

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

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Дослідження процесу підвищення ефективності дорозробки
виснажених газових покладів витісненням залишкового природного газу
азотом»

Пояснювальна записка

Керівник

К.т.н., доцент кафедри
нафтогазової інженерії та технологій

Бугрова Т.М.

посада, наук. ступінь,

підпис, дата,

Бугрова

Виконавець роботи

Ватуля А.Е.

студент, ПІБ

група

601МВ

підпис, дата

Ватуля

Консультант за 1 розділом

Спе. викладач Лисенко А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

доц. в.т.н. Рубель В.П.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

Спе. викладач Лисенко А.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2025р.

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

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГІТ

“ ” _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Ватуля Анатолій Едуардович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Дослідження процесу підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів витісненням залишкового природного газу азотом»
Керівник роботи Бугрова Тетяна Миколаївна, к.т.н, доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “09” 08 2024 року № 888/24

2. Строк подання студентом роботи 22.12. 2024 року

3. Вихідні дані до роботи 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи. 2. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності).

3. Проекти розробки родовищ, технологічні схеми облаштування родовищ або інші технологічне схеми за профілем роботи. 4. Паспорти свердловин та обладнання, що експлуатується.

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

Анотація.

Вступ

1. Аналіз досліджень з підвищення газовилучення з виснажених газових покладів.

Мета та завдання досліджень

2. Дослідження технологій підвищення коефіцієнта вилучення газу з виснажених родовищ шляхом закачування азоту

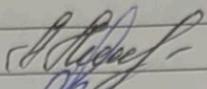
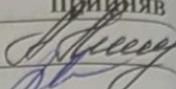
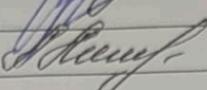
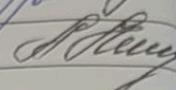
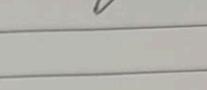
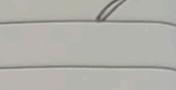
3. Удосконалення технологій підвищення видобутку газу з виснажених родовищ шляхом витіснення залишкового газу азотом та збільшення продуктивності свердловин

Висновки по роботі

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація із демонстрацією результатів наукової роботи

6. Консультанти розділів роботи

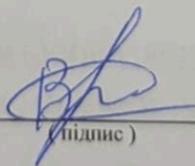
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Ін. викладач Мищенко А.В.		
2	доц. п. т. н. Губель В.І.		
3	Ін. викладач Мищенко А.В.		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.1
2	Теоретична частина	21.10-03.1
3	Моделювання. Експериментальна частина.	04.11-17.1
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-15.1
5	Оформлення та узгодження роботи	16.12-29.1
6	Попередні захисти робіт	06.01-19.0
7	Захист магістерської роботи	20.01-24.01

Студент

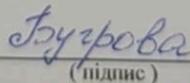


(підпис)

Ватуля А.Е.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи



(підпис)

Бугрова Т.М.

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ	10
1.1 Особливості та проблеми дорозробки виснажених газових покладів	10
1.2 Підвищення газовилучення з виснажених газових покладів	12
1.3 Способи отримання азоту та його відділення від природного газу	18
1.4 Висновки до розділу 1. Мета та завдання досліджень	25
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ ГАЗУ З ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ ШЛЯХОМ ЗАКАЧУВАННЯ АЗОТУ	27
2.1 Методика обробки результатів досліджень	27
2.2 Вплив геометрії покладу та режиму нагнітання азоту на коефіцієнт газовилучення	29
2.3 Вплив законтурного нагнітання азоту на коефіцієнт газовилучення у виснаженому покладі	43
2.4 Вплив різноманітних схем розташування видобувних і нагнітальних свердловин на ефективність вилучення газу з виснаженого газового родовища при закачуванні азоту	48
2.5 Висновки до розділу 2	54
РОЗДІЛ 3. УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУТКУ ГАЗУ З ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ ШЛЯХОМ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ГАЗУ АЗОТОМ ТА ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН	56

3.1 Технології підвищення газовилучення з виснажених покладів витісненням залишкового газу азотом	56
3.2 Моделювання технології витіснення залишкового природного газу азотом для умов виснаженого газового покладу на прикладі горизонту НД-9 Любешівського газового родовища	60
3.3 Висновки до розділу 3	68
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	69
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	71

АНОТАЦІЯ

Ватуля А.Е. Дослідження процесу підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів витісненням залишкового природного газу азотом. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

Роботу присвячено вирішенню актуальної проблеми – підвищення ефективності розробки виснажених газових родовищ за рахунок застосування технологій витіснення залишкового газу азотом.

В першому розділі проведено аналіз досліджень з підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. Описано особливості та проблеми дорозробки виснажених газових покладів, а також способи отримання азоту та його відділення від природного газу.

У другому розділі проведено дослідження технологій підвищення коефіцієнта вилучення газу з виснажених родовищ шляхом закачування азоту.

У третьому розділі удосконалено технологію підвищення видобутку газу з виснажених родовищ шляхом витіснення залишкового газу азотом та збільшення продуктивності свердловин.

Ключові слова: виснажене родовище, поклад, газовилучення, свердловина, природний газ, азот, нагнітальна свердловина, видобувна свердловина.

ВСТУП

Актуальність теми. Більшість родовищ газу та газового конденсату в Україні розробляються вже з середини минулого століття, що призвело до значного виснаження їхніх запасів. Нові відкриті родовища, які могли б замінити вичерпані ресурси, мають відносно невеликі запаси газу і освоюються повільними темпами. При цьому, у виснажених покладах залишається значний обсяг газу, який, як очікується, забезпечить основну частину видобутку газу в Україні протягом найближчого десятиліття.

Одним із перспективних методів збільшення видобутку газу з виснажених газових родовищ є технологія витіснення залишків газу азотом із пористого середовища пласта. Для ефективного застосування цього методу при розробці газових родовищ необхідно ретельно підібрати оптимальні параметри процесу такі, як тиск, при якому починається закачування азоту в пласт; періодичність і швидкість закачування азоту; кількість і розташування на площі родовища як видобувних, так і нагнітальних свердловин; відстань між ними; а також визначити найефективніші режими роботи свердловин.

Тому з метою поглиблення знань у цій галузі та отримання відповідей на наведені питання, які не були повністю висвітлені у попередніх дослідженнях, було проведено додаткові наукові дослідження.

Мета роботи – підвищення ефективності розробки виснажених газових родовищ за рахунок застосування технологій витіснення залишкового газу азотом.

Для досягнення поставленої мети, необхідно вирішити наступні завдання:

- проаналізувати існуючі вітчизняні і закордонні технології дорозробки виснажених газових покладів та методів для збільшення кінцевого обсягу видобутого газу;

- дослідити вплив геологічних особливостей покладу та технологічних параметрів процесу нагнітання азоту на ефективність видобутку залишкового газу;
- удосконалити технологію вилучення додаткових об'ємів газу з виснажених родовищ за допомогою витіснення природного газу в порах азотом.

Об'єкт дослідження – процеси витіснення залишкового газу виснажених покладів азотом.

Предметом досліджень – технології видобутку залишкового газу з виснажених покладів.

Методи вирішення поставлених завдань. Для вирішення поставлених завдань було проведено дослідження на моделях пласта з використанням ліцензованих програм. Отримані результати було статистично оброблено, а розроблені технології удосконалено на прикладі умов конкретних покладів.

Наукова новизна:

- на основі проведених розрахунків було встановлено, що найефективніший початок закачування азоту у виснажений газовий поклад змінюється у межах 0,29 – 0,31 від його початкового значення. Такий підхід забезпечує максимальну ефективність процесу видобутку газу;
- в результаті проведених досліджень було визначено раціональне співвідношення між дебітом газу та об'ємом закачаного азоту для двох різних схем нагнітання. Для циклічного нагнітання з періодичними зупинками видобутку кожні 6 місяців оптимальне співвідношення становить 1:1, а для безперервного нагнітання без зупинок – 1,25:1.

Практичне значення отриманих результатів полягає в розробці більш ефективних технологій видобутку газу з виснажених родовищ. Це дає змогу збільшити як поточний видобуток, так і загальний обсяг видобутого газу.

Особистий внесок автора полягає в наступному: аналіз науково-технічних джерел за напрямком роботи, патентів на винахід та геологічних звітів; обґрунтування мети та задач досліджень; планування та реалізація досліджень дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажений поклад, а також проведенні досліджень впливу кількості свердловин, відстані між ними і технологічних режимів їх роботи на коефіцієнт газовилучення.

Структура та обсяг роботи. Кваліфікаційна робота магістра складається зі вступу, трьох розділів, загальних висновків, списку використаної літератури із 55 найменувань на 7 стор. Загальний об'єм роботи 77 стор., у т. ч. 67 стор. основного тексту, 9 табл. і 18 рис.

Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Магістрант щиро вдячний своєму науковому керівнику, к.т.н., доценту Тетяні Миколаївні Бугровій.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Особливості та проблеми дорозробки виснажених газових покладів

Більшість газових родовищ, які розробляються в Україні, знаходяться на стадії зниження видобутку, що пов'язано з виснаженням основних запасів вуглеводнів. Однак, у породах-колекторах цих родовищ залишається значна кількість газу, який може бути видобутий за допомогою сучасних технологій [35].

Аналіз даних з виснажених газових родовищ США, України та інших країн показує, що в середньому ми видобуваємо близько 85-90% всього газу з покладу. Однак цей показник може коливатися від 70% до 99% залежно від конкретних умов родовища. [37-38, 45, 46]. На момент вичерпання економічної доцільності видобутку газу в пласті, як правило, залишається від 10 до 15% початкових запасів газу. Це пов'язано з неоднорідністю будови продуктивних пластів, нерівномірним розподілом видобувних свердловин по площі газоносності та необхідністю підтримування мінімального тиску на гирлах свердловин для забезпечення безперебійної подачі газу до системи збору, підготовки та транспортування.

Видобуток залишкових вуглеводнів на завершальній стадії розробки родовища є складним завданням через низку факторів. Зниження пластового тиску, погіршення проникності припластової зони внаслідок накопичення твердих частинок і асфальтенів, а також утворення сольових відкладень і гідратів призводять до зниження дебіту свердловин, обводнення і виникнення інших ускладнень, що ускладнює процес видобутку і знижує ефективність розробки родовища [22].

Досягнувши межі виснаження газового покладу, коли подальше видобування газу стає нерентабельним через зниження пластового тиску, ефективним методом збільшення відбору газу є витіснення залишкового вуглеводневого газу з пористого середовища інертними газами. [2-5, 8-21, 36]. Серед неуглеводневих газів найбільш ефективним є азот. Спеціальні промислові установки дозволяють отримувати азот практично в будь-якій точці. Основними статтями витрат при цьому є придбання та експлуатація обладнання, а саме витрати на електроенергію.

Оптимізація процесу видобутку залишкового газу шляхом нагнітання азоту потребує комплексного підходу, який включає в себе вибір оптимальних параметрів нагнітання, раціональне розміщення свердловин та врахування геологічних особливостей родовища. Вирішення цього завдання має не лише економічне, а й соціальне значення, оскільки дозволяє збільшити видобуток вітчизняного газу та забезпечити енергетичну незалежність країни.

Одним із методів покращення зв'язку пласта із свердловиною та збільшення проникності привибійної зони є проведення перфораційних робіт, успішність яких пов'язана з вибором кількості та розмірів перфораційних каналів залежно від фізико-літологічних властивостей пласта, зокрема проникності [22].

Висока концентрація солей у пластових водах, що супроводжують видобуток газу, призводить до інтенсивного корозійного руйнування металевих елементів обладнання свердловини та утворення сольових відкладень на стінках труб і обладнанні. Ці процеси особливо інтенсивно протікають на пізніх стадіях розробки родовищ, коли збільшується обводненість продукції, і призводять до значного скорочення терміну служби свердловин, зниження їхньої продуктивності та збільшення витрат на ремонт та обслуговування при більшій обводненості газових свердловин, особливо на пізніх стадіях розробки родовищ, призводить до зниження ефективності видобутку газу. Це пов'язано з тим, що рух двофазної суміші (газ-вода) по свердловині супроводжується більшими гідродинамічними опорами порівняно з рухом чистого газу. Крім того, обводнення сприяє корозії

обладнання, утворенню відкладень і зниженню проникності припластової зони. Для підвищення ефективності видобутку в таких умовах застосовують комплекс заходів, спрямованих на інтенсифікацію винесення води на поверхню, таких як оптимізація конструкції ліфтових труб, зниження гирлового тиску та використання піноутворювачів [22].

Збільшення обводненості газових свердловин призводить до зниження їхньої продуктивності і вимагає застосування спеціальних методів експлуатації. Одним з таких методів є газліфт. Однак, ефективність газліфту значною мірою залежить від правильності підбору режимних параметрів, таких як дебіт газу, глибина розміщення газліфтного клапана та ін. Існуючі методи розрахунку цих параметрів часто базуються на спрощених моделях, що не враховують двофазний характер потоку в свердловині та взаємодію між пластом і системою газліфту. Це призводить до зниження точності розрахунків і може призвести до неефективної роботи системи. Тому розробка більш точних методів розрахунку є актуальним завданням для підвищення ефективності експлуатації обводнених газових свердловин [22].

1.2 Підвищення газовилучення з виснажених газових покладів

Кінцевий коефіцієнт газовилучення є залежним від технологічних параметрів розробки родовища. Аналіз даних українських промислових родовищ свідчить, що підвищення сумарного видобутку газу на етапі стабільного видобутку та уповільнення темпів спаду видобутку в подальшому призводять до збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення. Фінальний обсяг видобутого газу з родовища під час стабільного видобутку є функцією інтенсивності та тривалості цього процесу. Вибір конкретних значень цих параметрів здійснюється з урахуванням техніко-економічних обґрунтувань. Для уповільнення спаду видобутку газу та зкорочення періоду виснаження родовища необхідно забезпечити своєчасний запуск додаткової компресорної станції, що дозволить підтримувати необхідний

тиск у пласті. Крім того, слід застосовувати ефективні методи підготовки газу, адаптовані до умов знижених тисків на виході зі свердловин. [27].

Для підвищення ефективності розробки виснажених газових покладів застосовують комплекс заходів, спрямованих на зниження кінцевого пластового тиску до мінімально можливого значення, забезпечення рівномірного падіння тиску по всьому пласту та витіснення залишкового газу іншими речовинами, такими як неуглеводневі гази або рідини. Ці заходи дозволяють збільшити видобуток вуглеводнів та підвищити коефіцієнт вилучення [30, 37-38, 45, 46].

Значний інтерес представляє напрям підвищення кінцевого газовилучення з виснажених газових покладів шляхом витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами (діоксидом вуглецю, азотом, димовими та викидними газами, сумішами різних газів, у тому числі суміші повітря та неуглеводневих газів, водогазовими сумішами, нешкідливими побічними рідинними продуктами різних хімічних виробництв) [21-27].

Ідея використання неуглеводневих газів для підвищення ефективності видобутку нафти і газу виникла ще на початку ХХ століття. Сьогодні неуглеводневі гази широко застосовуються в нафтогазовій промисловості для підтримання пластового тиску, що дозволяє збільшити видобуток вуглеводнів, а також як буферний газ у підземних сховищах, що забезпечує стабільну подачу газу споживачам [35, 41].

Лабораторні та теоретичні дослідження підтвердили високу ефективність застосування неуглеводневих газів, зокрема повітря, для підвищення коефіцієнта вилучення газу з виснажених родовищ. Але повітряно-газова суміш, що утворюється при змішуванні повітря з природним газом, за певних концентрацій газу стає вибухонебезпечною. Для метану нижня концентраційна межа вибуховості становить 6%, а верхня – 13,3% за нормальних умов. [46]. Одним із методів усунення ризику вибуху газової суміші є додавання до неї інертних речовин, таких як діоксид вуглецю або азот. Це дозволяє отримати вибухобезпечну суміш за будь-

якого співвідношення газу і повітря [45]. Щоб запобігти спалахуванню метану повітряної суміші за стандартних умов до її складу вводять понад 36 % об. азоту або 23 % об. діоксиду вуглецю. Для пропану суміш є незаймистою за об'ємної частки азоту 29 % або об'ємної частки діоксиду вуглецю 38 %. При цьому із збільшенням температури зменшується кількість інертної присадки, яка необхідна для повного запобігання вибуху. Антиокислювальні властивості проявляють багато органічних сполук, зокрема аміни та феноли. Додавання таких речовин у газоповітряну суміш у концентрації від 0,002 до 0,1% масових або об'ємних дозволяє запобігти вибуховим процесам. [46].

Одним із перспективних напрямків утилізації промислових викидів є їх використання як джерела інертних газів для застосування в нафтогазовій промисловості. Димові гази теплових електростанцій, газопереробних заводів та викиди двигунів внутрішнього згорання можуть бути ефективно очищені та використані для створення вибухобезпечних газоповітряних сумішей, необхідних для проведення різних технологічних операцій. Такий підхід дозволяє не тільки вирішити проблему утилізації шкідливих викидів, але й знизити витрати на виробництво інертних газів, що робить цей метод економічно доцільним.

Саме на родовищі Блок-31 у Техасі в 1966 році відбувся знаковий прорив у нафтогазовій промисловості: вперше було успішно застосовано димові гази для підвищення ефективності видобутку нафти та газу. Це стало початком нової ери в розробці родовищ, відкривши шлях для широкого використання різних газів для збільшення видобутку вуглеводнів. [41]. Для здійснення процесу виробництва димових газів у 1966 році було споруджено завод, де сухий вуглеводневий газ спалювали з метою отримання димових газів.

Серед неуглеводневих газів, що використовуються для витіснення природного газу, діоксид вуглецю (CO_2) демонструє найкращі результати. Його густина в пластових умовах приблизно в 6 разів перевищує густина природного газу, а в'язкість CO_2 також суттєво вища, ніж в'язкість метану. Діоксид вуглецю

характеризується високою розчинністю у нафті, газовому конденсаті і пластовій воді [9]. Висока розчинність діоксиду вуглецю у пластовій воді створює умови для ефективного витіснення природного газу за рахунок процесу розчинення та дифузії. [19]. Велика увага приділяється CO_2 як газу для нагнітання у нафтові поклади [14].

