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

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

До захисту
завідувач кафедри
В.о. завідувача кафедри
_____ Є. ГОВДИК

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему оптимізація видобутку газу із комплексу родовищ за допомогою регуляторів тиску

Пояснювальна записка

Керівник
ст. викладач
_____
посада, наук. ступінь, ПІБ
Чачкіна В.Б. _____
підпис, дата,

Виконавець роботи
Чигур О.І. _____
студент, ПІБ
група 601-МН
_____
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
ст. викладач
Чачкіна В.Б. _____
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

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

Консультант за 3 розділом
доц. к.т.н. Петрушак М.В
_____
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

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГІТ
В.о. завідувача кафедри Євгеній ГАВРИЛЮК
"__" _____ 20___ року

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

Гнатюр Олег Ігорович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: оптимізація видобутку газу на колишньому родовищі за допомогою регуляторів тиску.

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від "___" _____ 2024 року № _____

2. Строк подання студентом роботи_____ 20___ року

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

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

Вступ 1 Інформаційно-оглядова частина.
2. Експериментальна частина.
3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).
4. Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата: завдання видав	Підпис, дата: завдання прийняв
1	ст. викладач Чанюта В.Б.		
2	доц. к.т.н. Дубень В.П.		
3	доц. к.т.н. Ступник М.В.		
4	доц. к.т.н. Сопко В.М.		

7. Дата видачі завдання_____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.1
2	Експериментальна частина	21.10-03.1
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	04.11-17.1
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-01.1
5	Оформлення та узгодження роботи	02.12-15.1
6	Попередні захисти робіт	16.12-28.1
7	Захист магістерської роботи	

Студент _____ Кондобы Шигур О.Э.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Чанюта В.Б.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП
РОЗДІЛ 1 СТАН ВИВЧЕННОСТІ ПРОБЛЕМ ДОСЛІДЖЕННЯ
1.1Аналіз застосування систем розробки багатопластових родовищ природних газів
1.2 Особливості поетапної розробки Комишнянського газоконденсатного родов
1.3Коротка характеристика геологічної бу розробки Комишнянського родовища
1.4Сучасний досвід застосування забезпечення стабільної роботи та режимів малодебітних газових сверд
1.4Висновки за розділом 1
РОЗДІЛ 2 ПРОМИСЛОВІ ДОСЛ СВЕРДЛОВИН
2.1 Об'єкт та програма промислових до
2.2 Аналіз результатів промислових методики розрахунку мінімальної ш винесення пластової рідини
2.3 Висновки за розділом 2
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА БАГАТОП ДИФЕРЕНЦІАЦІЄЮ ПЛАСТОВИ ВЛАСТИВОСТІ ОБ'ЄКТІВ З ОДНО
3.1Особливості експлуатації низь свердловин багатопластових родо
3.2Промислові випробування ме свердловин застосуванням гирло
3.3Розробка способу спільної застосуванням модульних компр
3.4Комплексний підхід до за роботи механізованих свердлов
Висновки за розділом 3
РОЗДІЛ 4 ГІДРОДИНАМІЧ СТІЙКОГО РОБОТИ СВЕРДЛОВИН
4.1Початкові дані
4.2Розрахунок динаміки пла балансу
4.3Розрахунок видобутку ві
4.4Прогнозування динам короткостроковий період
4.5 Рекомендації щодо пі технологічних режимів ро

ЗМІСТ

ВСТУП
РОЗДІЛ 1 СТАН ВИВЧЕННОСТІ ПРОБЛЕМИ І ПОСТАНОВКА ЗАВДАНЬ ДОСЛІДЖЕННЯ
1.1Аналіз застосування систем розробки та поверхневого облаштування багатопластових родовищ природних газів
1.2 Особливості поетапної розробки газових об'єктів на прикладі Комишнянського газоконденсатного родовища
1.3Коротка характеристика геологічної будови, структури запасів та об'єктів розробки Комишнянського родовища
1.4Сучасний досвід застосування геолого-технічних заходів щодо забезпечення стабільної роботи та методів розрахунку технологічних режимів малодебітних газових свердловин, що обводняються
1.4Висновки за розділом 1
РОЗДІЛ 2 ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН
2.1 Об'єкт та програма промислових досліджень
2.2 Аналіз результатів промислових досліджень та обґрунтування вибору методики розрахунку мінімальної швидкості для повного та безперервного винесення пластової рідини
2.3 Висновки за розділом 2
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА БАГАТОПЛАСТОВИХРОДОВИЩ З СИЛЬНОЮ ДИФЕРЕНЦІАЦІЄЮ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ І ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ВЛАСТИВОСТІ ОБ'ЄКТІВ З ОДНОТРУБНОЮ СИСТЕМОЮ ЗБОРУ ГАЗУ
3.1Особливості експлуатації низьконапірних газових та газоконденсатних свердловин багатопластових родовищ з однотрубною системою збирання газу
3.2Промислові випробування методу регулювання гирлового тиску газових свердловин застосуванням гирлових газоструминних апаратів
3.3Розробка способу спільної експлуатації різнопотенційних об'єктів із застосуванням модульних компресорних установок
3.4Комплексний підхід до забезпечення стійких технологічних режимів роботи механізованих свердловин нафтогазових покладів
Висновки за розділом 3
РОЗДІЛ 4 ГІДРОДИНАМІЧНІ РОЗРАХУНКИ УМОВ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОГО РОБОТИ МАЛОДЕБІТНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН
4.1Початкові дані
4.2Розрахунок динаміки пластових тисків на основі рівняння матеріального балансу
4.3Розрахунок видобутку вільного газу малодебітних свердловин
4.4Прогнозування динаміки обводнення газових свердловин на короткостроковий період
4.5 Рекомендації щодо підбору компресорного обладнання та обґрунтування технологічних режимів роботи при регулюванні гирлового тиску

4.6 Прогнозування умов роботи малодебітних свердловин (на прикладі об'єкта Комишнянського родовища)
4.7Висновки за розділом 4
ВИСНОВОК
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

ВСТУП

Актуальність теми дослідження

При проектуванні багатопластових родовищ з різкорізними ресурсно-енергетичним потенціалом та фільтраційно-ємнісними властивостями (ФЕВ) експлуатаційними об'єктами обґрунтування системи розробки та поверхневого облаштування є складним комплексним завданням.

На практиці з метою зниження капітальних витрат на будівництво наземної інфраструктури найчастіше, у тому числі через невизначеність геологічної інформації, застосовується стратегія поетапного введення у розробкуоб'єктів з однотрубною системою збору газу. При досягненні межі рентабельності до закінчення вироблення залишкових запасів основних об'єктів, що розробляються, випереджаючий введення в розробку інших об'єктів родовища є єдиним економічно виправданим варіантом. У свою чергу, при експлуатації свердловин, що розкривають різні експлуатаційні об'єкти з кущовою схемою обв'язування та однотрубною колекторною системою збору, експлуатація свердловин ускладнюється їхньою взаємодією через шлейф. В данному випадку мінімальний гирловий тиск кожної свердловини визначається протитиском однотрубного газозбірного колектора. У результаті низьконапірні свердловини працюють в оптимальному технологічному режимі й у кінцевому підсумку переходять в недіючий фонд. Ситуація ще більше ускладнюється у разі накопичення пластової рідини на вибої свердловини. У зв'язку з цим цікавить вивчення, розробка і вдосконалення технологічних рішень, вкладених у забезпечення стабільних режимів роботи свердловин за одночасної розробки різних за ресурсно-енергетичним характеристикам і ФЕВ об'єктів. У довгостроковій перспективі подані рішення дозволять підвищити ефективність розробки багатопластового родовища в цілому за рахунок скорочення часу, що витрачається на забезпечення вироблення запасів природного газу.

Мета роботи

Обґрунтування технологічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності розробки багатопластових родовищ з однотрубною системою збирання газу та аналітичних моделей експлуатації малодебітних газоконденсатних свердловин.

Об'єкти дослідження

До об'єктів досліджень відносяться: багатопластове газове газоконденсатне родовище Комишнянське ГКР, що містить у геологічному розрізі роз'єднані та різні за ресурсно-енергетичним потенціалом поклади.

Основні завдання дослідження:

1. Аналіз геолого-технологічних умов застосування існуючих систем розробки багатопластових газових і газоконденсатних родовищ. Вивчення особливостей стратегії поетапного введення у розробку об'єкту в умовах однотрубної газозбірної мережі.

2. Обґрунтування вибору методики гідродинамічних розрахунків перебігу багатофазного потоку стосовно умов роботи малодебітних газоконденсатних свердловин Комишнянського родовища.

3. Удосконалення та розробказаходів, спрямованих на інтенсифікацію видобутку газу зі свердловин багатопластовихродовищ з однотрубною газозбірною мережею, місцевим регулюванням їхнього гирлового тиску.

4. Розробка комплексу аналітичних моделей для прогнозування рівнів видобутку та режимних параметрів роботи різноб'єктних малодебітних газоконденсатних свердловин на основі моделювання процесів системи «пласт – свердловина – однотрубна газозбірна мережа».

Наукова новизна

Обґрунтовано вибір аналітичних залежностей як гідродинамічний критерій умов початку накопичення пластової рідини на вибої свердловин за даними спеціальних промислових досліджень газоконденсатних свердловин. За результатами гідродинамічних досліджень газоконденсатної свердловини

показано, що домінуючий вплив на процес «самозадавлювання» надає осадження зважених частинок рідкої фази в ядрі потоку при швидкості висхідного потоку газу в інтервалі 2,3...4,1 м/с.

Запропоновано інтегровану проксі-модель системи «пласт – свердловину – газозбірну мережу», що дозволяє оперативно розраховувати динаміку робочих параметрів групи різнооб'єктних малодебітних свердловин, що продукують двофазною сумішшю в однотрубний газозбірний колектор.

Теоретична та практична значимість

1. Використання газоструминних апаратів (ГА) дозволило здійснити випереджаюче введення в розробку високопотенційних пластів. За результатами техніко-економічної оцінки ефективності проведення дослідно-промислових випробувань отримано додатковий видобуток газу 16,1 млн.м^3 та 1,0 тис. т газового конденсату.

