

# Техніка і технології

УДК 622.279.5

## ВПЛИВ РОЗМІЩЕННЯ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН НА КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ ПРИ ПЕРИФЕРІЙНОМУ НАГНІТАННІ АЗОТУ У ВИСНАЖЕНИЙ ГАЗОВИЙ ПОКЛАД КРУГОВОЇ ФОРМИ

Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 242195,  
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Охарактеризовано методи підвищення газовилучення з виснажених газових покладів з газовим режимом розробки. Наведено результати останніх досліджень і публікацій з питання витіснення азотом залишкового природного газу з виснажених газових покладів. На прикладі виснаженого газового покладу кругової форми з периферійним нагнітанням азоту досліджено вплив на коефіцієнт газовилучення розміщення на площі газонасності видобувних свердловин у вигляді батареї різного радіусу. Обґрунтовано оптимальне значення радіусу батареї видобувних свердловин, за якого досягається найбільший коефіцієнт газовилучення при дорозробці виснаженого газового покладу з периферійним нагнітанням азоту.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, азот, витіснення, газовилучення.

Охарактеризованы методы увеличения газоотдачи истощенных газовых залежей с газовым режимом разработки. Наведены результаты последних исследований и публикаций по вопросу вытеснения азотом остаточного природного газа с истощенных газовых залежей. На примере истощенной газовой залежи круговой формы с периферийным нагнетанием азота исследовано влияние на коэффициент газоотдачи размещения на площади газонасности добывающих скважин в виде батареи различного радиуса. Обосновано оптимальное значение радиуса батареи добывающих скважин, при котором достигается наибольший коэффициент газоотдачи при доразработке истощенной газовой залежи с периферийным нагнетанием азота.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, азот, вытеснение, газоотдача.

Possible methods for enhanced gas recovery of depleted gas fields with the gas mode drive have been characterized. The results of recent researches and publications on displacement of residual natural gas from depleted gas fields by nitrogen have been given. Using a depleted gas field of circular shape with a peripheral injection of nitrogen as an example the effect on the gas recovery factor on the gas productive area of the production wells in the form of a battery of different radius has been researched. The optimum value of the battery radius of the production wells has been justified, which allows to achieve the highest gas recovery factor in the process of further development of the depleted gas fields with the peripheral injection of nitrogen.

Key words: deposit, well, gas, nitrogen, displacement, gas recovery.

### Постановка проблеми дослідження

Газові поклади на родовищах України значною мірою виснажені, частина з них перебуває на завершальній стадії розробки, а окремі – на межі рентабельного видобування газу. За промисловими даними по закінчених розробкою вітчизняних і зарубіжних газових покладах середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення становить 85-90 % [1,2]. Тобто на момент припинення економічно рентабельної розробки газових покладів після зниження пластового тиску до тиску «закидування» у пластах ще може залишатись до 10-15 % газу від початкових запасів, що обґрунтовує актуальність

проведення дослідницьких робіт з метою розроблення технології вилучення залишкового газу з виснажених покладів.

По багатьох покладах очікуються ще менші значення кінцевого коефіцієнта газовилучення, що пов'язано з неоднорідною будовою продуктивних відкладів і нерівномірним розміщенням видобувних свердловин на площі газонасності. Реальні газонасні пласти є макронеднорідними за будовою і характеризуються наявністю різнопроникних ділянок пласта і переважним погіршенням проникності від склепіння до периферії. З метою інтенсифікації процесу розробки газових покладів видобувні свердловини найчастіше розміщують концент-

ровано у центральній високопроникній ділянці і по розрідженій сітці на периферійних, низькопроникних ділянках. У процесі розробки покладу тиск знижується швидше у високопроникних ділянках, повільніше – у низькопроникних ділянках. Між різнопроникними ділянками відбувається перетікання газу. На момент зниження пластового тиску у високопроникних ділянках з видобувними свердловинами до тиску «закидування», у низькопроникних, слабодренованих периферійних ділянках з підвищеним пластовим тиском ще знаходяться значні залишкові запаси газу, в результаті чого досягаються менші значення кінцевого коефіцієнта газовилучення від середнього статистичного значення. Цю ситуацію можна було би попередити із самого початку розробки газових покладів відповідним розміщенням на площі газонасності різнопрофільних свердловин, в т.ч. похило-скерованих з горизонтальним закінченням стовбуру. На завершальній стадії розробки покладів цю негативну ситуацію приходиться виправляти проведенням відповідних геологотехнічних заходів, які розглянуто в роботі [3]. Наведені дані свідчать про значний вплив розміщення видобувних свердловин на площі газонасності на кінцевий коефіцієнт газовилучення в умовах газового режиму розробки газових покладів.