Дослідження процесу витіснення залишкового газу діоксидом вуглецю показали, що ефективність цього методу значною мірою залежить від початкових умов. Чим нижчий пластовий тиск на початку закачування діоксиду вуглецю, тим більший об'єм газу може бути витіснений. Крім того, розміщення перфораційних інтервалів у зонах з меншою проникністю сприяє більш тривалому контакту діоксиду вуглецю з газом, що підсилює процес витіснення. Ці висновки підтверджують необхідність індивідуального підходу до вибору оптимальних параметрів закачування діоксиду вуглецю для кожного конкретного родовища [10-11].

Аналіз результатів математичного моделювання, представлених у роботах [3, 11, 18, 30], свідчить про те, що оптимальним сценарієм розробки газового родовища є виснаження покладу до економічно доцільної межі з подальшим застосуванням технології закачування діоксиду вуглецю. У роботах [2, 4-5, 8, 11, 30] представлені результати лабораторних досліджень, присвячених вивченню процесів витіснення природного газу з модельних пластів різної геологічної будови (однорідних та двошарових) за допомогою різних агентів витіснення (діоксиду вуглецю, азоту та димових газів). Проведені лабораторні дослідження підтвердили високу ефективність застосування неуглеводневих газів, зокрема діоксиду вуглецю, для вилучення залишкового газу з виснажених газових покладів. Максимальний коефіцієнт вилучення газу був досягнутий в експериментах з витіснення метану діоксидом вуглецю. Дослідження показали, що при витісненні метану з пласта діоксидом вуглецю коефіцієнт газовилучення досягав значних значень, до 81-97,4%. Застосування димових газів та азоту для витіснення метану в модельних

умовах також забезпечило високі значення коефіцієнта газовилучення, хоча дещо нижчі порівняно з використанням діоксиду вуглецю.

Результати лабораторних досліджень свідчать про те, що ефективність витіснення метану різними неуглеводневими газами залежить від багатьох факторів, включаючи тип витіснювального агента, геологічну будову пласта та інтенсивність процесів молекулярної дифузії. Неоднорідність пласта, що характеризується наявністю прошарків з різною проникністю, негативно впливає на коефіцієнт вилучення метану. Однак, молекулярна дифузія між різними шарами може частково компенсувати цей негативний ефект, сприяючи більш повному витісненню газу.

Висока корозійна активність діоксиду вуглецю є серйозною проблемою при його застосуванні в нафтогазовій промисловості. Взаємодія діоксиду вуглецю з металами, з яких виготовлено свердловинне обладнання, призводить до їх швидкого руйнування. Для запобігання корозії необхідно використовувати спеціальні інгібітори, проводити регулярний моніторинг стану обладнання та, в деяких випадках, замінювати його на обладнання з корозійностійких матеріалів. Все це суттєво ускладнює і здорожує технологічний процес.

У роботі [36] наведено результати досліджень впливу нагнітання у газоконденсатний поклад викидних газів на коефіцієнт конденсатовилучення. Викидні гази поєднують у собі переваги азоту і діоксиду вуглецю. Дослідження показали, що оптимальним періодом для початку циклічного закачування відпрацьованих газів є 10-й рік розробки родовища, коли пластовий тиск знизиться з 35 до 10 МПа. Саме за таких умов досягається максимальний коефіцієнт вилучення конденсату.

Серед усіх неуглеводневих газів, що використовуються для підвищення нафтовидобутку, азот є найбільш перспективним завдяки своїй доступності та відсутності корозійної дії на обладнання. Азот можна отримувати з атмосферного повітря за допомогою відносно простих і недорогих технологій, таких як кріогенна

сепарація або адсорбція. Крім того, азот є інертним газом, що виключає необхідність застосування додаткових інгібіторів корозії та дозволяє використовувати стандартне обладнання. Завдяки цим перевагам азот широко застосовується не тільки в нафтогазовій промисловості, але й у багатьох інших галузях [12, 35, 39].

Хоча азот і використовується для підвищення видобутку газу, його застосування має і негативні наслідки. Зокрема, нагнітання азоту призводить до зростання тиску початку конденсації вуглеводнів, що може спричинити небажане випадання конденсату в пласті [16].

Економічна ефективність методів підвищення нафтогазовилучення шляхом закачування неуглеводневих газів значною мірою залежить від вибору оптимального моменту початку закачування. Закачування при надто низьких пластових тисках може призвести до низьких дебітів свердловин і, як наслідок, до економічної неефективності процесу. Тому визначення оптимального значення пластового тиску для початку закачування є актуальним завданням, яке вимагає проведення детальних теоретичних і експериментальних досліджень.

Хоча М. Маскетом [30] були запропоновані різні схеми розміщення свердловин для розробки газоконденсатних родовищ з використанням нагнітання газу, питання впливу режимів роботи видобувних свердловин на ефективність цього процесу залишається недостатньо вивченим. Зокрема, відсутні дані про те, як періодичні зупинки видобутку, зміна швидкості нагнітання азоту та інші фактори впливають на кінцевий коефіцієнт газовилучення. Заповнення цієї прогалини в знаннях є важливим завданням для оптимізації процесу видобутку газу з виснажених родовищ.

Вирішення поставлених проблем вимагає проведення комплексу досліджень, які охоплюють як теоретичне обґрунтування на основі моделювання, так і експериментальну перевірку на реальному газовому родовищі.

1.3 Способи отримання азоту та його відділення від природного газу

Широке використання азоту в промисловості вимагає наявності стабільних технологій його виробництва. Джерелами азоту можуть слугувати як атмосферне повітря, так і димові гази, що утворюються при спалюванні природного газу. Слід зазначити, що димові гази містять значну кількість азоту – близько 85%. [35]. Димові гази утворюються в результаті згоряння різних видів палива, включаючи природний газ, вугілля, нафту та їхні похідні. Вони є складними сумішами газів, що містять оксиди вуглецю, оксиди азоту, сірчистий ангідрид, тверді частинки та інші шкідливі домішки. Основними джерелами димових газів є теплові електростанції, металургійні заводи, котельні та підприємства з переробки відходів. Викиди димових газів є одним з основних факторів забруднення атмосфери та призводять до виникнення таких проблем, як кислотні дощі, смог та парниковий ефект.

Найпоширенішим та економічно вигідним методом отримання азоту для промислових потреб є його виділення з атмосферного повітря, яке складається переважно з азоту (78,12%), кисню (20,95%) та аргону (0,93%). Крім того, в повітрі є невелика кількість водяної пари – від 0,5 до 2%. З атмосферного повітря азот отримують трьома способами: мембранним, адсорбційним та кріогенним (рисунок 1.1 а, б, в), основні переваги та недоліки яких наведено у таблиці 1.1.

Мембранні та адсорбційні технології дозволяють отримати газоподібний азот, тоді як кріогенний метод, який передбачає охолодження повітря до температури 89-90 К, використовується для виробництва рідкого азоту [40, 47].

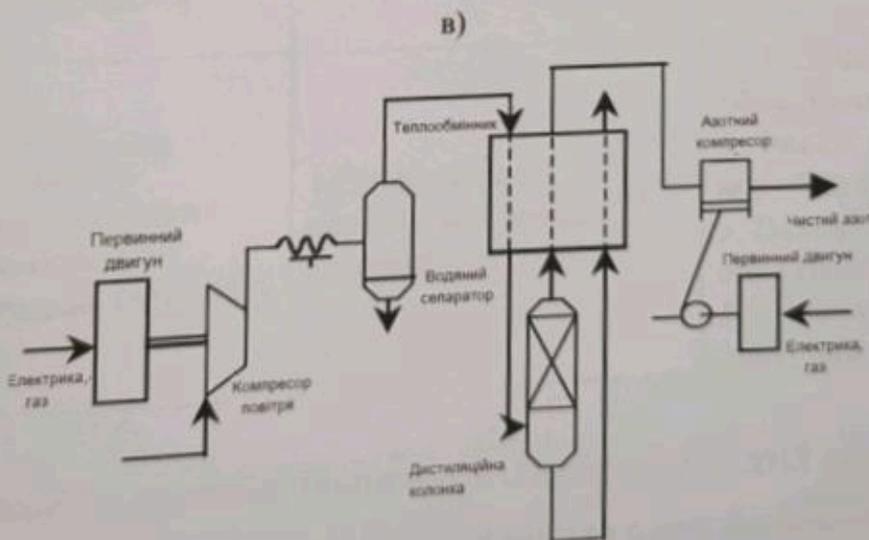
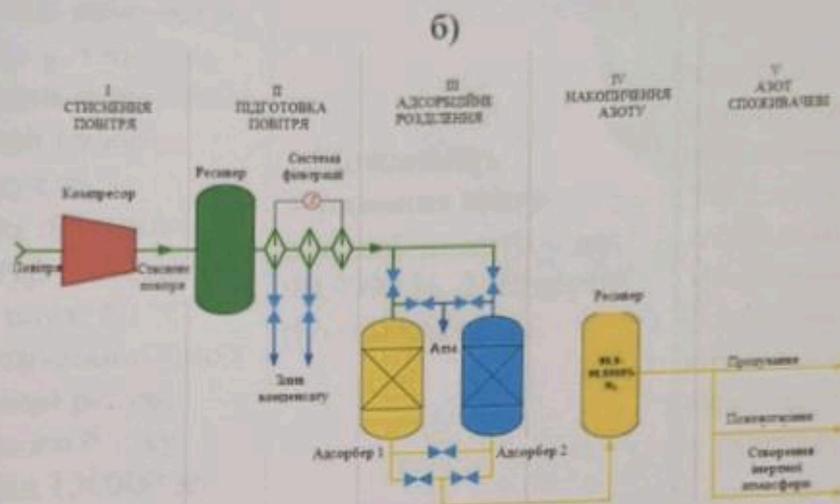
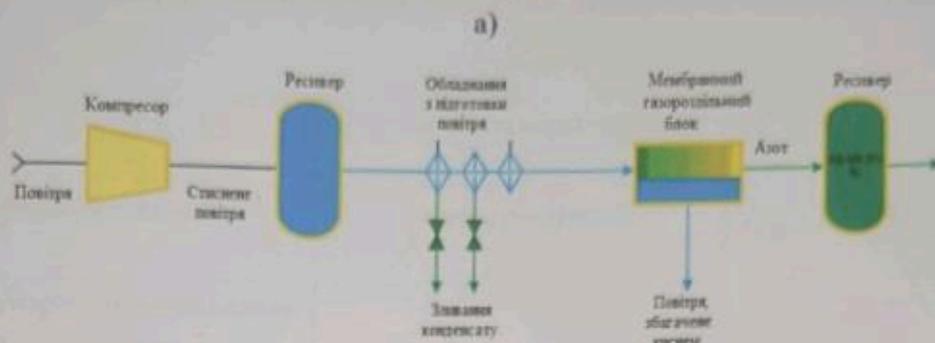


Рис. 1.1 Схеми отримання азоту з повітря мембранним (а), адсорбційним (б) та криогенним (в) способами

Таблиця 1.1. Основні переваги та недоліки різних способів отримання азоту з повітря

Переваги/ Недоліки	Способи отримання азоту		
	Мембранний	Адсорбційний	Кріогенний
Переваги	<p>1. У газорозділювальних блоках повністю відсутні рухомі частини, що забезпечує надійність установок.</p> <p>2. Мембрани дуже стійкі до вібрацій і ударів, функціонують у широкому діапазоні температур – від мінус 40 °С до плюс 60 °С.</p> <p>3. При дотриманні умов експлуатації ресурс мембранного блоку складає від 130000 до 180000 годин (15-20 років безперервної роботи).</p>	<p>1. Можливість отримання азоту високої чистоти – до 99,9999 %. 2. Відсутні рухомі частини.</p>	<p>1. Можливість отримання надчистого азоту (у наближенні до 100 %) 2. Можливість отримання інших компонентів повітря. 3. Можливість отримання компонентів повітря у рідкому вигляді.</p>
Недоліки	<p>1. Обмежена продуктивність вибраної установки.</p> <p>2. Максимальна концентрація азоту 99,5 %.</p>	<p>1. Необхідність періодичної заміни адсорбенту.</p>	<p>1. Висока вартість обладнання.</p> <p>2. Значні витрати на виробництво.</p> <p>3. Великі габарити обладнання.</p> <p>4. Тривалий пусковий період.</p>

На Котелевському родовищі Полтавської області у 2012-2013 рр. побудовано азотну станцію ААВН-40/25 VI з блоком виробництва азоту адсорбційного типу з тиском нагнітання азоту у продуктивний пласт 25 МПа з продуктивністю 50 тис.м³/добу виробництва концерну УКПРОСМЕТАЛ. Цей комплекс устаткування

забезпечує отримання з атмосферного повітря газоподібного азоту концентрацією не менше 99 %. Станція спроектована за модульним принципом і працює в автоматичному режимі. Вона складається з наступних модулів: компресор низького тиску, модуль підготовки стисненого повітря, модуль розділення повітря, компресор високого тиску, система охолодження теплоносія та ресивери для зберігання азоту і повітря. [48].

Широкого застосування набула технологія короткоциклової адсорбції, яка дозволяє ефективно виділяти з повітря або газових сумішей різноманітні компоненти, такі як водень, кисень, метан, етилен та інші. Особливою популярністю користуються PSA-установки, що працюють без додаткового підігріву адсорбенту [47]. Компанія Mahler AGS пропонує встановити генератор азоту Nitroswing, який працює за принципом короткоциклової адсорбції зі змінним тиском. Ця технологія дозволяє отримувати чистий азот шляхом відділення його від інших компонентів повітря.

Було успішно застосовано кріогенний метод для виділення азоту з природного газу на газовому родовищі Гандхар (Індія), поклад ГС-4 [17].

Більше століття великі промислові установки використовують кріогенну технологію для розділення повітря, що свідчить про її надійність і ефективність [12]. Кріогенне розділення повітря – це найбільш доцільна технологія для отримання великих об'ємів високочистого азоту. Завдяки цій технології можливості застосування азоту в нафтогазовій промисловості значно розширилися. Наприклад, завод у Кантарелле забезпечує азотом великі морські родовища, що свідчить про високий потенціал цієї технології [13].

Авторами роботи [15] розроблено з метою збільшення видобутку вуглеводнів на родовищі Kinteroni-Sagarі було прийнято рішення про застосування технології нагнітання азоту. Це передбачає переобладнання частини свердловин для закачування азоту, а також будівництво нових виробничих потужностей для отримання азоту з повітря та його очищення від домішок природного газу.

Використання неуглеводневих газів для стимулювання видобутку вуглеводнів з виснажених родовищ неминуче призводить до поступового проникнення цих газів у видобувні свердловини. Збільшення концентрації неуглеводневих газів у видобутому газі погіршує його якість та робить непридатним для подальшого використання відповідно до галузевих стандартів постачання. Згідно з галузевими нормами [35] вміст азоту у природному газі, що подається у газотранспортну систему, не повинен перевищувати 5 % об. Обмеження концентрації азоту в товарному газі пов'язане з тим, що його присутність призводить до зниження теплотворної здатності газу та числа Воббе, що, в свою чергу, погіршує його якісні характеристики як палива. Калорійність товарного газу коливається в межах 7600 ккал/м³, що, за даними НАК «Нафтогаз України», може досягати 8000-8250 ккал/м³, а за даними ПАТ «Укртрансгаз» – 8200 ккал/м³. Число Воббе знаходиться в діапазоні 9850-13000 ккал/м³. Варто зазначити, що за підвищеного вмісту азоту видобутий газ потребує додаткової очистки для приведення до товарних стандартів.

Високий вміст азоту в природному газі, як, наприклад, на родовищі Панхандл-Хьюгтон (де він сягає 10%), а інколи й до 30-35% в інших родовищах, створює значні труднощі під час видобутку та обробки газу. Очищення газу від азоту є однією з найактуальніших проблем у таких випадках [42]. Висока вартість транспортування природного газу, обумовлена необхідністю переміщення великих об'ємів азоту, робить доцільним застосування технологій очищення газу безпосередньо на місці видобутку. Такий підхід дозволяє знизити витрати на транспортування, підвищити ефективність використання ресурсів та зменшити негативний вплив на довкілля.

Для розділення природного газу і азоту або газів горіння використовують криогенну технологію [40]. Установа для виділення азоту функціонує за принципом послідовного очищення, скраплення та розділення газової суміші. Спочатку газ очищається від домішок, потім охолоджується до рідкого стану.

Наступним етапом є фракційна перегонка, яка дозволяє відокремити азот від метану. Завдяки цій технології можна отримати високочистий природний газ із вмістом метану 99% [35].

Отримання чистого азоту з природного газу здійснюється за допомогою низькотемпературної дистиляції, яка дозволяє розділити компоненти газової суміші завдяки різниці їхніх температур кипіння. Для видалення діоксиду вуглецю, який також присутній у природному газі, використовують метод адсорбції на активному вугіллі марки СКТ. Цей адсорбент ефективно поглинає молекули діоксиду вуглецю при низьких температурах, забезпечуючи високий ступінь очищення газу.

Родовище Блок-31 в окрузі Крейн, штат Техас, США, зіткнулося з серйозною проблемою забруднення видобутого газу неуглеводневими компонентами. Інтенсивне закачування димових газів у пласт протягом десяти років призвело до значного забруднення приблизно третини покладу. Це свідчить про необхідність розробки ефективних методів очищення газу [41], а їх вміст у продукції видобувних свердловин складав до 30-40 % об. З метою підвищення ефективності видобутку газу було прийнято рішення про будівництво нового заводу, призначеного для вилучення азоту з видобувного газу. Отриманий азот планувалося повертати назад у пласт. Було зведено пілотну установку для вивчення технології скраплення азоту, проте промислове впровадження цього процесу не було реалізовано.

На великих підприємствах для зниження вмісту азоту в природному газі використовують спеціальні установки. Принцип їх роботи полягає в розділенні газової суміші за рахунок різниці температур кипіння компонентів. Оскільки метан кипить при більш високій температурі, ніж азот, його можна відігнати від азоту шляхом охолодження газової суміші. Для досягнення необхідних наднизьких температур застосовують спеціальні теплообмінники, виготовлені з паяних алюмінієвих пластин. Ці теплообмінники також виконують функції конденсаторів або випарників у системах ректифікації.

Два великі заводи з переробки природного газу споруджено у США і в Австралії. Компанія Linde Engineering постачає блоки видалення азоту (NRU) для обох об'єктів [44].