2. За результатами спеціальних гідродинамічних досліджень газоконденсатної свердловини доведено, що домінуючий вплив на процес «самозадавлювання» надає осадження зважених частинок рідкої фази в ядрі потоку при швидкості висхідного потоку газу в інтервалі 2,3…4,1 м/с.

3. Науково-технічні рішення щодо видобутку газу з кількох експлуатаційних об'єктів, що відрізняються пластовими тисками та запасами, в однотрубний газозбірний коллектор регулюванням гирлового тиску свердловин за рахунокзастосування МКУ

Методологія та методи дослідження

У роботі використано: методи фізико-хімічної гідродинаміки вертикальних багатофазних потоків; аналіз даних експлуатації водопроявляючих газоконденсатних свердловин та результатів дослідно-промислових випробувань пропонованих технологій, комплексних гідродинамічних та газоконденсатних досліджень свердловин; аналітичні розрахунки режимів спільної роботи групи малодебітних газоконденсатних свердловин із застосуванням програмногозабезпечення

Положення, що виносяться на захист

1. Модель визначення гідродинамічних умов спільної роботи групи мало дебітних різно об'єктних газоконденсатних свердловин, обмежених протитиском газозбірногоколектора.

2. Результати промислових досліджень режимних параметрів роботи водопроявної свердловини та обґрунтування вибору методики визначення умов повного та безперервного винесення рідини із вибою.

3. Техніко-економічне обґрунтування застосування технічних пристроїв, що забезпечують регулювання гирлового тиску під час експлуатації низько напірних газоконденсатних свердловин.

4. Модель прогнозування параметрів роботисвердловин за місцевого зниження гирлового тиску із застосуванням технічних пристроїв.

РОЗДІЛ 1 СТАН ВИВЧЕННОСТІ ПРОБЛЕМИ І ПОСТАНОВКА ЗАВДАНЬ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Аналіз застосування систем розробки та поверхневого облаштування багатопластових родовищ природних газів

У природі нерідко зустрічаються газові, газоконденсатні та нафтогазоконденсатні родовища (НГКР), в геологічному розрізі яких є кілька покладів, що виділяються в самостійні об'єкти розробки. На техніко-економічну ефективність розробки таких багатопластових родовищ ключовий вплив має обґрунтування оптимальної системи розробки та поверхневого облаштування. При проектуванні багатопластових родовищ складність виконуваних робіт кратно зростає порівняно з однопластовими, що зумовлено як необхідністю визначення схеми розробки умовно кожного пласта (об'єкта) окремо, а й одночасної оптимізацією показників розробки по родовищу загалом. Як правило, рішення представленої задачі зводиться до розрахунку та оцінки великої кількості варіантів з виділенням кількох володіють прийнятними показниками ефективності. При цьому важливим питанням, зумовленим фактором багатопластовості, є формування стратегії розбурювання об'єктів та їх послідовності введення в експлуатацію.

За наявності в геологічному розрізі роз'єднаних та різко відмінних об'єктів з метою мінімізації капітальних витрат та часу на будівництво трубопроводів часто, в т.ч. через невизначеність геологічної інформації, застосовується стратегія поетапного введення у розробку об'єктів. Очевидно, що завдання визначення черговості введення експлуатаційних об'єктів у розробку не є типовим і для кожного конкретного родовища обґрунтовується індивідуально, проте умовно виділяють низку основних систем розробки багатопластових родовищ природних газів, що мають свої переваги та недоліки.

На ряді родовищ розробки запасів із газових об'єктів застосовується система

розробки «знизу-вгору». Ця система передбачає початкову вироблення запасів нижчезалягаючих об'єктів до досягнення проектних коефіцієнтів газовіддачі з наступним переходом на вищезалягаючі горизонти. Найчастіше на початковій стадії розробки основні проектні рішення обґрунтовуються за результатами даних, отриманих при бурінні та випробуванні розвідувальних свердловин в умовах невизначеності даних про будову пластів, їх геолого-фізичних характеристиках, характері неоднорідності, ресурсно-енергетичному потенціалі та наявності газодинамічного зв'язку між пластами. Імовірнісний характер вихідної інформації призводить до ризиків, пов'язаним із рентабельністю довгострокових інвестиційних стратегій. У свою чергу, при бурінні на нижні пласти надається можливість уточнення даних по транзитних об'єктах геофізичними та петрофізичними методами, а також безпосередньо проведення випробувань об'єктів. Це дозволить зняти ризики та скоригувати довгострокову інвестиційну стратегію. Необхідно відзначити, що в умовах відсутності обмежувальних критеріїв, пов'язаних з відмінністю складу газу груп пластів, їх колекторських та міцнісних властивостей, можливе включення групи вищезалягаючих пластів у розробку в момент часу, коли гирловий тиск свердловин, що дренують нижні горизонти, знизиться до початкового гирлового тиску свердловин, що дренують вищезалягаючі пласти.

Розробка за принципом «згори-вниз» застосовується у разі, якщо буріння та розробка нижчих горизонтів потребує значних капіталовкладень, при цьому запасів горизонтів вищележачих вистачає для забезпечення самостійної рентабельної розробки. Як правило, буріння вищележачих покладів у зв'язку з малою глибиною свердловин є відносно швидким і менш витратним, що дозволяє в найкоротший термін окупити капітальні вкладення. В подальшому при розробці проектів введення в експлуатацію нижчележачих горизонтів необхідно розглядати буріння нових свердловин, поглиблення раніше пробурених або буріння бокового ствола. Однак, у зв'язку з наявністю додаткових капітальних витрат самостійні проекти подальшого введення в розробку об'єктів, що знаходяться нижче, можуть

виявитися нерентабельними. Необхідно також зазначити, що наявність у розрізі пластів зі зниженим в результаті розробки на режимі виснаження пластовим тиском може призвести до ускладнень у процесі буріння та експлуатації. Як зазначено раніше, представлені стратегії впорядкованого поетапного введення об'єктів у розробку є умовними. У разі наявності в геологічному розрізі пласта (групи пластів), в якому зосереджені основні запаси, можливе визначення його як базовий об'єкт розробки з наступним введенням інших (другорядних) об'єктів.

З метою скорочення терміну виробітку запасів можлива реалізація варіантів одночасної розробки самостійних об'єктів. Найбільш очевидним є спосіб розробки, згідно з яким усі експлуатаційні об'єкти розробляються роздільними сітками свердловин і для кожного об'єкта розробки будується своя система наземного облаштування. Це дозволяє контролювати розробку кожного пласта окремо за аналогією з однопластовими родовищами. Однак недоліком зазначеного способу є необхідність будівництва низки самостійних трубопровідних мереж, що призводить до високих капітальних та експлуатаційних витрат. У більшості випадків даний варіант не застосовується для введення в розробку невеликих за запасами покладів через низьку рентабельність.

Спільне залягання кількох газоносних пластів є сприятливою обставиною для розробки спільної сіткою свердловин. Іноді з метою скорочення капітальних витрат на буріння свердловин на кожен експлуатаційний об'єкт проводиться їх укрупнення шляхом залучення нових пластів. Однак, при значній відмінності енергетичного потенціалу пластів, їх колекторських і властивостей міцності, необхідне забезпечення певних умов експлуатації кожного пласта, що не дозволяє об'єднати кілька пластів в єдиний об'єкт розробки. Наявність різного за складом газу пластах у ряді випадків також не дозволяє добувати, транспортувати, та переробляти газ разом. В інших випадкахцей варіант може бути економічно привабливим. Досвід експлуатації газових свердловин, що розкрили кілька експлуатаційних об'єктів, виявив низку особливостей та складнощів, зумовлених:

- відсутністю можливості регулювання процесів розробки по кожному пласту

окремо;

- необхідністю розподілу видобутку по пластам розрахунковим способом;
- високою ймовірністю отримання некондиційних досліджень щодо характеристик пластів і свердловин;
- ризиками утворення неконтрольованих міжпластових перетікань.

Окремо необхідно виділити спосіб розробки багатопластових родовищ, заснований на одночасно-спільній експлуатації спочатку різнопотенційних пластів, шляхом забезпечення попереднього внутрішньосвердловини перепуску газу між пластами. Застосування представленого способу слід розглядати як можливість введення в експлуатацію нижнього чи верхнього малорентабельного об'єкта. Реалізація системи здійснюється поетапно. На першому етапі здійснюється буріння свердловин, спільна перфорація об'єктів і реалізація внутрішньосвердловини перепуску газу до момента врівноваження гідродинамічної системи при закритій свердловині на гирлі. Наступним етапом здійснюють одночасно-спільну експлуатацію верхнього та нижнього пластів по єдиній ліфтовій колоні. Також відомі схожі способи розробки, що передбачають комбінування перепускних свердловин з видобувними свердловинами, що пробурені на основний об'єкт. Недоліком представлених способів є повна або часткова відсутність видобутку вуглеводнів на момент перепуску газу, що дуже значно знижує показники ефективності проекту. Крім того, необхідно відзначити, що варіант реалізації представлених способів на початковій стадії розробки необхідно розглядати з урахуванням підвищених ризиків, зумовлених високим ступенем невизначеності геологічної інформації про об'єкти.

Регулювання процесу відбору запасів окремо по кожному пласту при спільній сітці свердловин можливе шляхом одночасно-роздільної експлуатації (ОРЕ) кількох об'єктів розробки. Спосіб ОРЕ на свердловинах дозволяє роз'єднати між собою пласти використанням пакерної системи з використанням ряду фонтанних труб. На родовищах природного газу ОРЕ вперше застосовувалася в

1.2.1 Коротка характеристика геологічної будови, структури запасів та об'єктів розробки Комишнянського родовища

Досліджувана площа розташована на території Миргородського району Полтавської області України (рис. 1.1).

Найближчі великі населені пункти - районні центри міста Миргород, Гадяч, Лохвиця розташовані на віддалі відповідно 33 км, 65 км, 60 км і з'єднані між собою і з селами Комишня, Полівка, Черевки, Бакумівка дорогами з твердим покриттям.

