільнення свердловин. Відповідні технології допомагають зберегти свердловину та заощадити витрати на її освоєння.

Вперше забурювання другого ствола в нашій країні було здійснено у 1936 році. Слід зазначити, що ефективність таких робіт була не дуже високою з різних причин і, в першу чергу, через низьку ефективність інструментів, техніки та технології. Значною мірою це пояснюється тим, що на родовищах, що розробляються, накопичився значний фонд аварійних, високообводнених і малодебітних свердловин, що вимагають суттєвих витрат на проведення капітального ремонту. При цьому економічна ефективність інших пропонованих технологій незначна, короткочасна або взагалі відсутня. Буріння ж нових свердловин для заміни свердловин, що вийшли з експлуатації з метою відновлення сітки, на більшості родовищ, що знаходяться на завершальній стадії розробки, є недоцільним.

В цих умовах як альтернативне рішення може розглядатися забурювання другого ствола з існуючої свердловини. Більшість традиційних вертикальних свердловин на родовищах Полтавської області перебуває в експлуатації від 10 до 50 років. Найчастіше прості операції капітального ремонту, такі як додаткова перфорація, кислотна обробка або гідророзрив пласта, значно збільшують видобуток. Але в деяких випадках ефективним рішенням є використання свердловин для буріння бічних стволів з горизонтальним закінченням. Забурювання похило-спрямованих та горизонтальних бічних стволів служить для інтенсифікації системи розробки родовищ, збільшення коефіцієнта вилучення нафти з продуктивних пластів та фондовіддачі капіталовкладень. Виконання робіт з буріння виконується за індивідуальним планом робіт на забурювання бокового ствола з горизонтальною ділянкою з обводненої або

бездіючої експлуатаційної свердловини, в основу якої мають бути покладені техніко-технологічні рішення.

З метою підбору основних критеріїв для вибору свердловин-кандидатів і технології проведення робіт з стволом, що відгалужується, необхідні сучасні технічні та технологічні рішення для буріння бічного ствола, які є дуже ефективною технологією збереження та підвищення рівня видобутку нафти на старих родовищах і приросту газу на газових родовищах [39 ,40]. Особливо ефективна ця технологія для інтенсифікації та підвищення кінцевої нафтовіддачі у разі переведення «старих» одноствольних свердловин у багатоствольні.

До основних недоліків технології буріння з використанням колтюбінгу слід віднести:

• неможливість обертання труби;

• малу жорсткість при крученні (кут закручування їх від реактивного моменту вибійного двигуна може становити до 1,5-3 оборотів, що ускладнює використання компоновок, що орієнтуються, низу бурильних труб (КНБК);

• порівняно більший тиск нагнітання промивної або іншої рідини (десятки МПа);

• малу довговічність труб.

Разом з тим, безсумнівно, що в міру вдосконалення технічних засобів та технологій такого виду буріння для підвищення довговічності та надійності труби, відмови від періодичного використання пересувного підйомного агрегату для звичайної КРС або застосування «гібридних» установок деякі зазначені особливості колтюбінгу повністю або частково втратить своє негативне значення, і буріння бічних стволів за допомогою гнучких труб стане ординарним та високоефективним способом ремонту свердловин.

На користь буріння бічних стволів за допомогою колони гнучких труб виступають економічні показники (зокрема, вартісні витрати), які в 3 рази менші [26], хоча в більшості випадків час будівництва бокових стволів перевищує час будівництва нової свердловини.

З цього графіка видно, що найкращим є застосування розчину піни, так як при однаковій глибині, однакових ступенях аерації та витраті дисперсійного середовища піна створює найменший протитиск.

При виборі агента для промивання для розкриття основним параметром є щільність. Однак великий діапазон фізичних, хімічних та гірничогеологічних умов у ПЗП висуває такі вимоги:

• найменше проникнення агента та частинок у ПЗП,

• недопущення взаємодії з цементною складовою пласта;

• стан стабільності самого агента під дією тиску, температури та впливу пластової води;

• відсутність процесів утворення та випадання нерозчинних опадів.

Перелічені вимоги визначають напрямок подальшого розвитку та вдосконалення методів розтину та освоєння як технологічно, так і технічно, а також слід враховувати вимоги до розробки трьохфазних пін. Для того щоб отримати промивну піну із заданими реологічними властивостями, необхідно попередньо виготовити піноутворюючу рідину заданого складу та організувати дозовану подачу її в циркуляційну систему колони гнучких труб.

Початкові складові трифазної піни (вода, сульфонол, КМЦ та бентонітова глина) показали слабку стійкість її під дією мінералізованої води та газового конденсату. Для надання піноутворюючій рідини необхідної стійкості до мінералізованої води додають хлористий кальцій, використовують неіоногенний ПАР ОП-10. Для стійкості до дії газового конденсату вибирають наступний склад піноутворюючої рідини, який складається з води, вуглеводню, антифризу та аніонних ПАР.

Основні вузли схеми та технологія приготування промивної піни представлені на рисунку 2.2.

Нижче наведено основний порядок дій при використанні технології буріння бічних стволів за допомогою гнучких труб із застосуванням дозуючого пристрою:

• приготувати необхідний об'єм та необхідні властивості піноутворюючої рідини та фази робочого бурового розчину в ємностях ГСЦ 7, визначених планом робіт;

• подати фазу бурового розчину насосом 8 і піноутворюючу рідину дозуючим пристроєм в блок приготування піни 9 з одночасним компримуванням і подачею азоту або вихлопних газів в блок 9;

• подати піну, що утворилася, під тиском у гнучку бурильну трубу з метою проведення операцій із закачування свердловини;

• потім слід заповнити простір колони гнучких труб і малого затруба свердловини піною;

• створити надлишковий тиск на гирлі 0,5-0,7 МПа та провести пробну циркуляцію [29];

• провести відпрацювання техніки та технології отримання та керування необхідними реологічними властивостями бурового розчину за допомогою дозуючого пристрою та станції 15 з контрольно-вимірювальними приладами;

• далі необхідно діяти за типовим планом робіт, дотримуючись вимог техніки безпеки.

• потім слід заповнити простір колони гнучких труб і малої труби свердловини піною;

• створити надлишковий тиск на гирлі 0,5-0,7 МПа та провести пробну циркуляцію [29];

• провести відпрацювання техніки та технології отримання та керування необхідними реологічними властивостями бурового розчину за допомогою дозуючого пристрою та станції 15 з контрольно-вимірювальними приладами;

• далі необхідно діяти за типовим планом робіт, дотримуючись вимог техніки безпеки.

Для запобігання утворенню гідратів у свердловинах застосовують наступні методи:

•встановлюють відповідний технологічний режим експлуатації свердловини;

• безперервно або періодично подають на забій свердловини антигідратні інгібітори;

• застосовують футеровані насосно-компресорні (підйомні) труби;

• систематично видаляють з вибою рідину, що накопичується;

• усувають причини, що спричиняють пульсацію газу в свердловині [41].

Класичний прийом введення порції метанолу в затрубний простір НКТ за допомогою пересувного агрегату має недоліки:

1) фактичні умови та стан під'їзду до свердловини під час весняного та осіннього бездоріжжя в Полтавській області;

2) відсутність можливості вимірювати та дозувати подачу інгібітора дрібними порціями;

3) циркуляційні системи пересувних агрегатів, які не призначені для закачування об'ємів, що вимірюються в літрах та достатніх для обробки потоку, що призводить до необґрунтованої витрати реагентів.

Складність використання інгібіторних установок монжусного типу УІ-1 пов'язана з необхідністю частого періодичного обслуговування та заправки монжусів, стравлюванням та втратами природного газу, а також трудовитратами оперативного персоналу. Всі ці складності залежать від кратності заправок, робочого об'єму монжусів і необхідної витрати інгібітора для попередження гідратоутворення.

Існує ще один фактор, який знижує технологічну ефективність використання монжусних інгібіторних установок на родовищах, що знаходяться на завершальній стадії розробки – це складність налаштування витрати крапельного введення регулювальними вентилями. Найчастіше в умовах

обмеженого часу та необхідності обслуговування великого та розподіленого за площею родовища фонду установок, з урахуванням надійності та працездатності регулювальних пристроїв та стану під'їзних шляхів налаштування роботи установки закінчується стравлюванням об'єму інгібітора з монжусу в затрубний простір, після чого персонал переміщується до наступної свердловини. Раціональним рішенням у таких умовах може бути встановлення пристрою, що дозує подачу інгібітора і безпосередньо зав'язаного між свердловиною та ємністю з інгібітором.

Розглянемо застосування обладнання для дозованої подачі хімічного реагенту (ОПР), призначене для регульованої подачі метанолу в зону перфорації або затрубний простір газових та газоконденсатних свердловин, трубопровід промислової системи транспорту та підготовки газу (рисунок 2.3). Таке обладнання дозволяє знизити споживання метанолу до 6,5 тис. л/рік, при заводських налаштуваннях порогу спрацьовування клапана 25-30 кгс/см3 – до 2,5 л/год. ОПР може експлуатуватися за температури повітря від мінус 60 °С до плюс 40 °С. ОПР з блоком подачі метанолу (БПМ) включає наземне і свердловинне обладнання. Встановлення та монтаж блоків подачі повинно проводитись на підготовлений майданчик чи палі. Прокладка наземного трубопроводу від блоку до гирла свердловини здійснюється повітрям на стійках. Спуск свердловинного трубопроводу здійснюється за допомогою автонамотувача та підвісного ролика, встановленого на ремонтному агрегаті.

У блоці зі знімним дахом розміщено ємність для зберігання метанолу під азотною подушкою тиском 1,5-2,0 кПа, дозувальні насоси та допоміжне обладнання. Пульт оператора винесений із блоку в окремий герметичний апаратний відсік. У ньому розташовується шафа КВП, можуть розташовуватися балони для зберігання азоту і редуктори для зниження високого тиску системи «азотного дихання». Додатково у блоці встановлено регулятор тиску газу для зниження тиску газу до робочого значення.

Переваги. Допоміжне обладнання складається з аварійної вентиляції, яка спрацьовує при підвищенні концентрації парів метанолу вище гранично допустимої концентрації, системи автоматичного контролю парів метанолу, системи відключення аварійної вентиляції та всього електрообладнання у разі пожежі, системи звукового та світлового оповіщення. Місткість блоку обладнана лінією деаерації з дихальним клапаном. Заповнення ємності може здійснюватися від метанолопроводу, розташованого на родовищі, або транспортної ємності через трубопровід. Сигнал про наповнення ємності надходить від сигналізатора рівня. Рівномір служить для визначення точної витрати насосів-дозаторів. Манометри можуть бути розташовані як в насосному відсіку, так і на пульті оператора.

Технічні характеристики:

- кількість дозаторів – 2 од.;
- тиск на виході насоса – 6,3-40 МПа;
- обсяг технологічної ємності – 1-6 м^3;
- споживана потужність – трохи більше 15 кВт (надалі може бути вирішальним критерієм під час виборів способу обробки).

Пристрій введення з умовним проходом D_y 6 мм монтується на гирлову арматуру та виконує функцію подачі метанолу в затрубний простір або з'єднання наземного та свердловинного трубопроводів, забезпечуючи прохід лінії подачі реагенту через гирлову арматуру. Елементи свердловинного трубопроводу (рисунок 2.5) з умовним проходом D_y 4 та D_y 6 призначені для подачі метанолу в

• обігрів окремих вузлів та ділянок;

• введення в потік газу антигідратних інгібіторів (метанолу, розчину хлористого кальцію, діетиленгліколю та ін.);

• усунення різких перепадів тиску, що викликають рух температури газу, що веде до конденсації пароподібної вологи та утворення гідратів;

• систематичне видалення рідини, що накопичується в знижених місцях системи збору та внутрішньопромислового транспортування газу, за допомогою конденсатозбірників або дренажних патрубків;

• регулярне продування газопроводів від окалини, бруду тощо, у місцях скупчення яких утворюються кристали гідратів.

Розглянемо деякі способи запобігання утворенню гідратів та льоду. Одним із найголовніших способів є введення метанолу в газовий потік. Якщо безгідратний режим неможливо забезпечити, особливо при розміщенні свердловини в зоні вічної мерзлоти, то утворення гідратів можна попередити застосуванням інгібіторів гідратоутворення. Розглянемо графік, наведений рисунку 2.8. З цього графіка видно, що інгібітор гідратоутворення знижує температуру гідратоутворення. Основні інгібітори, що застосовуються в газовій промисловості, – метиловий спирт CH_3OH (метанол), хлористий кальцій, гліколі (етиленгліколь, ді- та триетиленгліколь).

Метанол разом із парами води, що насичує газ, утворює спиртоводні розчини, температура замерзання яких значно нижча від нуля. Оскільки кількість водяної пари, що міститься в газі, при цьому зменшується, точка роси знижується і, отже, небезпека випадання гідратів стає значно меншою. Однак слід враховувати, що метанол розчиняється у воді. Якщо в газопроводі є вода, метанол розчиняється в ній цілком і стає менш ефективним. Застосування метанолу для ліквідації та попередження утворення гідратів має низку істотних недоліків:

• метанол - сильна отрута, що викликає забруднення навколишнього середовища і отруєння не тільки при потраплянні всередину організму, але і при вдиханні його пар;

• у робочий бачок цей агент закачується ручним насосом, на що оператор витрачає багато часу;

• застосування метанолу пов'язане із подорожчанням собівартості газу.

В даний час споживання метанолу в газовій промисловості України досягло 300 тис. тонн на рік, а за прогнозами до 2030 обсяг споживання метанолу складе 600 тис. тонн. Тому ведуться дослідження з розробки сучасних методів боротьби з гідратоутворенням, спрямовані на зниження кількості застосовуваного метанолу. Для цього розроблений спосіб, в якому метанол або інший інгібітор вводять у газопровід краплями за допомогою регулювального вентиля з високого тиску бачка, розташованого над газопроводом. Тиск газу в бачку над метанолом і в газопроводі створюється однаковим засобом трубки.

Підігрівати газ можна шляхом теплообміну з гарячою водою, парою чи вихлопними газами. Вогневий підігрів небезпечний у пожежному відношенні. Саме тому у такий спосіб користуються рідко, а підігрівають газ гарячою водою або парою в теплообмінниках різної конструкції. Пересувні парогенераторні установки та парові котельні загального призначення призначені для обробки привибійної зони свердловин парою або гарячою водою, а також для підігріву трубопроводів та іншого нафтогазопромислового обладнання. Промислова

Кристаллогідрати утворюються при термобаричних умовах при настанні рівноважного стану суміші компонентів природного газу та води $CH4 + 6H2O \rightarrow CH4 \rightarrow 6H2O$, коли при підйомі потоку флюїдів стовбуром свердловини статичний тиск знижується, а температура і збільшується. Утворенню сприяє обводненість продукції свердловини. Кристаллогідрати осідають на стінках колони ліфтових труб і в затрубному просторі. Як показує практика, максимально ймовірне утворення гідратів у свердловині відбувається у просторі НКТ в інтервалі від 0 до 900 м. Одним із ефективних способів розтеплення гідратів є подача в НКТ розчину солі за допомогою гнучких труб. Температура агента має бути в діапазоні 70-80 °С. У разі необхідності видалення гідратної пробки в затрубному просторі необхідний спуск гнучких труб кільцевим простором, для чого гирло свердловини необхідно обв'язувати ексцентричною планшайбою з герметизатором.

Розглянемо найскладніший варіант. Для приготування розчину на гирлі свердловини в технологічну схему обв'язується колтюбінгова установка, пристрій для дозування, ємність із запасом технічної води, обладнана теплообмінником, пересувна парогенераторна установка та ємності з реагентами. Тут треба враховувати, що утворення гідратних пробок може спровокувати утворення піщаних та крижаних пробок, і навпаки. Послідовність виконуваних дій та перемикань залишається такою самою, як описано в пункті 2.1.

Слід зазначити, що темпи робіт з розтеплення гідратних відкладень і швидкість спуску гнучких труб послідовно знижуються. Витрати часу збільшуються під час підігріву рідини-агента. Агент після контакту та теплопередачі знижує внутрішню енергію та піднімається вгору по малому затрубному простору. Температура контролюється на подачі та виході. Слід не допускати значного зниження температури на виході розчину. Не виключено нове утворення відкладення у колоні НКТ із прихватом гнучких труб після втрати циркуляції. Коли колона гнучких труб спускається до рівня утворення

гідратів, в цьому випадку проводять інтенсивну циркуляцію агентом в просторі ліфтових труб для попереджувального видалення не тільки кристаллогидратов, що вже утворилися, але і тільки початківців освіту в просторі між трубами.

Одними із складних робіт стали заходи щодо розтеплення свердловин, що експлуатуються з пакером на затрубному просторі та з гідратною пробкою між НКТ та експлуатаційною колоною. Цей процес тривалий і трудомісткий, він передбачає спуск гнучких труб у затрубний простір та прокачування нагрітого розтеплювача. Тут можна розглянути досвід аналогічних заходів АТ «УкрГазВидобування». Підприємство у виробничому обсязі проводило аналогічні роботи на нафтових свердловинах із штанговими насосами. Ключовим технічним фактором для застосування колони гнучких труб в такому випадку є обладнання фонтанної арматури ексцентричною планшайбою з виконаним отвором штатним різьбовим, в яке встановлюють герметизатор полегшеної конструкції. Роботу ускладнює схема видалення рідини, що містить газ та воду розтепленого гідрату. Потім виникає необхідність прогріву колони ліфтових труб, попереджаючи початок утворення гідратів у ній.