Компанія Air Liquide Engineering & Construction пропонує спектр рішень для установок з видалення азоту. Сировиною для цього технологічного процесу можуть бути природний газ, попутні гази нафтових покладів або газ з нетрадиційних джерел. Можлива переробка майже будь-якої суміші азоту з метаном (5 - 90 %). Ця пріоритетна технологія забезпечує високу ефективність та адаптованість і дозволяє отримувати газ на продаж, що відповідає вимогам трубопровідного транспортування газу. Крім того, зводяться до мінімуму викиди парникових газів в атмосферу, а вміст азоту у природному газі менший 1% об. [44].

Вивчення досвіду промислових підприємств дозволяє зробити висновок, що криогенний метод є найбільш ефективним для видалення азоту з природного газу. Суть цього методу полягає у зниженні температури газової суміші до таких значень, за яких азот конденсується, а основні компоненти газу залишаються в газоподібному стані. Після цього рідкий азот відділяється від газової суміші.

1.4 Висновки до розділу 1. Мета та завдання досліджень

1. Більша частина українських газових родовищ знаходиться на пізній стадії розробки, що характеризується зниженням дебіту свердловин і виснаженням основних запасів. Однак, у породах-колекторах цих родовищ залишається значна кількість газу, який може бути видобутий за допомогою сучасних технологій. За оцінками експертів, ці залишкові запаси забезпечать основний обсяг видобутку газу в Україні протягом найближчого десятиліття.

2. Систематизація даних про розробку виснажених газових родовищ в Україні та за кордоном дозволяє визначити найбільш перспективні напрямки наукових досліджень. Зокрема, необхідно розробити нові технології, спрямовані на

підвищення ефективності видобутку газу з низькопроникних пластів, а також вдосконалити існуючі методи закачування робочих агентів для витіснення залишкового газу. Результати таких досліджень дозволять підвищити коефіцієнт вилучення газу і забезпечити стабільне постачання енергоресурсів.

3. Одним із перспективних напрямків підвищення ефективності розробки виснажених газових родовищ є застосування технології витіснення залишкового газу азотом. Цей метод дозволяє збільшити видобуток газу за рахунок мобілізації додаткових запасів, які недоступні при традиційних методах розробки.

Тому **метою роботи** є підвищення ефективності розробки виснажених газових родовищ за рахунок застосування технологій витіснення залишкового газу азотом.

Для досягнення поставленої мети, необхідно вирішити наступні **завдання**:

- проаналізувати існуючі вітчизняні і закордонні технології дорозробки виснажених газових покладів та методів для збільшення кінцевого обсягу видобутого газу;
- дослідити вплив геологічних особливостей покладу та технологічних параметрів процесу нагнітання азоту на ефективність видобутку залишкового газу;
- удосконалити технологію вилучення додаткових об'ємів газу з виснажених родовищ за допомогою витіснення природного газу в порах азотом.

РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ ГАЗУ З ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ ШЛЯХОМ ЗАКАЧУВАННЯ АЗОТУ

2.1 Методика обробки результатів досліджень

Для підвищення ефективності видобутку газу з виснажених родовищ широко застосовується метод закачування азоту. Однак, ефективність цього методу значною мірою залежить від правильного вибору технологічних параметрів, таких як тиск початку закачування, розташування свердловин та режимів їх роботи. Для визначення оптимальних умов закачування азоту було проведено математичне моделювання за допомогою програмного комплексу Computer Modelling Group (CMG). Метою моделювання було визначення впливу різних факторів на коефіцієнт вилучення газу та якість товарного продукту.

Для аналізу отриманих результатів і визначення оптимальних значень досліджуваних параметрів було застосовано метод найменших квадратів. Як приклад, розглянемо обробку даних, отриманих при дослідженні перфораційних каналів. Значення відношення дебітів газу для різної кількості перфораційних каналів наведено у таблиці 2.1. Приклад схеми оцінки раціонального значення досліджуваного параметру зображено на рисунку 2.1.

На першому етапі необхідно встановити вид залежності $y=f(x)$, тобто вирішити чи є вона лінійною $f(x)=a_0+a_1x$, квадратичною $f(x)=a_0+a_1x+a_2x^2$, логарифмічною $f(x)=a_0+a_1\ln(x)$ або яка-небудь інша.

Таблиця 2.1. Значення відношення дебітів газу для різної кількості перфораційних каналів діаметром 0,03 м та довжиною 0,1 м

Кількість перфораційних каналів, n	6	10	16	20	25	30	35	40
Відношення дебітів газу, q/q_0	0,774	0,863	0,948	0,977	0,993	1,001	1,005	1,007

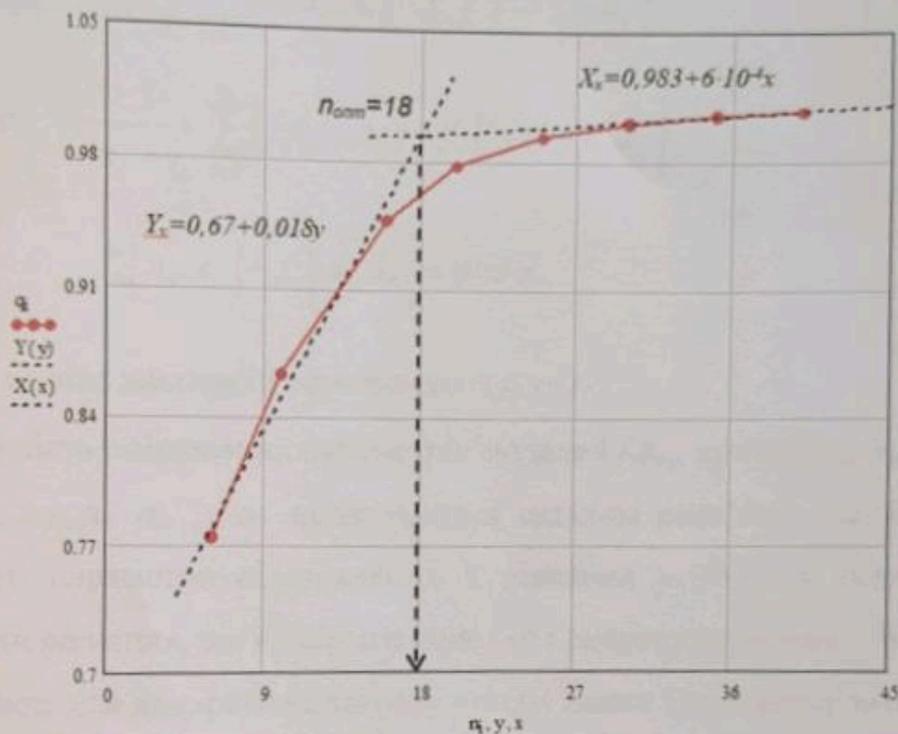


Рис. 2.1 Схема оцінки раціонального значення кількості перфораційних каналів діаметром 0,03 м та довжиною 0,1 м

Для цього розрахункові точки наносяться на координатну площину і по їхньому розташуванню висувають гіпотезу про вид емпіричної залежності.

На другому етапі, коли загальний вид емпіричної функції обраний, необхідно визначити числові значення її параметрів $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$.

Згідно з методом «найменших квадратів» значення параметрів функції $f(x)=a_0+a_1x$ підбираються таким чином, щоб відхилення експериментальних точок (x_i, y_i) $i=1..N$ від обраної кривої було мінімальним. Параметри a_0, a_1 повинні бути такими, щоб сума квадратів відхилень спостережуваних значень y_i від розрахованих по функції $f(x)=a_0+a_1x$ була мінімальною. Після певних перетворень отримують нормальну систему двох лінійних рівнянь для невідомих параметрів регресії.

$$\begin{cases} \min_{v, a_v} \left\{ \sigma_{av}^2 = \frac{1}{n_v - r_v} \sum_{i=1}^{n_v} [f_v(a_v, x_i) - y_i]^2 \right\} \Rightarrow \left\{ \hat{v}, \hat{a}_v \right\} \\ \min_{\varepsilon, a_\varepsilon} \left\{ \sigma_{a\varepsilon}^2 = \frac{1}{n_\varepsilon - r_\varepsilon} \sum_{i=1}^{n_\varepsilon} [f_\varepsilon(a_\varepsilon, x_i) - y_i]^2 \right\} \Rightarrow \left\{ \hat{\varepsilon}, \hat{a}_\varepsilon \right\} \end{cases} \quad (2.1)$$

$$f_v(\hat{a}_v, x_*) - f_\varepsilon(\hat{a}_\varepsilon, x_*) = 0 \Rightarrow x_* \quad (2.2)$$

$\sigma_{av}^2, \sigma_{a\varepsilon}^2$ – оцінка дисперсій ефективності f_v та f_ε ;

r_v, r_ε – кількість оцінюваних параметрів моделей $f_v(a_v, x_i)$ та $f_\varepsilon(a_\varepsilon, x_i)$.

Параметри $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$ визначаються шляхом розв'язку даної системи рівнянь. Знайдені параметри підставляють у рівняння $y=f(x)$ і у такий спосіб отримують лінійні рівняння, що найкраще описують розрахункові дані. Після цього будують залежності для конкретних розрахункових даних і апроксимують кожен з них двома прямими лініями, точка перетину яких відповідає раціональному досліджуваному значенню.

2.2 Вплив геометрії покладу та режиму нагнітання азоту на коефіцієнт газовилучення

Методика дослідження та вхідні дані. Дослідження виконано на прикладі гіпотетичних газових покладів квадратної і кругової форм. Реальні газonosні поклади переважно мають неправильну (складну у плані) геометричну форму. Тому

нами розглянуто два крайні випадки, коли поклад має квадратну або кругову форми. У покладі квадратної форми сторона квадрата дорівнювала 1500 м, площа газоносності – $2,25 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, товщина пласта – 10 м, відносна густина газу – 0,553. У покладі кругової форми радіус контуру газоносності становив 3000 м, площа газоносності – $28,26 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, товщина пласта – 12 м, відносна густина газу – 0,6. Для обох покладів коефіцієнт відкритої пористості дорівнював 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,2 мкм², середня глибина залягання продуктивного пласта – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К. Запаси газу для покладу квадратної форми становлять 704,56 млн.м³, а для покладу кругової форми – 11,695 млрд.м³. Газовий поклад квадратної форми розробляють на виснаження чотирма свердловинами, розміщеними у кутах квадрата, які експлуатують на режимі постійної депресії на пласт 0,26 МПа з початковим дебітом газу однієї свердловини 55 тис.м³/доб (рисунок 2.2 а). Газовий поклад кругової форми розробляють 12 видобувними свердловинами, розміщеними у вигляді батареї радіусом 1500 м (рисунок 2.2 б). Свердловини експлуатують на режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа з початковим дебітом газу однієї свердловини 125 тис.м³/доб [52, 56, 57].

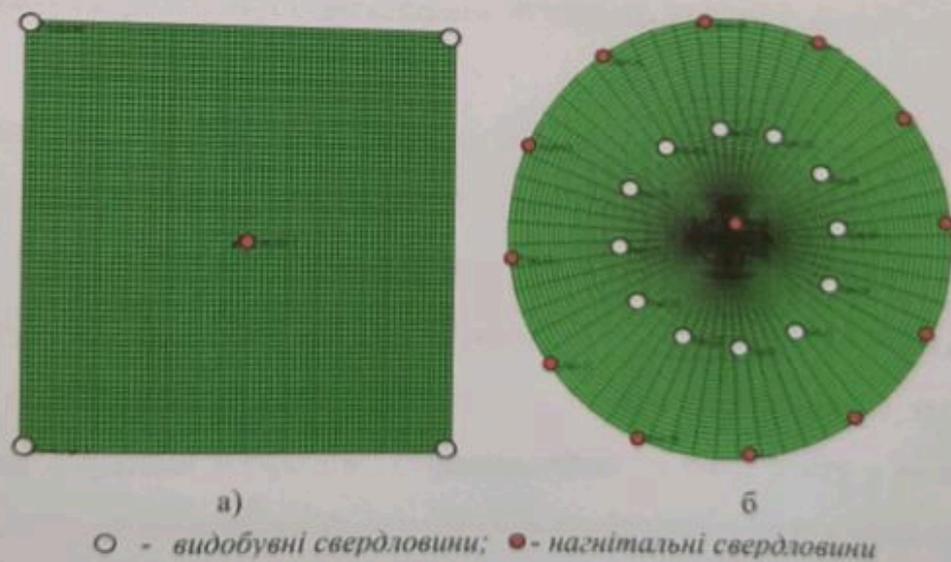


Рис. 2.2 Схеми розміщення свердловин на газовому покладі квадратної (а) та кругової (б) форм

В обох покладах після зниження пластового тиску на певну величину від початкового тиску здійснюють нагнітання у пласт азоту: для покладу кругової форми через 12 нагнітальних свердловин, розміщених на початковому контурі газоносності, у вигляді колового ряду з радіусом 3000 м, для покладу квадратної форми – через центральну свердловину. Дослідження виконано для різних значень тиску початку нагнітання азоту у поклад (0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 від початкового тиску) та різної тривалості періоду його нагнітання (6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 30 і 36 місяців).

У дослідженнях поклади розробляли на виснаження до моменту зниження пластового тиску до заданого значення, після чого починали нагнітати азот у пласт через нагнітальні свердловини. Під час нагнітання азоту у пласт продовжували експлуатацію видобувних свердловин. Добову витрату азоту, який запоповували у пласт, вибирали залежно від сумарного поточного дебіту всіх видобувних свердловин, виходячи з умови рівності їх значень у пластових умовах і забезпечення постійності пластового тиску упродовж періоду нагнітання азоту у пласт. Після заданого періоду часу нагнітання азоту у пласт припиняли і продовжували подальшу експлуатацію видобувних свердловин до моменту зниження поточного пластового тиску до 0,1 від початкового значення або прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 %.

Результати досліджень. Розрахунки прогнозних технологічних показників дорозробки виснаженого газового покладу з нагнітанням азоту у пласт проводили з кроком у часі 1 рік. Для кожного моменту часу визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту і накопичений видобуток газу та азоту. За цими даними обраховували поточний коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення та вміст азоту у видобувному газі. Результати досліджень обробляли у вигляді графічних залежностей пластового тиску, об'ємного вмісту азоту у видобувному газі, коефіцієнта газовилучення за

залишковим газом і загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання.

Аналіз результатів розрахунків свідчить, що нагнітання азоту у поклад сприяє підтриманню на вищому рівні пластового тиску порівняно з розробкою на виснаження (рисунок 2.3). Поточний пластовий тиск тим більший, чим більший тиск початку нагнітання азоту у поклад.

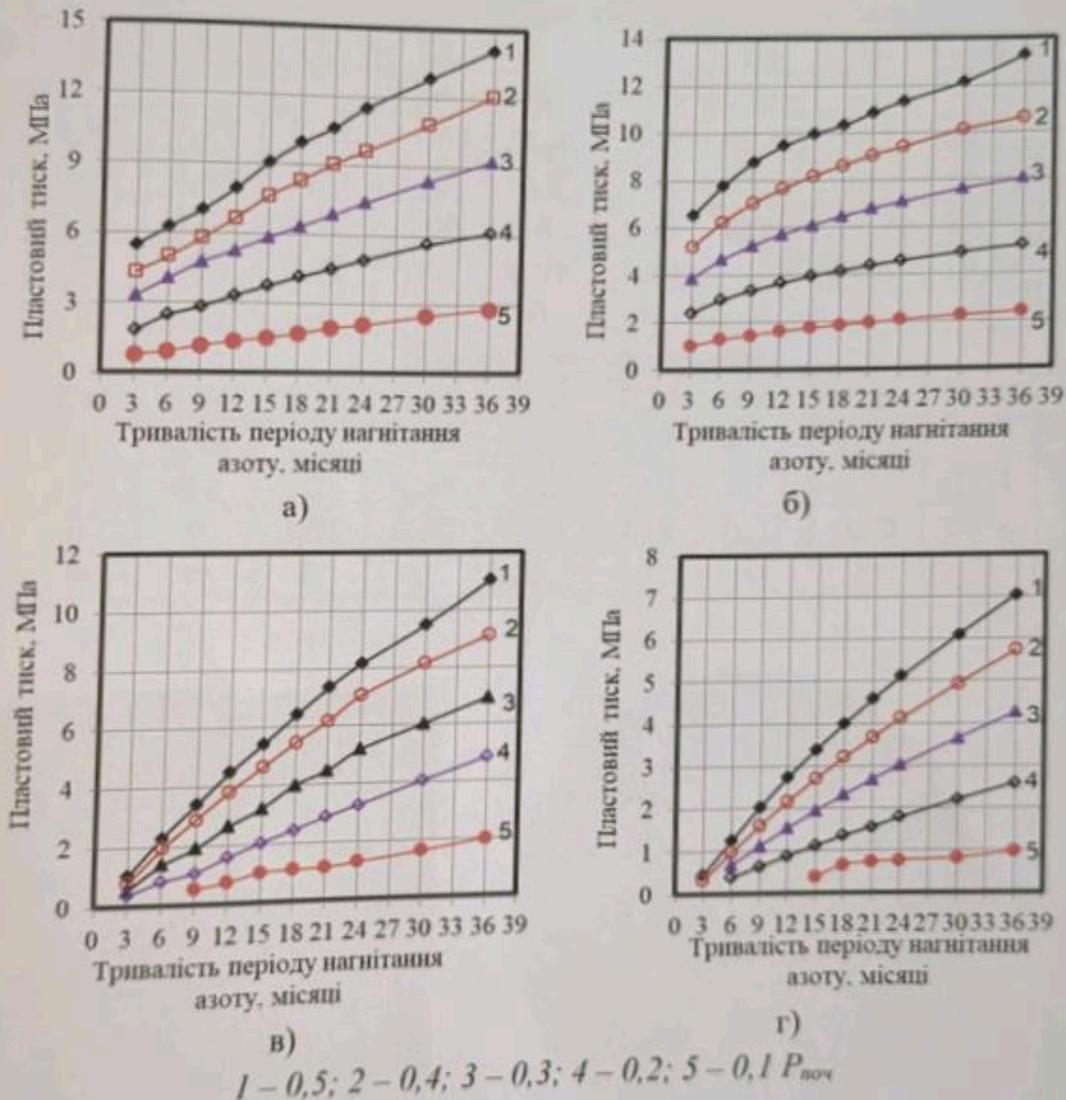


Рис. 2.3 Залежності поточного пластового тиску від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт для покладів квадратної (а,в) та кругової (б,г) форм за різних значень тиску початку нагнітання азоту (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а,б) і об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % (в,г)

На момент зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення вміст азоту у видобувному газі буде тим більший, чим більший тиск початку нагнітання азоту у поклад і тривалість періоду його нагнітання (таблиця 2.2, рисунки 2.4-2.5).

