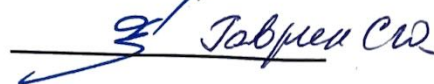


Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

До захисту

Завідувач кафедри


Гавриш С.В.

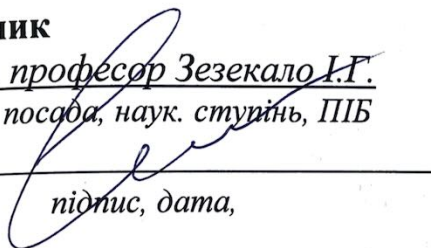
МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Упровадження технології інтенсифікації свердловин з
нестійкими колекторам в умовах пониженого пластового тиску

Пояснювальна записка

Керівник

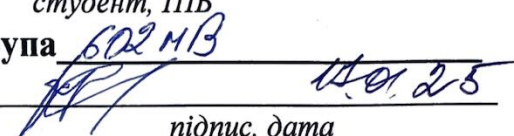
д.т.н., професор Зезекало І.Г.
посада, наук. ступінь, ПІБ


підпис, дата

Виконавець роботи

Кононенко Станіслав Володимирович
студент, ПІБ

група 602 МВ


підпис, дата

Консультант за 1 розділом

д.т.н. професор Зезекало І.Г.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

доц. д.т.н. Рубць В.П.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

доц. д.т.н. Петручок Н.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н. доц. Мельничук О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

24.01.25

Полтава, 2025

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут:

Нафти і газу

Кафедра:

Нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень:

Магістр

Спеціальність:

185 Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГІТ

Гавриш С.В.
«14» 10 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Кононенко Станіслав Володимирович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Упровадження технології інтенсифікації свердловин з нестійкими колекторам в умовах пониженого пластового тиску

Керівник проекту (роботи) д.т.н., професор Зезекило І.Г.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від «09» 08 2024 року № 88/ф.д.

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.01.25

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 І Інформаційно-оглядова частина.

2. Експериментальна частина.

3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	д-р. наук Зедкало Я. П.		
2	к.т.н. Рибич В. П.		
3	д-р. наук Козуб М. П.		
4	Михайловська О. В.		

7. Дата видачі завдання 14.10.24

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10 - 20.10
2	Експериментальна частина	21.10 - 05.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	04.11 - 17.11
4	Впровадження результатів досліджень	18.11 - 01.12
5	Оформлення та узгодження роботи	02.12 - 15.12
6	Попередні захисти робіт	16.12 - 28.12
7	Захист магістерської роботи	

Студент

(підпис) _____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис) _____ (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТЕХНОЛОГІЙ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ

1.1. Наукові дослідження і промислові роботи з експлуатації родовищ вуглеводнів у нестійких колекторах

1.2. Технології та методи збереження цілісності привибійної зони свердловини

1.3 Застосування технології розробки методом перепуску газу між покладами при розробці нестійких колекторів

Висновки

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ НАРІЖНЯНСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

2.1 Загальні відомості про геологічну будову родовища

2.2 Аналіз розробки та експлуатації родовища

2.3 Оцінка запасів газу за методом падіння пластового тиску

2.4 2.4 Об'єкти розробки на родовищі

2.5 Техніка і технологія видобутку газу

Висновки

РОЗДІЛ 3 УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ І ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ

3.1 Забезпечення стійкості колекторів та стабільності привибійної зони пласта за допомогою фільтрів

3.2 Застосування сучасних хімічних композицій для кріплення порід у привибійній зоні пласта

3.3 Розробка рекомендацій з попередження скупчення твердої фази на вибої свердловини

3.4 Обґрунтування діаметра насосно-компресорних труб і колони гнучких труб, витрати промивального агента для промивання піщаного корка на вибої свердловини

3.5 Обґрунтування діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта з нестійкими породами

3.6 Упровадження технологій створення гравійної набивки у привибійній зоні свердловини

Висновки

РОЗДІЛ 4 ТЕХНОЛОГІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ

4.1 Обґрунтування вихідних даних, розрахункової моделі і методики прогнозних розрахунків

4.2 Розрахунок прогнозного видобутку газу

4.3 Обґрунтування параметрів роботи середньої свердловини та інших вихідних даних для технологічних розрахунків

Висновки

РОЗДІЛ 5 ПРОЕКТУВАННЯ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ СВЕРДЛОВИН З УРАХУВАННЯМ НЕСТІЙКИХ ГІРСЬКИХ ПОРІД ТА ПОНИЖЕНОГО ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

5.1 Обґрунтування необхідності інтенсифікації свердловин

5.2 Вибір свердловини і встановлення черговості проведення в них запроектованих робіт

5.3 Технологічні і технічні розрахунки параметрів спиртопінокислотної обробки привибійної зони пласта

5.4 Технологія і техніка запроектованого способу дії на ПЗП. Організація і послідовність виконання робіт на свердловині

5.5 Розрахунок прогнозованої технологічної ефективності запроектованого способу дії на привибійну зону пласта

Висновки

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ВСТУП

Актуальність роботи

Україна має глибокі традиції у сфері видобутку та використання нафти й природного газу. Видобуток нафти на цих територіях розпочався ще в XVIII столітті і вже на початку XX століття досяг показника у 2 млн тонн на рік, а в 1974 році перевищив 14 млн тонн. Промисловий видобуток природного газу стартував у 1924 році, а в 1970-х роках його обсяги досягли максимального рівня у 68,7 млрд м³. Саме з території України почались перші у світі експортні поставки природного газу.

Сьогодні більшість газових та газоконденсатних родовищ України перебувають на завершальних стадіях розробки, що супроводжується низьким пластовим тиском і великою кількістю пов'язаних з цим проблем. Деякі нові родовища, які вводяться в експлуатацію, характеризуються аномально низькими пластовими тисками, нестійкими колекторами тощо.

Наріжнлянське газоконденсатне родовище, розташоване в Валківському районі Харківської області, приурочене до північної бортової зони Дніпровсько-Донецької западини. На цьому родовищі існує проблема накопичення піску на вибої через нестійкість колекторів у привибійній зоні пласта. З огляду на це, необхідно впроваджувати технології, спрямовані на вирішення проблеми руйнування колектора у привибійній зоні свердловини.

Метою дослідження є застосування технологій захисту привибійної зони, використання піщаних фільтрів та методів видалення твердої фази на поверхню із застосуванням поверхнево-активних речовин (ПАР).

Задачі дослідження:

1. Провести аналіз особливостей розкриття, освоєння та інтенсифікації свердловин із нестійкими колекторами.
2. Вивчити ефективність застосування ПАР для обробки нестійких колекторів з низькими пластовими тисками.
3. Провести упровадження технології інтенсифікації при обробці

нестійких колекторів з низькими пластовими тисками.

4. Реалізувати технології захисту та боротьби з накопиченням піску у привибійній зоні на свердловинах Наріжнянського газоконденсатного родовища.

Об'єктом дослідження процеси фільтрації у привибійній зоні свердловини та руйнування нестійких гірських порід.

Предметом дослідження виступають технології обробки свердловин і вдосконалення привибійної зони за допомогою піщаних фільтрів.

Методи дослідження. У межах виконання магістерської роботи застосовувались аналітичні та теоретичні методи дослідження, а також аналіз промислових даних і моделювання.

Наукова та прикладна цінність одержаних результатів.

Проаналізовано технології інтенсифікації свердловин із нестійкими колекторами шляхом закріплення привибійної зони за допомогою полімерів, встановлення піщаних фільтрів та використання ПАР. Реалізовано технології кріплення привибійної зони свердловин для умов Наріжнянського газоконденсатного родовища.

Апробація результатів досліджень. Основні положення магістерської роботи доповідались і схвалені на 76 науково-практичній конференції викладачів, аспірантів та студентів НУШП імені Юрія Кондратюка;

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків та списку використаних джерел.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТЕХНОЛОГІЙ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ

1.1. Наукові дослідження і промислові роботи з експлуатації родовищ вуглеводнів у нестійких колекторах

Руйнування слабозцементованих колекторів у привибійній зоні та винесення дисперсної твердої фази із свердловини є складним завданням при розробці родовищ. Ці процеси протягом багатьох років детально та всебічно досліджувались як в Україні, так і за кордоном. Окрім природних характеристик, на стійкість колекторів впливає додаткове напруження, що виникає в процесі розкриття пластів і освоєння свердловин, а також порушення цілісності гірських порід під час глушіння свердловин і виконання інших технологічних операцій. Це може бути наслідком проникнення бурового розчину або його фільтрату в пласт.

Загалом, стійкість колекторів у привибійній зоні визначається природними факторами: глибиною та умовами залягання пласта, дією гірського і бокового тисків, фізико-механічними властивостями гірських порід, характеристиками рідин і газів, які насичують пласт, а також техногенними факторами: методами розкриття і освоєння пласта, величинами репресій і депресій на пласт, швидкістю потоку у привибійній зоні.

Руйнування гірських порід у привибійній зоні можна трактувати як руйнування скелетної структури пласта внаслідок високих напружень у ньому. Під дією фільтраційного потоку дрібні мінеральні частинки вимиваються і виносяться з колектора. У достатньо зцементованих породах руйнування привибійної зони відбувається за рахунок відколювання дрібних частинок породи з поверхні перфораційних каналів, після чого вони виносяться потоком. У результаті формуються та розширюються каверни, а перерозподіл механічних напружень призводить до поступового припинення процесу

руйнування.

Деформація породи залежить головним чином від змін у цементуючій речовині, яка її скріплює. У стійких породах із достатньою міцністю руйнування відбувається через механічні напруження у пласті, спричинені дією гірського тиску та тиску пластових флюїдів. В умовах руйнування колекторів під впливом фільтраційного напору ключовим фактором виступає допустима величина депресії тиску на пласт [1, 9]. Залежно від значень градієнтів тиску, які призводять до руйнування, гірські породи умовно поділяють на чотири групи:

1. Нестійкі породи, що руйнуються при градієнтах тиску до 0,5 МПа/м.
2. Малостійкі породи, що втрачають цілісність при градієнтах тиску від 0,5 до 10 МПа/м.
3. Помірно стійкі породи, що руйнуються при градієнтах тиску в межах від 10 до 15 МПа/м.
4. Стійкі породи, для яких руйнування настає при градієнтах тиску понад 15 МПа/м.

Основні чинники, що призводять до руйнування колекторів у привибійній зоні свердловини та формування глинисто-піщаних пробок, включають:

- рівень зцементованості породи, її густину, проникність і стійкість до механічних руйнувань; глибину залягання пласта та властивості продуктивного горизонту;
- поточний пластовий тиск, рівень зниження пластового тиску, а також необґрунтовано високі депресії тиску під час освоєння свердловин;
- неналежне розкриття продуктивного пласта та проникнення бурового розчину в пласт під час буріння, що спричиняє великі депресії тиску під час виклику газового припливу; зниження природної проникності (ефект шкіри);
- некоректний вибір інтервалу перфорації та особливості вибою, через які проходить фільтрація;
- нерівномірний розподіл газового припливу в межах інтервалу

перфорації;

- невідповідність конструкції свердловини експлуатаційним умовам.

невдале розташування насосно-компресорних труб на вибої свердловини, внаслідок чого швидкість підняття частинок породи в зоні фільтру мала і вона не забезпечує винесення вільних частинок породи на поверхню;

- застосування під час ремонтних робіт водних бурових розчинів, які негативно впливають на проникність привибійної зони свердловини, внаслідок чого значно знижується проникність привибійної зони, а в процесі виклику припливу приводить до руйнування привибійної зони;

- від видобувної продукції і її фазового стану (газ, газовий конденсат, нафта або пластова вода); поява в продукції газової свердловини пластової рідини (вода, газоконденсат);

- неправильно вибраний технологічний режим роботи свердловини (велика депресія тиску на пласт, високі швидкості фільтрації у привибійній зоні).

У нестійких і слабозцементованих породах процес винесення частинок призводить до формування обвального склепіння. У ході його розширення зона, де додається вертикальний гірський тиск, поступово зміщується від свердловини. Інтенсивність винесення частинок породи значно підвищується під час дестабілізації режиму фільтрації, а при стабілізації цього режиму, навпаки, знижується або повністю припиняється. Стабілізація винесення частинок може відбуватися завдяки формуванню природного фільтра у привибійній зоні пласта, створеного з частинок породи у вигляді арочної структури. Однак такий фільтр утворюється досить рідко через плавну зміну розмірів частинок породи продуктивного горизонту та наявність пульсацій потоку. Унаслідок цього стабілізація процесу суфозії у часі зазвичай не настає.

Суттєве винесення частинок з продуктивного горизонту спричиняє формування каверни у привибійній зоні та появу глинисто-піщаних пробок у стовбурі та на вибої свердловини. Це, своєю чергою, зумовлює потребу у

видаленні пробок і пояснює короткий міжремонтний період роботи свердловини. Зі збільшенням об'єму каверни її стійкість знижується, і при досягненні критичного значення відбувається обвалення її стінок, що призводить до посилення суфозії. Після обвалення стінок відбувається осідання породи, внаслідок чого менш проникні або зовсім непроникні глинисті породи з верхніх пластів частково чи повністю перекривають проникний інтервал, що зменшує дебіт свердловини.

Утворення глинисто-піщаних пробок переважно пов'язане з низькою стійкістю газоносних продуктивних пластів до механічних руйнувань. Проте такі пробки можуть формуватися і під час експлуатації свердловин у стійких колекторах. У деяких випадках цей процес настільки інтенсивний, що навіть за мінімальних відборів і плавного запуску свердловини (без різких змін тиску на вибої) забезпечити рентабельну експлуатацію не вдається.

Видалення глинисто-піщаних пробок зі свердловини є складною ремонтною процедурою, яка супроводжується суттєвими втратами поточного видобутку газу. Часто такі роботи ускладнюються прихватами насосно-компресорних труб, пошкодженням експлуатаційної колони на вибої. Застосування водних бурових розчинів для глушіння свердловини під час ліквідації піщаних пробок може призводити до передчасного виходу свердловин з експлуатації, значного зниження дебітів і зменшення кінцевого коефіцієнта газовилучення. Частинки породи разом із буровим розчином проникають у пласт через поглинання, що виникає під час руйнування привибійної зони, і це може спричинити деформацію експлуатаційної колони.

Під час освоєння свердловини частинки породи, які потрапили у привибійну зону, знову вільно проникають у стовбур свердловини. Це сприяє подальшому утворенню каверни, яка з часом викликає осідання та обвалення покрівлі пласта, зминання чи зсув експлуатаційної колони, перекриття проникного інтервалу пласта непроникними породами та виведення свердловини з експлуатації.

Під час розкриття нестійких порід густину бурового розчину необхідно

підбирати так, щоб уникнути обвалення стінок свердловини і водночас мінімізувати проникнення розчину та його фільтрату в пласт.

Запобігання руйнуванню привибійної зони свердловини є важливим для уникнення або зменшення ризику виникнення небезпечних та витратних ускладнень, зокрема таких, як:

- зниження дебіту внаслідок утворення піщаних пробок у вибої, обсадних трубах, фонтанних трубах чи шлейфах;
- пошкодження міцності обсадної колони або фільтра через зминання чи ерозію внаслідок видалення породи із зони, що оточує свердловину;
- абразивна ерозія підземного та наземного обладнання;
- потреба в очищенні видобутого продукту від частинок породи.

Формування глинисто-піщаних пробок значно ускладнює експлуатацію свердловин.

- зменшення дебіту або повне припинення припливу газу з пласта;
- зупинка свердловини для очищення або промивки пробки, яка призводить до зниження коефіцієнта експлуатації свердловин;
- зношування вибійного обладнання, насосно-компресорних труб, обсадної колони, наземного обладнання газових свердловин;
- прихват насосно-компресорних труб;
- засмічення частинками породи вибою свердловини, насосно-компресорних труб, фонтанної арматури, штуцерних пристроїв, шлейфів, сепараторів, теплообмінників, вузла заміру газу і газопроводів.

Для відновлення газових дебітів здійснюється видалення глинисто-піщаних пробок. У випадках, коли ці пробки утворюються занадто часто, доцільніше встановити на вибої пристрої для утримання частинок породи, що сприятиме підтримці стабільного видобутку.

Для запобігання формуванню піщаних пробок на вибої використовуються такі методи:

- Зменшення дебітів для зниження інтенсивності винесення породи з пласта. Однак таке обмеження часто є економічно не вигідним.

- Підвищення швидкості руху флюїду в насосно-компресорних трубах шляхом зменшення їх діаметра, особливо в газових та газоконденсатних свердловинах.

Постійний винос частинок породи з пласта часто призводить до руйнування обсадної колони у продуктивному інтервалі, що може спричинити втрату свердловини. Проте в окремих випадках видобуток із супутнім виносом частинок породи здійснюється успішно. У газових родовищах із достатньо міцними пластами, наприклад, у горизонтах з високим гірським тиском, руйнування обсадної колони може відбутися через нерівномірний бічний тиск з різних боків, спричинений винесенням породи, або через високі осьові напруги, що виникають внаслідок осідання верхніх пластів, у яких колона зацементована.

У газових родовищах із природно пухкими пластами їх ущільнення під час експлуатації може призводити до переходу обсадної колони у стан надмірного напруження. У процесі відбору газу з пласта часто знижується поровий тиск, що супроводжується збільшенням вертикального навантаження на породу. Це пояснюється тим, що вертикальна ефективна напруга дорівнює різниці між гірським тиском і поровим тиском, що, у свою чергу, викликає ущільнення порід.

Насосно-компресорні труби, які спущені у продуктивний інтервал, зазнають значної ерозії через винос вільних частинок породи разом із газом. Подібна ерозія впливає і на наземне обладнання, особливо у місцях зміни площі перерізу або напрямку потоку, таких як штуцери та відводи.

Однією з причин, які спонукають обмежити винесення частинок породи, є бажання уникнути або істотно зменшити витрати, які пов'язані з очищенням продукції свердловин від породи [1,2,3,4,6,9,10]. Це створює додаткові труднощі під час морського видобутку газу, де для відділення частинок породи необхідно встановлювати відповідне обладнання на морській платформі, інакше в підводних трубопроводах утворюватимуться глинисто-піщані пробки, для видалення яких потрібні величезні витрати. Рішення про те, чи

потрібно впроваджувати заходи з попередження руйнування породи приймається з урахуванням економічної доцільності та оцінки небезпеки ризику у відповідних умовах видобутку газу. Вартість використання заходів боротьби з руйнуванням привибійної зони пласта і втрати у видобутку газу в результаті зниження продуктивності свердловини співставляються з витратами на встановлення обладнання для уловлювання породи або на встановлення додаткового вибійного обладнання.

При цьому розглядаються наступні чинники:

- ризик руйнування привибійної зони свердловини в період експлуатації, якщо засоби затримки частинок породи не будуть впроваджені при будівництві свердловини;
 - додаткові витрати на капітальні ремонтно-відновлювальні роботи;
 - небезпека отримати незадовільний результат при ремонтно-відновлювальних робіт для запобігання руйнуванню привибійної зони свердловини або небезпека зменшення дебітів у результаті зниження проникності пласта.

Складніші наслідки має руйнування привибійної зони в горизонтальних свердловинах. Горизонтальні стовбури, пробурені в слабозцементованих газонасичених пластах, можуть "запливати" вільними частинками породи, які виносяться з пласта та осідають на нижній стороні горизонтального стовбура, тоді як пластовий газ обтікає їх зверху. Вплив цих осаджених частинок породи на рух пластових флюїдів спрогнозувати складно, оскільки не можливо завчасно передбачити де і в якій кількості осідатиме ця порода. Якщо виходити з умов рівномірного надходження газу, то найбільшу кількість осаду можна прогнозувати в крайньому тупиковому кінці стовбура. Утримання частинок породи слід проводити до порушення структури пластової породи в результаті руйнування. У разі подальшого збільшення об'єму винесеної породи значно складніше забезпечити ефективне її затримання. Заходи для утримання частинок породи, здійснені при будівництві свердловини,

виявляються ефективнішими, ніж подальші ремонтно-відновні роботи. Крім того, проведення капітального ремонту свердловин зумовлює погіршення її продуктивності. Хоча заповнення стовбура вільною породою може відбуватися в будь-якій частині горизонтального стовбура (залежно від ступеня зцементованості породи в цьому інтервалі), а це практично приведе до відключення тупикової частини стовбура. Даний ефект може залишатися непоміченим до тих пір, поки весь горизонтальний стовбур не буде майже повністю заповнений частинками породи. До того, як значна кількість породи поступить з пласта в горизонтальний стовбур, може відбутися обвал слабозцементованої породи із заповненням відкритого стовбура уламками породи. В цьому випадку може повністю припинитися надходження газу з зони за межами закупореного горизонтального стовбура. У разі часткового заповнення стовбура пластовою породою, приплив газу може знизитися настільки, що повністю будуть втрачені переваги свердловини з горизонтальним стовбуром в порівнянні з вертикальним. Ремонтні роботи для видалення глинисто-піщаних пробок з горизонтального стовбура набагато складніше і дорожче; вони ускладнюються інфільтрацією промивальної рідини в продуктивний пласт на великій довжині розкритого інтервалу.

Утримання частинок породи слід проводити до порушення структури пластової породи в результаті руйнування. У разі подальшого збільшення об'єму винесеної породи значно складніше забезпечити ефективне її затримання. Заходи для утримання частинок породи, виконані при будівництві свердловини, виявляються ефективнішими, ніж подальші ремонтно-відновні роботи. Крім того, проведення капітального ремонту свердловин зумовлює погіршення її продуктивності.

Існуючі методи боротьби з руйнуванням привибійної зони свердловини і утворенням глинисто-піщаних пробок у газових свердловинах можна розділити на групи:

- запобігання руйнування привибійної зони і надходження вільних частинок породи в свердловину;

- винесення частинок породи з вибою на поверхню і підбір обладнання для роботи в умовах руйнування привибійної зони свердловини;
- ліквідація глинисто-піщаних пробок на вибоях свердловин.

Існують кілька методів для запобігання суфозії та потрапляння вільних частинок породи з пласта в свердловину, зокрема: гідродинамічний, хімічний, фізико-хімічний та механічний. Також використовуються їхні комбінації.

Методи боротьби з руйнуванням привибійної зони свердловини мають профілактичний характер і застосовуються з моменту введення свердловини в експлуатацію. Вони є невід'ємною частиною завершальних робіт. Ці заходи охоплюють усі операції від розкриття продуктивного горизонту до виклику припливу газу, зокрема: спуск і цементування експлуатаційної колони, розбурювання продуктивного пласта, встановлення гравійного чи інших типів фільтрів, а також освоєння свердловини.

Проведення профілактичних заходів із самого початку експлуатації свердловини значно підвищує їхню ефективність. Щоб ефективно обмежити потрапляння частинок породи в свердловину, такі заходи необхідно впроваджувати до початку процесу руйнування порід у привибійній зоні.

Запобігання руйнуванню привибійної зони та утворенню глинисто-піщаних пробок у свердловинах, пробурених у газоносні пласти з незцементованими або слабозцементованими колекторами, потребує уваги на всіх етапах експлуатації: від буріння продуктивного горизонту до завершення розробки родовища.

Для покращення якості розкриття продуктивного пласта до промивальної рідини висуваються такі вимоги:

- мінімізація проникнення промивальної рідини та її фільтрату у привибійну зону;
- запобігання набуханню глинистих частинок у привибійній зоні;
- легке видалення фільтрату та твердої фази промивальної рідини;
- недопущення утворення обвалів, що знижують проникність привибійної зони;

- забезпечення високої швидкості буріння під час розкриття продуктивного горизонту.

З точки зору механічної стійкості, вибій свердловини має бути або відкритим, якщо напруга в породі не перевищує межі її міцності, або закритим фільтром, якщо ці межі перевищено. Проте перфорація свердловини зменшує стійкість породи до руйнування та пластичної деформації через утворення штучних отворів і тріщин.

У слабозцементованих колекторах величина депресії тиску на пласт і плавність зміни вибійного тиску під час запуску свердловини мають ключове значення для запобігання руйнуванню привибійної зони. Легше забезпечити цілісність привибійної зони через плавне регулювання вибійного тиску та обґрунтовані дебїти газу, ніж зупинити процес руйнування, що вже розпочався.

