

# Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-2(67)-15-22

## ВПЛИВ ЦИКЛІЧНОСТІ НАГНІТАННЯ АЗОТУ З РІЗНИМ ТЕМПОМ У ВИСНАЖЕНИЙ ГАЗОВИЙ ПОКЛАД НА КІНЦЕВИЙ КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ

*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*

*Обґрунтовано застосування неуглеводневих газів для витіснення залишкового природного газу з виснажених покладів. Для умов гіпотетичного газового покладу округлої форми виконано математичне моделювання процесу витіснення залишкового природного газу азотом в модулі композиційного моделювання GEM, який входить в ліцензовану комп'ютерну програму CMG. Досліджено вплив циклічності законтурного нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на тривалість періоду дорозробки покладу і кінцевий коефіцієнт газовилучення за залишковим газом. Дослідження проведено для різної тривалості циклів нагнітання азоту у поклад (6, 12, 18, 24, 30 і 36 місяців) та різних співвідношень темпів нагнітання азоту і видобутку газу у пластових умовах 1:1; 1,5:1; 2:1. Під час нагнітання азоту у поклад видобувні свердловини зупиняли, а після припинення нагнітання азоту їх знову експлуатували до такого моменту часу, поки пластовий тиск не знизився до  $0,1 P_{\text{поч}}$ . Потім процес циклічного нагнітання азоту у пласт продовжували і до тих пір, поки азот не прорвався до видобувних свердловин і вміст його у видобувній продукції сягав 5 % об. Результати досліджень обробляли у вигляді графічних залежностей пластового тиску, дебіту газу та коефіцієнта газовилучення за залишковим газом тривалості циклу нагнітання азоту у поклад і співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу, із збільшенням яких коефіцієнт газовилучення поступово зменшується. Згідно з результатами досліджень оптимальні параметри процесу нагнітання азоту у поклад слід вибирати, виходячи з технологічних результатів, а також з результатів техніко-економічних розрахунків.*

*Ключові слова:* поклад, свердловина, газ, азот, витіснення, нагнітання, циклічність і темп нагнітання азоту.

*Обосновано применение неуглеводородных газов с целью вытеснения остаточного газа из истощенных месторождений. Для условий гипотетической газовой залежи круговой формы проведено математическое моделирование процесса вытеснения остаточного газа азотом в модуле композиционного моделирования GEM, который входит в лицензированную компьютерную программу CMG. Исследовано влияние цикличности законтурного нагнетания азота с разным темпом в истощенную газовую залежь на продолжительность периода доразработки залежи и конечный коэффициент газоотдачи по остаточному газу. Исследование проведено для различной продолжительности циклов нагнетания азота в залежь (6, 12, 18, 24, 30 и 36 месяцев) и различных соотношений темпов нагнетания азота и добычи газа в пластовых условиях 1:1; 1,5:1; 2:1. При нагнетании азота в залежь добывающие скважины останавливали, а после прекращения нагнетания азота их продолжали эксплуатировать до снижения пластового давления до  $0,1 P_{\text{поч}}$ . Процесс циклического нагнетания азота в пласт продолжали до тех пор, пока азот не прорвался к добывающим скважинам и его объем в добываемой продукции достигал 5% об. Результаты исследований обрабатывали в виде графических зависимостей пластового давления, дебита газа и коэффициента газоотдачи по остаточному газу на конец цикла нагнетания азота в залежь от количества циклов нагнетания азота.*

Анализ результатов исследований показал значительное влияние на коэффициент газовой отдачи по остаточному газу продолжительности цикла нагнетания азота в залежь и соотношения темпов нагнетания азота и добычи газа, с увеличением которых коэффициент газовой отдачи постепенно уменьшается. Согласно результатам исследований оптимальные параметры процесса нагнетания азота в залежь следует выбирать, исходя из технологических результатов и технико-экономических расчетов.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, азот, вытеснение, нагнетания, цикличность и темп нагнетания азота.