Таблиця 2.2 Вміст азоту у видобувному газі на момент зниження поточного пластового тиску у покладі до 0,1 від початкового значення

Тиск початку нагнітання азоту	Вміст азоту у видобувному газі (% об.) для різної тривалості періоду нагнітання азоту у пласт (місяці)									
	3	6	9	12	15	18	21	24	30	36
	Поклад квадратної форми									
0,5 Рпоч	0,68	1,17	3,44	11,85	24,96	38,37	46,12	54,21	64,75	72,55
0,4 Рпоч	0,08	0,43	1,13	3,26	10,37	19,86	32,15	40,5	50,42	61,87
0,3 Рпоч	0,01	0,25	0,32	1,06	2,82	8,76	15,49	23,78	33,79	44,62
0,2 Рпоч	0	0	0,02	0,1	0,98	2,13	6,86	11,67	19,38	27,65
0,1 Рпоч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Поклад кругової форми										
0,5 Рпоч	0,31	1,04	2,16	3,57	5,28	7,24	9,45	11,91	17,16	22,93
0,4 Рпоч	0,12	0,48	1,13	2,06	3,25	4,68	6,35	8,37	12,7	18
0,3 Рпоч	0,03	0,1	0,31	0,66	1,18	1,88	2,77	4,03	6,64	10,25
0,2 Рпоч	0	0	0,01	0,02	0,06	0,12	0,22	0,38	0,92	1,84
0,1 Рпоч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

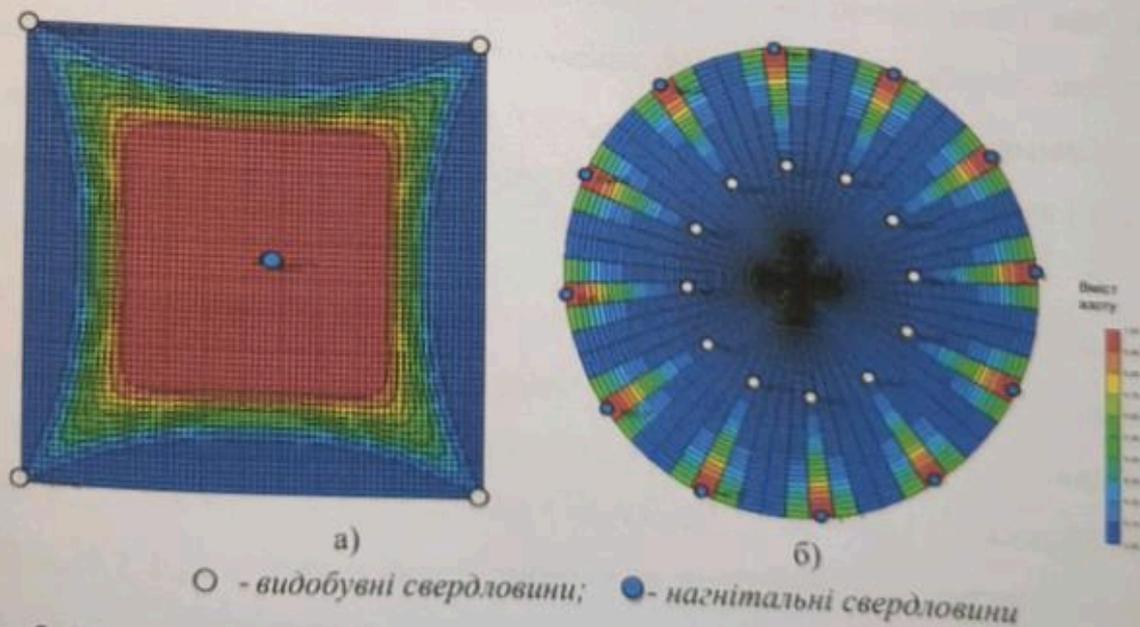


Рис. 2.4 Положення фронту витіснення газу азотом на момент прориву азоту у видобувні свердловини для покладу квадратної (а) та кругової (б) форм

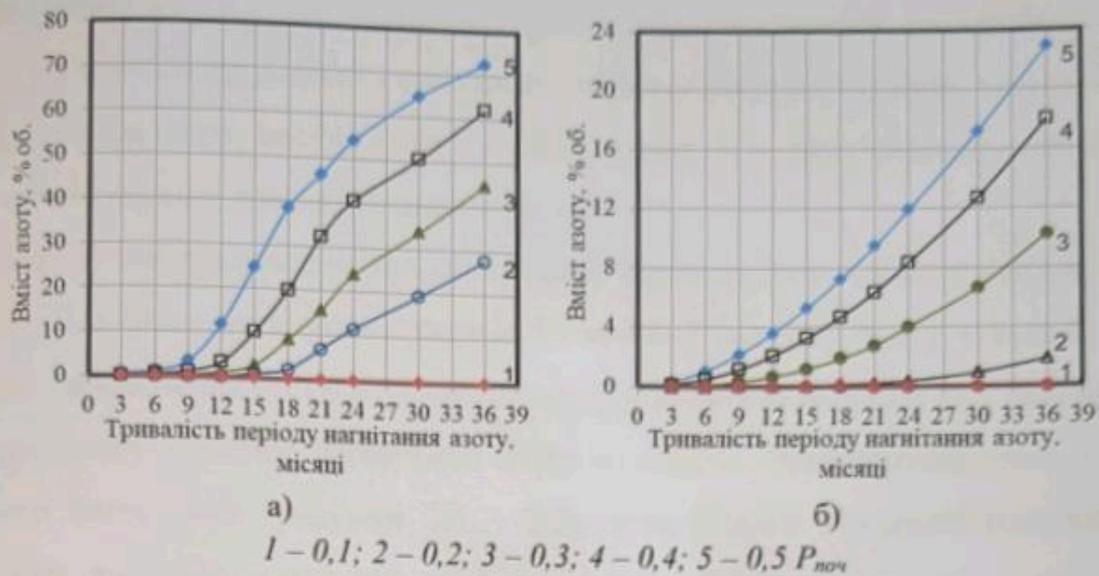


Рис. 2.5 Залежності вмісту азоту у видобувному газі від тривалості періоду його нагнітання у пласт за різного тиску початку нагнітання (1-5) для покладів квадратної (а) та кругової (б) форм на момент зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення

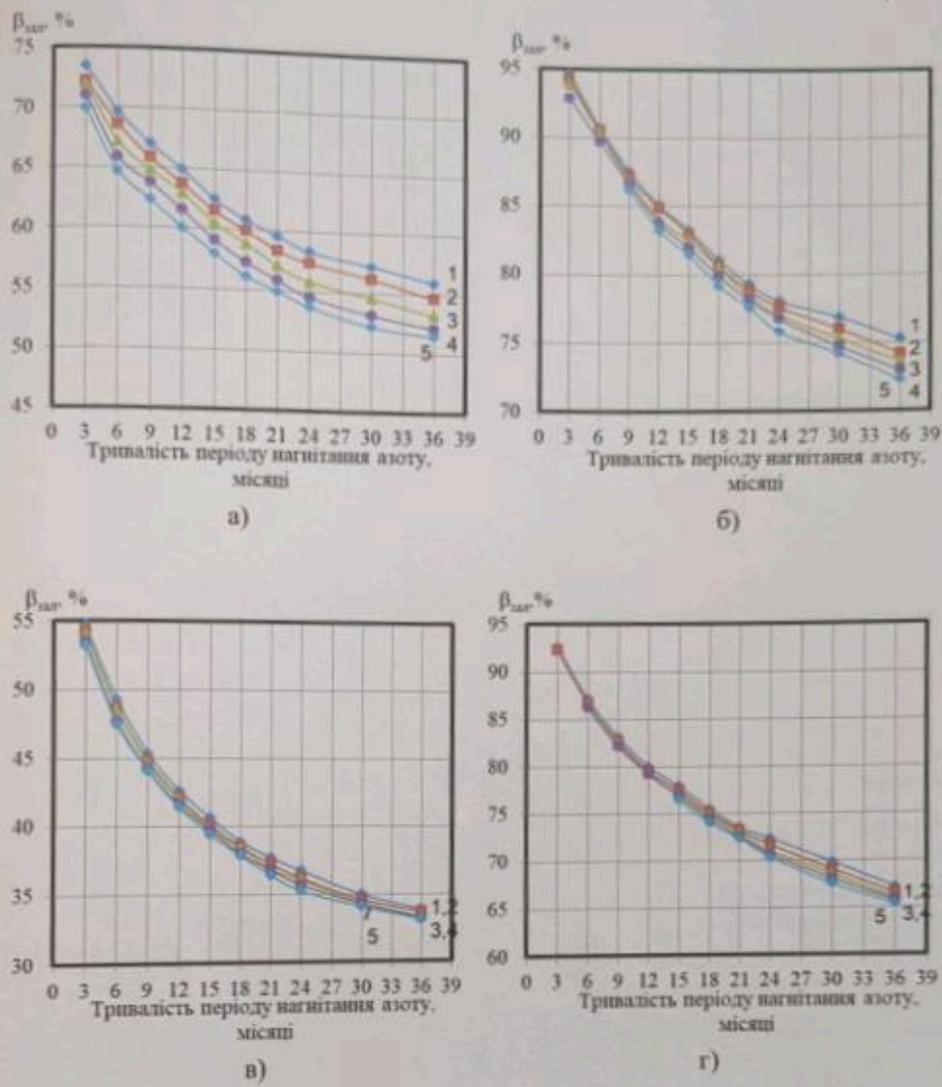
Згідно з, наведеними у таблиці 2.2, результатами розрахунків на момент зниження поточного пластового тиску у покладі до 0,1 від початкового значення і тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 36 місяців при збільшенні тиску початку нагнітання азоту у поклад від 0,1 $P_{поч}$ до 0,5 $P_{поч}$ об'ємний вміст азоту у видобувному газі зростає від 0 до 72,55 % для покладу квадратної форми і від 0 до 22,93 % для покладу кругової форми.

Шляхом інтерполяції розрахункових даних отримано значення тривалості періоду нагнітання азоту у поклад для різних значень тиску початку нагнітання, за яких об'ємний вміст азоту у видобувному газі досягає 5 %: для покладу квадратної форми: 0,5 $P_{поч}$ ~ 9,6 місяців, 0,4 $P_{поч}$ ~ 12,7 місяців, 0,3 $P_{поч}$ ~ 16,1 місяців, 0,2 $P_{поч}$ ~ 19,8 місяців, 0,1 $P_{поч}$ ~ азот у видобувному газі відсутній; для покладу кругової форми: 0,5 $P_{поч}$ ~ 14,5 місяців, 0,4 $P_{поч}$ ~ 18,6 місяців, 0,3 $P_{поч}$ ~ 26,2 місяців, 0,2 $P_{поч}$ ~ вміст азоту становить 1,84 %, 0,1 $P_{поч}$ ~ азот у видобувному газі відсутній.

Отже, вміст азоту у видобувному газі можна регулювати вибором тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання, виходячи з отримання найбільшого коефіцієнта газовилучення і з врахуванням техніко-економічних показників розглядуваного процесу.

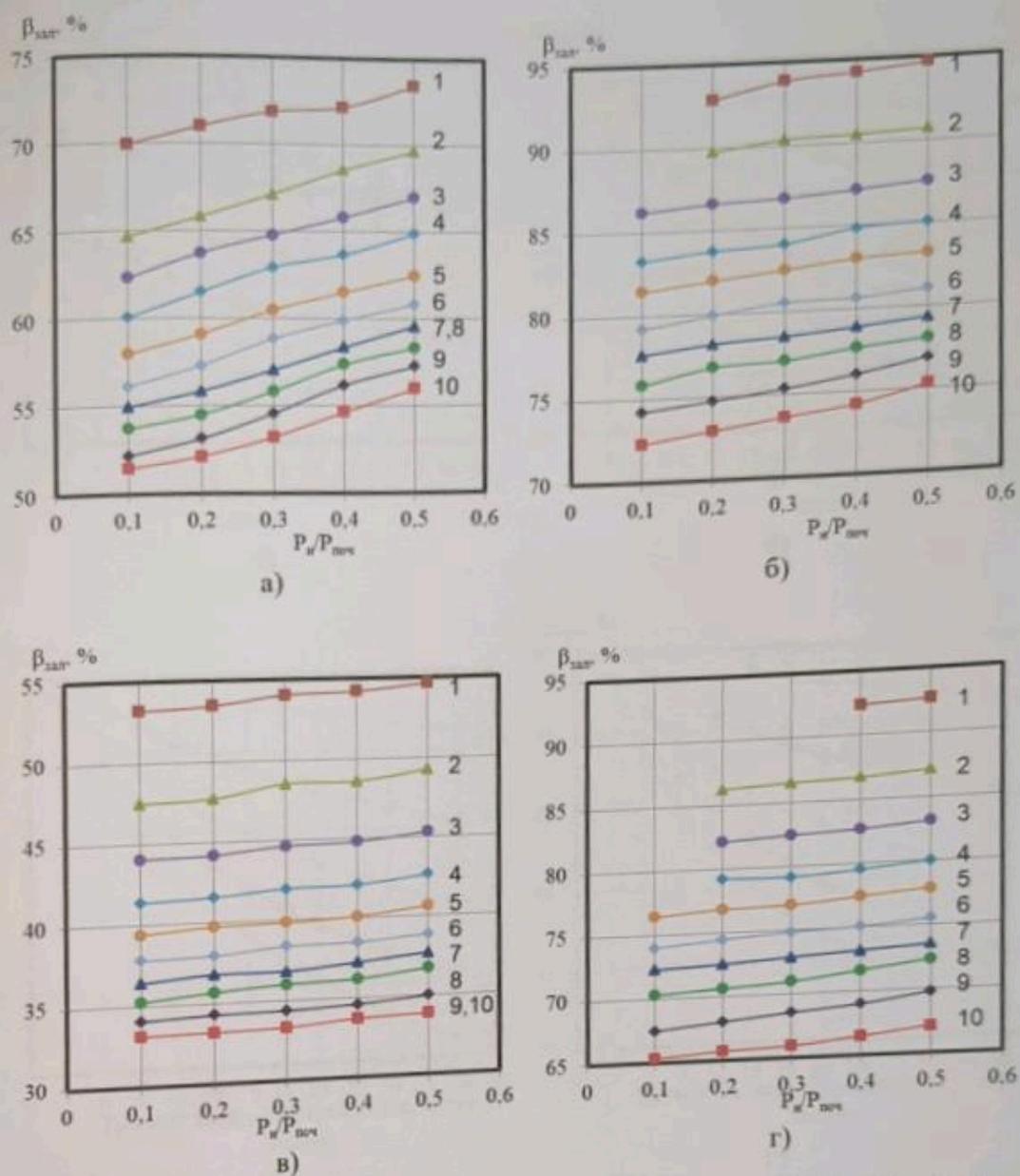
Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом як для покладу квадратної форми, так і для покладу кругової форми на момент прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % зростає зі збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і зменшенням тривалості періоду його нагнітання (рисунки 2.6 - 2.7), а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення для обох покладів зменшується із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і зменшенням тривалості періоду його нагнітання (рисунки 2.8 - 2.9). Графічні залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт поступово виполюються, а від тиску початку нагнітання азоту у пласт плавно зростають. Так, для покладу квадратної форми при збільшенні тривалості періоду нагнітання азоту у пласт з 3 до 36 місяців коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 51,86 до 70,04 % (на 18,18 %) для тиску початку нагнітання $0,1 P_{\text{поч}}$ і від 55,98 до 73,45 % (на 17,47 %) для тиску початку нагнітання $0,5 P_{\text{поч}}$, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для тиску початку нагнітання $0,5 P_{\text{поч}}$ змінюється від 75,69 до 94,72 % (на 19,03 %) (для тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 3 і 6 місяців азот у свердловинах не проявився). Для покладу кругової форми при збільшенні тривалості періоду нагнітання азоту з 3 до 36 місяців отримано такі інтервали зміни коефіцієнта газовилучення за залишковим газом залежно від тривалості періоду його нагнітання у пласт для різних значень тиску початку нагнітання: на момент прориву азоту у видобувні свердловини: $0,1 P_{\text{поч}}$ – від 33,12 до 53,22 % (на 20,1 %), $0,5 P_{\text{поч}}$ – від 33,84 до 54,69 % (на 20,85 %) і на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %: $0,5 P_{\text{поч}}$ – від

67,14 до 92,65 % (на 25,51 %) (при тиску початку нагнітання $0,1 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 6, 9, 12 місяців азот у свердловинах не проявився).



