

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТИСКУ ПОЧАТКУ НАГНІТАННЯ АЗОТУ У ВИСНАЖЕНЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЦЕСУ ВИЛУЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ

*Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com*

*Охарактеризовано методи підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення виснажених газових родовищ. Для умов гіпотетичного газового родовища виконано математичне моделювання процесу витіснення залишкового природного газу азотом. Досліджено вплив тиску початку нагнітання азоту в родовищі і тривалості періоду його нагнітання на технологічні показники дорозробки родовища і кінцевий коефіцієнт газовилучення. Встановлено оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту в родовищі і тривалості періоду його нагнітання, при яких забезпечується ефективна дорозробка родовища з високим коефіцієнтом газовилучення.*

**Ключові слова:** родовище, свердловина, розробка, експлуатація, нагнітання, газ, азот, газовилучення.

*Охарактеризованы методы повышения конечного коэффициента газоотдачи истощенных газовых месторождений. Для условий гипотетического газового месторождения выполнено математическое моделирование процесса вытеснения остаточного природного газа азотом. Исследовано влияние давления начала нагнетания азота в месторождение и продолжительности периода его нагнетания на технологические показатели доразработки месторождения и конечный коэффициент газоотдачи. Определены оптимальные значения давления начала нагнетания азота в месторождение и продолжительности периода его нагнетания, при которых обеспечивается эффективная доразработка месторождения с высоким коэффициентом газоотдачи.*

**Ключевые слова:** месторождение, скважина, разработка, эксплуатация, нагнетание, газ, азот, газоотдача.

*The methods for enhancement of the final gas recovery factor on depleted gas fields were characterized. The mathematical modeling of the residual gas displacement by nitrogen was made for the conditions of a hypothetical gas field. The pressure influence of beginning of nitrogen injection into the field and duration of the period of its injection on technological indicators of further field development and final gas recovery factor was studied. The optimal pressure values of beginning of nitrogen injection into the field and duration of the period of its injection, which provide further effective field development with high gas recovery factor, were determined.*

**Key words:** field, well, development, exploitation, injection, gas, nitrogen, gas recovery.

### Постановка проблеми дослідження

Газові родовища з газовим режимом переважно розробляють в режимі виснаження пластової енергії. Після закінчення розробки родовища в результаті зниження дебіту свердловин і відповідно річного видобутку газу до економічно рентабельної межі в пласті ще залишається значна кількість газу. За промисловими даними по закінчених розробкою родовищах кількість залишкового газу може в середньому становити від 10 до 15 % від початкових запасів [1,2].

Одним із методів підвищення коефіцієнта газовилучення виснажених газових родовищ є витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами [1,2]. Результати лабораторних досліджень з витіснення метану діоксидом вуглецю азотом і димовими газами з однопластових і двопластових горизонтальних моделей пласта свідчать про високу технологічну ефективність цього методу [3-8]. З наведених неуглеводневих газів найефективнішим є діоксид вуглецю, який у пластових умовах має більшу густину і в'язкість порівняно з метаном, а також характеризується високою розчинністю у пластовій воді. Тому він пізніше надходить у видобувні свердловини, ніж азот і димові гази. Згідно з

результатами математичного моделювання процесу витіснення природного газу з виснажених родовищ діоксидом вуглецю коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим при меншому тиску здійснюється нагнітання в пласт неуглеводневого газу [9-12]. Проте витіснення залишкового природного газу з виснаженого родовища неуглеводневим газом після зниження пластового тиску до мінімального тиску «закидування» може виявитися економічно невигідним через низькі дебіти свердловин, які знаходяться на межі рентабельності. Тому актуальним є проведення досліджень з оцінки оптимального значення пластового тиску, при якому починають запомповування неуглеводневого газу у виснажене газове родовище. У статті наведено результати математичного моделювання процесу витіснення залишкового природного газу з виснаженого газового родовища неуглеводневим газом за різних тисків початку нагнітання неуглеводневого газу в пласт.