1.2. Технології та методи збереження цілісності привибійної зони свердловини

Оскільки джерелом руйнування колектора є напруження у породі, що виникають під час процесу фільтрації газу, то зі зниженням швидкості фільтрації (дебіту свердловини) у результаті зменшення депресії тиску на пласт, ці напруження також зменшуються [1,2,3,5]. Гідродинамічний підхід полягає у виключенні руйнування гірських порід через зменшення дебїту до певного допустимого рівня, при якому знижується швидкість фільтрації, депресія тиску і, відповідно, напруження у породі. Для слабозцементованих пластів експлуатація свердловин за таких режимів часто є економічно недоцільною. У зв'язку з цим обмеження дебїтів застосовують доволі рідко. У більшості випадків використовують різні вибійні фільтри (механічний спосіб) або виконують закріплення гірських порід у привибійній зоні (хімічний метод), тобто створюють перешкоди на шляху руху частинок породи (у випадках суфозії). Такі роботи із закріплення привибійної зони свердловини

необхідно проводити одразу ж, у процесі розкриття продуктивних пластів.

До механічних способів належать технологічні операції з оснащення свердловин різними вибійними фільтрами або ж утворення фільтрів безпосередньо на вибої шляхом намивання фільтруючих матеріалів. Цей метод є відомим вже давно, є найпростішим із технічної точки зору, проте широкого застосування в практиці видобування газу та нафти він не отримав.

Хімічні методи базуються на штучному закріпленні гірських порід за допомогою спеціальних закріплювальних розчинів, переважно полімерного типу (водорозчинна фенолформальдегідна смола СФЖ-3012, розчини на основі сланцевих фенолів, склади на основі спінених синтетичних смол тощо). Вони є дорогими, проте вважаються найперспективнішими.

До фізико-хімічних способів можна віднести метод закріплення із застосуванням гранульованого магнею. Однак фізико-хімічні методи боротьби з винесенням піску залишаються на стадії експериментальних досліджень і поки не знайшли широкого впровадження.

Методи збереження цілісності привибійної зони свердловини найповніше описані в роботах В.С. Бойка [1].

Свердловини, оснащені засобами утримання вільних частинок породи, можуть мати відкритий вибій або перфоровану обсадну колону. У разі відкритого вибою доцільно застосовувати хвостовикові або намивні гравієві фільтри, а в свердловинах із обсадженим продуктивним інтервалом – встановлювати гравієвий фільтр всередині обсадної колони або проводити закріплення привибійної зони за допомогою смол.

Для завершення свердловини у пластах із слабозцементованими породами з метою боротьби з винесенням породи необхідно:

- використовувати дірчасті фільтри або труби із просвердленими в них отворами;
- застосовувати набивний вибійний фільтр, виготовлений із гравію чи іншого матеріалу;
- заповнювати затрубний простір у зоні газоносного пласта гравієм;

- проводити штучне закріплення гірських порід у продуктивному пласті.

Використання ефективних методів закріплення слабозцементованих колекторів та боротьби з винесенням породи в процесі експлуатації свердловин дозволяє прискорити темпи розробки газових родовищ і зекономити значні кошти.

Екранування поверхні слабозцементованого продуктивного пласта у свердловині вибійним фільтром вважається найбільш ефективним засобом запобігання суфозії. За конструкцією та технологією виготовлення розрізняють трубні, гравієві та металокерамічні фільтри.

Гравієві фільтри можуть бути:

- підвісними гравієво-трубними, створеними на поверхні (шар гравію між двома концентричними перфорованими трубами);
- гравієво-намивними, які створюються безпосередньо у свердловині (намив шару твердих частинок на стінки перфорованої труби).

Гравієві фільтри ефективно працюють лише за умови правильного підбору ширини щілин або розміру зерен гравію з урахуванням гранулометричного складу пластової породи. Важливу роль відіграють також інші параметри: характеристики гравію, ступінь ущільнення та якість матеріалу, форма щілин і конструкція фільтрів.

Окрему увагу слід приділити вибору матеріалів для боротьби з корозією в умовах дії агресивних рідин. У нетипових випадках, коли недостатньо інформації для всебічного наукового аналізу, вибір оптимальних конструктивних параметрів вимагає досвіду і практичних знань.

У тих випадках, коли щілинні та дротяні фільтри не здатні утримувати частинки дрібнозернистих порід або коли фільтри із дуже вузькими щілинами легко забиваються, найбільш поширеним і ефективним методом є використання щілинних фільтрів із зовнішнім гравієвим набиванням. Гравій запобігає руху частинок породи, стабілізує та підтримує поверхню каверни в пласті. Утримання породи забезпечується правильним підбором діаметра пор у гравієвому масиві відносно розміру частинок пластової породи.

Зменшення проникності гравієвого шару, засміченого породою, призводить до зниження дебіту свердловини.

Щілинні, дротяні і підвісні гравієві фільтри. Гравієві фільтри, встановлені на перфорованій обсадній колоні без зовнішнього гравієвого набивання, не можуть нормально функціонувати в результаті значного обмеження продуктивності, пов'язаного із заповненням вільними частинками пластової породи інтервалу між пластом і експлуатаційною колоною. Якщо ризик можливого обмеження продуктивності не настільки великий, щоб виправдати значні витрати на проведення підземного ремонту, то фільтри можна спускати на насосно-компресорних трубах. З часом біля частини тунелів перфораційних каналів, можливо, сформується стійкі піщані склепіння, які запобігатимуть їх засміченню пластовою породою і дадуть можливість одержувати задовільні дебіти. Там, де можна використовувати щілинні і дротяні фільтри для утримання гравію, застосовуються щілинні хвостовики різних конструкцій. Рекомендується забезпечити абсолютне затримання гравію, оскільки винесення потоком навіть невеликої кількості гравію може створити небезпеку для надійної роботи гравієвого фільтру, оскільки загальний об'єм гравію у фільтрі порівняно малий. Фільтри повинні мати таку ширину щілин, щоб затримати винесення всіх фракцій гравію, виділених під час проведення гранулометричного аналізу. Проведення ситового аналізу необхідного гравію, відмова від використання несортового гравію гарантуватиме, що фільтр з прийнятою шириною щілин повністю затримає гравій.

Дротяні гравієві фільтри часто закупорюються дрібними частинками в процесі видобутку газу. Значний вплив на опір фільтру в зоні його контакту з породою має форма отворів. Частинки з діаметром, рівним половині ширини щілини, можуть забиватися у вигляді стійких мостів і закупорювати щілини з паралельними стінками, а клиноподібні щілини, вже на зовнішній стороні труби, здатні самоочищатися. Теоретично і експериментально обґрунтовано доцільність застосування у якості каркасу гравієвого шару трубних дротяних

фільтрів з отворами, які розширюються всередину. Така форма щілини створюється під час намотування на каркас дроту з трикутним або трапецієвидним перетином. Такі щілини можна зробити як на щілинних, так і на дротяних фільтрах.

Підвісні гравієві і багатошарові дротяні фільтри здатні затримувати тонку пластову породу без зовнішнього гравієвого набивання. Підвісні гравієві фільтри мають внутрішній шар гравію, фракція якого підібрана описаними вище способами так, щоб затримувати вільні частинки пластової породи. Багатошарові дротяні фільтри мають декілька шарів дротяної обмотки, причому кожен наступний шар від зовнішнього до внутрішнього має зазор, який зменшується, між витками. Призначення такого багатошарового фільтру полягає в тому, щоб затримувати частинки більшого розміру в зовнішніх шарах, а дрібніші - у внутрішніх. Таким чином, у фільтрі відбувається селективне відділення великих фракцій піску, які ще і виконують роль гравієвого набивання. Звичайно, фільтри цих двох видів не встановлюють усередині обсадної колони, оскільки тоді необхідно робити зовнішнє гравієве набивання для заповнення каверн і простору за ними, оскільки інакше відбувається значне зниження продуктивності свердловини. Під час установки цих фільтрів без гравієвого набивання у відкритому вибої їх діаметр повинен бути меншим діаметру вибою, а це припускає заповнення зазору між вибоєм і фільтром частинками пластової породи. Таке явище може привести до зниження продуктивності.

Підвісні гравієві фільтри можуть кольматуватися глинистою кіркою, яка залишається на стінках вибою після буріння. Ці ускладнення вдається подолати, якщо застосовувати спеціальні рідини для розкриття газоносного пласта, тверді частинки яких видаляються розчинниками. Підвісні гравієві фільтри чутливі також до обвалів та інших порушень вибою. У підвісних гравієвих фільтрах звичайна глиниста кірка може закупорювати відносно вузькі щілини. У такому разі необхідно застосовувати кіркообразуючі матеріали, залишки яких видаляються розчинниками. Відомий також фільтр,

всі щілини якого спочатку заповнені твердим матеріалом, легко розчинним в кислоті. Це запобігає кольматації щілин під час спуску фільтру в свердловину, а після встановлення фільтру на вибої проводиться намивання гравію з наступним кислотним промиванням фільтру для видалення розчинного матеріалу.

Фільтри повинні мати зовнішній діаметр максимально наближеним до діаметру вибою, щоб застерегти зсування породи і зниження продуктивності свердловини. Внаслідок цього вибій не бажано розширювати до більшого діаметру. Невеликі дротяні або щілинні гравієві фільтри можна підвішувати на насосно-компресорних трубах напроти інтервалу винесення породи. Хоча така конструкція вибою забезпечує низьку продуктивність, але вона достатньо економічна.

Трубні фільтри виготовляють з труб і опускають в свердловину на обсадних трубах під час будівництва свердловини або за допомогою НКТ всередину обсадної колони. Їх ділять на прості і складні, які складаються з простих намотувань дроту, кілець і фільтропакетів. Дротяні фільтри мають вищу пропускну здатність, ніж фільтри з щілинами.

Практика показала, що трубні фільтри в достатній мірі не є ефективними, оскільки при дуже малих отворах вони забиваються породою і в результаті цього створюється великий опір потоку газу з пласта, а при великих отворах - не затримується порода. Дротяна обмотка фільтру недостатньо захищена від механічних пошкоджень під час спуску, який часто приводить до її пошкодження.

Серед **дротяних фільтрів** розрізняють фільтри, в яких дріт намотаний на трубу, на корпус, на підкладні ребра або на підкладні ребра з точковою зваркою дроту у всіх контактах.

Існують **щілинні фільтри** з різним розташуванням вертикальних і горизонтальних щілин. Щілинні фільтри мають відносно низьку початкову вартість, але вони характеризуються певними недоліками під час експлуатації. Найменша можлива ширина щілин може виявитися дуже великою для породи

деяких газонасичених пластів. Порівняно з дротяними фільтрами щілинні фільтри мають малу вхідну площу. Оскільки труби щілинних фільтрів виготовляють з низьковуглеводневої сталі, то вони можуть піддаватися корозії і ерозії. Фільтри з горизонтально нарізаними щілинами в меншій мірі здатні звужуватися або розширюватися під час захоплення ловильними інструментами в ході вилучання їх з свердловини, але вони недостатньо стійкі до розтягу. У разі їх вигину можуть збільшуватися або зменшуватися ширина щілин відповідно на опуклій і увігнутій сторонах дуги.

Гравієво-намивні фільтри є найбільш дієвим та універсальним способом запобігання винесенню частинок породи у свердловини, що розкривають слабозцементовані й нестабільні пласти. Їх можна створювати як усередині перфорованої обсадної колони труб, так і в необсаджених стовбурах свердловин. Гравієві фільтри, що намиваються в межах перфорованої обсадної колони, активно використовуються у свердловинах, які розкривають продуктивні пласти, утворені чергуванням гірських порід або мають малу товщину, а також у випадках, коли необхідно виключити з розкритого інтервалу водоносні чи глинисті прошарки. Завдяки вдосконаленню процесів очищення вибою, використанню спеціальних рідин для закінчування свердловин і застосуванню дрібнозернистого гравію вдалося знизити кількість невдалих результатів і підвищити продуктивність свердловин із внутрішньокolonним намивним гравієвим фільтром. Рекомендується застосування технологій намивання гравію за допомогою в'язких рідин і вдосконалених методів перехресного намивання, коли гравій намивається як у перфораційні канали, так і навколо гравієвих, дротяних чи щілинних фільтрів.

Металокерамічні фільтри виготовляють шляхом пресування металевих порошків та кераміки у сталевих формах, що мають конфігурацію фільтруючих елементів, із подальшим спіканням у печах за високої температури в середовищі водню. Ці фільтри відзначаються стійкістю до корозії та здатністю витримувати значні перепади тиску і температури. Хоча в процесі експлуатації їх пропускна здатність знижується, її можна майже

повністю відновити за допомогою зворотного промивання. Проте металокерамічні фільтри є недостатньо стійкими до ударних навантажень, що може спричинити їх розтріскування або руйнування, особливо під час спуску у свердловину.

Для закріплення привибійної зони цементними розчинами використовують суміші на основі цементу з додаванням піску або інших наповнювачів. Цей метод застосовують лише в добре дренованих пластах із високою приймальністю. Цементний розчин закачують у привибійну зону через насосно-компресорні труби. Залежно від поглинаючої здатності свердловини та товщини пласта, може проводитися одне чи кілька закачувань. Розчин заповнює порожнечі у породі й, тверднучи, зв'язує частинки породи в міцну, проникну та стійку до вимивання масу під час фільтрації газу. Однак проникність породи при цьому суттєво знижується.

Метод кріплення привибійної зони цементно-піщаними сумішами також використовується для добре дренованих пластів із достатньою приймальністю. Для приготування таких сумішей застосовують чистий (без домішок глини) пісок і тампонажний цемент.

Метод боротьби з винесенням породи шляхом закріплення привибійної зони смолами передбачає закачування хімічних реагентів у незцементовану породу пласта для з'єднання її зерен. Цей метод тісно пов'язаний із технологією хімічної обробки гравію під час намивання фільтрів, у результаті чого зерна гравію після намивання склеюються між собою. У сучасних розробках для гравієвого набивання використовують гравій, покритий незатверділою смолою, яка твердне після підвищення температури, склеюючи зерна гравію після намивання за обсадні труби або навколо корпусу фільтра. Мета цього методу полягає у зцементуванні зерен породи при мінімальному зниженні її проникності. Процес включає закачування рідин для попередньої обробки пласта, смолоутворюючого розчину та рідини для переміщення смоляного розчину в глибину пласта. Це дозволяє очистити зерна породи й склеїти їх, запобігаючи винесенню частинок породи.

Кріплення привибійних зон смолами можна рекомендувати при наступному поєднанні вибійних умов:

- Невелика довжина оброблюваного інтервалу, якщо не використовується спеціальний інструмент для поінтервального закачування смоли.
- Відсутність умов для винесення частинок породи до обробки.
- При експлуатації свердловиною декілька продуктивних горизонтів можна обробити верхній горизонт, оскільки після обробки в стовбурі свердловини не залишається ніякого механічного підземного обладнання для утримання породи.
- Тенденція до незначного винесення породи з продуктивного пласта.
- Високий пластовий тиск.
- Частинки породи добре відсортовані з достатньою вертикальною проникністю.

Спосіб термохімічного кріплення привибійної зони припускає в смолу додатково вводити гранульований магній, який взаємодіє з солянокислотним розчином. При цьому виділяється газоподібний водень, який сприяє утворенню пор і збільшенню проникності привибійної зони. Розроблений і випробуваний спосіб кріплення привибійної зони на основі використання гранульованого магнію в процесі нагнітання в привибійну зону його в суміші з піском і соляної кислоти, яка приводить за наявності MgO і $MgCl_2$ до утворення магнезійного цементу.

Аналіз способів обладнання вибоїв свердловин у слабозцементованих породах свідчить про доцільність застосування гравійних фільтрів. Багаторічний досвід дослідно-промислових випробувань цих фільтрів показав їх високу ефективність. Залежно від геолого-технічних умов намівні фільтри встановлюються у відкритому стовбурі, перфорованій частині обсадної колони або в розширеній привибійній зоні. Методи наміву гравійних набивок з використанням продувального фільтра і здвоєного фільтра детально розглянуті в роботі [33].

Розроблена технологія кріплення привибійної зони піскопроявляючих свердловин спеціальними полімерними складами з регульованою проникністю від 0,05 до 1,5 мкм² і міцністю на стиснення не менше ніж 1,5 МПа, яка впроваджена у виробництво [25].

Іншим можливим напрямом боротьби з піскопроявленням є кріплення привибійних зон свердловин сумішами на базі полімерів без твердої фази, спінених полімерів, піноцементів емульсійних розчинів [34] та ін. З цим методом близько пов'язана технологія хімічної обробки гравію під час намивання гравійних фільтрів, завдяки якій зерна гравію після намивання склеюються один з одним. У нових розробках для гравійних набивок використовують гравій, покритий незатверділою смолою, яка твердне і склеює зерна гравію один з одним у результаті підвищення температури після намивання гравію за обсадні труби або навколо корпусу фільтру.

1.3 Застосування технології розробки методом перепуску газу між покладами при розробці нестійких колекторів

Цікава технологія розробки покладів у нестійких колекторах запропонована авторами [10] при розробці Архангельського газового родовища.

Проведений аналіз наукових досліджень та промислових досліджень у сфері експлуатації газових родовищ у нестабільних колекторах, а також існуючі методи збереження цілісності привибійної зони свердловини, методи розробки газових багатопластових родовищ, зокрема Архангельського газового родовища, що знаходиться на шельфі Чорного моря, виявляють, що експлуатація свердловин у нестабільних колекторах ускладнюється руйнуванням привибійної зони із формуванням на вибої глинисто-піщаних пробок із скупченням рідини, при цьому застосовувані технології не забезпечують належну експлуатацію свердловин. В умовах слабозцементованих колекторів зміни тиску на пласт є критичними для

запобігання руйнуванню привибійної зони свердловини. Тому, для збереження цілісності привибійної зони свердловини слабозцементованого колектора, легше здійснити плавну зміну вибійного тиску, що дозволяє підтримати тривалий час рентабельний дебіт свердловини, ніж вже зупиняти руйнування, яке почалося.

Аналіз процесу розробки газових багатопластових родовищ в умовах нестабільних колекторів вказує на необхідність підвищення ефективності розробки через запобігання руйнуванню порід у привибійній зоні свердловин шляхом уникнення різких навантажень на привибійну зону та створення оптимальної сітки розташування свердловин на газонасиченій частині родовища. Досягнення рентабельної розробки багатопластового родовища можливе завдяки технології внутрішньосвердловинного перепуску газу з нестабільних колекторів у стійкі колектори через перепускні свердловини і видобуток газу через видобувні свердловини, зокрема з горизонтальним закінченням стовбура, зі стійких колекторів (рис. 1.1, 1.2).

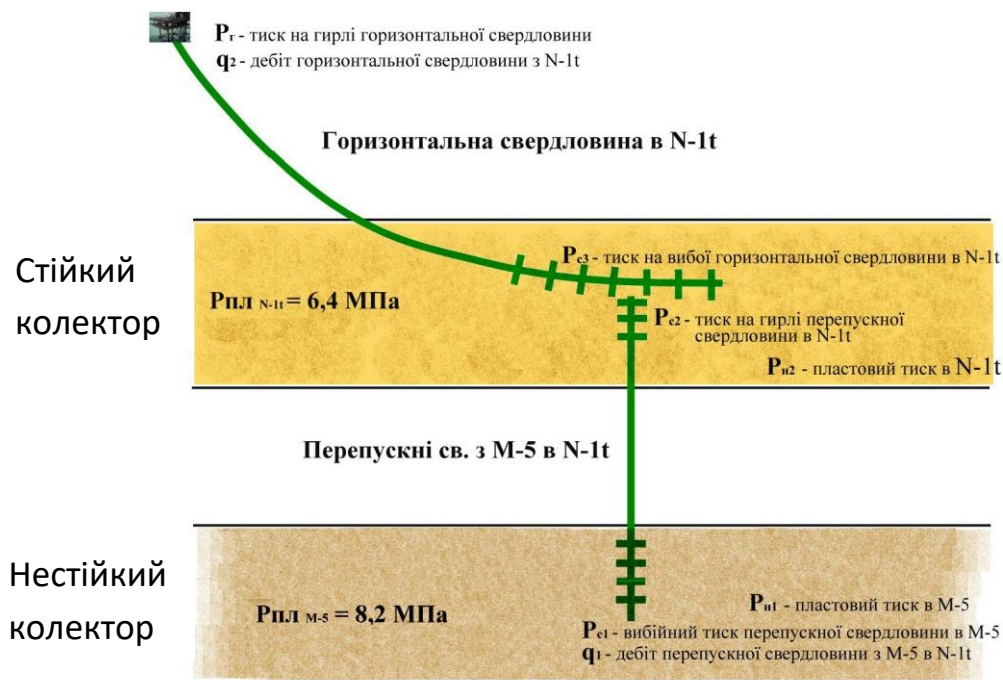


Рис. 1.1. Схема внутрішньосвердловинного перепуску газу через перепускні свердловини та експлуатацію горизонтальних свердловин.

Було проведено дослідження можливості застосування технології

розробки багатопластових газових родовищ, складених з нестабільних колекторів, шляхом організації внутрішньосвердловинного перепуску газу. Це було розглянуто на прикладі Архангельського газового родовища, яке розташоване на шельфі Чорного моря. В рамках цього дослідження передбачено контрольований перепуск газу з нестійких (майкопських) колекторів у стійкі (тортонські) відклади через перепускні свердловини, а також відбір газу через горизонтальні свердловини.

Підвищення тиску у верхньому стійкому (тортонському) відкладі при організації внутрішньосвердловинного перепуску газу обмежується максимально допустимим тиском, який витримує покрівля покладу. При перевищенні максимально допустимого тиску може відбутися руйнування покрівлі над покладом і відхід газу у верхні пласти та подальший прорив його на денну поверхню. При розгляді питання про максимальний тиск перепуску газу з майкопського покладу в тортонський поклад звернемося до теорії гідророзриву, хоча внаслідок відносно високої проникності стійкого колектора, а також малої в'язкості газу, що перепускається в стійкий колектор, реально неможливо створити у привибійній зоні перепускної свердловини перепад тиску, який міг би призвести до гідророзриву пласта N-1t.

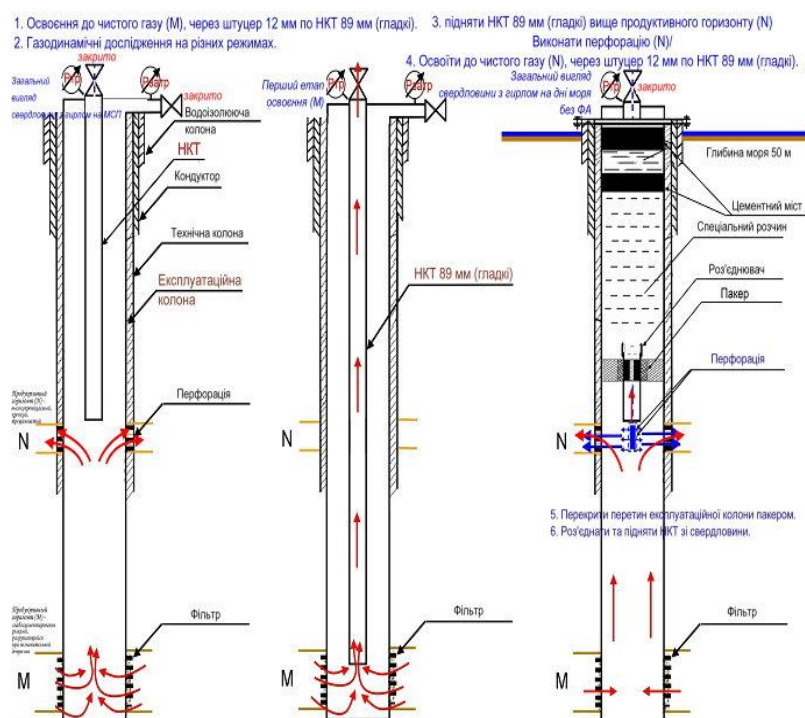


Рис. 1.2. Конструкція перепускної свердловини з гирлом на дні моря, що перепускає газ із майкопського покладу в тортонський поклад

При перепуску газу з нестійкого в стійкий колектор можна припустити розриви порід під впливом не стільки динамічних, скільки статичних навантажень, причому не тільки поблизу перепускної свердловини, але і на видаленні від неї. Якщо покрівля над покладом достатньо еластична і непроникна, як у випадку, що розглядається нами, то з підвищенням тиску в пласті понад гірничостатичного верхні породи припідіймуться і пласт розшарується. При цьому істотно змінюються умови фільтрації газу, почнеться швидкий процес перерозподілу тиску.

Висновки

1. Проведено огляд методів формування вибоїв свердловин у нестійких колекторах. З'ясовано, що експлуатація свердловин ускладнюється руйнуванням привибійної зони, що призводить до утворення на вибої глинисто-піщаних пробок із накопиченням рідини. Використовувані технології, такі як промивка привибійних зон розчинами ПАР, продування свердловин, подача на вибій спінюючих розчинів ПАР, не гарантують стабільної роботи свердловин.