*The application of non-hydrocarbon gases with the aim of displacing residual gas from depleted fields is substantiated. Mathematical modeling is carried out of the process of residual gas displacing with nitrogen in the GEM compositional simulating module under the conditions of a hypothetical gas reservoir of circular shape. The said module is a part of the licensed CMG computer program. The effect of the cyclical nature of the aquifer injection nitrogen into depleted gas reservoir at different rates till the final gas recovery coefficient for residual gas is developed. The study concerns different durations of nitrogen injection cycles into the reservoir (6, 12, 18, 24, 30, and 36 months) and various correlations of the rates of nitrogen injection and gas production in reservoir conditions of 1:1; 1.5:1; 2:1. During the nitrogen injection into the reservoir, the output wells stopped; whereas after surcease of the nitrogen injection, they were again exploited until the reservoir pressure reached to  $0.1 P_{primary}$ . Then the process of cyclic nitrogen injection into the layer continued, until nitrogen break through into the producing wells and its content in the produced products reached 5% vol. The research results were processed in the form of graphical dependencies of reservoir pressure, gas flow rate and gas recovery coefficient for residual gas at the end of the cycle of nitrogen injection into the reservoir as a function of the number of such cycles. The research results indicate a significant effect on the gas recovery coefficient for the residual gas of the duration of the cycle of nitrogen injection into the reservoir and the ratio of rates of nitrogen injection and gas production, with an increase in which the coefficient of gas output gradually decreases. According to the research results, the optimal parameters of the process of nitrogen injection into the reservoir should be chosen on the basis of technological results, as well as technical and economic calculations.*

Key words: reservoir, well, gas, nitrogen, displacement, injection, cyclicity and nitrogen injection rate.

### **Постановка проблеми дослідження**

У процесі розробки газові поклади поступово виснажуються. Згідно з промисловими даними в закінчених розробкою у газовому режимі покладах на момент припинення рентабельного видобутку у пласті всередньому залишається до 10-15 % газу від початкових запасів. Така велика кількість залишкового газу пояснюється макронеоднорідною будовою продуктивних відкладів, нерівномірним розміщенням видобувних свердловин на площі газонасності і необхідністю підтримання на гирлах свердловин певного (мінімального) тиску для подачі газу в систему збору, підготовки і транспортування. В умовах постійного зростання попиту на вуглеводневу сировину і поступового вичерпання її запасів у відкритих родовищах довидобуток залишкового газу з виснажених родовищ є актуальним. До можливих напрямів підвищення газовилучення з виснажених газових покладів відноситься витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами, рідинами та їх сумішами. Реалізація цього напрямку видобутку залишкового природного газу з виснажених газових покладів вимагає відповідного експериментального і теоретичного обґрунтування.

### **Аналіз останніх досліджень і публікацій**

Питанню витіснення з порід колекторів природного газу різними витіснювальними агентами присвячена значна кількість досліджень і публікацій. Стосовно до виснажених газових родовищ, найбільший інтерес викликає застосування неуглеводневих газів (діоксиду вуглецю, викидних і димових газів, азоту та інших) для витіснення з пористого середовища залишкового природного газу. Результати виконаних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих газів для витіснення залишкового природного газу з виснажених родовищ [1-11].

Згідно з результатами лабораторних досліджень на лінійних, горизонтальних однорідних і макронеоднорідних моделях пласта найкращими газовитіснювальними властивостями володіє діоксид вуглецю. В окремих експериментах коефіцієнт витіснення ним вуглеводневого газу (метану) досягав 81-94,7 % [6]. Дещо нижчими, але досить високими газовитіснювальними властивостями характеризуються димові гази і азот. Серед неуглеводневих газів найбільш доступним є азот. Його можна отримати в будь-якому місці з повітря за допомогою установок, які випускаються промисловістю. Основні витрати при використанні азоту

пов'язані з вартістю установок і електроенергії для їх роботи. Ці витрати можна зменшити додаванням до азоту вибухобезпечної кількості повітря, а також інших неуглеводневих газів, якщо їх кількість недостатня для самостійного використання або в суміші з повітрям. Шляхом математичного моделювання процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад обгрунтовано значення тиску початку нагнітання азоту, тривалості і періодичності його нагнітання, розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасиченості, роботи і зупинки видобувних свердловин на площі газонасиченості [7-10]. Проте у відомих дослідженнях відсутні дані про вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

### Формулювання цілей статті

За результатами математичного моделювання процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу округлої форми оцінити вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення циклічності за контурного нагнітання азоту з різним темпом у поклад.