Обласний центр м. Полтава знаходиться на віддалі 140-150 км. Поблизу від площі проходять залізниці Кременчук-Бахмач і Київ-Харків, а також нафтопромисел (ст.Гоголеве) і нафтопровід з Глинсько - Розбишівського родовища на Кременчуцький нафтопереробний завод.

В економічному відношенні описуваний район являється сільськогосподарським, головне заняття населення - землеробство і тваринництво, незначна частина працює в бурінні та нафтогазовидобувній промисловості. Територія відносно густо заселена.

Клімат району помірно-континентальний, з середньорічною температурою плюс 6-7 С і річною кількістю опадів 460-470мм. Найбільше опадів приходиться на осінньо-літній період. Промерзання ґрунту від 0,7 до 1м.

Рельєф місцевості являє собою горбисту рівнину, розчленовану густою мережею ярів, балок і річкових долин, з загальним нахилом місцевості з північного сходу на південний захід.

Максимальні абсолютні відмітки рельєфу приурочені до водороздільних ділянок і досягають 175м, мінімальні - до заплавин річок і становлять 98-107 м. Балки і яри мають невелику протяжність, схили їх, як правило, задерновані.

Основним поверхневим стоком дощових і талих вод служить р.Хорол (права притока р.Псьол) з прилеглою системою ярів і балок. Протікає річка в напрямі з північного заходу на південний схід. Береги її асиметричні та правий крутий, іноді

верхньовізейському під'ярусі нижнього карбону. Вони залягають в інтервалі глибин 4888-6007м. Поклади газу приурочені до окремих гідродинамічно самостійних блоків свердловин 2, 9, 424, 488, являються склепіневими і не антиклінальними, пластовими.

Колекторами теригенні породи – пісковики. Продуктивнимиєгоризонти В-$16_{В1}$, В-$16_{Н}$, В-$17_{В1}$, В-$17_{В2}$, В-$17_{в3}$, В-$17_{н1}$, В-$17_{н2}$, В-19, В-$20_{н}$, В-21_{8}, В-2і ,В-$22_{В}$ і В-$22_{„}$. Структурні карти по горизонтах приведено на рис. 1.6-1.17.

Горизонт В-$16_{в}$і являється газоносним за матеріалами ГДС в свердловинах №488 і 424, в яких він представлений пісковиками. Загальна товщина горизонту досягає 36-37 м. Ефективна товщина колектора в цих свердловинах складає відповідно 4,8 м і 3,0 м, пористість 8 %, газонасиченість 75% і 88%. В блоціс в.488з півночі границя покладу проходить на абс. відмітці - 4843,8 м, що відповідаєпідошві газонасиченого по ГДС колектора, а з півдня по лінії літологічного його заміщення. В блоці св.424 поклад має такий же характер - з півночі він обмеженийабс. відміткою - 4781,1 м (підошва газонасиченого колектору), з півдня – лінією літологічного заміщення, з заходу - тектонічним порушенням.

Горизонт В-$16_{н}$ продуктивний в блоках свердловин 2, 488, 424. В св.2 при випробуванні одержаний приплив газу дебітом 23, 7 тис.$м^3$/добу. Загальна товщина горизонту на цій ділянці площі змінюється в межах 45-63 м, ефективна товщина колектора 0,8-15,0 м, а газонасичена (св.2) дорівнює 3,2 м. Пористість пісковиків змінюється від 7 % до 11%, а газонасиченість дорівнює 86 %. Границя покладу проведена по підошві повністю газонасиченого по ГДС і випробуваного в св.2пісковика на абс. відмітці - 4819,3 м, а з північно-східного боку він обмеженийлінією літологічного заміщення колектора.

В св. 488 горизонт випробуваний, одержано приплив газу дебітом 24,5 $м^3$/доб. Газонасиченість становить 81 %. Поклад обмежений з півночі ГВК наабс. відмітці - 4958,7 м (по св.7), а з інших сторін тектонічними порушеннями і,частково, лінією літологічного заміщення колектора.

В св.424 горизонт газоносний по даних ГДС. Загальна товщина горизонту53-58 м, ефективна 1,0-2,0 м, газонасичена (св.424) - 2,0 м. Пористість піщаногоколектора складає 8-10%, газонасиченість - 76%. Границя площі газоносностіпроведена по підошві газонасиченого пісковика на абс. відмітці - 4890,2 м, а також,частково, по тектонічному порушенню і лінії літологічного заміщення.

Горизонт В-17$_{в}$і за матеріалами ГДС газонасичений в св.488, де йогозагальна товщина дорівнює 23 м, а ефективна 11,4 м, з яких 4,2 м газонасичені. Пористість колектора 8%, газонасиченість 77%. Площа газоносності обмежена лінією ГВК на абс. відмітці - 4993,0 м, а також лініями тектонічного порушення і літологічного заміщення колектора.

Горизонт В-17$_{в2}$, газонасичений в свердловинах 2, 488, 424. В св.2 одержано плив газу дебітом 26,5 тис.м7доб. Загальна товщина горизонту в цьому блоці складає 22-35 м, ефективна 3,0-3,8 м, а газонасичена 3,0 м (св.2). Пористість колектора 10%,газонасиченість – 82%.Продуктивна площаобмежена абс. відміткою підошви повністю газонасиченого по ГДС колектора - 4923,4 м (св.2) і частково, лінією літологічного його заміщення.

В св.488 і 424 горизонт газоносний за ГДС. В св.488 загальна товщина рівна 18м, ефективна і газонасичена 2,4м, пористість колектора 8%, газонасиченість 83%. Площа газоносності обмежена абс. відміткою підошви газонасиченого колектора-5018,6 м, а також лініями літологічного його заміщення і тектонічного порушення.

В св.424 загальна товщина горизонту рівна 13 м, ефективна і газонасичена 0,6 м. Пористість колектора 7%>, газонасиченість 70%. Площа газоносності обмежена лініями тектонічного порушення, літологічного заміщення колектора, а також абс. відміткою підошви газонасиченого пласта - 4988,2 м.

Горизонт В-17$_{в3}$ продуктивний в св.2, в якій отримано приплив газу дебітом 132,2 тис.м7доб. Загальна його товщина на цій ділянці змінюється від 21м до 40м, а загальна ефективна товщина - від 0,8 м (св.9) до 21,6 м (св.2), а газонасичена дорівнює 21,6 м. Пористість змінюється від 7% до 10%, а газонасиченість

колектора в св.2 дорівнює 87%. Продуктивна площа обмежена абс. відміткою підошви повністю газонасиченого колектора - 4987,3 м (св.2) і, частково, тектонічним порушенням.

Горизонт В-$17_{н1}$ газоносний по ГДС в св.488, в якій загальна його товщина дорівнює 40 м, ефективна 5,6 м, а газонасичена 3,0 м. Пористість колектора Дорівнює 8%, а газонасиченість82%. Площа газоносності обмежена лінією ГВК по ГДС на абс. відмітці - 5119,9 м і тектонічним порушенням.

Горизонт В-$17_{н2}$ продуктивний в св.16, в якій при випробуванні отриманоприплив газу дебітом 152,3 тис.м^3/доб. Загальна товщина горизонту в св.16 рівна 31м, ефективнаігазонасиченатовщинаколектора 4,2 м,пористість 9%, газонасиченість 85%. Продуктивна площа обмежена лінією ГВК на абс. відмітці - 5114 3 м і тектонічними порушеннями.

Горизонт В-19 продуктивний в св.9, з якої отримано приплив газу дебітом 28,1 тис м^3/доб. Загальна товщина горизонту в цій свердловині досягає 115 м. Пласти колектора мають сумарну товщину 25,4 м, з яких 22,6 м являються насиченими.Пористість пісковиків змінюється в границях 8-9%, газонасиченість 77-86%. Продуктивна площа обмежена лінією ГВК по ГДС на абс. відмітці - 5184,4 м і тектонічними порушеннями.

Горизонти В-$20_{н}$-$21_{в}$ випробувались спільно в свердловинах 9 і 488, розташовані в розрізі недалеко один від одного, в розрізі між ними по даних ГДС немає прикмет водонасиченості. Тому вони розглядаються як один сумісний підрахунковий об'єкт.

В св.9 загальна товщина цих горизонтів досягає 80 м, а загальна ефективна і газонасичена 3,2 м. При випробуванні в св.9 отримано приплив газу дебітом 142,3 тис.м^3/доб з колектора пористістю 10% і газонасиченістю 84%. Поклад в цьому блоці обмежений лінією абс. відмітки підошви газонасиченого по ГДС і який дав приплив газу по ТДМ піщаного шару колектора (-5312,1 м) та тектонічними порушеннями.

В св.488 після першого випробування отримано приплив газу дебітом

38,4тис.м^3/доб. В процесі дослідження свердловини і підготовки до проведення ТДМ приплив газу припинився. Після повторної перфорації викликати приплив газу не вдалося. Загальна товщина горизонтів в св.488 складає 78м, а ефективна і газонасичена 4,2м. Пористість колектора 9%, газонасиченість 87%. Поклад обмежений лінією абс. відмітки підошви газонасиченого по ГДС пісковика – колектора-5516,1 м, а також тектонічним порушенням і границею літологічного заміщення між свердловинами 488 і 7.

Горизонт В-21$_н$за результатамивипробуванняотриманоприпливгазу дебітом 37 тис.м^3/доб і ТДМ в св.488, в якійзагальна його товщина складає 40 м,а ефективна і газонасичена 3,6 м. Пористість колектора 7%, газонасиченість 77%.

Границі покладу відповідаютьабс. відмітцігазонасиченого по ГДС прошаркупісковика - 5611,5 м, що узгоджується з результатами випробування (абс. відміткаотворів перфорації - 5612,3 м), а також лініям літологічного заміщення колектора і тектонічного порушення.

Горизонти В-22$_в$ -22,, продуктивні в свердловинах 488 і 424, випробувані спільно і прийняті при підрахунку запасів як один об'єкт.

В св.488 загальна товщина цих горизонтів рівна 159м, а ефективна і газонасичена товщина колекторів 6,4 м. Пористість їх 9%. газонасиченість 83%. При спільному випробуванні горизонтів в св.488 отримано приплив газу дебітом 32 3 тис.м^3/доб. В блоці св.488 за матеріалами ГДС границя покладу проводиться по абс. відмітці - 5813,2 м, що відповідає положенню підошви нижнього газонасиченого прошарку колектора в свердловині 7, в якій горизонт В-22$_н$повністю не розкритий. В інших частинах цього блоку поклад обмежений тектонічними порушеннями і,частково, лінією літологічного заміщенняколектора.