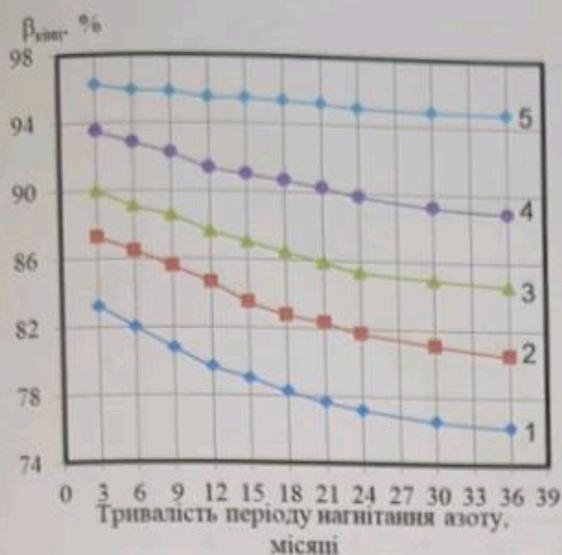
1 – 0,5; 2 – 0,4; 3 – 0,3; 4 – 0,2; 5 – 0,1 $P_{\text{поч}}$

Рис. 2.6 Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт за різних значень тиску початку його нагнітання у поклад (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а,в) і об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % (б,г) для покладів квадратної (а,б) та кругової (в,г) форм

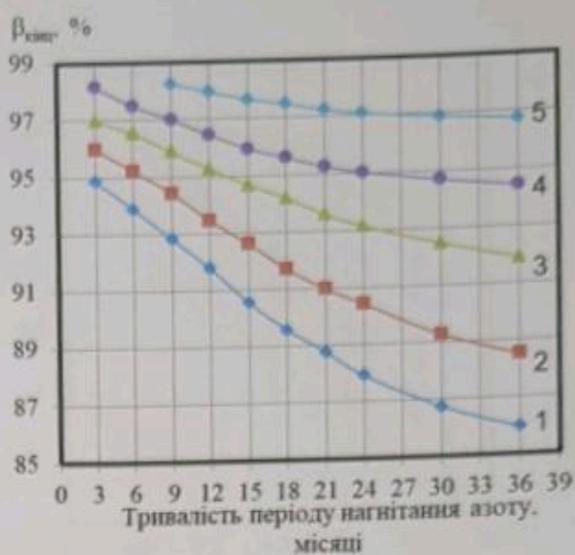


1 – 3; 2 – 6; 3 – 9; 4 – 12; 5 – 15; 6 – 18; 7 – 21; 8 – 24; 9 – 30; 10 – 36 місяців

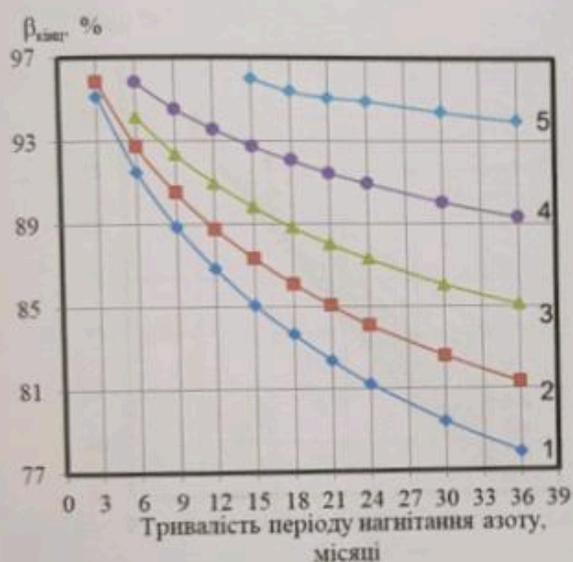
Рис. 2.7 Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тиску початку нагнітання азоту у пласт за різних значень тривалості періоду його нагнітання у поклад (1-10) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а,в) і об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % (б,г) для покладів квадратної (а,б) та кругової (в,г) форм



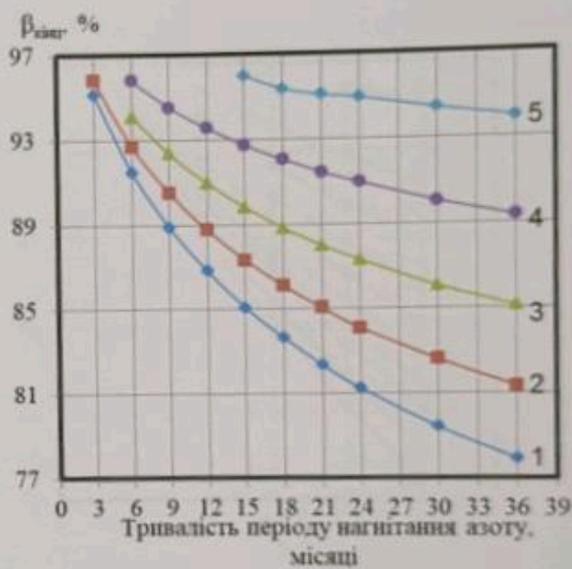
а)



б)



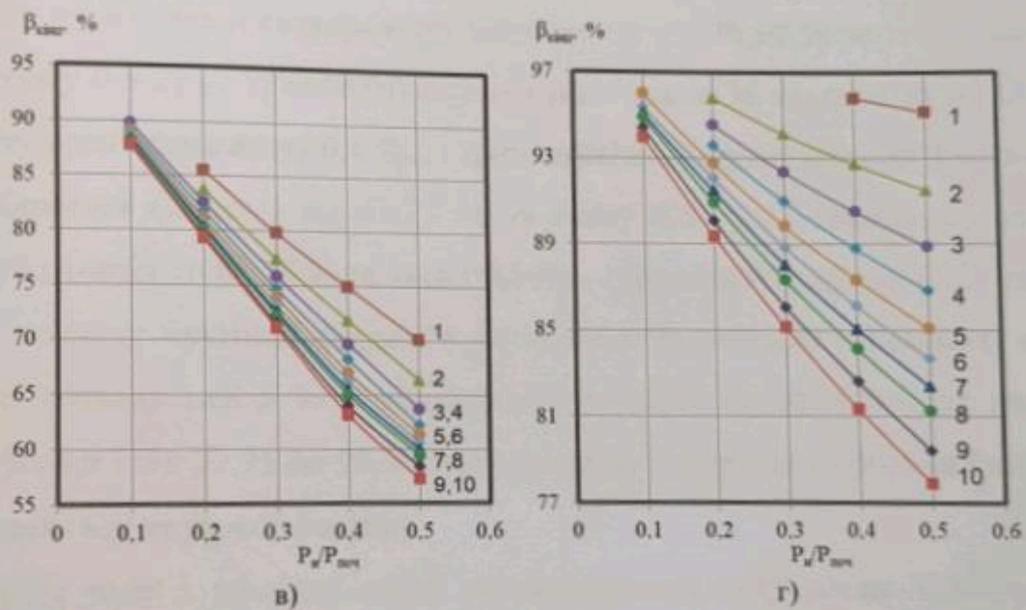
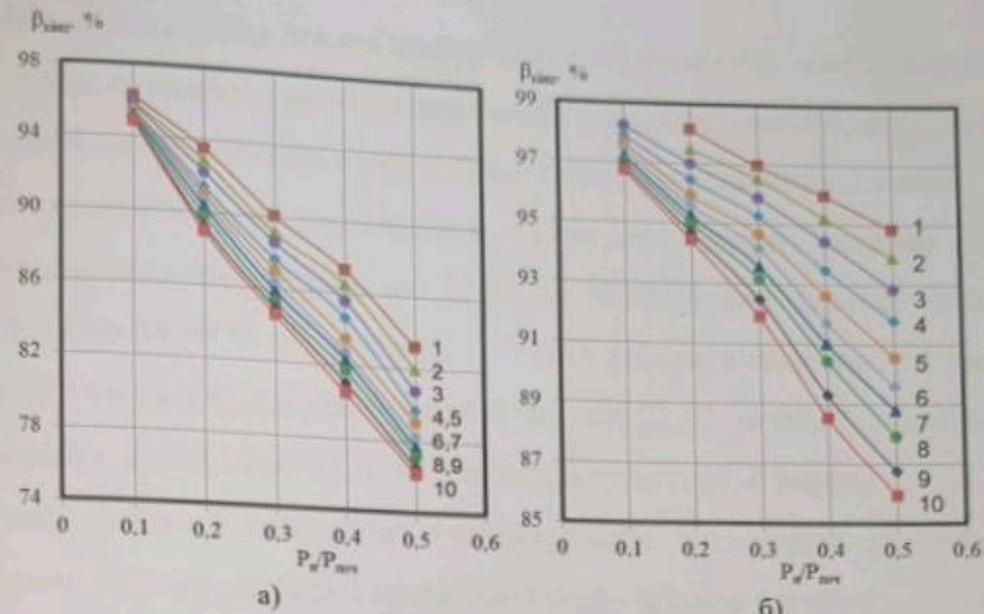
в)



г)

1 - 0,5; 2 - 0,4; 3 - 0,3; 4 - 0,2; 5 - 0,1 $P_{нач}$

Рис. 2.8 Залежності загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт за різних значень тиску початку його нагнітання у поклад (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а,в) і об'ємного вмісту у видобувному газі 5% (б,г) для покладів квадратної (а,б) і кругової (в,г) форм



1 – 3; 2 – 6; 3 – 9; 4 – 12; 5 – 15; 6 – 18; 7 – 21; 8 – 24; 9 – 30; 10 – 36 місяців

Рис. 2.9 Залежності загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тиску початку нагнітання азоту у пласт за різних значень тривалості періоду його нагнітання у поклад (1-10) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а,в) і об'ємного вмісту у видобувному газі 5% (б,г) для покладів квадратної (а,б) та кругової (в,г) форм

Звертають на себе увагу досить високі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом, отримані при нагнітанні азоту у виснажений поклад. Для різних значень тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 51,86 до 73,45 % для покладу квадратної форми і від 33,12 до 54,69 % для покладу кругової форми, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – від 72,32 до 94,72 % для покладу квадратної форми і від 65,34 до 92,65 % для покладу кругової форми.

Загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення для різних значень тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 76,19 % за тиску початку нагнітання азоту $0,5 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 36 місяців до 96,25 % за тиску початку нагнітання азоту $0,1 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 3 місяці для покладу квадратної форми і від 57,27 % за тиску $0,5 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 36 місяців до 89,78 % за тиску $0,1 P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 9 місяців для покладу кругової форми, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – відповідно від 85,96 до 98,26 % для покладу квадратної форми і від 77,91 до 96,00 % за тривалості періоду нагнітання азоту 15 місяців для покладу кругової форми.

За період часу з прориву азоту до видобувних свердловин і досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % видобувається 20,49 - 21,27 % залишкового газу із покладу квадратної форми і 32,22 - 37,96 % із покладу кругової форми. Тобто за період експлуатації свердловин з азотом у видобувній продукції з покладу кругової форми видобувається більше газу, ніж з покладу квадратної форми. Наведені дані свідчать про доцільність продовження експлуатації видобувних свердловин до моменту досягнення максимально допустимого об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %, що дозволить видобути з виснаженого покладу додаткову кількість залишкового газу.

Дещо менші значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом для покладу кругової форми порівняно з покладом квадратної форми, незважаючи на рівномірне переміщення фронту витіснення у покладі кругової форми, пояснюється тим, що у покладі кругової форми не була охоплена витісненням природного газу азотом внутрішня зона усередині батареї видобувних свердловин. Витіснення залишкового природного газу азотом здійснювалося тільки із зони пласта між батареями видобувних і нагнітальних свердловин.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено раціональні значення тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання, за межами яких коефіцієнт газовилучення мало змінюється. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % раціональне значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт за різного тиску початку його нагнітання для покладу квадратної форми становить: $0,1 P_{\text{поч}}$ – 14,8 місяців, $0,2 P_{\text{поч}}$ – 14,6 місяців, $0,3 P_{\text{поч}}$ – 14,9 місяців, $0,4 P_{\text{поч}}$ – 15,0 місяців, $0,5 P_{\text{поч}}$ – 14,8 місяців, середнє значення – 14,8 місяців; для покладу кругової форми: $0,1 P_{\text{поч}}$ – 12,94 місяців, $0,2 P_{\text{поч}}$ – 12,92 місяців, $0,3 P_{\text{поч}}$ – 12,8 місяців, $0,4 P_{\text{поч}}$ – 12,82 місяців, $0,5 P_{\text{поч}}$ – 12,83 місяців, середнє значення – 12,9 місяців. Раціональне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт за різної тривалості періоду його нагнітання для покладу квадратної форми становить: 3 місяці – $0,259 P_{\text{поч}}$, 6 місяців – $0,267 P_{\text{поч}}$, 9 місяців – $0,28 P_{\text{поч}}$, 12 місяців – $0,283 P_{\text{поч}}$, 15 місяців – $0,289 P_{\text{поч}}$, 18 місяців – $0,291 P_{\text{поч}}$, 21 місяць – $0,294 P_{\text{поч}}$, 24 місяці – $0,298 P_{\text{поч}}$, 30 місяців – $0,302 P_{\text{поч}}$, 36 місяців – $0,31 P_{\text{поч}}$, середнє значення – $0,29 P_{\text{поч}}$; для покладу кругової форми: 3 місяці – $0,286 P_{\text{поч}}$, 6 місяців – $0,293 P_{\text{поч}}$, 9 місяців – $0,295 P_{\text{поч}}$, 12 місяців – $0,296 P_{\text{поч}}$, 15 місяців – $0,297 P_{\text{поч}}$, 18 місяців – $0,302 P_{\text{поч}}$, 21 місяць – $0,315 P_{\text{поч}}$, 24 місяці – $0,32 P_{\text{поч}}$, 30 місяців – $0,327 P_{\text{поч}}$, 36 місяців – $0,329 P_{\text{поч}}$, середнє значення – $0,31 P_{\text{поч}}$.

Отже, раціональні значення тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання для покладу квадратної форми становлять відповідно $0,29 P_{\text{поч}}$ і 14,8 місяців, для покладу кругової форми – $0,31 P_{\text{поч}}$ і 12,9

місяців. Для обох покладів раціональні значення параметрів процесу нагнітання азоту близькі між собою. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для наведених раціональних значень досліджуваних параметрів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом (загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення) для покладу квадратної форми дорівнює 83,91 % ($\beta_{\text{кінц}}=95,08\%$), а для покладу кругової форми – 77,49 % ($\beta_{\text{кінц}}=90,27\%$).

Потрібно зауважити, що встановлене значення тиску початку нагнітання азоту у поклад може бути використано для всіх покладів, а раціональне значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт відповідає тільки покладам розглянутої форми із заданим розміщенням на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин. За іншої системи розміщення свердловин буде змінюватись тривалість періоду дорозробки покладу з початку нагнітання азоту до моменту прориву його у видобувні свердловини. У зв'язку з цим будуть інші раціональні значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт. Тому при проведенні розрахунків процесу нагнітання азоту у пласт потрібно брати за основу тільки раціональне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт, а раціональне значення тривалості періоду його нагнітання визначати за результатами досліджень для умов конкретного покладу.

Результати виконаних досліджень свідчать про технологічну ефективність витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом з виснаженого покладу і про необхідність оптимізації параметрів процесу нагнітання азоту у пласт з метою максимізації кінцевого газовилучення шляхом вибору відповідних значень тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання для умов конкретного покладу.

2.3 Вплив законтурного нагнітання азоту на коефіцієнт газовилучення у виснаженому покладі

Методика дослідження. Для оцінки впливу на коефіцієнт газовилучення темпу законтурного нагнітання азоту (ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту) у виснажений газовий поклад виконано математичне моделювання на прикладі гіпотетичного газового покладу кругової форми з параметрами наведеними у підрозділі 2.2.

Після зниження пластового тиску на 90 % від початкового значення здійснювали неперервне нагнітання у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин. Під час нагнітання азоту у пласт продовжували експлуатацію видобувних свердловин. Запомповування азоту у пласт здійснювали до моменту його прориву у видобувні свердловини і до досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %.

Дослідження виконано для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту: 1:1; 1,25:1; 1,5:1; 1,75:1; 2:1.

Результати дослідження. Для наочного представлення отриманих у ході дослідження результатів було побудовано графіки, що демонструють динаміку зміни ключових технологічних параметрів розробки родовища з плином часу, а також залежність коефіцієнта видобутку газу від об'єму закачаного азоту.

Згідно з результатами розрахунків у процесі нагнітання азоту у виснажений газовий поклад пластовий тиск зростає тим раніше і у більшій степені, чим більший ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту Q_a/Q_r (рисунок 2.10а). У початковий період нагнітання азоту у поклад пластовий тиск стрімко зростає і надалі характер його зміни у часі стає близьким до прямолінійного. За ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту, який дорівнює 1:1, пластовий тиск залишається постійним у часі (рисунок 2.10а, лінія 1). Для досліджуваних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням

азоту 1,25:1; 1,5:1; 1,75:1; 2,0:1 пластовий тиск на момент прориву азоту у видобувні свердловини зростає відповідно у 1,002; 1,006; 1,033; 1,045 разів, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – у 1,027; 1,073; 1,142; 1,236 разів.

Підвищення пластового тиску у процесі нагнітання азоту у пласт сприяє збільшенню дебіту свердловин (рисунок 2.10б). Дебіт газу плавно зростає у часі і досягає максимального значення на момент прориву азоту у видобувні свердловини, після чого поступово знижується через збільшення вмісту азоту у видобувному газі. Для значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1,25; 1,5; 1,75; 2,0 максимальний дебіт газу досягається відповідно через 100; 99; 94; 90 місяців з початку нагнітання азоту у пласт, а кратність збільшення дебіту газу становить відповідно 1,010; 1,038; 1,105; 1,172 рази. За рівності у пластових умовах значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту ($Q_a/Q_g=1$) дебіт газу майже протягом усього періоду дорозробки покладу підтримується постійним, а після прориву азоту у видобувні свердловини зменшується (рисунок 2.10б, лінія 1).

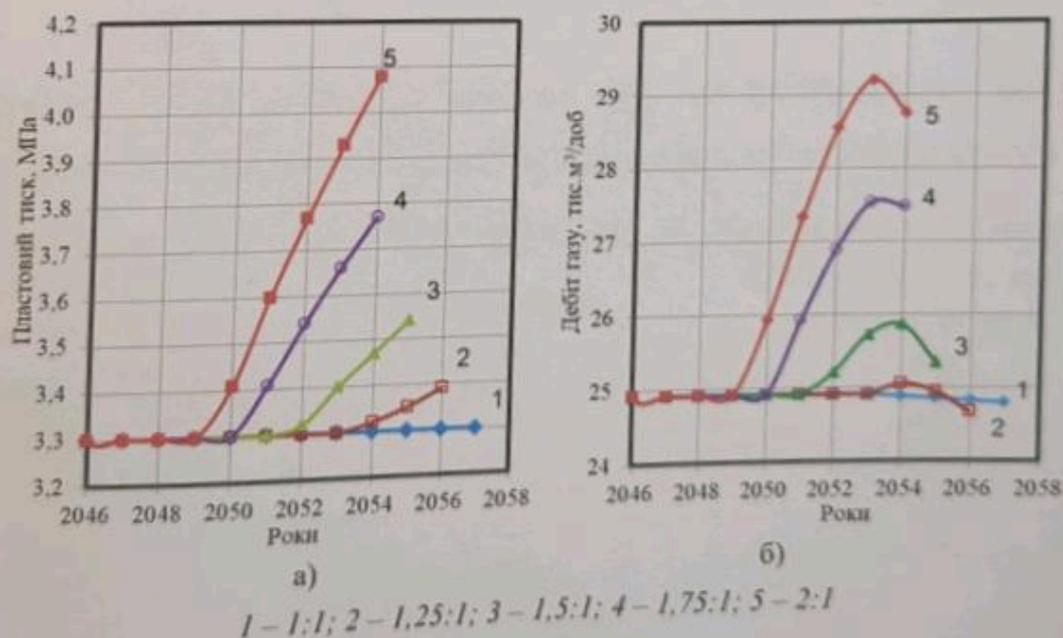


Рис. 2.10 Динаміка пластового тиску (а) та дебіту газу (б) для різного ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту

Таким чином, закачування азоту у виснажений газовий поклад спричиняє підвищення пластового тиску з часом, що, в свою чергу, веде до зростання дебіту свердловин та тиску на гирлі. Це, своєю чергою, призводить до інтенсифікації процесу розробки родовища за рахунок збільшення видобутку газу та покращення умов роботи обладнання для збору, підготовки та транспортування газу до споживачів.

