НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ « ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

«Шляхи підвищення дебіту свердловин на родовищах з низьким пластовим тиском»

Група 601-МВ

Склинський Роман Юрійович

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. зав. каф. Гевко І.Б.
С. Гевко

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Методи підвищення дебіту на родовищах з низькими пластовими тисками

Пояснювальна записка

Керівник
доц. к.т.н. Рубець В.Б.
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи
Семенівський Р.М.
студент, ПІБ

група

24.01.2025
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. Петрушак М.В.
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

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

Консультант за 4 розділом
доц. к.т.н. Савчук В.М.
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту_____

Полтава, 2025

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України
29 березня 2012 року № 384

Форма № Н-9.01

Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка
(повне найменування вищого навчального закладу)

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
в.о. Дрегуло А.М.
С.І.Дяков
"___" _____ 20__ року

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

Сапинському Роману Юрійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Шляхи підвищення дебіту свердловин на родовищах з низькою продуктивністю пласта
Керівник проекту (роботи) доц. а.о.н. Рубець В.Д.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом вищого навч. закладу від "09" 08 2024 року № 818-с
2. Строк подання студентом проекту (роботи)_____
3. Вихідні дані до проекту (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	Підпис, дата: завдання прийняв
1	доц. к.т.н. Рубель В.П.		
2	доц. к.т.н. Бондаренко М.В.		
3	доц. к.т.н. Рубель В.П.		
	доц. к.т.н. Ковбаса В.І.		

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	02.11-15.
6	Попередні захисти робіт	16.12-28.
7	Захист магістерської роботи	

Студент _____ Сапунов Р.Ю.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Рубель В.Ф.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП

1. ПРОБЛЕМИ КОНДЕНСАТОВІДДАЧІ ПЛАСТА НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ ГАЗОКОВДЕНСАТНОГО ПОКЛАДУ.

1.1. Фізико-геологічних чинників, що впливають на втрати рідких вуглеводнів

1.2. Існуючі методи підвищення конденсатовіддачі при низьких тисках пластів.

1.3. Фізичні передумови підвищення конденсатовіддачі пласта на завершальній стадії розробки.

1.4. Висновки і постановка завдань досліджень магістерської роботи.

2. ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ МІЖФАЗНОГО МАСООБМІНУ ПРИ НАГНІТАННІ ЗОВНІШНІХ АГЕНТІВ В ПЛАСТ, ЩО ВОЛОДІЄ ЗАЛИШКОВИМИ ЗАПАСАМИ ГАЗОПОДІБНИХ І РІДКИХ ВУГЛЕВОДНІВ.

2.1. Аналіз чинників, що впливають на зміщення фазового рівноваги в двофазній вуглеводневій системі.

2.2. Вивчення процесу перекладу ретроградного конденсату в парову фазу при нагнітанні газоподібних агентів різного складу.

2.3. Обґрунтування вибору агента закачування для вилучення випавшого конденсату в умовах Котелевського ГКР.

2.4. Висновки.

3. МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ВИЛУЧЕННЯ РІДКИХ ВУГЛЕВОДНІВ З ПЛАСТА ПРИ ТИСКАХ НИЖЧЕ ТИСКУ МАКСИМАЛЬНООЇ КОНДЕНСАЦІЇ СУМІШІ.

3.1. Короткий виклад методики досліджень

3.2. Дослідження ефективності вилучення ретроградного конденсату, випаровуваного в газову фазу в умовах глибоко виснаженого Котелевського родовища.

3.3. Аналіз динаміки вилучення конденсату різного фракційного складу.

3.4. Висновки

4. ОЦІНКА ВИДОБУТКУ РІДКИХ ВУГЛЕВОДНІВ ПРИ НИЗЬКИХ ТИСКАХ ПЛАСТІВ НА ЗАВЕРШАЛЬНОЇ СТАДІЇ РОЗРОБКИ КОТЕЛЕВСЬКОГО РОДОВИЩА

4.1. Аналіз результатів апробації технології вилучення ретроградного конденсату на досвідченій ділянці родовища (полігон № I).

4.2. Основні положення концепції дорозробки Котелевського ГКР з використанням технології прокачування низьконапорного газу.

4.3. Промислова технологія вилучення вуглеводнів в період застосування вторинних методів на прикладі Котелевського ГКР.

4.4. Розробка промислової технології ефективного вилучення фракції C_{5+}.

4.5. Схема облаштування промислу при довилучення ретроградного конденсату за допомогою прокачуваного низьконапорного газу.

4.6. Оцінка можливих об'ємів видобутку конденсату при прокачуванні газу в умовах Котелевського родовища

4.7. Висновки.

5. ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

5.1. Результати дослідно-промислової апробації технології нагнітання низьконапірного не рівноважного газу у виснажений газоконденсатний пласт для підвищення вуглеводневої віддачі

5.2. Геолого –промислова характеристика родовища

5.3. Техніко-економічний розрахунок

ВИСНОВКИ

ЛІТЕРАТУРА

ВСТУП

Актуальність роботи. На сучасному етапі переходу усіх господарських зв'язків в країні на ринкові відносини нафтогазовидобувні галузі промисловості придбачають реальну можливість підвищити повноту відбору природних запасів вуглеводнів шляхом впровадження методів впливу на пласт.

Впродовж останніх 2-3 десятків років ученими країн СНД за участю фахівців - практиків обґрунтовані багато проектів розробки, зокрема газових і газоконденсатних родовищ, що містять технічні рішення по дії на пласти з метою підвищення міри вилучення вуглеводнів. Проте, лише одиничні проектні рішення такого роду були доведені до реального впровадження. Практично усі газові і газоконденсатні родовища країн Співдружність продовжують розроблятися на режимі виснаження природної енергії пласта. Цим обумовлені величезні втрати рідких вуглеводнів в пласті до кінця відбору запасів з надр газоконденсатних і нафто-газоконденсатних родовищ.

Такого ж порядку або навіть гірші коефіцієнти вилучення будуть отримані на багатьох інших газоконденсатних і нафто-газоконденсатних родовищах., якщо при розробці не будуть передбачені ті або інші методи впливу на пласт.

Нині, коли в країні здійснюється нова цінова політика ринкового характеру, доцільно використати можливості, що відкриваються завдяки цьому, для реалізації методів підвищення конденсатвіддачі пласта при розробці газоконденсатних і нафто-газоконденсатних родовищ. У зв'язку з цим придбавають актуальність проблеми розробки родовищ такого класу на завершальній стадії відбору запасів, при низьких тисках пластів. Однією із складних є проблема підвищення конденсатовіддачі газоконденсатних пластів в умовах аномально-низьких тисків.

Наукова новизна. Магістерська робота присвячена створенню методів підвищення конденсатовіддачі в умовах аномально-низьких тисків

пластів, характерних для кінцевого етапу завершальної стадії розробки, і методів видобутку вуглеводнів на кінцевому етапі завершальної стадії розробки газоконденсатних родовищ. У першому розділ на підставі аналізу опублікованих робіт перераховуються фізико-геологічних чинниках, що впливають на втрати рідких вуглеводнів; розглянуті існуючі методи підвищення вуглеводовіддачі при низьких тисках пластів, причому акцент робиться на методах підвищення повноти вилучення рідких вуглеводнів. У першій розділ сформульовані фізичні передумови підвищення конденсатовіддачі пласта на завершальній стадії його розробки і завдання досліджень магістерської роботи.

У другому розділі за даними опублікованих робіт досліджуються особливості між фазного масообміну при нагнітанні зовнішніх (газоподібних) агентів ст. пласт, що має залишкові запаси газоподібних і рідких вуглеводнів. Аналізуються чинники, що впливають на зміщення фазової рівноваги в двофазній вуглеводневій системі. Вивчений, у тому числі за допомогою виконаних спільно із співробітниками ВНШГАЗа експериментів, процес перекладу ретроградного конденсату в парову фазу при прокачуванні через пласт газів різного складу. Обґрунтовується вибір агента закачування для вилучення з пласта рідких вуглеводнів в умовах виснаженого Котелевського родовища.

Третій розділ присвячена моделюванню процесу вилучення рідких вуглеводнів з пласта при тисках нижче тиску максимальноої конденсації суміші. Спільно із співробітниками відділу методів підвищення конденсатвіддачі пласта експериментальним шляхом досліджена ефективність вилучення ретроградного конденсату, випаровуваного в не рівноважну газову фазу в умовах глибоко виснаженого газоконденсатного родовища типу Котелевського. Аналізується динаміка вилучення окремих фракцій конденсату, що розрізняються по молекулярній масі.

У четвертій розділ зроблена оцінка видобутку рідких вуглеводнів у разі прокачування сухого газу при низьких тисках пластів стосовно умов виснаженого Котелевського родовища. Заздалегідь розглянуті результати

апробації технології вилучення ретроградного конденсату за допомогою облямівки рідкого вуглеводневого розчинника на досвідченій ділянці родовища (полігон № І). Технологія розрахована на умови пластів, які характеризуються дещо великим тиском, і результати апробації її цінні не стільки фізичними показниками, як промисловим досвідом реалізації методів дії на пласт на родовищах типу Котелевського. За участю автора запропонована і реалізується схема облаштування промислу, яка забезпечує ефективне вилучення рідких вуглеводнів з суміші, що добувається, при низьких гирлових тисках. Розглянута концепція дорозробки Котелевського родовища на кінцевому етапі завершальної стадії експлуатації об'єкту - при аномально-низькому тиску пласта. Наводяться техніко-економічні показники розробки об'єкту при реалізації технології прокачування сухого газу через пласт, що характеризується гранично низькими тисками.

Об'єкт досліджень. Газоконденсатні родовища, що знаходяться в умовах аномально низьких пластових тисків.

Предмет досліджень. Методи видобутку вуглеводнів із газоконденсатних родовищ, що працюють на режимі виснаження.

У магістерській захищаються наступні **основні положення**:

1. Обґрунтована концепція дорозробки газоконденсатних родовищ типу Котелевського на кінцевому етапі завершальної стадії експлуатації залишкових запасів вуглеводнів.

2. Створений метод підвищення вуглеводовіддачі глибоко виснаженого (Р<Рмк.) газоконденсатного родовища, ґрунтований на використанні ефектів випару ретроградного конденсату в закачаний в пласт не рівноважний газ, масообміну компонентів, що випарувалися, по пласту у складі газової фази, що фільтрується, вилучення цих компонентів в газом з пласта на поверхню.

3. Досліджений механізм випару ретроградного конденсату в низько проникному (К~10^{-14}-10^{-15}м^2) пористому пласті при гранично низьких

тисках від 5 до 1 МПа, у тому числі після закачування вуглеводневого (метан) і не вуглеводневого (азот) газу в кількостях до 5-6 об'ємів пор.

4. Обґрунтований склад газоподібного агента, якого слід закачувати в пласт при реалізації створеного методу підвищення ввуглеводовіддачі

5. Досліджений на основі математичного моделювання вплив розміру облямівки легкого вуглеводневого розчинника на ефективність вилучення ретроградного конденсату.

6. Обґрунтовані параметри полігонів на газоконденсатному родовищі для дослідно-промислової апробації способів підвищення вуглеводовіддачі пласта в умовах низьких тисків пластів.

7. Обґрунтована вдосконалена для умов низьких тисків пластів і гирлових промислова система вилучення рідких вуглеводнів з газоконденсатної суміші, що добувається, і підготовки газу і конденсату до транспорту.

8. Здійснена дослідно-промислова апробація створеного за участю автора методу підвищення вуглеводовіддачі шляхом нагнітання в газоконденсатний пласт низьконапорного не рівноважного газу.

На базі узагальнення результатів опублікованих вітчизняних і зарубіжних робіт, аналітичних і експериментальних досліджень автора, а також за даними дослідно-промислової апробації запропонованих автором техніко - технологічних рішень створені методи дорозробки залишкових запасів вуглеводнів глибоко ($P_{пл} < P_{м.к.}$) виснажених газоконденсатних родовищ і методи промислової підготовки газу і конденсату в умовах, що характеризуються украй низькими ($P_у$~1 МПа) гирловими тисками на добувних свердловинах.

РОЗДІЛ 1

ПРОБЛЕМИ КОНДЕНСАТОВІДДАЧІ ПЛАСТА НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ ГАЗ0К0НДЕНСАТНОГО ПОКЛАДУ

1.1. Фізико-геологічні чинники, що впливають на втрати рідких вуглеводнів

Газоконденсатні родовища (ГКР) є складними з точки зору повноти вилученнями вуглеводнів об'єкти розробки. При реалізації режиму використання природної енергії пласта (режиму виснаження) коефіцієнти конденсатовіддачі характеризуються низькими величинами (не більше 50-60% початкових запасів).

Аналіз літератури показує, що на повноту вилучення вуглеводневого конденсату (фракції C_{5+}) впливають фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів, склад вуглеводневої суміші пласта, температура покладу і інші фізико-геологічні чинники [10,12,36,40,70,76,92]. В таблиці. 1.1 приведені приклади вітчизняних і зарубіжних ГКР, для яких є промислові дані по конденсатовіддачі пласта до кінця розробки (чи зроблена оцінка очікуваних величин цього параметра). При зіставленні величин коефіцієнтів вилучення конденсату з середньою проникністю пласта-колектора видно, що між ними існує явний зв'язок: мінірисьні коефіцієнти характерні для низко проникних пластів. Головною причиною такого зв'язку є капілярні ефекти, що обумовлюють збільшення капілярно-утримуваного породою об'єму рідкої вуглеводневої фази зі зменшенням середнього розміру пор і збільшенням питомої її поверхні [11,28,45,48,49,50,71].

Результати розробки зарубіжних і вітчизняних ГКР свідчать також про зв'язок між ємністю газоконденсатної суміші пласта і конденсатовіддачі пласта. Наприклад, прийняті в [722,25,26,33,37,38,43,46,47,52] дані, у тому числі по виробленим ГКР США і Канади показують, що чим більше величина початкового вмісту фракції C_{5+} в газі пласта, тим менше вдається відібрати її з пласта до кінця розробки. У ряді випадків, коли конденсатного - газовий чинник суміші пластів складає порядку 1000м[кв3, коефіцієнти вилучення конденсату досягають всього 10 – 15%.

Газоконденсатні поклади приурочені зазвичай до глибоко залягаючих пластів-колекторів теригенного або блоковий - будови тріщини, що визначає значною мірою можливості вилучення вуглеводнів з надр. Чим більше неоднорідності пласта, що особливо характерно для карбонатних тріщинуватих порід, тим значніше втрати конденсату в гірше охоплюваних розробкою низко проникних зонах (блоках) продуктивних відкладень. Зі збільшенням температури пласта втрати пластів вуглеводнів помітно знижуються. Це можна пояснити тим, що перехід більшої частини вуглеводнів в парову фазу зменшує утримуючий вплив пласта-колектора як дисперсного пористого середовища по відношенню, зокрема, до високомолекулярних компонент суміші пласта, що утворюють фракцію C_{5+} [6,7,45,48,50,54,81]. Проте, конденсатовіддача пластів-колекторів ГКР при розробці на режимі виснаження загалом є низькою.