### Методика дослідження і вихідні дані

Для оцінки впливу тиску початку нагнітання неуглеводневого газу у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилу-

чення залишкового природного газу виконано математичне моделювання витіснення природного газу із пористого середовища азотом. Вибір азоту у ролі витіснювального агента пояснюється можливістю отримання його з повітря безпосередньо на місці споживання з допомогою установок, випуск яких освоєно промисловістю. Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового родовища у вигляді квадрата з такими параметрами: сторона квадрата – 1500 м, площа родовища –  $2,25 \cdot 10^6 \text{ м}^2$ , товщина пласта – 10 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт проникності пласта –  $0,2 \text{ мкм}^2$ , глибина залягання продуктивного пласта (середня глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу – 0,553, коефіцієнт стисливості газу за початкового пластового тиску і пластової температури – 0,934, початкові запаси газу, підраховані програмою CMG (Computer Modelling Group), – 800,044 млн.м<sup>3</sup>.

Родовище розробляють на виснаження чотирма свердловинами, розміщеними в кутах квадрата, які експлуатують на режимі постійної депресії тиску на пласт 0,26 МПа. Початковий дебіт однієї свердловини по газу становить 55 тис.м<sup>3</sup>/д.

Після зниження пластового тиску на певну величину від початкового тиску починають запомповувати азот в пласт через нагнітальну свердловину, яка розміщена в центрі квадрата на відстані 1061 м від видобувних свердловин.

Запомповування азоту в нагнітальну свердловину здійснюють впродовж заданого періоду часу. При цьому продовжують експлуатацію видобувних свердловин. В ролі нагнітальної свердловини використовують ліквідовану, законсервовану, недіючу або малодебітну свердловину. В окремих випадках може виявитися доцільним буріння нової свердловини. Добову витрату азоту вибирають з умов рівності її за поточних пластових умов сумарному дебіту видобувних свердловин по газу, що забезпечує постійне значення пластового тиску впродовж періоду запомповування азоту в пласт.

У дослідженнях розглянуто варіанти нагнітання азоту в родовище після зниження пластового тиску до 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 від початкового значення. У кожному варіанті нагнітання азоту в пласт здійснювали впродовж різного періоду часу: 1, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 30 і 36 місяців.

Розрахунки виконано з використанням ліцензованої комп'ютерної програми CMG.

### Результати дослідження

Родовище уведено в розробку 16.07.2015 р. чотирма видобувними свердловинами, розміщеними в кутах квадрата. Після зниження пластового тиску до заданого значення почали запомповувати азот в нагнітальну свердловину в центрі квадрата впродовж заданого періоду часу. При цьому не припиняли експлуатацію видобувних свердловин. Розрахунки виконували з кроком у часі в 1 рік. Для кожного моменту ча-

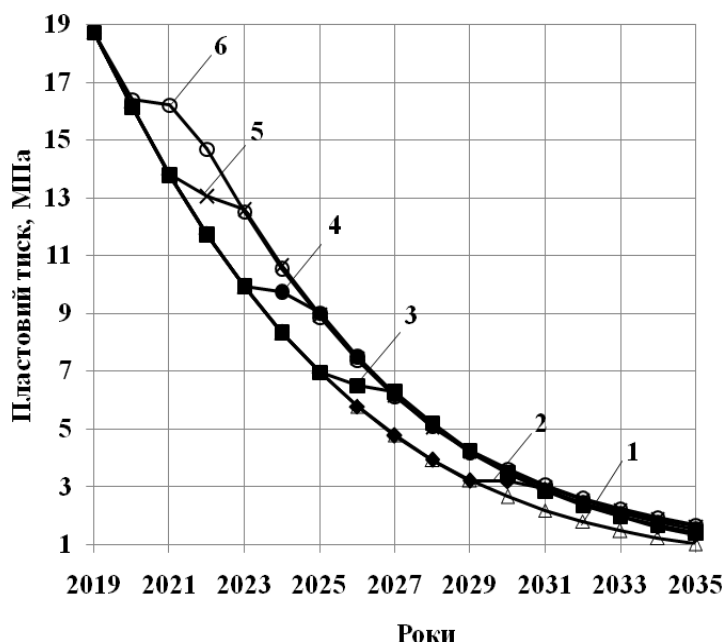
су визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту, вміст азоту у свердловинній продукції і коефіцієнт газовилучення. Для порівняння виконано розрахунок показників процесу розробки родовища на виснаження за відсутності нагнітання азоту в пласт. За результатами розрахунків будували графічні залежності зміни технологічних показників розробки родовища по роках і залежно від тиску початку нагнітання азоту в пласт та тривалості періоду його нагнітання. У роботі для наглядності наведено графічні залежності для окремих технологічних показників тільки для періоду після початку нагнітання азоту в пласт.