### Методика дослідження

Для оцінки впливу циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на характеристики процесу витіснення залишкового природного газу виконано математичне моделювання в модулі композиційного моделювання GEM, який входить в ліцензовану комп'ютерну програму CMG (Computer Modeling Group). Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового покладу округлої форми з такими параметрами: радіус початкового контуру газонасиченості – 3000 м, площа газонасиченості –  $28,26 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>, товщина пласта – 13 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,2 мкм<sup>2</sup>, глибина залягання продуктивного пласта (середня глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу – 0,6. Запаси газу, підраховані програмою CMG, – 11,713 млрд.м<sup>3</sup>.

Газовий поклад розробляють в режимі виснаження 12 видобувними свердловинами, які розміщені у вигляді кругової батареї радіусом 1500 м. Свердловини експлуатують в режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа з почат-

ковим дебітом газу однієї свердловини 125 тис.м<sup>3</sup>/доб.

Після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску  $P_{\text{поч}}$  здійснюють нагнітання у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин, які розміщені на початковому контурі газонасиченості у вигляді батареї з радіусом 3000 м.

Запомповування азоту в нагнітальні свердловини здійснюють циклічно протягом заданого періоду часу. Під час нагнітання азоту у поклад видобувні свердловини зупиняють, а після припинення нагнітання азоту їх знову експлуатують до такого моменту часу, поки пластовий тиск не знизиться до 0,1  $P_{\text{поч}}$ . Потім процес циклічного нагнітання азоту у пласт продовжують і так до тих пір, поки азот не прорветься до видобувних свердловин, і вміст його у видобувній продукції досягне 5 % об.

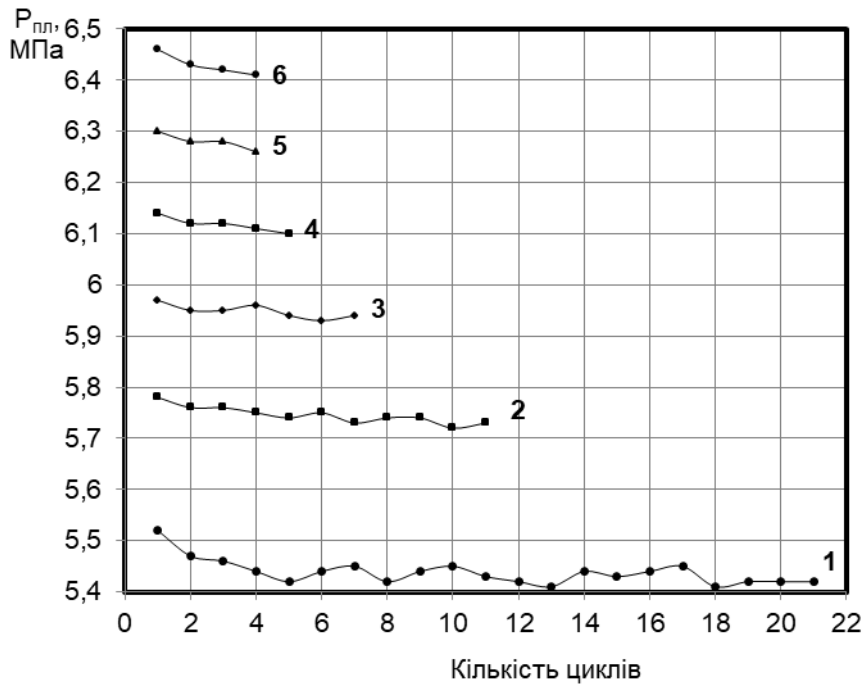
Дослідження виконано для циклів нагнітання азоту у поклад різної тривалості (6, 12, 18, 24, 30 і 36 місяців) та різного співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу у пластових умовах 1:1; 1,5:1; 2:1.