Спускопідйомні операції гнучких труб у заколонному просторі ускладнюють роботи та збільшують час їх проведення. Існує ризик захвату гнучких труб, т.к. колона НКТ немає центраторів і визначити форму осі НКТ неможливо. При розтепленні кристалогідратів відбувається лінійна зміна розмірів ліфтових труб. Верхній кінець НКТ закріплений до фонтанної арматури свердловини, нижній кінець схоплений гідратним відкладенням. Лінійне розширення НКТ призводить до появи викривлень. Розміри колонного простору втрачають осьову симетрію. Імовірність прихвату гнучких труб значно зростає. Виникають правомірні сумніви в ефективності запропонованих робіт, але тут треба врахувати, що ймовірність затискання при спуску гнучких труб, що виникає, може бути скомпенсована професіоналізмом персоналу, що працює на установці.

Видалення гідрату можна прискорити, включивши у схему пристрій, що дозує подачу реагенту для інтенсифікації промивань. Промивання набуває зворотного характеру, залишки гідрату вимиваються за рахунок потоку по ліфтовій насосній трубі. На рисунку 2.10 наведено схему агрегату-підйомника колони гнучких труб, який використовується в АТ «Полтавська Бурова Компанія».

На рисунку показано, що герметизатор гирла 14 забезпечений криволінійним порожнистим елементом 16 (зігнутою трубою), встановленим нижче за нього. У низу криволінійного елемента 16 розміщений додатковий ущільнювальний вузол 21, встановленої на гирлі свердловини 2 внутрішня скрива 21, встановленої на гирлі свердловини 1 лубрикатором 15, що забезпечує подачу змащувальної рідини. У робочому положенні ежектор 8 спирається на гирлі свердловини 22 Для нагнітання технологічної рідини в колону гнучких труб в процесі проведення операцій підземного ремонту агрегат обладнаний насосами. При спуску гнучка труба 5, що виходить з ежектора 8, через герметизатор 14 направляється у вигнуту трубу 16, додатковий ущільнювальний вузол 19 і потрапляє в порожнину свердловини 21.

а й внесення змін до паспорта обв'язки гирла, проведення непланової експертизи промислової безпеки, а в перспективі зміна проекту облаштування.

Для термодинамічної і хімічної дисоціації [43-45] гідратних пробок пропонується використання спрощеного герметизатора гнучких труб із заміною на буферну засувку і спуск гнучких труб в ліфтову колону з одночасною подачею технологічної рідини, а також обв'язування агрегату з ППУ і розроблюваним дозуючим приладдям, що подає необхідний реагент (Рисунок 2.11).

Окремо слід зупинитися на схемах приготування нагрітого розчину для промивання. Тут найбільш поширена для газових свердловин прокачування порожнини НКТ або розігрів затрубного простору сольовим розчином кальцію хлориду з температурою 70-80 °С.

Для газоконденсатних родовищ під час промивання з'ясувалися ускладнюючі умови. В результаті потрапляння рідких вуглеводнів у розчин утворилася суспензія зі зниженими реологічними властивостями, яка знизила циркуляцію у стовбурі та призвела до втрати фільтраційно-ємнісних властивостей вибою. Виникнення подібних сценаріїв наголошує на необхідності включення у схему промивання пристроїв, що дозують реагенти та запобігають виникненню подібних та інших ускладнень (що полегшують сольовий розчин за допомогою ПАР, підвищують ефективність за допомогою одноатомних спиртів тощо).

2.3. Механізми корозійного зносу та технічні рішення для його зниження

Основні середовища та природа прояву корозії

Численними роботами [46-57] показано, що одним з основних ускладнень, що сприяє руйнуванню технологічного режиму експлуатації свердловин, є корозійна активність газу та пластової води – CO2, H2S та органічні кислоти викликають корозію металу, що становить конструкцію свердловини та обладнання. Основними факторами самої корозії є керовані фактори: температура, тиск газу, швидкість потоку і матеріал елементів конструкції, що застосовуються. Некерованими факторами є мінералізація середовища та концентрація корозійного елемента.

Вуглекислотна корозія. При виникненні вуглекислотної корозії необхідно розглянути зв'язки між інтенсивністю та ймовірними місцями корозійного ураження залежно від агресивності середовища, швидкості потоку, тиску та температури. На завершальному етапі експлуатації родовищ внаслідок виснаження покладу відбувається зниження парціального тиску вуглекислоти, і обсяг води, що видобувається, збільшується. Аналіз корозійних руйнувань дозволяє зробити висновок про те, що найбільш інтенсивне руйнування відбувається у місцях зміни режиму та напряму потоку. Такими місцями є торці та різьблення фонтанних труб, трійники, котушки обв'язки гирла. З урахуванням збільшення швидкості потоку від вибою до гирла свердловини, облаштованої одноступеневою фонтанною колоною, інтенсивність корозії верхніх частин НКТ і фонтанної арматури більш висока. Зниження парціального тиску та зростання обводнення, а також мінералізація води знижують інтенсивність корозії, проте наявність газового конденсату у складі газу та присутність пластової води посилює корозію, що показує аналіз роботи свердловин Чутівського, Машівського та інших родовищ.

На питання про джерела потрапляння в природний газ вуглекислого газу немає остаточної відповіді. Вважається, що в тих невеликих кількостях, в яких він міститься в природному газі, навіть у присутності сірководню, суттєвого агресивного впливу на метал він не має. Однак в теперішній час у ряді родовищ виникають умови, в яких роль вуглекислого газу як агресивного агента різко зростає.

Як відомо, природний газ більшості родовищ Полтавської області складається із суміші граничних вуглеводнів: метану, етану, пропану, бутану, $C_{5+вищі}$, азоту, гелію, кисню та двоокису вуглецю. Загалом слід наголосити, що самі вуглеводневі компоненти природного газу руйнівного (корозійного) впливу на металеві стінки труб, колон, ємностей та апаратів не надають.

Таким чином, природні гази стають агресивними лише за наявності у них домішок сірководню, вуглекислого газу та кисню, а також парів води.

Природні гази часто мають велику точку роси по волозі, з якої вони виходять із газоносних чи газоконденсатних пластів. Тому при невеликому зниженні температури волога шаром (20-30 молекул) випаде з потоку на стінки НКТ та запірної арматури. За даними роботи [47] цього достатньо для початку розвитку корозії. Волога в потоці знаходиться в газоподібному та крапельному вигляді. Зважені в потоці крапельки води мають мінеральний склад і з'являються у процесі відокремлення газу від газового конденсату або при виході нафти та газу у внутрішній простір експлуатаційної колони та НКТ. Відбуваються коагуляція та седиментація у мінералізовані вологі шари. Корозія у місцях їх утворення набуває більш інтенсивного характеру. Можна зробити висновок, що гази, що містять агресивні агенти (H2S, CO2), викличуть сильну корозію, якщо на поверхні виникає тонкий шар вологи.

Досвід експлуатації трубопроводів та арматури, які постійно контактують з корозійно-агресивними природними газами, свідчить про те, що конденсація вологи, що випадає з газу, сприяє сильній корозійній агресії. Таким чином, характер появи та розвитку корозії у свердловині та гирловій обв'язці пов'язаний

з появою та розвитком суміжних ускладнень на завершальній стадії експлуатації. Корозією уражаються місця, де накопичується конденсат, що виділяється з потоку газу, і утворюються, а потім руйнуються кристалогідрати.

Проведеними спостереженнями встановлено, що газ, що транспортується по НКТ, знижує свою температуру від вибою до гирла, тому з більшою ймовірністю сірководневі корозійні руйнування можна прогнозувати:

• на верхніх ділянках НКТ;

• у місцях утворення глинопіщаних проникних пробок, що створюють звуження потоку;

• на контакті НКТ та планшайби фонтанної арматури.

У цих місцях прогнозуються руйнування стін труб. Таким чином, всередині металевої труби, якою транспортують гази, що містять корозійний елемент, мають місце різні види корозії, що відбувається як в плівці рідини різної товщини, так і в умовах рідини, що безперервно конденсується з газу. Ця рідина, стікаючи по стінках НКТ, концентрується на муфтових з'єднаннях, у занижених місцях та внутрішніх порожнинах фонтанної арматури і викликає корозію металу вже в об'ємі електроліту.

Відібраний із газопроводів рідкий конденсат складається з двох фаз – водної та вуглеводневої. Водна частина конденсату містить певну кількість солей, які потрапляють у газ у вигляді зважених у ньому крапельок. Потім, осаджуючи разом з рідиною, що конденсується з газу, збільшують мінералізацію водної фази конденсату.

Поява сірководню в природному газі пов'язана із зараженням продуктивних пластів сульфатвідновлюючими бактеріями, створенням сприятливих умов для їх активної діяльності в процесі закачування підтоварної води або потраплянням у привибійну зону пласта разом з буровими та промивними рідинами при будівництві та проведенні робіт з будівництва. Пошук причин сірководневого зараження викликає гарячі суперечки, особливо на завершальній стадії експлуатації родовища, так як може сприяти визначенню

способів боротьби з ускладненням, що ґрунтуються на роботі з різними факторами.

У водній частині виявляється помітна кількість іонів сульфату та двовалентного заліза, яке нееквівалентне вмісту їх у пластових водах. Поява іонів сульфату пов'язана з окислювальними процесами переходу сульфіду в сульфати під дією кисню повітря, що знаходиться в газі. Накопичення іонів двовалентного заліза у водній фазі обумовлене низьким pH та відновними властивостями сірководневмісного середовища. Вуглеводневе середовище являє собою суміш легких вуглеводнів щільністю 0,6-0,7 г/см^3, що визначається пропан-бутановими фракціями, які входять до її складу.

Самі собою вуглеводні корозійного впливу на метал не мають. Спостереження за експлуатацією газозбірних систем показали [46], що двофазний конденсат агресивніший, ніж кожна фаза окремо. Це особливостями протікання корозійного процесу металу межі розділу двох фаз, що не змішуються, тобто. пов'язане з явищем часткового та місцевого змочування у присутності агресивного H_2S.

Сірководнева корозія металу розвивається у тонких шарах електроліту [46]. Відбувається змочування металу за механізмом інверсії. Формується водна плівка між шарами металу та вуглецю. У цьому середовищі розчинність сірководню вища, ніж просто у воді, що дозволяє корозійному елементу насичувати тонкий шар у металевій поверхні і тим самим прискорювати її корозію.

На металеву поверхню з швидкістю випадає продукт корозії – сульфід заліза, pH середовища змінюється. Разом Fe та FeS утворюють гальванічний елемент, Fe швидко кородує у ролі анода. Тому при протіканні газів, насичених сірководнем, ключову роль відіграє осад FeS, який разом із вуглеводневим газоконденсатом створює розчин електроліту. В результаті виникає корозія всередині НКТ та в різних порожнинах арматури та гирлової обв'язки. Може відбуватися сульфідне корозійне розтріскування, яке є наслідком

наводорожування та зниження пластичних властивостей металу в процесі загальної електрохімічної корозії в присутності сірководню.

Явище пов'язане з проникненням водню в метал і зміною його фізико-механічних властивостей, причому осад сульфіду заліза сприяє інтенсивнішому проникненню водню в метал, ніж сам сірководень.

В результаті сукупної дії локальної корозії металу в присутності сірководню поворотні елементи фонтанної арматури та обв'язки гирла можуть передчасно вийти з ладу внаслідок наскрізного пошкодження, в той час як труба або арматура серйозної корозії в цілому не піддавалися. Термін служби НКТ у місці інтенсивного випадання конденсату знижується помітно. У зоні різьбових з'єднань руйнування стін труб йде в 2-3 рази швидше. Прикладом того, що конденсат корозійно-агресивніший, ніж газ, є руйнування внутрішньої стінки труби в місці, де на поверхню труби одночасно діють газ і рідина. При огляді муфтових з'єднань труб можна бачити, що різьблення або внутрішня стінка верхньої труби порівняно мало пошкоджена, а нижня частина різьблення, що контактує з рідким конденсатом, зруйнована практично до отвору наскрізного або каверни.

При русі газорідинного потоку всередині газопроводу корозійна дія трьох фаз (газової, водної та вуглеводневої частини) має більш складний характер, оскільки всі 3 фази можуть перебувати у складній взаємодії як зі стінкою труби, так і одна з одною. Переміщувана трубою газорідинна суміш може розподілитися у вигляді концентричних кілець, коли до металу прилягає вода, поверх неї ковзає вуглеводень, а всередині цього рідкого кільця рухається газ. При певних співвідношеннях цих фаз і деяких швидкостях потоку газу всередині НКТ може утворитися газорідинна піна, корозійна агресивність якої значно вище газу, що транспортується по трубі.

Дослідження, проведені в нашій країні та за кордоном у галузі корозії обладнання та комунікацій в умовах транспорту сірководневмісних природних та нафтових газів, показали, що крім зазначених факторів інтенсифікації корозії,

серйозний вплив на швидкість руйнування внутрішньої поверхні газопроводів надають концентрація та парціальний тиск сірководню а також швидкість руху газу.

Концентрація сірководню 0,005 г/м^3 є нижньою межею, в якій швидкість корозії незначна. Однак відомо, що загальна корозія – не найнебезпечніший наслідок впливу сірководню на метал. При транспортуванні газу з мінімальним вмістом сірководню цей агресивний агент може поступово акумулюватися у водній та вуглеводневій фазі, викликаючи утворення сульфіду заліза. А цей осад сприяє утворенню макропари "залізо - сульфід", в якій перше є анодом і швидко руйнується. На осаді сульфіду заліза створюються умови проникнення водню в метал. Це веде до найбільш небезпечного виду сірководневої корозії – сульфідного розшарування та розтріскування металів.

Мабуть, навіть сліди сірководню в газі в умовах випадання з нього рідини є небезпечними і призводять до руйнування труб, арматури та будь-якого обладнання, розташованого вздовж лінії струму.

Визначальним фактором корозії металів у присутності сірководню є його парціальний тиск у газі. Так, при тиску 6,5 МПа та вмісту сірководню в газі 0,1 г/м^3 швидкість корозії (або ступінь корозійних пошкоджень) металу буде такою самою, як у газі, що містить 6,5 г/м^3 сірководню, але який знаходиться при нормальному тиску.

Відомо, що із зростанням тиску вологого нафтового газу швидкість корозії збільшується пропорційно до вмісту в газі сірководню. Пояснюється це тим, що з підвищенням тиску газу збільшується розчинність його агресивних компонентів в обсязі або тонких шарах рідини, що випала всередині газопроводу. Зростання концентрації агресивних агентів у водній фазі підвищує швидкість дифузійних процесів, що сприяє збільшенню швидкості корозії. Зі зростанням тиску також підвищується швидкість проникнення водню в метал, в результаті чого він піддається розшаруванню або розтріскуванню при меншому вмісті сірководню.

Хоча швидкість сірководневої корозії металу залежить від напруги, під якою він знаходиться, найбільш небезпечні напруги та навантаження конструкційних матеріалів в умовах сульфідного наводорожчання, що виникають у трубах і апаратах при контакті їх з сірководневмісним газом.

Вплив температури на корозію металів в агресивних середовищах загальновідомий. З її зростанням швидкість корозії збільшується, і з зниженням, що найімовірніше по фонду свердловин родовищ на завершальній стадії експлуатації, зменшується. Однак за наявності в газі вологи і у зв'язку з характерним зменшенням температури газу, що транспортується, зазначена закономірність помітно трансформується. Так, при зниженні температури природного газу під час руху від вибою до гирла його агресивність дещо зменшуватиметься. Але з нього при цьому випадає вода, яка, накопичуючись усередині труб та апаратів, спричиняє руйнування металу. Загальний руйнівний вплив корозії на стінки труб буде збільшуватися, як і навантаження в перерізі НКТ від власної ваги.

Таким чином, можна оцінити вплив швидкості руху газу, що транспортується, на корозію металу. З одного боку, зі зростанням швидкості руху газу відбувається суто механічне перенесення лінії струму рідкої фази, газорідинної піни, продуктів корозії та інших твердих і рідких складових газового потоку. Це розширює область контакту агресивного середовища зі стінками труб та апаратів та сприяє руйнуванню металів. З іншого боку, з підвищенням швидкості руху газу настає такий стан потоку, коли відбувається розрив рідких плівок та видалення їх зі стінок труб та внутрішніх поверхонь арматури. Крапельки рідини концентруються у центральній частині (ядрі) газового потоку і не контактують зі стінками труб. При цьому швидкість корозії металу помітно знижується, оскільки поверхня труби контактує з газом, що транспортується, який, як відомо, не дуже агресивний по відношенню до чорних металів.

Зі зростанням швидкості руху газу [46] може настати новий якісний стан,

коли зважені в потоці газу тверді і рідкі частинки, стикаючись з поверхнею металу, можуть викликати його абразивний знос. При цьому на поверхню металу, що постійно оновлюється, впливає вологий агресивний газ, який посилює абразивну дію твердих і рідких частинок. Швидкість руйнування металу різко зростає.

Знання впливу всіх цих факторів дозволить прогнозувати характер і розподіл корозійних руйнувань на об'ємах свердловинного та гирлового обладнання та намітити ефективні заходи щодо захисту його від корозії.

На деяких родовищах через присутність у газі сірководню та вуглекислого газу можлива інтенсивна корозія обладнання. Корозія залежить від концентрації агресивних компонентів у газі, тиску та температури середовища, швидкості потоку, мінералізації води, застосовуваного матеріалу обладнання. При заданому обладнанні стовбура свердловини найнебезпечнішою ділянкою, на якій можлива корозія, є гирло. На практиці в таких умовах застосовують обладнання в антикорозійному виконанні або експлуатацію здійснюють з подачею антикорозійних інгібіторів. Значні ускладнення викликає надходження води у свердловину [41].