2. Визначено, що у слабозцементованих колекторах ключову роль у запобіганні руйнуванню привибійної зони відіграє плавність зміни депресії тиску на пласт. Зміна вибійного тиску поступово дає змогу зберегти цілісність привибійної зони у слабозцементованих колекторах, що дозволяє підтримувати стабільний і тривалий дебіт свердловини, на відміну від ситуацій, коли потрібно зупинити вже розпочате руйнування.

3. Виконано аналіз можливості впровадження технології розробки багатопластових газових родовищ, що складаються з нестійких і стійких

колекторів, за допомогою організації внутрішньосвердловинного перепуску газу. Розглянуто застосування перепуску газу із нестійких (майкопських) колекторів у стійкі (тортонські) шари через перепускні свердловини з подальшим відбором газу через горизонтальні свердловини у стійких (тортонських) колекторах на Архангельському газовому родовищі.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ НАРІЖНЯНСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

2.1 Загальні відомості про геологічну будову родовища

В адміністративному аспекті Наріжнянське ГКР розташоване на території Валківського району Харківської області.

У геологічній будові розрізу Наріжнянського родовища беруть участь кристалічні породи докембрійського періоду і осадові відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської груп.

Свердловини цієї складної, дрібноблокової території розкрили породи кристалічного фундаменту на глибинах від 4010 до 4395 м. Вони відображають перехідний розріз від зануреної частини западини до борту.

Докембрій, що був розкритий усіма розвідувальними свердловинами, представлений амфіболітами, гранітами і гранітогнейсами. Усі породи фундаменту мають значну подрібненість. Відкрита товщина кристалічних утворень становить 22–46 м.

Відклади кам'яновугільної системи залягають неузгоджено на кристалічному фундаменті та складаються з трьох відділів: нижнього, середнього і верхнього.

Нижній відділ представлений візейським і серпухівським ярусами.

Нижньовізейські відклади знизу складаються з теригенних порід із невеликими прошарками вапняків. Товщина становить 36,4–59 м.

Верхньовізейський під'ярус складається з чергування вапняків, пісковиків, аргілітів, а іноді алевролітів. Товщина під'ярусу – 232–279 м.

Нижньосерпухівський під'ярус представлений глинистоалевролітовою товщею із незначними прошарками вапняків і алевролітів. Спостерігається неузгодженість у межах під'ярусу, що зумовлена неглибоким (до 50–60 м) розмивом. Поверхня цієї неузгодженості відповідає сейсмічному горизонту

Vb1. Загальна товщина становить 158–180 м.

Верхньосерпухівський під'ярус представлений чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків і рідше вапняків. У пісковиках горизонтів С-7а і С-5а, в межах блоку свердловини №1, розташовані основні поклади вуглеводнів. Серпухівські неузгодженості на межі VI-VII МФГ виражені слабо. Товщина частин розрізу з продуктивними горизонтами С-3, С-4 і С-5 стабільна. Товщина під'ярусу становить 308–387 м.

Середньокам'яновугільний відділ представлений башкирським і московським ярусами.

Відклади башкирського ярусу – переважно вапняки і доломіти з прошарками аргілітів і алевролітів, рідше пісковиків. З пісковиком гор. Б-12 пов'язана продуктивність колектора, розкритого в свердловинах 1 та 21. Товщина ярусу 376 - 590 м.

Московський ярус представлений чергуванням міцних аргілітів, дрібно-, середньозернистих пісковиків, глинистих алевролітів, рідше вапняків. Товщина відкладів 382 - 430 м.

Верхній карбон. В нижній частині складений аргілітами, щільними, середньозернистими пісковиками з тонкими прошарками дрібнозернистих слюдистих алевролітів і рідко вапняків. Верхня частина представлена глинисто-піщаними породами з рідкими тонкими прошарками вапняків.

Загальна товщина осадів верхнього карбону 471-542 м.

Пермська система представлена двома різними за літологічним складом свитами – картамиською (теригенною) і микитівською (хемогенною).

Картамиська свита складена глинисто-алевролітовими породами з прошарками пісковиків і вапняків. Товщина 42-50 м.

Микитівська свита представлена чергуванням ангідритів, доломітів і глин. Товщина пермських відкладів 92-94 м.

Мезозойські відклади складені тріасовою, юрською і крейдяною системами.

Відклади тріасової системи залягають неузгоджено на розмитій поверхні

нижньої пермі і представлені строкатими глинами з прошарками пісковиків. Товщина 306-348 м.

Юрська система на площі представлена середнім та верхнім відділами і складена перешаруванням сірих та червоних глин та пісковиків, іноді вапняків. Загальна товщина 477 - 491 м.

Відклади крейдової системи в нижній частині представлені вапняками, пісковиками і глинами, в верхній – товщею крейди з прошарками мергелів. Товщина відкладів 802 - 843 м. Загальна товщина мезозойських відкладів 1610 – 1677 м.

Кайнозойські відклади присутні на площі в об'ємі палеогенової, неогенової та антропогенової систем у вигляді пісків, пісковиків з прошарками глин, загальною товщиною 255 - 268 м.

Тектоніка

У тектонічному аспекті Наріжнянська структура розташована в північній бортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) і приурочена до Наріжнянсько-Огульцівської структурної зони, яка простежується вздовж неузгодженого скиду з амплітудою 150–300 м. У межах цієї зони розвинуті середньо- та нижньокам'яновугільні структурні підняття, що групуються у широтні вали, сформовані блоками кристалічного фундаменту. До цієї зони належать Войтенківське, Наріжнянське, Рогівське, Шилівське, Бурівське, Огульцівське, Південно-Борчанівське, Капонівське підняття.

Структури здебільшого невеликих розмірів, з півночі екрановані зворотними скидами з нахилом площин у північному напрямку. Південні крила структур подовжені, тоді як північні є короткими, прилягають до скидів або майже відсутні (Наріжнянське, Огульцівське, Юліївське підняття).

Враховуючи нові сейсмічні дані за відбиваючими горизонтами башкирського, серпухівського і візейського ярусів, а також результати буріння пошукових свердловин №1, 2, 4, 9 і експлуатаційної свердловини №21, було уточнено геологічну модель покладів горизонтів Б-12, С-5а, С-7а (рисунок

2.5–2.7).

На структурних картах поклади горизонтів Б-12, С-5а, С-7а мають форму еліпса, склепіння якого розкрито свердловинами №1 і №21. Північне крило структур зрізане широтним скидом із зворотним напрямком, амплітуда якого досягає 55 м.

Геологічна будова площі характеризується системою малоамплітудних локальних розривних порушень поперечного орієнтування, що обумовлює складність будови покладів у межах фундаменту та карбонових горизонтів.

У межах структури локалізовані пластові поклади, які є тектонічно та літологічно екранованими; поклади вуглеводнів обмежуються контактами газ-вода і приурочені до піщано-карбонатних пластів башкирського та серпухівського ярусів.

За наявності малоамплітудних напівскладок (наприклад, поклад горизонту С-5а) неузгоджені скиди на Наріжнянській площі та сусідніх родовищах виконують функцію екранів для пасток вуглеводнів.

Газоносність

На Наріжнянській площі промислові припливи вуглеводнів отримано в свердловинах 1 та 21 (див. таблиця 2.2). Продуктивність була встановлена в горизонтах Б-12 башкирського та С-5а, С-7а серпухівського ярусів. Колекторами вуглеводнів є пісковики та вапняки, які залягають на глибинах від 3359 до 3731,2 м.

Промислові припливи вуглеводнів виявлено в інтервалі 3578-3582 м (гор. С-7а) свердловини 1. На штуцері 7 мм дебіт газу склав 51,6 тис.м³/добу. Пластовий тиск на глибині 3577,5 м становить 36,57 МПа. Пористість колектора за даними ГДС складає 9-16,5 %, за результатами лабораторних досліджень – 12,1-12,6 %. Проникність варіює від 75,39 до 243×10⁻¹⁵ м². Газонасиченість пласта складає від 56 до 79 %, ГКФ = 32,1 г/м³.

Горизонт С-5 був розкритий за допомогою перфорації двома об'єктами. Після перфорації інтервалу 3515-3522 м на I об'єкті отримано приплив газоконденсатної суміші з дебітом 549,8 тис.м³/добу на штуцері 14 мм. II

об'єкт, розкритий без цементного мосту в інтервалі 3525-3528 м, забезпечив дебіт газу 566,9 тис.м³/добу на штуцері 16 мм. Пластовий тиск на глибині 3520 м становить 35,97 МПа. Пористість пісковиків цього горизонту за даними ГДС варіює від 14,5 до 23,5 %, газонасиченість досягає 93,5 %, ГКФ = 32,7 г/м³.

Також, при спільному розкритті покладів гор. С-7а та С-5а в свердловині 21 (перфорація інтервалів 3595-3590 м, 3589-3580 м, 3526-3509 м) отримано промислові припливи газу. На штуцері 7 мм дебіт газу склав 185 тис.м³/добу. Пластовий тиск на глибині 3578,5 м становить 35,88 МПа.

При випробуванні перфорації інтервалу 3359-3378 м (гор. Б-12) в свердловині 1 отримано приплив газоконденсатної суміші з дебітом 146 тис.м³/добу на штуцері 8 мм. Пластовий тиск на глибині 3368,5 м складає 33,92 МПа. Пісковики продуктивного горизонту Б-12 насичені газом з високим вмістом компонентів С₅+В (ГКФ = 124,1 г/м³). Газонасиченість сягає 82 %, а пористість колекторів складає 20,5 %.

Горизонт В-21 випробувано в свердловині 2. Після перфорації в інтервалі 4188-4183 м спочатку отримано приплив нафти з водою. Свердловина була пущена в роботу на 4-мм штуцері і працювала протягом 45 хв. нафтою з газом, після чого зупинилась. Після повторної аерації свердловина зупинена на приток для спостереження за рівнем. За три доби в свердловині накопичилось 0,36 м³ нафти, спостерігалось слабе виділення газу.

В подальшому провели додаткову перфорацію в інтервалі 4188-4183 м з розширенням зони дослідження (4185-4182 м). Дебіт пластової води, розрахований за кривою відновлення рівня, склав 43,2 м³/добу. За 36 годин в свердловині накопичилося 36 л нафти та спостерігалось слабе виділення газу.

Колекторами горизонту В-21 є пісковики. Згідно з лабораторними дослідженнями керну, пористість пісковиків змінюється від 7,6 до 17,1 %, проникність варіює від 2,91 до 1046,64×10⁻¹⁵ м², а нафтонасиченість за даними ГДС становить від 62 до 80%.

Фізико-літологічна характеристика колекторів

Колекторами газу продуктивних горизонтів Б-12, С-5 і С-7 є поліміктові

пісковики та тріщинно-порові вапняки. Їх фізико-літологічна характеристика визначена геофізичними методами та лабораторними дослідженнями.

Газоносна частина покладів охарактеризована неповно, оскільки в свердловині 1 було досліджено тільки горизонт С-7, а в горизонтах С-5 і С-7 керн відбирався з водоносної частини лише в свердловинах 2 і 4. Лабораторні дані свідчать, що в водоносній частині покладів горизонтів С-5 і С-7 зберігаються значні колекторські властивості.

Продуктивний горизонт Б-12 залягає в підшві башкирського ярусу і має загальну товщину 43-45 м в межах Наріжнянського родовища. Літологічно цей горизонт представлений пачкою вапняків з пластом пісковика в середній частині. За даними ГДС, в межах горизонту виділяються два продуктивних пласти — карбонатний Б-12а та піщаний Б-12б, які чітко корелюються як в розкритих розрізах свердловин, так і по родовищу в цілому. Максимальні ефективні товщини та найкращі фільтраційно-ємнісні властивості спостерігаються в склепінній частині (свердловина 1).

Продуктивний пласт Б-12б розташований в підшовній частині горизонту Б-12 та представлений пісковиками. В свердловині 9 в підшві пласта виділяється водонасичений прошарок вапняку. Загальна товщина продуктивного пласта Б-12б варіюється від 6 м (свердловини 2, 9) до 13,6 м (свердловина 1). Максимальна ефективна товщина газонасичених колекторів спостерігається в апікальній частині структури (свердловина 1 — 13,6 м), тоді як на крилах складки біля 2,8 м (свердловина 9).

За даними ГДС, відкрита пористість газонасичених колекторів коливається від 9,5 % до 22,5 %, а газонасиченість становить 62-85 % (свердловини 1-21). Гідродинамічні дослідження показують проникність пласта на рівні 5,8 мД.

Пісковики пласта Б-12б є середньозернистими, поліміктовими з глинисто-карбонатним цементом, сірими, середньозцементованими, з обвугленими рослинними залишками. Вони мають поліміктовий склад: кварц 50 %, уламки порід (кварцит, кремній, ефузиви, сланці) — 30 %, польові шпати

(плагіоклази, ортоклази) — 5-7 %, слюди (мусковіти, рідше біотит) — 12–15 %. Уламки є напівокатаними. Цемент базально-порового типу, складений анкеритом, гідрослюдистим каолінітом.

Продуктивний горизонт С-5 залягає в середній частині верхньо-серпухівського під'ярусу і має загальну товщину 45-46 м в межах родовища. Літологічно він представлений пачкою пісковиків з глинисто-аргілітовими прошарками, що розділяють його на два пласти — С-5а та С-5б. Продуктивний пласт С-5а складається з кількох прошарків пісковиків, товщиною від 0,6 м (свердловина 4) до 13,4 м (свердловина 4), розділених глинистими перемичками.

Колекторами є сірі з коричневим відтінком, дрібнозернисті кварцові пісковики, слюдисті, добре зцементовані, з включенням мікрофауни та запахом вуглеводнів. За результатами геофізичних досліджень, в склепінній частині родовища розкриті високопористі ($K_p=20,5-23\%$) газонасичені ($K_{нг}=87-93,5\%$) теригенні колектори загальною ефективною товщиною 16,4 м. Пісковики з високими фільтраційно-ємнісними властивостями також розкриті свердловиною 21.

Продуктивний розріз, що розкритий свердловиною 9, складається з двох частин: верхньої (газонасиченої) та нижньої (водонасиченої). Газонасичені пісковики мають гірші фільтраційно-ємнісні властивості порівняно з свердловинами 1 та 21. Пористість їх коливається від 13,0 до 18,5 %, а газонасиченість становить 55-70%.

Керновий матеріал продуктивних пісковиків, розкритих свердловинами 1 та 21, не був детально освітлений.

Лабораторні дослідження зразків керну з газонасиченої та водонасиченої частини розрізу свердловини 9 (інтервал 3630-3648 м) показали дуже високі фільтраційно-ємнісні властивості. Пористість змінюється в межах 18,3–23,1 %, а газопроникність становить від 372,64 до $2111,44 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Водонасичені інтервали пласта С-5а розкриті свердловинами 2 та 4. За петрографічним описом, пісковики середньо-дрібнозернисті, кварцові з

кварцово-глинисто-карбонатним цементом. Колір — бурувато-сірий, міцність — середня, з вуглистими плівками по нашаруванню. Цемент поровий, складений каолінітом, гідрослюдами, ділянками базальний, складений кристалічно-зернистим анкеритом.

Продуктивний горизонт С-7 розташований у нижній частині верхньосерпухівського під'ярусу. Його загальна товщина змінюється по родовищу від 51 м (св. 2) до 85 м (св. 9), збільшуючись у напрямку півдня. Літологічний склад горизонту включає пісковики з прошарками алевролітів та глинисто-аргілітових порід товщиною 4-5 м.

За результатами геофізичних досліджень, пісковики горизонту С-7 слід розподіляти на два пласти: С-7а та С-7б. Продуктивний пласт С-7а складається з від одного (св. 2) до семи (св. 1, 9) прошарків пісковиків, товщиною 0,8-6,2 м (св. 1, 4), що розмежовуються незначними глинисто-аргілітовими прошарками. У свердловинах 1 та 21 виявлено газонасичені колектори, в інших свердловинах (2, 4, 9) – водоносні.

Згідно з результатами геофізичних досліджень, загальна ефективна товщина газонасичених колекторів у свердловині 21 становить 3,4 м, а в склепінній свердловині 1 – 8,2 м. Фільтраційно-ємнісні характеристики зразків керну пісковиків св. 1 (кern 10) та св. 2 (кern 25, 26, 27) високі. Пористість сягає 21,2 %, проникність становить $1003,94 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ (св. 1).

Продуктивний пласт В-21 розташований у верхній частині нижньовізейських відкладів і розвинений лише в західній частині периклину Наріжнянського підняття з загальною товщиною 11,4 м у свердловині 2. В інших свердловинах пласт не простежується, оскільки має врізово-русовий характер розвитку. У розрізі свердловини 2 горизонт В-21 представлений нафтонасиченою (4183,2-4193 м) і водонасиченою (4193-4197,6 м) частинами. Нафтонасичена частина включає п'ять прошарків пісковиків, товщиною від 0,6 до 2,4 м, загальна ефективна товщина яких становить 6,2 м.

Керновий матеріал горизонту повністю висвітлений. За результатами лабораторних досліджень, пористість зразків варіюється від 7,6 % до 17,1 %, а

газопроникиність від 2,91 до $1046,64 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Макроопис керну свідчить, що пісковики сірі, дрібнозернисті, слюдисті, шаруваті, міцно цементовані, з запахом вуглеводнів. У шліфі вони мають склад кварцового мінералу з невеликою домішкою лейст мусковіту, уламків кремнію, аргілітів, серицитизованих польових шпатів. Цемент складається з регенераційно-кварцового лускатого каолініту.

За результатами геофізичних досліджень, пористість продуктивних прошарків варіюється від 8,5 % до 14,5 %, а коефіцієнт насиченості газом – від 62 до 80 %.

Газоконденсатні властивості вуглеводнів Газоконденсатні характеристики продуктивних горизонтів Б-12 і С-5-7 Наріжнрянського родовища були отримані на основі поточних газоконденсатних досліджень, що проводились з 2006 по 2011 роки. Комплекс промислових і лабораторних газоконденсатних досліджень здійснювався співробітниками УкрНДІгазу згідно з "Інструкцією по комплексному дослідженню свердловин та пластів".

Для дослідження свердловин використовувався метод малих відборів газу, згідно з яким вся продукція спрямовувалася в газопровід, а частина потоку (менше 1 %) за допомогою спеціального пробовідбірного зонду відводилася на малу термостатовану сепараційну установку (МТСУ). Під час газоконденсатних досліджень з установки відбирались проби газу сепарації, сирого та стабільного конденсату для подальших аналітичних досліджень.

Згідно з результатами лабораторних досліджень, склад газів і конденсатів, що видобуваються, визначався хроматографічним методом. Газ, що видобувається з горизонту Б-12, є важчим, ніж газ горизонту С-5-7, з більшим вмістом етан-пропан-бутанових фракцій (10,59-9,67 % мол.) та вуглеводнів C5+ (2,53-2,29 % мол.). Під час розробки покладів, потенційний вміст вуглеводнів C5+ зменшується зі зниженням пластового тиску.

Видобувний газ горизонту С-5-7 є легшим, ніж газ горизонту Б-12, з меншим вмістом азоту (2,07-1,28 % мол.) та більшою кількістю двоокису вуглецю (0,89-0,77 % мол.). Конденсат горизонту С-5-7 є важчим порівняно з

конденсатом горизонту Б-12 і належить до важких конденсатів. Його густина становить 0,8140-0,7756 г/см³, молекулярна маса – 136-116, температура кінця кипіння – 360-331 °С.

Запаси вуглеводнів

У ході пошуково-розвідувальних робіт на Наріжнрянському родовищі були виявлені газоконденсатні поклади горизонтів Б-12 (башкирського ярусу середнього карбону), С-5, С-7 (серпухівського), а також перспективні пласти Б-10, Б-11а, Б-11б, С-4а1, С-4а2, С-4а4, С-4б, В-20 і нафтовий поклад горизонту В-21 (візейського ярусу нижнього карбону).

У 2000 році родовище було введено в дослідно-промислову розробку. У проекті ДПР 2005 року було уточнено запаси газу та конденсату, використовуючи сейсмічні матеріали та дані буріння свердловин 2 і 9, завдяки чому попередня модель родовища була змінена через наближення до склепіння північного широтного скиду, який екранує всі поклади.

Таблиця 2.1 – Підрахункові параметри і запаси газу Наріжнрянського ГКР

Горизонт	Площагазо - носності, км ²	Середня ефективна	Кп	Кг	Р _{пл} поч., МПа	Поправки		Балансові запаси сухого	Категорія запасів газу
						Z	f		
Б-12	1,0	8,0	0,18	0,7	33,9	1,0	0,8	311	С1
С-5	0,66	10	0,19	0,8	35,8	0,9	0,8	306	С1
С-7	0,9	4,6	0,1	0,6	36,5	0,9	0,8	79	С1

По Наріжнрянському ГКР на Держбалансі України 2015 р. числяться запаси вуглеводнів в об'ємі 551 млн.м³ газу за кат. С1 (запаси конденсату на балансі не числяться), в тому числі по горизонтах:

Б-12 – 190 млн.м³ газу; С-5 – 345 млн.м³ газу; С-7 – 16 млн.м³ газу.

Ступінь вивченості покладів родовища на даному етапі дозволив провести оцінку запасів і ресурсів вуглеводнів.

Нафтовий поклад горизонту В-21 вважаються недостатньо розвіданим (категорія запасів С2) для включення цього об'єкту до проекту розробки.

Станом на 22.03.2019 р. ДКЗ України затверджені наступні запаси газу: 9 гор. Б-12 (блок св. 1, 21) – 164 млн. м³ газу (кат. С1),

9 гор. С-5 (блок св. 1, 21) – 559 млн.м³ (кат. С1),

9 гор. С-5 (блок св. 9) – 526 млн. м³ (кат. С2),

9 гор. С-7 (блок св. 1, 21) – 53 млн. м³ (кат. С1).

2.2 Аналіз розробки та експлуатації родовища

Пошукове буріння на Наріжнрянській площі розпочато в 1982 р. Родовище відкрито в 1984 р. випробуванням пошукової свердловини 1, яка пробурена в склепінній частині Наріжнрянського підняття. Пізніше пробурені свердловини опинились за контуром газоносності і їх ліквідовано з геологічних причин.

Всього на родовищі пробурено 15 пошуково-розвідувальних свердловин (св. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 18).

В серпні 2001 р. закінчено бурінням свердловину 21, яка пробурена у відповідності із роботою [3] та протоколом 33 від 20.09.99 р. (ДК УГВ) і якою розпочато розробку горизонтів С-7 та С-5.

Свердловини 1 та 21 Наріжнрянського ГКР передано в експлуатацію.

Станом на 01.09.2019 р. діючий фонд свердловин нараховує 2 одиниці – 1 та 21. Свердловина 1 експлуатує гор. Б-12 (інтервал перфорації 3359-3378 м), свердловина 21 – гор. С-5-7 (інтервал перфорації 3509-3595 м).

В поточний час на родовищі пробурена пошукова свердловина 30 в межах Рогівського підняття (на рівні башкирсько-серпухівських відкладів) з метою вивчення геологічної будови Наріжнрянської складки, оцінки перспектив нафтогазоносності горизонтів серпухівського ярусу, верхньовізейського (В-19-20 та В-21-23) та нижньовізейського (В-25-26) під'ярусів нижнього карбону, кори вивітрювання кристалічного фундаменту. Свердловина 30 знаходиться у випробуванні.

На Наріжнрянському родовищі ведеться розробка газоконденсатних покладів горизонтів Б-12 (свердловина 1) і С-5-7 (свердловина 21).

Свердловина 1 закінчена бурінням 28.01.1988 р. і випробуванням

04.01.1989 р. (отриманий промисловий приплив газу і конденсату) та прийнята на баланс Харківського ГПУ з метою експлуатації горизонту Б-12 в інтервалі 3359-3378 м. В експлуатацію не вводилась по причині відсутності групової установки збору і підготовки газу з метою подальшого транспортування і була законсервована з 1985 по 2000 р.