### Результати дослідження

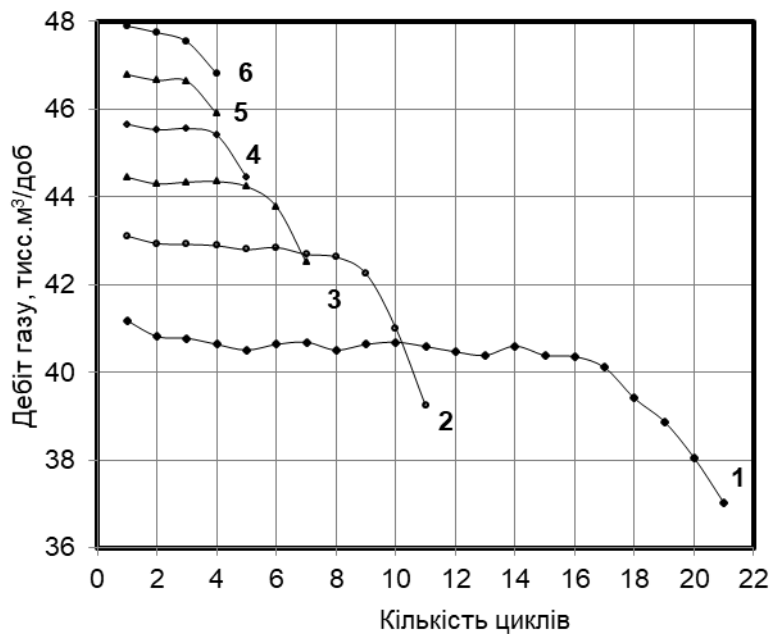
Розрахунки прогнозних технологічних показників дорозробки покладу із циклічним нагнітанням азоту у пласт з різним темпом виконували з кроком у часі 1 рік. Для кожного моменту часу визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту, вміст азоту у свердловинній продукції і розраховували коефіцієнт газовилучення за залишковим газом. За результатами досліджень будували відповідні графічні залежності.

На рисунку 1а зображено залежності пластового тиску на кінець циклу нагнітання азоту у поклад від кількості циклів при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу у пластових умовах 1:1 для різної тривалості циклів.

Для кожної тривалості циклу нагнітання азоту у поклад ці залежності мають вигляд прямої горизонтальної лінії, що свідчить про досягнення на кінець кожного циклу однакових значень пластового тиску. Аналогічні залежності отримано також для співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу 1,5:1 і 2:1. Згідно з результатами досліджень пластовий тиск на кінець кожного циклу нагнітання азоту у поклад буде тим більший, а тривалість періоду дорозробки покладу буде тим меншою, чим більше співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу і більша тривалість циклу нагнітання азоту.



а)



б)

1 – 6, 2 – 12, 3 – 18, 4 – 2, 5 – 30, 6 – 36 місяців

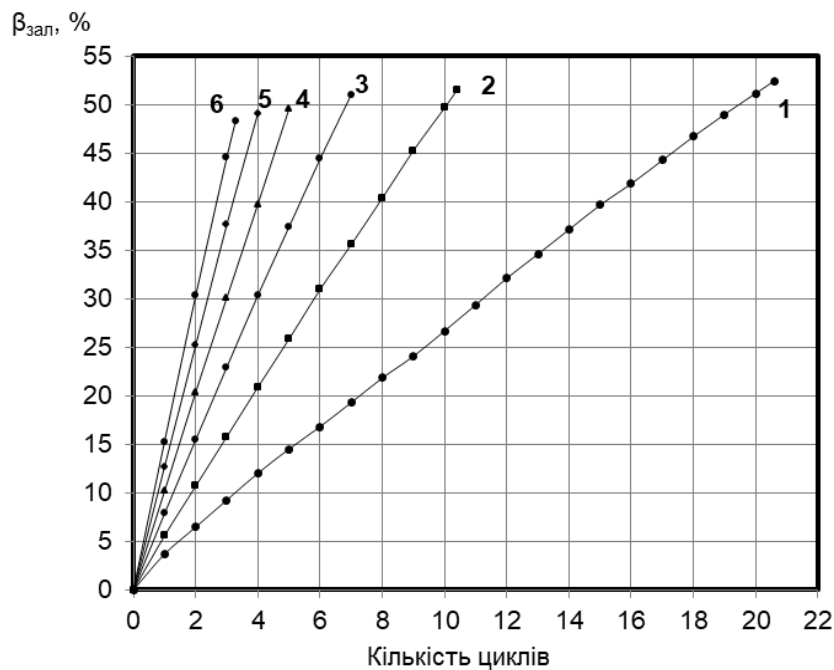
**Рисунок 1 – Залежності пластового тиску на кінець циклу нагнітання азоту у поклад (а) і дебіту газу (б) від кількості циклів нагнітання азоту у поклад при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу 1:1 для різної тривалості циклів**