Порівняльний аналіз існуючих методів введення інгібіторів та їх недоліки

Одним із найбільш практичних та результативних методів боротьби з сіроводневою корозією газопроводів є застосування інгібіторів. Найчастіше використовують азотовмісні органічні сполуки, що утворюють в розчинах електролітів колоїдно-міцелярні асоціації і виявляють на межах розділу фаз молекулярно-поверхневі властивості, завдяки яким на поверхні металу, що корродує, формуються структурно-упорядковані захисні шари молекул інгібітора, здатні тривало екранувати метал від впливу агресивного середовища [48-50]

Специфіка експлуатації труб, арматури та обладнання, що транспортують непідготовлений сірководневмісний природний газ, обумовлює особливі вимоги до технології інгібування.

Інгібітор, що використовується для захисту трубопроводів при зборі вологого сірководневмісного природного газу, повинен задовольняти наступним вимогам:

• володіти підвищеною розчинністю та диспергуванням у прісній воді та в розсолах;

• незначно поглинатися вуглеводневою фазою;

• не утворювати емульсій у конденсаті та у воді;

• ефективно видаляти опади сульфіду заліза та запобігати їх утворенню;

• мати захисний ефект не нижче 90%.

Організація протикорозійного захисту включає добір ефективного інгібітора та способу його подачі. Навіть найретельніша лабораторна перевірка того чи іншого інгібітора з максимальною імітацією робочих середовищ не гарантує відтворення захисту в умовах діючого обладнання, якщо не було проаналізовано та враховано фактичні умови експлуатації родовищ. Тому питання інгібіторного захисту необхідно розглядати спільно з питаннями гідродинаміки руху двофазних газорідинних потоків по насосній трубі.

Є різні форми перебігу газорідинних середовищ по трубопроводу, що визначаються в основному розподілом фаз по перерізу труби. Відповідно до існуючої класифікації (за О. Бекером) розрізняють 7 модифікацій течії (рисунок 2.12).

виникнути стійкий рух рідини в дисперсному стані.

6. *Кільцева течія (плівкова, плівково-дисперсна)* (рисунок 2.12, е) – це перебіг основної маси вздовж стінок у вигляді рідинного кільця, всередині якого з високою швидкістю рухається газове ядро з суспензією крапель рідини. Крім того, рідка фаза присутня у вигляді крапель у газовому ядрі, а газова фаза – у вигляді бульбашок у кільцевому шарі. Такий режим течії зустрічається при високому вмісті газу та великих швидкостях потоку.

7. *Дисперсна течія* (рисунок 2.12, ж) – пов'язана з тим, що рідина рухається спільно з газом у високодисперсному стані, утворюючи аерозоль. Такий тип течії характерний для малих вмістів рідини в газі та досить високих швидкостей потоку газу.

Різкої межі переходу від одного режиму перебігу газу до іншого не спостерігається. Завжди є досить широкі перехідні області, що зумовлюють зміну структури руху газорідинного потоку.

Багато дослідників пропонують свою класифікацію режимів перебігу газорідинних середовищ та їх назв. Передбачено таку класифікацію режимів перебігу газорідинних середовищ:

- пухирцевий;
- снарядний;
- розшарований;
- дисперсно-кільцевий;
- емульсійний;
- перетворений дисперсно-кільцевий.

При розрахунку втрат тиску в газопроводі зазвичай використовують спрощену класифікацію структур течії відповідно до форми межі розділу «газ – рідина» та спектру пульсації тиску [51]:

- зона пробкової структури течії, що поєднує всі види потоків з чергуванням газової та рідинної фаз;
- зона розшарованої структури, що включає режими з гладкою та

хвильовою межею розділу;

• зона дисперсно-кільцевої течії.

До цієї класифікації потрібно додати зону аерозольного транспорту. Зважаючи на малий вміст рідини, у цьому випадку втрати тиску розраховують як для однофазного газопроводу, проте виникає завдання розрахунку осадження аерозольних частинок.

Гідродинамічні розрахунки повинні передувати вибору способу подачі інгібітора та самого інгібітора. Водночас, питання інгібіторного захисту необхідно брати до уваги проектувальникам при виборі діаметрів трубопроводів, швидкостей течії, перепадів тиску тощо.

Найбільш поширені розчинні в рідині інгібітори повинні забезпечувати захист від корозії у бульбашковому, пробковому або кільцевому режимі. Правильний вибір способу пригнічення дозволяє надійно інгібувати їх шляхом систематичного змащування інгібітором внутрішньої поверхні труб при проході пробок рідини, що містить інгібітор корозії [38]. Таким чином, за умови забезпечення надійного змочування внутрішніх стінок трубопроводу інгібітором, завдання захисту від корозії зводиться до створення необхідної концентрації інгібітора в потоці. Найбільш ефективна величина концентрації може визначитися лише за умов стендових випробувань (за умов промислу). Також велике значення має місце початку обробки потоку флюїду інгібітором.

Завдання ускладнюється при малому вмісті рідини та неможливості здійснення поршневого або кільцевого режимів течії. У цьому випадку одним із варіантів інгібіторного захисту є періодичне примусове змащування стінок трубопроводів інгібуючою рідиною [53,54]. Таким чином, завдання інгібіторного захисту внутрішньої поверхні труб та арматури зводиться до забезпечення наступних взаємопов'язаних умов:

• формування на стінках газопроводу і арматури плівки інгібітора, що захищаються, тобто адсорбція інгібітора на металі з утворенням адсорбційних та фазових шарів та впорядкованої структури захисної плівки інгібітора;

• безперервного або періодичного відновлення цієї захисної плівки шляхом безперервної подачі в газорідинний потік захисних доз інгібітора або одноразової подачі до газового потоку розчину інгібітора з підвищеною концентрацією;

• створення сприятливих технологічних (гідродинамічних) умов для збереження захисної плівки інгібітора на стінках труб шляхом запобігання утворенню в потоці рідкої фази, що змиває цю плівку, або шляхом створення таких гідродинамічних течій потоку газу, коли рідка фаза не стикається зі стінками труб.

Аналіз вітчизняної та зарубіжної літератури показав, що основними критеріями запровадження інгібітора в різних джерелах є:

• періодичне чи постійне розпилення їх у потоці газу [41-43];

• одноразові обробки внутрішньої поверхні газопроводів вуглеводневими розчинами інгібіторів підвищених концентрацій;

• поєднання методу безперервного або періодичного введення інгібітора в газовий потік з одноразовими відновлювальними обробками стінок труб підвищеними дозами інгібітора;

• інгібування стінок газопроводу пінними газорідинними структурами розчинів інгібітору;

Введення інгібітора в потік газу і рідини, що виділяється з нього, можливий як шляхом дозування інгібітора за допомогою установки монжусного типу, так і методом аерозольного розпилення розчину інгібітора у вуглеводневому розчиннику.

При використанні дозуючих пристроїв та установок монжусного типу можлива автоматизація процесу.

Зазначений метод має низку недоліків. Враховуючи, що на установках монжусного типу можливе отримання частинок інгібітора грубої дисперсності, тому для досягнення ефективного інгібування всього газопроводу необхідно використовувати декілька установок цього типу, що значно збільшує витрати на

захист. В даний час застосовують установки наступного типу: УІ-1, УАПІ-320 та ін. Слід зазначити також порівняно велику витрату інгібітора, пов'язану з видаленням накопиченого рідкого конденсату на вибої свердловини при продуванні.

Перспективним, але поки що не знайшовшого широкого застосування у практиці інгібіторного захисту є пінний спосіб інгібування. Він полягає у створенні композицій з інгібіторів, піноутворюючих і піностабілізуючих речовин і подачі їх на поверхні, що корродують, за допомогою гнучкої труби. Щоправда, немає прикладів застосування пінних інгібіторів для захисту протяжних газопроводів від корозії. Очевидно, навіть дуже стабільні піни недостатньо довговічні для захисту таких трубопроводів.

В останні роки зростає інтерес до аерозольного способу інгібування трубопроводів. Метою введення високодиспергованої рідини (води, олії, нафтопродуктів, ПАР) у газопроводи є зволоження їхньої внутрішньої поверхні для зменшення витоків. При зволоженні запобігається висихання прокладок, сальників і т.д. При цьому аерозоль (олійний туман) транспортується на відстань 16-24 км (10-15 миль). Транспорт аерозолів на таку відстань становить практичний інтерес і для нафтогазової промисловості. Таким чином, очевидно, можна захищати газопроводи від корозії, якщо туманоутворюючим компонентом буде інгібітор корозії. Захисна дія аерозольного інгібітора полягає в його осадженні на стінках трубопроводу та створенні захисної плівки. Подачу інгібітора можна проводити безперервно чи періодично. Процес інгібування легко автоматизується, не потребує витрат ручної праці. Наявність крапельної рідини не є такою складною перешкодою, як при поршневому інгібуванні, однак слід стежити, щоб при розведенні інгібітора (що подається в газопровід) цією рідиною захисна концентрація отриманої суміші була б достатньою. Ці дослідження вимагають подальшого розвитку та експериментального коригування.

Ретроспектива антикорозійного захисту свердловин

Аналізуючи переваги та недоліки окремих способів введення інгібітора в потік газу (точніше, створення з їх допомогою захисної плівки на стінках труб), слід зазначити, що кожен спосіб має свої переваги і недолік, і не є універсальним. Тільки поєднання зазначених способів або їх застосування з урахуванням усіх технологічних і гідродинамічних умов експлуатації газопроводу і газорідинного потоку, що транспортується по ньому, може дати найбільший ефект.

Існує досвід безперервного пригнічення свердловин, що не мають пакера, через затрубний простір. Така система інгібування застосовувалася на початковій стадії експлуатації ряду газоконденсатних родовищ Полтавської області (Абазівське, Гадяцьке, Машівське). Фірма «Shell» у 1969 році розпочала розробку промислу високосірчистого газу Thomasville за 15 миль від Jackson Mississippi. Добувні свердловини не мали пакеру, і фахівцями фірми було розроблено ефективний захист від корозії шляхом безперервної подачі розчину інгібітора через затрубний простір.

Найбільш ефективним методом безперервної подачі інгібітору є подача інгібітора через спеціальну трубку, спущену до вибою. Так, свердловини фірми «BEB», що видобувають, родовища Sud-Oldenburg у Північній Німеччині забезпечені інжекційною лінією діаметром 5/8", спущеною через затрубний простір на забій. Інгібітор подається у вигляді розчину в спеціальній олії, яка одночасно є розчинником і запобігає відкладенню елементарної сірки в НКТ свердловини.

Періодичне введення антикорозійних реагентів з використанням комбінації інгібіторної установки та дозуючого пристрою в умовах максимально можливого зниження витрат на родовищах, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації, є економічно прийнятним прийомом.

Застосування дозуючого пристрою у схемі обробки внутрішньої поверхні НКТ свердловини, що експлуатується

Дані експлуатації цілого ряду газових і газоконденсатних родовищ Полтавської області (Абазівське, Ковердинське, Котелевське, Розпашнівське, Гадяцьке, Матвіївське, Руденківське), в газі яких присутні CO2, показали, що технологічне обладнання підготовки газу мали лише окремі осередки корозії корозійних ушкоджень, зумовлені недоліками конструкції. Найбільші корозійні ушкодження (аж до руйнування) мало підземне обладнання свердловин та у ряді випадків елементи фонтанної арматури.

Одним з методів попередження є періодична обробка поверхні, що корродує. Суть методу полягає у періодичному нанесенні захисної плівки на поверхню металу. Для таких обробок рекомендується використовувати спеціальні інгібітори, що мають високу стійкість плівки. Плівка, що утворюється ними, може більш тривалий час залишатися на поверхні металу і забезпечувати захист від корозії. Частота обробок залежить від швидкості потоку, агресивності флюїдів, що видобуваються і транспортуються, даних засобів корозійного контролю. Чим вище швидкість потоку, тим швидше видалятиметься нанесена плівка.

Складний механізм взаємодії корозійних компонентів дає встановити навіть емпіричну функціональну залежність між усіма чинниками. Це налаштовує на пошук експериментальних та промислових технічних рішень та роботи з антикорозійними реагентами. Пропонується універсальний метод періодичної обробки внутрішньої поверхні НКТ. За допомогою дозуючого пристрою періодично через гирло по спущеній гнучкій трубі на забій без зупинки свердловини закачується порція інгібітора, зазвичай у вигляді розчину у відповідному розчиннику. Дозатор налаштовується на такий час, щоб інгібітор (розчин) стік до вибою і через тангенціальні отвори потрапив у потік газу, що проходить. Нижній кінець гнучкої труби обладнується накінечником з

тангенціально виконаними отворами та інтерцепторами, які разом сприяють виведенню інгібітора в потік і не дають осідати йому на забій. Аерозоль, піднімаючись малим затрубним простором, сформує захисну плівку. Кількість необхідного інгібітора розраховується виходячи з витрати 40-60 літрів інгібітора на 1000 м^2 поверхні труб. Зазвичай готують робочий розчин із концентрацією 1-5 %.

Основний недолік стандартного завантаження в тому, що практично (без спеціального дослідження) неможливо визначити, чи поверхня НКТ покрита шаром інгібітора.

Свердловини обладнані пакерами часто обробляються методом трубного витіснення. Цей метод також називається миттєвим обтиском (kiss squeeze). НКТ свердловини заповнюється 2% розчином інгібітора в розчиннику. Свердловина перекривається на певний час від 2 до 15 години. Цей період забезпечує гарантію контакту металевої поверхні трубопроводу з інгібітором корозії.

Одним із недоліків даного методу є те, що нанесена плівка видаляється потоком (рідинами, що виносять із свердловини) і час її життя порівняно невеликий. Зазвичай рекомендують такі обробки проводити від 1 до 4 разів на місяць. Так, за даними лабораторних випробувань, ефективність плівки, нанесеної на поверхню НКТ газової свердловини, становила 60 діб. Через цей проміжок часу весь інгібітор, використаний для обробки, буде винесений зі свердловини.

2.4. Механізми скупчення рідини у свердловині та технології її видалення за допомогою колони гнучких труб

Використання ПАР як інструмент, що знижує кількість продувок свердловин від рідини та ймовірність ефекту самозадавлювання

Для стадії завершення розробки газових родовищ характерно динамічне

зниження пластового тиску. Зниження депресії на пласт та підтримка гирлових тисків зменшує дебіт свердловини, знижує швидкість потоку до критичного значення, що інтенсифікує поступальне накопичення пластової та конденсаційної води в ПЗП. Стовп рідини, що утворився в свердловині, призводить до самоглушіння [58-62].

Рідина в привибійній зоні свердловин призводить до порушення цілісності скелета пластів, відбувається винесення спочатку цементуючої складової, а потім частинок піску в свердловину. Відбувається інтенсивний абразивний знос колони насосних труб, але здебільшого внутрішньосвердловинного та гирлового обладнання. Зростає частота заміни штуцерів та технічного ремонту запірної арматури, з'являється втрата герметичності НКТ. Корки, що виникають, накопичуються і перекривають інтервал перфорації, тим самим зменшують прохідний переріз НКТ і ефективну потужність експлуатаційного об'єкта, що розкривається, що прискорює втрату видобутку свердловини [49].

Ліквідація гідратних та рідинних пробок проводиться за допомогою прямого та маловитратного способу – продування свердловини. У кращому випадку – це продування через газопровід, шлейф та екологічний сепаратор на УКПГ із втратою газу в гранично допустимих межах та нормативів технологічних втрат та зі збиранням пластової рідини у ємність підтоварної води. Однак часті продування свердловин, що змінюються із самозадавлюванням, створюють знакозмінне навантаження на привибійну зону пласта, погіршують її стан і посилюють інтенсивність руйнування [49].

Використання гнучких труб як ліфтових колон

Застосування гнучких труб як ліфтової колони – безумовно перспективний сценарій як для районів, які мають труднощі із забезпеченням і рухом бригад КРС та традиційних установок, так і для таких, котрим витрати з організації КРС однієї окремої свердловини на завершальному етапі експлуатації родовища

ставлять під сумнів рентабельність її роботи.

Наявність горизонтальних і похилих свердловин великої довжини ускладнює проведення операцій КРС традиційним способом, коли необхідно долати великі сили тертя при проштовхуванні колон в свердловину. Тому використання гнучких труб для відновлення функцій ліфта істотно спрощує завдання подальшої експлуатації.

Колона гнучких труб може бути спущена в свердловину не тільки для ліквідації ускладнень (промивання глинисто-піщаних пробок, ліквідація гідратів тощо), але й для ремонту та заміни функцій негерметичної ліфтової колони. Застосування колтюбінгових технологій скасовує необхідність підйому всієї колони сталевих ліфтових труб НКТ та забійного обладнання, спущеного при будівництві свердловини.

Фактор зменшення пластової енергії знижує ліфтові характеристики НКТ діаметрами 60,3 та 73,0 мм. Ефект від газових бульбашок, що виходять через розгазування, піднімається вгору пачки рідини нівелює відносно велика площа перерізу колони. При заміні діаметра ліфта до 33 та 38 мм ефект газового ліфта динамічно зростає і режим експлуатації свердловини стає фонтанним. Існує окрема практика переведення свердловин на режим фонтану, наприклад, на родовищі Прадхо-Бей. Спуск гнучкої труби із зовнішнім діаметром 50,8 мм до глибини від 1520 до 2290 м перевів свердловину в оптимальний режим газліфту.