11.12.2000 р. горизонтом Б-12 розпочато розробку за допомогою свердловини 1, з початковим дебітом 70 тис. м³/добу. За час експлуатації покладу було видобуто 68,187 млн. м³ газу та 5,285 тис. т конденсату, при цьому добовий видобуток знизився до 5 тис. м³/добу. Водний фактор до квітня 2001 р. складав 0,7-1,3 см³/м³, а з травня 2001 р. варіювався від 5,2 до 6,7 см³/м³, що фактично відповідає вологовмісту видобутого газу. Експлуатація свердловини здійснювалася при постійному робочому тиску на усті, який поступово знижувався через певні проміжки часу (від 19,3 до 6,9 МПа), що дозволяло підтримувати стабільний дебіт. Обмеження робочого тиску обумовлене підготовкою газу на Юліївській УКПГ. Тиск газу на виході з Наріжнлянської УППГ визначається втратами тиску в газопроводі та тиском на виході УКПГ, який підтримується на рівні 8 МПа. Динаміка основних показників розробки горизонту Б-12 (св. 1) наведена в таблиці 2.2.

11.09.2005 р. розпочато розробку горизонту С-5, С-7 за допомогою свердловини 21, з початковим дебітом 180 тис. м³/добу. Станом на 01.07.2011 р. свердловиною 21 видобуто 224,359 млн. м³ газу та 5,464 тис. т конденсату. За період розробки дебіт свердловини знизився до 110 тис. м³/добу. Робочий тиск поступово знижувався з 25,5 МПа до 18,25 МПа. Водний фактор до листопада 2006 р. варіювався від 0,9 до 1,3 см³/м³, що фактично відповідає вологовмісту видобутого газу. У грудні 2006 р. він зріс до 6 см³/м³, а з 2004 р. поступово збільшувався з 15 до 77 см³/м³.

За час дослідно-промислової розробки родовища (горизонти Б-12, С-5-7) були зібрані матеріали щодо вимірювання статичних та пластових тисків, які були заміряні за допомогою глибинного манометра або розраховані за барометричною формулою. Темпи зниження пластового тиску по

свердловинах складають від 5,4 МПа/рік (св. 1) до 2 МПа/рік (св. 21). Характер зниження пластових тисків в часі свідчить про відсутність прояву пружно-водонапірного режиму на поточному етапі розробки.

Порівняння проектних та фактичних показників розробки по горизонтах Б-12, С-5-7 та по родовищу в цілому наведено в таблицях 3.5-3.7. Відхилення фактичного дебіту свердловини від проектного обумовлено, перш за все, технологічним режимом УППГ та сезонними коливаннями.

Основною розбіжністю між проектними та фактичними показниками по горизонтах С-5, С-7 (свердл. 21) є менші прийняті до розрахунку запаси (на 35 %). Тому, попри відповідність проектних і фактичних об'ємів видобутку газу, спостерігається більш повільне зниження пластових та робочих тисків, а також перевищення об'ємів видобутку конденсату.

2.3 Оцінка запасів газу за методом падіння пластового тиску

У роботі для розрахунків були використані запаси газу по родовищу обсягом 610 млн м³, зокрема по горизонті Б-12 – 224 млн м³, по горизонті С-5 – 308 млн м³, та по горизонті С-7 – 78 млн м³. Запаси газу по горизонті Б-12 були уточнені на основі даних розробки за падінням пластового тиску, тоді як запаси по горизонтах С-5 та С-7 були розраховані за допомогою об'ємного методу.

Запаси газу, затверджені ДКЗ України по покладах горизонтів Б-12, С-5, С-7 та в цілому, наведені в таблиці 2.3.

За свердловинами 1 та 21, які перебувають в дослідно-промисловій експлуатації з 6.12.2000 р. та 11.09.2001 р. відповідно, отримано дані, що дозволяють провести оцінку запасів газу за методом падіння пластового тиску (графоаналітичним методом). Для побудови залежності приведенного пластового тиску від сумарних відборів газу були використані заміри статичного тиску, на основі яких було перераховано пластовий тиск, а також результати вимірів пластових тисків за допомогою глибинного манометра.

Залежність приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу по горизонту Б-12 (св.1).

За час, коли свердловина працювала стабільно, отримана залежність має прямолінійний характер, що характерно для газового режиму і дренавані запаси газу оцінюються в 158 млн.м³. Як видно з таблиці 3.4, з III кв. 2008 р. відбулося зростання Рст. і Рпл. по свердловині 1. Згідно результатів ГДС це є наслідком перетоку з нижчезалягаючих горизонтів.

Таблиця 2.3 – Запаси газу Наріжнянського родовища по покладах горизонтів Б-12, С-5, С-7.

Свердловина	Горизонт	Блок	Запаси газу, млн.м ³		
			затверджені ДКЗ України,		
			категорія С1	категорія С2	кат. С1+С2
1	Б-12б	блок св. 1, 21	164	-	164
21	С-5а	блок св. 1, 21	559	-	559
	С-7а	блок св. 1, 21	53	-	53
	С-5а	блок св. 9		526	526
Всього:			776	526	1302

Як видно з рис.2.1, залежність приведенного пластового тиску від сумарного відбору газу за найбільш показовими значеннями (до моменту відбору 58,34 млн.м³ (коли дебіт свердловини знизився до 20 тис.м³/добу) близька до прямолінійної, початкові запаси гор. Б-12, затверджені ДКЗ України, співставимі з дренаваними у св. 1 і складають 164 млн.м³ і 158 млн.м³ відповідно (похибка складає всього 3,7 %). Як видно з рисунку 2.1, з моменту видобутку свердловиною 21 50 млн.м³ газу спостерігається відхилення місця точок від прямолінійної залежності.

Причиною цьому є сумісна робота в свердловині 21 двох пластів горизонту С-7 та пласт горизонту С-5. При окремому випробуванні свердловиною 1 горизонти С-5а та С-7а характеризувались різним пластовим тиском 35,97 та 36,65 МПа, відповідно.

В той же час нижні інтервали мають значно гірші фільтраційні властивості ніж горизонт С-5. Таким чином у початковий період заміри тиску

відповідали тиску в покладі газу горизонту С-5, з часом депресія на нижні пласти зростала, через що горизонт С-7 почав себе проявляти, і відповідно заміри тиску при зупинці свердловини характеризували тиск перетоку з нижніх інтервалів (С-7) у верхній горизонт С-5. Це підтверджується і геофізичними дослідженнями – барботування газу з нижніх інтервалів перфорації через стовп рідини. Враховуючи, що запаси горизонту С-7 на порядок менші за запаси горизонту С-5 приросту запасів не відбувається, фактично останні точки на рисунку 3.5 (лінія 2) описуються прямою залежністю, яка підтверджує запаси в об'ємі 612 млн.м³ визначені по перших точках (лінія 1), що відповідає величині запасів підрахованих об'ємним методом по горизонтах С-5 та С-7 (блок св. 1,21). Враховуючи, що в свердловині 21 одночасно розробляються два горизонти (С-5 та С-7), необхідно розділити визначені дренавані запаси по горизонтах. Зваживши видобуток по параметру kh/μ, визначеного з досліджень свердловини 21 (горизонт С-7 та сумісно С-7+С-5), отримаємо, що видобуток з горизонту С-7 співставляється у відношенні 1:12 від загального видобутку зі свердловини. Таким чином, при такому співвідношенні, умовний розподіл запасів буде таким: 51 млн.м³ – горизонт С-7, 561 млн.м³ – горизонт С-5. Умовність цього розподілу полягає в тому, що не враховано можливість перетоків газу з низькопроникного горизонту С-7 у високопроникний горизонт С-5 через можливу нерівномірність падіння тиску. Однак в кінцевому результаті (при завершених розробки) фактичний розподіл запасів буде саме таким.

Проведений аналіз обводнення свердловин базується на геолого-промислових даних, результатах геофізичних досліджень та результатах досліджень польовим загоном відділу геолого-промислових досліджень, охорони надр та навколишнього середовища УкрНДІгазу.

Свердловина 1 (інт. перф. 3359-3378 м) розробляє гор. Б-12 з грудня 2000 р. з початковим дебітом 70 тис. м³/добу. Протягом періоду експлуатації свердловина працювала стабільно, з поступовим зниженням дебіту газу до 2,55 тис.м³/добу. Водний фактор поступово зростав – з 4,3 см³/м³ в 2001 р. до

6,9 см³/м³ в 2010 г.

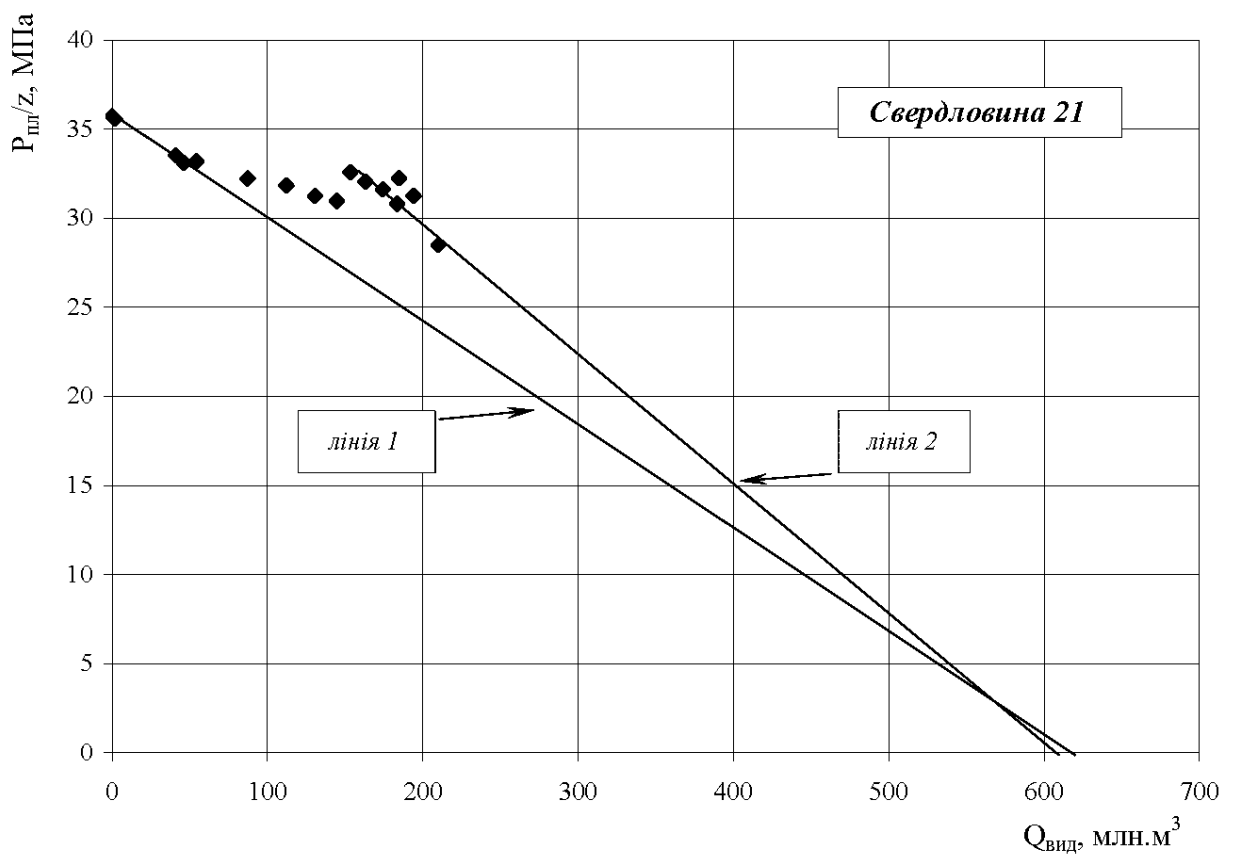
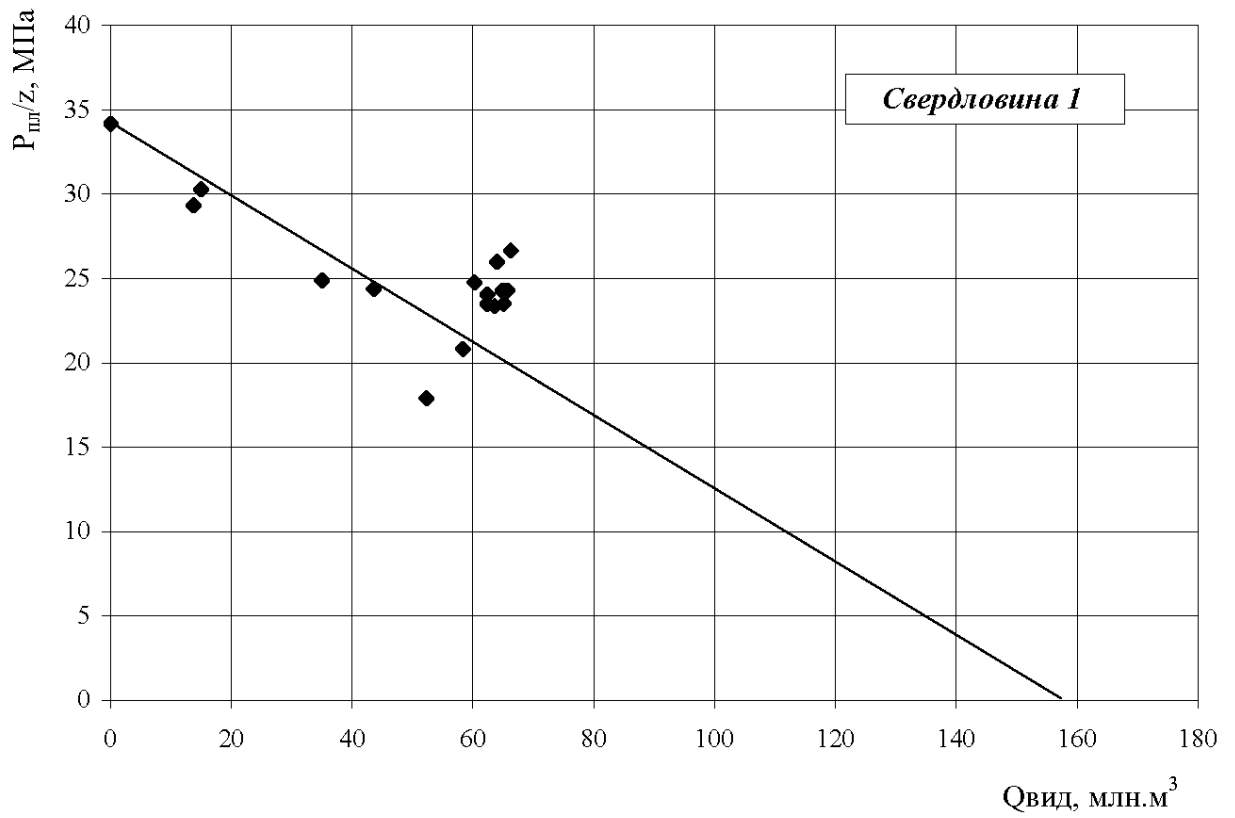


Рисунок 2.1 - Залежність приведенного пластового тиску від сумарного видобутку газу по свердловинах 1 і 21 (горизонти Б-12 і С-5-7) Наріжнлянського ГКР

7-10 жовтня 2018 р. були проведені геофізичні дослідження (методи ЛМ, РЕЗ, НГК, ТК, ММ) з метою контролю за роботою свердловини, визначення поточного положення ГВК, інтервалу та характеру надходження флюїду в стовбур свердловини. За результатами досліджень встановлено, що з пласта в інтервалі 3359,4-3370,8 м надходить газ, а із інтервалу 3370,8-3377,6 відмічається приплив води. ГВК встановлено на глибині 3370,8 м. В 2008 р. на усті свердловини була відібрана проба попутно-промислової води (ППВ) на загальний аналіз.

Найбільш характерною ознакою води є невідповідність величини мінералізації та густини. Понижене значення останньої пов'язано з наявністю у пробі метанолу в кількості 47,88 %. Величина мінералізації становить 8-10 % від мінералізації пластової води. Доля компонентів J і Br теж не вища. Компонентний склад відібраної води подібний компонентному складу пластових вод, з незначними відхиленнями, що обумовлюються наявністю конденсаційної води.

Вказані особливості свідчать про те, що свердловина виносить невелику кількість пластової води, яка не інтенсивно надходить тонкими прошарками або захоплюється із пористого колектора продуктивного горизонту.

Свердловина 21 введена в експлуатацію в вересні 2001 р. на поклад гор. С-5-7 (інт. перф. 3509-3526, 3580-3589, 3590-3595 м) з початковим дебітом 180 тис. м³/добу. Протягом періоду експлуатації дебіт свердловини коливається в межах 160-115 тис. м³/добу. Протягом 2001-2005 років значення водного фактору не перевищувало 1,3 см³/м³.

В 2005 р. на усті свердловини була відібрана проба ППВ. Вода характеризується підвищеною мінералізацією, що обумовлено наявністю у пробі невеликої кількості пластової води і невеликої домішки технічного хлористого кальцію. Остання встановлюється по підвищеному вмісту у пробі Са²⁺, який становить 16,63 %-екв (таблиця 3.30), у той час як у пластових водах він знаходиться на рівні 9-10 %-екв. На присутність пластової води вказує

загальний шестикомпонентний склад та наявність мікрокомпонентів J і Br. Кореляційні коефіцієнти відповідають випадку змішування пластової води з технічним CaCl₂. Отже, ще у 2005 р. до свердловини неінтенсивно надходила пластова вода.

В грудні 2006 р.–січні 2007 р. водний фактор зріс до 6 см³/м³, а в лютому–до 14,1 см³/м³. В наступні місяці експлуатації (до березня 2007 р.) значення водного фактору коливалося на рівні 14,1-16,1 см³/м³.

В лютому 2008 р. на усті свердловини була відібрана проба ППВ. Мінералізація відібраної води досягла рівня мінералізації пластової води серпухівських відкладів. Катіонний і аніонний склад подібний складу пластових вод. Відмічається підвищений вміст сульфатів, що часто спостерігається у попутних водах, у т. ч. на Юліївському НГКР. Вміст мікрокомпонентів, J і Br, відповідає їх вмістові у пластових водах.

У цілому хімічний склад відібраної води вказує на інтенсивне підтягування контурної води до свердловини.

22-23 квітня 2018 р. в свердловині були проведені промислово-геофізичні дослідження (методи ЛМ, РЕЗ, ММ, ТК, ГК-НГК) з метою контролю за розробкою продуктивного розрізу і просуванням пластової води в газоносні горизонти. За результатами досліджень встановлено, що вода в свердловину надходить по заколонному простору крізь нижні діри перфорації розкритого інтервалу 3590-3595 м. Вірогідним джерелом води є водоносний пласт, що залягає нижче (інтервал 3601,6-3607,6 м).

В березні 2019 р. відбулося різке збільшення водного фактору з 14,6 до 40 см³/м³, протягом року водний фактор був на рівні 40-56,1 см³/м³, тобто величина водного фактору значно перевищила величину поточного вологовмісту газу. Це свідчить про те, що свердловина крім конденсаційної виносить воду іншого джерела.

Відібрані на усті свердловини проби ППВ представлені розсолами хлоридного кальцієво-натрієвого складу. Мінералізація і компонентний склад

води ідентичні пластовим водам за всіма показниками, включаючи вміст мікрокомпонентів.

В поточному році свердловина 21 продовжувала виносити пластову воду. За даними промислових досліджень свердловина працює з водним фактором, що коливається в межах 55,9-98,5 см³/м³. Переважаючу кількість попутної води виносить свердловина 21, свердловина 1 працює періодично з низьким видобутком газу (5-25 тис. м³/добу) і, відповідно, води (до 1 м³/добу). Вказана величина водного фактору приблизно у 22 рази перевищує поточний вологовміст газу в пластових умовах. Безсумнівно, свердловина має додаткове джерело надходження води, крім конденсації пароподібної вологи із потоку газу.

Проба води, що відібрана на усті свердловини 21 із пробозбірника, тобто там, де не впливає рідина із свердловини 1, має мінералізацію рівну мінералізації пластових вод розкритих серпухівських відкладів. За компонентним складом видно, що вміст Са і Mg у порівнянні з пластовими водами не відхиляється від фонового, що спостерігається при використанні хлористих солей кальцію і магнію для боротьби з гідратуутворенням. Інші основні компоненти і мікрокомпоненти також мають фонові для пластових вод концентрації.

На УКПГ відібрана проба попутної води, де можлива присутність води із свердловини 1. Але ця проба майже ідентична індивідуальній пробі, що також вказує на превалюючий видобуток води із більш високодебітної свердловини 21.

2.4 Об'єкти розробки на родовищі

Наріжнлянське газоконденсатне родовище є багатопластовим, при цьому поклади розділені на окремі блоки: блок свердловин 1 і 21 (основний блок) та блок свердловини 9. Однією з характерних рис родовища є наявність великої кількості продуктивних горизонтів, які перетинаються в плані, і в яких

зосереджені невеликі запаси вуглеводнів. Станом на 01.01.2022 р. в розробці перебувають лише три продуктивних горизонти: свердловиною 21 розробляються газові поклади горизонтів С-7 та С-5, а свердловиною 1 — газовий поклад горизонту Б-12. Інформація щодо інших покладів базується лише на результатах геофізичних досліджень та випробувань на бурових трубах і в експлуатаційних колонах у пошукових свердловинах.

При визначенні експлуатаційних об'єктів необхідно комплексно враховувати колекторські властивості продуктивних горизонтів, розміри покладів та їх запаси, режим розробки окремих покладів та фізико-хімічні властивості газу. Більшість горизонтів, визначених як газonosні, містять незначні запаси газу (від 2,5 млн м³ до 25,3 млн м³), що відносяться до категорій С2 і С3.

Єдиним горизонтом, який на сьогодні не розробляється, але заслуговує на увагу, є горизонт С-5а в блоці свердловини 9. Запаси цього горизонту оцінені в 526 млн м³ за категорією С2, і газonosність цього горизонту в межах родовища підтверджена розробкою в блоці свердловин 1 і 21.

Інші горизонти можна розглядати лише як можливі об'єкти для повторного використання існуючих свердловин після виснаження поточних робочих горизонтів. Оскільки на даному етапі розвіданості родовища розрахунки для таких горизонтів є неможливими, їх можна буде оцінити лише в майбутньому.

Згідно з сучасним розумінням геологічної будови родовища, доцільно виділити наступні об'єкти для розробки:

- I-й експлуатаційний об'єкт – газовий поклад горизонту Б-12 (блок свердловин 1, 21);
- II-й експлуатаційний об'єкт – газові поклади горизонтів С-7а та С-5а (блок свердловин 1, 21);
- III-й експлуатаційний об'єкт (перспективний) – газовий поклад горизонту С-5а (блок свердловини 9).

Таким чином, розробка родовища здійснюватиметься двома існуючими

свердловинами 1 та 21, а за економічної доцільності — ще однією проектною свердловиною 50.

Інші поклади (гор. Б-10, Б-11а, Б-11б, Б-12а, С-4а1, С-4а2, С-4а4, С-4б, С-5б, В-20), які в даний час є попередньо розвідані (з невизначеною продуктивністю) і загальні запаси по них за категорією С3 складають 509 млн.м³ пластового газу та 21 тис.т конденсату слід розглядати як об'єкти повернення в свердл. 1, 21 та інш.

2.5 Техніка і технологія видобутку газу

Свердловина 1 пробурена на глибину 4286 м, обладнана комбінованою експлуатаційною колоною Ø 146x140 мм, спущеною до глибини 3635 м. Ліфтові труби Ø 73x60,3 мм спущені до глибини 3362 м. Устя свердловини обладнано фонтанною арматурою (ФА) АФ6М-50x700, колонною головкою (КГ) ООК-3-700 вітчизняного виробництва.

Свердловина 21 пробурена на глибину 3650 м і обладнана експлуатаційною колоною Ø 140x168 мм, спущеною на глибину 3650 м. Ліфтові труби Ø 73x60,3 мм спущені до глибини 3590 м. Устя свердловини обладнано фонтанною арматурою АФ6М-50x700, колонною головкою ООК-3-700 вітчизняного виробництва.

Ізоляційні цементні мости (ЦМ) встановлені тільки в св.1 на гл.3531-3610 м, 3501-3530 м, 3462-3501 м.

Результати перевірки технічного стану свердловини показали, що наземне і підземне обладнання визнане справним і герметичним, за колонні перетоки відсутні. Одночасно також було встановлено надходження газу в свердловину з нерозкритого пласта-колектора в інтервалі 3450-3455 м, хоча згідно результатів опробування даний об'єкт виявився „сухим” і з нижчезалягаючих пластів-колекторів гор. С-5 в інтервалі 3485-3492 м через

негерметичність ізоляційного ЦМ, яким він був відсічений. Таким чином, експлуатація свердловини на сьогоднішній день ведеться з інтервалу 3359-3370 м при існуючому інтервалі перфорації 3359-3378 м.