Так, для різного співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу (1:1; 1,5:1; 2:1) і тривалості циклу нагнітання азоту 6; 12; 18; 36 місяців пластовий тиск на кінець кожного циклу нагнітання азоту зростає відповідно з 3,33 до 5,44; 5,75; 5,95; 6,42 МПа (1:1); 5,51; 5,82; 6,03; 6,62 МПа (1,5:1); 5,56; 5,86; 6,05; 6,81 МПа (2:1).

При циклічному нагнітанні азоту у поклад досягаються однакові значення дебіту газу для кожної тривалості циклу нагнітання азоту, але після прориву азоту у видобувні свердловини дебіт газу різко зменшується (рисунок 1б). Дебіт газу зростає із збільшенням тривалості циклів нагнітання азоту у поклад і співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу.

**Таблиця 1 – Значення тривалості періоду дорозробки покладу для різної тривалості циклів нагнітання азоту та різного співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу на момент прориву азоту і досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об.**

Тривалість циклу нагнітання азоту	Тривалість періоду дорозробки покладу(місяці)					
	1:1		1,5:1		2:1	
	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.
6	130	248	108	204	94	180
12	130	244	106	199	93	180
18	127	235	106	196	92	176
24	125	232	103	194	92	172
30	125	224	104	191	74	162
36	120	214	81	180	72	161



1 – 6, 2 – 12, 3 – 18, 4 – 2, 5 – 30, 6 – 36 місяців

**Рисунок 2 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від кількості циклів нагнітання азоту у поклад при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу 1:1 для різної тривалості циклів нагнітання азоту у поклад**

Час прориву азоту до видобувних свердловини залежить від тривалості циклів нагнітання азоту та співвідношення темпів нагнітання азоту та видобутку газу і зменшується з їх збільшенням (таблиця 1).

Розробку покладу розпочато 01.01.2016 р., а нагнітання азоту у поклад - 01.09.2045 р. Наведені у таблиці 1 розрахункові дані дозволяють оцінити фактичні значення тривалості періоду дорозробки покладу при циклічному нагнітанні в нього азоту з різним темпом. Для розглядуваного прикладу тривалість періоду дорозробки покладу на момент прориву азоту змінюється від 72 до 130 місяців, а за вмісту у видобувній продукції 5 % об. азоту – від 161 до 248 місяців.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає із збільшенням кількості циклів нагнітання азоту у поклад і зменшенням співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу. На рисунку 2 для прикладу показано відповідні залежності тільки для співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу 1:1. Для інших значень цього параметра (1,5:1; 2:1) характер розглядуваних залежностей аналогічний. У розрахунках отримано наступні значення коефіцієнта газовилучення по залишковому газу на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об.: при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу 1:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців –

**Таблиця 2 – Значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом для різної тривалості циклів нагнітання азоту та різного співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу на момент прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об.**

Тривалість циклу нагнітання азоту	Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, %					
	1:1		1,5:1		2:1	
	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.
6	29,04	52,46	27,63	51,42	26,61	50,55
12	27,45	51,62	26,06	50,64	25,14	49,78
18	26,00	50,74	24,72	49,79	23,73	48,97
24	25,03	49,87	23,74	48,95	22,54	48,09
30	24,19	49,12	22,79	48,11	21,71	47,12
36	23,67	48,28	22,26	47,15	21,08	46,25

52,46 % за кількості циклів 20,6, а при тривалості циклу 36 місяців – 48,28 % за кількості циклів – 3,28; при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу 1,5:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців – 51,42 % за кількості циклів 14,6, а за тривалості циклу нагнітання азоту 36 місяців – 47,15 % за кількості циклів – 2,1; при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу 2:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців – 50,55 % за кількості циклів 11, а за тривалості циклу нагнітання азоту 36 місяців – 46,25 % за кількості циклів 1,66.