На рисунку 1 зображено залежності зміни в часі пластового тиску в газовому родовищі для різних значень тиску початку нагнітання азоту в пласт за тривалості періоду його нагнітання 18 місяців. У зв'язку з підтриманням постійного пластового тиску в період нагнітання азоту в родовище на рисунку 1 чітко виділяються горизонтальні площадки для тисків початку нагнітання азоту 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 від початкового пластового тиску. Чим раніше розпочато нагнітання азоту в родовище, тим на вищому рівні підтримується пластовий тиск у процесі подальшої дорозробки родовища. Зображені на рисунку залежності для пластового тиску не перетинаються між собою і в процесі дорозробки родовища поступово зближуються.

На рисунку 2 зображено залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання азоту в родовище для різних значень тиску початку його нагнітання на 2035 р. Поточний пластовий тиск тим більший, чим триваліше нагнітається азот в родовище. Така тенденція зберігається і для інших років розробки родовища. Для тисків початку нагнітання азоту в родовище 0,4 і 0,5 від початкового тиску відповідні залежності на рисунку 2 майже співпадають. Таким чином, чим раніше і довше нагнітається азот у родовище, тим на вищому рівні підтримується поточний пластовий тиск. В результаті зростають дебіт газу і устьовий тиск, що позитивно впливає на ефективність дорозробки родовища.

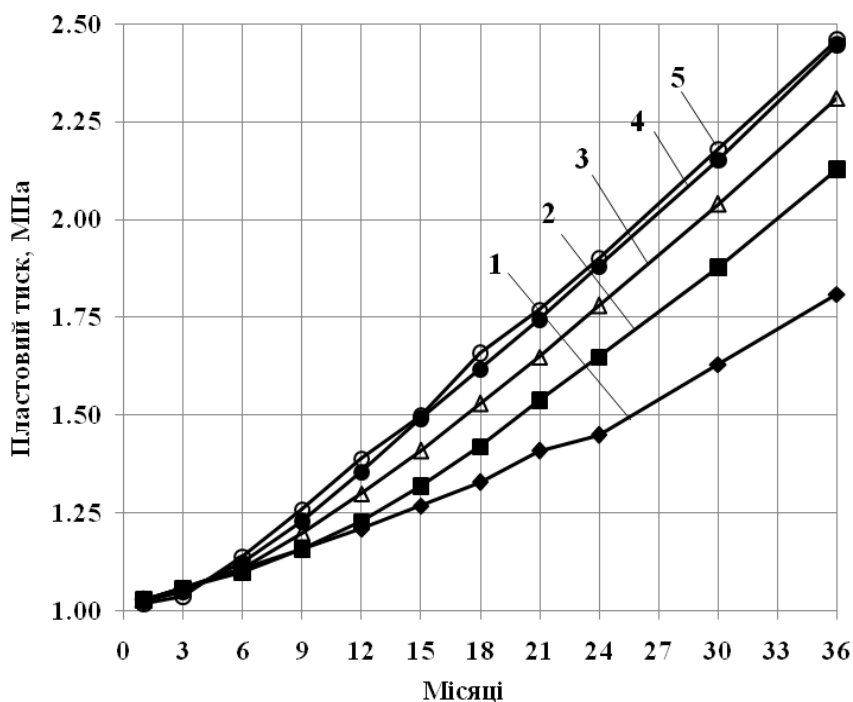
У процесі нагнітання азоту в родовище дебіт газу підтримується постійним, після чого поступово знижується. На рисунку 3 для прикладу наведено відповідні залежності для тривалості періоду нагнітання азоту в родовище 18 місяців.