Згідно висновків досліджень водного режиму від лютого 2009 р. і червня 2010 р., свердловина виносить невелику кількість пластової води, яка не інтенсивно надходить тонким прошарком із пористого колектора продуктивного горизонту, який не забезпечує достатньої швидкості потоку газу, для повного і рівномірного винесення її з вибою. Таким чином обводнення свердловини відбувається через низький її дебіт, вода не інтенсивно підтягується до вибою і пачками виноситься до устя.

Починаючи з грудня 2009 р. свердловина періодично почала задавлюватися пластовою водою і на протязі 2010-2011 років експлуатація велась періодично з подальшим зниженням дебіту до 5 тис.м³/добу, при цьому середній конденсатний фактор (КФ) - 103 г/м³, водний фактор (ВФ) - 6 см³/м³.

В вересні 2001 р. введена в експлуатацію свердловина 21 (гор. С-5+С-7) з початковим дебітом 180 тис.м³/добу.

На протязі п'яти років експлуатація свердловини велась стабільно з дебітом газу 150-160 тис.м³/добу без явних ускладнень. Починаючи з лютого 2006 р. різко збільшився ВФ з 6 до 14 см³/м³ при дебіті води 2,2 м³/добу.

Через два місяці свердловина почала експлуатуватися з постійним виносом пластової води, ВФ зростав (до 16 см³/м³) при зниженні дебіту до 140 тис.м³/добу, з цього часу подальша експлуатація почалася з постійним виносом пластової води.

На протязі всього періоду експлуатації дослідження водного режиму на свердловині проводилось 12 разів, практично кожні півроку: в 2000 р. встановлено, що до свердловини не інтенсивно почала надходити пластова вода; в лютому 2006 р. – почалося інтенсивне підтягування до свердловини контурної води; в 2008 р. дослідження проводились в травні і червні, згідно яких встановлено, що свердловина почала виносити пластову воду, а в 2009 р.

– (в січні, травні і в червні), було підтверджено продовження обводнення свердловини і періодичний виніс води на поверхню.

Для забезпечення стабільної експлуатації свердловин у майбутньому необхідно передбачити контроль за їх надійним технічним станом, включаючи:

- Ревізію насосно-компресорних труб (НКТ) та фонтанної арматури (ФА) не рідше одного разу на 3 роки;
- Систематичний нагляд за герметичністю підземного обладнання;
- Періодичне шаблонування НКТ за потребою.

Газ необхідно відбирати відповідно до оптимально розрахованого режиму роботи свердловини.

Щоб покращити видобувні характеристики свердловини 1, слід виконати такі заходи: провести селективну ізоляцію обводненого горизонту за допомогою закачки полімерного заповнювача на основі 1%-го поліакриламід з 0,1%-ним ПАР або закачати гідрофобізуючу кремнійорганічну рідину з 12%-ною соляною кислотою HCl у співвідношенні 1:1, відповідно до індивідуального плану робіт, із подальшою інтенсифікацією видобутку.

Колекторами газу продуктивних горизонтів Б-12, С-5 і С-7 являються поліміктові пісковики і крупнозернисті алевроліти.

Свердловина 1 введена в експлуатацію у грудні 2000 р. з дебітом 70 тис.м³/добу при пластовому тиску 32,2 МПа. Продуктивний колектор свердловини 1 в розкритому інтервалі 3359-3378 м представлений глинистим пісковиком з карбонатними включеннями. Коефіцієнт пористості – 17-19 %, газонасиченості – 75-80 %. В поточний час свердловина працює з дебітом 5 тис.м³/добу. Для очищення привибійної зони пласта з метою збільшення дебіту на свердловині рекомендується проведення кислотної обробки після ліквідації негерметичності цементного моста. Кислотну обробку виконують в дві стадії. Спочатку необхідно провести кислотну обробку зони перфорації за допомогою кислотної ванни об'ємом 3 м³ розчином 6 % соляної кислоти.

Освоїти свердловину, потім закачати в пласт 9 м³ глинокислотного розчину, який містить 13 % соляної та 3 % плавикової кислот. Через 1 годину приступити до освоєння свердловини.

Для розробки горизонтів С-5+С-7 в 2001 р. введена в експлуатацію свердловина 21. В поточний час свердловина працює з дебітом 120 тис.м³/добу, при ГВФ 56 мл/м³. Геофізичними дослідженнями встановлено, що в свердловина по за колонному простору через нижні отвори інтервалу перфорації поступає вода. Тому не слід проводити будь які роботи з інтенсифікації.

Висновки

Прогнозні підрахунки видобутку газу здійснюються за двома сценаріями. Згідно з першим сценарієм, продовжується експлуатація родовища на виснаження наявним чинним фондом свердловин (1, 21). Освоєння покладів родовища за другим сценарієм подібне до першого, але для залучення до експлуатації запасів горизонту С-5а блок свердловини 9 (в обсязі 526 млн.м³ за категорією С2) передбачається буріння додаткової свердловини.

Виходячи з вищезазначеного, приймається, що освоєння III-го об'єкта буде здійснюватися за допомогою однієї свердловини – 50, яка перейде з розвідувального фонду в промисловий. Розташування проєктної свердловини 50 пропонується на відстані 380 м на північний схід від свердловини 9, 800 м на південь від свердловини 1 (глибина проєктної свердловини 50 – 3700 м).

При подальших рекомендаціях стосовно вдосконалення розробки родовища необхідно враховувати систематичне накопичення піску на вибоях експлуатаційних свердловин.

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ І ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ

3.1 Забезпечення стійкості колекторів та стабільності привибійної зони пласта за допомогою фільтрів

Стійкість гірських порід – це здатність геологічних утворень підтримувати рівновагу під впливом зовнішніх сил. Вона визначається характеристиками структури (внутрішня організація, взаємодія та зв'язки мінералів), фізико-механічними властивостями порід та напруженнями, які виникають у них. Окрім природних властивостей, на стабільність колекторів також впливають додаткові напруження, що формуються під час розкриття колекторів та освоєння свердловин, а також порушення міцності порід через процеси глушіння свердловин і виконання інших робіт у стовбурі, зокрема проникнення бурового розчину або води в пласт. Дослідження показали, що при насиченні водою міцність гірських порід знижується. Загалом стійкість порід у зоні привибію залежить від глибини та умов залягання пластів, дії гірського і бокового тиску, фізико-механічних характеристик порід, а також від властивостей рідин і газів, що насичують пласт (природні фактори). До того ж важливими є умови розкриття та освоєння пласту, величина депресії тиску, швидкість руху потоку в зоні привибію тощо (техногенні фактори).

Руйнування гірських порід у привибійній зоні можна розглядати як пошкодження каркасу пласта через високі напруження, а також через вплив фільтраційного натиску, що спричиняє вимивання і винос дрібнодисперсних частинок з колектора.

Деградація каркаса в привибійній зоні залежить від стану напруження породи. Напруження, при якому відбувається пластична деформація або руйнування колектора, називається граничним напруженням. Гірські породи

відносяться до пружно-крихких матеріалів, які зазнають деформацій, за винятком випадків всебічного стиснення. Вони руйнуються, коли напруження досягають межі пружності. У добре зцементованих пісковиках механізм руйнування привибійної зони можна описати як відокремлення часток пісковика від поверхні перфораційних каналів і подальше їх винесення, що спричиняє формування і розширення каверн, з перерозподілом напружень, за яких процес руйнування поступово припиняється. Руйнування відбувається як за нормальних, так і за дотичних напружень.

Дотичним напруженням може протистояти лише каркас гірської породи, в той час як нормальному – напруження твердої частинки та тиск рідини, що заповнює пори. Тому деформація породи викликається не повним нормальним напруженням, а різницею між ним і тиском рідини, тобто ефективним напруженням. Згідно з теорією нормальних напружень, руйнування настає, коли максимальне нормальне напруження досягає тимчасового опору на розрив. При цьому руйнування викликається додатковим видовженням або поперечним розширенням, що є рівноцінними, якщо межа міцності на стиснення в 3-4 рази перевищує міцність на розтягнення.

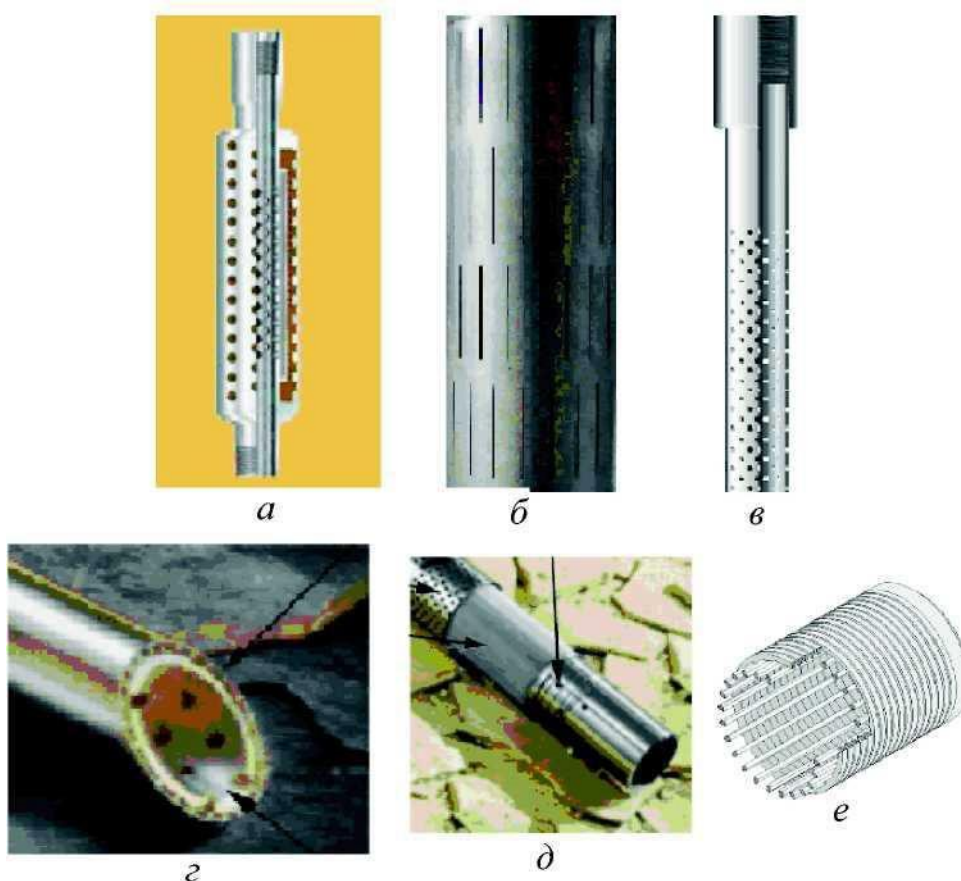
Опір розриву гірських утворень значно менший (у 10-100 разів) порівняно з опором стисканню. Наприклад, деформація пісковиків визначається переважно деформацією їх цементуючої складової, оскільки пісковик в основному складається з кварцових зерен (близько 90%), а кварц майже не має пластичних деформацій. У міцних породах, чия стійкість достатня для запобігання розмиванню, руйнування викликаються механічними напруженнями в пласті, спричиненими гірським тиском і тиском пластових рідин.

Отже, можна зробити висновок, що руйнування каркасу пласта, в залежності від величини напружень у ньому, може відбуватись через утворення великих каверн у зоні привибію (обвалювання стінок) і деформацію породи (поперечні зміни).

Практика експлуатації свердловин у нестійких колекторах показує, що найбільш ефективним методом боротьби з піскопроявами є встановлення спеціальних фільтрів в експлуатаційній колоні, що запобігають потраплянню піску з пласта в свердловину.

Фільтри – це різні пристрої для затримання піску. Їх використання полягає в затримці частинок піскового матеріалу продуктивного пласта навколо отворів штучного фільтра. Фільтр має затримувати 70-80% великих часток породи пласта і пропускати дрібні частки (не більше 20-30%). За таких умов зберігається механічна стійкість каркаса пласта, хоча важливо намагатися затримувати всі частки породи. Фільтр має пропускати пластові флюїди і створювати мінімальний гідравлічний опір, запобігаючи проникненню твердої фази в свердловину, утворенню піщаних корків на вибоях і значному зниженню дебіту свердловини.

У фільтрах важливими конструктивними параметрами є розміри щілин по відношенню до діаметра часток пластового піску, що виноситься (рис.3.1).



- а) гравійні; б) щілинні; в) перфоровані; г) дротяні;
- д) сітчасті; ж) фільтр з опорним елементом.

Рис. 3.1 – Свердловинні фільтри

Розміри щілин проектується таким чином, щоб повністю запобігти виносу піску при допустимій продуктивності свердловини. Ця задача вирішується шляхом вибору оптимального співвідношення між розмірами щілин і частками піску [7].

Надходження піску у свердловини, обладнані протипісочними фільтрами, зумовлене такими факторами [8]: – неправильний вибір розмірів міжвиткових зазорів фільтрів через відсутність точних даних про гранулометричний склад порід пласта в зоні екранування; – збільшення питомого навантаження на поверхню фільтроелементів і, як результат, їх руйнування через кольматацію частини поверхні глинистими складовими порід; – тривала експлуатація свердловини без належної гравійної набивки навколо фільтроелементів, що призводить до ерозійного руйнування; – недостатня міцність матеріалу фільтроелементів від ерозійно-корозійного зношування під час експлуатації.

Аналіз роботи протипісочних фільтрів, які виробляються як вітчизняними, так і зарубіжними компаніями і застосовуються в нафтогазовій практиці, показує, що фільтри повинні відповідати таким основним вимогам: – надійність і простота в експлуатації; – здатність відділяти великі фракції піску від дрібних; – збереження структури та проникності пористого середовища; – наявність необхідної механічної міцності та стійкості до корозії і ерозії; – забезпечення надійного гідродинамічного зв'язку з пластом та суфозійної стійкості порід у зоні привибою; – низька схильність до забруднення і можливість очищення фільтра без його підйому на поверхню.

Залежно від конструкції та технології виготовлення фільтри поділяються на трубні, гравійні та металокерамічні.

Для свердловин Наріжнрянського родовища рекомендовано встановлювати трубні або щілинні фільтри, які забезпечують зменшення винесення піску з привибійної зони (ПЗС).

Трубні фільтри виготовляються із труб і опускаються у свердловину на обсадних трубах під час будівництва свердловини або за допомогою колони насосно-компресорних труб (НКТ) всередину обсадної колони. Їх поділяють на прості (з отворами від 1,5 до 20 мм і щілинами від 0,4 до 0,5 мм на трубі) і складні, що складаються з простих фільтрів, до яких додаються дротяні, кнопкові, кільцеві або фільтропакети.

Найдешевшими є щілинні фільтри, які являють собою труби з різними типами горизонтальних або вертикальних щілин [11]. Ширина вертикальних щілин з паралельними стінками варіюється від 0,3 до 12,7 мм, а вертикальних розширених щілин – від 0,5 до 12,7 мм. Ширина горизонтальних щілин, розширених всередину, становить від 0,25 до 2,29 мм.

Піщані фільтри традиційно використовуються для попередження надходження піску в свердловину, але їх істотним недоліком є схильність до засмічення, що може призвести до їх блокування. Як результат, зменшується видобуток вуглеводнів і знижується рентабельність свердловини. Відновлення видобутку – це дорогий процес, оскільки для видалення піску необхідно піднімати свердловинне обладнання і піщаний фільтр, який потребує очищення або заміни.

Самоочисний піщаний фільтр, випробуваний у центрі RМОТС (США), не має таких обмежень – як тільки пісок починає надходити до стінок фільтра, спрацьовує механізм зворотного змивання, що поєднується з вібрацією.

3.2 Застосування сучасних хімічних композицій для кріплення порід у привибійній зоні пласта

До хімічних методів запобігання піскопроявів відноситься застосування методів стабілізації привибійної зони пласта за допомогою композицій смол і

сумішей, які формують проникний тампонажний камінь, що виконують роль фільтра. Ці методи дозволяють зберігати колекторські характеристики пласта, забезпечують якісне вторинне розтинання, що допомагає уникнути виносу піску в свердловину.

Проникні тампонажні склади

Дослідження показують, що роль фільтрату може виконувати високопроникний тампонажний камінь, що утворюється через захоплення закачаної в свердловину тампонажної суміші. Найбільший інтерес представляють суміші портландцементів, як найбільш дешево і доступне в'язуче. Портландцемент нетоксичний, зручний у використанні і утворює досить міцний камінь, який зберігає свої характеристики з часом.

Відомою є тампонажна композиція для закріплення привибійної зони, що містить в мас. %: 30-40 цементу, 20-30 піску, 10-15 хлористого натрію, 3-5 фосфомелу — відходу виробництва на основі карбонату кальцію та водний розчин хлористого натрію — решта.

Існує спосіб кріплення свердловини за допомогою цементного розчину, що включає послідовне закачування миючої буферної рідини і трьох порцій цементного розчину, який відрізняється тим, що для першої та другої порції цементного розчину використовують розчин щільністю 1650-1750 кг/м³ з ерозійними властивостями. Ці суміші містять портландцемент і абразивний матеріал — дрібний кварцовий пісок із середнім розміром часток не більше 1 мм у співвідношенні 100:8 до 100:10, а також полівінілспирт (ПВС-ВР) у кількості 0,4-0,6% та піногасник у кількості 0,04-0,06% за масою цементу. Як третю порцію використовують зазначений цементний розчин з додаванням хлористого кальцію (2%) та хлористого натрію (1%), які призначені для прискорення захоплення цементного розчину і мають синергетичний ефект. Щільність цього розчину становить не менше 1850 кг/м³.

Недоліками цього способу є чутливе зниження фільтраційних властивостей пласта після обробки, мала успішність операцій, що проводяться через неконтрольований час затвердіння і швидку втрату плинності.

Одним із традиційних методів є встановлення цементних мостів у нижній частині свердловини. Однак цей метод малоефективний (ефективність трохи більше 30%), оскільки вода продовжує просуватися пластом поза встановленим мостом. Ефект є тимчасовим, і через короткий міжремонтний період необхідно проводити повторний ремонт.

Використовується також технологія кріплення та склад на цементно-карбонатній основі (ЦКО), який утворює міцний та проникний бар'єр у привибійній зоні. Ефективність обробки залежить, головним чином, від якості та кількості ЦКО та темпу його нагнітання в пласт, що визначає умови формування міцного та проникного екрану в привибійній зоні.

Основні компоненти складу:

- портландцемент тампонажний;
- карбонатний пісок (фракція 0,5-5,0), що містить CaCO_3 не менше 90%;
- синтетична соляна кислота;
- нафта;
- технічна вода (прісна чи морська);
- чистий кварцовий пісок (фракція 0,5-0,85).

Нафта, яка входить до складу рідини для замішування ЦКО, є сповільнювачем початку схоплювання бетону, збільшуючи тривалість впливу соляної кислоти на карбонатну речовину. Вона також служить носієм піску.

Максимальний пластовий тиск не повинен перевищувати 10 МПа, а температура вибою — 50°C. Пластовий тиск і температура повинні бути нижчими від критичних значень, при яких CO_2 не знаходиться в розчиненому стані.

ЦКО продавлюють у привибійну зону пласту як буферну рідину. Після завершення процесу, за наявності тиску, герметизують гирло свердловини і протягом 72 годин спостерігають за манометром. Через 3-5 діб після затвердіння розчину перевіряють забій і рівень, а за потреби — очищають чи розбурюють пробку.

До недоліків цього методу можна віднести малу ефективність і тривалість операції.

Кріплення смолами

Технологія кріплення привибійної зони свердловин передбачає використання методу тампонування під тиском з полімерними складами, що містять синтетичну смолу, затверджувач і реагенти для підвищення міцності та проникності закріпленої зони пласта.

Кріплення смолами займає значну частку серед методів боротьби з піскопроявами, про що свідчить велика кількість патентів, як вітчизняних, так і зарубіжних.

а) Карбамідні смоли

Відомий спосіб кріплення привибійної зони пласта, що включає створення фільтра через закачування застиглого полімерного складу в привибійну зону. Як полімерний склад використовують водний розчин карбамідної смоли, хлористого амонію та нітриту натрію в наступних пропорціях, мас. %:

- карбамідна смола – 80%;
- хлористий амоній – 1-3%;
- нітрит натрію – 1-3%;
- вода – решта.

Розчин закачують у привибійну зону свердловини, після чого продавлюють гідрофобною рідиною і витримують протягом доби для реакції та затвердіння. Основний принцип методу полягає в частковому заповненні міжзернового простору породи застиглим розчином смоли через розмазування її гідрофобною рідиною.

При реакції хлористого амонію і нітриту натрію в пластових умовах виділяється азот, що забезпечує утворення пористої структури в затверділому матеріалі та покращує зміцнювальні властивості складу через підвищення адгезійної міцності полімерної плівки до мінеральних зерен.

Застосування цієї композиції є технологічно простим. До складу входять доступні нетоксичні компоненти, що виробляються промисловістю у великих обсягах, і їх вартість невелика. Однак застосування цієї композиції знижує проникність привибійної зони на 35-40% від початкової, а міцність скріплення складає лише близько 2 МПа.

Цей спосіб кріплення рекомендується використовувати на родовищах як доповнення до використання піщаних фільтрів для стабілізації ПЗС.

3.3 Розробка рекомендацій з попередження скупчення твердої фази на вибої свердловини

Вибір технологічного режиму

Згідно з результатами експериментальних досліджень, для виведення частинок твердої фази з вибою свердловини необхідна певна швидкість руху газового потоку на вході в НКТ, яка залежить від діаметра частинок. В межах зміни діаметра частинок від 0,1 до 1 мм, необхідна швидкість руху газового потоку варіюється від 0,985 до 10,2 м/с.

Для забезпечення цієї швидкості руху газового потоку на вході в НКТ можна вибрати конструктивні розміри НКТ (діаметр та глибину опускання) і технологічні параметри роботи свердловини (тиск на усті). Якщо в пласті присутній пісок, необхідно уточнити діаметр НКТ (зменшивши його) і опустити башмак НКТ до нижніх отворів інтервалу перфорації. Також слід, де можливо, знизити устьовий тиск, що дозволить зменшити вибійний тиск. Це призведе до збільшення дебіту газу, який припливає з пласта в свердловину, а також до розширення газу, що збільшить швидкість його руху на вході в НКТ.

Якщо технічні умови не дозволяють досягти необхідної швидкості руху газу на вході в НКТ для винесення твердої фази, рекомендується використовувати пінні системи для запобігання скупченню частинок піску на вибої свердловини.

Для цього розроблено склад робочого розчину (агента), який слід вводити в затрубний простір свердловини дозовано. Склад розчину включає водний розчин 1% мас пінотворної ПАР – стінолу або савенолу SWP і 0,5% мас стабілізатора піни – гуарової смоли. Цей розчин має високі значення кратності та стійкості піни. Кратність піни водного розчину 1% стінолу і 0,5% гуарової смоли за температур 20°C, 40°C і 60°C становить відповідно 28,1; 28,67 і 30, а стійкість піни – $11,67 \cdot 10^6$, $9,7 \cdot 10^6$ і $6,8 \cdot 10^6$ с/м³.

Запропонований розчин водного розчину 1% стінолу або савенолу SWP і 0,5% гуарової смоли слід запомповувати у затрубний простір свердловини централізовано через інгібіторопроводи з установки комплексної підготовки газу, дозовано за допомогою присвердловинної установки типу «Лотос» або періодично за допомогою пересувних насосних агрегатів.

Для прикладу, наведено результати розрахунку витрати цього розчину на 36 Залужанському газовому родовищі, де визначено масову витрату пінотворної ПАР стінолу – 4,883 кг/д, масову витрату стабілізатора піни – гуарової смоли – 2,442 кг/д, а також витрату робочого розчину – 0,029 м³/д.

Щодо очищення від твердої фази вибою свердловин пінами, за результатами лабораторних досліджень було розроблено склад водного розчину з новим стабілізатором піни – ксантановою смолою. Цей склад забезпечує утворення піни з високими характеристиками: кратність піни за температури 20°C досягає 28,33, за 40°C – 29,35, а за 60°C – 33,04. Лабораторні дослідження підтвердили високу стійкість піни протягом 10 хвилин.

Швидкість винесення частинок піску потоком піни запропонованого складу змінюється від 0,017 до 0,064 м/с і є в 57 разів меншою за необхідну швидкість руху газу для винесення частинок піску цього діаметра.

Технологія промивання піщаного корка піною запропонованого складу подібна до технології промивання аерованою рідиною.