Узагальнені результати досліджень впливу тривалості циклу нагнітання азоту у пласт і співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом наведено в таблиці 2.

Аналіз наведених в таблиці 2 результатів досліджень свідчить, що для розглянутих розрахункових варіантів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 21,08 % до 29,04 %, а на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. – від 46,25 % до 52,46 %.

З використанням результатів виконаних досліджень побудовано графічні залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості циклів нагнітання азоту у поклад для різного співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу, які зображено на рисунку 3.

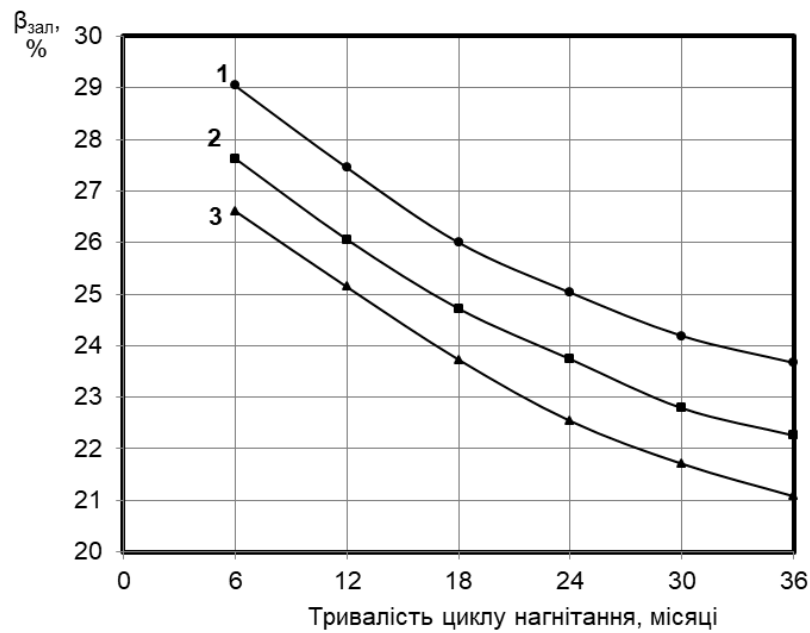
Аналіз результатів досліджень свідчить про значний вплив на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом тривалості циклу нагнітання азоту у поклад і співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу. Із збільшенням цих параметрів коефіцієнт газовилучення

поступово зменшується. На момент прориву азоту у видобувні свердловини залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості циклу нагнітання азоту поступово виположуються (рисунок 3а), а на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. мають вигляд, близький до прямолінійного (рисунок 3б). Такий характер залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від розглядуваних параметрів пояснюється тим, що із збільшенням співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу зростає кінцевий пластовий тиск (див. рисунок 1) і відповідно за інших однакових умов більша кількість природного газу залишається у пласті. Тобто більша кількість природного газу зачемлюється азотом у пористому середовищі.

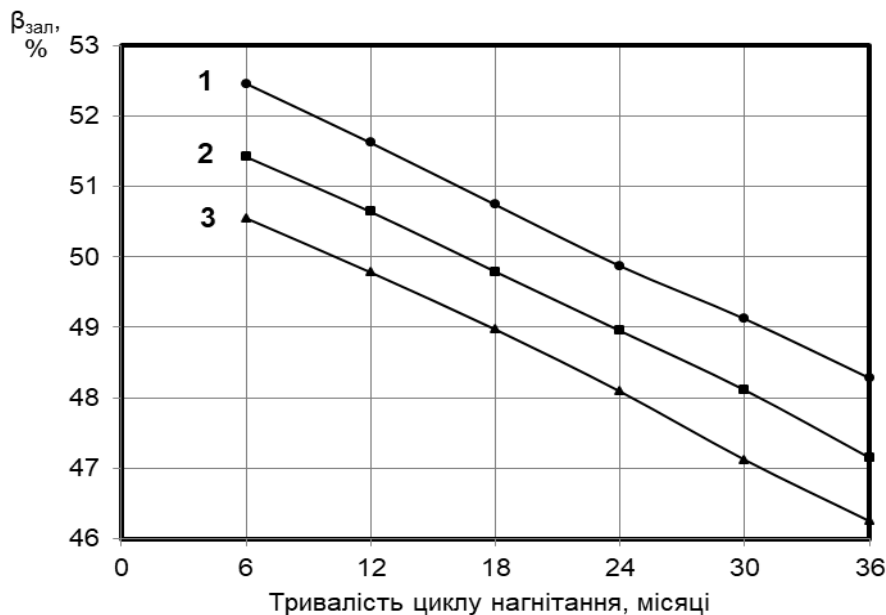
Зменшення коефіцієнта газовилучення із збільшенням тривалості циклу нагнітання азоту у поклад пов'язане із зменшенням фактичного часу експлуатації свердловин, так як це показано в таблиці 3.