В св.424 загальна товщина горизонтів В-22$_в$-22$_н$ складає 114 м, а ефективна і газонасичена 9,4 м. Пористість колектора 9%, газонасиченість 90%.При спільному випробуванні горизонтів отримано приплив газу дебітом 114,0 тис.м^3/доб. Границя покладу проводиться на абс. відмітці - 5700,5 м, яка відповідає положенню підошви повністю насиченого по ГДС прошарку колектора, а також по лініях тектонічних

порушень і, частково, літологічного заміщення газонасичених піщаних прошарків.

Гідрогеологічна характеристика родовища

Комишнянська площа розташована в центральній частині Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Весь комплекс порід, які складають родовище, так чи інакше, водоносний.

В таблиці 1.2 приведено хімічний склад та фізичні властивості пластових вод по горизонтах.

Горизонт В-16в охарактеризований пробою води, яка отримана при випробуванні свердловин 424 Бакумівська (інт.4937-5024м). Вода хлоркальцієвого типу з загальною мінералізацією 162,73 г/л. Переважаючими компонентами є хлор і натрій. Коефіцієнт метаморфізації води дорівнює 0.85. З мікрокомпонентів присутні бор (9,62 мг/л), йод (18,44 мг/л), бром (21,39 мг/л).

Пластові води горизонту В-16н досліджені в свердловинах 9, 12, 488. Дебіти свердловин за небагаточисельними даними досягають 167 $м^3$/добу (св.9, інт.4916-5022 м). За хімічним складом води відносяться до хлоркальцієвого типу, загальна мінералізація яких коливається від 157,88 г/л до 208,22 г/л. Основними компонентами є хлор, натрій і кальцій. Коефіцієнт метаморфізації змінюється від 0,72 до 0,83. З мікрокомпонентів присутні бор (до 25,05 мг/л), йод (до 23,56 мг/л), бром (до 101,49 мг/л), залізо (до 466,75 мг/л).

Пластові води горизонту В-16н досліджені в свердловинах 9, 12, 488. Дебіти свердловин за небагато чисельними даними досягають 167 $м^{-3}$/добу (св.9, інт.4916-5022м). За хімічним складом води відносяться до хлоркальцієвого типу, загальна мінералізація яких коливається від 157,88 г/л до 208,22 г/л. Основними компонентами є хлор, натрій і кальцій. Коефіцієнт метаморфізації змінюється від 0,72 до 0,83. З мікрокомпонентів присутні бор (до 25,05 мг/л), йод (до 23,56 мг/л), бром (до 101,49 мг/л), залізо (до 466,75 мг/л).

Гідрогеологічні умови продуктивного горизонту В-17в охарактеризовані Даними, які отримані при випробуванні свердловини 3, 14, 16, 477, 424. Дебіти

свердловин досягають 171 м^3/добу. Пластові води цього горизонту - хлоркальцієвого типу з загальною мінералізацією від 188,28 г/л до 328,46 г/л.

Коефіцієнтметаморфізації дорівнює0,62-0,87.Слідвідзначити,щовисока метаморфізація вод відмічається в св.3, яка розташована біля тектонічного опущення. Основними компонентами пластових вод є хлор, натрій, кальцій. З мікрокомпонентів присутні йод (15,08-45,92 мг/л), бром (25,99-220,08 мг/л), бор(14,75-30,31 мг/л), залізо (160,54-744,66 мг/л).

Пластові води горизонту В-17$_н$, досліджені в свердловинах 3, 12, 16 - хлоркальцієвого типу, загальна мінералізація їх змінюється від 158,04 г/л до 208,22 г/л. Ступінь метаморфізації - в межах 0,71-0,78 і тільки в свердловині 3 він досягає 0,87. Серед мікрокомпонентів - бром (12,97-88.80 мг/л), йод (14,92-44,63 мг/л), бор (8,35-20,66 мг/л), залізо (160,54-582,39 мг/л).

Підземні води горизонту В-18, які досліджені при випробуванні свердловини 16, відносяться до хлоркальцієвого типу, мають високий ступінь метаморфізації (0,79). Загальна мінералізація їх дорівнює 206,04 г/л. Основними компонентами хімічного складу є хлор, натрій, кальцій. З мікро компонентів присутні залізо, бор, бром, йод.

Пластові води горизонту В-19, досліджені в свердловинах 9 і 14. Основними компонентами хімічного складу вод є хлор, натрій і кальцій. Відносяться води до хлоркальцієвого типу, метаморфізація яких висока і коливається від 0,68 до 0,76. Загальна мінералізація їх змінюється від 154,28 г/л до 240,69 г/л. З мікро компонентів присутні залізо (до 322,82 мг/л), бром (до 146,55 мг/л), бор (до 32,73 мг/л), йод (до 24,25 мг/л).

Пластові води горизонту В-20 вивчені в свердловині 9 і відносяться до хлоркальцієвого типу. Коефіцієнт метаморфізації змінюється від 0,52 до 0,77. Загальна мінералізація - від 157,68 г/л до 235,39 мг/л. Основні компоненти хімічного складу - хлор, натрій, кальцій. Мікро компоненти - бор (14,21 - 29,16 мг/л), йод (11,93-23,79 мг/л), бром (60,98-182,38 мг/л), залізо (198,43-428,12 мг/л).

Підземні води горизонту С₂К₁ (неогеновий) досліджені в свердловині, обст в ній дебіти 204,2 м³/добу. Води – хлоридного типу з загальною ашенню 205,39 г/л і ступенем метаморфізації 0,71. Основні компоненти – й, кальцій і мікрокомпоненти – бром, залізо, в меншій кількості – бор, йод. ні мікрокомпоненти (I, B, Br) пластових вод присутні у всіх ризонтах. Кількість йоду, в основному, вище кондиційних значень, – 45,42 мг/л. Вміст брому, за винятком декількох випадків, значно ень (200 мг/л). Вміст бору по всіх горизонтах – значно вищий.

аналізу всього гідрогеологічного матеріалу можна

изонти Комишенського родовища розташовані в зоні о водообміну. Ця зона характеризується відносними ля зберігання вуглеводнів. Поклади тут, високометаморфізованими хлоридними

рфізація відзначається в свердловинах, пробурених

тів вказує, що підземні води пластових вод

ійної значення йоду.

одуктивних горизонтів

ізація екзогенних

Підземні води горизонту C_1V_1 (нерозчленований) досліджені в свердловині 488. Дебіт в ній досягає 209,2 м^3/добу. Води - хлоркальцієвого типу з загальною мінералізацією 215,39 г/л і ступенем метаморфізації 0,71. Основні компоненти - хлор, натрій, кальцій і мікрокомпоненти - бром, залізо, в меншій кількості - бор,йод.

Корисні мікрокомпоненти (I, B, B_2) пластових вод присутні у всіх досліджених горизонтах. Кількість йоду, в основному, вище кондиційних значень 10мг/л і досягає 45,92 мг/л. Вміст брому, за винятком декількох випадків, нижче кондиційних значень (200 мг/л). Вміст бору по всіх горизонтах - нижчекондиційних значень (250 мг/л).

На основі аналізу всього гідрогеологічного матеріалу можна зробитивисновки:

1) Продуктивні горизонти Комишнянського родовища розташовані в зоні вельми ускладненого водообміну. Ця зона характеризується відновними умовами,сприятливими для зберігання вуглеводнів. Поклади газу підпираютьсянеактивними, високометаморфізованими хлоркальцієвими розсолами.

2)Найбільш висока метаморфізація відзначається в свердловинах поблизу тектонічних порушень.

3)Аналіз вмісту мікрокомпонентів вказує, що підземні води практично всіх досліджених об'єктів вміщують кондиційні значення йоду.

Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів

Колектори продуктивних горизонтів представлені переважно пісковиками, рідше піщано-алевритовими різновидами. Характеристика властивостей цих колекторів зроблена на основі досліджень 807 зразків керну. Дослідження виконані в лабораторіях фізичних властивостей державного геологічного підприємства "Полтавнафтогазгеологія" та Полтавської експедиції геофізичних досліджень свердловин.

Основним джерелом інформації про підрахункові параметри колекторів є геофізичні дослідження свердловин, дані занесені до таблиці 1.2.

Кернові ж дані використовуються, в основному, для створення петрофізичної бази кількісної інтерпретації результатів геофізичних досліджень. Тут слід врахувати, що в піднятому керні не завжди присутні лише породи продуктивних пластів, часто присутня певна кількість щільних порід, котрі практично не є колекторами.

Горизонт В-16в1 представлений піщано-алевритовими пластами. Потужність горизонту змінюється від 14м (св.3) до 41м (св.4). Горизонт складають алевроліти темно-сірі, міцно-зцементовані, слюдисто-кварцові з перервною горизонтальною шаруватістю, з сидеритовим пелітоморфно-згустковим цементом і аргіліти темно-сірі, щільні, гідро слюдисті, пісковики різної зернистості (від дрібно- до середньо-різнозернистих), сірі, світло-сірі, іноді шаруваті, кварцові, глинисто-слюдисті, з запахомвуглеводнів. Зустрічаютьсятакожпрошаркиванняківтемно-сірогокольору,скритокристалічних,звключеннямимакрофауни,тріщинуватогосиде риту.

При детальнішому вивчені пісковиків видно, що ці породи на 75-80 % складені з кварцу, решта - слюди. Цемент плівково-поровий, складений гідро слюдистим матеріалом, рідше в порах зустрічається каолініт.

Потужність порід змінюється в межах від 0,8 м (св.424) до 14 м (св.20). Пористість порід змінюється від 3,2 до 10,8 %, проникність від долей до 27,62х $10м^2$, карбонатність 0,3-7,1% (основна маса досліджених порід має карбонатність не більше 2,3%). З вивчених в лабораторії 13 зразків 6 характеризують колектори з середніми значеннями пористості 9,95% і проникністю $12,4х10^{-15}м$.