Азот, який нагнітається у виснажений газовий поклад через нагнітальні свердловини, рухається по пласту і через певний період часу досягає видобувних свердловин. Прорив азоту у видобувні свердловини відбувається тим раніше, чим більший ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (таблиця 2.3, рисунок 2.11). З моменту прориву азоту у видобувні свердловини об'ємний вміст азоту у видобувному газі стрімко збільшується із зростаючим темпом. При збільшенні ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту від 1 до 2 тривалість періоду дорозробки покладу з нагнітанням азоту у пласт зменшується від 81 до 61 місяця на момент прориву азоту у видобувні свердловини і від 142 до 102 місяців на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %.

Таблиця 2.3. Значення тривалості періоду дорозробки покладу для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту у пласт

Ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту	Тривалість періоду дорозробки покладу (місяці)	
	Прорив азоту	Об'ємний вміст азоту у видобувному газі 5 %
1,0	81	143
1,25	73	129
1,50	69	118
1,75	64	109
2,0	61	102

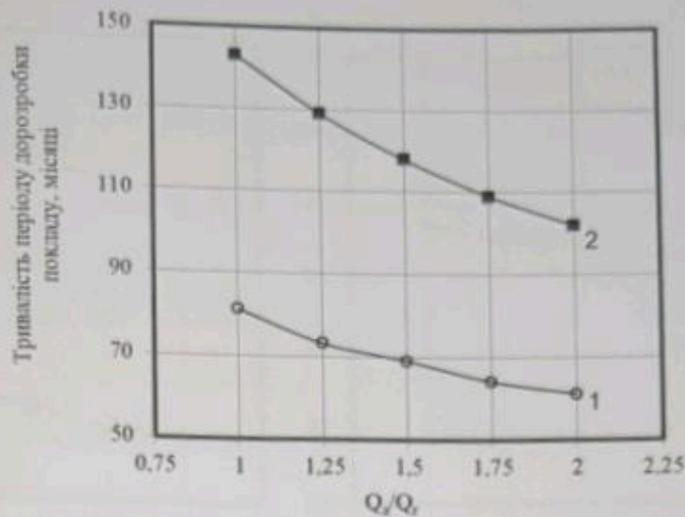


Рис. 2.11 Залежності тривалості періоду дорозробки покладу для різного значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент прориву азоту у видобувні свердловини (1) та об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (2)

У процесі дорозробки газового покладу з нагнітанням азоту загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення та коефіцієнт газовилучення за залишковим 60 газом поступово зростають і тим більші, чим менші значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (таблиця 2.4, рисунок 2.12).

Таблиця 2.4. Значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення та коефіцієнта газовилучення за залишковим газом для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту

Ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту	Прорив азоту		Об'ємний вміст азоту у видобувному газі 5 %	
	$\beta_{\text{заль}}, \%$	$\beta_{\text{кінць}}, \%$	$\beta_{\text{заль}}, \%$	$\beta_{\text{кінць}}, \%$
Виснаження	0	81,82	0	81,82
1,0	31,09	87,47	53,97	91,63
1,25	28,84	87,06	51,55	91,19
1,50	27,91	86,89	49,33	90,79
1,75	26,39	86,62	47,30	90,42
2,0	25,57	86,47	45,65	90,12

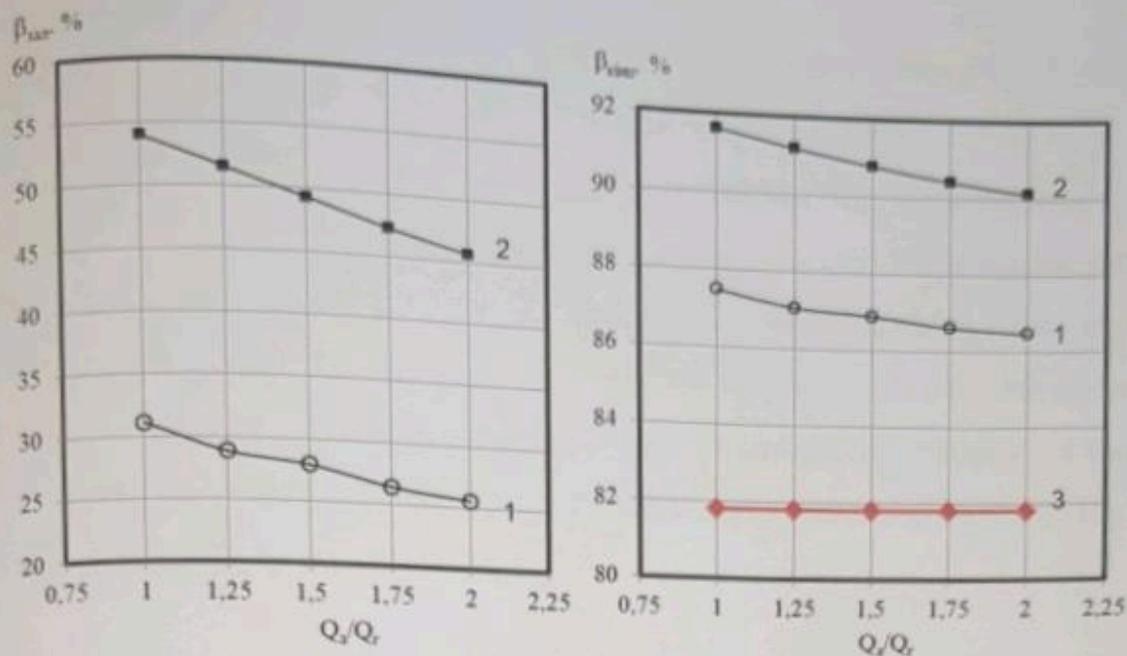


Рис. 2.12 Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент прориву азоту у видобувні свердловини (1), досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % (2) та при дорозробці покладу на виснаження (3)

Отримані результати свідчать про високу ефективність застосування азоту для додаткового видобутку газу з виснажених родовищ, що підтверджується значними значеннями як загального кінцевого коефіцієнта газовилучення, так і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом.

Для досліджуваних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту Q_a/Q_r від 1 до 2 абсолютна різниця між крайніми значеннями коефіцієнта газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини становить 5,52 % ($\beta_{кінц}=1 \%$), а за об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – 8,32 % ($\beta_{кінц}=1,51 \%$). Абсолютна різниця між коефіцієнтами газовилучення за залишковим газом за об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % і на момент прориву азоту у видобувні свердловини становить: для значення

ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту $Q_a/Q_r = 1 - 22,88$ % ($\beta_{\text{кінц}} = 4,16$ %), для $Q_a/Q_r = 2 - 20,08$ % ($\beta_{\text{кінц}} = 3,65$ %).

Згідно з результатами виконаних досліджень із збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на початок реалізації процесу коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зменшується (для умов розглянутого прикладу на 5,52 – 8,32 %). Проте із збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту зростають пластовий та гирловий тиски і дебіти свердловин, що дозволяє збільшити поточний видобуток газу і скоротити термін дорозробки покладу.

2.4 Вплив різноманітних схем розташування видобувних і нагнітальних свердловин на ефективність вилучення газу з виснаженого газового родовища при закачуванні азоту

Методика дослідження. Для оцінки впливу на коефіцієнт газовилучення систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту виконано математичне моделювання на прикладі гіпотетичного газового покладу з такими параметрами: площа газонасиченості – $6,25 \cdot 10^6$ м², ефективна газонасичена товщина пласта – 13 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,2 мкм², середня глибина залягання продуктивного пласта – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу – 0,6, початкові запаси газу, підраховані програмою – 2586,5 млн.м³. Видобувні свердловини експлуатують у режимі постійної депресії на пласт – 0,587 МПа. Початковий дебіт однієї свердловини по газу становить 125 тис.м³/добу.

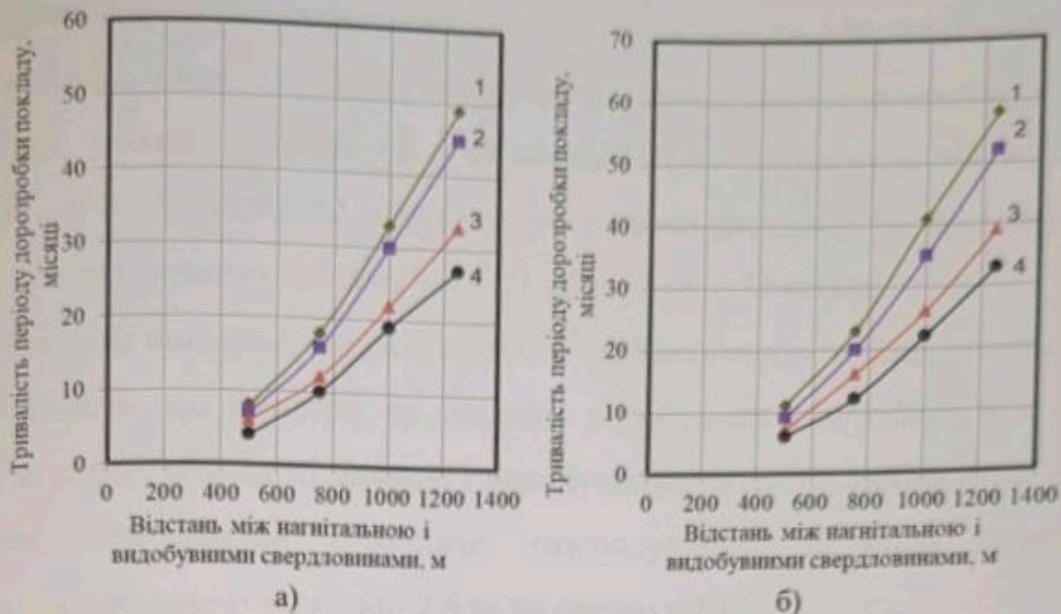
Дослідження виконано для чотирьох систем розміщення на площі газонасиченості видобувних і нагнітальних свердловин: чотири точкова (3 видобувні

Результати дослідження. Результати досліджень зведено у таблицю 2.5 і зображено на рисунку 2.14 у вигляді залежностей тривалості періоду дорозробки покладу з площовим нагнітанням азоту у пласт від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності.

Таблиця 2.5 Тривалість процесу дорозробки покладу (місяці) при площовому нагнітанні азоту для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності і різної відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами

Системи розміщення свердловин	Вміст азоту у видобувному газі, % об.	Відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами, м			
		500	750	1000	1250
чотири точкова	прорив	8	18	33	49
	5 % об.	11	23	41	58
п'яти точкова	прорив	7	16	30	45
	5 % об.	9	20	35	52
семи точкова	прорив	6	12	22	33
	5 % об.	7	16	26	39
дев'яти точкова	прорив	4	10	19	27
	5 % об.	6	12	22	33

Результати розрахунків свідчать, що тривалість дорозробки покладу з площовим нагнітанням азоту зростає із збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами і зменшенням щільності сітки (кількості) видобувних свердловин в елементі системи. Із збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами прискорюється темп зростання тривалості періоду дорозробки покладу.



1 – чотири точкова; 2 – п'яти точкова; 3 – семи точкова; 4 – дев'яти точкова

Рис. 2.14 Залежності тривалості періоду дорозробки покладу від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних варіантів розміщення свердловин на площі газоносності на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а) та об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (б)

Результати наведених у таблиці 2.5 розрахунків свідчать про те, що залежно від системи розміщення свердловин на площі газоносності і відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами тривалість процесу дорозробки покладу змінюється у широких межах: на момент прориву азоту у видобувні свердловини – від 4 (дев'яти точкова система, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 500 м) до 49 місяців (чотири точкова, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 1250 м), на момент досягнення об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % – від 6 (дев'яти точкова, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 500 м) до 58 місяців (чотири точкова, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 1250 м).

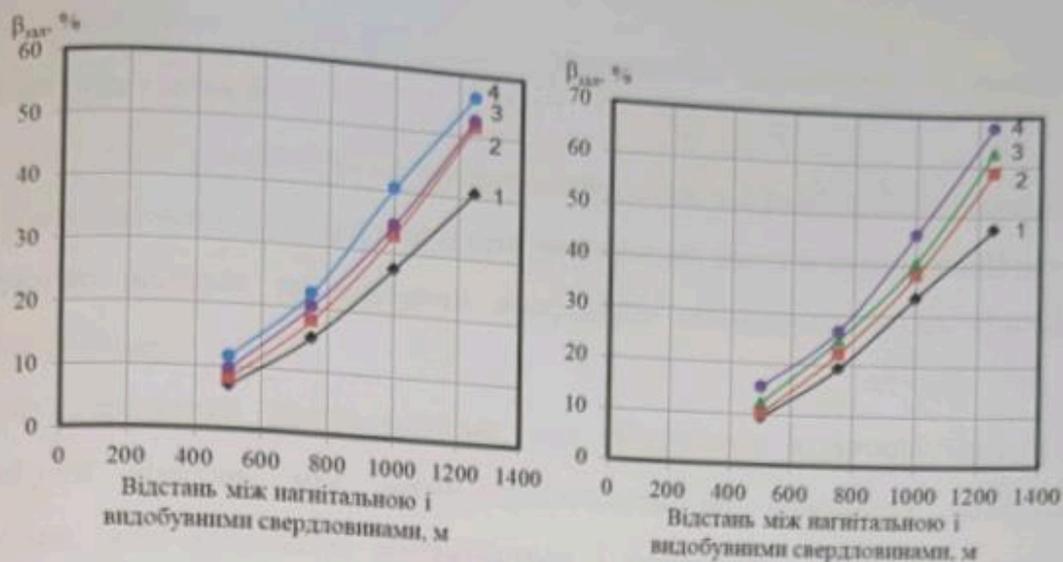
Із збільшенням відстані від нагнітальної до видобувних свердловин з 500 до 1250 м тривалість періоду дорозробки покладу на момент прориву азоту у

видобувні свердловини і об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності змінюється відповідно у таких межах: чотири точкова система – 8 – 49 місяців і 11 – 58 місяців, п'яти точкова система – 7 – 45 місяців і 9 – 52 місяців, семи точкова система – 6 – 33 місяці і 7 – 39 місяців, дев'яти точкова система – 4 – 27 місяців і 6 – 33 місяці.

Дослідження показало, що на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом суттєво впливають такі фактори, як кількість видобувних свердловин в елементі системи та відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами. Чим більші ці значення, тим вищий коефіцієнт газовилучення. Детальні результати дослідження представлені в таблиці 2.6 та на рисунку 2.15.

Таблиця 2.6. Значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (%) для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності і різної відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами

Системи розміщення свердловин	Вміст азоту у видобувному газі, % об.	Відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами, м			
		500	750	1000	1250
чотири точкова	прорив	6,92	15,25	27,36	40,73
	5 % об.	9,33	19,30	33,67	47,39
п'яти точкова	прорив	8,02	18,06	32,89	51,69
	5 % об.	10,13	22,25	38,18	58,76
семи точкова	прорив	9,58	20,30	34,51	52,67
	5 % об.	12,17	24,98	40,61	62,73
дев'яти точкова	прорив	11,47	22,47	40,49	56,44
	5 % об.	15,37	26,76	46,25	67,82



а) 1 – чотири точкова; 2 – п'яти точкова; 3 – семи точкова; 4 – дев'яти точкова
 б) 1 – чотири точкова; 2 – п'яти точкова; 3 – семи точкова; 4 – дев'яти точкова

Рис. 2.15 Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем розміщення свердловин на площі газонасності на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а) та об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (б)

Залежно від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами і щільності сітки видобувних свердловин в елементі системи коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини може змінюватися від 6,92 до 56,44 %, а на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % – від 9,33 до 67,82 %. Тому при проектуванні технології площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою вилучення залишкового газу важливе значення має вибір відповідної системи розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин.

Отримані нами результати щодо зростання коефіцієнта газовилучення зі збільшенням відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами повністю підтверджують висновки досліджень М. Маскета, який доводив ефективність

площового нагнітання сухого газу для підвищення видобутку конденсату з газоконденсатних покладів.

Проведені дослідження чітко продемонстрували, що раціональне розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при закачуванні азоту в виснажений газовий поклад суттєво впливає на кінцевий коефіцієнт газовилучення та тривалість розробки родовища.

Аналіз отриманих даних показав, що збільшення кількості видобувних свердловин та відстані між ними призводить до зростання коефіцієнта газовилучення, але одночасно збільшується і тривалість розробки родовища. Зменшення ж відстані між свердловинами сприяє скороченню тривалості розробки, але може негативно вплинути на коефіцієнт газовилучення.

З огляду на специфіку процесу розробки виснажених газових покладів з площевим нагнітанням азоту, проектування аналогічних процесів для конкретних родовищ має здійснюватися з урахуванням встановлених особливостей.

2.5 Висновки до розділу 2

1. На основі проведених досліджень витіснення залишкового газу азотом з виснажених покладів встановлено оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту в пласт. Було визначено, що для покладів квадратної форми цей тиск становить $0,29 P_{\text{поч}}$, а для покладів кругової форми – $0,31 P_{\text{поч}}$. При подальшому підвищенні тиску нагнітання помітного збільшення коефіцієнта газовилучення не спостерігається. Для умов проведеного дослідження, оптимальна тривалість періоду нагнітання азоту у пласт для покладу квадратної форми становить 14,9 місяців, а для покладу кругової форми – 12,9 місяців. Встановлено, що при оптимальних значеннях параметрів і досягненні 5% об'ємного вмісту азоту у видобувному газі, коефіцієнт газовилучення за залишковим газом для квадратної форми покладу склав 83,91%, а для кругової – 77,49%. При цьому загальний

кінцевий коефіцієнт газовилучення для цих форм покладів досяг відповідно 95,08% та 90,27%.