Розглянуті фізико-геологічні чинники, що впливають на ефективність розробки ГКР, обумовлюють необхідність пошуку нових технологічних методів підвищення повноти вилучення з пласта вуглеводнів, що особливо високомолекулярних, таких, що утворюють конденсатні фракції (C_{10+},C_{7+}, C_{5+}).

1.2. Існуючі методи підвищення конденсатовіддачі при низьких тисках пластів

Результати розробки зарубіжних і вітчизняних ГКР свідчать також про зв'язок між складом газоконденсатної суміші пласта і конденсатовіддачі пласта. Наприклад, приведені в [722,25,26,33,37,38,43,46,47,52] дані, у тому числі по вироблених ГКР США і Канади показують, що чим більше величини початкового змісту фракції С5+ в газі пласта, тим менше вдається відібрати її з пласта до кінця розробки. У ряді випадків, коли конденсато - газовий чинник суміші пласта складає порядку 1000г[м3, коефіцієнти вилучення конденсату досягають всього 10 – 15%.

Газоконденсатні поклади приурочені зазвичай до глибоко залагаючих пластів-колекторів теригенного або блоковий - будови тріщини, що визначає значною мірою можливості вилучення вуглеводнів з надр. Чим більше неоднорідності пласта, що особливо характерно для карбонатних тріщинуватих порід, тим значніше втрати конденсату в гірше охоплюваних розробкою низко проникних зонах (блоках) продуктивних відкладень. Зі збільшенням температури пласта втрати пластів вуглеводнів помітно знижуються. Це можна пояснити тим, що перехід більшої частини вуглеводнів в парову фазу зменшує утримуючий вплив пласта-колектора як дисперсного пористого середовища по відношенню, зокрема, до високомолекулярних компонент суміші пласта, що утворюють фракцію C_{5+} [6,7,45,48,50,54,81]. Проте, конденсатовіддача пластів-колекторів ГКР при розробці на режимі виснаження загалом є низькою.

Розглянуті фізико-геологічні чинники, що впливають на ефективність розробки ГКР, обумовлюють необхідність пошуку нових технологічних методів підвищення повноти вилучення з пласта вуглеводнів, що особливо високомолекулярних, таких, що утворюють конденсатні фракції (C_{10+},C_{7+}, C_{5+}).

1.2. Існуючі методи підвищення конденсатовіддачі при низьких тисках пластів

конденсату вимагається прокачувати через пласт великі об'єми газу. Природно, ці об'єми менше "сайклінгових" в пропорції, що відповідає співвідношенню пластів тисків, проте і в цьому випадку .реалізація технології довилучення конденсату на практиці можлива лише в конкретних регіональних ситуаціях - за наявності газу поблизу родовищ. У нашій країні низьконапорні технології як методи підвищення вуглеводовіддачі в досвідченому масштабі реалізовувалися на ряду виснажених газоконденсатних і нафтових родовищ Оренбуржья і Башкирії, зокрема, після створення підземного сховища газу на базі виробленого Радгоспного ГКР [20,78].

В різний час вченими і фахівцями газодобувної галузі пропонувалися і інші методи підвищення конденсатовіддачі при низьких тисках пластів. Р.М. Тер-Саркисовым із співробітниками обґрунтований методичний підхід для створення комплексу науково-технічних рішень при дії на газо-конденсатний пласт, що знаходиться на завершальній стадії розробки, шляхом нагнітання розчинників [3,14,15,16,17,18,19,31,60,61,78,84]. Показано, що застосування легких вуглеводневих розчинників є перспективним напрямом підвищення, ефективності розробки газоконденсатних родовищ, що мають відомий запас енергії пласта, тобто виснажений до стадії, поки ще" можлива газліфтна експлуатація добувних свердловин [5,35,77].

Відомі декілька робіт, присвячених збільшенню кінцевої вуглеводовіддачі шляхом закачування в пласт повітря, азоту, двоокису вуглецю, "водяного газу" - продукту конверсії метану водяною парою [1,4,13,23,24,87,88,89].

Пропонувалися також методу довилучення залишкових запасів вуглеводнів виснажених газових і газоконденсатних родовищ, ґрунтовані на створенні розрідження на забоях експлуатаційних свердловин, випарі конденсату, що скупчився там, і інших способах очищення при забойних зон [1,29, 30,32,39[.

Прокачуваний через пласт газ здатний грати універсальну роль поглинаючого середовища, в яке може випаровуватися раніше випавший конденсат; газу-носія для транспортування конденсату, що випарувався; витискувача двофазної пластом залишковою вуглеводневою сумішю і фронтального об'єму закачаного газу, що містить конденсат, що випарувався; газоподібного енергоносія, що забезпечує експлуатації: добувних свердловин і транспортування цільових вуглеводнів з пласта на поверхню до установки промислової підготовки газу і конденсату.

У літературі є свідоцтва того, що ретроградний конденсат при виснаженні газоконденсатної системи в області тисків нижче тиску $P_{мк}$ максимальноої конденсації суміші пласта навіть в умовах шмагай того середовища частково переходить знову в парову фазу [2,6,27,92]. Поведінка газоконденсатних сумішей в цій області тисків досліджене особливо випаровуваність окремих фракцій конденсату. В той же час ОНБ представляє практичний інтерес у зв'язку з тим, що вже сформувала: велика група газоконденсатних родовищ, розробка яких закінчена або близька до закінчення.

Існування ефекту випару конденсату при тисках в пласті $P < P_{мк}$ свідчить про деяке зміщення рівноваги в системі у бік газової фази відносно стану системи при тиску, наприклад, $P_{мк}$. Отже, цей ефект можна розглядати як передумову можливості підвищення конденсатовіддачі пласта при прокачуванні через нього низьконапорного газу, не рівноважного по своєму складу по відношенню до вуглеводневої системи пласта. Іншою передумовою є динаміка випаровуваності конденсату як функції тиску в області $P < P_{мк}$. Нечисленні літературні джерела дозволяють вважати, що зі зменшенням тиску у вказаній області тисків пластів випаровуваність конденсату збільшується, хоча особливості поведінки окремих фракцій конденсату при цьому не досліджені. Таким при прокачуванні не рівноважного газу через виснажений газоконденсатний пласт слід вивчити ефективність поєднання

прокачування з вторинним виснаженням системи як методу підвищення конденсатовіддачі пласта.

Низькі ($P < P_{мк}$) тиски пластів газоконденсатних родовищ, що знаходяться на кінцевому етапі завершальної стадії розробки, дозволяють реалізувати прокачування зовнішнього газоподібного агента у безкомпресорному варіанті. Це є значною техніко-економічною перевагою дії на пласт в завершальний період відбору з нього вуглеводневої сировини. Проте, низькі гирлові тиски добувних свердловин ставлять завдання вдосконалення методів промислової підготовки газу і конденсату стосовно промислових умов, що змінилися.

1.4. Висновки до розділу 1

До теперішнього часу в країні сформувалася значна група газоконденсатних родовищ з великими залишковими запасами етану, пропану, Бутану, пентанов плюс вищекиплячі, енергія пласта яких в результаті попередньої розробки украй виснажена. Це вимагає створення нових рисо енергоємних методів дорозробки залишкових запасів рідких вуглеводнів.

В зв'язку з цим сформульовані наступні основні завдання магістерської роботи:

1. Обґрунтування концепції дорозробки газоконденсатних родовищ типу Котелевського на кінцевому етапі тієї, що завершальної стадії експлуатації залишкових запасів вуглеводнів.

2. Дослідження механізму випару фракцій конденсату різної молекулярної маси в газову фазу при низьких ($P<P_{мк}$) тисках пластів. 3. Створення методу підвищення вуглеводовіддачі глибоко виснаженого газоконденсатного пласта шляхом випару конденсату пласта в прокачуваний низьконапорний не рівноважний газ.

4. Обґрунтування вибору газоподібного агента для нагнітання в пласт у без компресорному варіанті при низьких ($P<P_{мк}$) тисках пластів з метою випару конденсату і вилучення його з пласта у складі газової фази.

5. Дослідження впливу розміру облямівки легкого вуглеводневого розчинника на ефективність вилучення ретроградного конденсату.

6. Вдосконалення існуючої системи промислової підготовки газу і конденсату для глибшого вилучення рідких вуглеводнів в умовах низьких гирлових тисків.

7. Вибір і обґрунтування параметрів полігону на Котелевському родовищі для дослідно-промислової апробації запропонованих в магістерській роботі технологічних рішень, спрямованих на підвищення кінцевого коефіцієнта газо - конденсато - віддачі пласта.

8. Дослідно-промислова апробація створена за участю автора методу підвищення вуглеводовіддачі шляхом нагнітання в газоконденсатний пласт низьконапорного не рівноважного газу.

отририси також пересувні установки на колісній або гусеничній базі. При використанні 1м3 природного газу в якості палива отримують від би до 10 м3 азоту; продуктивність установок від 0,12 до 1, 50 млн.м^3[доб. [23,74].

Джерелами діоксиду вуглецю окрім природних родовищ можуть бути багато виробництв і передусім виробництво спиртів, де він в рідкому вигляді є побічним продуктом. Велика кількість діоксиду вуглецю міститься в котельних і вихлопних газах теплових електростанцій, компресорних станцій і інших виробництв. Виділення діоксиду вуглецю в цих випадках може бути ґрунтоване на адсорбції при низькому тиску і десорбції при підвищеній температурі. Діоксид вуглецю може бути витягнутий також з природного і попутного нафтового газу за допомогою регенераційних установок мембранного типу. Такі установки успішно працюють в США. Витягувані при дії на пласт газ і конденсат можуть бути оброблені з використанням кріогенної техніки на промислі і задовольняти місцеві потреби. У перспективі використовуваний азот може послужити сировиною для виробництва азотистих добрив, причому створені на базі вироблених газових пластів сховища азоту стануть елементом технологічного ланцюжка. Залишкові запаси не вуглеводневого газу можуть бути використані в якості буферного газу при створенні на базі виснаженого пласта підземного сховища природного газу.

При цінах, що швидко змінюються, на вуглеводні і не вуглеводневі гази оцінку техніко-економічних показників процесу дії з використанням газів доцільно робити стосовно конкретних умов окремого родовища або газодобувного регіону.

2.3. Обґрунтування вибору агента закачування для вилучення випавшого конденсату в умовах Котелевського ГКР

Теоретичні і експериментальні дослідження процесу випару стосовно умов Котелевського газоконденсатного родовища показали, що:

показують, що на досвідченій ділянці родовища, що включає близько десяти експлуатаційних свердловин, за перші п'ять років без компресорного прокачування сухого газу буде додатково витягнуто біля 500тbс.тонн рідких вуглеводнів, у тому числі понад 430 тис. тонн пропан – бутанової фракції.

2.4. Висновки до розділу 2

1. Розробка газових і газоконденсатних родовищ на режимі використання природної енергії пласта (режимі виснаження) характеризується значними залишковими запасами газоподібних і рідких вуглеводнів. В умовах дефіциту вуглеводневої сировини і палива вилучення цих запасів представляє народно - господарську проблему.

2. Нагнітання у виснажений пласт вуглеводневих і не вуглеводневих газів дозволяє застосувати методи вилучення залишкових запасів вуглеводнів, ґрунтовані на заміщенні газу пласта, десорбції і прямому випарі сконденсованих вуглеводнів.

3. Після вилучення залишкових запасів вуглеводнів шляхом нагнітання газоподібних агентів можливо використати останні як буферний газ при створенні підземних сховищ на базі цих виснажених родовищ.

4. В умовах типового для газоконденсатних об'єктів Котелевського промислу по сукупності переваг (випарювальна здатність, не агресивність, доступність) в якості газоподібного агента, що нагнітається, для перекладу ретроградного конденсату в парову фазу доцільно використати тюменський природний газ.

3.2. Дослідження ефективності вилучення ретроградного конденсату, випаровуваного в газову фазу в умовах глибоко виснаженого Котелевського родовища

На першому етапі досліджень процесу вуглеводовідлачі в умовах глибоко виснаженого Котелевського родовища моделювали процес відбору газу і конденсату на режимі виснаження в діапазоні тисків "пластів" від 5 до I МПа.

Основні результати вивчення процесу глибокого виснаження (P= 5→1МПа) газоконденсатної системи представлені, на рисюнках 3.1 і 3.2, криві V= 0. Звертає на себе увагу істотне збільшення змісту в продукції як легкій фракції C_{2-4} так і фракції C_{5+} у міру зниження тиску в моделі пласта. Збільшення молекулярної маси фракції C_{2-4} після зниження тиску до 2,5-2,0 МПа свідчить про випереджаюче вилучення з пласта легких компонентів фракції, тобто переважно етана.

В той же час молекулярна маса фракції, що практично не змінюється, C_{5+} вказує на те, що навіть виснаження до 1,5-1,0 МПа газоконденсатна система зберігає достатні резерви цієї фракції і може розглядатися в якості об'єкту для дії на пласт з метою дорозробки залишкових запасів конденсату.

Подальші експерименти по прокачуванню сухого газу (метану) через модель глибоко виснаженого газоконденсатного пласта здійснювали після попереднього підвищення тиску в системі. від 1 до 5 МПа (шляхом подання в систему необхідного об'єму газу). Ізобарична прокачка метану при тиску 5 МПа у кількості п'яти порових об'ємів привела до вилучення майже усіх компонентів легше за пентана. Дійсно, якщо при першому прокачуванні метану зміст фракції C_{2-4} в продукції моделі пласта характеризувався величинами 200-230 г[м^3 (рис. 3.1, верхня крива V= 0), то після глибокого виснаження системи і повторного відновлення тиску до P= 5 МПа ці величини складали усього приблизно 2-2,5 г[м^3 (той же рисюнок, верхня крива V = 5). Відповідно різко збільшилася молекулярна маса

прокачуваного газу практично не вплинула (рис. 3.2, криві V=5 и V =6) : зміст в продукції продовжував знижуватися при тій же молекулярній масі пентанов плюс вищі.

Таким чином, при дорозробці виснаженого газоконденсатного пласта типу Котелевського шляхом прокачування газу в якості агента дії можливо використати як сухий вуглеводневий газ (метан), так і не вуглеводневі гази, наприклад, азот; хоча він і відрізняється значно більш високими константами фазової рівноваги (рис. 3.3), але випаровуваність рідких вуглеводнів в цей газ при гранично низьких тисках пластів, щонайменше, не гірше чим в метан.