Горизонт В-16н представлений в різних співвідношеннях пісковиками сірими, дрібно-середньо-, різнозернистими, слабослюдистими, різної міцності, щільними, часто з слабким запахом вуглеводнів і алевролітами темно-сірими слабо слюдистими, аргілітами чорними, слабо слюдистими місцями лускуватими, середньої міцності, з включеннями гнізд піриту і мікрофауни, а також в невеликих

кількостях вапняками, сидеритами. Потужності горизонту змінюються від 41 м (св.2) до 63 м (св.9). Пористість порід змінюється в межах від 2,1 до 11,2 %, проникність від 0,01 до 37,90х10^{-15} м^2, карбонатність від 0 до 21,5 %. З вивчених в лабораторії 44 зразків лише 19 характеризують піщані пласти-колектори з середніми значеннями пористості - 9,95 %, проникності 17,31х10^{-15} м". Потужність пластів колекторів змінюється від 0,8 до 4,4 м. Продуктивним являється горизонт В-16$_{н1}$.

Горизонт В-17$_{в1}$, В-17$_{в2}$, В-17$_{в3}$ розділені між собою глинистою верствою. Породи горизонтів представлені подібними кварцовими пісковиками світло-сірого кольору, дрібно-середньо-зернистими, щільними, міцними, з хвильоволінзовимижилками бітуму і вуглекислого детриту. Крім піщаних пластів зустрічається чергування аргілітів темно-сірих до чорних, середньої щільності, місцями уламкові, і алевролітів з подібними характеристиками.

Мікроскопічне вивчення керну в шліфах показує, що пісковики в основному кварцові з карбонатно-каолінітовим цементом. Зустрічаються одиночні кусочки люд і акцесорні мінерали - циркон, турмалін. Потужність пластів колекторів коливається в межах для гор.В-17$_{в1}$ - від 0,6 м до 5,2 м. гор.В-17$_{в2}$ - від 0,8 до 42м і гор.В-17$_{в3}$ - 0,6-11 м. Пористість порід для горизонту В-17$_{в1}$ - від 3,2 до 10 5 %, проникність від долей до 20,41х10^{-15}м , карбонатність від 0 до 10,5 %. 18 зразків характеризують піщані пласти-колектори з середніми значеннями пористості 8,3 %, проникності 5,3х10^{-15}м^2.

Для гор.В-17$_{в2}$ аналогічні параметри становлять: пористість 1,4-11,4 %, проникність 0,08-47,9х10^{-15}м^2. Середні значення для 19 зразків порід-колекторів становлять відповідно 9,4 і 11,86х10^{-15}м^2.

Горизонт В-17$_{в3}$ краще охарактеризований керновим матеріалом. 126 зразків відповідають породам з хорошими колекторськими властивостями: пористість їх становить 9,5 %, проникність —10,81х10^{-15}м^2 і карбонатність 1,02%.

Продуктивні горизонти В-17$_{н1}$ і В-17$_{н2}$ складені пісковиками, аргілітами і алевролітами. Зустрічаються прошарки скрито кристалічного вапняку.

Спостерігаються різноманітні включення мікрофауни і піриту. Розділені горизонти глинистою верствою.

Горизонт В-17$_{н1}$ погано висвітлений керновим матеріалом. 319 лабораторних дослідів і ні один не характеризує пласти-колектори. Пісковики, які досліджені, мають не дуже гарні фільтраційні властивості. Пористість їх становить в середньому 5,06 %, проникність всього лише 0,31х10^{-15}м^2.

Пісковики гор.В-17$_{н2}$ представляють собою породи різної сортованості (від дрібно- до середньо- і різнозернистих), кварцові з карбонатно-каолінітовим цементом.

Потужність пластів-колекторів змінюється від 0,6 м до 8,2 м. Пористість порід змінюється від 1,8 до 11,9%, проникність від 0 до 69.5х10^{-15}м^2, карбонатність від 0 до 21,8 %. Середні значення для 22 зразків становлять: пористість - 9,59 %, проникність 21,82х10^{-15}м^2.

Породи горизонтів В-19, В-20н, В-21в, В-21н, В-22в, В-22н маловідрізняються від вище описаних. Породи-колектори тут є ті ж пісковики з різним ступенем сортування від тонко-дрібно-зернистих до грубозернистих.

За складом пісковики кварцові з невеликою кількістю другорядних мінералів, таких як польові шпати, плагіоклази (гор.В-20н св.9), слюди, рідше біотит, уламки порід кварцитів, кремені, конкреції алевролітів, вуглистих сланців. В невеликих кількостях зустрічаються акцесорні мінерали: циркон, рутил, ставроліт, турмалін, рудні: пірит, лейкоксен.

Цемент частіше каолінітово-карбонатний. Пісковики шаруваті, косошаруваті, хвилястошаруваті.

Отже, більшість візейських колекторів, виділених по керну, мають невелику пористість- від 8 до 12 %. Винятком є лише горизонти В-20н, В-21в, в яких 50 % порід-колекторів мають пористість в межах 8-12 %, а 28 % від 12 до 16 %.

Відповідно проникність змінюється від 1 до 10х10"^{15}м^2 для 50-60 % колекторів з горизонтів В-16$_{в1}$, В-17$_{в3}$ і 80-90 % колекторів з горизонтів В-17$_{в1}$ і В-19. Приблизно 50-60 % колекторів з проникністю від 10 до 100х10^{-15}м^2

зустрічаються в горизонтах В-16н, В-$17_{в2}$, В-$17_{н2}$, В-20н і В-21в. Ще кращі фільтраційні властивості мають колектори лише в горизонтах В-20н і В-21в, що встановлено приблизно в 20 % досліджених зразків.

Запаси газу та конденсату

Станом на 2014.01.01 на Державному балансі по Комишнянському ГКР значаться запаси за категорією СІ - 9958 млн.$м^3$ газу та 2710 тис.т геологічних запасів конденсату (вилучених - 1477 тис.т) таблиця 1.1.

Запаси вуглеводнів знаходяться в 14 горизонтах візейського ярусу.

В 2013 році тов. МП "Сигнал" виконало роботу "Підрахунок запасів ВВ в колекторах Комишнянського родовища" в якій було підраховано запаси, які і взяті за основу при складанні проекту дослідно-промислової експлуатації Комишнянського ГКР.

Підрахунок запасів газу Комишнянського родовища проведений об'ємним методомнаосновівивченняйаналізурезультатівгеолого-розвідувальнихігеофізичних досліджень свердловин.

Запаси вуглеводнів зазнали значних змін. Перш за все це стосується запасів газу горизонтів В-16н, В-$17_{в3}$, В-$17_{в2}$, В-19, В-$20_{н}$-$21_{в}$ та В-$22_{в}$+$22_{н}$- По всіх продуктивних горизонтах значно зменшились запаси газу та конденсату за категорією СІ (в середньому по родовищу - газу на 56%, конденсату на 59%). Зменшення запасів газу та конденсату по кат.СІ пов'язано з більш ретельним аналізом - комплексу матеріалів ГДС з врахуванням результатів випробування всіх пробурених на родовищі свердловин. Внаслідок цього уточнено параметри підрахунку, особливо зменшились ефективні товщини, пористість, газонасиченість, а також площі покладів.

Збільшення запасів газу та конденсату категорії С2 обумовлено за рахунок їх врахування, головним чином по горизонтах В-$16_{н1}$ та В-$17_{н2}$ котрі на Державному балансі не числяться.

Проблема спільної розробки диференційованих по пластовому тиску газових об'єктів з однотрубною газозбірною мережею

Розглянемо деякі особливості розробки газових об'єктів Комишнянського багатопластового родовища. Родовище розбите на блоки системою розломів, що є умовною схематизацією через невизначеність характеру провідності між блоками. Аналіз схеми вироблення запасів вільного газу та газу газових шапок зробимо на прикладі одного з блоків. Відповідно до проектної документації вироблення запасів вільного газу родовища спочатку було запроектовано здійснювати поетапно, починаючи з нижніх експлуатаційних об'єктів. На момент досягнення проектних коефіцієнтів газовіддачі було заплановано переведення свердловин на горизонти, що лежать вище. Однак у процесі розробки з метою підтримки рентабельних рівнів видобутку газу та забезпечення необхідного завантаження об'єктів підготовки в деяких блоках було здійснено часткове випереджальне введення в розробку верхніх об'єктів. Збільшення видобутку газу внаслідок введення нових свердловин призвело до зростання лінійного тиску у загальному газозбірному колекторі. При цьому низьконапірні свердловини зі зниженими продуктивними характеристиками при певному протитиску в системі збору припиняли фонтанування і переводилися в недіючий фонд до моменту зниження лінійного тиску в газозбірній мережі (шлейфах і колекторах). Бездіяльність свердловин призводить до нерівномірного вироблення запасів продуктивних пластів та погіршення показників розробки родовищ. На даний момент проблема спільної експлуатації різнопотенційних свердловин частково вирішується обмеженням технологічного режиму роботи свердловин високонапірних за рахунок зменшення діаметра прохідного перерізу, в штуцерній камері фонтанної арматури. В даному випадку формується складне завдання, з одного боку, обумовлене необхідністю досягнення поставлених рівнів видобутку, з іншого боку, забезпеченням максимально повного вироблення залишкових запасів газу та конденсату зі свердловин низькопотенційних покладів.

Критерієм роботи низьконапірної свердловини є забезпечення мінімального гирлового тиску, що визначається протитиском загального газозбірного колектора. У разі виснаження ресурсно-енергетичного потенціалу це рано чи пізно призводить до нестабільних режимів роботи (зокрема. накопиченню рідини на вибої) та подальшому припиненню фонтанування. Будь-яка зміна лінійного тиску в трубопроводі, наприклад, пов'язане з внутрішньозмінним простоєм і подальшим відновленням видобутку (пусковий ефект), також може призвести до мимовільної зупинки низьконапірних свердловин. Таким чином, цей підхід не може повною мірою забезпечити стійкі технологічні режими низькоспірових свердловин.

Реалізація проекту з будівництва додаткового трубопроводу«високого тиску» спричиняє значні капітальні витрати на облаштування, що за результатами техніко-економічної оцінки робить цей варіант економічно непривабливим.