Чим раніше, при більшому пластовому тиску, розпочато нагнітання азоту в родовище, тим раніше він поступає у видобувні свердловини. З моменту прориву азоту у видобувні свердловини дебіт газу різко знижується і відповідні залежності на рисунку 3 для тривалості періоду нагнітання азоту 18 місяців перетинаються між собою. Дебіт газу стає меншим, ніж при розробці родовища на виснаження за відсутності нагнітання азоту в родовище. Винятком є варіант з тиском початку нагнітання азоту в родовище 0,1 від початкового тиску, при якому впродовж всього періоду дорозробки родовища



1 – виснаження; 2 – 0,1  $P_{поч}$ ; 3 – 0,2  $P_{поч}$ ; 4 – 0,3  $P_{поч}$ ; 5 – 0,4  $P_{поч}$ ; 6 – 0,5  $P_{поч}$

Рисунок 1 – Динаміка пластового тиску для різних значень тиску початку нагнітання азоту в родовище за тривалості періоду його нагнітання 18 місяців



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

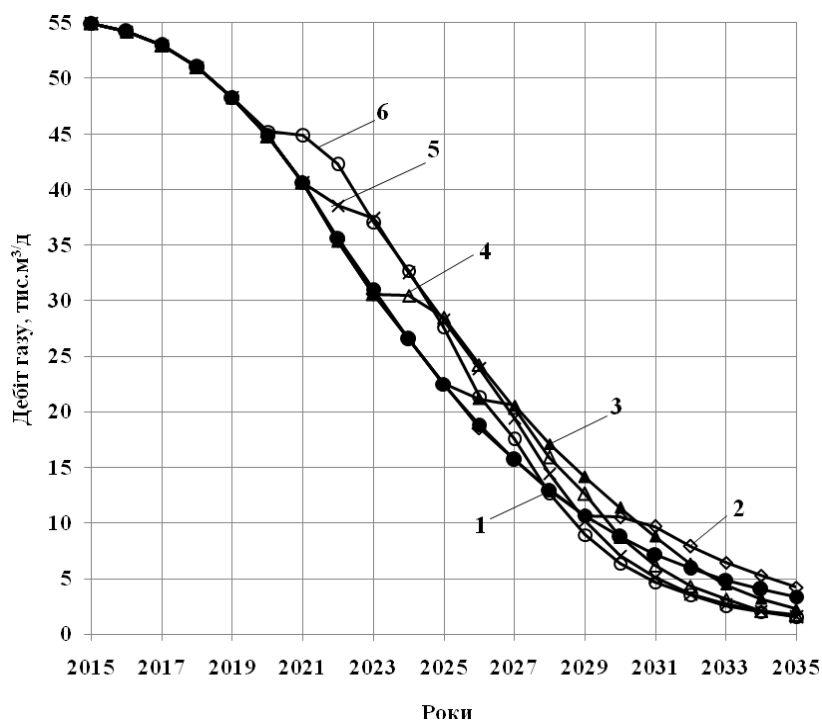
Рисунок 2 – Залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання азоту в родовище для різних значень тиску початку нагнітання азоту

дебіт газу за тривалості періоду нагнітання азоту в родовище 18 місяців є більшим, ніж при розробці на виснаження.

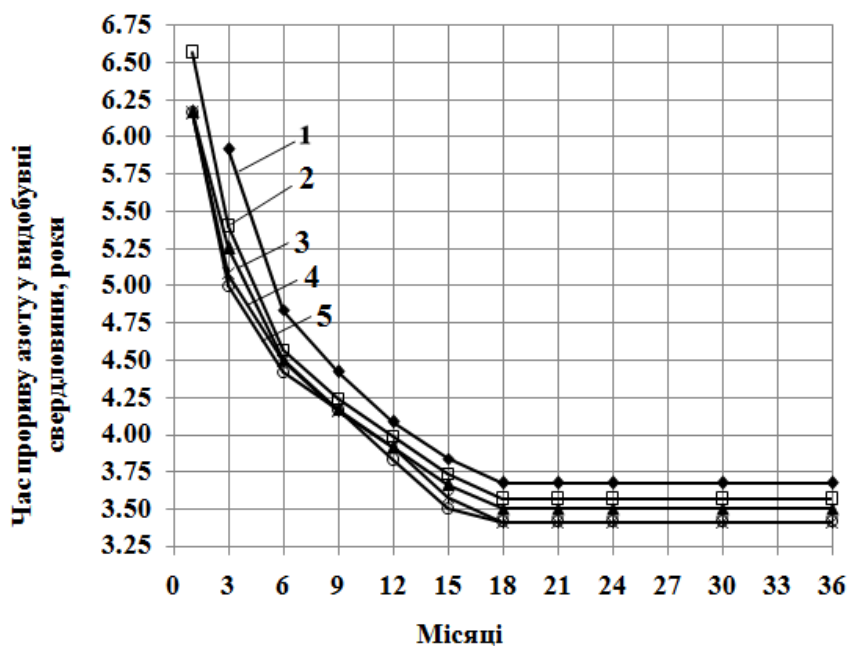
Час прориву азоту у видобувні свердловини залежить від тиску початку нагнітання його в родовище і тривалості періоду нагнітання (рисунок 4). Із збільшенням тривалості періоду нагнітання азоту в родовище прорив його у видобувні свердловини відбувається раніше, а після 18 місяців нагнітання азоту в родовище

відповідні залежності на рисунку 4 для всіх значень тиску початку нагнітання азоту виконуються.