Існують схеми спуску гнучкої труби без пакера та з пакером. Для роботи з пакером нижній кінець гнучкої труби обв'язується ніпелем для кріплення у відповідь вже встановленого в свердловині пакера або проводять спуск пакера на гнучкій трубі. Пакер кріпиться на гнучкій трубі за допомогою розривної муфти, що допускає роз'єднання без обертання ГТ. Використання гнучких труб дозволяє компонувати свердловину заглибними мультифазними насосами.

Встановлювати оптимальний режим роботи свердловини доводиться на перетині умов. Створювану депресію на пласт і динамічні навантаження, викликані рухом потоку флюїду, на привибійну зону пласта обмежують

штуцером на гирлі свердловини. Зниження витрат зменшує швидкість потоку в НКТ і стає причиною самоглушення.

Зменшення діаметра ліфтової колони для покращення виносу рідини з вибою свердловини на гирлі є ефективним технологічним рішенням. Однак найбільш ефективним рішенням стала б організація та застосування схеми автоматизованого моніторингу, управління режимом роботи свердловин, спрощеною та маловитратною для умов роботи свердловин на завершальній стадії розробки родовищ [64].

Вимоги до схем продування свердловин з використанням гнучких труб

Нижче наведено основні вимоги до функцій такої схеми.

Моніторинг – автоматизовані системи застосовуються для моніторингу процесу видобутку, дозволяючи отримувати в режимі реального часу значення таких параметрів роботи свердловин, як дебіт, тиск і температура, а також відображати стан та показники роботи свердловинного обладнання. Таким чином, дане обладнання служить не тільки для вимірювання параметрів роботи, але також є засобом виявлення та визначення характеру неполадок в експлуатації свердловини, а також системи промислових трубопроводів.

Управління – автоматизовані системи є важливим, скоріш навіть необхідним, засобом управління роботою газової свердловини, експлуатація якої ускладнена процесами самозадавлювання та інтенсивного піскопрояву. Управління необхідне під час використання таких систем механізованого видобутку, як плунжерний ліфт, насосне обладнання, газліфт, автоматичні системи подачі в свердловину поверхнево-активних речовин, метанолу тощо.

Оптимізація – завдання автоматизованих систем оптимізації режиму роботи газових свердловин полягає у забезпеченні максимальних відборів газу та найбільшої кінцевої газовіддачі свердловини при мінімізації капітальних та поточних витрат на впровадження, роботу та обслуговування даного обладнання.

Перші спроби створити автоматизовану систему процесів видобутку газу робилися ще у 50-х роках минулого сторіччя. Причому бурхливий розвиток цих систем відбувався в період з 1970 по 1990 рр., проте найбільш значних успіхів вдалося досягти лише в останні десятиліття.

В середині 1980-х років стався значний ривок у технології виробництва мікропроцесорів, що дозволило застосувати їхні можливості не тільки у персональних комп'ютерах, а й у автоматизованих системах на нафтогазових промислах. Так, наприклад, в системах видалення рідини за допомогою плунжерного ліфта, якщо спочатку автоматика дозволяла здійснювати тільки управління циклічності роботи плунжера, то в даний час вона є складною системою, що самоналаштовується в залежності від умов експлуатації і вимагає мінімальне втручання людини в управління роботою свердловини.

Таким чином, застосування автоматизованих систем моніторингу, управління та оптимізації режимів роботи газових свердловин дозволяє досягти:

- виключення тривалих простоїв свердловин внаслідок їх самовільних зупинок;
- скорочення обсягу досліджень з випуском газу в атмосферу;
- продовження міжремонтного періоду роботи проблемних свердловин;
- зменшення екологічного навантаження на атмосферу.

Важливо, що в першу чергу цими системами необхідно оснащувати свердловини, що самозадавлюються, і свердловини, що характеризуються значним виносом механічних домішок. При цьому в умовах слабозцементованого колектора багатьох газових родовищ Полтавської області, щоб уникнути аварійно-небезпечних ситуацій та передчасного виходу з ладу обладнання, ці системи можуть комплектуватися обладнанням для виявлення або уловлювання механічних домішок, що виносяться потоком газу.

Крім того, в умовах територіально розсереджених об'єктів автоматизації та відсутності кабельних ліній зв'язку та електрифікації, дані системи мають бути забезпечені автономним енергогенератором, а також пристроєм передачі даних

бездротовим каналом. Такими засобами можуть бути сонячні батареї та канали мобільного зв'язку GPS.

Першим завданням для автоматичної схеми є винесення рідини із вибою на гирлі свердловини. Відповідно до роботи [48], потоки газу після підйому до гирла свердловини з'єднуються і надходять до одного газозбірного колектора. Пропонується зробити напрямок рідини на існуючу штатну продувну лінію свердловини або в кондесатопровід на УКПГіК.

Перспективною в цьому плані є технологія концентричних ліфтових колон (КЛК), які розміщуються одна в іншій концентричним чином. Гідродинамічний вхід кожної колони на вибої свердловини може регулюватися висотою з урахуванням режимного динамічного рівня рідини в свердловині; колони з'єднуються між собою на вибої. За такої схеми пластовий флюїд вже на вибої ділиться на два потоки за фазовим станом. Рідина піднімається центральною ліфтовою колоною, газ – міжтрубним кільцевим простором.

У існуючих умовах розробки родовищ на завершальній стадії експлуатації основною вимогою до подібних технологічних рішень є маловитратність як у вартості обладнання, так і в обслуговуванні схем, а також антивандальне виконання (використання корпусу типової запірно-регулюючої арматури, маскуючої обладнання та знижувальної ризиків, пов'язаних з крадіжкою обладнання, нанесенням матеріальних збитків та втратою управління свердловиною).

Висновки до розділу 2

1. Проведено аналіз основних фізико-хімічних механізмів ускладнень видобутку та факторів, що викликають їх утворення, на завершальній стадії розробки родовищ.

2. Показані основні осередки утворення піщаних та глинистих пробок, кристалогідратів, корозійних ускладнень; визначено природу формування

осередку ускладнень.

3. Складний механізм взаємодії ускладнень не дає встановити навіть емпіричну функціональну залежність між усіма чинниками. Це робить необхідним пошук експериментальних та промислових технологічних рішень, визначення економічних схем та технічних пристроїв для їх реалізації.

4. Технологічні рішення повинні супроводжувати процес експлуатації на завершальній стадії, а також процес підтримки проектних дебітів свердловин у частині капітальних ремонтів та реконструкції стволів.

5. Запропоновано технологічні методи та перспективи застосування колтюбінгових технологій з використанням дозованої подачі реагентів при відновленні прохідних характеристик ліфтових колон, бурінні других стволів, попередженні та ліквідації гідратних пробок та корозійних пошкоджень, видаленні рідини із привибійної зони пласта.

6. Визначено необхідність розробки технічного пристрою для дозованої подачі реагенту при експлуатації свердловин та проведення ремонтних робіт у газових свердловинах з використанням колони гнучких труб.

7. Окремим важливим чинником (каталізатором всіх ускладнень) визначено воду, що накопичується в ПЗП. Необхідна розробка схем її видалення за інтенсивної динаміки зниження пластового тиску.

РОЗДІЛ 3. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА ЧУТІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА.

3.1 Загальні відомості про родовище

Чутівське газоконденсатне родовище розташоване на території Чутівського району Полтавської області (рисунок 31). На відстані 5 км, на північний схід від родовища, розташоване с.м.т Чутово, а навколо села: Войнівка, Федорівна, Охоче та інші. Сполучення між населеними пунктами грунтовими дорогами, а родовища з с.м.т. Чутово - дорогою з асфальтовим покриттям. Через північно-східну частину родовища проходить автомагістраль Харків-Київ. Газопровід Шебелинка-Київ проходить північніше Чутівського ГКР.

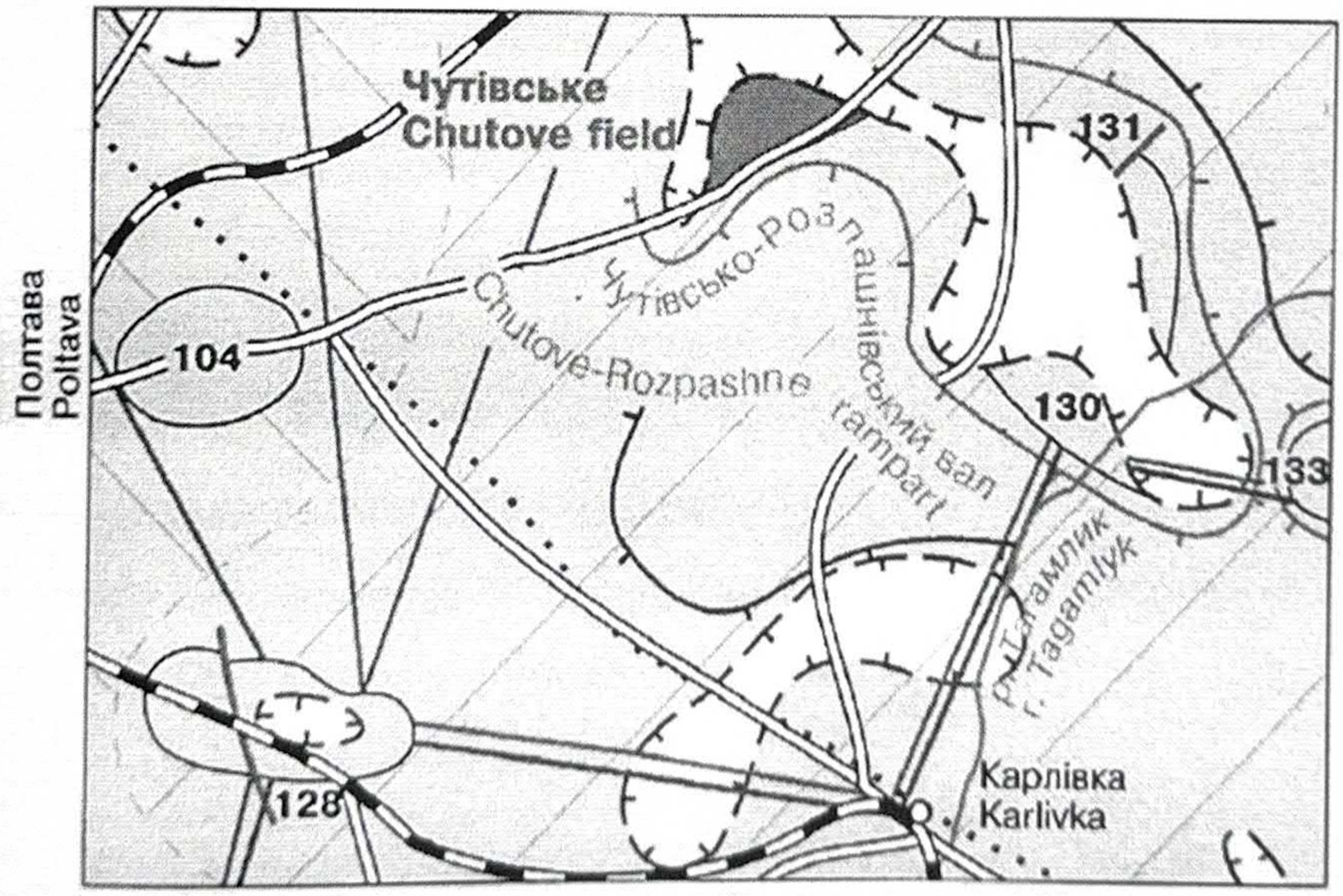


Рисунок 3.1 – Чутівське ГКР

Чутівське ГКР розташоване на хвилястій рівнині, яка являє собою еродо-ване плато ускладнене долиною р. Коломак, яка належить до басейну

р.Ворскла. Долина р.Коломак заболочена і затоплюється навесні. Максимальні відмітки поверхні землі на площі родовища досягають 156 м, мінімальні - 102м над рівнем моря. Ландшафт місцевості степний

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура +7.2°С, середньорічна кількість опадів 469 мм. Самий холодний місяць - січень з температурою -7 °С, самий теплий - липень з температурою +20-25 °С. Глибина промерзання фунту 70-142 см. Переважний напрямок вітрів - східний, північно-східний.

В економічному відношенні район являється сільсько-господарським.

Стратиграфія

В геологічній будові Чутівського ГКР приймають осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської груп.

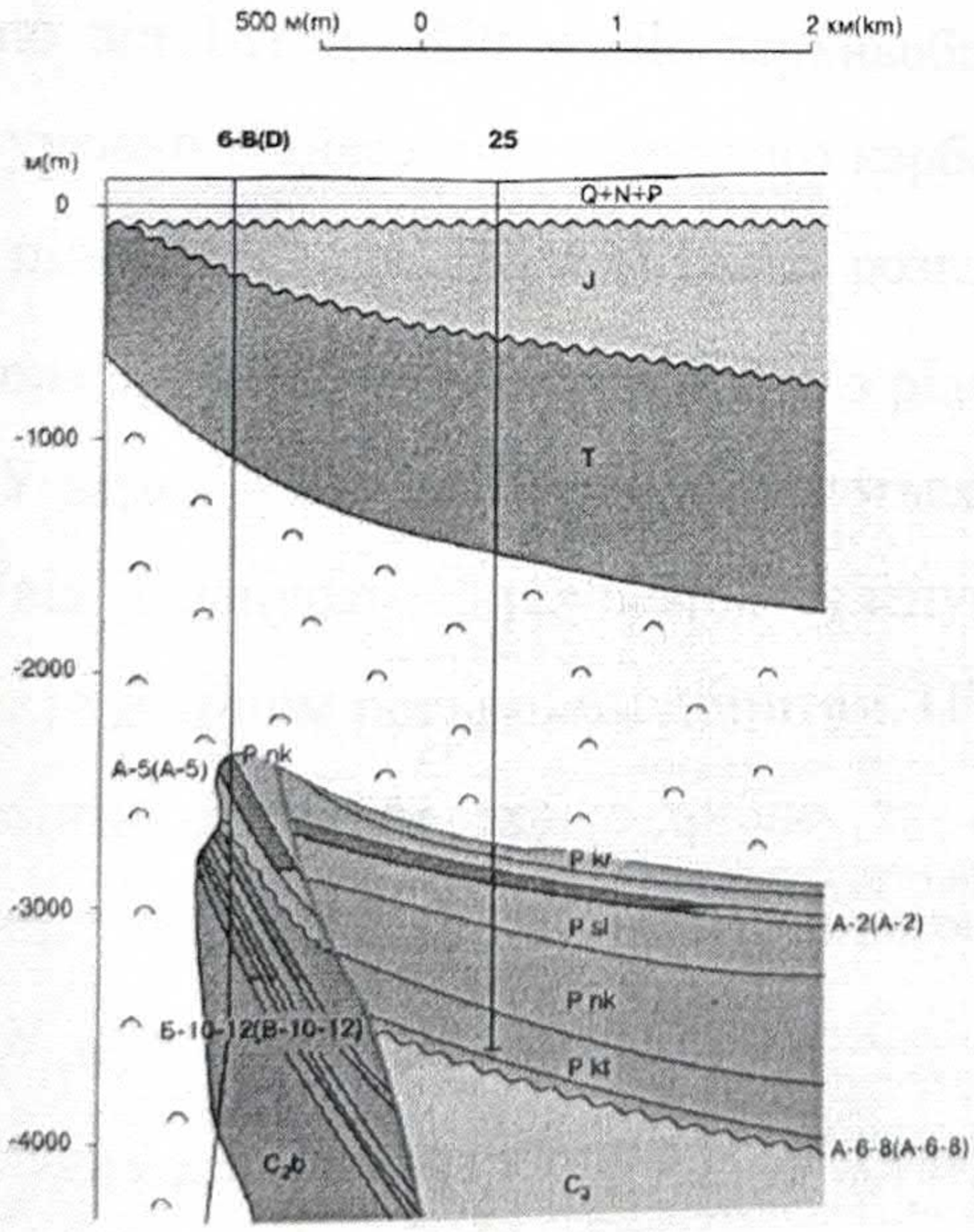


Рисунок 3.2 – Геологічний розріз 1-1

Палеозойська група.

Палеозойська група включає відклади девонської, карбонової, нижньопермської систем.

Найдрівніші відклади розкриті всіма пробуреними свердловинами під відкладами тріасу та середнього карбону і представлені кам'яною сіллю та брекчією девонської системи.

Кам'яновугільна система (С)

Нижній відділ кам'яновугільної системи розкрито тільки в свердловині №6 де він представлений темно-сірими, майже чорними аргілітами і сірими кварцевими пісковиками.

В середньому відділі кам'яновугільної системи виділено в башкирських відкладах два під'яруси: нижньобашкирський (свити C^5_1 та C^1_2) і верхньобашкирський (свити C^2_2-C^4_2). Нижньобашкирські відклади представлені глиняною товщею з переверстками алевролітів, мергелів, доломитів, вапняків та пісковиків потужністю від 181 до 850 м. До верхньобашкирського під'ярусу приєднані відклади, умовно віднесені до верхнього карбону, т.я вони не мають палеонтологічного підтвердження. Тому ця товща розглядається, як відклади $\tilde{N}_{2b-2} - C_3$ і представлена аргілітами та алевролітами з рідкими пропластками пісковиків та вапняків. У верхній частині товщі з'являються алевроліти та аргіліти строкатобарвисті (від зеленувато-коричневих, зеленувато-сірих до бурих і червоно-коричневих) з дрібним рослинним детрітом. Пісковики башкирського ярусу сірі з зеленуватим відтінком тонко-дрібно та середньозернисті, поліміктові і олігоміктові, масивні, тріщинуваті, інколи слабокарбонатні. Потужність відкладів $\tilde{N}_{2b-2} - C_3$ досягає 1243 м.