Таким чином, удосконалення та створення нових технічних способів, що забезпечують спільну розробку об'єктів, що різко відрізняються за енергетичним потенціалом при експлуатації свердловин в умовах загальної газозбірної мережі, є актуальним завданням, спрямованим на вилучення залишкових запасів із покладів, експлуатація свердловин яких обмежена термодинамічні умови існуючої інфраструктури. Для оцінки ефективності запропонованих рішень необхідно створення методики прогнозного розрахунку режимів роботи низьконапірних газових свердловин, а також критеріїв вибору застосування технологічних рішень.

1.3 Сучасний досвід застосування геолого-технічних заходів щодо забезпечення стабільної роботи та методів розрахунку технологічних режимів малодебітних газових свердловин, що обводняються

Аналіз ускладнень при експлуатації газоконденсатних свердловин з наявністю рідкої фази в продукції та технології їх усунення

Процес експлуатації низьконапірних газових свердловин (у тому числі і на багатопластових родовищах) ще більше ускладнюється зі збільшенням кількості рідкої фази в газорідинному потоці. При розробці газових та газоконденсатних покладів на режимі виснаження у зв'язку із зниженням пластового тиску відбувається поступове зменшення дебітів свердловин. Як наслідок, починаючи з деякого моменту часу, швидкість руху висхідного потоку газу не забезпечує повний винос пластової рідини (води та ретроградного конденсату) з вибою безперервно з висхідним потоком, і частина її накопичується в стовбурі свердловини. При накопиченні стовпа рідини на забої з огляду на наявність додаткового протитиску на пласт свердловина працює в нестабільному режимі і, зрештою, припиняє фонтанування - «самозадавлюється».

Існує ряд можливих причин надходження пластової рідини на забій газових свердловин. Зокрема, надходження води в результаті утворення конуса обводнення, випадання конденсаційної рідини, що виділяється з газу при русі в стовбурі свердловини, а також надходження з інших пластів за наявності неякісної герметизації колонного заколонного простору експлуатаційної колони цементним каменем. Однак при розробціпласта в умовах водонапірного режиму, що характеризується впровадженням пластової води в поклад у процесі розробки, надходження рідини до стовбура свердловини у зв'язку з підйомом газоводяного контакту (ГВК) в певний момент часу є природним процесом.

Як зазначено в роботі, при розробці газових і газоконденсатних родовищ в умовах водонапірного режиму спочатку існував підхід, згідно з яким при збільшенні у складі іонів хлору, що добувається, дебіт свердловин навмисно обмежували. У подальшому при значному прояві води на свердловині проводили геолого-технічний захід (ГТЗ), ремонтно-ізоляційні роботи (РІР) з метою відсікання водонасичених інтервалів та забезпечення подальшої експлуатації до моменту виведення до недіючого фонду через обводнення. У подальшому було обгрунтовано підхід активного на водонапірний режим. Одним із ключових положень даного підходу є не зниження депресій на пласт при наближенні ГВК, а

по можливості форсування без подальшого застосування PIP. Інтенсивний видобуток газорідинної суміші з обводненої свердловини уповільнює подальше просування води в поклад, тим самим знижуючи втрати газу в пласті, пов'язані з макро-і мікрозатискання об'ємів, і відстрочуючи процес обводнення нових свердловин. Після обводнення свердловини розглядається можливість механізації відбору води та створення несприятливих умов просування нових обсягів. Необхідно відзначити недолік останнього способу у вигляді зростаючих операційних витрат на експлуатацію та утилізацію рідини, що видобувається. Після обводнення свердловини розглядається можливість механізації відбору води та створення несприятливих умов просування нових обсягів. Необхідно відзначити недолік останнього способу у вигляді зростаючих операційних витрат на експлуатацію та утилізацію рідини, що видобувається. Після обводнення свердловини розглядається можливість механізації відбору води та створення несприятливих умов просування нових обсягів. Необхідно відзначити недолік останнього способу у вигляді зростаючих операційних витрат на експлуатацію та утилізацію рідини, що видобувається.

З метою збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення газу необхідно максимально продовжити період експлуатації низьконапірної свердловини з повним виносом рідини. У промисловій практиці існує ряд ГТЗ, спрямованих на попередження скупчення рідини на вибої свердловини, кожне з яких має свої переваги та недоліки, що обмежують сферу їх застосування. У зв'язку з цим завдання вибору ГТЗ має характер техніко-економічної оцінки стосовно конкретних промислових умов експлуатації. Короткий аналіз застосування основних заходів представлений в таблиці 1.2

швидкості потоку та запобігання скупчення пластової рідини. Існує кілька типів технічних пристроїв, що мають різні сфери застосування.

Устьові газоструминні апарати – пристрої, що забезпечують передачу кінетичної енергії за рахунок турбулентного змішування в закритому каналі струменів низько- та високонапірних потоків. ГА широко використовують у різних галузях техніки. У роботі розглянуто перспективи комплексного освоєння покладів (різко різних за енергетичними запасами і ФЕВ), із застосуванням струменевих технологій при експлуатації свердловин, що обводняються. Очевидним недоліком технології є необхідність високонапірного (робочого) потоку, що обмежує область її застосування) на цьому родовищі з метою зменшення фонду, що простоює, на свердловинах була випробувана конструкція малогабаритного газового ежектора, що показала позитивну економічну ефективність.

Малогабаритні (модульні) компресорні установки – пристрої, розташовані безпосередньо на гирлі свердловин та компримуючі газ донеобхідні робочі параметри для подальшого транспортування на об'єкти збору свердловиною продукції. Технологія у різний час застосовувалася зарубіжними компаніями на родовищах США (Lobo) [51], Пакистану (Бхіт) [52], Індонезії (VICO) [53] та інших країн.

В даний час на даному родовищі спостерігається тенденція збільшення кількості свердловин, для яких не виконується умова забезпечення необхідної швидкості потоку для повного та безперервного винесення рідини з вибою. Основними заходами, що застосовуються з метою запобігання накопиченню рідини на вибої, на фонді газових свердловин родовища в даний час є періодичні продувки свердловин. Ефект часто є короткостроковим, у зв'язку з цим на ряді свердловин їх доводиться здійснювати з частою періодичністю (кожні 1-3 дні). Варто зазначити, що здійснення планового продування не завжди є можливим з низки причин: відсутністю під'їзних шляхів, за погодними умовами тощо. За відсутності датчиків оперативного моніторингу параметрів свердловини (телеметрії), процес визначення конкретної свердловини, що припинила

фонтанування, ускладнюється. У цьому випадку моніторинг видобутку газу на підприємстві здійснюється шляхомоцінки годинних вимірів кількості газу, що на вузли обліку на об'єктах підготовки. При відхиленні значень проводиться об'їзд фонду свердловин з метою виявлення причин, одна з яких може бути зумовлена припиненням фонтанування. Існують технічні рішення, що дають змогу оптимізувати процес виявлення таких свердловин шляхом впровадження автоматизованих систем моніторингу, що реалізують алгоритми управління видобутком. Активне впровадження даних систем обмежено їхньою високою вартістю та складністю.

Запуск в роботу обводненої свердловини після припинення її фонтанування шляхом відпрацювання потоку на факельну лінію пов'язаний з додатковими трудовитратами. У ряді випадків необхідне застосування високовитратних заходів

- освоєння із залученням спеціалізованої техніки: компресора або установки гнучкої насосної труби (УГТ) у разі наявності пакера, що герметизує, в міжтрубному просторі свердловини. З метою зниження зазначених витрат та своєчасного підбору необхідних геолого-технічних заходів при формуванні технологічних режимів роботи свердловин та складанні проекту розробки родовища необхідно адекватно враховувати характеристики двофазного газорідинного потоку низьконапірних свердловин.

Аналітичні методи обґрунтування технологічних режимів роботи свердловин, що обводняються

Вивченню характеристик руху двофазного потоку приділяється велика увага, що підтверджує актуальність цього питання. Ранні дослідження розглядали рух багатофазного потоку як однорідну суміш газу і рідини. Однак слід зазначити, що справжній газоміст, що характеризується як частка перерізу НКТ, зайнята газовою фазою, при швидкостях потоку менше критичних, не відповідає витратному (не більше витратного). Таким чином, втрати тиску під час руху двофазного потоку в

симплекси – справжній об'ємний газоміст (φ), витратний об'ємний газоміст (β), співвідношення в'язкості газу та рідини та деякі інші. Достатньо повний опис даних критеріїв представлено у роботі.

З метою прогнозування припинення виносу рідини з вибою газової свердловини найчастіше застосовується три основні способи: експериментальне відтворення умов самозадавлювання свердловин, концепція розрахунку мінімальної (критичної) швидкості газу, при якій буде забезпечений винос рідини з вибою свердловини та розрахунковий метод вузлового аналізу. Метод експериментального відтворення умов самозадавлювання свердловин полягає у послідовній зміні технологічних режимів роботи свердловини аж до припинення винесення пластової рідини (гідродинамічні/газоконденсатні дослідження). Він дозволяє досить точно визначити мінімальний дебіт газу для винесення пластової рідини для конкретної свердловини, і виходячи з нього розрахувати критичну швидкість забої. Однак даний спосіб має ряд значних недоліків, обумовлених:

– високою вартістю досліджень, через необхідність залучення мобільної сепараційної установки для роздільного обліку газу та рідинної суміші;

– високою ймовірністю виникнення ускладнень при виклику припливу після режиму, що відповідає припиненню фонтанування, що є особливо актуальним для свердловин низькопотенційних об'єктів;

– необхідністю повторних досліджень з деякою періодичністю через зміни в процесі розробки ряду параметрів (термобаричні умови, складу газу, стану НКТ, кількості рідини, що надходить і т.д.);

– низькою універсальністю методу.

Крім того, такі дослідження необхідно проводити для кожної свердловини окремо (з рядом припущень для групи свердловин одного об'єкта). Звідси випливає, що цей метод є непривабливим для використання у промисловій практиці.