3.4 Обґрунтування діаметра насосно-компресорних труб і колони гнучких труб, витрати промивального агента для промивання піщаного корка на вибої свердловини

Для винесення частинок твердої фази з вибою свердловин необхідна певна швидкість руху промивального агента в промивальних трубах і затрубному просторі. Вона залежить від діаметрів експлуатаційної колони, НКТ і колони гнучких труб (КГТ), через які ведуться роботи, густини промивальної рідини, діаметра і густини твердих частинок і допустимої витрати запомповуваної промивальної рідини.

За результатами виконаних досліджень промивання піщаного корка на вибої свердловини з використанням колони гнучких труб (КГТ), опущених всередину колони насосно-компресорних труб (НКТ), більш ефективним є пряме промивання, при якому досягаються менші значення вибійного тиску, ніж при зворотному промиванні, тому у процесі ліквідації піщаного корка на вибої свердловини менша кількість промивального агента може поглинатися пластом. При зворотному промиванні піщаного корка більша швидкість руху висхідного потоку промивального агента з піском і відповідно менша тривалість процесу, проте більший вибійний тиск і може мати місце заклинення твердою фазою частини колони гнучких труб, яка знаходиться на барабані.

За результатами дослідження для свердловини глибиною 2600 м за висоти піщаного корка 14 м пропонуються такі характеристики процесу прямого промивання піщаного корка різними промивальними агентами: для води – витрата – $0,0034 \text{ м}^3/\text{с}$, внутрішній діаметр КГТ – $0,0325 \text{ м}$, внутрішній діаметр НКТ – $0,062 \text{ м}$; тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – $28,2 \text{ хв}$; для гідрофобно-емульсійного розчину (ГЕР) – витрата – $0,0027 \text{ м}^3/\text{с}$, внутрішній діаметр КГТ – $0,0325 \text{ м}$, внутрішній діаметр НКТ – $0,062 \text{ м}$, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – $18,43 \text{ хв}$; для газоподібних агентів – витрата – $0,133 \text{ м}^3/\text{с}$,

внутрішній діаметр КГТ – 0,0381 м, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – 28,75 хв; для піни – витрата – 0,0037 м³/с, внутрішній діаметр КГТ – 0,0325 м, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – 23,11 хв. При цьому вибійний тиск при прямому промиванні піщаного корка різними промивальними агентами становить: для води – 30,52 МПа, для ГЕР – 38,1 МПа, для газоподібного агента – 24,157 МПа, для піни – 20,91 МПа.

Найефективнішими промивальними агентами є азот і піна. Вони забезпечують менші тиски на вибої свердловини у процесі промивання піщаного корка, ніж вода і ГЕР. У разі поглинання азоту пластом у подальшому при освоєнні свердловини весь поглинутий азот виноситься із пласта, проте більш ефективним є застосування піни для промивання піщаного корка на вибої свердловини. Піна створює менший тиск на вибій, ніж азот і повніше очищує вибій від твердої фази в результаті зв'язування її у пінну систему. При цьому попереджається можливе осідання твердої фази на муфтових з'єднаннях труб і утворення “завислих” корків у затрубному (кільцевому) просторі при підніманні на поверхню промивального агента із піском.

3.5 Обґрунтування діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта з нестійкими породами

Експлуатація свердловин у нестійких породах супроводжується руйнуванням привибійної зони пласта (ПЗП). Процес руйнування порід у цій зоні розпочинається, коли збільшення дебіту газу (депресії на пласт) призводить до досягнення критичного значення градієнта тиску на стінці вибою свердловини. З подальшим зростанням дебіту газу збільшується і радіус руйнування порід. У дослідженнях ставилося завдання визначити, за якого діаметра стовбура свердловини та дебіту газу не відбувається руйнування ПЗП.

Результати досліджень показали, що кратність збільшення діаметра стовбура свердловини, вище якої дебіт газу суттєво не змінюється, становить:

- для низькодебітних свердловин – у 13,92 рази;
- для малодобітних свердловин – у 5,176 рази;
- для середньодобітних свердловин – у 2,009 рази;
- для високодебітних свердловин – у 1,037 рази.

Однак кратність збільшення діаметра у 13,92 рази для низькодебітних свердловин є економічно недоцільною та технічно неможливою, тому слід обмежитися меншим, економічно доцільним і технологічно здійсненним ступенем збільшення діаметра стовбура свердловини. Рекомендовані оптимальні значення варто враховувати під час розширення стовбура в інтервалі продуктивного пласта, щоб збільшити дебіт газу у нестійких породах без їх руйнування.

3.6 Упровадження технологій створення гравійної набивки у привибійній зоні свердловини

Розширення діаметра стовбура свердловини в нестійких продуктивних пластах із метою запобігання їх руйнуванню та збільшення дебіту газу не завжди є економічно доцільним і технологічно простим. Крім того, під час збільшення діаметра стовбура в інтервалі продуктивного пласта у привибійній зоні утворюється порожнина, яка поступово заповнюється мулом і частинками породи, що може призвести до негативного результату.

Ефективнішою та простішою альтернативою є збільшення діаметра стовбура на меншу величину та створення у розширеному привибійному просторі гравійної набивки.

Теоретичні дослідження показали, що дебіт газової свердловини з гравійною набивкою зростає зі збільшенням її товщини та проникності. Оптимальні значення, отримані методом найменших квадратів, є такими:

- відношення проникності гравійної набивки до проникності пласта – 2,4;
- товщина гравійної набивки – 0,4 м.

Ці параметри рекомендується враховувати під час вибору діаметра зерен гравію та товщини гравійної набивки для конкретного пласта-колектора.

Технологічна послідовність робіт із створення гравійної набивки

1. Розширення стовбура свердловини в інтервалі пласта-колектора.
2. Уточнення діаметра розширеної частини за допомогою каверноміра.
3. Складання вузла гравійного фільтра (або металевого каркасу) та опускання його у свердловину на колоні НКТ.
4. Промивання свердловини протягом 5–6 циклів.
5. Монтаж і обв'язка наземного обладнання, намівання гравію у зафільтрований простір (про завершення процесу свідчить різке збільшення тиску нагнітання).
6. Промивання свердловини від залишків гравію до отримання чистої води.
7. Оцінка кількості намитого гравію та освоєння свердловини після встановлення експлуатаційного обладнання.

Для свердловин із градієнтом тиску $grad\ p_{пл} < 10^{-2} \text{ МПа/м}$ рекомендується застосовувати звичайні промивальні рідини, тоді як для свердловин із градієнтом $grad\ p_{пл} \geq 2 \times 10^{-2} \text{ МПа/м}$ потрібно використовувати рідини з підвищеною густиною та обладнувати гирло регулювальним штуцером.

Розширення стовбура здійснюється гідравлічним розширювачем. Після розмивання відкритого стовбура бокові важелі розширювача складаються шляхом припинення подачі промивальної рідини.

Кількість необхідного гравію для набивки визначається за результатами кавернометрії. Перед нагнітанням гравій сортують за фракціями за допомогою вібраційних сит, таких як СВ-1 або СВС, а також обробляють 15% розчином соляної кислоти.

Висновки

На свердловинах Наріжнрянського родовища пропонується встановлення трубчастих або щілинних фільтрів, що забезпечать зменшення виносу піску з привибійної зони. У разі накопичення піску на вибої, рекомендується застосування пінних систем для промивки.

За підсумками аналітичних досліджень, пропонується запровадження технологій для підвищення ефективності експлуатації свердловин з нестабільними колекторами, що включають наступні наукові розробки:

1. Обґрунтовано вибір параметрів технологічного режиму експлуатації свердловин та конструкції колони насосно-компресорних труб для забезпечення виносу частинок твердої фази з свердловин газовим потоком.

2. Запропоновано склад хімічних агентів для безперервного виносу частинок твердої фази з вибою свердловин піною з використанням піноутворювачів ПАР стінолу або савенолу SWP та 0,5 % маси стабілізатора піни – гуарової смоли.

3. Аргументовано вибір товщини та проникності гравійної набивки в привибійній зоні свердловини з нестабільними колекторами, при яких запобігається винос піску з пласту до свердловини.

4. Рекомендується застосування способу кріплення карбамідними смолами на родовищі у якості доповнення до закріплення привибійної зони піщаними фільтрами з гравійною набивкою.

РОЗДІЛ 4

ТЕХНОЛОГІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ

4.1 Обґрунтування вихідних даних, розрахункової моделі і методики прогнозних розрахунків

Геолого-фізична модель покладів і початкові запаси встановлені відповідно до Підрахунку запасів, затвердженого ДКЗ [4]. На основі цих даних, а також результатів вивчення свердловин, вимірювання пластових тисків і температур, фізико-хімічного аналізу пластових флюїдів та історії їх експлуатації, у цій роботі прийнято початкові параметри для прогнозних розрахунків показників розробки. Зазначені параметри подані у таблиці 4.1.

Обсяги запасів узгоджуються з оцінками, виконаними шляхом аналізу зниження пластового тиску в рамках цього дипломного проєкту. Для III-го об'єкта в розрахунках враховано всі запаси категорії С2 у кількості 526 млн м³ [4].

Коефіцієнти фільтраційних опорів і гідравлічного опору НКТ розраховані на основі результатів нещодавніх досліджень відповідних свердловин у стабільних робочих режимах. Для горизонту С-5а (блок свердловини №9) за аналогією використано коефіцієнти, визначені під час первинних досліджень свердловини №21 цього горизонту в межах блоку свердловин №1 і №21.

Головним фактором, що обмежує роботу свердловин, є допустимий робочий тиск. Після попереднього очищення газ із родовища транспортується газопроводом завдовжки приблизно 19 км на установку попередньої підготовки газу (УППГ) східного блоку Юліївського НГКР, звідки через магістраль довжиною 5 км – на УКПГ цього ж родовища.

Передбачається, що розробка покладів здійснюватиметься за газового режиму, що підтверджується історичними даними.

Таблиця 4.1 Вихідні дані для газодинамічних розрахунків показників розробки Наріжнрянського ГКР

Розрахунок ключових показників розробки виконаний для умов газопроводу	Одиниця виміру	С-5а-7а (блок св. 21)	Б-126 (блок св. 1)	С-5а (блок св. 9)
Запаси газу	млн. м ³	612	164	526
Видобуток газу на 1.01.2023 р.	млн. м ³	203,5	66,1	0
Початковий пластовий тиск	МПа	36,98	34,39	35,97
Пластова температура	К	371	358	371
Температура на усті	К	293	293	293
Відносна густина газу	б/р	0,64	0,74	0,64
Глибина спуску НКТ	м	3552	3368,5	3518
Внутрішній діаметр труб	мм	62	62	62
Поточний дебіт газу	тис.м ³ /добу	110	25	120
Коефіцієнт гідравлічного опору	б/р	0,046	0,050	0,025

4.2 Розрахунок прогнозного видобутку газу

Результати виконаних розрахунків по об'єктах і по родовищу в цілому (за першим і другим варіантами) представлені в таблицях 4.2-4.3 відповідно.

Згідно прийнятих варіантів, розробка покладів родовища в першому варіанті ґрунтується на максимальному використанні існуючого фонду свердловин, а в другому варіанті, для залучення в розробку запасів вуглеводнів гор. С-5 блок свердловини 9 – буріння св. 50. Максимальний річний видобуток газу – 6,5 млн.м³ очікується в 2018 р.. На кінець 2070 року з покладу можливий видобуток 135,6 млн.м³ газу (82,7 % від початкових запасів).

Свердловина 21 працює з поточним дебітом 110 тис.м³/добу, максимальний річний видобуток газу близько 36,5 млн.м³ очікується в 2019 р. За роки розробки можливий видобуток 587,9 млн. м³ газу (96 % від початкових запасів).

Таблиця 4.2 - Прогнозні показники розробки по Наріжнянському ГКР (вар. 1)

Рік	Місяць	Кільк. св.	Видобуток, млн.м ³			Тиск, МПа	
			добовий, тис.м ³	річний, млн.м ³	накопичений, млн.м ³	пластовий	робочий
2025	12	2	52,00	21,20	606,40	13,16	6,21 - 9,91
2026	12	2	32,90	13,70	620,10	12,68	5,89 - 8,73
2027	12	2	20,40	8,60	628,70	12,22	5,59 - 7,71
2028	12	2	19,80	6,60	635,30	11,78	5,29 - 6,80
2029	12	2	19,10	6,30	641,60	11,36	5,01 - 5,98
2030	12	2	18,40	6,20	647,80	10,95	4,74 - 5,77
2031	12	2	17,80	6,00	653,80	10,57	4,47 - 5,61
2032	12	2	17,30	5,80	659,60	10,20	4,22 - 5,44
2033	12	2	16,60	5,50	665,10	9,84	4,00 - 5,28
2034	12	2	15,70	5,30	670,40	9,52	4,00 - 5,13
2035	12	2	15,10	5,10	675,50	9,22	4,00 - 4,97
2036	12	2	14,40	4,80	680,30	8,95	4,00 - 4,83
2037	12	2	13,70	4,60	684,90	8,70	4,00 - 4,68
2038	12	2	13,10	4,40	689,30	8,47	4,00 - 4,54
2039	12	2	12,60	4,20	693,50	8,26	4,00 - 4,40
2040	12	2	12,00	4,10	697,60	8,07	4,00 - 4,27
2041	12	2	11,50	3,90	701,50	7,89	4,00 - 4,14
2042	12	2	11,00	3,70	705,20	7,73	4,00 - 4,01
2043	12	2	10,70	3,60	708,80	- 7,58	4,00
2044	12	2	7,40	3,00	711,80	- 7,44	4,00
2045	12	2	5,20	2,10	713,90	- 7,31	4,00
2046	12	2	3,70	1,40	715,30	- 7,19	4,00
2047	12	2	2,80	1,00	716,30	- 7,07	4,00
2048	12	2	2,20	0,80	717,10	- 6,97	4,00
2049	12	2	1,80	0,60	717,70	- 6,87	4,00
2050	12	2	1,50	0,50	718,20	- 6,78	4,00
2051	12	2	1,30	0,50	718,70	- 6,70	4,00
2052	12	2	ІДО	0,30	719,00	6,62	4,00
2053	12	2	1,00	0,30	719,30	6,55	4,00
2054	12	1	0,90	0,30	719,60	6,48	4,00
2055	12	1	0,80	0,30	719,90	6,42	4,00
2056	12	1	0,80	0,30	720,20	6,36	4,00
2057	12	1	0,70	0,20	720,40	6,30	4,00
2058	12	1	0,70	0,20	720,60	6,25	4,00
2059	12	1	0,60	0,20	720,80	6,20	4,00
2060	12	1	0,60	0,20	721,00	6,15	4,00
2061	12	1	0,50	0,20	721,20	6,11	4,00
2062	12	1	0,50	0,20	721,40	6,07	4,00
2063	12	1	0,50	0,20	721,60	6,03	4,00
2064	12	1	0,50	0,20	721,80	6,00	4,00
2065	12	1	0,40	0,10	721,90	5,96	4,00
2066	12	1	0,40	0,10	722,00	5,93	4,00
2067	12	1	0,40	0,10	722,10	5,90	4,00
2068	12	1	0,30	0,10	722,20	5,88	4,00
2069	12	1	0,30	0,10	722,30	5,85	4,00

2070	12	1	0,30	0,10	722,40	5,83	4,00
2071	12	1	0,30	0,10	722,50	5,80	4,00
2072	12	1	0,30	0,10	722,60	5,78	4,00
2073	12	1	0,30	0,10	722,70	5,76	4,00
2074	12	1	0,20	0,10	722,80	5,74	4,00

Таблиця 4.3 - Прогнозні показники розробки по Наріжнлянському ГКР (вар. 2)

Рік	Місяць	Кільк. св.	Видобуток, млн.м ³			Тиск, МПа	
			добовий, тис.м ³	річний, млн.м ³	накопичений, млн.м ³	пластовий	робочий
2025	12	3	130,20	47,80	892,90	17,14	6,21 - 9,91
2026	12	3	106,10	38,70	931,60	15,14	5,89 - 8,73
2027	12	3	95,30	33,00	964,60	13,39	5,59 - 7,71
2028	12	3	85,80	29,60	994,20	11,87	5,29 - 6,80
2029	12	3	77,20	26,80	1021,00	11,36	5,01 - 5,98
2030	12	3	69,50	24,20	1045,20	10,95	4,74 - 5,77
2031	12	3	62,80	21,80	1067,00	10,57	4,47 - 5,61
2032	12	3	56,60	19,50	1086,50	10,20	4,22 - 5,44
2033	12	3	38,60	15,40	1101,90	9,84	4,00 - 5,28
2034	12	3	27,60	10,80	1112,70	9,52	4,00 - 5,13
2035	12	3	21,00	7,80	1120,50	9,22	4,00 - 4,97
2036	12	3	17,10	6,20	1126,70	8,95	4,00 - 4,83
2037	12	3	14,90	5,20	1131,90	8,70	4,00 - 4,68
2038	12	3	13,50	4,60	1136,50	8,47	4,00 - 4,54
2039	12	3	12,40	4,30	1140,80	8,26	4,00 - 4,40
2040	12	3	11,70	4,00	1144,80	8,07	4,00 - 4,27
2041	12	2	11,00	3,70	1148,50	7,89	4,00 - 4,14
2042	12	2	10,70	3,60	1152,10	7,73	4,00 - 4,01
2043	12	2	7,40	3,00	1155,10	7,58	4,00
2044	12	2	5,20	2,10	1157,20	7,44	4,00
2045	12	2	3,70	1,40	1158,60	7,31	4,00
2046	12	2	2,80	1,00	1159,60	7,19	4,00
2047	12	2	2,20	0,80	1160,40	7,07	4,00
2048	12	2	1,80	0,60	1161,00	6,97	4,00
2049	12	2	1,50	0,50	1161,50	6,87	4,00
2050	12	2	1,30	0,50	1162,00	6,78	4,00
2051	12	2	1,10	0,30	1162,30	6,70	4,00
2052	12	2	1,00	0,30	1162,60	6,62	4,00
2053	12	1	0,90	0,30	1162,90	6,55	4,00
2054	12	1	0,80	0,30	1163,20	6,48	4,00
2055	12	1	0,80	0,30	1163,50	6,42	4,00
2056	12	1	0,70	0,20	1163,70	6,36	4,00
2057	12	1	0,70	0,20	1163,90	6,30	4,00
2058	12	1	0,60	0,20	1164,10	6,25	4,00
2059	12	1	0,60	0,20	1164,30	6,20	4,00
2060	12	1	0,50	0,20	1164,50	6,15	4,00
2061	12	1	0,50	0,20	1164,70	6,11	4,00

2062	12	1	0,50	0,20	1164,90	6,07	4,00
2063	12	1	0,50	0,20	1165,10	6,03	4,00
2064	12	1	0,40	0,10	1165,20	6,00	4,00
2065	12	1	0,40	0,10	1165,30	5,96	4,00
2066	12	1	0,40	0,10	1165,40	5,93	4,00
2067	12	1	0,30	0,10	1165,50	5,90	4,00
2068	12	1	0,30	0,10	1165,60	5,88	4,00
2069	12	1	0,30	0,10	1165,70	5,85	4,00
2070	12	1	0,30	0,10	1165,80	5,83	4,00
2071	12	1	0,30	0,10	1165,90	5,80	4,00
2072	12	1	0,30	0,10	1166,00	5,78	4,00
2073	12	1	0,20	0,10	1166,10	5,76	4,00
2074	12	1	0,20	0,10	1166,20	5,74	4,00

Свердловину 50 (гор. С-5 блок св. 9) рекомендовано ввести в експлуатацію з початковим дебітом 120 тис.м³/добу і експлуатувати в режимі постійного дебіту з переходом на режим постійної депресії (1 МПа) і з подальшим переходом на режим постійного робочого тиску (4 МПа). Режим постійної депресії є найбільш оптимальним, враховуючи можливість уникнення язикового обводнення покладу.

Максимальний річний видобуток газу – 39,4 млн.м³ очікується в 2017-2020 роках. За період розробки з покладу можливий видобуток в об'ємі 443,3 млн.м³ газу (84,28 % від початкових запасів).

В цілому по родовищу (таблиці 4.2, 4.3) прогнозний максимальний добовий видобуток газу за першим варіантом складатиме 132 тис.м³, річний – 42,6 млн.м³ і за другим варіантом – добовий – 244 тис.м³, річний – 79,8 млн.м³. За першим варіантом на 2070 р. накопичений видобуток газу складатиме близько 723,5 млн.м³ (93,2 % від початкових запасів газу), за другим – 1166,8 млн.м³ (89,6 % від початкових запасів газу).

Фактичні результати розробки покладів на перспективу за основними параметрами (дебіт свердловин, робочі тиски, річний видобуток) можуть відхилятися від прогнозних, визначених у рамках обраного варіанта цього проекту. Такі відхилення, відповідно до нормативних похибок оцінки запасів (ключовий параметр вихідних даних для газодинамічних розрахунків), згідно з [22], можуть становити від 8% до 17,5%.

Зважаючи на це, відповідно до прийнятих у проєкті газодинамічних моделей, очікуваних кінцевих робочих тисків свердловин і потенційних запасів вуглеводнів, було визначено кінцеві коефіцієнти вилучення газу (КВГ) як для покладів, так і для всього родовища. Дані представлені в таблиці 4.4, де також наведено додаткові показники для аналізу ефективності розробки.

Таблиця 4.4 - Очікувані коефіцієнти вилучення газу

Об'єкт	гор. Б-12	гор. С-5-7	гор. С-5	По родовищу
	Блок св.1, 21	Блок св.1, 21	Блок св.9	
накопичений видобуток, млн.м ³				
Варіант 1	135,6	587,9	-	723,5
Варіант 2			443,3	1166,8
поч. запаси, затверджені ДКЗ млн.м ³				
Варіант 1	164	612	-	776
Варіант 2			526	1302
КВГ (відносно розрахункових запасів)				
Варіант 1	0,8268	0,96	-	0,932
Варіант 2			0,84	0,896
рік завершення розробки				
Варіант 1	2070	2040	-	2070
Варіант 2			2030	2070

Отже, аналізуючи отримані результати з гідродинамічної точки зору, перевагу має 2-й варіант, за яким за однаковий період розробки (до 2074 р.) досягається більший накопичений видобуток – 1166,8 млн.м³ (КВГ – близько 0,9).

4.3 Обґрунтування параметрів роботи середньої свердловини та вихідних даних для технологічних розрахунків

Для визначення та обґрунтування вихідних даних із метою подальшого прогнозування розробки Наріжнрянського газоконденсатного родовища за величиною $Q_{\text{зап.поч}}$ уточнюємо приведений газонасичений поровий об'єм

$$W^* = Q_{\text{зап.поч}} \cdot (Z_{\text{поч}}/P_{\text{поч}}) = 755 \cdot 1,288/53,9 = 18,04 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{Мпа} \quad (5.2)$$

На основі отриманих даних проведемо розрахунок коефіцієнта надстисливості газу при пластовому тиску та устьовому тиску свердловини, а також значення при даних умовах коефіцієнта динамічної в'язкості. Враховуючи те що свердловини рівномірно розміщені по площі газоносності – всі розрахунки проводимо для середньої свердловини.

Визначаємо параметри роботи “середньої свердловини”, використовуючи дані з табл. 4.1.

Дебіт середньої свердловини

$$q_{\text{сер}}(t) = \frac{\sum q(t)_i}{n} = \frac{35+5}{2} \approx 20 \text{ тис.м}^3/\text{добу}.$$

$$P_{\text{у.сер}}(t) = \frac{\sum P(t)_i \cdot q(t)_i}{\sum q(t)_i} = \frac{10 \cdot 35 + 5,5 \cdot 5}{40} = 9,44 \text{ МПа}$$

Гирловий тиск для середньої свердловини складає $P_{\text{у.сер}}(t) = 9,44 \text{ МПа}$.

Проведемо обчислення коефіцієнтів фільтраційних опорів, використовуючи відому формулу Адамова, а також двочленну формулу для визначення припливу газу до свердловини.

Застосовуючи ці методи, розрахуємо вибійний тиск "середньої свердловини", виходячи із відомого значення поточного гирлового тиску. Для цього скористаємося методом послідовних наближень, який дозволяє з точністю визначити тиск на вибої, поступово уточнюючи його значення на основі початкових умов і заданих параметрів.

$$P_{\text{виб.сер}}(t) = \sqrt{P_{\text{у.сер}}^2(t) \cdot e^{-2S} + \Theta \cdot q_{\text{сер}}(t)^2}$$

В першому наближенні значення вибійного тиску приймаємо рівним поточному пластовому $P_{\text{виб.сер}}(t) = 29,5 \text{ МПа}$.