За тривалості періоду нагнітання азоту в родовище 12 місяців прорив його у видобувні свердловини відбувається за такий інтервал часу: 0,5  $P_{поч}$  – 3,83 роки; 0,4  $P_{поч}$  – 3,91 роки; 0,3  $P_{поч}$  – 3,92 роки; 0,2  $P_{поч}$  – 3,99 роки; 0,1  $P_{поч}$  – 4 роки. За тривалості періоду нагнітання азоту в родовище 18 місяців прорив його у видо-



1 – виснаження; 2 – 0,1  $P_{поч}$ ; 3 – 0,2  $P_{поч}$ ; 4 – 0,3  $P_{поч}$ ; 5 – 0,4  $P_{поч}$ ; 6 – 0,5  $P_{поч}$   
 Рисунок 3 – Динаміка дебіту газу для різних значень тиску початку нагнітання азоту в родовище за тривалості періоду нагнітання азоту 18 місяців



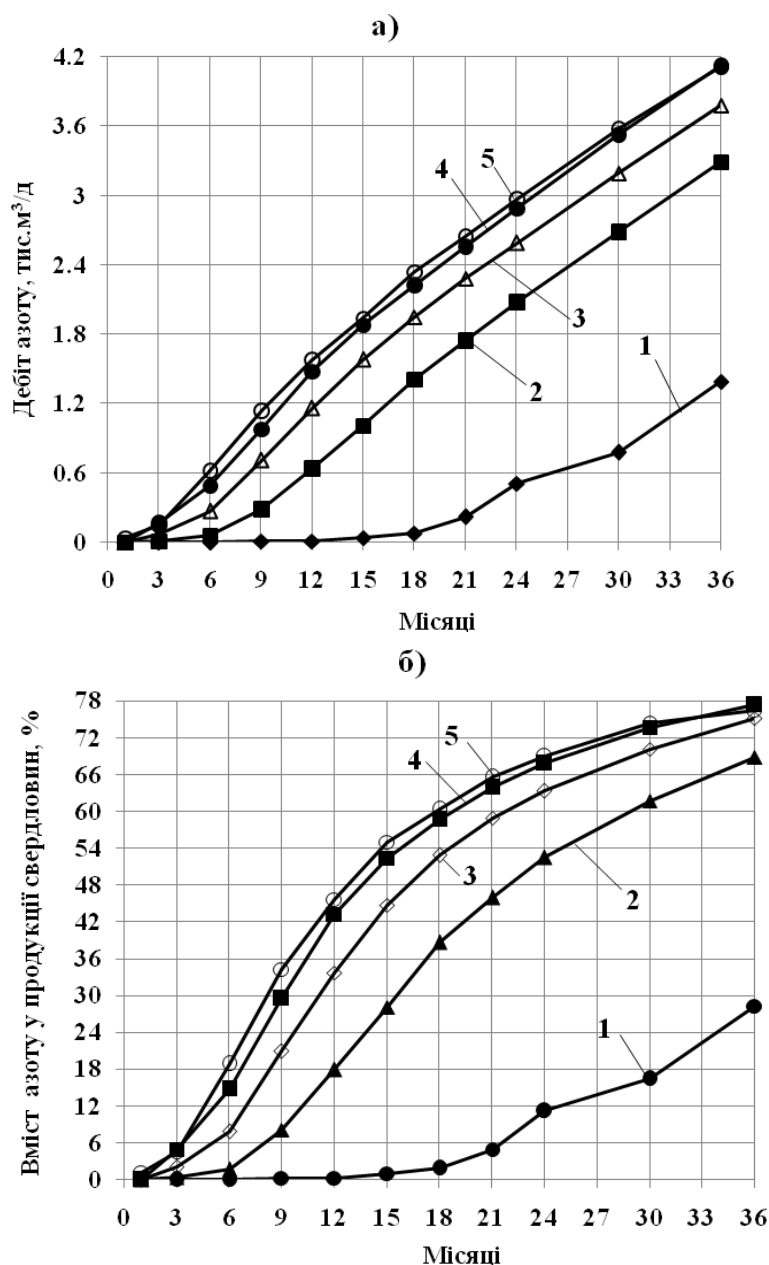
1 – 0,1  $P_{поч}$ ; 2 – 0,2  $P_{поч}$ ; 3 – 0,3  $P_{поч}$ ; 4 – 0,4  $P_{поч}$ ; 5 – 0,5  $P_{поч}$   
 Рисунок 4 – Залежності часу прориву азоту у видобувні свердловини від тривалості періоду нагнітання його в родовище для різних значень тиску початку нагнітання азоту