Так, зі збільшенням тривалості циклу нагнітання азоту у поклад з 6 до 36 місяців тривалість часу експлуатації свердловин для різних значень співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу на момент прориву азоту зменшується з 73 до 39 місяців, а на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. – від 133 до 94 місяців.

Отже, правильний вибір значень тривалості циклів нагнітання та темпів нагнітання азоту у поклад дозволяє отримати більші величини коефіцієнта газовилучення за залишковим газом і підвищити ефективність процесу витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом.



а)



б)

1 - 1:1, 2 - 1,5:2, 3 - 2:1

**Рисунок 3 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості циклу нагнітання азоту при різному співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу на момент прориву азоту (а) та досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. (б)**

### Висновки

На прикладі гіпотетичного газового покладу округлої форми виконано дослідження впливу циклічності законтурного нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення за залишковим газом. Результати досліджень свідчать про значний вплив тривалості циклу та темпу нагнітання азоту на коефіцієнт газовилучення. Для умов прикладу максимальне зна-

чення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом можна отримати за співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу з покладу 1:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців. Однак при цьому тривалість періоду дорозробки покладу є найбільшою. Тому в кожному конкретному випадку тривалість циклу і темп нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою витіснення залишкового природного газу слід вибирати, виходячи з техніко-економічних розрахунків.

Таблиця 3 – Тривалість часу експлуатації свердловин для різних значень тривалості циклу нагнітання азоту і співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу

Тривалість циклу нагнітання азоту	Тривалість експлуатації свердловин (місяці)					
	1:1		1,5:1		2:1	
	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.
6	73	133	68	128	64	122
12	64	123	60	119	57	114
18	59	117	55	113	51	109
24	56	114	51	109	46	104
30	53	110	47	104	43	100
36	51	105	43	99	39	94

## 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 Р.М. Газоконденсатотдача пластов [Текст] / Р.М.Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 3 A.T. Turta, S.S.K. Sim, A.K. Singhal, B.F. Hawkins, “Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement”, PETSOC-08-10-39, 12-14 June, Calgary, Alberta, 2007.
- 4 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.
- 5 B. Feather, R.A. Archer, “Enhanced Natural Gas Recovery by Carbon Dioxide Injection for Storage Purposes”, 17th Australasian Fluid Mechanics Conference, New Zealand, 5-9 December 2010.
- 6 SPE130151. Enhanced Gas Recovery, Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, OMV; Severin Secklehner, OMV; Konstantinos Mantatzis, OMV; Bas Jacobs, OMV.
- 7 Кондрат Р.М. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – №2(59). – С.51-57.
- 8 Кондрат Р.М. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Науковий вісник НГУ. – 2017. – № 5. – С. 23-28.
- 9 Кондрат Р.М. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2017. – №4(65). – С.34-39.
- 10 Кондрат Р.М. Дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового родовища за різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – №1(58). – С.60-67.
- 11 Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal, “Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters”, SPE 84813, 6-10 September, Pittsburgh, Pennsylvania, 2003.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
25.10.18

Рекомендована до друку  
професором **Тарком Я.Б.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Акульшиним О.О.**  
(АТ «Український нафтогазовий інститут»,  
м. Київ)