3.3. Аналіз динаміки вилучення конденсату різного фракційного складу

Розробка газоконденсатних родовищ ґрунтована на ефекті високої рухливості флюїду пласта, що складається в основному з низькомолекулярних газів (метан, іноді діоксид вуглецю і сірководень), і ефекті хорошої розчинювальної здатності цих газів по відношенню до вуглеводнів C_{2+} . Роботи Дж. Амікса, Д. Басса, Д. Катца, Т.П. Жузе, С.Л. Закса, Б. Сейджа, Г.С. Степанової, Р.М. Тер-Саркисова, Р. Уайтінга та ін. дослідників [2,29,36,71,75,90,91] показали, що випаровуваність компонентів характеризується константами між фазної рівноваги, величини яких залежать від молекулярної маси суміші пласта, абсолютних тисків і абсолютних температур системи. Оскільки при розробці газоконденсатного покладу на режимі виснаження тиск пласта постійно знижується, відповідно міняються і константи фазової рівноваги (рис. 3.4).

Тому як склад рівноважної газової фази пласта виснаженого покладу, так і інтенсивність випару вуглеводневих компонентів в прокачуваний не рівноважний газ є функціями тиску, при якому здійснюється дія на пласт шляхом нагнітання газу. З рис. 3.4 видно, що тиск максимальноої конденсації компонентів газоконденсатної суміші пласта має тенденцію до

дозволяє залучити в розробку ретроградний конденсат, використовуючи ефект випаровуваності рідини в не рівноважну газову фазу.

3. Навіть після прокачування газу в об'ємах близько 5 об'ємів пор в пористому середовищі залишаються значні резерви вуглеводнів C_{5+} які можуть бути частково витягнуті при вторинному глибокому виснаженні системи.

4. Аналіз динаміки вилучення окремих фракцій ретроградного конденсату свідчать про те, що при низьконапорному (Р~ 5 МПа) прокачуванні газу в процес випару включаються і можуть бути витягнуті з пласта низькомолекулярні вуглеводні бензинової фракції від C_5 до $C_8 – C_9$. Вуглеводні з більшою молекулярною масою практично не вилучаються з - пласту при розгляд методі впливу на пласт, проте це практично не відбивається на динаміці конденсатовіддачі пласта, зважаючи на незначний вміст цих вуглеводнів в загальних початкових запасах конденсату.

при забійної зони прийомистість свердловини значно зросла (перерахунок на продуктивність свідчив про збільшення величини цього параметра удвічі). Через 7 місяців після початку закачування в пласт розчинника було відмічено перше збільшення виходу конденсату на вкв. 256 (від початкового 43 до 65 г/м^3).

Підвищилися також щільність, молекулярна маса конденсату і сталося те, що обважнює його фракційного складу. Одночасно збільшився зміст пропан - бутанової фракції у відбираною цією свердловиною суміші пласта, що прямо свідчило про зв'язок вказаних параметрів продукції з процесом дії на пласт розчинником. Аналогічним чином прореагувала на дію вкв.38, де спостерігалася подібна ж зміна параметрів продукції. На св. 257, найбільш віддаленою від нагнітальної св. 103, і що характеризується відносно низькими дебітами, ефект від дії виявив себе в дещо змащеному виді: динаміка виходу конденсату корелювала зі змінами на св. 38 і 256, проте із-за низької продуктивності свердловини конденсат, що поступає на забій, викидався в пульсуючому режимі, відмічений навіть ефект самоглушіння свердловини.

Другий вал конденсату на полігоні спостерігався в квітні-травні 1988г.,через півмісяця після початку продавлювання облямівки розчинника газом. Знову зріс конденсатогазовий чинник (до 54 г/м^3). підвищилися (причому значніше, ніж вперше) щільність, молекулярна маса конденсату, відповідно змінився фракційний склад.

Підвищений вміст конденсату в продукції добувних свердловин полігону зберігався до червня," а пропан - бутанової фракції - до середини серпня 1988г. З травня Г988г. за промисловими спостереженнями на св. 38 і 256 спостерігалися прориви газу до добувних свердловин по одному з нижніх інтервалів працюючої частини розрізу.

Всього за два періоди ^вступу в добувні свердловини раніше випавшого конденсату додатково витягнуто на полігоні біля I тис. т фракції C_{5+} і близько 5 тис. т пропан - бутанової фракції.

родовища зменшення холодопродуктивності установки може бути компенсоване відповідним зменшенням об'єму газу, що переробляється.

Застосування елементів технології абсорбції. На стадії проектування можна передбачити можливість реконструкції сепарації - устаткування, щоб в нім встановити контактні східці. В цьому випадку сепаратор можна використати як комбінований сепаратор-абсорбер. В якості зрошування можна використати стабільний конденсат або його фракцію.

У режим абсорбції роботи можна перевести також один з деєтанізаторів установки стабілізації конденсату (УСК). У цій колоні можна переробляти гази вивітрювання і деєтанізації. Залежно від конкретної схеми газоконденсатопереробного комплексу в якості деєтанізатор завчасно можна використати колону, розраховану на більш високий тиск.

У колонах в якості абсорбенту можуть бути використані продукти переробки стабільного конденсату або його фракції. У останньому випадку дебутанизатори двох ниток УСК перекладаються на комбінований варіант роботи. Завдяки не загруженості потужності УСК для отримання і регенерації абсорбенту не потрібно будівництва нових установок. Працездатність установок забезпечується за рахунок переобвязки окремих колон і технологічних ниток.

Оптимізація режиму роботи ДКС. Питання про розміщення ДКС на об'єктах переробки продукції пласта ГКР - один з основних, визначальний вихід рідких продуктів. На практиці є випадки, коли для забезпечення ефективності роботи компресорних агрегатів ДКС розміщують після установок НТС. Наприклад, таке рішення було прийняте при проектуванні об'єктів Котелевське комплексу. В результаті зі зниженням тиску газу перед УКПГ різко знизилася ефективність роботи технологічних-установок, особливо при витяганні пропан - бутанової

Розміщення потужностей ДКС на установках НТС повинне вирішуватися з урахуванням складу сировинного газу, потрібних мірі вилучення з газу цільових компонентів і точки роси газу і так далі.

Стосовно кожного складу сировини рекомендується побудувати залежності, приведені на мал. 4.5. Параболічна крива на нім характеризує залежність необхідної точки роси T^{e}тр, від тиску процесу. В даному випадку найбільш оптимальний тиск 4,5 МПа, якому відповідає - 10°С (ця точка роси умовно прийнята достатній для забезпечення ефективності експлуатації магістрального газопроводу). При нижчих або вищих тисках потрібно буде знизити ізотерму конденсації, щоб зберегти еквівалентну точку роси газу по вуглеводнях, що відповідає точці роси -10°С.

Інші криві на мал. 4.5 характеризують перехід цільових фракцій в рідку фазу залежно від тиску. Точки екстремуму цих кривих відповідають оптимальному значенню тиску процесу низькотемпературної конденсації. Аналіз кривих мал. 4.5 показує, що при поданні товарного газу в магістральний газопровід (МГ) на робочий тиск 5,5 МПа ДКС повинна розміщуватися до установки НТС. При поданні газу в МГ на робочий тиск 7,5 МПа потужності ДКС повинні розташовуватися до (для дожимання газу до оптимального тиску конденсації) і після (для дожимання газу до 7,5 МПа) установки НТС.

Наш підхід до розміщення ДКС на установках НТС реалізований при реконструкції УКПГ Котелевського ГКР. За проектом промислові установки працювали за схемою охолодження - сепарація - компримування. З падінням тиску сировинного газу на установці різко знизився вихід пропану і бутану в рідку фазу, у зв'язку з чим було запропоновано здійснити реконструкцію - комплексу промислових установок і перекласти їх на схему компримування - охолодження - - сепарація. Реалізація цієї схеми дозволила вести процес низькотемпературної конденсації при тиску 5 МПа і значно збільшити вихід рідких продуктів.

зниження тиску пласта використовувався традиційний підхід збереження низьких температур на установках комплексної підготовки газу (УКПГ), який зводився до використання турбодетандерних агрегатів або, в дуже окремих випадках, пропанових холодильних станцій.

Досвід використання ТДА добре висвітлений у вітчизняній літературі, але в переважній більшості робіт він носив або рекламний характер, або застосуємо до УКПГ, працюючих безпосередньо на споживача, і відсутній для варіанту, коли УКПГ жорстко пов'язана з роботою дожимной компресорної станції (ДКС), особливо на завершальній стадії розробки, хоча цей варіант має найширше поширення.

Питання отримання холоду і його ефективного використання на увесь період розробки родовища являються стратегічному лінією технічної політики, облаштування промислу, яка повинна проводитися з самого початкового моменту - стадії проектування таких об'єктів, як УКПГ, так і ДКС.

У цій роботі, на прикладі Котелевське родовища розглядаються найважливіші сторони досвіду використання найбільш поширених технічних методів отримання холоду в промислових умовах і на підставі результатів цього досвіду вироблений підхід до проектування схеми облаштування родовища в процесі розвитку. У зв'язку з цим з кількісних і якісних позицій слід розглянути досвід застосування на Котелевському ГКР турбодетандерных агрегатів і парокомпрессионной холодильної техніки у міру зниження тиску пласта і підвищення ефективності вилучення вуглеводневих компонентів.

На Котелевському ГКР турбодетандерні агрегати були встановлені на двох УКПГ (5 і 8). Технологічна схема одного з цих УКПГ (УКПГ- 8) представлена на мал. 4.6. При роботі з ТДА підготовка газу здійснювалася таким чином. Газ зі свердловини через колекторну схему поступає в сепаратори I ступеня (С - I), де відбувається відділення початкової фази. Далі через теплообмінник (Т/О) і сепаратор С- 2 потік спрямовується на турбіну типу БТДА 5/100. Температура газу після неї складає мінус 8°.

Охолоджена газоконденсатна система розділяється в сепараторі С- 3, після чого газовий потік через рекуперативний теплообмінник, петлю виміру поступає в компресор ТДА і далі в промисловий газопровід.

Міра підвищення тиску в компресорі 1,11/1,13, т.е. відповідає величині, вказано в технічній характеристиці компресора. Використання ТДА в промислових схемах підготовки газу на родовищах, що вступили в стадію видобутку, що падала, залежить від двох чинників. З одному сторони, абсолютно очевидний виграш в видобутку конденсату за рахунок пониження температури сепарації, з другом сторони - підвищується перепад тиску в системі УКПГ, внаслідок чого відбувається зниження видобутку газу по усіх свердловинах, підключених до цього УКПГ, де знаходиться в роботі ТДА. У зв'язку з цим при аналізі роботи таких УКПГ необхідно дати оцінку впливу функціонування ТДА на:

- вихід конденсату по УКПГ;
- зміст C_{5+} в газах сепарації;
- видобуток газу по УКПГ.

На мал. 4.7 представлена залежність зміни перепаду температури газу після турбіни (температура сепарації I ступеня дорівнює 9° С) від величини спрацьовування тиску на ТДА, а також залежність зміни виходу дегазованого конденсату ($см^3/м^3$) в порівнянні з схемою з відключеним ТДА. Так, при підтримці температури газу після ТДА рівною мінус 8°С досягається збільшення виходу сирого і дегазованого конденсату до 47 і 31 $см^3/м^3$ в порівнянні з схемою з відключеними ТДА. При цьому зміст фракції C_{5+} в газах сепарації підкоряється залежності, представленій на мал. 4.8 і при даному режимі складає 15,29 $г/м^3$, тобто знизилося на 11,2 $г/м^3$ в порівнянні зі змістом C_{5+}- в газах при відключених ТДА.

Слід підкреслити, що якщо і спостерігається зниження змісту C_{5+} в газах після ТДА, те вилучення окремих компонентів при цьому недостатньо високо. Так в таблиці. 4.1 представлені величини вилучення різних вуглеводневих компонентів з газу пласта в різних вузлах технологічного ланцюжка пласт - УКПГ (при роботі з ТДА) використання

Рис. 4.10. Зміна величини відносно скорочення прибутку по УКГП при використанні ТДА.

5. Використання ТДА на завершальній стадії розробки родовища при впровадженні вторинних методів довилучення того, що випав - в пласті конденсату з технічних і економічних причин не виправдано.

Експлуатація пропанових холодильних станцій на деяких УКПГ (1 і 3), газів сепарації, що забезпечують охолодження, до температури мінус 10°С, виявила, що вартість конденсату, що отримується при незастосуванні, -, порівнянна з експлуатаційними витратами самих станцій.

4.4. Розробка промислової технології ефективного вилучення фракції C_{5+}.

Поліпшення якості підготовки газу, що подається в магістральний газопровід при існуючій технічній оснащеності промислу, можна досягти, якщо охолодження і сепарацію газу робити при високих тисках, що відповідають тискам в магістральному газопроводі. Як показують розрахунки, при цьому різко збільшується вихід не лише фракції C_{5+}, але і пропан - бутанової фракції. Ізотерма конденсації газу сепарації при високому тиску приведена на мал. 4.8.

Сприятливий збіг таких обставин як:

а) територіальна близькість ДКС і головних споруд;

б) розташування практично на одному будівельному майданчику ХС і пункту виміру, що складається з 16 об'ємних сепараторів діаметром 2400 мм, які згодом будуть виконувати функції низькотемпературних сепараторів;

- дозволили створити єдиним комплекс ДКС - ХС (мал. 4.6). Цьому сприяло доукомплектування холодильної станції блоком вхідних теплообмінників, прокладення додаткових трубопроводів (близько 500 м) для повороту газу після ДКС на ХС. Таким чином, була створена єдина в

СНД система охолодження газу при високому тиску. Введення в експлуатацію цієї системи дозволило здійснити:

1. Поліпшити якість підготовки газу, що подається безпосередньо в газопровід і різко збільшити вилучення фракції C_{5+} (від 12 до 16 г/м^3 газу, що добувається). У таблиці 4.2 приведена кількісна характеристика витягуваних компонентів, в таблиці 4.3 - коефіцієнти вилучення вуглеводневих компонентів в % починаючи з пропану, в різних вузлах технологічному ланцюжки " пласт - УКПГ - (ДКС - ХС) ".

2. Підвищити вироблення пропан - бутанової фракції на заводі (таблиця. 4.2).

3. Різко понизити вимоги до якості підготовки газу на самих УКПГ і тим самим спростити на них систему підготовки газу і конденсату. Підготовка газу .по УКПГ стала робитися за одноступінчатою схемою. Як сепаратор використовується 50 м^3 місткість, в яку через загальний вхідний колектор поступає газ зі свердловин.