Відклади верхнього карбону в розрізі свердловин відсутні.

Пермська система представлена нижнім відділом і найбільш повно розкрита в свердловинах 25, 26, розташованих на значній віддалі від штоку. Виділено породи картамишської, никитівської, славянської і можливо, самої

верхньої частини краматорської свит. Відклади картамишської свити (P_{1kt}) представлені аргілітами, алевролітами і пісковиками. Пісковики коричневі і темно-коричневі, різнозернисті з гравієм і галькою кварцевого та кремнистого складу, поліміктові і мезоміктові з карбонатним цементом. Товщина розкритої свити 278 м (свердловина 23).

Микитівська свита (P_{1nk}) складена переважно хемогенними утвореннями: ангідріти, доломіти, кам'яна сіль із значною кількістю вапняків, пісковиків, алевролітів, гравелітів та глин. Доломіти сірі, буровато-сірі, дрібнозернисті, масивні, інколи з домішкою галіту. Пісковики буровато-сірі і коричневі, дрібнозернисті з прошарками гравелітів. Вапняки темно-сірі, тонкозернисті з включенням бітумінозної речовини. Товщина розкритої частини світи досягає 352 м.

Славянська свита (P_{1sl}) представлена ритмічним перешаруванням ангідритів, доломитів, доломіто-анпдритів та кам'яної солі. Доломіти сірі і буровато-сірі, дрібнозернисті, пелітоморфні, масивні. Товщина свити досягає 364 м.

Краматорська свита (P_{1krm}) виділена умовно і її відклади мають обмежений розвиток. Складена вона кам'яною сіллю з прошарками ангідритів та вапнистих пісковиків. Товщина свити досягає 67 м. Мезозойська група включає відклади тріасової, юрської та крейдяної систем.

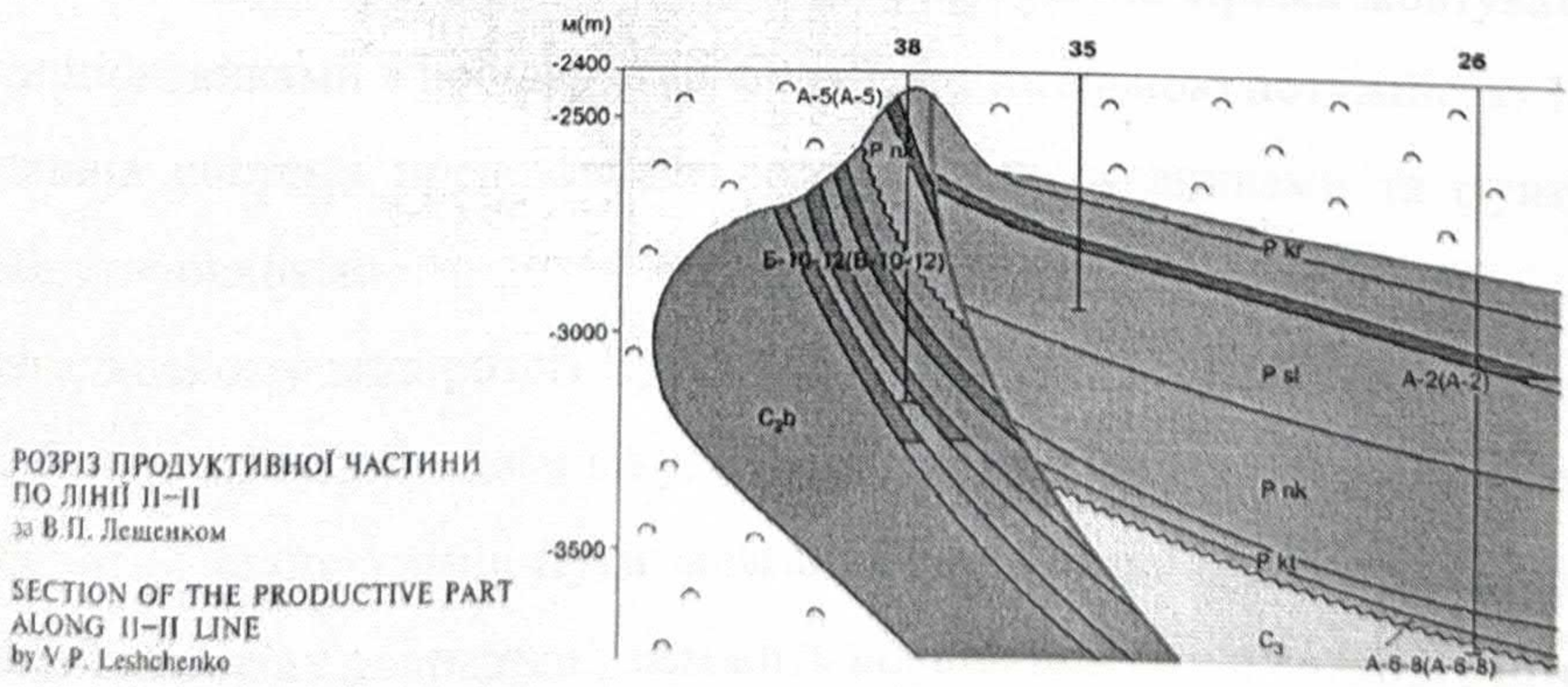


Рисунок 3.3 – Геологічний розріз 2-2

Мезозойська група.

Утворення мезозойської групи залягають незгідно на підстилаючих соляних девонських відкладах і уявляють собою пісчано-глинисту товщу, яку знизу вверх можно уявити так. На девонських солях залягає піщано-глиниста, піщана, піщано-карбонатна та глиниста товщі тріасу загальною потужністю 600-1150 м. На тріасових відкладах незгідно залягають байоські і батські глини, келовейські зеленувато-сірі пісковики та глини з рідкими прошарками варняків в оксфордському і перешаруванням кварцево-глауконітових пісковиків з глинами в кімеріджському ярусах юрської системи загальною потужністю 88-780 м. Відклади крейдяної системи залягають на розмитій поверхні юрської системи і представлені внизу пісками і пісковиками з прошарками глин, на яких залягає біла писальна крейда з прошарками крейдяноподібних блакитно-сірих мергелів. Товщина крейдяної системи 0-600 м.

Кайнозойська группа.

Кайнозойська група включає відклади палеогенової, неогенової та четвертичної систем, які незгідно залягають на різновікових відкладах крейди і юри. В складі палеогенової системи виділяють еоцен (канівська, бучакська серії), палеоцен (київська серія) і олігоцен (харківська серія), які представлені зеленувато-сірими пісковиками та пачкою блакитно-сірих щільних мергелів потужністю 110-260 м. Неогенова система складена світло-сірими жовтуватими кварцевими пісковиками з прошарками сірих глин загальною потужністю 10-65 м. Четвертинна система представлена лесовидними суглинками та фунтово-рослинними утвореннями.

В узагальненому виді розріз Чутівського ГКР являє собою теригенну товщу палеозойсько-кайнозойського віку, перетнуту, приблизно посередині, галогенно-карбонатними породами. Кути залягання порід та вік розкритих відкладів різні на різних ділянках родовища і залежить від відстані їх від соляного штоку.

Тектоніка

В тектонічному відношенні Чутівська структура розташована в південно-східній частині центрального грабену ДДЗ. Велика глибина (9-13 км) поверхні кристалічного фундаменту, наявність опущених та піднятих блоків обумовили накопичення тут великих диференційованих по площі товщ кам'яної солі девонського віку та широкий розвиток соляного тектогенезу.

За даними сейсморозвідки у відкладах палеозою, в межах Чутівської западини, виділяється складнопобудований Кочубеївсько-Розпашнівський вал, витягнутий в північно-західному напрямку на відстань біля 55 км при ширині 10-13 км і амплітуді до 1000 м. Склепова частина валу ускладнена Чутівським та Розпашнівським соляними штоками, а гребнева частина валу - тектонічним порушенням амплітудою 400-500 м, яке стало причиною підняття південно-західного крила валу по відношенню до північно-східного.

Чутівська структура розташована на південно-західному крилі валу і по відкладам палеозою являє дугоподібну монокліналь південно-західного простягання. З заходу монокліналь системою порушень та відрогом Чутівського соляного штоку відділена від Войнівської структури. З півночі та північного заходу вона обмежена Чутівським, а зі сходу та південного сходу - Розпашнівським соляним штоком.

Чутівську структуру, за умовами геологічної будови, можно розділити на дві частини. На південь від порушення II - II кути залягання відкладів палеозою не перевищують 10 - 15°, що дозволяє вивчити південну частину структури сейсморозвідкою та бурінням. На північ від порушення II - II спостерігається збільшення кутів залягання відкладів палеозою до 75 - 85°, а тектонічні порушення, амплітудою до 2000 м, обумовлюють блочну будову і можливість вивчення елементів залягання порід тільки за результатами буріння свердловин.

Блоки сформовано тектонічними порушеннями.

Тектонічне порушення I - I, амплітудою близько 2000 м протягується по межі соляного штоку Піднятий блок цього скиду утворено девонською сіллю та нижньобашкирськими відкладами.

Порушення II - II протягується повздовж порушення I - I на відстані 300 - 400 м на південний схід. Амплітуда скиду 200 - 320 м з кутом падіння площини скиду 70 - 85°. В західній частині родовища скид II - II примикає до порушення I-I, частково компенсуючи його. Порушення П - II свердловинами не підсічено і виділено сейсморозвідкою. Скид Ш - Ш протягується в субширотному напрямку, свердловинами не підсічений і виділено сейсморозвідкою. Його амплітуда становить 120 м, кут падіння площини скиду 85°

Скид IV - IV обмежує з півдня блок свердловини 42. Виділений сейсморозвідкою з амплітудою 110 - 170 м і кутом падіння площини скиду 70 - 85° він дугоподібно протягується в субширотному напрямку.

Тектонічне порушення *V - V* має дугоподібну форму, кінцями примикає до порушення IV - IV, утворюючи грабен просідання. Кут нахилу площини скиду 70°, амплітуда 20 - 40 м. Порушення затухає у відкладах слав'янськоі свити

Тектонічне порушення VI - VI протягується в субширотному напрямку, виділено за даними сейсморозвідки, свердловинами не підсічене. В західному напрямку порушення, амплітудою 20 м, затухає, а на сході примикає до скиду V - V, частково компенсуючи його.

Диз'юнктивні порушення I - I, II - II являються тектонічними екранами для покладів газу в блоках I, II, Ш, а порушення IV - IV відокремлює блок IV від блоку I.

Порушення I - I, II - II, Ш - Ш, IV - IV, V - V. VI - VI не підтверджено свердловинами і тому можуть бути умовними, т.я в приштоковій складнопобудованій зоні надзвичайно важко виявити закономірності розміщення окремих структурних елементів. Для цього необхідно мати 100% відбір керну і результати масових вимірів пластовим похиломером.

Наявний геолого-геофізичний матеріал дає змогу припустити, що відклади товщі $\tilde{N}_{2b-2} - C_3$ яляють крутопадаючу ускладнену скидовими порушеннями монокліналь, що виположується у напрямку віддалення від Чутівського соляного штоку і переходить в північне закінчення Максимівського прогину.

По відбиваючому горизонту $IV_{г2}$ (P1*nk*) Чутівська структура являється та-кож монокліналлю, ускладненою в приштоковій частині системою розривних порушень скидового характеру. Розміри структури по напів-замкненій ізогіпсі - 3700 м складають наближено 7х2 км. Це блок I в якому виявлено продуктивний горизонт А-2 (P1*s*1).

В північно-західній частині Чутівської структури, в приштоковій зоні, повідбиваючому горизонту $IV_{г2}$ фіксуються два тектонічних блоки, витягнутих повздовж стінки соляного штоку.

Блок II (свердловина 40) та блок III (свердловини 6, 38) обмежені тектоні-чними порушеннями 1 -1, II - II,III - III та соляним штоком. Розміри блоку II - 0.3х1.5 км,III- 0.4х1.5 км.

В північній частині структури фіксуються тектонічний блок IV, який з півночі обмежений соляним штоком, з півдня - скидом IV - IV. Розміри блоку 0,35х1.5 км.

В блоках II, III, IV, під відкладеннями микитовської свити, де кути напластувань становлять близько 45-65°, розкривається товща порід, що відноситься до верхньобашкирського-верхньокам'яновугільного віку, з кутами напластувань у керні 75-80°.

Нафтогазоносність

Промислові поклади газу виявлені в горизонтах. А-2 (P1*s*1), А-5 (P1*nk*) Б-I, Б-2, Б-3, Б-4 ($C_{2b-2} - C_3$), які залягають у різних тектонічних блоках родовиша. Аналіз виміряних пластових тисків у свердловинах 6, 25, 26, 35, 38,

39 та характеру пластових флюїдів показав, що поклади горизонтів А-2, А-5, Б-1 - Б-4 складають єдину гідродинамічну систему з ГВК, розрахованим гідродинамічним методом (РГМ ГВК), на відмітці -3280 м. В товщі цього масивно-пластового покладу свердловинами 31, 40 розкриті окремі защемлені водовміщуючі лінзи, які контролюють поширення вуглеводнів горизонту А-2 на відмітці -3059 м. а горизонтів А-5б+Б-1 на відмітці -2185 м. Так як лінзи води локальні, то гідродинамічного впливу на масивно-пластовий поклад вони не спричиняють [2]. З такою моделлю родовища не можна погодитись, т.я. згідно рисунків 2.1-2.4 родовище поділено на блоки, в кожному з яких виділено свій ГВК для різних пластів. Тому для розробки родовища приймемо, що поклади пластові для А-2 (блок I), А-5, Б-1 (блок II) та масивно-пластові для А-5, Б-1 - Б-4 (блок Ш), тектонічно обмежені. В цих позицій розглянемо кожний з покладів.

Горизонт А-2 розкритий свердловинами 1, 23, 25, 26, 31, 32, 35, 37, 39 в межах глибин 2932-3240 м. У свердловині 1 колектор А-2 замішений щільними відкладами. Тому межа літологічного заміщення проводиться умовно по середині між свердловиною 1 та 32, 37. Промислова газоносність горизонту А-2 розповсюджена в блоці 1 і доведена в свердловинах 23, 25, 26, 35, 39, де були отримані притоки газу дебітом від 17 тис.м^3/добу (на 6 мм діафрагмі при депресії 29.56 МПа в свердловині 39) до 107 тис.м^3/добу (на 9.93 мм діафрагмі при депресії 26.94 МПа в свердловині 25). В свердловині 32 з інтервалу 3163-3148 м отримано приток газу дебітом 5 тис.м^3/добу на 3-99 мм діафрагмі, який відноситься до непромислової категорії. При випробуванні інтервалів 3178-3171 та 3193-3183 м в свердловині 31 отримано на 2 мм діафрагмі приплив мінералізованої води густиною 1.085 г/см^3 дебітом 3.2 м^3/добу та незначний (257.4 м^3/добу) приплив газу. Таким чином, площа газоносності категорії запасів C_1 горизонту А-2 обмежена соляним штоком, тектонічними порушеннями 1 -1 та II - II, зі сходу і півдня - умовною лінією розділу категорій C_1-Сг, що проведена на середині відстані між свердловинами 31, 39 і свердловиною 32 та абсолютною відміткою

-3059 м, яка відповідає ГВК, визначеному за даними ГДС та підтверджена випробуваннями у свердловині 31. Поклад горизонту А-2 пластовий, тектонічно екранований та літологічно обмежений, розмірами 2х6 км, висотою 390 м.

Узагальнюючи наведені результати вивчення геологічної характеристики Чутівського ГКР можно уявити, що родовище складено окремими гідродинамічно ізольованими блоками в яких виявлені пластові: горизонт А-2 (блок I), горизонти А-5а та Б-1 (блок II, IV) та масивно-пластові горизонти А-5, Б-1-Б-4 (блок Ш) поклади вуглеводнів.

Пластові поклади тектонічно обмежені з наявністю ГВК, умовно абсолютна відмітка яких прийнята по ГДС, підтверджена випробуваннями і складає -3059м для

А-2(блок I), і-2815 м для А-5а (блок II), і-3407 м для Б-1 (блок IV).

Масивно-пластовий поклад тектонічно обмежений з розрахованим гідродинамічним методом ГВК на абсолютній відмітці -3280 м, включає горизонти А-5, Б-1 - Б-4 (блок Ш).

Горизонт Б-2 розкритий свердловинами 6, 38 в інтервалі глибин 2925-3142 м.

В свердловині 6 з інтервалу 2964-2924 м отримано приплив газу з макси-І.НИМ дебітом 24.8 тис.м^3/добу при депресії 18.59 МПа.

В свердловині 38, з інтервалу 3143-3056 м отримано приплив газу максимальним дебітом 141.5 тис.м^3/добу при депресії 20.4 МПа. Розміри покладу 0.4х2 км.

Газоносність відкладів башкирського ярусу встановлена також свердловиною 27 (І стовбур). При глибині 2906 м сталося газопроявлення, дебіт якого візуально склав 150-200 тис.м /добу. В результаті задавки свердловини буровим розчином густиною 1.56 г/см^3 інструмент прихватило і він був обірваний на глибині 1898 м. Це не дозволило провести ГДС і встановити інтервали залягання газоносних пластів.