Метод вузлового аналізу полягає у виділенні в системі «свердловина-пласт» двох і більше підсистем, з'єднаних у певній точці, яка називається"вузловий". Найчастіше вузлову точку розташовують на вибої свердловини і будують у

координатах «тиск - дебіт» дві характерні криві для пласта (індикаторна діаграма) і вертикального ліфта. Застосування методу коректністю визначення характеристики ліфта, яка розраховується з урахуванням кореляційних залежностей з певними наближеннями навіть однофазних середовищ.

Найбільшого поширення набули комбіновані методи визначення критичної швидкості потоку забої свердловини т.к. вони відносно прості та зручні для практичного використання. У промисловій практиці найбільш відомі моделі: краплинна модель Тернера, модель Коулмена для свердловин з низьким тиском, модель Точигіна, що описує кільцеве рух рідини по стінці свердловини.

Модель Тернер розглядає вплив на крапельку рідини сили тяжіння, спрямовану вниз, і силу, що захоплює її потоком газу вгору. Кореляція Тернера розроблена на основі даних вертикальних газових свердловин з відносно високим гирловим тиском, тому її точність для тисків нижче 6,8 МПа не встановлена. Отримане Тьорнером теоретичне рівняння визначення критичної швидкості потоку (Vкр) має такий вигляд:

$$Vкр = 3{,}71^4 \sqrt{\frac{\sigma(\rho_ж - \rho_г)g}{\rho_г^2}} \qquad (1.1)$$

де σ - коефіцієнт поверхневого натягу, Н/м;

$\rho_ж$, $\rho_г$- щільність рідини та газу, відповідно, кг/м^3;

g - прискорення вільного падіння м/с^2.

Формула (1.1) дозволяє розрахувати мінімальний критичний дебіт, як води, так конденсату. Для менших тисків Коулмен із співавторамирозробив схожі залежності, що відрізняються зміненим чисельним коефіцієнтом.

Значення мінімальної швидкості для виноса рідини поформулі Точигіна визначається:

$$V_{кр} = 3{,}3 \sqrt{\frac{\sigma g {\rho_ж}^2}{(\rho_ж - \rho_г){\rho_г}^2}} \qquad (1.2)$$

Ця формула враховує взаємодію потоку газу з плівкою рідини на стінці

насосно-компресорної труби, проте наявність рідини в диспергированном стані (ядра потоку) не враховується.

У роботі Пономарьова [36] представлена методика, заснована на розрахунку критичних швидкостей, при яких буде забезпечено винесення пластової рідини, як у плівковому вигляді, так і диспергированном стані.

Умови існування нижньої межі кільцевого режиму визначаються емпіричним рівнянням

$$W_{\text{гр}} = (0{,}82 - 0{,}0017\bar{\mu}^{-0{,}6})10^{(5{,}3+115\bar{\mu})(1-\beta)}, \qquad (1.3)$$

де β – витратний газоміст.

$\bar{\mu} = \frac{\mu^{\text{г}}}{\mu^{\text{г}}}$ – співвідношення в'язксоті газу та рідини

При великих швидкостях потоку рідина рухається з вибою до гирла свердловини у вигляді дрібно-диспергованої суспензії, у сукупності утворює ядро, а також плівки рідини на стінці НКТ. При зниженні швидкості потоку змінюється напрямок руху плівки, і вона стікає на забій, де надалі диспергується і виноситься наверх ядром потоку. Зрештою, при швидкості потоку менше швидкості длявиносувідбувається початок інтенсивного накопичення стовпа рідини в свердловині.Протягом нетривалого проміжку часу вільний газ підніматиметься через стовп рідини у вигляді невеликих бульбашок (бульбашкова течія) до моменту повного припинення фонтанування.

Середня швидкість руху газу W визначається за дебітом газу, приведеним до середнього тиску в ліфтовій колоні:

$$W = \frac{4\rho_{\text{г}}{}^{\text{пр}}}{\pi d^2 \beta} \qquad (1.4)$$

де

$\rho_{\text{г}}{}^{\text{пр}}$- приведений до середнього тиску в НКТ дебіт газу $\text{м}^3/\text{с}$;

d – внутрішній діаметр НКТ, м.

Критична швидкість зважування розраховується за формулою Левіча:

$$W_{вз} = \sqrt{\frac{4g(\rho_ж - \rho_г)}{3C_f\rho_г}}\,d_{кр} \qquad (1.5)$$

Де C_f - аеродинамічний коефіцієнт ковзання, що залежить від режиму, обтікання частинок рідини та її форми (для кулястих крапель С = 0,43)

$d_{кр}$-середній критичний діаметр крапель перед дробленням визначається

$$d_{кр} = 2(\frac{6}{C_f\rho_г})^{0,6} * \left(\frac{\rho_г}{\rho_ж}\right)^{0,4} * \frac{l_n^{0,4}}{W^{1,2}}$$

Порівняльне зіставлення представлених формул з реальними даними, отриманими в результаті промислових експериментів, проведених для експлуатаційних умов роботи газоконденсатних свердловин родовища, представлено в розділі 2.

Висновки за розділом 1

Зроблено аналіз застосування різних систем розробки багатопластових газових і газоконденсатних родовищ. На основі історичних даних родовища показано, що при поетапній стратегії вироблення запасів можливе досягнення межі рентабельності (першочергових об'єктів) до моменту вироблення залишкових запасів (досягнення проектного кінцевого коефіцієнта вилучення газу). При цьому випереджаюче введення в розробку об'єктів (другої черги) є єдиним можливим економічно виправданим варіантом.

Однак в умовах однотрубного газозбірного колектора при значній відмінності ресурсно-енергетичного потенціалу і фільтраційно-ємнісних властивостей об'єктів, що розробляються, низьконапірні свердловини з зниженими продуктивними характеристиками при певному протитиску в системі збору працюють у нестабільному режимі, і в подальшому припиняють фонтанування.

У процесі експлуатації низьконапірних свердловин при досягненні критичних умов можливе припинення їх фонтанування через порушення умов повного і безперервного винесення пластової рідини, що накопичується на вибої.

Методи прогнозування умов, що використовуються «самозадавлювання» свердловин засновані на емпіричних/напівемпіричних даних, чим обумовлена їх застосовність у досить вузькому діапазоні змінюваних параметрів.

Проведений у цьому розділі аналіз проблематики виникнення ускладнень під час експлуатації малодебітних свердловин багатопластових родовищ за умов однотрубної газозбірної системи дозволяє сформулювати такі завдання:

- обґрунтування вибору методики гідродинамічних розрахунків перебігу багатофазного потоку, стосовно умов роботи газоконденсатних свердловин;
- розробка/удосконалення технологічних схем та способу регулювання гирлового тиску низьконапірних газових свердловин при одночасному розробці об'єктів, що відрізняються пластовими тисками та ФЕВ із застосуванням технічних пристроїв. Проведення ДПВ та техніко-економічна оцінка застосування методу зниження гирлового тиску на малодебітних свердловинах Комишнянськогородовища;
- розробка комплексу аналітичних моделей для прогнозування рівнів видобутку та режимних параметрів роботи малодебітних газоконденсатних свердловин на основі інтегрованого моделювання процесів системи «пласт – свердловина – однотрубна газозбірна мережа».

РОЗДІЛ 2 ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Як зазначено в попередньому розділі, емпіричні залежності, що використовуються для визначення критичної швидкості винесення рідини, застосовні в досить вузькому діапазоні параметрів, що змінюються. У реальних умовах експлуатаційних свердловин дані формули можуть давати великі похибки. З метою визначення галузі стійких технологічних режимів роботи свердловин, що розкрили низькопотенційні поклади, необхідно оцінити достовірність існуючих залежностей стосовно промислових умов роботи газоконденсатних свердловин Комишнянського родовища.

З метою вивчення особливостей явища «самозадавлювання» для газоконденсатних свердловин Комишнянського родовища, що працюють у реальних умовах, та обґрунтування вибору методики визначення умов винесення рідини було заплановано проведення промислових досліджень. Експеримент спрямований на відтворення умов експлуатації свердловини, характерних для явища припинення винесення пластової рідини із вибою.

2.1 Об'єкт та програма промислових досліджень

Для проведення експериментальних досліджень обрано вертикальну газоконденсатну свердловину №488 Комишнянського родовища, що знаходиться в діючому фонді свердловин. Перед початком проведення спеціального дослідження свердловина працювала в газозбірному колекторі з робочими параметрами: прохідний переріз штуцера ($d_{шт}$) 14 мм, тиск на гирлі свердловини ($P_у$) 4,19 МПа, дебіт газу сепарації ($q_г$) 67,9 тис.м^3/добу, дебіт дегазованого конденсату ($q_{д.к}$) 2,77 т/добу, дебіт води ($q_в$) 0,56 т/добу. Необхідно особливо зазначити, що у роботі під дегазованим конденсатом у разі і далі розуміється, газовий конденсат, з якого

3) забезпечення стійких технологічних режимів роботи механізованих свердловин за рахунок відкачування газу із затрубних просторів з використання гирлових ГА.

Для контролю видобутку газу з газової шапки потрібна наявність окремого вимірювального сепаратор, блок подачі інгібітора гідратоутворення, прилади вимірювання тиску і витрати газу, скидний пружинно-запобіжний клапан.

Щодо розглянутої задачі додатковою перевагою застосування МСУ є можливість попередньої підготовки, що дозволить транспортувати сепарований газ трубопроводом до точки врізання в систему збору газу. Подане рішення дозволяє здійснювати контроль та гнучке регулювання видобутку газу, а також експлуатувати газові свердловини в умовах обмеженої пропускної спроможності інфраструктури.

Наявність газових свердловин у перспективі може дозволити використовувати їх енергетичний потенціал (що витрачається при штукуванні) для стабілізації технологічних режимів роботи механізованих нафтових свердловин за рахунок застосування гирлових ГА.

Продукція газової свердловини по лінії високого тиску надходить у гирловий газоструминний апарат. За рахунок створюваного розрядження тиску на прийомі газоструминного апарату низьконапірний потік із затрубного простору механізованої свердловини по лінії низького тиску 6 надходить в газоструминний апарат, де відбувається його транспортування колектором до об'єктів збору свердловинної продукції. Продукція свердловини, що видобувається по НКТ лінії, надходить також в систему збору.