4. Завдяки спрощенню технологічних схем УКПГ вивільнити велику кількість устаткування сепарації і теплообмінного, використовуваного для облаштування нових родовищ, що вводяться в розробку.

Узагальнюючи досвід експлуатації єдиного комплексу ДКС-ХС на Котелевському ГКР, слід зазначити високу ефективність системи ДКС-ХС і можливості принципово нового підходу, що відкриваються, до проектування облаштування нових газоконденсатних родовищ, коли встановлюване устаткування розраховується на увесь період розробки

Таблиця 4.2

Вилучення компонентів C_3, C_4 і фракції C_{5+} з газу при тисках рівних тискам в магістральному газопроводі (г/м^3)

Попередня сепарація			Вилучення компонентів із газу після ДКС		
			Тиск, МПа		
Тиск, МПа	Температура °С	Температура °С	3,5	4,5	5
1,0	0	5 0 -5 -10	6,35/2,1 9,5/4,0 12,5/6,95 15,2/10,55	76,40/3,1 10,6/5,6 13,3/9,15 15,8/13,6	7,54/3,34 10,65/6,01 13,4/9,8 15,85/14,39
1,0	6	5 0	8,9/2,8 12,0/4,7	9,95/3,95 12,95/6,6	10,03/4,30 13,04/7,03

На завершальній стадії розробки газоконденсатних родовищ при впровадженні технологічних процесів дії на пласт існує цілий ряд об'єктивних обставин, що утрудняють реалізацію нових технологічних процесів (обмежені фінансування, матеріальні ресурси, можливості буріння і освоєння свердловин і тому подібне). Тому при складанні під керівництвом автора програми здійснення технологічного процесу прокачування газу на Котелевському родовищі були передбачені заходи по максимальному використанню існуючого фонду свердловин, промислового устаткування і трубопроводів /21,34,41,42,44,56,59,85/.

В якості досвідченої ділянки для прокачування сухого газу за участю автора був вибраний полігон № 2 в районі УКПГ- 8 Котелевське промислу (мал. 4.II). Критеріями вибору полігону були:

- типові для родовища колекторні властивості порід, ефективна товщина продуктивного пласта, сітка свердловин;

- оптимальні по площі і залишковим запасам вуглеводнів розміри ділянки, що дозволяють підібрати групи нагнітальних і експлуатаційних свердловин для реалізації центральної або галерейної схеми закачування газу і відбору продукції;

- можливість здійснення безкомпресорного прокачування сухого газу на базі існуючої промислової сітки трубопроводів, наявного устаткування і інфраструктури газодобувного підприємства в цілому.

Попередня оцінка технологічних показників доразработки досвідченої ділянки в районі свердловин УКПГ- 8 із застосуванням методу активного впливу на газоконденсатний пласт, шляхом закачування з магістрального газопроводу тюменського газу, що складається з метану, виконана раніше в роботі " Конденсат-2"/82/.

Показники розробки ділянки, виділеної для проведення дослідно-промислового закачування "сухого" газу в пласт, оцінювалися без урахування можливості реалізації на промислі ресурсозберігаючої технології, що дозволяє забезпечити високу ефективність процесу витіснення з меншими експлуатаційними витратами на закачування

На другому етапі проводилося спільне рішення системи рівнянь (4.4) для кожного УКПГ і (4.3) для " дерева" трубопроводів методом простих ітерацій.

Результати розрахунку тиск на УКПГ і потоків газу у варіантах I і II вибору системи нагнітання зведені Е таблиці 4.6 і 4.7. .Об'єми закачування газу по свердловинах приведені, відповідно, в таблицях 4.8 і 4.9 і були прийняті постійними на увесь період закачування газу.

Слід зазначити, що у варіантах розробки I і II з падінням тиску пласта можливі об'єми закачування будуть рости, що дасть певний резерв потужності системи нагнітання для регулювання процесу розробки.

Загальний річний об'єм закачування газу в пласт склав у варіантах I і II відповідно до 1,67 і 2,25 млрд.м^3/рік.

Відмітимо, що для забезпечення рівномірного охоплення покладу процесом витіснення бажано, щоб розподіл об'ємів закачування по ділянках покладу відповідав об'єму порового простору або відборам газу, що не забезпечується повною мірою розглянутими варіантами нагнітання газу (див. таблицю. 4.10)

Таблиця 4.5.

Залежності витрати, що апроксимують коефіцієнти, від тиску по УКПГ

№ УКГП	a	в.10^{-5}
Варіант 1		
1	32,19	195,99
2	27,73	0,417
8	25,74	2,945
4	28,81	1,852
3	27,54	1,973
Варіант 2		
1	23,91	0,633
2	21,54	0,414
8	24,4	2,44
4	29,36	0,491
3	25,5	1,152

Параметри роботи запроектованого газопроводу при Рн.=7,50 МПа з подачею газліфтного газу на лівий берег

Варіант 1

Розрахункові ділянки	Витрата газу млн. м^3/доб.	D*B	Довжина	Тиск МПа

4.6. Оцінка можливих об'ємів видобутку конденсату при прокачуванні газу в умовах Котелевське родовища.

Результати виконаного спільно із співробітниками ВНИИГАЗа розрахунку показників видобутку товарного газу і нестабільного конденсату представлені на рис. 4.15 і 4.16.

У аналітичних дослідженнях розглядалися чотири варіанти закачування " сухого" газу в пласт при анорисьно-низьких тисках пластів.

Перший варіант передбачає закачування витісняючого агента у свердловини, розташовані на периферійних ділянках покладу, тим самим формуючи фронт витіснення від крыльевых ділянок родовища до купольної частини, оскільки градієнт тиску спрямований в сторону центральної зони, що більше інтенсивно розробляється. Об'єми закачування розглядалися виходячи з пропускної спроможності наземних комунікації, тиски в магістральному .газопроводі і прийомистості нагнітальних свердловин на кожному УКПГ. Загальний об'єм закачування в першому технологічному варіанті склав 1,67 млрд.м^3 в рік.

Другий варіант передбачає "осередкове" закачування витісняючого агента (тобто групами свердловин) в купольній частині покладу, що забезпечить високу ефективність закачування, оскільки в цій області розташовані високодебітні свердловини з хорошою прийомистістю і зосереджені основні запаси вуглеводневої сировини. Загальний об'єм закачування в другому технологічному варіанті рівним 2,25 млрд.м^3/рік. Відбори в першому і другому варіантах відповідали максирисьній добувної здатності експлуатаційних свердловин. Таким чином, розглядалися варіанти з частковою підтримкою тиску пласта і різним розміщенням нагнітальних свердловин по площі досліджуваного об'єкту.

Третій і четвертий варіанти передбачають закачування «сухого» газу в купольному частині покладу, як і в другому технологічному варіанті, але сумарним річний відбір в обох варіантах обмежувався об'ємом закачування витісняючого агента. Ці варіанти передбачають підтримку тиску пласта на

рівні 4МПа, що значною мірою продовжить термін розробки покладу, але зажадає значних об'ємів резервування промислового газу.

Четвертий варіант відрізняється від третього тривалішим терміном закачування " сухого" газу.

У першому, другому і третьому варіантах розрахунку прийнятий десятирічний період закачування витісняючого агента з 1993 року, далі розглядалося виснаження покладу до тиску 2,0 МПа.

У четвертому варіанті розрахунку прийнятий двадцятирічний період закачування "сухого" газу з подальшим виснаженням системи до прийнятого тиску закидання.

Результати математичного моделювання процесу дії на газоконденсатний пласт порівнювалися з базовим варіантом розробки покладу Північного куполу Котелевське родовища на режимі виснаження.

На рис. 4. 16 приведені графіки відбору конденсату з пласта по роках розробки Північного куполу родовища для вибраних варіантів режиму. Аналізуючи динаміку відбору продукції пласта, можна бачити, що усі варіанти розробки з нагнітанням газу забезпечують досить рівномірні темпи вироблення поточних запасів. Ефективність дії на пласт шляхом прокачування "сухого" газу в порівнянні з режимом виснаження можна оцінити, проаналізувавши коефіцієнти конденсатовіддачі усіх варіантів розрахунку. При реалізації варіантів 1,2 і 3 накопичений відбір конденсату з пласта складає 2,1-2,36% від поточних запасів, що відповідає 2,1/2,36 млн. тонн за розрахунковий

У четвертому варіанті коефіцієнт вилучення важких вуглеводнів досягає 3,3%від запасів, що складає 3,3 млн. тонн. Розробка покладу на режимі виснаження дозволяє витягнути порядку 1,2% конденсата від його запасів.

Відповідно до динаміки відбору суміші пласта і газового конденсату знаходиться динаміка відбору проміжних вуглеводнів. Величини річних відборів фракції C_{2-4} характеризуються постійним зниженням в часі упродовж усього періоду експлуатації родовища. Слід зазначити, що при

цьому зберігається значне перевищення річних відборів етан - бутанової фракції порівняно з режимом виснаження. Це ілюструється графіками накопичених відборів вуглеводнів C_{2-4} і динамікою вилучення цієї фракції з пласта (рис. 4.15)

За час експлуатації покладу з дією на пласт коефіцієнти вилучення цих вуглеводнів складуть від 45 до 55,5% запасів, що відповідає 9,5-11,8 млн. тонн (залежно від варіанту розробки) в порівняння з 31% (6,5 млн. тонн) при розробці покладу на режимі виснаження.

Необхідно відмітити, що процес випару етану в рівноважну газову фазу пласта по своїй інтенсивності не сильно поступається випару цього компонента з ретроградного конденсату в не рівноважний газ. Проте, прокачування " сухого" газу дозволить збільшити коефіцієнт етановіддачі пласта 15 -25% від запасів в порівнянні з режимом виснаження.

Аналізуючи отримані результати по усіх розглянутих варіантах розрахунку з точки зору ефективності процесу витіснення, можна зробити висновок, що четвертий варіант характеризується найбільш високим коефіцієнтом охоплення пласта по площі досліджуваного об'єкту ($К_{охв}$ ~ 0,47) за рахунок значних об'ємів закачування "сухого" газу, а отже, і високим коефіцієнтом вилучення важких і проміжних вуглеводнів в порівнянні з іншими варіантами. Проте, цей варіант передбачає значні об'єми резервування промислового газу.

4.7. Висновки до розділу

Позитивні результати, отримані на досвідченому полігоні в районі УКПГ- 8, послужили основою для вирішення про розширення масштабів дії на пласт. Згідно з проектом" Конденсат-3" нагнітання сухого газу здійснюватиметься на ділянці покладу в районі УКПГ- I, що включає що 21, що добуває і 9 нагнітальних свердловин.

Прогнозні розрахунки показників експлуатації ділянки покладу із закачуванням газу показують істотне збільшення об'ємів видобутку

РОЗДІЛ 5

ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

5.1. Результати дослідно-промислової апробації технології нагнітання низьконапірного не рівноважного газу у виснажений газоконденсатний пласт для підвищення вуглеводневої віддачі

На етапі підготовки технологічної схеми експлуатації газоконденсатного об'єкту із закачуванням в пласт сухого газу (проект "Конденсат - 21'.) за участю автора була вибрана досвідчена ділянка в район УКПГ- 8.

Ділянка спочатку була обмежена площею зі свердловинами по периметру № 7,127,158,150,133. На ділянці було розташовано що 8, що добувають і 3 нагнітальних свердловини. Усі вони розкривають той, що основний, що газовіддає объект-московские відкладення середнього карбону, за винятком свер.. № 7, що дренує тільки серпуховские відкладення нижнього карбону. Середня товщина продуктивних відкладень на досвідченій ділянці 136 м. До продуктивних були віднесені області колектора з пористістю більше 6В процесі здійснення контролю за охопленням пласта сухим газом при дії на пласт виникла необхідність скоректувати розміри досвідченої ділянки і збільшити кількість нагнітальних свердловин. Загальна кількість добувних свердловин " розширеної" ділянки нині складає 10, нагнітальних – 4.

Після завершення підготовчих робіт у вересні-жовтні 2013 року було розпочато закачування сухого газу в пласт через свердловини №№ 269 і 270. У березні 2014 року після закінчення заходів з метою поліпшення прийомистості призабойной зони до закачування була підключена свердловина № 273; у лютому 1995 року під нагнітання переведена свердловина , що простоювала до цього, №128. Оскільки реалізація

процесу дії була розпочата в період, коли тиск пласта в покладі впав до 3-4 МПа, нагнітання можливо вести у безкомпресорному варіанті.

Для контролю за експлуатацією ділянки з нагнітанням газу був розроблений спільно з фахівцями інститутів і щорічно уточнюється технологічний регламент на ведення процесу. Згідно регламенту регулярно проводяться газодинамічні і газоконденсатні дослідження на нагнітальних і добувних свердловинах з визначенням в динаміці складів що нагнітається і добувається газів, фізико-хімічних властивостей конденсату, фільтраційних параметрів призабойных зон свердловин, тисків пластів і температури. Природно, систематично ведеться контроль за обома що нагнітається і добувається гази.

Отримувані промислові дані використовуються для розрахунку величин компонентних співвідношень, долі назад витягуваного тюменського газу в продукції, що добувається, для розрахунку видобутку рідких вуглеводнів, включаючи ретроградну частину видобутку, для оцінки коефіцієнта охоплення пласта закачаним газом.

Використання до десятка компонентних співвідношень дає можливість з великою мірою надійності визначати, по-перше, момент прориву тюменського газу до добувної свердловини, а, по-друге, відстежувати відносну динаміку витіснення суміші пласта із зони дії сухим газом. Це обумовлено тим, що згідно з експериментальними і промисловими даними при витісненні сухим газом вуглеводневої суміші, що знаходиться в двофазному стані і насиченістю, що характеризується, рідкою фазою нижче порогу гідродинамічної рухливості, темп витіснення вуглеводневих компонентів обернено пропорційний до їх молекулярної маси. В першу чергу витісняється етан, пропан, бутан і т. д.

Долю в продукції свердловини назад витягуваного тюменського газу визначали по динаміці змісту в продукції компонентів, яких в тюменському газі набагато більше (метан) або, навпаки, набагато менше (етан, азот та ін.), ніж в суміші пласта.

Розрахунок видобутку рідких вуглеводнів робиться на підставі даних по об'ємах видобувного газу і його складі. Після визначення в продукції долі назад витягуваного тюменського газу розрахунковим шляхом визначається здобич ретроградної частини вуглеводнів C_{2+}.