бувні свердловини відбувається за такої інтервал часу: 0,5  $P_{поч}$  – 3,41 роки; 0,4  $P_{поч}$  – 3,41 роки; 0,3  $P_{поч}$  – 3,5 роки; 0,2  $P_{поч}$  – 3,57 роки; 0,1  $P_{поч}$  – 3,67 роки.

На рисунку 5 наведено залежності дебіту азоту (рисунк 5а) і вмісту азоту у видобувному газі (рисунк 5б) від тривалості періоду на-

гнітання його в родовище для різних значень тиску початку нагнітання азоту на кінець розглядуваного періоду розробки родовища (16.07.2035 р.).

За тиску початку нагнітання азоту в родовище 0,1  $P_{поч}$  дебіт азоту є незначним і на 16.07.2035 р. для різної тривалості періоду



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

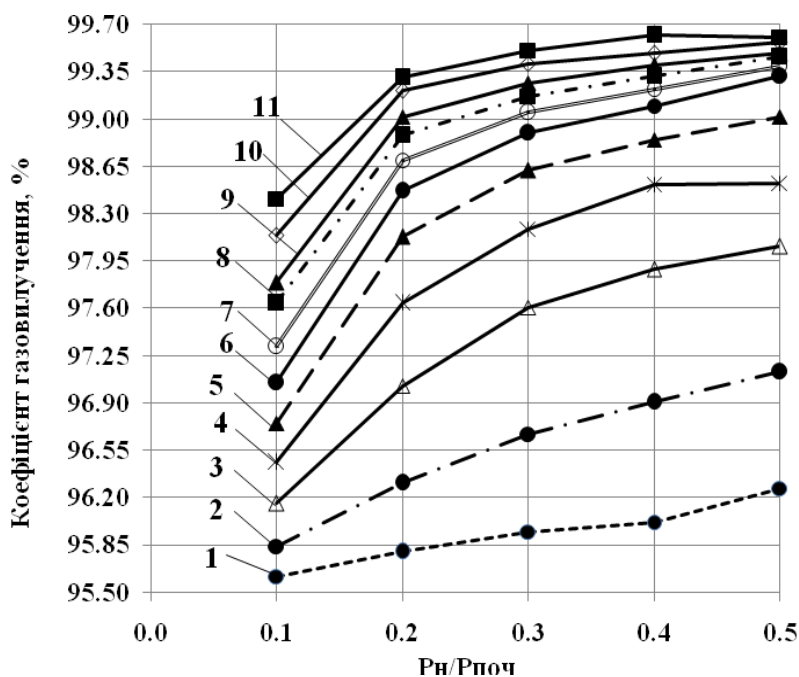
**Рисунок 5 – Залежності дебіту азоту (а) і вмісту азоту у видобувному газі (б) від тривалості періоду нагнітання його в родовище для різних значень тиску початку нагнітання азоту**

нагнітання його в родовище становить: 12 місяців – 0,01 тис.м<sup>3</sup>/д, 15 місяців – 0,04 тис.м<sup>3</sup>/д, 18 місяців – 0,08 тис.м<sup>3</sup>/д, 21 місяць – 0,22 тис.м<sup>3</sup>/д, 24 місяці – 0,51 тис.м<sup>3</sup>/д, 30 місяців – 0,78 тис.м<sup>3</sup>/д, 36 місяців – 1,39 тис.м<sup>3</sup>/д. Так само низький вміст азоту у видобувному газі, який до 2033 р. не перевищує 1%. На 16.07.2035 р. вміст азоту у видобувному газі за різної тривалості періоду нагнітання його в родовище становить: 9 місяців – 0,263%, 12 місяців – 0,252%, 15 місяців – 0,969%, 18 місяців – 1,865%, 21 місяць – 4,944%, 24 місяці – 11,16%, 30 місяців – 16,387%, 36 місяців – 28,252%.