Інтервали залягання продуктивних горизонтів наведено в таблиці 3.1

Необхідно відзначити нерівномірну концентрацію вуглеводнів по площі родовища, що ускладнює його розробку. Так, наприклад, в блоці Ш, який займає невелику площу (9% від площі родовища), сконцентровано 62% запасів вуглеводнів. Для їх вилучення потрібно 8-10 свердловин. Враховуючи, що поверхневі умови Ш блоку складені заплавною частиною р. Коломак, виникають складнощі з розміщенням свердловин і необхідність буріння похило-спрямованих свердловин.

Основні параметри продуктивних горизонтів

Пласти-колектори продуктивних горизонтів складені карбонатними та теригенними породами. Тому кожний горизонт має особисті властивості і потребує детального розгляду, грунтованому на даних вивчення керну та ГДС.

Горизонти Б-1, Б-2, Б-3, Б-4.

Верхньо-середньокам'яновугільні відклади С3 – С2 вивчені на кернах свердловин 5,6, 23, 28, 38, 40, 42 і представлені гравелітами (свердловини 5, 23), пісковиками та алевролітами (свердловини 5,6, 42), а також доломітом (свердловина 6). Колекторами вуглеводнів є пісковики.

Пісковики сірого кольору, інколи з тонкою шаруватістю полімiктового та мезоміктового складу з глинистим та глинисто-карбонатним цементом. Спосте рігається погане сортування уламкового матеріалу, що обумовлює різнозерніс-тість і коливання колекторських властивостей в широких межах - коефіцієнти пористості становлять 0.07-0.19, проникності від 0 до $37.7x10^{-15}$ м^2.

Гравеліти складені кварцем, польовими шпатами та уламками різних полють плямисту та косу шаруватість та низькі фільтраційно-ємністі властивості.

Ефективні потужності колекторів різні для кожного горизонту, т.як розташовані в зоні великих кутів падіння пластів і різних блоках родовища. Горизонт Б-1 в II блоці має потужність 19.4 м, а в блоці IV - 27.8 м. В Ш блоці він розглянутий разом з пластом А-56. Горизонти Б-2 - Б-4 розкрито тільки в Ш блоці. Ефективна потужність Б-2 збільшується з північного сходу, де в свердловині 6 вона дорівнює 27.8 м, на

південний захід до 100.6 м в свердловині 38. Горизонт Б-3 розкрито тільки в свердловині 6, де його потужність складає 38.8 м. Горизонт Б-4 також розкрито тільки в свердловині 6 з ефективною потужністю 52.8 м.

Водоносність

Пластові води нижьопермсько-верхньокам'яновугільного водоносго комплексу відносяться до розсолів хлоридного (хлоркальцієвого) типу з мінералізацією від 243 до 343 г/л, коефіцієнтом метаморфізації 0.46-0.55.

Основну масу розчинених солей складають хлориди натрію та кальцію. Мікрокомпоненти у водах присутні в значній кількості: йоду-113.4 мг/л, брому-1309 мг/л, бору-240 мг/л, амонію-380 мг/л.

Пластові води верхнього карбону, нижньої пермі на Чутівській площі характеризуються невисокою газонасиченністю-301-462 $см^3$ /літр

Основная складова частина газів- вуглеводні, сума яких сягає 89-92%

Початкові пластові тиски значно перевищують нормальний гідростатичний тиск. Розподіл значень початкових пластових тисків на Чутівській площі підтверджує наявність масивно-пластового покладу з єдиним гідродинамічним режимом.Водоносні горизонти верхньої пермі-високонапорні та високодебітні

Мінералізація вод становить 80-100 мг/л, питома вага-1.09 $г/см^3$.

На підставі гідрохімічних закономірностей для ДДЗ та змінення мінералізації вод з глибиною байоський та тріас-верхньопермський водоносні комплекси в межах Чутівського родовища вміщають води хлоридного

(хлоркальцієвого) типу з мінералізацією 20-25 г/л (байоський) та 50-100 г/л (тріас-верхньопермський).

Води тріасових відкладів-високонапорні, мінералізація досягає 130 мг/л

Водоносні горизонти юрських відкладів (байоський ярус) багатоводні та напорні.

Водоносний горизонт еоценових відкладів представлений в нижній частині глинистими дрібнозернистими пісками каневської свити. Води бучакsько-каневських відкладів є основними джерелами водопостачання підприємств та населених пунктів. Дебіт коливається від 10 до 15 $м^3$/добу.Водоносний горизонт полтавських відкладів-слабонапорний. Величина напорів горизонту в середньому складав 5 - 10м. Продуктивність свердловин знаходиться в межах 1-3 л/сек.

Водоносність четвертичних відкладів зв'язана з лесовидними суглинками. Дебіти нестійкі та залежать від кількості атмосферних опадів.

В межах Чутівськоі площі для водопостачання глибоких пощуково-розвідувальних свердловин можуть бути використані водоносні горизонти нижньої креди, сеноманського ярусу, бучакської та полтавської свит.

Стан обводнення свердловин покладу.

З метою прогнозування виносу води в наступні роки (до 2020 р включно) було розраховано величину теоретичного вологовмісту за номограмою Михайлова. Результати розрахунку, теоретичного вологовмісту наведені в таблиці 3.2.

Поклад горизонтів Б-1-2-3-4

Поклад масивно-пластового типу. З півдня і півночі тектонічно екранований. Почав розроблятися у січні 1996 р свердловиною 53 з дебітом 64 тис.$м^3$/добу. Протягом кількох місяців спостерігалося зниження продуктивності свердловини, пластовий тиск знизився з 33.96 до 18.0 МПа (46.7%). В подальшому ця свердловина припинила роботу. Пластової води в продукції свердловини 53 не відмічалося. В

3.2 Аналіз розробки родовища та підготовка технологічної основи для проектування.

Характеристика фонду свердловини

На Чутівському родовищі за станом на 01.01.2011 р пробурено 36 свердловин, з них 15 пошукових, 17 розвідувальних та 4 експлуатаційних. Передано в експлуатацію 11 свердловин.

Свердловини №5, №32 ліквідовані як малодебітні. Експлуатація їх при розробці розкритого покладу нерентабельна.

Опинились у несприятливих геологічних умовах та були ліквідовані свердловини №№1,7,8,12, 16,17, 21, 22, 24, 27, 28, 30, 31, 33, 34, 36, 37, 43, 44, 45.

Через неможливість, за технічними причинами, повернення на нижні продуктивні горизонти ліквідовані свердловини 38 та 42.

Пробурені в 1977-1992 рр розвідувальні свердловини 6, 23, 25, 26, 35, 39, 40 до початку розробки родовища знаходились у консервації на балансі Полтавського ГПУ.

Закінчені будівництвом 1995-1997 рр експлуатаційні свердловини 51, 52, 53,54 передані в експлуатацію. Закінчена будівництвом на 01.01.98 р свердловина 50 - в очікуванні експлуатації.

Три свердловини за станом на 01.01.98 р знаходились в капітальному ремонті: 23 - по підйому обірваних НКТ, 35 - по ліквідації міжколоних тисків, 39 -по ліквідації міжколоних пропусків газу.

Аналіз результатів дослідження свердловин

Результати досліджень на 52, 54.

Всі дослідження виконані з часом стабілізації на режимах 1 година і тільки свердловина 26 (дослідження 12.05.96 р) - з часом стабілізації на режимах 5 годин. За цими даними побудовані продуктивність при випробуванні свердловин на етапах розвідки (1976-1994 рр) та експлуатації (1995-1998 рр) родовища наведено в таблиці 3.2. Аналіз результатів досліджень на продуктивність розвідувальних свердловин за період 1976-1994 рр проведено в роботі.

Проаналізуємо дослідження, виконані на етапі експлуатації родовища. Відзначимо, що до аналізу залучені дослідження проведені до 01.07.98 р. т.я свердловина 52 досліджена 1 раз в 1998 р, а свердловина 54 - 1 раз наприкинці 1997р. і 1 раз в 1998 р. За період 1995-1998 рр з 11 свердловин, якими розробляються газові поклади, на продуктивність досліджені свердловини 26, 35, 6, залежності $P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = f(Q)$ мають аномальний вид, що може свідчити про недосягнену стабілізацію вибійних тисків та дебітів на режимах. Про це також свідчать значно занижені розраховані величини коефіцієнтів фільтраційних опорів "А" і "В". Наприклад, в свердловині 26 при дослідженні 28.03.95 р (час роботи на режимі - 1 година), одержані величини коефіцієнтів опорів складають: "А" = 3.91 доб/тис.м^3, "В" = 0.0067 (доб/тис.м^3)^2. Дослідженням, проведеним 12.05.95р. (час роботи на режимі - 5 годин), отримані значення коефіцієнтів: "А" = 4.9 доб/тис.м^3, "В" = 0.0047 (доб/тис.м^3)^2. Тобто, збільшення часу роботи на режимі до 5 годин приводить до збільшення коефіцієнтів опору на 25.5%.

Наведений приклад показує, що коефіцієнти фільтраційних опорів, що одержані при нестабілізації на режимах, занижені і характеризують фільтрацію в присвердловинній зоні пласта. Крім того, за результатами досліджень свердловини 54, що розробляє поклад горизонтів Б-2-3-4 з найкращими колекторськими властивостями на Чутівському ГКР, коефіцієнти "А" і "В" складають:

11.12.97р. "А" = 0.193 доб/тис.м^3, "В" -0.0006 (доб/тис.м^3)^2;

18.06.98р. "А" = 0.125 доб/тис.м^3, "В" = 0.0018 (доб/тис.м^3)^2.

Тобто значення коефіцієнта "А" занижено майже в 10 разів і зменшується з часом при розширенні зони живлення свердловини. Тому, навіть для такого покладу як Б-2-3-4, при дослідженнях на стаціонарних режимах фільтрації необхідно досягати стабілізації параметрів припливу.

Згідно необхідно вимірювати пластові тиски по всьому фонду свердловин 1 раз на рік. Фактично пластовий тиск в свердловинах вимірювався 2-4 рази на рік. Всього налічується 34 виміри пластових тисків та 66 статичних. По-п залежності пластових тисків від об'ємів видобутку газу РІЛ —0). Розгляд цих залежностей показує, що спостерігається:

1- значний розкид точок на графіках по свердловинах 23, 6, 26, 25, 39, 53,40;

2- з початку 1997 р підвищення пластового тиску при відборі газу в свердловинах 23, 26, 39, 53, 40;

3- відсутність вимірів пластових тисків в свердловині 51.

Таким чином, ні в одній свердловині залежності Р^ = Г(()) не можуть бути використані для аналізу розробки газових покладів, так як спостережені зако-номірності зміни пластового тиску від об'ємів видобутку не можуть пояснюва-ш фізикою явища.

Необхідно виміри пластових тисків, а також дослідження на стаціонарних режимах проводити до повної стабілізації параметрів.

Геофізичні дослідження в працюючих газом свердловинах проводились шдчас розвідки та експлуатації родовища. На етапі розвідки досліджені в свердловині 6 (27.09.77 р) горизонт А-5 (інтервал перфорації 2544-2580 м, 2595м) і в свердловині 25 (05.09.78 р) горизонт А-2 (інтервал перфорації 3040-3060 м).

Результати цих досліджень показують, що газовіддаючими являються карбонатні пласти з коефіцієнтами пористості 13-28%. Товщина їх, визначена термометрією, складає 64-70% від ефективної товщини, визначеної за підрахунком запасів.

На етапі експлуатації родовища досліджені в свердловині 53 (26.03.96 р) горизонти Б-2-3 (інтервали фільтру 3107-3171м, 3257-3352 м) і в свердловині

52 (14.11.97 р) горизонти Б-2-3 (інтервали фільтру 2994-3094 м, 3113-3132 м). За результатами цих досліджень товщина газовіддаючих пісковиків горизонтів Б-2-3 в свердловині 53 з коефіцієнтами пористості 11-22% складає 35-80% від ефективної товщини, визначеної за підрахунком запасів. В свердловині 52 газовіддаюча товщина горизонту Б-2 (коефіцієнти пористості пісковиків 12-19%) складає 49% від ефективної товщини, а пісковики горизонту Б-3 з коефіцієнтами пористості 15-22% і ефективною товщиною 12 м (інтервал 3113-3132 м) не являються газовіддаючими.

Аналіз геофізичних досліджень в працюючих газом свердловинах Чутів-родовища показує, що одиночні дослідження різних об'єктів обмеженим комплексом ГДС і на протязі великого терміну не дають змоги виявити закономірності розробки продуктивних горизонтів. Геологічні особливості родовища - нерівномірна концентрація запасів на площі, наявність великої кількості тонких (ефективна товщина 0.6-1.8 м) пластів-колекторів, складених як карбонатними так і теригеними породами з різними за величиною колекторськими властивостями - потребують досліджень геофізичними методами в кожній свердловині 1 раз в 2-3 роки для виявлення динаміки включення тонких пластів з різними колекторськими властивостями в розробку (т.д. вони складають переважну більшість) і виявлення змін характеру флюїду, поступаючого з пластів в свердловину.

Аналіз експлуатації родовища

Родовище розробляється згідно [6] з грудня 1994 р. За станом на 01.01.98 р з родовища видобуто 466.6 млн.м3 газу та 25.7 тис.т конденсату, що становить 4.9% від початкових запасів, затверджених ДКЗ України.

Порівняння проектних та фактичних показників розробки родовища приведені в таблиці 3.3. Додамо деякі пояснення.

В 2016 р розробка родовища велась з покладів горизонтів А-2 та А-5а і спостерігається, що фактичний об'єм річного видобутку газу з родовища

менший за проектний. Це пояснюється тим, що фактичні дебіти в свердловинах горизонтів А-2 та А-5а в 2 рази нижчі за проектні, хоча робочі тиски при цьому також нижчі (таблиця 3.4). Звернемо увагу і на такий факт, що колекторські властивості горизонту А-2 в свердловинах 51, 26, 25, 35, дуже близькі між собою, а дебіти свердловини 51 значно вище, чим в розвідувальних свердловинах 26,25 та 35. Це дозволяє сподіватись, що величини дебітів в експлуатаційних свердловинах будуть дорівнювати проектним.

Фактичний пластовий тиск в горизонті А-5а відрізняється від проектного на 2.86 МПа при об'ємах видобутку газа з нього у 3 рази менших від проектних. Це може свідчити про обмеженні об'єми дренування свердловинами, які знаходтся в експлуатації.

Видобуток конденсату в 2016 р з родовища близький до проектного, але видобуток газу при цьому вдвічі менший за проектний. Це пояснюється тим, що проектний вміст конденсату в видобувному газі майже в 2 рази менше від фактичного.

В 2017 р до розробки родовища підключені поклади горизонтів Б-2-3-4 свердловиною 53, початковий дебіт якої був нижче за проектний. Через 2 місяці експлуатації пластовий тиск в ній знизився вдвічі, а середній дебіт кінець 1996 р не перевищував 10 тис.м3/добу. В грудні цього ж року введена в експлуатацію з горизонтів Б-2-3-4 свердловина 54 з дебітом 480тис.м'/добу. Фактичні видобутки по родовищу в 1996 р: газу - менший, а конденсату - більший, чим проектні, по тим самим причинам, що і в 2016 р.

Об'єми видобутку вуглеводнів 1997 р значно перевищують проектні за рахунок свердловин 54 та 52, які експлуатують горизонти Б-2-3-4. Внаслідок цього, пластовий тиск горизонтів Б-2-3-4 значно знизився в порівнянні до проектного.

Тенденція до більшого темпу зниження пластових тисків в горизонтах А-5ата Б-2-3-4 ніж за проектом спостерігається на протязі 1995-1997 рр.

Враховуючи, що накопичений видобуток вуглеводнів з родовища менше за проектний, то більше, ніж за проектом, падіння пластових тисків може свідчити про обмежені об'єми дренування покладів експлуатаційними свердловинами.

Пластової води в видобутій продукції не виявлено. Водний фактор конденсаційної води складає 2-6 $см^3/м^3$ газу.

Проведений аналіз експлуатації родовища показує не необхідність зваженого підходу до річних об'ємів видобутку вуглеводнів з родовища і недопустимість перевищення дебітів свердловин ніж це обмежено проектом.

Експлуатаційні об’єкти, розрахункові варіанти

Основними факторами, за умовами яких виділено експлуатаційні об'єкти на Чугівському ГКР, являються:

-наявність гідродинамічно ізольованих блоків родовища;

-наявність продуктивних горизонтів з різними величинами запасів вуглеводнів;

-типи покладів вуглеводнів.

На Чутівському родовищі виявлено 4 тектонічних блока, які займають різну площу і в яких містяться продуктивні горизонти А-2, А-5а, А-56, Б-1, Б-3, Б-4.

В блоці І, який займає найбільшу площу (6.12^2 км), розвинений продуктивний горизонт А-2 з запасами 2870 млн.$м^3$ газу. Поклад пластовий, тектонічно екранований з ГВК на абсолютній відмітці -3059 м, і його доцільно розробляти одним експлуатаційним об'єктом з рівномірною сіткою свердловин.

В блоках II і Ш, які займають, порівняно з І блоком, невелику площу 10 832 км2), розвинені горизонти А-5а, А-56, Б-1, Б-2, Б-3, Б-4. Поклади горизонтів А-5а і Б-2-3-4 масивно-пластові з ГВК, розрахованним РГМ, на абсолютній відмітці -3280 м. Горизонти Б-2-3-4 розвинені тільки в блоці III.