В процесі авторського нагляду оцінюється поточний коефіцієнт охоплення пласта закачуваним газом. Поскольку метою дії на пласт шляхом нагнітання сухого газу являється підвищення углеводородоотдачи, зокрема, конденсатоотдачи, то найбільший інтерес при здійсненні авторського нагляду представляють результати відстеження динаміки зміcту вуглеводневих компонентів в продукції добувних свердловин досвідченої ділянки, в першу чергу компонентів фракції C_{5+}, а також етану, пропану, бутану. Тривалість допрорывного періоду при витісненні газу пласта сухим коливається від майже 2 місяців до 20 місяців. Найбільший інтерес представляють результати експлуатації свердловини № 129, оскільки вона продукується сумішшю пласта і закачаного газів найбільш тривалий період часу, вже впродовж декількох років. Момент прориву тюменського газу до цієї свердловини згідно регламенту був визначений по динаміці компонентних співвідношень в газі, що добувався. Подальше наростання долі тюменського газу в продукції свердловини спостерігалося в течію приблизно року після прориву, а потім ця доля стабілізувалася на рівні близько 78 рис. 4.17). Аналогічна динаміка долі тюменського газу з подальшою стабілізацією - на різних, в основному, нижчих рівнях - відмічались і на інших свердловинах. Природні відмінності в рівнях стабілізації пояснюються різними відстанями між тією, що добуває і нагнітальною свердловинами, різними їх дебітами (приемистостями) і деякими іншими геолого - промисловими відмінностями. Слідує відмітити, що прорив тюменського газу до свердловин не призводив до різкого зниження конденсатосодержания газу, що добувався. Так, на вкв. № 129 і через три роки після прориву конденсатогазовый чинник продукції тримається на досить високому промисловому рівні 30-32 г/м^3.

- витіснення відбувається процес активного переходу широкої гамми вуглеводнів раніше випавшого ретроградного конденсату в ту, що фільтрується не рівноважну газову фазу.

- заміщення жирного газу пласта на сухий менш щільний газ дозволить знизити тиск закидання в зоні дії;

-в результаті з'являється можливість збільшити кінцеву газоконденсат об віддачу пласта.

На I.01.2015 в пласт на досвідченій ділянці закачане 1285 млн. м^3 сухого тюменського газу. Сумарний відбір газу на ділянці склав 1804 млн.м^3, у тому числі відібране 537 млн.м^3 тюменського газу. Здобич ретроградного нестабільного конденсату (фракції C_2) склала 51,13 тис. т, тобто приблизно 10% всього видобутку фракції, у тому числі 16,48 тис. т стабільного конденсату (фракції C_{5+}) або зверху 15бщей видобутку фракції (рис. 4.19 і 4.20).

5.2. Геолого –промислова характеристика родовища

Загальні відомості про родовище

Котелевське газоконденсатне родовище розміщене на території Котелевського району Полтавської області і Краснокутського району Харківської області. Ближні населені пункти - сс. Котелевка, Колонтаївка, Константинівка та ін. Районні центри Котельва та Краснокутськ розташовані в 9 - 20 км від родовища, з'єднані асфальтованою дорогою. Найближча залізнична станція Коломак розташована в 29 км від родовища, а залізнична станція Полтава-Київська у м. Полтава в 70 - 75 км від нього. В безпосередній близькості від Котелевського розташовані Нільське, Опішнянське, Рибальське, Матвіївське родовище.

Ведучою галуззю економіки цього добре обжитого района является сільське господарство, що має бурякове, зернове і м'ясомолочне направлення. Рельєф района представляє собою горбисту рівнину, розчленовану сіткою ярів та балок, пересічену річками Мерлою і Котельвой (припливи р.Ворскли).

Абсолютні відмітки коливаються від 100 до 200 м. Клімат помірно-континентальний. Середньорічна температура повітря приблизно 7°С тепла.

Середньорічна кількість опадів змінюється від 480 до 600 мм.

Котелевське підняття вперше було назване в складі Колонтаївської (або Колонтаївсько-Миролюбівської) антиклінальної складки, виявленої по мергелям київського яруса роботами треста " Укрсхід- нафтогазрозвідка " і підтвердженої по відбиваному горизонту сеномана сейсморозвідувальними роботами. Геологічна будова цього підняття по відкладам верхнього карбону, пермі та кайнозоя вивчалась в процесі структурно-пошукового та глибокого пошукового буріння, здійсненого трестом "Полтаванафтогазрозвідка" в 1957-70 рр. При бурінні свердловини №4 Котелевського підняття відмічались газопрояви у відкладах верхнього карбона та нижньої пермі. В шестидесятих та семидесятих роках на досліджуваній території проводились неодноразові сейсмічні роботи, які дозволили уточнити геологічну будову цього підняття до глибини 4-5 км, що послужили основою для постановки пошукових робіт у відкладах нижнього карбону.

У 1974 р. в склепінні Котелевського підняття була закладена свердловина №14, котра в 1976 р. дала промисловий приплив газу з серпуховських відкладів нижнього карбона. З 1974 р. по IX - 1984 р. на Котелевській частині родовища пробурені 6 пошукових свердловин, 5 розвідувальних, 7 експлуатаційних на горизонт С - 5. З пробурених свердловин дві (№ 18 і 20) виявилися за контуром газоносності і ліквідовані по геологічним причинам. Ліквідована по цій самій причині і свердловина № 21, з якої було неможливо отримати промислового припливу газу, так як газонасиченими виявилися тільки 2 верхніх метра горизонта С-5

В цілому горизонт С-5 Котелевського підняття Котелевського родовища завершений розвідкою, а запаси газу і конденсату затверджені в ДКЗ.

Стратиграфія

Осадовий комплекс Котелевського родовища представлений верхнім палеозоєм (починаючи від нижнього карбону), мезозоєм, кайнозоєм. Палеозойська група порід складена кам'яновугільною та пермською системами.

Кам'яновугільна система (С)

Представлена утворенням нижнього,середнього та верхнього відділів.

Нижній карбон. Найбільш давні відклади в об'ємі верхньої частини візейського яруса, складеного аргілітами, алевролітами та пісковиками, що чергуються між собою, і вміщуючими прошарки грубопотужних (до 1 м) вапняків.

Піщані горизонти В-14 - В-17 - газоносні. Розкрита товщина візейського яруса – 370 – 430 м.

Серпуховський ярус. Нижній підярус представлений аргілітами та алевролітами з нечастими і невеликими по потужності пісковиками, одиничними прошарками вапняків та вугілля. В верхньосерпуховському підярусі переважають піщано-алевролітові породи (до 55%), що чергуються з аргілітами та невеликими по потужності вапняками. В розрізі розрізняють піщані горизонти від С-3 до С-7. Товщина яруса - 600 - 780 м.

Середній карбон.

Представлені відкладами башкирського і московського ярусів.

Башкирський ярус, залягає з невеликим неузгодженням і представлений сіро забарвленими пісковиками, алевролітами і аргілітами, з прошарками вапняків, в нижній частині розрізу досягаючих 25 м потужності. Товщина яруса - до 700 м.

Московський ярус складають потужні (15 - 35 м) пісковики, алевроліти і аргіліти, що багаторазово чергуються з прошарками вапняків, товщиною - 350 -500м.

Верхній карбон.

В об'ємі касимовського і гжельського ярусів складений різнозернистими сіро забарвленими пісковиками, алевролітами і аргілітами, що чергуються між собою. Товщина - 350 - 600 м.

Пермська система (P)

Нижня перм починається теригенною червоно–забарвленою картамиською свитою, на якій залягають доломіти, аргіліти, ангідрити, вапняки, глини, кам'яна сіль микитівської та слов'янської світ. Товщина - до 420 м.

МЕЗОЗОЙСЬКА ГРУПА

На площаді досліджень представлена:тріасовою, юрською та крейдовою системами.

Тріасова система (T)

По речовинному складу тріасові відклади поділяються на піщану, піщано-карбонатну і глинисту товщі. Піщана товща складена сіро забарвленими

різнозернистими пісковиками, піщано-карбонатна – аналогічними пісковиками строкато забарвленими глинами з прошарками вапняків; в глинистій товщі переважають строкато забарвлені глини, які в верхній частині розрізу чергуються з рихлими зеленувато-сірими пісковиками. Товщина - 430 - 570 м. Відклади верхньої пермі (дронівська свита), які залягають з кутовим неузгодженням на хемогенах слов'янської свити, представлені в основі строкато забарвленими конгломератами, а вище - вапняками, алевролітами і глинами. Товщина - 200 -400м.

Юрська система (J)

Відклади юрської системи представлені середнім і верхніми відкладами.

Де батський ярус – відсутній із-за розриву.

Байоський ярус середньої юри трансгресивно залягає на тріасових відкладах і представлений в нижній частині кварцевими слабозцементованими пісковиками і пісками, в верхній частині глинами.

Верхньоюрські відклади починаються блакитно-сірими глинами келовейського яруса з рисопотужними прошарками пісковиків і вапняків. Оксфордський, кімеріджський та волжський яруси представлені червоно забарвленою товщею пісковиків, глин та нечастих вапняків. Товщина верхньої юри –460 - 630 м.

Крейдова система (К)

В основі нижньої крейди і сеноманського яруса переважають кварцево-глауконітові піски і пісковики. Решта частина розрізу представлена писальною крейдою з прошарками рисоподібних мергелей. Товщина крейдових відкладів -750-850м.

КАЙНОЗОЙСЬКА ГРУПА

Представлена палеогеновою, неогеновою та антропогеновою (четвертинною) системами.

Палеогенова система (Р)

В основі залягають піщані глини з нечастими прошарками пісків, вище -дрібно-зернисті піски з прошарками кремнистих пісковиків. Товщина - 150 -220м.

Неогенова система (N)

Представлена пісками і глинами з прошарками суглинків. Товщина – 25 – 70 м.

Антропогенна система (О)

Червоно-бурі глини, грунтово-рослинний шар. Товщина - 15 - 20м.

Тектоніка

Три спряжені брахіантиклінали (Котелевська, Західно-Березівська та Березівська), що складають пастку газаконденсатного родовища, розміщені над глибоко зануреною західною частиною Колонтаївського виступу кристалічного фундамента. Вони утворюють середню частину палеозойського вала, який простягається з північного заходу на південний схід майже на 40 км при ширині 6 км, причому названі брахіантиклінали, на відміну від суміжних Української та Степової, проявляються і в мезозойських відкладах.

На північно-східному крилі, можливо ускладненому більш дрібними порушеннями, кути падіння палеозойських відкладів досягають 20°.

З карти видно, що в межах контура газонасиченості тектонічні порушення особливого розвитку не отририся. Це обумовлює сприятливі умови для застосування систем розробки з підтриманням пластового тиску в горизонті С-5.

Газоконденсатоносність

Котелевське родовище, що входить в склад Котелевського Березівського вала, приурочене до північної прибортової зони південно-східної структурно-формаційної області Дніпровсько-Донецького грабена. Промислова нафтогазоносність цієї зони пов'язана з відкладами широкого стратиграфічного діапазону від юрських до нижньокам'яновугільних.

Нижньокам'яновугільні відклади мають широке площадне поширення і представляють собою один з основних продуктивних комплексів.

На Котелевському піднятті промислові поклади газу виявлені у відкладах візейського (горизонт -В-16-17)і серпуховського (горизонти С-5, С-4, С-3, С-2) ярусів нижнього карбона.

Відклади візейського яруса випробувані свердловиною №15 (горизонт - В-17) в інтервалі 5390-5443 м (перфорація) та 5469-5489 м (відкритий стовбур).

Отриманий приплив газу з абсолютно вільним 859 тис.м /добу. Пластовий тиск на глибині 5416.5 м склав 60.0 МПа.

Свердловиною № 26 було вскрито горизонт В - 16 в інтервалі 5425-5419 м (-5294-5288 м) і 5445-5433 м (-5314-5302 м), отриманий приплив газу з дебітом 60 тис.м^3/добу. І в інтервалі 5530-5560 м (-5399-5329 м), отриманий приплив газу з дебітом 45 тис.м^3 /добу.

Основні запаси газу виявлені в серпухівському ярусі (горизонт С-5). Горизонт С-5 вскритий всіма свердловинами і залягає в межах глибин 4553-4716 м. У склепінній частині підняття промислова газоносність

встановлена при дослідженні газонасиченої частини горизонту в експлуатаційних свердловинах:

№75 (в інтервалах 4650-4637 м (-4532.5-4519.5), 4626-4616 м (-4408.5-4498.5 м), 4547- 4560 м (-4479.5-4432.5 м), 4526-4520 м (-4408.5-4402.5 м) і 4611-4598 м (-4488.9-4475.9 м), 4580-4563 м (-4457.9-4490.9 м)). При цьому робочий дебіт газу склав 848 тис.м³/добу, при трубному тиску (15.1 МПа) і 682 тис.м³/добу, при трубному тиску 8.1 МПа.

В присклепінній частині структури промислове скупчення газу виявлене при дослідженні нижньої частини горизонту свердловиною №14 в інтервалі 4636-4608 м (-4512.2-4484.2 м) і свердловиною №15 в інтервалі 4638- 4610 м (-4505.3-4487.4 м). Мінірисьний робочий дебіт газу на 5.3 мм штуцері склав 127.6 тис.м³/добу і конденсата (дослідження проводилось на виявлення конденсата) 65.5 м³/добу, при депресії 0.83 МПа.

В свердловині №14 максирисьний дебіт газу - 1025.8 тис.м³/добу, на 22 мм діафрагмі при депресії 12.25 МПа.

В свердловині №23 досліджувалась спочатку верхня частина горизонту в інтервалах 4656-4654 м (-4518-4516 м), 4646-4641 м (-4508-4503 м), 4637- 4632 м (-4499-4494 м), а потім нижня частина з покращеними колекторськими властивостями в інтервалі 4680-4664 м (-4541.9-4525.9 м).

При дослідженні верхньої частини горизонту дебіт газу на 4 мм штуцері (дослідження проводились на конденсатність) склав 11.77 тис.м³/добу, конденсату - 6.5 м³/добу, при депресії 25.9 МПа і на 10 мм штуцері -21.5 тис.м³ /добу газу та 11.2 м³/добу конденсату. При дослідженні нижньої частини горизонту дебіт газу на 5 мм штуцері склав 93.2 тис.м³/добу, конденсата - 28.5м³/добу, при депресії 7.2 МПа, на 12.6 мм штуцері приплив газу збільшився до 257 тис.м³/добу, конденсата до 65 м³/добу при депресії 4.1 МПа.

Після встановлення цементного моста, в інтервалі 4681-4631 м, перейшли до дослідження невеликих по потужності пластів з вищезалягаючих горизонгів С-4, С-3, С-2.