2. Аналіз результатів дослідження площового нагнітання азоту в виснажений поклад за різних схем розміщення свердловин показав, що зі збільшенням кількості видобувних свердловин та відстані між ними коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає, а тривалість розробки покладу скорочується. В результаті проведених розрахунків встановлено, що коефіцієнт газовилучення за залишковим газом для розглянутих сценаріїв змінюється в широких межах: від мінімального значення 6,92% до максимального 56,44% на момент прориву азоту у видобувні свердловини, та від 9,33% до 67,82% на момент досягнення 5% об'ємного вмісту азоту у видобувному газі. Тривалість розробки родовища також варіює від 4 до 49 місяців до моменту прориву азоту і від 6 до 58 місяців до моменту досягнення 5% об'ємного вмісту азоту.

РОЗДІЛ 3. УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУТКУ ГАЗУ З ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ ШЛЯХОМ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ГАЗУ АЗОТОМ ТА ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН

3.1 Технології підвищення газовилучення з виснажених покладів витісненням залишкового газу азотом

Проведені дослідження підтвердили, що ефективним способом підвищення коефіцієнта газовилучення з виснажених газових покладів є витіснення залишкового газу азотом. Цей метод дозволяє додатково видобути значні об'єми газу, які залишаються в пористому середовищі після традиційних методів розробки. Виснажені газові поклади характеризуються широким діапазоном значень поточного пластового тиску. Так, у деяких випадках цей тиск наближається до мінімально допустимого рівня, при якому видобуток газу залишається економічно доцільним. Враховуючи різний ступінь виснаження газових покладів (що визначається співвідношенням поточного і початкового тисків), пропонуються відповідні технології розробки з використанням закачування азоту.

1. Закачування азоту в пласт здійснюється при тиску, що становить 29-31% від початкового пластового тиску. Цей поріг тиску залежить від геометричної форми покладу. Якщо поточний тиск в пласті вищий за вказане значення, то видобуток газу продовжується до зниження тиску до заданого рівня. У випадку, якщо поточний тиск нижчий, то нагнітання азоту починається після досягнення пластом необхідного тиску.

2. Нагнітання у пласт азоту з використанням площевої системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин, яка найбільше підходить для умов фактичного розміщення свердловин на виснажених газових покладах. Для реалізації технології одну із наявного фонду видобувних свердловин переводять у

нагнітальну або використовують у ролі нагнітальної контрольної чи ліквідовані свердловини, а навколишні свердловини будуть видобувними. При цьому можна використовувати чотири-, п'яти-, семи- та дев'яти точкові системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності залежно від наявного фонду свердловин. Аналіз отриманих даних дозволяє зробити висновок, що коефіцієнт газовилучення за залишковим газом знаходиться в прямій залежності від двох основних факторів: щільності сітки видобувних свердловин та відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами. Зі збільшенням цих параметрів спостерігається зростання коефіцієнта газовилучення. Найвищий коефіцієнт газовилучення за залишковим газом забезпечує дев'ятиточкова система розміщення свердловин. Інші системи можуть бути використані як альтернатива, але їх ефективність буде нижчою.

3. Для досягнення максимального ефекту від використання периферійних свердловин на круглих покладах рекомендується розміщувати видобувні свердловини таким чином, щоб відношення радіуса зони їх розташування до радіусу початкового контуру газонасності становило 0,56-0,59. Таке розташування дозволить максимально ефективно використовувати свердловини для закачування азоту.

Для газових родовищ, які знаходяться на останніх стадіях розробки і де пластовий тиск наближається до мінімально необхідного для економічно вигідного видобутку газу, було запропоновано три технології, що дозволяють витіснити залишки газу з пористого середовища за допомогою азоту.

4. Технологія неперервного нагнітання азоту у поклад за поточного пластового тиску близького до мінімального значення за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1. Процес закачування азоту в пласт і видобутку газу продовжується до того моменту, поки вміст азоту в добутому газі не досягне 5%. При цьому було виявлено, що збільшення швидкості закачування азоту негативно впливає на ефективність видобутку газу.

5. Технологія циклічного нагнітання азоту в пласт, при якому видобувні свердловини періодично зупиняються, а об'єми закачування і видобутку газу співвідносяться як 1:1. Тривалість кожного циклу закачування становить 6 місяців.

6. Технологія циклічного нагнітання азоту у поклад без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на початок циклу його нагнітання 1,25:1 за тривалості окремих циклів нагнітання азоту 6 місяців.

Порівняння результатів розрахунків коефіцієнтів газовилучення на момент прориву азоту до видобувних свердловин та досягнення 5% об'ємного вмісту азоту у видобутому газі для четвертої, п'ятої та шостої технологій наведено в таблиці 3.1. Для наочності порівняння в таблиці 3.1 представлені значення коефіцієнта газовилучення, отримані при розробці покладу на виснаження без використання методу закачування азоту. При цьому кінцевий пластовий тиск був прийнятий рівним 0,1 від початкового тиску, що є типовим значенням для таких досліджень, згідно з даними інших авторів.

Аналіз результатів досліджень, наведених у таблиці 3.1, свідчить про ефективність нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою вилучення залишкового газу. Для запропонованих технологій дорозробки газових покладів з нагнітанням азоту коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється у межах 21,91 – 53,97 %, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється від 85,80 до 91,63 % і є більшим, ніж при дорозробці покладу на виснаження без нагнітання азоту у пласт (81,82 %). Тривалість періоду дорозробки покладу змінюється від 58 до 248 місяців.

Таблиця 3.1. Значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення, коефіцієнта газовилучення за залишковим газом та тривалості періоду дорозробки покладу для різних технологій

Технології дорозробки газових покладів	Q_a/Q_r	Прорив азоту			Об'ємний вміст азоту у видобувному газі 5 %		
		Коефіцієнт газовилучення, %		Тривалість періоду дорозробки покладу, місяці	Коефіцієнт газовилучення, %		Тривалість періоду дорозробки покладу, місяці
		$\beta_{\text{зал}}$	$\beta_{\text{кінц}}$		$\beta_{\text{зал}}$	$\beta_{\text{кінц}}$	
Неперервне нагнітання азоту	1:1	31,09	87,47	81	53,97	91,63	143
Циклічне нагнітання азоту із зупинкою видобувних свердловин	1:1	29,04	87,11	130	52,46	91,36	248
Циклічне нагнітання азоту без зупинки видобувних свердловин	1,25:1	21,91	85,80	58	30,92	88,21	89
Дорозробка покладу на виснаження без нагнітання азоту	-	-	81,82	-	-	81,82	-

Найбільший коефіцієнт газовилучення досягається при неперервному нагнітанні азоту після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску і становить 91,63 % за тривалості періоду дорозробки покладу 143 місяці.

Високі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом і загального кінцевого коефіцієнта газовилучення досягаються також при циклічному нагнітанні

азоту із зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту (відповідно 52,46 і 91,36 %), але при цьому термін дорозробки покладу зростає до 248 місяців.

Варто зазначити, що припинення видобутку газу призводить до перебоїв у його подачі споживачам, що, в свою чергу, порушує стабільну роботу як самого видобувного підприємства, так і всієї системи газопостачання.

Найменші значення коефіцієнта газовилучення (відповідно 30,92 і 88,21 %) досягаються при циклічному нагнітанні азоту без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту, а тривалість періоду дорозробки покладу становить 89 місяців.

Тому для виснажених газових покладів, в яких поточний пластовий тиск знизився до мінімального значення, доцільно рекомендувати варіант дорозробки покладу з неперервним нагнітанням азоту.

7. Почергове нагнітання азоту у пласт на різних ділянках покладу. Спочатку процес нагнітання азоту розпочинається на першій ділянці родовища. Після того, як концентрація азоту у видобутому газі досягне 5%, видобувні свердловини на цій ділянці продовжують працювати, а видобутий газ з домішкою азоту направляється на наступну ділянку для використання в якості робочого агента. Такий підхід дозволяє зменшити загальну потребу в чистому азоті.

3.2 Моделювання технології витіснення залишкового природного газу азотом для умов виснаженого газового покладу на прикладі горизонту НД-9

Любешівського газового родовища

Любешівське газове родовище розташоване на території Стрийського району Львівської області, відкрите у 1997 році. У геологічній будові родовища приймають участь найдревніші крейдові відклади. Відклади верхньої крейди у нижній частині складені, в основному, пісковиками з прошарками вапняків, мергелів та глин, у

верхній частині розрізу – вапняками з прошарками глини. Продуктивний горизонт НД-9 Любешівського газового родовища залягає у межах глибин 755-780 м.

Площа покладу становить $1,927 \cdot 10^6$ м². Згідно з лабораторними дослідженнями пористість колекторів покладу змінюється від 12 до 30 %, проникність – від $60 \cdot 10^{-15}$ до $1335 \cdot 10^{-15}$ м². Середнє значення коефіцієнта відкритої пористості колекторів згідно з результатами геофізичних досліджень становить 28,5 %, коефіцієнта газонасиченості – 90 %, газонасиченої товщини – 20 м. Газ продуктивних горизонтів Любешівського газового родовища сухий, метановий, вміст метану у газі 99,161 - 99,237 % за об'ємом, етану – 0,145 - 0,167 % об., пропану – 0,033 - 0,045 % об. Газ містить азот у кількості 0,466 - 0,555 % об., діоксид вуглецю – 0,041 - 0,084 % об., відносна густина газу – 0,559, теплотворна здатність за результатами одного визначення – 7935 ккал/м³, початковий пластовий тиск – 7,23 МПа, пластова температура – 300 К. Уточнені початкові запаси газу становлять 787,524 млн.м³.

Розробка покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища розпочата у червні 2001 року свердловинами 5, 11, 12, 13. У липні 2003 р. уведено в експлуатацію свердловину 14. Всі свердловини працюють до цього часу.

Інтервал перфорації свердловин змінюється у межах 750-783 м. У свердловину опущені насосно-компресорні труби з умовним діаметром насосно-компресорних труб 0,073 м на глибину 748-781 м. Дебіти газу окремих свердловин дорівнюють: 5 – 0,7 тис.м³/добу за робочого тиску 1,68 МПа, 11 – 129 37,56 тис.м³/добу за тиску 1,82 МПа, 12 – 17,78 тис.м³/добу за тиску 1,58 МПа, 13 – 35,47 тис.м³/добу за тиску 1,58 МПа, 14 – 15,57 тис.м³/добу за тиску 1,61 МПа.

Коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони окремих свердловин дорівнюють:

$$- 5 - A=2,0123 \text{ (МПа}^2 \text{ добу/тис.м}^3\text{)}, B=0,7157 \text{ (МПа} \cdot \text{добу/тис.м}^3\text{)}^2;$$

$$- 11 - A=0,018 \text{ (МПа}^2 \text{ добу/тис.м}^3\text{)}, B=0,0004 \text{ (МПа} \cdot \text{добу/тис.м}^3\text{)}^2;$$

- 12 - $A=0,5112$ (МПа² добу/тис.м³), $B=0,00042$ (МПа·доб/тис.м³)²; 13 - $A=0,0283$ (МПа² добу/тис.м³), $B=0,00002$ (МПа·доб/тис.м³)²;
- 14 - $A=0,0317$ (МПа² добу/тис.м³), $B=0,0002$ (МПа·доб/тис.м³)².

За промисловими даними поточний пластовий тиск становить 2,96 МПа.

На 01.01.2015 р. з покладу видобуто 470,24 млн.м³ газу, що становить 59,71 % від початкових запасів. Прогнозний кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища, оцінений з використанням кривої «середньої продуктивності» та методу «прямої лінії», дорівнює відповідно 71,25 та 73,24 %. Середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення становить 72,25 %, що менший за середній кінцевий коефіцієнт газовилучення по закінчених розробкою покладах при газовому режимі (85-90 %) [49]. Тому необхідно застосовувати додаткові геолого-технічні заходи щодо збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення.

У роботі розглянута можливість підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення шляхом витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом. Для проведення розрахунків прийнято такі значення вхідних параметрів: товщина пласта – 20 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,285, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,9, коефіцієнт проникності пласта – 0,06 мкм², середня глибина залягання продуктивного пласта – 761 м, початковий пластовий тиск – 7,23 МПа, уточнений середній поточний пластовий тиск – 2,96 МПа, пластова температура – 300 К, відносна густина газу – 0,559, початкові запаси – 787,524 млн.м³, залишкові запаси газу – 318,28 млн.м³.

Газовий поклад горизонту НД-9 Любешівського газового родовища розробляють п'ятьма видобувними свердловинами (5, 11, 12, 13, 14) на режимі виснаження. Схему розміщення свердловин показано на рисунку 3.1.

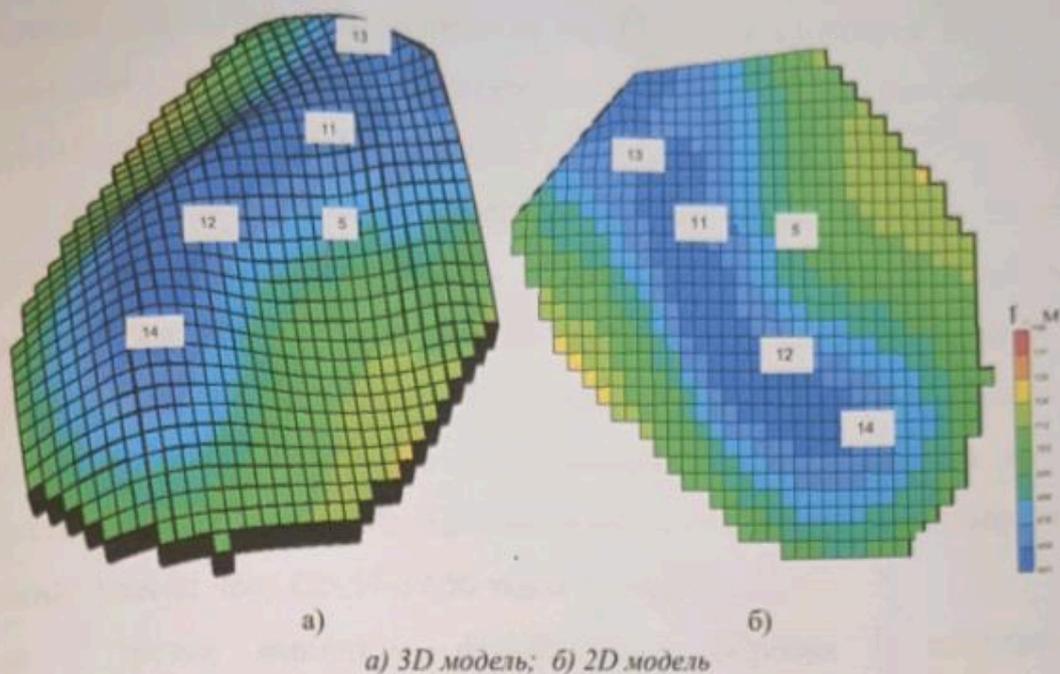


Рис. 3.1 Схеми розміщення видобувних свердловин на покладі горизонту НД-9 Любешівського газового родовища

З метою зменшення витрат на розробку родовища, для закачування азоту буде використана одна з існуючих видобувних свердловин. Буріння нової свердловини є економічно недоцільним через високу вартість. Добова витрата азоту, що закачується в нагнітальну свердловину, розраховується таким чином, щоб компенсувати добовий дебіт видобувних свердловин. Це дозволяє забезпечити баланс між об'ємами закачуваної та видобутої речовини в пласті та підтримувати стабільний пластовий тиск. Нагнітання азоту здійснювали до досягнення об'ємного вмісту його у видобувному газі 5%.

Дорозробку покладу продовжено з 01.01.2015 р. п'ятьма видобувними свердловинами. Розглянуто три варіанти (з підваріантами) дорозробки покладу. У всіх варіантах спочатку здійснюють дорозробку покладу на режимі виснаження до моменту зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення, після 12 5 14 11 13 5 13 11 12 14 L, м чого починають запоповувати азот в одну із видобувних свердловин, яку перевели у нагнітальну.

За першим варіантом, свердловини 5, 14, 13, 11 та 12 будуть послідовно використовуватися як нагнітальні без додаткової підготовки, тобто без проведення фізико-хімічних обробок привибійної зони.

Другий варіант передбачає попередню обробку свердловини 5 з метою підвищення її продуктивності та приймальності, що дозволить скоротити загальний період розробки на виснаження на 2 роки і 3 місяці. У подальшому розглядають такі самі підваріанти, як у першому варіанті. Необхідність фізико-хімічного оброблення свердловини 5 пов'язана з тим, що дебіт свердловини 5 по газу на початок розрахунків становив $0,7 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$. Це значно менше від дебіту інших свердловин на такий самий момент часу ($15,57\text{-}37,56 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$).

Згідно з третім варіантом, фізико-хімічна обробка 5 свердловини здійснюється безпосередньо перед початком закачування азоту, тобто після завершення періоду природного виснаження пласта. Оскільки продуктивні пласти горизонту НД-9 Любешівського родовища складаються переважно з пісковиків та карбонатних порід, для підвищення продуктивності свердловин рекомендується використовувати спиртопіноглинокислотні розчини.

Узагальнені результати розрахунків нагнітання азоту у поклад наведено у таблиці 3.2.

Динаміку руху межі розділу між природним газом та азотом у пласті під час закачування азоту в свердловини 5 наочно продемонстровано на рисунку 3.2.