Запаси вуглеводнів найбільші в горизонті А-5а (3084 млн.м^3) і горизонтах Б-2-3-4 і 2889 млн.м^3). Тому горизонти А-5а І Б-2-3-4 доцільно розробляти окремими сітками свердловин і виділити як окремі об'єкти розробки.

Горизонти А-5, Б-1 з сумарними запасами 408 млн.м3 необхідно рахувати як об'єкти повернення.

Крім цього, в блоці IV запаси горизонту Б-1 становлять 217 млн.м^3, які розміщені на площі 0.186 км^2. Це окремий, віддалений блок, поклад газу якого необхідно розробляти однією експлуатаційною свердловиною.

Таким чином, Чутівське ГКР буде розроблятися об'єктами:

І - блок І, горизонт А-2;

ІІ - блок ІІ, Ш, горизонт А-5а;

Ш - блок ІІ, горизонти Б-2-3-4;

IV - блок IV, горизонт Б-1.

В порівнянні з індексація продуктивних горизонтів та нумерація експлуатаційних об'єктів змінена в зв'язку з змінами індексацій в звіті по підрахунку запасів та побудовою геологічної моделі, яка представляє родовище складеним з тектонічних блоків.

Результати аналізу ДПЕ і поглиблене вивчення геологічної будови родовища показують велику концентрацію запасів вуглеводнів на порівняно невеликій площі родовища (горизонти А-5а, Б-2-3-4) і невеликі дебіти свердловин, розкриваючих горизнт А-2. В цьому випадку необхідна оптимізація розрахункових варіантів для експлуатаційних об'єктів по кількості свердловин та прибутку від видобутку газу за період розробки до 2020 р.

Виконано прогнозні розрахунки видобутку газу з І, ІІ, Ш об'єктів різною кількістю свердловин (від 2 до 30). Залежність видобутку газу від кількості свердловин, які за умовами розрахунків включаються з першого року розробки.

Оптимальна кількість свердловин для розробки горизонту А-2 лежить в межах 10-20. Цією кількістю свердловин до 2020 р може бути видобуто 60-66% від початкових запасів газу. Залежність видобутку газу з горизонтів А-5а та Б-2-3-4 має більш контрасний вираз. Оптимальна кількість свердловин для

розробки кожного з цих горизонтів складає 5-7, а видобуток газу до 2020 р не перевищує 75% від початкових запасів.

На таких умовах розраховано прибуток від видобутку газу з горизонтів А - 2,А-5а і Б-2-3-4. Максимальний прибуток для І горизонту А-2 (І об'єкт) визначається на рівні 85 млн.грн при розробці покладу 10-13 свердловинами для горизонту А-5а (ІІ об'єкт) - 170 млн.грн та горизонту ї Б-2-3-4 (Щ об'єкт) - 175 млн.грн при розробці покладів 5-8 свердловинами на І кожний об'єкт. Кількість свердловин, з розробки яких визначається найбільший І прибуток, лягають в основу вибору розрахункових варіантів.

Крім визначення раціональної кількості свердловин розглянемо умови експлуатації родовища на оптимальному режимі виснаження, який склався під час ДПЕ і максимально можливому режимі. На наш погляд ці умови являються більш суттєвими ніж розбіжність в оптимальній кількості свердловин. Тому важаємо за основні варіанти розрахунків видобутку вуглеводнів:

1- на оптимальний режим виснаження (добовий видобуток не перевищує 1000 $м^3$);

2- на максимальний режим виснаження (початковий добовий видобуток становить біля 1400тис.$м^3$).

3- врахуванням кількостей свердловин, експлуатацією яких вилучається найбільший прибуток, визначено розрахункові варіанти розробки Чутівського ГКР:

1 - на оптимальний режим виснаження з кількістю свердловин 20 (А-2 - 10 свердловин, А-5а - 3 свердловини, Б-1 - 1 свердловина, Б-2-3-4 - 6 свердловин);

1а - на оптимальний режим виснаження з кількістю свердловин 24 (А-2 - 13 свердловин, А-5а - 3 свердловини, Б-1 - 1 свердловина, Б-2-3-4 - 7 свердловин);

2- на максимальний режим виснаження з кількістю свердловин 20 (А-2 - 10 свердловин, А-5а - 3 свердловини, Б-1 - 1 свердловина, Б-2-3-4 -6 свердловин);

2а - на максимальний режим виснаження з кількістю свердловин 24 (А-2 - 13 свердловин, А-5а - 3 свердловини, Б-1 - 1 свердловина, Б-2-3-4 - 7 свердловин).

Розрахунки прогнозних показників розробки Чутівського ГКР проведені методом математичного моделювання. Розрахункова модель обумовлена геолого-промисловими особливостями родовища.

По-перше - водонапірна система обмежена в горизонтах А-2, А-5а і не розкрита в горизонтах Б-1, Б-2-3-4, що дає змогу визначити газовий режим розробки експлуатаційних об'єтів.

По-друге - низькі потенційні вмісти вуглеводнів C_{5+} (33.8-108.0 г/м^3) у пластових газах, віднсно низькі фільтраційні характеристики колекторів горизонту А-2, а також велика концентрація запасів вуглеводнів в блоках II, Ш на невеликій площі родовища обумовлюють необхідність розробки газових покладів на виснаження.

Це обумовлює доцільність проведення розрахунків прогнозних показників розробки родовища за методикою балансової моделі виснаження.

Умови розміщення експлуатаційних свердловин на родовищі складаються з:

- розподілу колекторських властивостей продуктивних пластів на площі;

-площ газоносності, які займають об'єкти експлуатації на плані родовища;

-поверхневих умов розміщення бурового та технологічного обладнання та інш.

У першому експлуатаційному об'єкті (горизонт А-2), за даними дослідження, не відмічається можливість розподілу площі на ділянки з підвищеними зменшеними величинами колекторських напрямку. Площа

газоносності займає майже 85% площі родовища. Для розробки першого об'єкту доцільно розмістити експлуатаційні свердловини по рівномірній сітці. Поверхневі умови (заплава р.Коломак) обумовлюють необхідність буріння похило-спрямованих і вертикальних властивостей. Ефективні потужності індуктивних пластів збільшуються в західному свердловин, устя яких буде розміщено на ділянках, а також південніше ділянок розміщення устя розвідувальних свердловин 26, 25, 23/39, 6/21 (додаток Г-2).Для будівництва свердловин на I об'єкт (80-86) необхідно залучити 1 буровий станок терміном на 4-5 років. Порядок введення свердловин в експлуатацію не має принципового значення і може обумовлюватись раціональною схемою руху бурового станка на площі родовища. Проектна глибина похило-спрямованих свердловин 80, 81, 82, 84, 86 - 3300 м, вертикальних свердловин 83-85 - 3150 м.

Другий експлуатаційний об'єкт (горизонт А-5а) займає площу II і Ш блоку родовища. Причому колекторські властивості продуктивних пластів, а також їх ефективні потужності зменшуються в II блоці. Тому, на підставі досвіду експлуатації свердловини 40 і аналізу геологічного розрізу, розкритого свердловиною 60, другий об'єкт в II блоці необхідно розробляти однією експлуатаційною свердловиною 56.

В III експлуатаційному блоці кількість експлуатаційних свердловин буде збільшуватись шляхом переводу свердловин, які виснажили поклади горизонтів Б-2-3-4. Причина такої системи розробки другого об'єкту полягає в тому, що площа, яку займає ПІ блок, незначна, а поверхневі умови дозволяють розміщення обмеженої кількості свердловин. Тому всі експлуатаційні свердловини, які проектуються для розкриття розрізу III блоку будуть закладені на розкриття горизонтів Б-2-3-4, тобто Ш експлуатаційного об'єкту. Проектна глибина свердловини 56 - 3450 м.

Третій експлутаційний об'єкт (горизонти Б-2-3-4) займає площу III блоку, для виснаження покладів, які мають високі фільтраційно-ємнісні характеристики, достатньо будівництва трьох експлуатаційних свердловин

(57, 58, 59). Строки вводу їх в експлуатацію обумовлюються необхідністю підтримки об'ємів видобутку вуглеводнів на запроектованому рівні. Проектна глибина свердловин 57,58, 59-3450 м.

Для будівництва свердловин на II і Ш об'єкти доцільно залучити буровий станок, яким будуються розвідувальні свердловини 60, 61.

Четвертий експлуатаційний об'єкт займає площу IV блоку де продуктивним являється горизонт Б-1 з запасами газу категорії С1 - 217 млн.м3. Для розробки цього покладу необхідно побудувати свердловину 55. З-за невеликого об'єму видобутку час вводу її в експлуатації не впливає суттєво на видобуток вуглеводнів з родовища. Проектна глибина свердловини 55 - 3600 м.

Вихідні дані до розрахунків прогнозних показників, які визначені на підставі технологічних даних експлуатації, аналізів видобутих вуглеводнів і результатів досліджень свердловин, приведені у таблиці 3.1.

Деякі з них потребують обгрунтування та пояснення. Так, коефіцієнти фільтраційних опорів для покладів горизонтів Б-2-3-4 та коефіцієнт "В" для покладів горизонтів А-2 та А-5а прийняті згідно одержаних коефіцієнтів за результатами досліджень свердловин. Коефіцієнт фільтраційних опорів "А" горизонтів А-2 та

А-5а не може бути прийнятим за результатами досліджень, внаслідок недосягнення стабілізації на режимах тисків та дебітів. Тому коефіцієнт "А" було визначено по формулі припливу:

$$\Delta P_c^2 = AQ_{c,зв} + BQ_{c.зв}^2 \qquad (3.1)$$

в якій:

$Q_{c,зв}$ - середньозважений дебіт, за результатами досліджень розвідувальних свердловин, на ефективну товщину та коефіцієнт пористості;

$\Delta P_{c.зв}$ - середньозважена депресія, за результатами досліджень розвідувальних свердловин, на дебіти;

B_c - середній коефіцієнт фільтраційних опорів, визначений при дослідженні розвідувальних свердловин.

3.4 Газодинамічні розрахунки показників розробки

Розрахунки видобутку газу

Розрахунки прогнозних показників розробки газових покладів виконано за програмою «Gas Drive».

Згідно рекомендацій прогнозний період розробки не повинен перевищувати 10 років. Газодинамічні розрахунки прогнозних показників розробки виконано до 2023 р.

Розрахунки обумовлені обмеженням добового видобутку з родовища. Видобуток з I, II і IV об'єктів (горизонти А-2, А-5а, Б-1) неможна обмежувати з причини невеликих початкових дебітів свердловин. Обмеженню підлягає добовий видобуток Ш об'єкту (горизонти Б-2-3-4) шляхом зменшення початкових дебітів свердловин.

За варіантом 2 - знімається обмеження з початкових дебітів свердловин, Тому в варіанті 2, величина депресії на пласт Ш об'єкту регулюється мінімальною величиною робочого тиску - 5.5 МПа.

Показники розробки I, II і IV об'єктів розраховуються за умовами постійного дебіту та обмеження депресії на рівні 16 МПа, що складає 45-50% від початквого пластового тиску.

Аналіз динаміки річного видобутку та накопичених об'ємів видобутку газу до 2023 р за варіантами показує:

-накопичений видобуток за варіантом 1а збільшується на 4.4% від варіанту 1,а за варіантом 2 збільшується на 2.2% від варіанту 1 (тобто накопичений видобуток за ва ріантами 1 і 2 розрізняється несуттєво);

-динаміка річного видобутку краща за варіантами 1,1а тому, що забезпечує постійний річний видобуток на рівні 310-317 млн.м^3 на період до 2006-2011рр.

Тому для забезпечення постійних об'ємів видобутку вуглеводнів, що обумовлює підвищення коефіцієнтів вуглеводневої віддачі газових покладів Чутівського родовища, кращими вважаємо 1 і 1а варіанти розробки.

При розрахунку видобутку конденсату використовувалися:

- результати промислових газоконденсатних досліджень;

-результати лабораторних термодинамічних та фізико-хімічних досліджень;

-показники розробки горизонтів родовища;

-технологічна схема вузла підготовки газу.

На основі промислових газоконденсатних досліджень визначена злежність вмісту вуглеводнів $C_{5+вищі}$ в видобувному газі, а по ній визначені промислові ресурси конденсату. Вміст вуглеводнів $C_{5+вищі}$ У відсепарованому газі приймається з врахуванням технологічної схеми підготовки газу.

Технологічні втрати, включають до себе винесення конденсату в крпельному стані в газопровід. За весь період розробки родовища в режимі виснаження, втрати прийняті в кількості 3% від конденсату видобутого на УКПГ.

Моделювання фазових перетворень газоконденсатних систем Чутівського родовища на установці PVT зроблені Чернигівським відділенням УкрНІГРІ.

Необхідно відмітити, що розрахунок видобутку конденсату на перспективу носить умовний характер в зв'язку з недостатньою кількістю досліджень (так, за 3 роки розробки родовища на виснаження проведено всього три газоконденсатні дослідження).

Для того, щоб зробити достовірний аналіз кількісної і якісної характеристики газоконденсатної системи родовища, необхідно проводити кожного року контрольні промислові газокнденсатні дослідження на всіх свердловинах, як того потребують "Правила розробки газоконденсатних родовищ".

В зв'язку з невеликими запасами гелію (2790 тис.м3) та невеликою

рентабельністю розробки родовища (середня собівартість видобутку вуглеводнів 44 грн за 1000 м3 газу) будівництво установки вилучення гелію на родовищі недоцільно.

РОЗДІЛ 4. ТЕХНІЧНЕ ВИКОНАННЯ ПРИСТРОЮ ТА ЙОГО ЗАСТОСУВАННЯ НА МІСЦЯХ, ЩО ЗНАХОДЯТЬСЯ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

4.1. Пристрій для дозованої подачі реагенту під час проведення ремонтних робіт у газових свердловинах з використанням гнучких труб

Технологічні передумови управління реологічними властивостями рідини під час роботи з гнучкою трубою

Розвиток технологій капітального та підземного ремонту свердловин (КРС) в даний час обумовлює застосування нових технологій та технологічного обладнання. Актуальність інноваційних рішень особливо зростає у зв'язку з тенденцією підвищення складності ремонтних робіт та їхньої вартості, посиленням вимог до забезпечення проектних дебітів свердловин, збільшенням кількості родовищ з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ) тощо.

Застосування колони гнучких труб щодо ремонтних робіт і на продуктивний пласт одна із перспективних напрямів розвитку технологій ремонту свердловин на родовищах вуглеводнів.

З метою підвищення ефективності ремонтних робіт та інтенсифікації припливу газу у свердловинах успішно застосовується комплексна технологія, яка передбачає використання колони гнучких труб.

Для зменшення репресії на пласт при виконанні технологічних операцій у свердловинах в умовах АНПТ перспективним є використання дво- та трифазних пін. Найбільш ефективним агентом для промивання є піна при коефіцієнті аномальності пластового тиску порядку 0,7-0,1 [65]. Використання пінних систем при промиванні свердловин колоною ГТ обумовлено рядом переваг [65]:

• роботи проводяться без глушіння свердловини, а отже, не погіршуються колекторські властивості привибійної зони продуктивного пласта (ПЗП) внаслідок потрапляння в пласт технологічних рідин;

• застосування пін дозволяє оперативно регулювати вибійний тиск, переходячи від репресії на пласт до депресії;

• покращується очищення стовбура свердловини від вибурених частинок;

• значно підвищується механічна швидкість розмиву піщано-глинистих пробок внаслідок зниження диференціального тиску в системі «свердловина – пласт»;

• зменшується період підготовчих та заключних операцій при монтажі та демонтажі агрегату КГТ;

• скорочується час проведення ремонтних робіт;

• зменшується витрата хімреагентів для виготовлення технологічних рідин;

• знижується вартість ремонтних робіт загалом.

Процес ведення робіт із застосуванням пінних систем передбачає зміну параметрів технологічної рідини, що застосовується, залежно від поставлених завдань. У зв'язку з цим у процесі виконання свердловинних операцій необхідно введення до складу рідини того чи іншого реагенту. Для цього на практиці застосовуються відповідні пристрої, зокрема [65], що мають ряд недоліків. Для оптимізації процесу добавки рідких реагентів до технологічної рідини було створено пристрій, що дозволяє підвищити ефективність зміни реологічних властивостей рідини.

Пристрій складається з накопичувача з патрубком і засувкою, пов'язаного з лінією викидної, і дозатора, пов'язаного з контейнером трубопроводом із засувкою.

Дозатор виконаний у вигляді корпусу, з верхньою та нижньою кришками, всередині якого розміщено накопичувач із заглушкою у верхній частині та кросовером у середній. Накопичувач встановлений із можливістю

утворення кільцевої камери з корпусом.

Кросовер розділяє порожнину накопичувача на верхню та нижню частини, гідравлічно пов'язані один з одним через поздовжні канали в кросовері. Усередині кросовера виконана ступінчаста розточка, забезпечена сідлом з гайкою і завзятою гайкою, встановленими з утворенням між ними камери, пов'язаною радіальними отворами в тілі кросовера, з його кільцевою проточкою і циркуляційними отворами в тілі накопичувача, з кільцевою камерою. Відвідний патрубок пов'язаний з кросовером, пропущеним через заглушку накопичувача і верхню кришку корпусу. Осьовий канал відвідного патрубка пов'язаний перепускними отворами з верхньою частиною порожнини накопичувача і камерою всередині кросовера. У нижній частині порожнини накопичувача встановлений поплавець з трубкою в осьовому каналі, забезпечений кульовим клапаном і кільцевим поршнем, встановленими з можливістю взаємодії, відповідно з сідлом і гайкою. Нижня частина накопичувача забезпечена перфорованою перегородкою та рядом поздовжніх пазів на торці. Корпус забезпечений сполучним фланцем, встановленим на рівні виконання поперечних каналів в корпусі, гідравлічно пов'язаних з осьовими каналами патрубків, що підводять для подачі реагенту і газу. Підвідний патрубок реагенту має перемичку з живильною трубкою, пропущеною в кільцеву камеру до рівня розташування поздовжніх пазів на торці накопичувача.