Був отриманий промисловий приплив газу з робочим дебітом від 119 тис.м^3/добу, на діафрагмі 6,01 мм гіри депресії 11.5 МПа. При дострілі верхньої частини горизонта С-5 в інтервалі 4689-4667 м (-4563.3-4541.3) отририси промисловий приплив газу з робочим дебітом 145 тис.м^3/добу, на діафрагмі 14.8 мм при депресії 25.7 МПа. При дослідженні верхньої частини горизонту на конденсатність без установки цементного моста в інтервалі 4689-4667 м (-4563.3-4541.3 м), 4665-4640 м (-4539.3-4514.3 м) отририси приплив газу 11.3 тис.м^3/добу і конденсата 45.6 м^3/добу, на 5.3мм штуцері при депресії 1.5 МПа, а на 14мм штуцері при депресії 13.1 МПа - газу 544.7 тис.м^3/добу, і конденсату 263 м^3 /добу.

В приконтурній свердловині №17 (південно-східна перикліналь) в першу чергу дослідили приконтурну частину пласта в інтервалі 4724-4716 м (-4578.1-4570.1 м), з якого отриманий промисловий приплив газу з постійним виносом пластової води, розбавленої фільтратом бурового розчину.

Дебіт газу на 10 мм діафрагмі склав 230.4 тис.м^3/добу. Після встановлення цементного моста в інтервалі 4705-4704 м перейшли до дослідження верхньої частини горизонту. При роздільному дослідженні інтервалів 4680-4670 м (-4534.1-4524.1 м) і 4688-4685 м (-4542,1-4539.1 м) припливу газу не отририси.

При дострілі нижнього інтервалу 4700-4685 м (-4554.1-4539.1 м) отририси промисловий приплив газу з робочим дебітом на 5 мм штуцері 113 тис.м^3/добу, конденсата - 273 м^3/добу, при депресії 6.8 МПа.

В свердловині №28 при дослідженні інтервалу 4837 - 4830 м (-4681.1-4674.1) отририси приплив пластової води з дебітом 3.1 м^3/добу, при середньодинамічному рівні 1500 м. По даним БКЗ горизонт продуктивний в свердловинах №21, 22, 26, водоносний в свердловині №18. Висота покладу С-5 170 м.

Горизонт С-4 вскритий всіма свердловинами на глибинах 4472-4567 м. Газоносність його доведена дослідженням з горизонтами С-3, С-2 в свердловині №24. З інтервалів 4566-4562 м (-4450.9-4446.9 м), 4532-4523 м

(-4416.9-4407.9 м), 14508-4499 м (-392.9-4383.9 м), 4481-4476 м (-4365.5-4360.9 м), 4463-4453 м (-4347.9-4337.9 м) отриманий промисловий приплив газу з робочим дебітом 119 м^3/добу, на 6.01 мм діафрагмі при депресії 11.7 МПа і 218 тис.м^3/добу, на діафрагмі 12.02 мм при депресії 29.4 МПа.

При дослідженні горизонта в свердловині №14 в інтервалі 4636-4608 м припливу газу не отририси. По даним БКЗ горизонт продуктивний в свердловинах №15, 28; водоносний - в свердловинах № 17, 18, 19, 21, 22.

Поклад - пластовий, склепінний, літо-фізично екранований. Розміри його 5.5х3.0 км, висота 84.5 м.

Горизонт С-3 вскритий всіма свердловинами на глибинах 4425-4513 м.

Промислова газоносність встановлена по результатам дослідження свердловини №14, де з інтервалу 4463-4476 м отриманий промисловий приплив газу з робочим дебітом на 4 мм діафрагмі 59.7 тис.м^3/добу, при депресії 11.5 МПа і 189.9 тис.м^3/добу на діафрагмі 12 мм при депресії 32.6 МПа. В свердловині №24 при спільному дослідженні з горизонтом С-4 та С-2 також отририси промис- ловий приплив газу, про що сказано при характеристиці горизонту Н-4.

По даним БКЗ горизонт продуктивний в свердловині №23, водоносний в свердловині №17, ущільнений в свердловинах №№ 15, 18, 21, 26, 28, 75. Поклад пластовий, склепінний, літологічно екранований. Розміри 4 х 2.75 км, висота 75м. Горизонт С-2 вскритий всіма свердловинами. Продуктивний він тільки в свердловині №24, де був спільно досліджений з горизонтом С-4 та С-3. Поклад пластовий, склепінний, літологічно екранований. Розміри 2 х 1.5км, висота - 58 м. Особливий інтерес представляють результати дослідження горизонту С-5 в свердловині №48, розміщеної в прогині між Котелевським і Західно-Березівським підняттями. Абсолютно вільний дебіт газу з горизонту С-5 в цій свердловині 73.5 тис.м^3/добу. Свердловина підтвердила газодинамічне

(-4416.9-4407.9 м), 14508-4499 м (-392.9-4383.9 м), 4481-4476 м (-4365.5-4360.9 м), 4463-4453 м (-4347.9-4337.9 м) отриманий промисловий приплив газу з робочим дебітом 119 м^3/добу, на 6.01 мм діафрагмі при депресії 11.7 МПа і 218 тис.м^3/добу, на діафрагмі 12.02 мм при депресії 29.4 МПа.

При дослідженні горизонта в свердловині №14 в інтервалі 4636-4608 м припливу газу не отриріси. По даним БКЗ горизонт продуктивний в свердловинах №15, 28; водоносний - в свердловинах № 17, 18, 19, 21, 22.

Поклад - пластовий, склепінний, літо-фізично екранований. Розміри його 5.5х3.0 км, висота 84.5 м.

Горизонт С-3 вскритий всіма свердловинами на глибинах 4425-4513 м.

Промислова газоносність встановлена по результатам дослідження свердловини №14, де з інтервалу 4463-4476 м отриманий промисловий приплив газу з робочим дебітом на 4 мм діафрагмі 59.7 тис.м^3/добу, при депресії 11.5 МПа і 189.9 тис.м^3/добу на діафрагмі 12 мм при депресії 32.6 МПа. В свердловині №24 при спільному дослідженні з горизонтом С-4 та С-2 також отририси промис- ловий приплив газу, про що сказано при характеристиці горизонту Н-4.

По даним БКЗ горизонт продуктивний в свердловині №23, водоносний в свердловині №17, ущільнений в свердловинах №№ 15, 18, 21, 26, 28, 75. Поклад пластовий, склепінний, літологічно екранований. Розміри 4 х 2.75 км, висота 75м. Горизонт С-2 вскритий всіма свердловинами. Продуктивний він тільки в свердловині №24, де був спільно досліджений з горизонтом С-4 та С-3. Поклад пластовий, склепінний, літологічно екранований. Розміри 2 х 1.5км, висота - 58 м. Особливий інтерес представляють результати дослідження горизонту С-5 в свердловині №48, розміщеної в прогині між Котелевським і Західно-Березівським підняттями. Абсолютно вільний дебіт газу з горизонту С-5 в цій свердловині 73.5 тис.м^3/добу. Свердловина підтвердила газодинамічне

поєднання між Котелевським і Західно-Березівським підняттями. Таким чином промислова газоносність родовища доведена в цілому для горизонту С-5 в межах трьох структурних піднятть.

Колекторські властивості продуктивних відкладів

Ступінь вивченості літологофізичних властивостей і параметрів колекторів Котелевського родовища різна в залежності від стану розвіданості як структурних піднятть, так і стратиграфічних комплексів. Найбільш повно вивчені відклади верхньосерпуховського підяруса Котелевського підняття, запаси газу горизонта С-5 в яких затверджені ДКЗ.

Відклади верхньовізейського підяруса на Котелевському родовищі, що залягають на глибинах 5600-5200 м, представлені пісковиками, алевролітами, аргілітами, що чергуються між собою і невеликими за потужністю (0.5-2м) пропластками вапняків. Піщано-алевролітові і аргілітові породи утворюють пачки потужністю 20-80 м.

На Котелевському ГКР пористість - 6.3 - 10% (середня 9%), проникність 1.3 -26.9* 10^{-15} м^2 (середня 10*40^{-15} м^2) верхньосерпухівських відкладів. Відклади цього горизонту представлені типовою для регіона товщею, що перешаровується піщаними, алевролітовими, глинистими і карбонатними породами. Горизонт відкритий на глибинах 4413-4675 м. Товщина продуктивних пачок досягає 17м.

Півсковики горизонту С-5 - кварцеві і олігоміктові з глинистокарбонатним цементом.

В межах родовища горизонт С-5 представлений в основному трьома продуктивними пластами, розділені двома пачками щільних алевролітів, аргілітів та глин з вапняковими пришарками в нижньому з них.

Піщані продуктивні пласти горизонта складені різними гранулометричними невідповідностями. В верхній частині переважають дрібнозернисті пісковики, в середній і нижній - середньозернисті таюзернисті. Дрібно і середньозернисті піщані породи в розрізі

займають основний об'єм. Перекриває піщані пласти горизонта С-5 глиниста товща потужністю 15м.

Пористість пісковиків коливається від 8 до 18% з переважаючим значенням 10 - 12 %. Максирисьна проникність 240.4*10^{-15} $м^2$ відмічена в підошві горизонта свердловини №24. В південно-східному напрямку Котелевського підняття проникності зменшуються і коливаються в межах 12.7 - 20.2 * 10^{-15} $м^2$.

В присклепінній частині Котелевського підняття переважає значення проникності 70-90* 10^{-15} $м^2$.

Враховуючи, що на Котелевському піднятті передбачається застосування системи розробки з підтриманням пластового тиску шляхом зворотньої закачки сухого газу в пласт, виникла необхідність більш детального вивчення проникності як по площі так і по продуктивному розрізу родовища. Однак, кернового матеріалу для побудови карт проникності окремо для кожного пласта С-5 не вистачає. Тому, була використана методика визначення проникності пластів, що базується на даних промислової геофізики. Сутність її полягає в наступному.

По всім пластам і пропласткам горизонта С-5 була визначена пористість за даними промислової геофізики. За відомою пористістю, з використанням залежності Кпр=f(Кг), визначалась проникність.

В результаті детальної кореляції всі пропластки в горизонті С-5 були осереднені в три основних пласта, що прослідковуються по всій площі родовища. В окремих випадках прослідковуються два пласта. Отримані значення проникності осереднювались спочатку для окремих пластів, а потім для горизонта в цілому за формулою:

$$K_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^{n} K_{пр}^{i} H^{i}}{\sum_{i=1}^{n} H_{i}} \qquad (5.1)$$

Нижній продуктивний пласт характеризується більшим значенням проникності на відміну з вищезалягаючими. Тут максирисьні значення проникності складають 341 -350*10^{-15} $м^2$. В цілому для горизонту Н-5

характерні високі значення проникності в межах Котелевського підняття та низькі для Західно-Березівського.

З вищесказаного випливає, що літолого-фізична обстановка в межах родовища дозволяє здійснювати сайклінг-процес в покладі горизонту С-5 на Котелевському піднятті.

Склад і фізико-хімічні властивості природного газу. Характеристика газоконденсатних систем

Котелевське родовище являється вуглеводневим із сумарним вмістом C_5+ вищі до 300 г/м^3.

Середній вміст CO_2 1 -1,5 % (інколи до 3 %).

Таблиця 5.1

Компонентний склад видобуваного газу

Компонентний склад	% мольн.	Г/м^3
Метан	80.23	535.86
Етан	7.33	92.62
Пропан	3.17	59.64
Бутан	1.25	31.25
C_3+вищі	4.9	270.09

- ароматичних-15,5
- нафтенових-38,0
- парафінових «48,5

Густина газу 1,0382 кг/м^3 ;

Густина по повітрю 0,8628 кг/м^3;

Молекулярна маса 24,97.

Конденсати відносяться до парафіно-нафтенового типу, фракція п.к.-200°С в середньому для родовища складає 50% на конденсат і вміщує вуглеводнів, % мас:

Таблиця 5.2

Індивідуальний вуглеводневий склад стабільних конденсатів Котелевського родовища

Вуглеводні	Вміст, %мас.	Вуглеводні	Вміст, %мас.
Етан	0,02	Гептан	13,84

Пропан	0,73	Октан	10,42
Бутан	1,90	Нонан	6,90
Пентан	4,09	Декани+вищі	54,26
Гексан	7,84	Всього	100,00

Густина фракції C_{10}+вищі 0,829 кг/м^3. Молекулярна маса фракції C_5+вищі 199.

Гідрогеологічна характеристика родовища

В розрізі Котелевського родовища водоносні горизонти зустрінуті у відкладах від четвертинних по нижньокам'яновугільні включно.

Зона активного водообміну в межах родовища охоплює водоносні горизонти і комплекси четвертинних, неогенових, палеогенових і крейдових відкладів. Найбільш водоносними з них харківський, бучакський і сеноман-нижньокрейдовий горизонти. На Котелевському родовищі на четвертинний, харківський і бучакський водоносні горизонти пробурений ряд свердловин, що використовуються для водопостачання бурових. Дебіти свердловин №№ 17, 18, 22, що розкрили четвертинний водоносний горизонт, склали 72-168 м/добу, при пониженнях 30 м. З харківського водоносного горизонта припливи води в свердловинах №№ 16, 19, 21, 22, 26 коливались в межах 60 - 96 м^3/добу, при пониженнях 10 - 50 м, а з бучакського водоносного горизонта в свердловинах №15, 23, 24, 28 - 120 - 240 м^3/добу, при пониженнях 50 - 70 м. Статичні рівні в свердловинах встановились на глибинах від 8 до 28 м. Припливи води зі сеноманнижньокрейдового водоносного комплексу можуть досягати 2500 м^3/добу.

Підземні води водоносних горизонтів зони активного водообміну мають і мінералізацію до 1 г/л і переважно гідрокарбонатно-натрієвий склад. Вони придатні і використовуються для питного водопостачання та в звязку з цим підлягають певній охороні від забруднення при розбурюванні та розробці родовища. Нижня границя водоохоронної зони

залягає в глинистих відкладах юри біля 1100 м. При цьому в водоохоронну зону слід включити водоносні кімеріджського яруса верхньої юри, що вміщують солонуваті води, які становлять інтерес для бальнеологічних цілей.

Верхньоюрські відклади в цілому представляють водотривку товщу з окремими слабоводообільними водоносними горизонтами. В середньоюрських

відкладах виділяється потужний водоносний горизонт, приурочений до пісковиків і нижнього байоса. Припливи води з байоського водоносного горизонта досягають 500 м^3/добу. Така водообільність характерна в регіональному плані. Мінералізація підземних вод горизонту складає 50-70 г/л, тип води хлоркальцієвий.

Глибше під переважно глинисті відклади верхнього тріаса

залягає

тріасово-верхньопермський водоносний комплекс потужністю біля 300 м. В його складі найбільш водообільними являються пісковики тріаса піщаного, залягаючого в інтервалі глибин 1940-2080 м. Припливи води з нього досягають 500-1000 м^3/добу. Мінералізація підземних вод складає 120 - 140 г/л, тип води хлоркальцієвий.