Із збільшенням тиску початку нагнітання азоту в родовище зростає дебіт азоту і вміст його у видобувному газі в міру збільшення три-

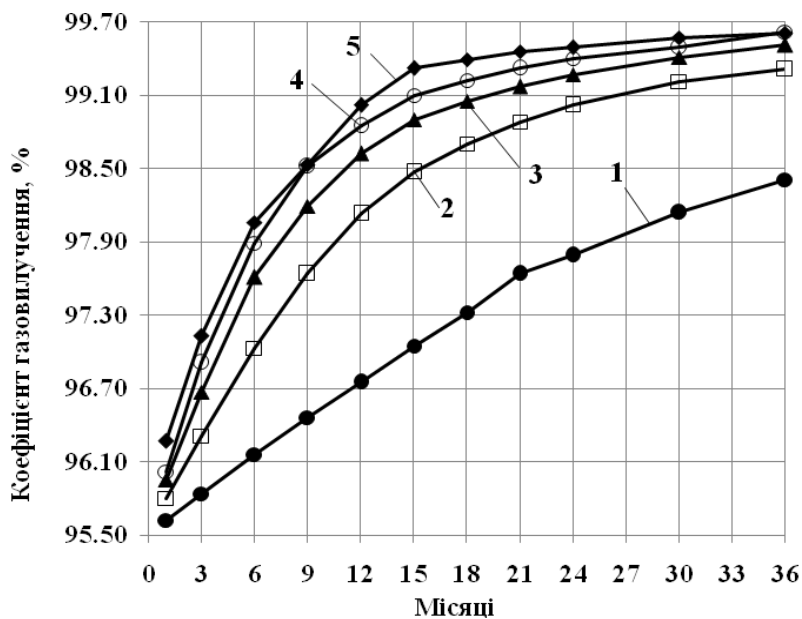
валості періоду нагнітання азоту (рисунок 5). Зменшити кількість азоту, що видобувається з родовища, можна ранішим припиненням розробки родовища. При цьому через значний вміст азоту у свердловинній продукції видобуток залишкового природного газу буде незначним, що мало впливатиме на кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Коефіцієнт газовилучення зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту в родовище (рисунок 6) і тривалості періоду його нагнітання (рисунок 7). Наведені залежності побудовано за результатами розрахунків на кінець періоду розробки родовища (16.07.2035 р.). Аналіз їх свідчить, що із збільшенням тиску початку нагнітання азоту в родовище і тривало-



1 – 1 місяць; 2 – 3 місяці; 3 – 6 місяців; 4 – 9 місяців; 5 – 12 місяців; 6 – 15 місяців; 7 – 18 місяців; 8 – 21 місяці; 9 – 24 місяці; 10 – 30 місяців; 11 – 36 місяців

Рисунок 6 – Залежності коефіцієнта газовилучення від тиску початку нагнітання азоту в родовище для різних значень тривалості періоду його нагнітання



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

Рисунок 7 – Залежності коефіцієнта газовилучення від тривалості періоду нагнітання азоту в родовище для різних значень тиску початку його нагнітання

сті періоду його нагнітання вплив їх на приріст коефіцієнта газовилучення поступово зменшується. Починаючи з певного значення досліджуваних параметрів, зображені на рисунках 6 і 7 залежності виположуються.

За результатами статистичного оброблення розрахункових даних методом найменших квадратів отримано «критичні» (оптимальні) значення досліджуваних параметрів, вище яких коефіцієнт газовилучення мало змінюється.

Оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту в родовище за різної тривалості періоду його нагнітання становить: 1 місяць – 0,123  $P_{поч}$ ; 3 місяці – 0,245  $P_{поч}$ ; 6 місяців – 0,295  $P_{поч}$ ; 9 місяців – 0,293  $P_{поч}$ ; 12 місяців – 0,281  $P_{поч}$ ; 15 місяців – 0,277  $P_{поч}$ ; 18 місяців – 0,274  $P_{поч}$ ; 21 місяць – 0,275  $P_{поч}$ ; 24 місяці – 0,275  $P_{поч}$ ; 30 місяців – 0,274  $P_{поч}$ ; 36 місяців – 0,281  $P_{поч}$ ; середнє значення за 6-36 місяців – 0,280  $P_{поч}$ .

Оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту в родовище за різного тиску початку його нагнітання становить: 0,1  $P_{\text{поч}}$  – 18,6 місяців; 0,2  $P_{\text{поч}}$  – 13,032 місяці; 0,3  $P_{\text{поч}}$  – 10,145 місяців; 0,4  $P_{\text{поч}}$  – 9,191 місяців; 0,5  $P_{\text{поч}}$  – 9,504 місяців.

Для оптимального тиску початку нагнітання азоту в родовище 0,280  $P_{\text{поч}}$  оптимальна тривалість періоду його нагнітання становить близько 12,5 місяців. Для цих значень тиску початку нагнітання азоту в родовище і тривалості періоду його нагнітання технологічні показники на момент закінчення розробки родовища (16.07.2035 р.) становлять: пластовий тиск – 1,32 МПа, дебіт однієї видобувної свердловини по газу – 2,22 тис.м<sup>3</sup>/д, дебіт видобувної свердловини по азоту – 1,23 тис.м<sup>3</sup>/д, вміст азоту у видобувному газі – 35,67 %, коефіцієнт газовилучення – 98,62 %. Для зменшення вмісту азоту у видобувному газі можна, раніше, наприклад, на 1 рік, припинити розробку родовища. При цьому коефіцієнт газовилучення зменшиться незначно (з 98,62 до 98,09 %), дебіт свердловин по газу зростає з 2,22 до 3,09 тис.м<sup>3</sup>/д, дебіт свердловин по азоту зменшиться з 1,23 до 1,11 тис.м<sup>3</sup>/д, вміст азоту у видобувному газі зменшиться з 35,67 до 26,43 %.

Таким чином, нагнітання азоту у виснажене газове родовище з метою вилучення залишкового природного газу доцільно проводити при тиску, більшому за тиск, який відповідає економічно рентабельній межі розробки родовища.

При підвищеному пластовому тиску збільшуються дебіти свердловин по газу і поточний видобуток газу з родовища. Зростає устьовий тиск, що покращує умови подачі газу споживачеві. Зростає коефіцієнт газовилучення родовища порівняно з витісненням залишкового газу азотом після зниження пластового тиску до мінімального тиску «закидування».

### Висновки

Результати комп'ютерного моделювання процесу витіснення залишкового газу азотом з виснаженого газового родовища свідчать про його технологічну ефективність. Згідно з результатами виконаних досліджень залежно від геолого-фізичної характеристики і системи розробки родовища можна вибрати такі оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище і тривалості періоду його нагнітання, при яких досягаються більші на 5-10 % значення кінцевого коефіцієнта газовилучення порівняно з дорозробкою родовища на виснаження без нагнітання азоту в пласт. Нагнітання азоту у виснажене газове родовище дає змогу інтенсифікувати процес його дорозробки і видобути додаткову кількість газу.

### Література

1 Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: учебн. пос. для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.

2 Кондрат П.М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст] / П.М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.

3 SPE 94129. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics A. Al-Hasami, S.R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot Watt U.

4 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 (the 59th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society), June 17-19, 2008, in Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49-P.

5 SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO<sub>2</sub> Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen / Steve S.K. Sim, Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadris Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council.

6 Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS Alberta Research Council, PAPER 2008-145.

7 Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement A.T. TURTA, S.S.K. SIM, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS Alberta Research Council. PAPER 2007-124.

8 Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS. Alberta Research Council. PAPER 2009-023.

9 SPE 144951. Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator. M.M. Rafiee, TU Bergakademie Freiberg (TUBAF); M. Ramazanian, National Iranian Oil Co (NIOC).

10 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. Bromhal.

11 SPE 94129. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics. A. Al-Hasami, S. R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot-Watt U.

12 SPE 130151. Enhanced Gas Recovery – Challenges shown at the example of three Gas Fields. Torsten Clemens. Severin Secklehner, OMV; Konstantinos Mantatzis, OMV; Bas Jacobs, OMV.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
17.05.16

Рекомендована до друку  
професором Чудиком І.І.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.  
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,  
м. Київ)