Зазначимо, що представлений спосіб є окремим прикладом деяких рішень, спрямованих на оптимізацію стратегії розробки багатопластового родовища, що має в розрізі двофазні поклади. Даний підхід не є універсальним, проте може бути

2.Для розробленої моделі з метою оцінки точності формованих прогнозів виконано експериментальне дослідження на прикладі об'єкта експлуатації та свердловин, що його розкривають. За результатами порівняння розрахункової залежності з фактичними даними встановлено, що модель в цілому задовільно відображає параметри розробки покладу та технологічні режими роботи малодебітних свердловин. Згідно з прогнозним розрахунком, показано, що протягом розрахункового періоду свердловина працюватиме в нестабільному технологічному режимі з ризиками накопичення пластової рідини на вибої, що негативно позначиться на показниках ефективності розробки об'єкта. Як альтернативний варіант, здійснено розрахунок, що передбачає в подальшому експлуатацію свердловини з регулюванням технологічних режимів.

ВИСНОВОК

1. У процесі розробки багатопластових родовищ з однотрубною газозбірною системою збору в умовах різкої відмінності ресурсно-енергетичного потенціалу і фільтраційно-ємнісних властивостей експлуатаційних об'єктів низьконапірні свердловини при певному протитиску в газозбірному колекторі припиняють фонтанування і переводяться в бездіяльний фонд до зниження. Бездіяльність свердловин призводить до нерівномірного вироблення запасів продуктивних пластів та погіршення показників розробки родовища. Для вилучення залишкових запасів із покладів, експлуатація свердловин яких обмежена термодинамічних умов запроектованої інфраструктури, необхідна розробка нових технологічних рішень.

2. Проведено експериментальні дослідження на газоконденсатній свердловині щодо відтворення умов експлуатації, характерних для явища припинення винесення пластової рідини із вибою. Виконано порівняльний аналіз теоретичних результатів розрахунків гідродинамічних газорідинних потоків із промисловими даними по свердловині №2.

3. Проведено промислові випробування спільної експлуатації двох свердловин із застосуванням гирлового газоструминного апарату. Випробування підтвердили можливість зниження гирлового тиску свердловини низьконапірної нижче тиску газозбірного колектора на величину, достатню для забезпечення стійких технологічних режимів її роботи з повним винесенням пластової рідини при одночасної роботі високонапірної свердловини в межах допустимого обмеження технологічного режиму з винесення механічних домішок. Рекомендовано алгоритм вибору конструкції ГА для реалізації максимально-допустимого дебіту газу високонапірної свердловини при запобіганні негативним наслідкам перевищення допустимої кількості механічних домішок у потоці.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

9. Алєксєєв, А. (2005). Новітні технології—надійний ключ до надр. *Вісник Національної академії наук України*, (1), 24-31.

10. Левчук, К. Г., Мойсишин, В. М., & Цідило, І. В. (2016). Вплив механічних властивостей матеріялу на динаміку прихоплених бурильних труб. *Металлофизика и новейшие технологии*.

11. Михайловська, О. В., & Ситник, С. В. (2018). Вплив хімічних речовин на утворення гідратів..

12. Абдуллах, Н., & Кутний, Б. А. ВПЛИВ ЗОВНІШНІХ ЧИННИКІВ НА ПРОЦЕС УТВОРЕННЯ ГІДРАТІВ В ЛАБОРАТОРНИХ УМОВАХ.

13. Ляшенко, А. В., Макаренко, В. Д., Винников, Ю. Л., & Петраш, О. В. (2021). Oil Wells Hydrate Formation Regularities= Закономірності утворення гідрату нафтових свердловин.

14. Павленко, А. М., Кутний, Б. А., & Абдуллах, Н. М. (2017). Аналіз умов утворення і дисоціації газових гідратів. *Вестник Приазовского государственного технического университета. Серия: Технические науки*, (34), 60-68.

15. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, (2 (35)), 111-121..

16. Воловецький, В. Б., Витязь, О. Ю., Коцаба, В. І., Щирба, О. М., & Витвицька, О. М. (2015). Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (2), 78-88.

17. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної

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

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

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

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

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

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

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

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

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

газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ.. припливу вуглеводнів методом миттєвих депресій для розширення межі кондиційності колекторів.

– 320 с.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

36. Крижанівський, Є. І., Чорнописький, Д. Г., & Палійчук, І. І. (2019). Stress Concentration in the Casing when Cutting Holes for the Sidetracks. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (3 (72)), 7-18..

37. Шумілін, Т. В., Тарабаринов, П. В., & Адамович, В. І. (2007). Вдосконалення технології підготовки нафти з метою зменшення її втрат..

38. Адаменко, Я. О., Чорний, М. І., & Чорний, О. М. (2010). Відновлення проникності і закріплення привибійної зони тонкошаруватих газоносних пластів газових родовищ Передкарпаття..

39. Фем'як, Я. М., Овецький, С. О., & Фем'як, В. Я. (2017). Буріння свердловин у газогідратних покладах Чорного моря з використанням кавітаційно-імпульсних технологій..

40. Мельник, Р. Ю., & Аширов, Б. ОСНОВНІ МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ КОЛТЮБІНГОВОЇ ТЕХНІКИ..

41. Павленко, А. М., Кутний, Б. А., & Абдуллах, Н. М. (2017). Аналіз умов утворення і дисоціації газових гідратів. *Вестник Приазовского государственного технического университета. Серия: Технические науки*, (34), 60-68..

42. Побережний, Л. Я., Станецький, А. І., & Грицанчук, А. В. (2017). Корозія тривало експлуатованих трубних сталей у середовищах хлоридного типу. *Науковий вісник НЛТУ України*, *27*(5), 114-118..

43. Червінська, Н. Р. (2018). Корозія. Захист металів від корозії. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, (54,№ 1), 140-142.

44. Грицанчук, А. В. (2018). *Вплив пластових вод та гідратоутворення на корозію промислових трубопроводів* (Doctoral dissertation, ІФНТУНГ)..

45. Нестеренко, С. В., Донський, Д. Ф., & Немах Аладжмін, А. (2019). Моделювання антикорозійного захисту матеріалу обсадної колони в лабораторних умовах..

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

47. Немах, А., Донський, Д. Ф., & Нестеренко, С. В. (2019). Вивчення впливу CO2 і H2S і температури пластової води нафтового родовища на розвиток пітінгової корозії. *Комунальне господарство міст. Серія: Технічні науки та архітектура*, (3), 58-68..

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

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

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

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

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

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

54. Макаренко, В. Д., Лукач, В. С., Василюк, В. І., Козаченко, Н. В., & Тараборкін, Л. А. (2016). Дослідження корозійних процесів екологічно небезпечних в експлуатації металоконструкцій. *Проблеми тертя та зношування*, (1), 131-136..

55. Магльована, Т. В. (2015). Інгібітори корозії пожежно-технічного обладнання на основі комплексів металів із солями полігексаметиленгуанідину. *Пожежна безпека: теорія і практика*, (19), 95-99..

56. Воловецький, В. Б., Гнітко, А. В., Василенко, С. В., Щирба, О. М., Коцаба, В. І., & Величко, В. В. (2018). Експлуатація газоконденсатних свердловин в умовах низьких робочих тисків.

57. Кондрат, О. Р., & Петрущак, С. М. (2017). Лабораторна установка для створення твердих поверхнево-активних речовин..

58. Побережний, Л. Я., Грицанчук, А. В., & Мазур, М. П. (2017). Вплив тривалої експлуатації та гідратоутворення на довговічність матеріалу шлейфів.

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

60. Воловецький, В. Б., Василенко, С. В., Витязь, О. Ю., Щирба, О. М., Гнітко, А. В., & Величко, В. В. (2017). Оптимізація експлуатації газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ.

61. Семенцов, Г. Н., & Фадєєва, О. В. (2007). Аналіз і синтез автоматизованих систем управління технологічним процесом буріння нафтових і газових свердловин. *Радіоелектронні і комп'ютерні системи*, (5), 117-122..

62. Дремлюх, Н. С. (2018). *Підвищення ефективності експлуатації свердловин з нестійкими колекторами на виснажених газових родовищах* (Doctoral dissertation, ІФНТУНГ)..

63. Afghoul, A., Amaravadi, S., Boumali, A., Calmeto, J., Lima, J., Lovell,

J., ... & Staal, T. (2014). Coiled tubing: the next generation. *Oilfield Rev*, *6*(4), 9-23.

64. Дремлюх, Н. С. (2013). Способи ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин з нестійкими колекторами..

65. Кондрат, Р. М., & Хайдарова, Л. І. (2018). Методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибій газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (1), 60-64..

66. Бойко, В. С., & Міщук, Б. М. (2015). Метод і методика розрахунку вибійного тиску у діючих фонтанних свердловинах з ускладненими умовами експлуатації. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (4 (57)), 19-26..

67. Бойко, В. С., Грибовський, Р. В., Бойчук, Т. Р., & Міщук, Б. М. (2015). Метод і методика оптимізації процесу фонтанування діючих свердловин на основі положень теорії висхідних газоводонафтових потоків. *Oil and Gas Power Engineering*, (2 (24)), 16-22.

68. АТЛАС РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ УКРАЇНИ, Атлас. *Львів: УНГА*, 1998.

69. МОХНІЙ, І. Ю.; ГЛАДКИЙ, С. І. Розвиток колтюбінгових технологій в ПАТ" Укргазвидобування". 2018.

70. Afghoul, A., et al. "Coiled tubing: the next generation." *Oilfield Rev* 6.4 (1994): 9-23.

71. Leising, Larry J., and Kenneth R. Newman. "Coiled-tubing drilling." *SPE drilling & completion* 8.04 (1993): 227-232.

72. Hillis, Richard R., et al. *Coiled Tubing Drilling and Real-time Sensing: Enabling'prospecting Drilling'in the 21st Century?*. Deep Exploration Technologies Cooperative Research Centre, 2014.

73. Ladmia, Abdelhak, et al. "Underbalance Coiled Tubing Drilling in Tight Gas Reservoir Study Case Onshore Field, Abu Dhabi." *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. OnePetro, 2020.