Визначаємо середній по стовбуру свердловини тиск.

$$P_{\text{сер}} = \frac{2}{3} \cdot \left[P_{\text{виб.сер}}(t) + \frac{P_{\text{у.сер}}^2(t)}{P_{\text{виб.сер}}(t) + P_{\text{у.сер}}(t)} \right] = \frac{2}{3} \left[29,5 + \frac{9,44^2}{29,5 + 9,44} \right] = 21,2 \text{ МПа}.$$

При середній температурі $T_{\text{сер}} = 393 \text{ К}$ та тиску $P_{\text{сер}}$ знаходимо значення

коефіцієнта надстисливості $Z_{сер} = Z(P_{сер}, T_{сер}) = 0,889$.

Обчислюємо параметр S .

$$S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot L_{сер}}{Z_{сер} \cdot T_{сер}} = \frac{0,03415 \cdot 0,723 \cdot 4910}{0,889 \cdot 393} = 0,347.$$

Визначаємо коефіцієнт θ .

$$\theta = 0,0133 \cdot \lambda \cdot \frac{Z_{сер}^2 \cdot T_{сер}^2}{d_{вн}^5} \cdot (e^{2 \cdot S} - 1),$$

де $d_{вн}$ — внутрішній діаметр колони ліфтових труб, см;

λ — коефіцієнт гідравлічного опору.

Для труб з внутрішнім діаметром 6,2 см приймаємо $\lambda = 0,024$.

$$\theta = 0,0133 \cdot 0,024 \cdot \frac{0,889^2 \cdot 393^2}{6,2^5} \cdot (e^{2 \cdot 0,347} - 1) = 0,004$$

Тоді вибійний тиск дорівнюватиме

$$P_{виб.сер}'(t) = \sqrt{9,44^2 \cdot e^{-2 \cdot 0,347} + 0,004 \cdot 20^2} = 13,42 \text{ МПа.}$$

Проводимо друге наближення.

Визначаємо середній по стовбуру свердловини тиск.

$$P_{сер} = \frac{2}{3} \cdot \left[P_{виб.сер}'(t) + \frac{P_{у.сер}^2(t)}{P_{виб.сер}'(t) + P_{у.сер}(t)} \right] = \frac{2}{3} \left[13,42 + \frac{9,44^2}{13,42 + 9,44} \right] = 11,55 \text{ МПа.}$$

Знаходимо коефіцієнт надстисливості $Z_{сер} = Z(P_{сер}, T_{сер}) = 0,882$.

Обчислюємо параметр S .

$$S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot L_{сер}}{Z_{сер} \cdot T_{сер}} = \frac{0,03415 \cdot 0,723 \cdot 4910}{0,882 \cdot 393} = 0,35.$$

Визначаємо коефіцієнт θ .

$$\theta = 0,0133 \cdot 0,024 \cdot \frac{0,881^2 \cdot 393^2}{6,2^5} \cdot (e^{2 \cdot 0,35} - 1) = 0,004$$

Визначаємо вибійний тиск.

$$P_{виб.сер}''(t) = \sqrt{9,44^2 \cdot e^{-2 \cdot 0,35} + 0,004 \cdot 20^2} = 13,46 \text{ МПа.}$$

Різниця результатів у двох останніх наближеннях дорівнює 0,04 МПа. Тому остаточно приймаємо $P_{\text{виб.сер}}(t) = 13,46$ МПа.

Знаходимо депресію на пласт.

$$\Delta P_{\text{сер}}(t) = \tilde{P}_{\text{пл}}(t) - P_{\text{виб.сер}}(t) = 29,5 - 13,46 = 16,04 \text{ МПа.}$$

Користуючись двочленною формулою припливу уточнюємо значення коефіцієнта фільтраційного опору $A_{\text{сер}}$.

$$A_{\text{сер}} = \frac{\tilde{P}_{\text{пл}}^2(t) - P_{\text{виб.сер}}^2(t) - B_{\text{сер}} \cdot q_{\text{сер}}(t)^2}{q_{\text{сер}}(t)},$$

$$A_{\text{сер}} = \frac{29,5^2 - 13,46^2 - 0,0004 \cdot 20^2}{20} = 3,44 \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3}.$$

Як бачимо, значення $A_{\text{сер}}$ виявилось більшим за дослідне значення (див. табл. 3.3).

Визначаємо постійні частини коефіцієнтів фільтраційних опорів $A_{\text{сер}}$ і $B_{\text{сер}}$.

$$A^* = \frac{A_{\text{сер}}}{(\mu Z)_{\text{сер}}}, \left[\frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3 \cdot \text{Па} \cdot \text{с}} \right],$$

$$B^* = \frac{B_{\text{сер}}}{Z_{\text{сер}}}, \left[\frac{\text{МПа} \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3} \right]^2.$$

Для цього спочатку знаходимо значення коефіцієнтів надстисливості та динамічної в'язкості при середніх пластових термобаричних умовах $\mu_{\text{ат}} = 1,24 \cdot 10^{-5}$ Па·с.

$$Z_{\text{пл}} = Z(\tilde{P}_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}) = Z(29,5 \text{ МПа}, 393 \text{ К}) = 0,949,$$

$$\mu_{\text{пл}} = \mu(\tilde{P}_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}) = \mu(29,5 \text{ МПа}, 393 \text{ К}) = 0,0279 \text{ Па} \cdot \text{с},$$

$$Z_{\text{виб}} = Z(P_{\text{виб.сер}}, T_{\text{виб}}) = Z(13,46 \text{ МПа}, 393 \text{ К}) = 0,877,$$

$$\mu_{\text{виб}} = \mu(P_{\text{виб.сер}}, T_{\text{виб}}) = \mu(13,46 \text{ МПа}, 393 \text{ К}) = 0,0197 \text{ Па} \cdot \text{с},$$

$$(\mu Z)_{\text{сер}} = \frac{(\mu Z)_{\text{пл}} + (\mu Z)_{\text{виб}}}{2} = \frac{0,0279 \cdot 0,949 + 0,0197 \cdot 0,877}{2} = 0,0219 \text{ Па} \cdot \text{с},$$

$$Z_{\text{сер}} = \frac{Z_{\text{пл}} + Z_{\text{виб}}}{2} = \frac{0,949 + 0,877}{2} = 0,913.$$

Остаточно отримуємо

$$A^* = \frac{A_{сер}}{(\mu Z)_{сер}} = \frac{3,44}{0,0219} = 157 \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3 \cdot \text{Па} \cdot \text{с}},$$

$$B^* = \frac{B_{сер}}{Z_{сер}} = \frac{0,0004}{0,913} = 0,00044 \left[\frac{\text{МПа} \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3} \right]^2.$$

Всі дані, необхідні для прогнозування видобутку газу з горизонту С-5, зводимо в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Вихідні дані для прогнозування видобутку по середній свердловині покладу С-5 Наріжнрянського ГКР

Показник	Значення
Середня глибина залягання покладу, м	4910
Площа газоносності, м ²	11,8 10 ⁶
Середня газонасиченість	0,72
Коефіцієнт відкритої пористості	0,1
Проникність, 10 ⁻³ мкм ²	48,76
Відносна густина газу	0,723
Густина пластової води, кг/м ³	1072
Початкові запаси, млн.м ³	755,8
Початковий пластовий тиск, МПа	53,9
Пластова температура, К	393
Внутрішній діаметр НКТ, см	6,2
Коефіцієнт гідравлічного опору	0,024
Коефіцієнт використання фонду свердловин	0,85
Коефіцієнт резерву	1,15
Поточні показники (на 01.01.2019 року)	
Сумарний видобуток газу, млн.м ³	245,042
Поточний пластовий тиск, МПа	29,5
Поточний вибійний тиск, МПа	13,46
Депресія на пласт, МПа	16,04
Поточний гирловий тиск, МПа	9,44
Дебіт, тис.м ³ /добу	20
Гирлова температура, К	293
Коефіцієнт фільтраційного опору А*, $\frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3 \cdot \text{Па} \cdot \text{с}}$	157
Коефіцієнт фільтраційного опору В*, $\left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$	0,00044
Кількість експлуатаційних свердловин, шт.	2

Приведемо розрахунок коефіцієнту надстисливості газу за приведеним тиском і температурою, використовуючи аналітичні залежності. Також знайдемо коефіцієнт динамічної в'язкості при пластовому тиску і температурі в пласті, на усті свердловини та середній по стволі свердловини.

Знаходимо середньокритичні та приведені тиски і температури;

$$T_{cp_кр} := 94.717 + 170.8 \cdot r \quad T_{cp_кр} = 218,2 \text{ – середньокритична температура}$$

$$P_{cp_кр} := 4.892 - 0.4048 \cdot r \quad P_{cp_кр} = 4,599 \text{ – середньокритичний тиск}$$

Приведені тиск і температури: $P_{пр}$ і $T_{пр}$, $T_{пру}$;

$$P_{пр} := (P_{поч} \cdot 10^{-6}) / P_{cp_кр} \quad P_{пр} = 11,72$$

$$T_{пр} := T_{пл} / T_{cp_кр} \quad T_{пр} = 1,8$$

$$T_{пру} := T_y / T_{cp_кр} \quad T_{пру} = 1,34$$

Середня температура:

$$T_{cp} := (T_{пл} - T_y) / \ln(T_{пл} / T_y) \quad T_{cp} = 341$$

$$T_{пр_cp} := T_{cp} / T_{cp_кр} \quad T_{пр_cp} = 1,563$$

Знаходимо коефіцієнт стисливості газу при пластовому тиску і температурах відповідно - в пласті, в стовбурі і на усті свердловини:

Коефіцієнт надстисливості: Z при $T_{пл} = 393$ К;

$$Z := \left[0.4 \cdot (\log(T_{np})) \right] + 0.73 \Big]^{P_{np}} + 0.1 \cdot P_{np} \quad Z = 1,288$$

Коефіцієнт надстисливості: Z при $T_{cp} = 341$ К;

$$Z := \left[0.4 \cdot (\log(T_{np_cp})) \right] + 0.73 \Big]^{P_{np}} + 0.1 \cdot P_{np} \quad Z = 1,254$$

Коефіцієнт надстисливості: Z при $T_y = 293$ К;

$$Z := \left[0.4 \cdot (\log(T_{np_y})) \right] + 0.73 \Big]^{P_{np}} + 0.1 \cdot P_{np} \quad Z = 1,227$$

Для інших значень пластового тиску результати розрахунків коефіцієнтів над стисливості зводимо в таблицю 4.8.

$$Z := \left[0.4 \cdot (\log(T_{np})) \right] + 0.73 \Big]^{P_{np}} + 0.1 \cdot P_{np}$$

$$Z := \left[0.4 \cdot (\log(T_{np_cp})) \right] + 0.73 \Big]^{P_{np}} + 0.1 \cdot P_{np}$$

$$Z := \left[\left[0.4 \cdot (\log(T_{np})) \right] + 0.73 \right]^{P_{np}} + 0.1 \cdot P_{np}$$

Таблиця 4.6 - Значення коефіцієнтів стисливості газу від тиску при різних температурах

P _{пл} , МПа	Z, коефіцієнт стисливості		
	Z(T _{пл})	Z(T _{ср})	Z(T _у)
53,9	1,288	1,254	1,227
52,2	1,259	1,223	1,196
42,6	1,109	1,064	1,028
38,2	1,048	0,999	0,959
37,8	1,043	0,994	0,953
35,1	1,009	0,959	0,915
34,2	0,999	0,948	0,903
29,8	0,952	0,898	0,850
29,5	0,949	0,895	0,847

Знаходимо коефіцієнт динамічної в'язкості газу при пластовому тиску і температурі в пласті, на усті та середній по стовбуру свердловини

Молярна маса газу

$$M = 28,97 \cdot \rho = 28,97 \cdot 0,723 = 20,95 \text{ кг/моль}$$

Знаходимо параметр ε .

$$\varepsilon = \frac{T_{кр}^{1/6}}{M^{1/2} \cdot (10 \cdot P_{кр})^{2/3}} = \frac{218,2^{1/6}}{20,95^{1/2} \cdot (10 \cdot 4,599)^{2/3}} = 0,042$$

Визначаємо критичну густину газу.

$$\rho_{np} = 3485,34 \frac{\rho \cdot P}{Z \cdot T \cdot \rho_{кр}} = 3485,34 \cdot \frac{0,723 \cdot 53,9}{1,288 \cdot 393 \cdot 178,738} = 1,501$$

$$\rho_{кр} = 106,9614 + 99,276 \cdot \bar{\rho} = 106,9514 + 99,276 \cdot 0,723 = 178,738 \text{ кг/м}^3$$

Обчислюємо приведену густину газу

Знайдемо динамічну в поверхневих умовах.

$$\mu(T_y) = (0,0101 \cdot T^8) - (5,76 \cdot 10^{-3} \rho^{-1/2}) = (0,0101 \cdot T_{ns}^8) - (5,76 \cdot 10^{-3} \rho^{-1/2}) = (0,0101 \cdot 393^8) - (5,76 \cdot 10^{-3} \cdot 0,393^{1/2}) = 0,0575 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Знаходимо динамічну в'язкість в пластових умовах

$$\mu(T_{пл}) = \mu(T_y) + \left(\frac{10,8 \cdot 10^{-5}}{\varepsilon} \right) \cdot [e^{\rho_{pp} \cdot 1,439} - 1] e^{-1,11 \rho_{pp} \cdot 1,858} = 0,0575 + \left(\frac{10,8 \cdot 10^{-5}}{0,042} \right) \cdot [e^{1,501 \cdot 1,439} - 1] e^{-1,111 \cdot 1,501 \cdot 1,858} = 0,0797$$

У такий самий спосіб визначаємо значення коефіцієнта, де задаємо ряд значень тисків від початкового пластового і далі при пластовій, гирловій чи середній температурі. Результати обчислень заносимо в таблицю 4.7

Таблиця 4.7 - Значення коефіцієнтів динамічної в'язкості газу від тиску при різних температурах

P _{пл} , МПа	μ, коефіцієнт динамічної в'язкості, мПа*с		
	μ(T _{пл})	μ(T _{сп})	μ(T _y)
53,9	0,0797	0,0909	0,112
52,2	0,0792	0,0901	0,111
42,6	0,0759	0,0853	0,103
38,2	0,0741	0,0824	0,0982
37,8	0,0739	0,0821	0,0977
35,1	0,0726	0,0801	0,0942
34,2	0,0721	0,0794	0,0930
29,8	0,0699	0,0758	0,0867
29,5	0,0697	0,0755	0,0862

Висновки

Проаналізувавши дані, можна зробити висновок, що найбільш оптимальним варіантом розробки Наріжнянського родовища є варіант 1. Реалізація цього варіанту дозволить досягти видобутку газу обсягом 720 млн.м3, що становить 90% від початкових запасів, і забезпечить повне виснаження родовища.

Впровадження оптимального варіанту з використанням методів виведення піску та рідини з вибоїв видобувних свердловин дозволить забезпечити максимальний видобуток газу з горизонтів С-5-7 Наріжнянського родовища за мінімальних експлуатаційних витрат, а також досягти

максимального економічного ефекту від розробки покладу при повному виснаженні горизонтів.

РОЗДІЛ 5

ПРОЕКТУВАННЯ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ СВЕРДЛОВИН З УРАХУВАННЯМ НЕСТІЙКИХ ГІРСЬКИХ ПОРІД ТА ПОНИЖЕНОГО ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

5.1 Обґрунтування необхідності інтенсифікації свердловин

У більшості свердловин проникність привибійної зони пласта зазвичай нижча, ніж проникність основної частини пласта. Зниження фільтраційної здатності колектора зумовлюється кількома факторами: поглинанням бурового розчину пластом через тріщини, каверни та високопроникні канали; проникненням фільтрату бурового розчину в поровий простір, а також осіданням твердих частинок породи.

Фільтрат бурового розчину викликає набухання глинистих складників пласта, утворення стабільних водонафтових емульсій, які закріплюються глинистими частинками та парафіном, що ускладнює вплив води. Тверді частинки спричиняють утворення глинистої кірки та внутрішньопорової глинизації, що суттєво зменшує проникність пласта. Це знижує дебіт свердловини, а окремі пропластки можуть повністю втрачати продуктивність.

Оскільки дебіт свердловини безпосередньо залежить від проникності привибійної зони, її продуктивність можна підвищити шляхом створення додаткових або розширення існуючих каналів перфорації, утворення мікротріщин, видалення органічних та неорганічних відкладень із природних порожнин пласта, збільшення поперечного перерізу порожнин або, в крайньому разі, розширення стовбура свердловини.

Для продуктивного горизонту (Б-12), який експлуатується свердловиною №1, характерна значна кількість карбонатних цементів (до 28%). З метою покращення продуктивності свердловини доцільно виконати кислотну обробку із застосуванням аерованого розчину соляної кислоти у вигляді піни,

що сприятиме розчиненню карбонатів і покращенню фільтраційних властивостей пласта.

5.2 Вибір свердловини і встановлення черговості проведення в них запроектованих робіт

На Наріжнрянському газоконденсатному родовищі планується виконати спиртопіноокислотну обробку (СПКО) у свердловині №1 після попередньої ізоляції привибійної зони пласта за допомогою полімерних розчинів. Метою цієї процедури є підвищення продуктивності свердловини.

Даний метод інтенсифікації обрано з урахуванням складу та властивостей колекторів продуктивного горизонту, які характеризуються значним вмістом карбонатів. Це робить спиртопіноокислотну обробку ефективним способом очищення привибійної зони пласта та покращення її фільтраційної здатності.

Свердловина №1 була вибрана для виконання СПКО через особливі технічні причини. У разі подальшого зниження дебіту газу нижче мінімально необхідного рівня існує ризик накопичення рідини на вибої свердловини, що може значно знизити ефективність її роботи. Таким чином, проведення СПКО є доцільним і своєчасним для підтримання стабільного видобутку газу.

5.3 Технологічні і технічні розрахунки параметрів спиртопіноокислотної обробки привибійної зони пласта

Основні вхідні дані для розрахунку проведення солянокислотної обробки свердловини приведені в табл.5.1.

Характеристиками, що необхідно розрахувати при кислотній обробці являються:

об'єм кислотного розчину;

об'єм спінювача;

необхідна кількість оцтової кислоти (стабілізатор);

необхідна кількість інтенсифікатора (Марвелан-К);

необхідна кількість HCl;

необхідна кількість інгібітора (реагент В-2);

кількість хлористого барію;

кількість піноутворювача;

об'єм води для приготування кислотного розчину;

об'єм газу, необхідний для проведення СКО;

втрати тиску на тертя при проведенні СКО;

час проведення процесу СКО;

об'єм рідини для продавки кислотного розчину в пласт.

Таблиця 5.1.-Вихідні дані для проведення солянокислотної обробки свердловини.

Глибина свердловини,м	H=3170
Внутрішній діаметр експлуатаційної колони,м	D=0,140
Інтервал перфорації,м	4417-4421
Пластовий тиск,МПа	P=13,62
Глибина спуску колони НКТ,м	L=4400
Зовнішній діаметр НКТ,м	d ₁ =0,073
Внутрішній діаметр НКТ,м	d ₂ =0,062
Діаметр нагнітальної лінії,м	d ₃ =0,062
Продуктивний горизонт,м	h=4
Дебіт свердловини до СКО,тис.м ³ /добу	Q ₁ =2
Проникність пласта,м ²	K=17·10 ⁻¹²
Норма розходу кислоти на 1м пласта	N=1,1
Карбонатність порід, %	k=28
Концентрація HCL,%	x _к =27,5
Концентрація розчину,%	x=13,5
Концентрація оцтової кислоти,%	c=80
Вміст H ₂ SO ₄ в товарній кислоті,%	a=0,4
Густина хлористого барію,кг/м ³	ρ _{x6} =4000
Коефіцієнт закачуемого повітря	dn=1
Атмосферний тиск,МПа	P ₀ =0,1013
Подача агрегата,м ³ /с	Q _A =6,6·10 ⁻³
Відстань між свердловинами, м	960

Радіус свердловини, м	$r_c=0,1$
Пористість	$m=0,17$
Довжина нагнітальної лінії, м	$L=30$

Початок проектування солянокислотної обробки зводиться до вибору концентрації кислотного розчину, установлення експериментально, а також до розрахунку необхідної кількості товарної кислоти й хімічних реагентів. Норма витрати кислотного розчину v_p становить 1—1,2 м³ на один метр оброблюваної товщини шару. Тоді об'єм кислотного розчину

$$V_p = v_p \cdot h \quad (5.1)$$

де h - оброблюваний кислотним розчином інтервал продуктивного шару, м.

Об'єм товарної кислоти (в м³)

$$V_k = V_p x_p (5,09 x_p + 999) / [x_k (5,09 x_k + 999)], \quad (5.2)$$

де x_p, x_k — відповідно об'ємні частки (концентрації) кислотного розчину й товарної кислоти, %.

Якщо в процесі зберігання й транспорту концентрація кислоти змінюється, то з урахуванням цієї зміни об'єм товарної кислоти (в м³) V_k' розраховують по формулі

$$V_k' = V_p 5,09 x_p (5,09 x_p + 999) / [\rho_{K15}(\rho_{K15} - 999)], \quad (5.3)$$

де ρ_{K15} - щільність товарної кислоти при 15 °С, кг/м³:

$$\rho_{K15} = \rho_{Kt} + (2,67 - 10^{-3} \rho_{Kt} - 2,52)(t - 15), \quad (5.4)$$

де ρ_{Kt} - щільність кислоти при температурі t .

Як хімічні реагенти при солянокислотній обробці використовують стабілізатори (сповільнювачі реакції), інгібітори корозії й інтенсифікатори. Як правило, у технічній соляній кислоті міститься до 0,4 % сірчаної кислоти, що нейтралізують добавкою хлористого барію, кількість якого G_{x6} , розраховують по формулі (кг)

$$G_{x6} = 21,3 V_p (a x_p / x_k - 0,02), \quad (5.5)$$

де a - об'ємна частка сірчаної кислоти в товарній соляній кислоті, % ($a = 0,4$ %).

Об'єм хлористого барію

$$V_{x6} = G_{x6} / \rho_{x6} \quad (5.6.)$$

де $\rho_{\text{хб}}$ - щільність розчину хлористого барію, кг/м^3 ($\rho_{\text{хб}}=4000 \text{ кг/м}^3$).

Як стабілізатор використовують оцтову кислоту, об'єм якої розраховують по формулі

$$V_{\text{оц}} = b_{\text{оц}} V_p / c_{\text{оц}} , \quad (5.7)$$

де $b_{\text{оц}}$ - норма добавки 100%-ної оцтової кислоти ($b_{\text{оц}} = 3 \%$);

$c_{\text{оц}}$ - об'ємна частка товарної оцтової кислоти ($c_{\text{оц}} = 80 \%$).

Об'єм інгібітору

$$V_i = b_i V_p / c_i , \quad (5.8)$$

де b_i - норма добавки інгібітору, %. Якщо як інгібітор використовують реагент В-2, то $b_i = 0,2 \%$;

c_i - об'ємна частка товарного інгібітору, % ($c_i = 100 \%$).

Об'єм інтенсифікатора

$$V_{\text{ін}} = b_{\text{ін}} V_p / c_{\text{ін}} , \quad (5.9)$$

де $b_{\text{ін}}$ - норма добавки інтенсифікатора, %.

Якщо як інтенсифікатор використовують Марвелан-К, то $b_{\text{ін}} = 0,3 \%$.

Об'єм води для приготування кислотного розчину

$$V_B = V_p - V_k - (V_{\text{хб}} + V_{\text{оц}} + V_i + V_{\text{ін}}) \quad (5.10)$$

Порядок готування кислотного розчину наступний: наливають у ємність воду, додають до води розрахункові об'єми інгібітору, оцтової кислоти, а потім розрахункова кількість товарної соляної кислоти, ретельно перемішуючи. Потім додають хлористий барій й інтенсифікатор. Перемішують розчин і залишають для реакції й посвітління.

Розрахуємо необхідну кількість реагентів для приготування кислотного розчину при обробці продуктивного пласта, розкрита товщина якого $h=4$ м. Технічна соляна кислота має концентрацію 27,5 %, температура приготування кислоти 15 °С. Щільність соляної кислоти при 25 °С становить $\rho_{\text{к25}} = 1134 \text{ кг/м}^3$. Кислотний розчин повинен мати кінцеву концентрацію 13,5 %.