Конструкція пристрою для дозованої подачі реагенту під час проведення ремонтних робіт у газових свердловинах

Конструкція пристрою для дозованої подачі реагенту свердловину показана в розрізі на рисунках 4.1 і 4.2.

Пристрій (рисунок 4.1) складається з корпусу 1, верхньої 2 і нижньої 3 кришками. В осьовому каналі 4 корпусу 1 розміщений накопичувач 5, з нижньою перфорованою перегородкою 6, що утворює з корпусом 1 кільцеву камеру 7. Усередині накопичувача 5 розміщений кросовер 8 (або інакше – вузол перехресних потоків), що розділяє його внутрішню порожнину на дві частини – верхню 9 і нижню 10, пов'язані один з одним рядом поздовжніх каналів 11. Усередині кросовера 8 виконана ступінчаста розточка 12, в якій встановлено сідло 13, підтиснуте гайкою 14. Знизу встановлена напірна гайка 15, що утворює з гайкою 14 камеру 16, яка радіальними отворами 17 в тілі кросовера 8 пов'язана з кільцевою проточкою 18, яка розташована на рівні виконання циркуляційних отворів 19 в тілі накопичувача 5.

Верхній кінець кросовера 8 забезпечений внутрішнім різьбленням, в яке закручений відвідний патрубок 20, пропущений через заглушку 21, з проходом через верхню кришку 2, і забезпечений зовнішнім приєднувальним різьбленням 22.

Осьовий канал 23 відвідного патрубка 20 постійно гідравлічно пов'язаний перепускними отворами 24 з верхньою частиною накопичувача 5 над кросовером 8. Усередині накопичувача 5, в його нижній частині 10 розміщений поплавок 25, через який пропущена трубка 26, на верхньому кінці якої встановлений кульовий клапан 27. Нижче кульового клапана 27 знаходиться кільцевий поршень 28. На нижньому кінці трубки 26, що виходить за межі поплавця 25, встановлені регулювальні гайки 29.

З зовнішнього боку корпусу 1 встановлений з'єднувальний фланець 30, розташований, на рівні виконання поперечних каналів 31 і 32. В з'єднувальному фланці 30 виконано різьблення, в яке загвинчені підвідні трубки 33 і 34 для подачі реагенту і газу. У підводячому патрубку 33 для подачі реагенту встановлена заглушка 35, через яку пропущена живильна трубка 36, з розташуванням її нижнього кінця в кільцевій камері 7, між внутрішньою поверхнею корпусу 1 і зовнішньою поверхнею накопичувача 5. Нижній кінець

всередину корпусу 1 і через поздовжні пази 37 в накопичувачі 5 реагент подається всередину накопичувача через отвір в перфорованій перегородці 6.

Одночасно через підвідний патрубок 34 ведеться подача газу, який заповнює внутрішню порожнину корпусу 1 і через циркуляційні отвори 19 в тілі накопичувача 5 і радіальні отвори 17 в кросовері 8 подається в осьовий канал 23 відвідного патрубка 20, і далі по магістральному трубопроводу 42 надходить в осьовий канал гнучкої колони труб колтюбінгової установки, яка спущена в свердловину.

Заповнення нижньої частини 10 накопичувача 5 розрахунковим об'ємом реагенту призводить до підйому поплавця 25 разом з трубкою 26, забезпеченою кульовим клапаном 27 і кільцевим поршнем 28. При цьому кульовий клапан 27 проходить всередині напірної гайки 15 для посадки на сідло 13, із введенням кільцового поршня 28 всередину напірної гайки 14, з утворенням з останньою герметичного контакту. Тим самим припиняють подачу газу в камеру 16 кросовера 8. Газ продовжує надходити в кільцеву камеру 7, з впливом на дзеркало реагенту і подачею його через поздовжні пази 37 і отвори в перфорованій перегородці 6 всередину накопичувача 5, звідки через поздовжні канали 11 в кросовері 8 та отвори 24 у відвідному патрубку 20 реагент подається в магістральний трубопровод 42. Після видавлювання порції реагенту газом з нижньої частини накопичувача 5, поплавок 25 опускається вниз до упору в перфоровану перегородку 6, з відкриттям подачі газу з кільцевої камери 7, через циркуляційні отвори 19 і радіальні отвори 17 і камеру 16 в осьовий канал 23 відвідного патрубка 20. Газ впливає на пробку реагенту в магістральному трубопроводі 42, з транспортуванням її осьовим каналом гнучкої колони труб в порожнину свердловини.

Протягом часу видавлювання порції реагенту з нижньої частини накопичувача 5 у порожнину свердловини продовжується подача реагенту з резервуара 38 до живильної трубки 36 під дією гідростатичного тиску від різниці висот, на якій розташований резервуар 38 та пристрій.

При повторному заповненні кільцевої камери 7 пристрою

розрахунковою порцією реагенту, процес подачі порції в свердловину триває в автоматичному режимі.

Слід зазначити, що обсяг реагенту, який накопичується всередині корпусу 1 пристрою, визначається виходячи з того, щоб пробка реагенту при подачі в осьовий канал гнучкої колони труб мала достатні лінійні розміри, щоб доставити її без руйнування до вибою свердловини, з впливом, наприклад на поверхню піщано-глинистої або піщано-гідратної пробки, для їх руйнування та видалення піною, яка утворюється при пропусканні порції газу через реагент. Тим самим забезпечується формування стовпа піни в міжтрубному просторі, гідростатичний тиск якого буде рівний або менший, ніж пластовий тиск. Після закінчення процесу очищення стовбура свердловини від пробки припиняють подачу газу і реагенту в пристрій.

4.2 Моделювання напруження на ГКТ

Для того, щоб ГКТ витримала навантаження при проведенні запроектованого нами дослідження, необхідно змоделювати навантаження, які буде витримувати гнучка труба в ході проведення операції. Для цього використовується програмне забезпечення FACT (Fatigue Analysis for Coiled Tubing) від компанії Modelling Engineering & Development Company Limited (MEDCO).

Компанія MEDCO була заснована в 1992 році, щоб надавати консультації та програмне забезпечення компаніям, що користуються колтюбінговими технологіями. З того часу компанія зміцнила за собою місце серед лідерів на ринку у сфері постачання апаратного та програмного інструментарію провідним нафтогазовим компаніям та сервісним організаціям з ремонту свердловин. Протягом багатьох років MEDCO продовжувала створювати найсучасніше апаратне та програмне забезпечення та продовжуватиме це робити. Сьогодні MEDCO має широке коло клієнтів, пропонує багато продуктів і професійних послуг.

FACT — це інструмент, який максимілізує безпеку використання ГНКТ. The Fatigue Analysis відстежує термін служби окремих колон гнучкої труби і частин колони, що підлягають роботам, що виконуються в свердловині та показує втрату міцності під час операціїї. Крім того, модуль дає користувачеві можливість знайти максимальну кількість циклів до повного руйнування, з внутрішнім тиском або без нього, за умови заданої користувачем геометрії котушки. У всіх обчисленнях цього модуля коефіцієнти корозії (через кислоту, цемент тощо) та коефіцієнти концентрації напруги (через зварні шви) враховуються.

Є два режими роботи програми: як окрема програму, де дані можна вводити вручну, або можна використовувати для читання даних у режимі реального часу безпосередньо з програми реєстрації даних, такої як DART, що створює оновлений стан труби в реальному часі. У будь-який час користувач може переглянути поточний стан ГНКТ або переглянути історію. Включено базу даних найпоширеніших розмірів і матеріалів спіральних труб, які зараз виробляються виробниками. Крім того, також включено базу даних найпоширеніших факторів корозії та концентрації напруги через зварні шви. Користувач також може додавати нові записи до наданих баз даних.

Для розрахунків були взяті дані однієї з свердловин Чутівського родовища. В результаті моделювання (Рисунок 4.4) ГКТ витримала навантаження по всій глибині свердловини.

до ГРП та ГРП та освоєння за допомогою КУ. Працює з накопиченням тиску з дебітом 1,5 тис.м3/добу. Рст=105атм. В травні-червні 2019р проведено кислотну обробку ПЗП за допомогою КУ. Дебіт після КУ – 3,5 тис.м3/добу з накопиченням тиску. В жовтні 2019р дебіт газу складає 1,8 тис.м3/стравлення (працює в режимі накопичення тиску). У вересні 2020р виконано замір вибійного тиску при Ртр/зтр=29/50атм, - тиск на гл.3200м склав 86атм, свердловина піддавлена рідиною, - потребує віддувки на ФА із залученням техніки. На кінець 2020р дебіт газу складає 3-4 тис.м3/добу (працює в режимі накопиченням тиску). В січні 2021р свердловину переведено в роботу на Рвх=10атм, дебіт газу при цьому не збільшився та становив 2-3 тис.м3/добу при Ртр/зтр=9/30-45 атм (працює в режимі накопичення тиску). На почаику 2022 року працює з дебітом газу Qг=13 тис.м3/добу, при Ртр/зтр=10/29-38 атм. В травні 2022 року спостерігається збільшення тиску в затрубному просторі із 29 атм до 47-52 атм, на продувки трубним простором не реагує. 17 травня 2022 року свердловина самозупинилася. Під час продувки трубним простором на факельний амбар, при Рзтр=80 атм, вихід флюїду відсутній. 18 травня 2022 року, при продувці свердловини затрубним простором на факельний амбар з подачею азоту в трубний простір, спостерігається стрімкий ріст тиску в НКТ (Рпоч=83атм, Ркінц=260атм), при чому спостерігається постійний вихід газу затрубним простором, - є підозра на «пробку» в НКТ. З 19 травня 2022 року свердловина працює на УКПГ затрубним простором з дебітом газу 10 тис.м3/добу, Ртр/зтр=260/12атм. Станом на 16 червня 2022 року, свердловина продовжує працювати затрубним простором з дебітом газу 9,6 тис.м3/добу, Ртр/зтр=60/13атм.

Для відновлення та стабілізації роботи свердловини трубним простором, необхідно виконати промивку НКТ та ПЗП із залученням КУ з подальшим освоєнням.

Мета ремонту і очікуваний результат

Промивки НКТ та освоєння свердловини за допомогою КУ.

Очікуваний дебіт після проведення робіт:

В результаті проведених робіт отримали наступні данiР гир=20-14 атм, р зтр=32-38 атм, Q газ=180-460-400 м3/год, за час чергування отримано газоконденсат ~400л.

результативність ремонтних та відновлювальних робіт.

3. Змодельовано навантаження на колонну гнучких труб, в результаті чого було отримано позитивні дані щодо використання ГКТ в умовах поставленого завдання.

4.В результаті проведення комплексного впливу отримали Р гир=20-14 атм, Р зтр=32-38 атм, Q газ=180-460-400 м3/год, за час чергування отримано газоконденсат ~400л.

Загальні висновки

В результаті проведеного аналізу стану видобутку газу та газового конденсату стає очевидним, що завершальна стадія експлуатації родовищ Полтавської області характеризується наявністю факторів, що викликають ускладнення. Ускладнення прогресують в результаті зниження пластової енергії, а розбір механізмів ускладнень показує, що обводнення свердловин та продукції можна розглядати як фактор взаємозв'язку та розвитку ускладнень. Розробка технологічних рішень побудована на необхідності керування реологічними, електролітичними, термодинамічними властивостями рідин техногенних та природних рідин у свердловині.

Традиційними технологічними рішеннями, що підвищують ефективність експлуатації свердловин на завершальній стадії розробки родовищ, є:

- використання ПАР для зниження питомої ваги рідини, що накопичується на вибої та полегшує її винос на гирлі, а також ПАР, що знижують величину репресії на пласт при проведенні ремонтних та відновлювальних робіт, робіт з повторного розкрития продуктивних горизонтів;
- застосування модульних компресорних установок, що забезпечують реалізацію газу в мережі з більш високим тиском, а також знижують тиск у системі промислових трубопроводів для покращення винесення рідини та стабілізації режиму роботи свердловин.

Більшість зазначених рішень комбінується із застосуванням широкого спектра реагентів, завдання правильної організації введення яких вирішується розробкою технічних пристроїв та технологічних схем їх застосування. Пропонований в цій магістерській роботі пристрій дозволяє керувати реологічними та іншими властивостями рідин у свердловині при роботах із застосуванням колтюбінгових технологій, пов'язаних із попередженням ускладнень на завершальній стадії експлуатації родовищ.

РЦЧ

Спроектовано проведення комплексного впливу на свердловині 67 Чутівського ГКР. Закачування азоту із проведенням соляно-кислотної обробки, приріст дебіту газу склав Qгаз=180-460-400 м3/год, за час чергування отримано газоконденсат ~400л.

Проведено техніко-економічний розрахунок, в результаті проведених робіт отримаємо прибуток в розмірі 2 330 256,24 грн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 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...

2. Грудз, В. Я., Марущенко, В. В., Братах, М. І., Савчук, М. Т., & Філіпчук, О. О. (2018). Питання експлуатації газовидобувної системи на завершальній стадії експлуатації родовищ: матеріали Міжнародної наукової інтернет-конференції «Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення». № 29. *ББК 72я431 ISSN 2522-932X*, 86..

3. Хайдарова, Л. І., & Гедзик, Н. М. (2021). ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН НА ГАЗОВИХ РОДОВИЩАХ ШЛЯХОМ ПОКРАЩЕННЯ СТАНУ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА. *EDITORIAL BOARD*, 698..

4. Коцкулич, Я. С., & Коцкулич, Є. Я. (2012). Аналіз ефективності промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів..

5. Бойко, В. С., Бойко, Р. В., Кеба, Л. М., & Семінський, О. В. (2007). Обводнення газових і нафтових свердловин..

6. Грицанчук, А. В., & Ткачук, О. І. (2019). ANALYSIS OF EFFICIENCY OF REMOVAL OF LIQUID WITH SELECTION OF GAS WELLS. *Научный взгляд в будущее*, *1*(15), 32-35..

7. Філіпчук, О. О. (2019). *Розроблення методів підвищення ефективності та керування газопотоками систем збору газу виснажених родовищ* (Doctoral dissertation, ІФНТУНГ)..

Коцкулич, Я. С. (2008). Стан якості первинного розкриття продуктивних пластів з аномально низькими тисками. *PRECARPATHIAN BULLETIN OF THE SHEVCHENKO SCIENTIFIC SOCIETY Number*, (1 (1)), 203-211..

8. Коцкулич, Є. Я. (2014). Особливості первинного розкриття

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

9. Алєксєєв, 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 матеріялу 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 Наріжнянського 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., & Матіїшин, 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

газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ..

26. Рой, М. М., & Ластовка, В. Г. (2016). Освоєння та інтенсифікація припливу вуглеводнів методом миттєвих депресій для розширення межі кондиційності колекторів.

– 320 с.

27. Ткаченко, С. Й., Резидент, Н. В., & Іщенко, К. О. (2016). *Наближені методи моделювання за умов визначення теплообміну в ньютонівських та неньютонівських рідинах* (Doctoral dissertation, ВНТУ).

28. Кондрат, Р. М., Дремлюх, Н. С., Угриновський, А. В., & Ксенич, А. І. (2017). Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням пінних систем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (2), 90-96..

29. Драган, І. М. (2017). ШЛЯХИ ЗНИЖЕННЯ ВАРТОСТІ РЕМОНТНИХ РОБІТ В НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ WAYS TO REDUCE THE COST OF REPAIRS TO OIL AND GAS WELLS. *SWo rld*, 78..

30. Рудько, Г. І., & Адаменко, О. М. (2017). Стратегічна геоекологічна оцінка та прогноз стану довкілля Західного регіону України.

31. Векерик, В. І., & Міронов, Ю. В. (2001). Параметри та конструктивне виконання бурових вишок мобільних установок для буріння і ремонту свердловин..

32. Лазаренко, О. Г., & Лівінський, А. М. (2014). Досвід буріння горизонтальних свердловин на Гнідинцівському родовищі. *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения*, (17), 47-52..

33. Кунцяк, Р. Я. (2011). *Удосконалення технолгії буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин в нестійких породах (на прикладі родовищ Дніпрово-Донецької западини)* (Doctoral dissertation, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)..

34. Глушич, В. Г. (2002). Вигин бурильної колони та вибір траєкторії буріння горизонтального бічного стовбура свердловини.

35. Воєвідко, І. В. (2013). Специфіка забурювання бічного стовбура в обсадній колоні свердловини. *Нафтогазова галузь України*, (2), 23-26..

36. Крижанівський, Є. І., Чорнописький, 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., Тарабаринов, 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 CO2 і H2S і температури пластової води нафтового родовища на розвиток пітінгової 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 гідратоутворення на довговічність матеріалу шлейфів.

59. Семеняка, О. Г., Кушнарьов, С. І., Коцаба, В. І., Воловецький, В. Б., & Щирба, О. М. (2019). Дослідно-промислові випробування технології освоювання 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 колтюбінгових 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.