Тріасово-верхньопермський водоносний комплекс надійно ізольований від водоносних горизонтів зони активного водообміну водотривкими товщами верхньої частини тріасових та юрських відкладів, представлених глинистими осадами. Комплекс може використовуватись на Котелевському родовищі для захоронення попутних вод.

Хемогенні відклади нижньої пермі являються регіонально витриманими водотривами. Виключення складають картамиська свита, верхньо- і середньокам'яновугільниі відклади, де розвинені водоносні горизонти, приурочені до пластів пісковиків потужністю від 3 - 8 до 10 - 20 м. З цих горизонтів, як свідчать результати дослідження

свердловин на Котелевській та Коломакській площах, можна отримати припливи води до 100 м /добу з мінералізацією 190 - 240 г/л.

5.3. Техніко-економічний розрахунок

В даному проекті була запроектовано закачування сухого газу на газоконденсатних свердловинах, які розробляють поклад горизонту С-5 Котелевського ГКР (свердловина №26; свердловина №163; свердловина №164).

Визначення додаткового видобутку продукції

Вихідні дані для проведення розрахунку економічної ефективності гідророзриву пласта наведено в таблиці 5.7.

Таблиця 5.7.

Вихідні дані для розрахунку економічної ефективності проведення закачування сухого газу на газоконденсатних свердловинах горизонту С-5 Котелевського ГКР

Найменування показника	Одиниця виміру	Значення показника
1. Собівартість видобутку 1тис. м^3 газу	грн.	5430,00
2. Ціна 1 тис. м3 газу	грн.	7178,00
3. Ціна 1 т конденсату	грн.	9185,00
4. Дебіт свердловини до ПЗП (газ)		
свердловина № 26	тис.м3 / добу	78
свердловина № 63	тис.м3 / добу	200
свердловина № 64	тис.м3 / добу	80
5. Дебіт свердловини до ПЗП (конденсат)		
свердловина № 26	т / добу	45
свердловина № 63	т / добу	38
свердловина № 64	т / добу	18
6. Коефіцієнт збільшення видобутку продукції		1,4
7. Очікувана тривалість ефекту	місяців	6

Змінні витрати встановлюються із розшифрованих статей калькуляції в розрахунку на додатковий видобуток газу.

До змінних витрат відносяться затрати на електроенергію (плата за використану електроенергію), витрати на перекачку видобутої продукції, відрахування на геолого-пошукові роботи.

Додатковий видобуток газу після проведення робіт на свердловині визначаємо за формулою:

$$\Delta Q = Q' - Q$$

де Q' – видобуток продукції після проведення закачування сухого газу;

Q – видобуток газу до проведення закачування сухого газу.

Добовий видобуток продукції на свердловині визначаємо за формулою:

$$Q = q \times T \times \eta$$

де q – добовий видобуток продукції;

T – тривалість очікуваного ефекту, днів;

η – коефіцієнт використання свердловини за часом (для газоконденсатних родовищ складає 0,85…0,95).

$$\Delta Q^{газ}_{св.26} = 78 \times (1{,}4 - 1) \times 365 \times 0{,}5 \times 0{,}9 = 5124{,}60\ (тис.м3)$$

$$\Delta Q^{газ}_{св.63} = 200 \times (1{,}4 - 1) \times 365 \times 0{,}5 \times 0{,}9 = 13140{,}00\ (тис.м3)$$

$$\Delta Q^{газ}_{св.64} = 80 \times (1{,}4 - 1) \times 365 \times 0{,}5 \times 0{,}9 = 5256{,}00\ (тис.м3)$$

$$\Delta Q^{газ}_{сум} = 5124{,}60 + 13140 + 5256 = 23520{,}60\ (тис.м3)$$

$$\Delta Q^{к}_{св.26} = 45 \times (1{,}4 - 1) \times 365 \times 0{,}5 \times 0{,}9 = 2956{,}5\ (т)$$

$$\Delta Q^{к}_{св.63} = 38 \times (1{,}4 - 1) \times 365 \times 0{,}5 \times 0{,}9 = 2496{,}6\ (т)$$

$$\Delta Q^{к}_{св.64} = 18 \times (1{,}4 - 1) \times 365 \times 0{,}5 \times 0{,}9 = 1182{,}6\ (т)$$

$$\Delta Q^{к}_{сум} = 2956{,}5 + 2496{,}6 + 1182{,}6 = 6635{,}8\ (т)$$

Розрахунок витрат на здійснення запроектованого рішення і калькуляції собівартості видобутку додатково видобутої продукції

Витрати на проведення робіт розраховуємо за формулою:

$$B_{заходу} = B_м + B_т + B_р$$

де $B_м$ – витрати на придбання матеріалів, необхідних для проведення робіт, грн.;

$B_т$ – витрати на експлуатацію техніки та транспорту, грн.;

$B_р$ – витрати на оплату праці робітників, грн.

Витрати на придбання матеріалів, необхідних для проведення закачування сухого газу, визначаємо за формулою:

$$B_м = k_{н.п.} \times k_{тр.} \times \sum_{i=1}^{n} Ц_{мі} \times V_{рі}$$

де $k_{н.п.}$ – коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати;

$$k_{нп} = 1 + \frac{H_{нп}}{100}$$

$H_{нп}$ – норма накладних витрат за всіма видами витрат, крім заробітної плати (складає 10%).

$Ц_{мі}$ – ціна 1 м^3 (1 т) реагенту (матеріалу), грн.;

$V_{рі}$ – об'єм (маса) реагенту (матеріалу), м^3 (т);

n – кількість видів матеріалів та реагентів для проведення процесу;

$k_{тр.}$ – коефіцієнт, що враховує транспортні витрати, приймаємо $k_{тр.}$ =1,05.

Розрахунок витрат на придбання матеріалів, необхідних для проведення закачування сухого газу, наведено в таблиці 9.2. Об'єм використовуваних реагентів приймаємо згідно розрахунків, проведених у розділі 6.

Витрати на експлуатацію техніки та транспорту визначаються за формулою:

$$B_m = k_{н.в.} \sum_{i=1}^{m} \left(2l \times B_{1i} + t \times B_{ti}\right)$$

де l – відстань від машинного парку до свердловини, км;

B_{1i} – вартість перебазування одиниці техніки, грн. / км;

t – час проведення операцій з СКО, год.;

B_{ti} – вартість 1 години роботи агрегату, грн.;

m – кількість агрегатів та машин.

Таблиця 5.8

Розрахунок витрат на придбання матеріалів, необхідних для

проведення закачування сухого газу на газоконденсатних свердловинах горизонту С-5 Котелевського ГКР

Найменування реагенту (матеріалу)	Одиниця виміру	Кількість реагенту (матеріалу)	Вартість одиниці виміру, грн.	Всього прямих витрат на матеріали, грн.	Всього витрат з урахуванням непрямих витрат та витрат на транспортування, грн.
Неонол АФ-9-12	кг	3096	39	120744,00	139459,32
Вуглеводневий розчинник	$м^3$	64,5	31900	2057550,00	2376470,25
Всього				2178294,00	2515929,57

$k_{н.в.}$ – коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати, $k_{н.в..} = 1,1$.

Визначення розміру витрат на експлуатацію техніки та транспорту виконуємо у таблиці 5.9.

$$B_m = 1,1 \times 30569,93 = 33626,92\ (грн.)$$

Витрати на оплату праці робочого і технічного персоналу для проведення однієї операції:

$$B_p = k_{н.з.} \times \lambda \times \sum_{i=1}^{Б} C_{mi} \times (1 + H_н) \times t$$

де $k_{н.з}$ – коефіцієнт, що враховує накладні витрати за витратами по заробітній платі, $k_{н.з..} = 1,3$;

λ – коефіцієнт, що враховує премії;

$Б$ – кількість робітників у ланці, чол.

C_{mi} – часова тарифна ставка робітника бригади, що виконує гідрофілізацію, грн.;

$H_н$ – норма нарахувань на фонд оплати праці згідно чинного законодавства;

t – час проведення операцій з закачування сухого газу, год.

Розрахунок витрат на експлуатацію техніки та транспорту, необхідних для проведення закачування сухого газу на газоконденсатних свердловинах горизонту С-5 Котелевського ГКР

Найменування техніки	Кількість застосованих одиниць	Відстань до свердловини	Вартість перебазування одиниці техніки, грн. / км	Всього витрат на перебазування техніки, грн.	Час проведення операції СКО, год.	Вартість 1 год. роботи установки, грн.	Всього вартість роботи техніки, грн.	Всього витрат
Насосний агрегат РС-2251	2	50	25,00	25,00 x 100 x 2 = 5000,00	7,6	620,00	7,6 x 620 x 2 = 9424,00	14424,00
Компрессор УКП-8-80	1	50	30,00	30,00 x 100 x 1 = 3000,00	7,6	600,00	7,6 x 600 x 1 = 4560,00	7560,00
Автоцистерна ЦР-10	1	50	25,00	25,00 x 100 x 1 = 2500,00	7,6		–	2500,00
Станція контролю і управління	1	50	40,00	40,00 x 100 x 1 = 4000,00	7,6	860,00	7,6 x 860 x 1 = 2085,93	10536,00
Всього	6			14500,00			16069,93	30569,93

Нарахування на заробітну платню, що переносяться на собівартість виконаних робіт, на теперішній час включають суму єдиного соціального внеску, величина якого складає 37,17% від суми нарахованої заробітної плати. Таким чином, $H_н = 0{,}3717$.

Таблиця 5.9

Вихідні дані для розрахунку витрат на оплату праці при проведенні закачування сухого газу

Посада	Розряд	Тарифна ставка, грн.	Склад бригади, осіб	Тривалість виконання робіт, год.	Заробітна плата по тарифу, грн.
Майстер	VI	30,88	1	12	370,56
Оператор по дослідженню свердловин	V	20,24	1	12	242,88
Оператор з видобування нафти та газу	IV	18,46	1	12	221,52
Оператор РС-2251	IV	18,46	2	7,6	280,59
Оператор УКП-8-80	IV	18,46	1	7,6	140,30
Оператор станції контролю	V	20,24	1	7,6	153,82
Всього	-	-	-	12	1409,67

$$B_p = 1{,}3 \times 1{,}25 \times 1409{,}67 \times (1 + 0{,}3717) = 3142{,}17\ (грн.)$$

Витрати на проведення робіт на свердловині:

$$B_{заходу} = 2515929{,}57 + 33626{,}92 + 3142{,}17 = 2552698{,}66\ (грн.)$$

Визначимо приведені витрати на підготовку додаткового видобутку газу.

Згідно статистичних даних середня собівартість видобутку газу на підприємствах НАК «Нафтогаз України» складає 5430 грн., в том числі змінні витрати – 12,82%, що складає 696,13 грн.

Тоді додаткові витрати підприємства, пов'язані із видобутком додаткового газу, складуть:

$$\Delta B^{газ}_{вид.} = 696{,}13 \times 23520{,}60 = 16373395{,}28\ (грн.)$$

Таблиця 5.10

Калькуляція видобутку 1000 м^3 газу

№	Найменування статті калькуляції	Сума, грн.	Питома вага, %
1	Допоміжні матеріали	130,32	2,4
2	Заробітна плата з нарахуваннями	54,30	1,0
3	Амортизація свердловини	771,06	14,2
4	Підготовка газу	114,03	2,1
5	Освоєння і підготовка виробництва	38,01	0,7
6	Утримання і експлуатація обладнання	809,07	14,9
7	Загальнопромислові витрати	358,38	6,6
8	Адміністративні витрати	184,62	3,4
9	Інші виробничі витрати	2970,21	54,7
	Промислова собівартість	5430,00	100,0
10	Витрати на збут		–
	Всього собівартість видобутку	5430	100,0

Тоді додаткові витрати підприємства, пов'язані із видобутком додаткового конденсату, складуть суму рентної плати у розмірі 2141,86 гривні за одну тонну газового конденсату:

$$\Delta B^{к}_{вид.} = 2141{,}86 \times 6635{,}8 = 14212954{,}59\ (грн.)$$

$$\Delta B^{сум}_{вид.} = 16373395{,}28 + 14212954{,}59 = 30586349{,}88\ (грн.)$$

Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроектованого рішення

Сумарний економічний ефект підприємства від проведення потужного гідророзриву пласта визначаємо за формулою:

$$E_{сум.} = \left[\Delta Q_г \times Ц_г + \Delta Q_к \times Ц_к - \left(B_{заходу} + \Delta B_{вид.}\right)\right] \times \left(1 - \frac{Ст_{пр}}{100}\right)$$

де $Ц_г$, $Ц_к$ – відпускна ціна газу та конденсату відповідно, грн.;

$Ст_{пр}$ – ставка податку на прибуток, згідно чинного законодавства складає 18%.

$$E_{сум.} = [23520{,}6 \times 7178{,}00 + 6635{,}8 \times 9185{,}00 - (2552698{,}66 + 30586349{,}88)] \times \left(1 - \frac{18}{100}\right) =$$
$$= 16124614{,}83\ (грн.)$$

Враховуючи імовірнісний характер проведених розрахунків, прогнозоване значення економічного ефекту визначають:

$$E_{пр.} = E_{сум.} \times a$$

де a – вірогідність отримання запланованих показників, $a = 0{,}38$.

$$E_{пр.} = 16124614{,}83 \times 0{,}38 = 61273535{,}42\ (грн.)$$

Отже, проведення закачування сухого газу на газоконденсатних свердловинах горизонту С-5 Котелевського ГКР є ефективним. З проведених вище розрахунків можна зробити висновок, що проведення закачування сухого газу є доцільним, оскільки впровадження даного заходу дозволить підприємству отримати економічний ефект в розмірі майже 61,3 млн. грн.

ВИСНОВКИ

Розробка практично усіх вітчизняних газоконденсатних родовищ на режимі виснаження привела до того, що нині є цілий ряд вже виснажених або близьких до виснаження родовищ із залишковими запасами рідких вуглеводнів, що перевищують їх сумарні відібрані кількості. Типовим прикладом такого родовища є Котелевське ГКР. Ці родовища представляють потенційні об'єкти видобутку етану, пропану, Бутану, пентану і інших цінних вуглеводневих компонентів, проте, енергетичний стан власне виснажених родовищ не дозволяє здійснювати промислову доразробку залишкових запасів рідких вуглеводнів. З зв'язки з цим виникла важлива народногосподарська проблема створення нових рисо енергоємних методів підвищення вуглеводовіддачі пласта і методів видобутку рідких вуглеводнів в умовах анорисьно низьких пластових і гирлових тисків.

У магістерській роботі досліджені витікаючі з вищевикладеного завдання і отримані відповідні наукові і практичні висновки і результати.