Розраховуємо по (6.1) об'єм кислотного розчину

$$V_p = 1,1 \cdot 4 = 4,4 \text{ м}^3$$

Відповідно до умов завдання $x_k = 27,5 \%$, $x_p = 13,5 \%$. По формулі (5.2)

обчислюємо об'єм товарної кислоти

$$V_k = 4,4 \cdot 13,5(5,09 \cdot 13,5 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = 2,021 \text{ м}^3$$

Розраховуємо щільність кислоти при $t = 15 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$\rho_{k15} = 1134 + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot 1134 - 2,52)(t - 15) = 1139,08 \text{ кг/м}^3$$

При даній температурі об'єм товарної кислоти

$$V_k' = 4,4 \cdot 5,09 \cdot 13,5 (5,09 \cdot 13,5 + 999) / [1139,08(1139,08 - 999)] = 2,02 \text{ м}^3$$

Розраховуємо кількість хлористого барію по (6.5) :

$$G_{x6} = 21,3 \cdot 4,4 (0,4 \cdot 13,5 / 17,5 - 0,02) = 27,04 \text{ кг}$$

або його об'єм

$$V_{x6} = 27,04 / 4000 = 0,00676 \text{ м}^3 .$$

По формулі (6.7) розраховуємо об'єм оцтової кислоти

$$V_{oc} = 3 \cdot 4,4 / 80 = 0,165 \text{ м}^3$$

Потім по формулах (6.8) і (9.9) розраховуємо відповідно: об'єм інгібітору й інтенсифікатора:

$$V_i = 0,2 \cdot 4,4 / 100 = 0,0088 \text{ м}^3$$

$$V_{in} = 0,3 \cdot 4,4 / 100 = 0,0132 \text{ м}^3$$

Нарешті, по формулі (6.10) розраховуємо об'єм води

$$V_B = 4,4 - 2,021 - (0,00676 + 0,165 + 0,0088 + 0,0132) = 2,573 \text{ м}^3$$

В якості піноутворювача застосовуємо ПАР типу сульфанол. Рекомендовано концентрація від 0,7 до 1,5%.

Приймаємо 1%.

$$Q_{пар} = 0,01 \cdot V_p = 0,01 \cdot 4,4 = 0,044 \text{ м}^3$$

Об'єм протискуючої рідини, закачуваної без тиску, визначаємо за формулою:

$$V_1 = 0,785 * [d_{н.л.}^2 * l + d_{ен}^2 * L + (D_{ен}^2 - d_{306}^2) * h] \quad (5.11)$$

$$V_1 = 0,785 * [0,062^2 * 30 + 0,062^2 * 4470 + (0,14^2 - 0,073^2) * 4] = 12,269 \text{ м}^3$$

Об'єм ПКР закачуваного під тиском

$$V_2 = V_1 - V_p = 12,269 - 4,4 = 7,869 \text{ м}^3 \quad (5.12)$$

Об'єм газу необхідний для проведення СКО

$$V_2 = d * \frac{P_{пл}}{P_{ам}} \quad (5.13)$$

$$V_2 = 1 * \frac{13,62}{0,1} = 136,2 \text{ м}^3$$

d - коефіцієнт закачуваного повітря, $d = 1$

$P_{ам}$, $P_{пл}$ - атмосферний і пластовий тиск, МПа.

Ступінь аерації в пластових умовах $a_{пл} = 1 \text{ м}^3$ повітря на 1 м^3 розчину.

Вважаємо, що СПКО проводиться при $t = 15 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_{пл} = 13,62 \text{ МПа}$.

Тоді ступінь аерації при стандартних умовах

$$a_{см} = a_{пл} * \frac{P_{пл} * T_{см}}{Z * P_{ам} * T_{пл}} \quad (5.14)$$

Z – коефіцієнт надстисливості при $P_{пл}$ і $T_{пл}$, $Z = 0,948$

$T_{пл}$ – пластова температура $T_{пл} = 388 \text{ К}$

$$a_{см} = 1 * \frac{13,62 * 293}{0,948 * 0,1013 * 388} = 105,27$$

Визначимо густини піни. Вважаємо, що закачка розчину і водного розчину ПАР здійснюється двома цементувальними агрегатами ЦА-400. Мінімальна подача агрегату $q_{агр} = 6,6 * 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, тиск $P_{агр} = 30\text{-}40 \text{ МПа}$. Газ закачуємо пересувним компресором УКП-8-80, з наступними робочими параметрами: подача $Q_{ком} = 8 \text{ м}^3/\text{хв}$, тиск на прийомі $P_{пр} = 0,1 \text{ МПа}$, тиск на викиді 8 МПа . Кислотний розчин в аераторі перемішується з газом і в результаті утворюється піна.

Приймаємо, що тиск закачки дорівнює тиску при мінімальній подачі агрегату ЦА-400 і робочому тиску компресора, тобто $P_{зак} = P_{ком} = 8 \text{ МПа}$. Тоді середній тиск в стовбурі свердловини при проведенні СКО

$$P_{cp} = \frac{P_{зак} + P_{пл}}{2} = \frac{8 + 13,62}{2} = 10,81 \text{ МПа}$$

Середня температура в стовбурі свердловини

$$T_{сер} = \frac{T_{нл} + T_2}{2}; \quad T_2 = 293 \text{ К}; \quad T_{сер} = 340,5 \text{ К}$$

Коефіцієнт надстисливості газу при $P_{сер}$ і $T_{сер}$ $Z_{сер} = 0,865$

Витрата газу при стандартних умовах

$$Q_{z.cm} = q_{агр} * \alpha_{cm} \quad (5.15)$$

$q_{агр}$ – мінімальна подача агрегату, $q_{агр} = 6,6 * 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$

α_{cm} - ступінь аерації при стандартних умовах.

$$Q_{z.cm} = 6,6 * 10^{-3} * 105,27 = 0,695 \text{ м}^3/\text{с}$$

Витрата газу при $P_{сер}$ і $T_{сер}$

$$q_z = Q_{z.cm} * \frac{Z_{сер} * P_{ам} * T_{сер}}{P_{сер} * T_{cm}} \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.16)$$

$$q_z = 0,695 * \frac{0,865 * 0,1 * 340,5}{10,81 * 293} = 6,52 * 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \text{ Об'ємний газовміст}$$

$$\beta = \frac{q_z}{q_z + q_{агр}} = \frac{6,52 * 10^{-3}}{6,52 * 10^{-3} + 6,6 * 10^{-3}} = 0,51 \quad (5.17)$$

Для пінних систем приймаємо, що об'ємний газовміст β дорівнює істинному газовмісту φ .

Густина 13,5% розчину HCl згідно дорівнює $\rho_p = 1139,08 \text{ кг/м}^3$

Густина газу при $P_{сер}$ і $T_{сер}$:

$$\rho_z = \tilde{\rho}_z * 1,205 * \frac{P_{сер} * T_{cm}}{Z_{сер} * P_{ам} * T_{сер}} \text{ кг/м}^3 \quad (5.18)$$

$\tilde{\rho}_z$ – відносна густина газу, $\tilde{\rho}_z = 0,65$

$$\rho_z = 0,65 * 1,205 * \frac{10,81 * 293}{0,865 * 0,1013 * 340,5} = 71,5 \text{ кг/м}^3$$

Густина піни ми визначимо за формулою:

$$\rho_n = \rho_z * \varphi + \rho_p * (1 - \varphi) \text{ кг/м}^3 \quad (5.19)$$

φ – істинний газовміст, $\varphi = 0,49$

$$\rho_n = 71,5 * 0,49 + 1139,08 * (1 - 0,49) = 609,58 \text{ кг/м}^3$$

Швидкість руху піни по НКТ визначимо за формулою

$$V = \frac{4(q_z + q_{агр})}{\pi d_{ен}^2} \text{ м/с} \quad (5.20)$$

q_r – витрати газу при P_{cp} та T_{cp} , m^3/c ;

q_{agr} – подача агрегата, m/c .

$$V = \frac{4(6,52 * 10^{-3} + 6,6 * 10^{-3})}{3,14 * 0,062^2} = 4,35 \text{ м/с}$$

Втрати тиску на тертя визначимо по формулі Дарсі-Вейсбаха:

$$\Delta P_{mp} = \lambda * \frac{L}{d_{вн}} * \frac{V^2}{2} * \rho_n, \text{ МПа} \quad (5.21)$$

λ - коефіцієнт гідроопору.

При русі пінних систем приймають, що $\lambda = 0,025 \div 0,035$. Приймаємо

$$\lambda = 0,027.$$

$$\Delta P_{mp} = 0,027 * \frac{4400}{0,062} * \frac{4,35^2}{2} * 609,58 = 1,48 \text{ МПа.}$$

Час проведення процесу СКО визначимо за формулою

$$t = \frac{V_p}{q_{agr}} \text{ хв.} \quad (5.22)$$

$$t = \frac{4,4}{6,6 * 10^{-3}} = 666,67 \text{ с} = 11,11 \text{ хв}$$

Об'єм протискуючої рідини визначаємо за формулою:

$$V_{np.p.} = 1,3 \frac{\pi d_{вн}^2}{4} L, \text{ м}^3 \quad (5.23)$$

$$V_{np.p.} = 1,3 \frac{3,14 * 0,062^2}{4} 4400 = 17,26 \text{ м}^3.$$

В якості протискуючої рідини беремо конденсат.

5.4 Технологія і техніка запроєктованого способу дії на ПЗП. Організація і послідовність виконання робіт на свердловині

Технологія проведення спиртопінокислотної обробки полягає в наступних етапах:

1. Після підготовки свердловини встановлюють НКТ в зоні нижніх отворів перфорації та обладнують гирло свердловини для закачування соляно-кислотного розчину в пласт.

2. Виконують обв'язку наземного обладнання свердловини.
3. Опресовують нагнітальні лінії та газопроводи.
4. За допомогою агрегату ЦА-320 закачують необхідну кількість кислоти, ПАР та води.
5. Потрібну кількість кислотного розчину закачують агрегатом ЦА-400, а газ закачують компресором УКП-8-80. Газ і кислотний розчин потрапляють в аератор.

У аераторі газ і кислотний розчин змішуються, що призводить до утворення піни. Аерований кислотний розчин закачують в свердловину агрегатом ЦА-400.

Аератор складається з двох насосно-компресорних труб діаметром 100 і 50 мм, розміщених концентрично одна в іншій. Кислотний розчин з ПАР подається в кільцевий простір між трубами, а газ нагнітається в 50 мм трубу, що має отвори. До зовнішньої труби аератора під'єднується викидна лінія ЦА-400, а до внутрішньої – викидна лінія компресора УКП-8-80.

Закачування кислотного розчину здійснюється при мінімальній подачі агрегату ЦА-400 при відкритому затрубному просторі.

Після заповнення НКТ солянокислотним розчином затрубний простір закривають і закачують решту розчину в свердловину. Потім розчин продавлюють конденсатом і витримують свердловину під тиском протягом 1,5-2 години.

Роботи по проведенню СПКО на свердловині виконуються в такій послідовності: а) Біля свердловини встановлюють 4 ємності. Перша ємність об'ємом 20 м³ – для конденсату, друга – об'ємом 3 м³ для ПАР, третя – об'ємом 50 м³ для води та четверта – об'ємом 30 м³ для кислотного розчину.

б) До свердловини підвозять кислотний автоцистерну, бочковоз з водою, агрегати ЦА-400, ЦА-320 і компресор УКП-8-80.

в) Встановлюють аератор на свердловині.

г) Процес виконання СПКО обов'язково забезпечується пожежною машиною.

д) Проводять обв'язку обладнання.

- е) Опресовують нагнітальні лінії на півторакратний робочий тиск, а газопроводи на максимальний тиск компресора.
- є) Привозять на свердловину конденсат.
- ж) Готують свердловину до проведення СПКО. НКТ встановлюють у нижній частині перфораційного інтервалу, гирло свердловини обладнують для закачування кислотного розчину в пласт.
- з) Агрегатом ЦА-320 закачують кислоту, ПАР та воду.
- і) Агрегатом ЦА-400 закачують необхідний об'єм кислотного розчину в НКТ при відкритому затрубному просторі. Закачування проводять при мінімальній подачі агрегату.
- ї) Одночасно з закачуванням кислотного розчину компресором УКП-8-80 нагнітають газ.
- к) Після заповнення НКТ солянокислотним розчином закривають затрубний простір і закачують решту розчину в свердловину.
- л) Конденсатом в об'ємі 17,26 м³ продавлюють кислотний розчин в пласт.
- м) Витримують свердловину під тиском протягом 2 годин.
- н) Освоюють свердловину.
- о) Протягом доби здійснюють неперервну продувку свердловини.

5.5 Розрахунок прогнозованої технологічної ефективності запроєктованого способу дії на привибійну зону пласта

Для встановлення ефективності проведення солянокислотної обробки визначимо, наскільки збільшився дебіт свердловини після СПКО. Для цього скористаємось формулою:

$$P_{CKO} = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{k_{зб} * \ln\left(\frac{R_{кон}}{R_{CKO}}\right) + \ln\left(\frac{R_{CKO}}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_{CKO}}{r_c}\right)} \quad (5.24)$$

P_{CKO} – ефективність проведення СПКО;

Q_1 – дебіт свердловини до проведення СПКО, тис.м³/добу;

Q_2 – дебіт свердловини після проведення СПКО, тис.м³/добу.

$Q_1 = 2$ тис.м³/добу.

$R_{\text{ско}}$ – радіус обробки, м;

$R_{\text{кон}}$ – половина середньоарифметичної відстані між свердловинами.

Приймаємо $R_{\text{кон}} = 480$ м;

k_{36} - коефіцієнт збільшення проникності після СПКО.

Досвід проведення обробок показує, що $k_{36} = 2,5 \div 3,5$. Приймаємо $k_{36} = 3$.

Тоді проникність ПЗП після СПКО

$$k_{\text{ско}} = k_{\text{пл}} * k_{36} = 0,017 * 10^{-9} * 3 = 0,051 * 10^{-9} \text{ м}^2$$

Радіус розробки визначимо за формулою:

$$R_{\text{ско}} = \sqrt{\frac{V_p}{\pi * h * m} + r_c^2}, \text{ м} \quad (5.25)$$

V_p – загальний об'єм кислотного розчину, м³;

h – товщина пласта, м;

r_c – радіус свердловини, $r_c = 0,1$ м;

$V_p = 4,4$ м³; $h = 4$ м; $m = 0,17$

$$R_{\text{ско}} = \sqrt{\frac{4,4}{3,14 * 4 * 0,17} + 0,1^2} = 1,439 \text{ м}$$

Ефективність проведення СПКО

$$P_{\text{ско}} = \frac{3 * \ln\left(\frac{480}{1,439}\right) + \ln\left(\frac{1,439}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{480}{0,1}\right)} = 2,1$$

Значить дебіт свердловини після СПКО

$Q_2 = Q_1 * P_{\text{ско}} = 2,1 * 9,4 = 19,7$ тис.м³/добу.

Висновки

Свердловина 1 вибрана для проведення інтенсифікації тому, що дебіт газу знизився нижче від мінімально необхідного. На вибої свердловини

починається скупчення рідини та, тому проведення спиртопінокислотної обробки є доцільною технологією.

Ефективність проведення СПКО становить 2,1. Дебіт свердловини № 1 в результаті СПКО збільшився в 2,1 рази або зріс з 9,4 до 19,7 тис.м³/добу.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Виконавши магістерську роботу, можна зробити наступні висновки:

1. Проведений детальний аналіз методів формування вибою в нестабільних колекторах. Показано, що експлуатація свердловин значно ускладнюється руйнуванням привибійної зони, що призводить до утворення глинисто-піщаних пробок, а використовувані технології не завжди гарантують стабільну роботу свердловин. У слабо цементованих колекторах важливим фактором у запобіганні руйнуванню привибійної зони є темп зміни депресії тиску на пласт.

2. Представлена геолого-промислова характеристика Наріжнрянського ГКР, проведено аналіз колекторських властивостей пластів і фізико-хімічного складу пластових флюїдів. Виявлені проблеми, які призводять до накопичення піску на вибої свердловин. Обґрунтовано вибір параметрів технологічного режиму експлуатації свердловин із врахуванням пониженого тиску на вибої і конструкції колони насосно-компресорних труб (НКТ) для забезпечення винесення частинок твердої фази, а також рідини потоком газу.

3. Запропоновано новий якісний склад хімічних агентів для безперервного винесення частинок твердої фази з вибою свердловин пінами на основі водного розчину 1 % мас піноутворювальної ПАР стінолу чи савенолу SWP і 0,5 % мас стабілізатора піни – гуарової смоли.

4. Проаналізовано поточний стан розробки родовища і динаміку основних показників розробки, що дозволило провести розрахунки для двох варіантів прогнозних показників видобутку газу та вибрати найбільш економічно вигідний варіант з урахуванням проблеми накопичення твердої фази на вибої свердловин.

5. На основі аналізу технологічних режимів роботи свердловин вибрано свердловину 1 для проведення інтенсифікації, оскільки дебіт газу знизився нижче мінімально необхідного рівня, що спричиняє накопичення рідини та піску на вибої. Враховуючи властивості породи та низькі пластові тиски

рекомендується проведення спиртопінокислотної обробки. Ефективність проведення СПКО склала 2,1. Дебіт свердловини № 1 після СПКО зріс в 2,1 рази, з 9,4 до 19,7 тис. м³/добу.

6. Проведено розрахунки вибору товщини, структури та проникності гравійної набивки у привибійній зоні пласта складеного нестійкими породами, при яких запобігається руйнування пласта та винесення піску з пласта у свердловину. Рекомендовано використання карбамідних смол для кріплення на родовищі як доповнення до кріплення ПЗС піщаними фільтрами з гравійною набивкою.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Андрусак А.М. Удосконалення рецептур інгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів / А.М. Андрусак, Є.Я. Коцкулич // Матер. міжнар. наук.-техн. конф. «Нафтогазова енергетика». – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013.– С. 519-521.
2. Бейзик О.С. Буровий розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів / О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №1(30). – С.88-92.
3. Богославець В.В. Вибір оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття нафтових пластів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.15.10 «Буріння свердловин» / В.В. Богославець. – Івано-Франківськ, 2014. – 19 с
4. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С.Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
5. Бурові промивальні рідини : конспект лекцій / уклад. Е.В. Колісніченко. – Суми : СумДУ, 2013. – 76 с.
6. Васильченко А.О. Методологія оцінки впливу окремих реагентів та їх сумішей на відновлення проникності порід-колекторів / А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 4. – С. 18 – 19.
7. Васильченко А.О. Новий безглинистий буровий розчин з підвищеними інгібуючими властивостями / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. пр. – К., 2005. – С.146-150.
8. Пат. 3512 Україна, МКИ E21B43/00. Спосіб розробки багатопластового газового родовища / М.Б. Харитонов, Р.С. Яремійчук, О.В. Бачеріков, І.А. Франчук, В.М. Ясюк, Р.М. Ільницький. – Заявл. 27.04.2004. Опубл. 15.11.2004. Бюл. №11. – 3 с.
9. Гошовський С. В. Ефективність сучасних технологій вторинного розкриття продуктивних горизонтів і шляхи її підвищення/С.В. Гошовський,

Ю.І. Войтенко, П.О. Сорокін//Нафтова і газова промисловість. – 2013. – №2. – С. 12-15.

10. Драчук О.Г. Аналітичне оцінювання ефективності вітчизняних малогабаритних кумулятивних перфораторів: зб. наук. пр. – К.: УкрДГРІ, 2011. – № 2. – С. 200–206.

11. Іванків О.О. Новітні методи розкриття та освоєння пластів з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ) / О.О.Іванків, В.М.Світлицький, М.М.Яворський, А.А.Писаренко // Науковий вісник ІФНТУНГ.– 2007.–№ 2(16).– С. 48-53.

12. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Кочмар Ю. Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. – Львів: Центр Європи, 2005. – Кн. 2. – 414 с.

13. Карп І.М. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України / І.М. Карп, Д.О. Єгер, Ю.С. Зарубін. – К.: Наук. думка, 2006. – 309 с.

14. Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.

15. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

16. Коцкулич, Я.С. Аналіз ефективності промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів / Я.С. Коцкулич, Є.Я. Коцкулич // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – № 1. – С. 21-28.

17. Крупський Ю.З. Новий малоглинистий полімерний розчин для розкриття тріщинуватих і набухаючих піщано-глинистих колекторів та об'єктів з аномально низькими пластовими тисками / Ю.З. Крупський, М.Х.Імамов, І.Б.Губич. // Нафт. і газ. пром-сть. – 2011. – №1. – С. 17-20.

18. Кунцяк Я.В. До питання кольматації проникних пластів під час використання безглинистих промивальних рідин / Я.В. Кунцяк, Ю.В. Лубан, С.В. Лубан, Я.І. Кулик // Нафтогазова галузь України. - 2013. - № 4. - С. 10-14

19. Марухняк В.М. [та ін.] Геолого-технічні проблеми розкриття горизонтів з аномально низькими пластовими тисками та гранулярними колекторами в Західному регіоні України // Мінеральні ресурси України. – 2005. – № 1. – С. 35-37.

20. Михайлюк В.Д. Використання поверхнево-активних речовин на родовищах ВАТ «Укрнафта» / В.Д. Михайлюк, М.І. Рудий // . – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2009. – 400 с.

21. Михайлюк В.Д. Нові технології обробки привибійної зони пласта з використанням поверхнево-активних речовин / В.Д. Михайлюк, М.І. Рудий // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України”: збірник наукових праць наук.-практ. конф., 18–21 листопада 2003 року – Івано-Франківськ, 2003. – С. 209 – 210.

22. Моделювання геологічної будови покладів нафти і гідродинаміки процесів їх розробки / за ред. Д.О. Єгер. – Львів; К., 2005. – 364 с.

23. Науково-дослідна робота «Проект розробки наріжнянського ГКР», 2008р. – 237 с.

24. Нагорний В.П. Новітні свердловинні геотехнології освоєння корисних копалин / В.П. Нагорний, В.В. Кулик, С.Т. Звольський [та ін.] // Наука та інновації. – 2011. – Т. 7, № 3. – С. 39–44.

25. Нестеренко М.Ю. До питання визначення відкритої пористості порід за допомогою газоволюметричного методу / М.Ю. Нестеренко, Я.А. Пилип, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 17–20.

26. Нестеренко М.Ю. Методичні аспекти визначення ємнісних параметрів на зразках гірських порід / М.Ю. Нестеренко, Г.П. Боднарчук // Мінеральні ресурси України. – 2012. – № 1. – С. 30-32.

27. Smith M.B., Hannah R.R. High-permeability fracturing: the evolution of a technology// J.Petrol.Technol.-1996. - V.48.- № 6.- P. 628-633.

28. Thomas E. Suhy, SPE; Thomas E. Suhy, SPE, BJ Coiltech, Ramon P. Harris, Jr., SPE, National Fuel "Application of Polymer Specific Enzymes to Clean Up Drill-In Fluids", paper SPE – 51094, 1998.
29. Breston J.N. Selective Plugging of Waterflood Input Weels. Theory, Methods and Results // Journal of Petroleum Technology. –1957, March. – P. 26-31.
30. Breston S.N. New development for selective plugging in water floods // Producers Monthly. –1955, vol. 9, №7. –P.26-33.
31. Clazidge E. Discussion of the capillary tube network in reservoir performance studies//,"Sac. Petrol. Eng. J." –1972,12, №4. –P. 352-361.
32. Garland T.M. Selective Plugging of Water Injection Wells // Journal of Petroleum Technology. –1966. –Vol. 18, No. 12. –P. 1550-1560.
33. Hashemi R, Ershaghi J., Ammerer N. Proper Filtration Minimizes Formation Damage //Oil and Gas I-1984,13/VIII. –Vol. 82, №33. –P. 122,124,126.
34. Koch R.R., Diller J.E. An economical large volume treatment for altering water injectivity profiles // Producers Monthly. -1966, vol. 30, №8. – P. 18-20.
35. Lawhon CP., Gill H.F. A wireline completion technique for sand control // J. Petrol. Technol. –1967, VI, v. 19. – P. 741 -747.
36. Litwinişzyn J. On some mathematical models of the suspension flow in porous medium // Chemical Engineering Science. –1967. – Vol. 22. – P. 1315-1324.
37. Mattax C.C., KYTE J.R. Inhibition Oil Recovery from Fractured Water-Driven Reservoir // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1962, Vol. 2, No. 2. – P. 177-184.
38. McLeod H.O. Cravel Packing for High Rate Completion. Paper SPE11008. –1982, sep. 26-28.