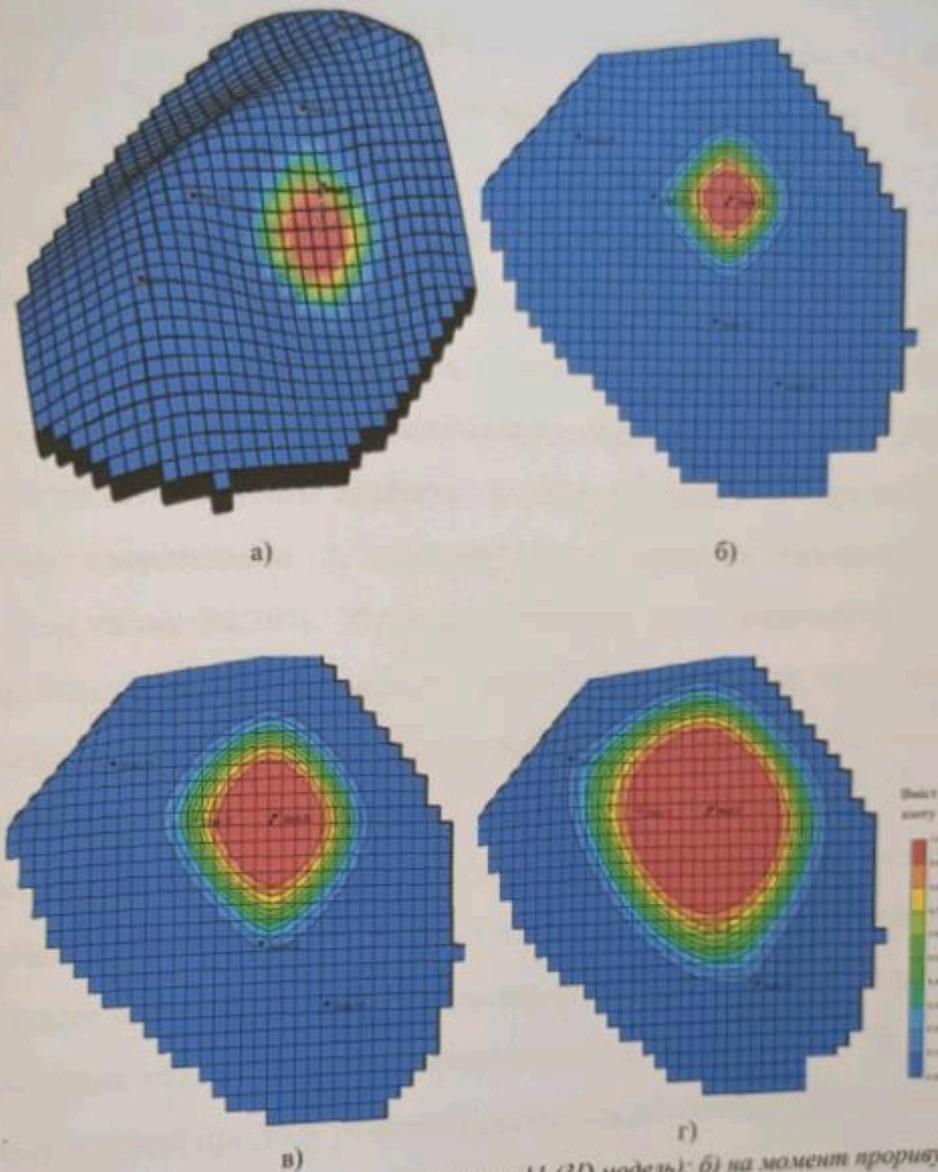
Таблиця 3.2. Результати розрахунків нагнітання азоту у поклад горизонту
НД-9 Любешівського газового родовища

Варіант	Номер нагнітальної свердловини	Тривалість періоду нагнітання азоту до моменту досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % в останній свердловині, місяці	Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, %
I	5	134	26,33
	11	116	17,42
	12	88	14,12
	13	119	26,48
	14	169	24,63
II	5	117	27,65
	11	103	23,45
	12	81	19,74
	13	150	34,29
	14	159	27,79
III	5	119	27,84
	11	104	23,76
	12	82	19,49
	13	159	34,58
	14	164	31,53

Згідно з результатами досліджень за першим варіантом коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, залежно від того, яка свердловина переводиться у нагнітальну, становить: свердловина 5 – 26,33 % за тривалості періоду нагнітання азоту 134 місяці; свердловина 11 – 17,42 % за тривалості періоду нагнітання азоту 116 місяців; свердловина 12 – 14,12 % за тривалості періоду нагнітання азоту 88 місяців; свердловина 13 – 26,48 % за тривалості періоду нагнітання азоту 119 місяців; свердловина 14 – 24,63 % за тривалості періоду нагнітання азоту 169 місяців.

За другим варіантом отримано такі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом при переведенні у нагнітальну окремих свердловин: свердловина 5 – 27,65 % за тривалості періоду нагнітання азоту 117 місяців; свердловина 11 –

23,45 % за тривалості 103 місяці; свердловина 12 – 19,74 % за тривалості 81 місяць;
 свердловина 13 – 34,29 % за тривалості 150 місяців; свердловина 14 – 27,79 % за
 тривалості 159 місяців.



а) на момент прориву азоту у свердловину 11 (3D модель); б) на момент прориву азоту у свердловину 11 (2D модель); в) на момент прориву азоту у свердловину 12 (2D модель); г) на момент прориву азоту у свердловину 13 (2D модель)

Рис. 3.2. Положення фронту витіснення природного газу азотом на різні моменти часу при нагнітанні азоту у свердловину 5 покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища

За третім варіантом коефіцієнт газовилучення за залишковим газом при переведенні у нагнітальну різних видобувних свердловин становить: свердловина 5 – 27,84 % за тривалості періоду нагнітання азоту 119 місяців; свердловина 11 – 23,76 % за тривалості 104 місяці; свердловина 12 – 19,49 % за тривалості 82 місяці; свердловина 13 – 34,58 % за тривалості 159 місяців; свердловина 14 – 31,53 % за тривалості 164 місяців.

Кінцевий коефіцієнт газовилучення за залишковим газом виявився залежним від того, яку саме свердловину переводили на режим закачування азоту, а також від того, чи проводилася попередня обробка низькодебітної свердловини 5. Отримані значення коефіцієнта газовилучення коливалися в межах від 14,12 до 34,58%.

Аналіз результатів другого варіанту, де передбачалася попередня обробка припливної зони свердловини 5, показав, що коефіцієнт газовилучення за залишковим газом склав 34,29%. Хоча цей показник дещо нижчий порівняно з іншими сценаріями, загальна тривалість розробки покладу за цим варіантом становила 150 місяців. Це свідчить про те, що попередня обробка свердловини може вплинути на кінцеві результати розробки.

Результати дослідження свідчать про високу ефективність всіх розглянутих варіантів розробки, що забезпечують вилучення значної частини залишкового газу. При цьому, відмінності в тривалості розробки становлять близько 9 місяців, а різниця в коефіцієнтах газовилучення не перевищує 0,29%.

З метою оптимізації процесу розробки родовища рекомендується реалізувати другий варіант. Цей варіант характеризується більш коротким періодом розробки та забезпечує вищий річний видобуток газу на початковій стадії. Таких результатів вдається досягти завдяки проведенню фізико-хімічної обробки припливної зони п'ятої свердловини, що дозволяє підвищити її продуктивність.

Запропонований у другому варіанті підхід до розробки родовища дозволив збільшити кінцевий коефіцієнт газовилучення на 8,03% порівняно з прогнозом,

досягнувши значення 80,28%. Це свідчить про високу ефективність запропонованої технології і підтверджує доцільність її застосування на практиці.

3.3 Висновки до розділу 3

1. Проведені дослідження дозволили рекомендувати технологічні рішення для стимуляції газовидобутку з виснажених пластів і підвищення дебіту свердловин. Серед них особливу увагу заслуговує метод витіснення залишкового газу з пористого середовища інертним газом – азотом.

2. У процесі випробування технології витіснення залишкового газу азотом на виснаженому родовищі горизонту НД-9 Любешівського газового родовища було доведено її ефективність. Застосування цієї технології дозволило додатково видобути 34,29% газу, що значно підвищило загальний коефіцієнт видобутку з 72,25% до 80,28%.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу наукову-технічну задачу шляхом підвищення ефективності розробки виснажених газових родовищ за рахунок застосування технологій витіснення залишкового газу азотом.

1. На основі ретельного вивчення опублікованих наукових досліджень як в Україні, так і за кордоном, було визначено, що одним з найбільш перспективних напрямів підвищення ефективності видобутку газу з родовищ, що знаходяться на стадії виснаження, є технологія витіснення залишкового природного газу азотом. Цей метод передбачає закачування азоту в пласт для витіснення з нього залишків газу, що не можуть бути видобуті традиційними способами.

2. В результаті досліджень встановлено раціональний діапазон тиску для ініціації процесу витіснення залишкового газу азотом, який коливається в межах 0,29-0,31 від початкового пластового тиску.

3. При проведенні досліджень з площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад було виявлено, що ефективність видобутку залишкового газу значною мірою залежить від щільності розташування свердловин та відстані між ними. Зокрема, при використанні чотири-, п'яти-, семи- та дев'яти точкових систем розміщення свердловин, а також при збільшенні відстані від центральної нагнітальної свердловини до видобувних на 500, 750, 1000 та 1250 метрів, спостерігається зростання коефіцієнта газовилучення за залишковим газом. Це свідчить про те, що збільшення кількості видобувних свердловин та розширення зони впливу нагнітання азоту позитивно впливає на процес видобутку газу.

4. Удосконалення технології витіснення залишкового газу азотом у прикладному середовищі на прикладі горизонту НД-9 Любешівського газового родовища продемонструвала високу ефективність. Коефіцієнт газовилучення за

рахунок додатково видобутого газу склав 34,29%, що дозволило збільшити загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення з 72,25% до 80,28%.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка. Львів: Априорі, 2007. С. 452.
2. Бойко Р.В. Видобування газу і нафти із тріщинуватих колекторів. Івано-Франківськ: Вид-во «Нова зоря», 2016. 486 с.
3. Бойко В.С. Обводнення газових і нафтових свердловин : монографія у 3 т. : Міжнар. екон. фундація, Т. 2 : Створення потоковідхилювальних бар'єрів і технології ізоляції. Київ. 2007. 771 с.
4. Бойко В. Дослідження припливу рідини до горизонтальної свердловини в круговому анізотропному пласті [Текст] / Василь Бойко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №1(10). – С. 71-75.
5. Боровик М. В. Перспективні напрямки підвищення якості розкриття продуктивних пластів і методів інтенсифікації / М. В. Боровик, М. В. Гордійчук, А. О. Васильченко, Р. Р. Матушек // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 2. – С. 19-27.
6. Вечерік Р.Л. Математичний аналіз акумулюючої здатності газоносних пластів ПСГ / Р.Л. Вечерік, Я.Д. П'янило, М.Г. Притула, Ю.Б. Хаєцький // Нафт. і газова пром-сть. – 2005. – № 6. – С. 55–59.
7. Воловецький, В. Б., Витязь, О. Ю., Коцаба, В. І., Щирба, О. М., & Витвицька, О. М. (2015). Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, (2), 78-88.
8. Воловецький В. Б., Щирба О. М., Витязь О. Ю., & Дорошенко Я. В. (2013). Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин. Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, (2 (35)), 111-121.

9. Гафич І. Методичні аспекти прогнозування складнозбудованих порід-колекторів (на прикладі Семиренківського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини / І. Гафич, Я. Лазарук, І Щуров // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2017. – № 3–4. – С. 29–40.
10. Геологічні чинники, які впливають на колекторські властивості порід неогенових відкладів та динаміку зміни коефіцієнта газовилучення / Д. Д. Федоришин, О. А. Гаранін, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1. – С. 51–58.
11. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин. Монографія. А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. – 201 с.
12. Довжок Е. Використання горизонтальних свердловин для розробки родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів [Текст] / Е.М. Довжок // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України. – 2003. – №1. – С.51-54.
13. Дорошенко В.М., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Кондрат Р.М. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2007. №4. С. 108-110.
14. Драчук О. Аналіз технологій вторинного розкриття продуктивних пластів та технічних засобів для їхньої реалізації на родовищах України. Нові технології. №4. 2012. С. 39-47.
15. Єгер Д.О. Упорядковане використання методів дії на привибійну зону пластів у процесах нафтогазовидобутку / Д.О. Єгер. – К.: Техніка, 2003. – 162 с.
16. Іванків О.О. Новітні методи розкриття та освоєння пластів з аномально низькими пластовими тисками / О.О. Іванків, В.М. Світлицький, М.М. Яворський, А.А. Писаренко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №2(16). – С. 48 – 53.

17. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Кочмар Ю. Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Кн.2. – Львів: Центр Європи, 2005 – 414 с.
18. Карп І.М., Єгер Д.О. Зарубін Ю.О. та інші. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України. – К: „Наукова думка”, 2006. – 309с.
19. Катеринчук П.О. Римчук Д.В. Цибулько С.В. Шудрик О.Л. // Освоєння інтенсифікація та ремонт свердловин. – Харків: «Пром-Арт», 2018р. – С. 608.
20. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Львів: Центр Європи. 2004. 352 с.
21. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів. Нафтогазова галузь України. 2017. №3. С. 15-20.
22. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навчальний посібник. Івано-Франківськ: Нова Зоря. 2015. 288 с.
23. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. Математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску в газових покладах з газовим режимом розробки. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2013. №3(48). С. 70-76.
24. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2019. №1(70). С. 33-40.
25. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт вилучення залишкового газу. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2018. №2(67). С.70-74.

26. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2018. №.4 (69). С. 15-23.
27. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Оцінка технологічної ефективності роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у виснажений газовий поклад. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2018. №.3 (68) С. 7-11.
28. Коцкулич, Я. С. (2008). Стан якості первинного розкриття продуктивних пластів з аномально низькими тисками. PRECARPATHIAN BULLETIN OF THE SHEVCHENKO SCIENTIFIC SOCIETY Number, (1 (1)), 203-211.
29. Куровець І.М. Оцінка впливу геологічних факторів на петрофізичні властивості теригенних колекторів / І.М. Куровець, Г.Й. Пригулка // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 4. – С.81-92.
30. . Лопух Н.Б. Розрахунок початково-граничних умов в задачах фільтрації газу в пористих середовищах / Н.Б. Лопух, Я.Д. П'янило, М.Г. Пригула, Н.М. Пригула // Комп'ютерні науки та інформаційні технології. Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2009. – № 638. – С. 239–243.
31. Методи та технологія глушіння нафтових, газових і газоконденсатних свердловин на різних етапах їх експлуатації із збереженням видобутку / В. М. Солодкий, М. А. Солодкий, П. С. Голуб, О. Г. Голуб // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3. – С.10-12.
32. Мислюк, М. А., & Кравець, В. П. (2024). Інтенсифікація освоєння свердловин на Західнохрестищенському родовищі. *Мінеральні ресурси України*, (4), 42-49. <https://doi.org/10.31996/mru.2024.4.42-49>
33. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Затверджено Міністерством екології та природних ресурсів України 15.03.2018 № 118.

34. Українська нафтогазова енциклопедія за загальною редакцією В. С. Іванюшина. Львів : Сполом, 2016. 603 с.
35. Фик М. І. Хріпко О.І. Раєвський Я. О., Варавіна О.П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн, наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.
36. Чорний О.М. Розкриття й закріплення привибійної зони газонесних пластів у свердловинах родовищ і газосховищ Передкарпаття / О.М. Чорний // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 3. – С. 11–13.
37. Штурман І.Т. Літологічні особливості та фізичні властивості колекторів Прикарпаття / І.Т. Штурман, В.Д. Михайлюк // Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України. – ІваноФранківськ: Факел, 2005. – С. 207-216.
38. 1. Artificial-Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well With Some Liquid Production. Peter O. Oyewole, James F. Lea. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 21-24 September. Denver, Colorado, USA. 2008.
39. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement A.T. Turta, S.S.K. Sim, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. Canadian International Petroleum Conference. 12-14 June. Calgary, Alberta. 2007.
40. Chawarwan Khan, Robert Amin & Gary Madden. "Economic Modelling of CO2 Injection for Enhanced Gas Recovery and Storage: A Reservoir Simulation Study of Operational Parameters". Energy and Environment Research. Vol. 2. No. 2. 2012.
41. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. Canadian International Petroleum Conference. 16-18 June. Calgary, Alberta. 2009.
42. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. 9th Canadian International Petroleum Conference. June 17-19. 2008. in Calgary. Alberta, PETSOC-09-08-49-P.

43. Kondrat O. R. The enhancement of hydrocarbon recovery from depleted gas and gas-condensate fields. Mining of mineral deposits, Taylor & Francis Group, London, U.K. 2013. P. 143-148.
44. Oldenburg C.M. and Benson S.M. CO₂ Injection for Enhanced Gas Production and Carbon Sequestration // SPE International Petroleum Conference and Exhibition. – 2002. – SPE 74367.
45. Recovery of Gas Condensate by Nitrogen Injection Compared With Methane Injection. SPE 30795.
46. SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen. Steve S.K. Sim, Patrick Brunelle, Alex T. Turta and Ashok K. Singhal. SPE Symposium on Improved Oil Recovery. 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, USA. 2008.
47. SPE 11848. Nitrogen injection Applications Emerge in the Rockies. J.P. Clancy, R.E. Gilchrist. SPE Rocky Mountain Regional Meeting. 22-25 May. Salt Lake City. Utah. 1983. 148.
48. SPE 130151. Enhanced Gas Recovery – Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010.
49. SPE 144951. "Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator". SPE Enhanced Oil Recovery Conference. 19-21 July. Kuala Lumpur, Malaysia, 2011.
50. SPE 169578. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery. Sumeer Kalra, Xingru Wu. SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting. 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.
51. SPE 175730-MS. Nitrogen Injection as IOR/EOR Solution For North African Oil Fields. Ulrich Heucke, Linde AG. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. 14-16 September. Cairo, Egypt. 2015.

52. SPE 177778. Gas Injection as an Enhanced Recovery Technique for Gas Condensates. A comparison of three Injection Gases. A. Kumar, M.E. Gohary, K.S Pedersen, J. Azeem. Abu Dhabi. International Petroleum Exhibition and Conference. 9-12 November. Abu Dhabi, UAE. 2015.
53. SPE 68169. Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap. Sanhita Tiwari, M. Suresh Kumar. SPE Middle East Oil Show. 17-20 March. Manama, Bahrain 2001.
54. 9. SPE 84813. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters. Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. SPE Eastern Regional Meeting. 6-10 September. Pittsburgh, Pennsylvania. 2003.
55. SPE 94129. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics. Ahemd Al-Hasami, Shaoran Ren, Bahman Tohidi. SPE Europec / EAGE Annual Conference. 13-16 June. Madrid, Spain. 2005.