1. Обгрунтована концепція дорозробки газоконденсатних родовищ типу Котелевського на кінцевому етапі завершальної стадії експлуатації залишкових запасів вуглеводнів. Концепція побудована на обліку енергетичних особливостей системи пласт-свердловина виснаженого об'єкту видобутку газу і конденсату.

2. Створений метод підвищення вуглеводовіддачі глибоко (P<Pмк) виснаженого газоконденсатного пласта, в якому використовуються ефекти випару ретроградного конденсату в прокачуваний низьконапорний не рівноважний газ, перенесення конденсату по пласту, що випарувався, і вилучення на поверхню у складі газової фази. Показано, що випаровуваність в газ фракцій конденсату в умовах анорисьно низьких тисків пластів обернено пропорційна до молекулярної маси фракції, внаслідок чого після прокачування одного об'єму пор газу з пласта витягається до 80-90% компонентів C_2-C_4, до 10%

3. Досліджений механізм випару фракції конденсату різної молекулярної маси в газову фазу при низьких ($P<P_{мк}$) тисках пластів. Показано, що при глибокому виснаженні газоконденсатної системи (P = 5→1 МПа), що міститься в низкопроникній (К – 10^{-14} – 10^{-15} м^2) пористому середовищу, завдяки ефекту випару в продукції зростає зміст фракцій C_2-C_4 і C_5-C_7 при практично незмінній молекулярній масі сирого конденсату, що добувається.

4. Обґрунтований вибір газоподібного агента для нагнітання з пласт у безкомпресорному варіанті при низьких тисках пластів але ($P<P_{мк}$) з метою випару вуглеводневого конденсату і вилучення його з пласта у складі газової фази. Показано, що в умовах Котелевського промислу в якості агента, що нагнітається, може бути використаний сухий попутній газ.

5. Вивчений вплив розміру облямівки легкого вуглеводневого розчинника на ефективність витіснення ретроградного конденсату в умовах газоконденсатного родовища з великим поверхом газоносності.

6. Обґрунтовані параметри полігону і вибрана відповідна ділянка на Котелевському родовищі в районі УКПГ для дослідно - промисловіої апробації запропонованих в магістерській роботі технологічних рішень, спрямованих на підвищення кінцевого коефіцієнта газоконденсатовіддачі пласта.

7. Вдосконалена існуюча система промислової підготовки газу і конденсату, що дозволяє здійснювати глибше вилучення рідких вуглеводнів з газу пласта, що добувається, в умовах низьких гирлових тисків.

8. В умовах Котелевського ГКР успішно апробована створена за участю автора технологія розробки виснаженого пласта з нагнітанням сухого нерівноважного газу, що забезпечує істотне підвищення кінцевої газоконденсатоодачі.

ЛІТЕРАТУРА

1. Gritsenko A. I., The project of retrograde condensate production on the Vuktjl field/ Proceedings of XVII World Gas Congress. - Copenhagen, 1997.

2. Mathiassen O.M. CO_2 as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery / O.M.Mathiassen. Trondheim:NTNU,2003 – 96 p

3. Sheij - Ali D. M. et al.Investigación de los petzoleos de capa délos Pozos A.B y C.-Centzo de investidgaciones geológicas. - Habana.Cuba, 1981.- P. 16-41

4. Trummler K., Effenberger F., Syldatk C. An integrated microbial/enzymatic process for production of rhamnolipids and l(+)rham nose from rapeseed oil with Pseudomonas sp. DSM 2874 // Eur. J. Lipid. Sci. Tech. — 2003. — V. 105. — P. 563–571.

5. Vance7Harrop M. H., de Gusmao N. B., de Campos7Takaki G. M. New bioemulsifiers produced by Candida lipolytica using Dglu cose and babassu oil as carbon sources // Braz. J. Microbiol. — 2003. — V. 34. — P. 120–123.

6. Pekin G., Vardar7Sukan F., Kosaric N. Production of sophorolipids from Candida bombicola ATCC 22214 using Turkish corn oil and honey // Eng. Life Sci. — 2005. — V. 5, N4. — P. 357–362.

7. Rahman K. S., Rahman T. J., McClean S. et al. Rhamnolipid biosurfactant production by strains of Pseudomonas aeruginosa using lowcost raw materials // Biotechnol. Prog. — 2002. — V. 18, N 6. — P. 1277–1281.

8. . Ferraz C., de Araujo A. A., Pastore G. M. The influence of vegetable oils on biosurfactant production by Serratia marcescens // Appl. Biochem. Biotechnol. — 2002. — V. 98–100. — P. 841–847.

9. Kim H. S., Jeon J. W., Kim B. H. et al. Extracellular production of a glycolipid bio surfactant, mannosylerythritol lipid, by Candida sp. SY16 using fed batch fermenta tion // Appl. Microbiol. Biotechnol.— 2006. — V. 70, N4. — P. 391–396.

10. . Nitschke M., Costa S. G., Haddad R. et al. Oil wastes as unconventional substrates for rhamnolipid biosurfactant production by Pseudomonas aeruginosa LB1// Biotechnol. Prog. — 2005. — V. 21, N5. — P. 1562–1566.

11. . Benincasa M., Contiero J., Mansera M. A., Moraes I. O. Rhamnolipid production by P. aeruginosa LB1 growing on soapstock as the sole carbon source // J. Food Eng. — 2002. — V. 54. — P. 283–288.

12. . Benincasa M., Abalos A., Oliveira I., Mansera A. Chemical structure, surface properties and biological activities of the biosurfactant pro duced by Pseudomonas aeruginosa LBI from soapstock // Anton. Leeuw. Int. J. G. — 2004. — V. 85, N1. — P.1–8.

13. . Abalos A., Pinazo A., Infante M. R. et al. Physicochemical and antimicrobial properties of new rhamnolipids produced by Pseudomonas aeruginosa AT10 from soyabean oil refinery wastes // Langmuir. — 2001. — V. 17, N5. — P. 1367–1371.

14. . Bednarski W., Adamczak M., Tomasik J., Plaszczyk M. Application of oil refinery waste in biosynthesis of glycolipids by yeast // Bioresour. Technol. — 2004. — V. 95, N1. — P. 15–18.

15. . Dubey K., Juwarkar A. Distillery and curd whey wastes as viable alternative sources for biosur factant production // World J. Microbiol. Biotechnol. — 2001. — V. 17, N1. — P. 61–69.

16. . Dubey K., Juwarkar A. Determination of genetic basis for biosurfactant production in distillery and curd whey wastes utilizing Pseudomonas aeruginosa strain BS2 // Indian J. Biotechnol. — 2004. — V. 3, N1. — P. 74–81.

17. . Thompson D. N., Fox S. L., Bala G. A. Biosurfactants from potato process effluents // Appl. Biochem. Biotechnol. — 2000. — V. 84–86. — P.917–930.

18. . Thompson D. N., Fox S. L., Bala G. A. The effects of pretreatments on surfactin pro duction from potato process effluent by Bacillus

subtilis // Ibid. — 2001. — V. 91–93. — P. 487–502.

19. . Noah K. S., Bruhn D. F., Bala G. A. Surfactin production from *potato process effluent by Bacillus subtilis in a chemostat* // Ibid. — 2005. — V.121–124. –P. 465–473.

20. . Noah K. S., Fox S. L., Bruhn D. F. et al. Development of *continuous surfactin production from potato process effluent by Bacillus subtilis in an airlift reactor* // Ibid. — 2002. — V. 98–100. — P. 803–813.

21. . Nitschke M., Pastore G. Production and properties of a surfactant *obtained from Bacillus subtilis grown on cassava waste water* // Bioresour. Technol. — 2006. — V. 97, N2. — P. 336–341.

22. . Nitschke M., Pastore G. M. Cassava flour wastewater as a *substrate for biosurfactant production* // Appl. Biochem. Biotechnol. — 2003. — V. 105–108, N3. — P. 295–301.

23. . Nitschke M,. Pastore G.M. Biosurfactant production by Bacillus *subtilis using cassavaprocessing effluent* // Ibid. — 2004. — V. 112, N3. — P. 163–172.

24. . Пирог Т. П., Антонюк С. І. Особливості синтезу поверхневоактивних речовин штамом Acinetobacter calcoaceticus К4 // Наук. праці Нац. унту харчових техно логій . — 2007. — №22. — С. 50–53.

25. . Carvalho C. de, Parreno7Marchante B., Neumann G. et al. Adaptation of Rhodo7 coccus erythropolis DCL14 to growth on n alkanes, alcohols and terpenes // Appl. Microbiol. Biotechnol. — 2005. — V. 67. — P. 383–388.

26. . Carvalho C. de, Fonseca M. da. Degradation of hydrocarbons and alcohols at different temperatures and salinities by Rhodococcus erythropolis DCL14 // FEMS Microbiol. Ecol. — 2005. — V. 51. — P. 388–399.

27. . Rosenberg E., Ron E.Z. Highand lowmolecularmass microbial surfactants // Appl. Microbiol. Biotechnol. — 1999. — V. 52. — P. 154 — 162.

28. . Macdonald C. R., Cooper D. G., Zajic J. E. Surfaceactive lipids from Nocardia erythro7 polis grown on hydrocarbons // Appl. Environ.

Microbiol. — 1987. — V. 41, N1. — P. 117–123.

29. . Kim S. H., Lim E. J., Lee S. O. et al. Purification and characterization of biosurfactants from Nocardia sp. L417 // Biotechnol. Appl. Biochem. — 2000. — V.

30. . — P. 249–253. 38. Yazdani S. S., Gonzales R. Anaerobic fermentation og glycerol: a path to economic viability for the biofuels industry // Curr. Opin. Biotechnol. –2007. — V. 18. — P. 213–219.

31. . Sen R., Swaminathan T. Characterization of concentration and purification parameters and operating conditions for the smallscale recovery of surfactin. // Process Biochem. — 2005. — V. 40, N9. — P. 2953– 2958.

32. . Reiling, H. E., Thanei7Wyss U., Guerra7 Santos L. H. et al. Pilot plant production of rhamnolipid biosurfactant by Pseudomonas aeruginosa // Appl. Environ. Microbiol. — 1986. — V. 51, N5. — P. 985–989.

33. . Dubey K. V., Juwarkar A. A., Singh S. K. Adsorptiondesorption process using woodbased activated carbon for recovery of biosurfactant from fermented distillery waste water // Biotechnol. Prog. — 2005. — V. 21, N3. — P. 860–867.

34. . Kuyukina M. S., Ivshina I. B., Philp J. C. Recovery of Rhodococcus biosurfactants using methyl tertiarybutyl ether extraction // J. Microbiol. Meth.— 2001. — V. 46, N2. — P. 149–156.

35. . Philp J. C., Kuyukina M. S., Ivshina I. B. et al. Alkanotropic Rhodococcus ruber as a biosurfactant producer // Appl. Microbiol. Biotechnol. — 2002. — V. 59, N2–3. — P. 318–324.

36. . Sen R. Response surface optimization of the critical media components for production of surfactin // J. Chem. Tech. Biotechnol. — 1997. — V. 68, N3. — P. 263–270.

37. . Sen R., Swaminathan T. Application of responsesurface methodology to evaluate the optimum environmental conditions for the enhanced production of surfactin // Appl. Microbiol. Biotechnol. — 1997. — V. 47. — P. 358– 363.

38. . Sen R., Swaminathan T. Response surface modeling and optimization to elucidate the effects of inoculum age & size on surfactin production // Biochem. Eng. J. — 2004. — V. 21. — P. 141–148.

39. . Shabtai Y., Gutnick D. L. Enhanced emulsan production in mutants of Acinetobacter cal7 coaceticus RAG1 selected for resistance to cetyltrimethylammonium bromide // Appl. Environ. Microbiol. — 1986. — V. 52. — P. 146–151.

40. . Davis D. A., Lynch H. C., Varley J. The application of foaming for recovery of surfactin from B. subtilis ATCC 21332 // Enzyme Microb. Technol. — 2001. — V. 28, N4–5. — P. 346–354.

41. . Ramnani P., Kumar S. S., Gupta R. Concomitant production and downstream processing of alkaline protease and biosurfactant from Bacillus licheniformis RG1: bioformulation as detergent additive // Process Biochem. — 2005. — V. 40, N10. — P. 3352–3359.

42. . Koch A. K., Kappeli O., Fiechter A., Reiser J. Hydrocarbon assimilation and biosurfactant production in Pseudomonas aeruginosa mutants // J. Bacteriol. — 1991. — V. 173, N13. — P. 4212–4219.

43. . Tahzibi A., Kamal F., Assadi M. M. Improved production of rhamnolipids by a Pseudomo nas aeruginosa mutants // Iran. Biomed. J. — 2004. — V. 8, N1. — P.25– 31. 52. Lin S. C., Lin K. G., Lo C. C., Lin Y. M. Enhanced biosurfactant production by a Bacillus licheniformis mutant // Enzyme Microb. Technol. — 1998. — V. 23. — P. 267–273.

44. . Ohno A., Ano T., Shoda M. Production of a lipopeptide antibiotic, surfactin, by recombinant Bacillus subtilis in solidstate fer mentation // Biotechnol. Bioeng. — 1995. — V. 47. — P. 209– 214.

45. . Ochsner U. A., Reiser J., Fiechter A., Wilholt B. Production of Pseudomonas aeruginosa rhamnolipid biosurfactants in heterologous hosts // Appl. Environ. Microbiol. — 1995. — V. 61, N9. — P. 3503– 3506.

46. . Yakimov M. M., Giuliano L., Timmis K. N., Golyshin P. N. Recombinant acylheptapeptide lichenysin: high level of production by Bacillus

subtilis cells // J. Mol. Microbiol. Bio technol. — 2000. — V. 2, N2. — P. 217–224.

47. . Koch A. K., Reiser J., Kappeli O., Fiechter A. Genetic construction of lactoseutilizing strains of Pseudomonas aeruginosa and their application in biosurfactant production // Nat. Biotechnol. — 1988. — V. 6. — P. 1335– 1339.

48. . Dogan I., Pagilla K. R., Webster D. A., Stark B. C. Expression of Vitreoscilla haemoglobin in Gordonia amarae enhances biosurfactant production // J. Ind. Microbiol. Biotechnol. — 2006. — V. 33, N8. — P. 693–700.

49. . Stuwer O., Hommel R., Haferburg D., Kle7 ber H.P. Production of crystalline surface active glycolipids by a strain Torulopsis api7 cola // J. Biotechnol. — 1987. — V. 6. — P. 259–269.

50. . De Roubin M. R., Mulligan C. N., Gibbs B. F. Correlation of enhanced surfactin production with decreased isocitrate dehydrogenase activity // Can. J. Microbiol. — 1989. — V. 35, N9. — P. 854–859.