Серед відомих методів підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення виснажених газових покладів (мінімізація значень кінцевого пластового тиску у зоні дронування окремих свердловин, вилучення залишкового газу із слабодренованих, низькопроникних ділянок пласта, витіснення із пласта залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами) [3] значний інтерес представляє використання азоту для витіснення з виснажених газових покладів залишкового газу. Азот є інертним газом, його отримують із широкодоступної сировини (повітря) за допомогою азотних установок, які серійно випускаються промисловістю. Окрім техніко-економічних аспектів, важливим при застосуванні азоту є вибір системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності. На виснажених газових покладах уже знаходиться певна кількість свердловин, з яких видобувають природний газ. Необхідно одну чи більше видобувних свердловин перевести в нагнітальні (а за необхідності пробурити додаткові свердловини) і вибрати таку систему розміщення видобувних і нагнітальних свердловин, за якої буде досягнуто найбільший кінцевий коефіцієнт газовилучення. Вирішення цього питання вимагає проведення додаткових досліджень як для умов гіпотетичного покладу, так і для умов реально-го газового покладу.

#### Аналіз останніх досліджень і публікацій

Питанню застосування неуглеводневих газів (діоксиду вуглецю, димових газів, азоту) для витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів присвячено лабо-

раторні і теоретичні дослідження і дослідно-промислові роботи [4-14]. За результатами лабораторних досліджень витіснення природного газу (метану) неуглеводневими газами з горизонтальних однопластових моделей пласта і двопластових моделей пласта з різним гідродинамічним зв'язком і взаємним розміщенням різнопроникних прошарків найкращими витіснювальними властивостями характеризується діоксид вуглецю [4-9]. В окремих дослідях коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю досягав значень 81-97,4 %. Димові гази та азот також характеризуються досить високою витіснювальною здатністю, але дещо нижчою ніж діоксид вуглецю.

Згідно з результатами математичного моделювання процесу витіснення природного газу діоксидом вуглецю з виснаженого газового покладу коефіцієнт вилучення природного газу з покладу буде тим більший, чим за меншого пластового тиску почали нагнітати неуглеводневий газ у пласт [10,11]. У роботах [12-14] наведено результати теоретичних досліджень витіснення залишкового природного газу азотом з гіпотетичних моделей виснаженого газового покладу квадратної і кругової форм. За результатами досліджень встановлено оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у виснажений газовий поклад і тривалості періоду його нагнітання, за яких досягається найбільша технологічна ефективність досліджуваного процесу. Промисловий експеримент з витіснення залишкового природного газу неуглеводневими газами проведено на родовищі Будафа Сціфеллеті (Угорщина), на якому у період з 1986 по 1994 рр. було запомповано у пласт неочищений димовий газ (80 % діоксиду вуглецю і 20 % азоту) з найближчого джерела за значень темпу нагнітання димового газу 11,6 % в рік від початкових запасів газу, поточного коефіцієнта газовилучення 67 % і відстані між нагнітальними і видобувними свердловинами 500 м [8]. Прорив димового газу у видобувні свердловини відбувся через 1,5 року після початку процесу. Коефіцієнт газовилучення по залишковому газу становив тільки 35 % порівняно з 70 % в лабораторних умовах, що пояснюється значною неоднорідністю пластів на родовищі.

Незважаючи на велику кількість виконаних досліджень, у відомих публікаціях з розглядуваної проблеми відсутні дані про вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення такого важливого чинника, як розміщення видобувних свердловин на площі газонасності при нагнітанні у виснажений газовий поклад неуглеводневих газів, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

**Мета роботи:** для виснаженого газового покладу кругової форми, який передбачається дорозробляти з нагнітанням азоту через периферійну батарею нагнітальних свердловин для витіснення з пласта залишкового природного газу, встановити вплив на коефіцієнт газовилучення системи розміщення видобувних свердловин у вигляді батареї різного радіусу.

### Методика дослідження і вихідні дані

У дослідженнях в ролі неуглеводного газу для витіснення з виснаженого газового покладу залишкового природного газу вибрано азот, який порівняно з іншими неуглеводними газами (діоксид вуглецю, димові гази) можна отримати з повітря в любых кількостях в будь-якому нафтогазопромисловому районі з допомогою промислових установок. Азот є корозійно і екологічно безпечним і не токсичним газом.

Для оцінки впливу системи розміщення видобувних свердловин на площі газоносності на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми виконано математичне моделювання процесу витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом за допомогою ліцензованої комп'ютерної програми Computer Modelling Group (CMG).

Дослідження проведено на прикладі гіпотетичного газового покладу кругової форми з такими параметрами: радіус контуру газоносності – 3000 м, площа родовища –  $28,26 \cdot 10^6 \text{ м}^2$ , товщина пласта – 12 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 – 0,6, коефіцієнт стисливості газу за початкового пластового тиску і пластової температури – 0,979, початкові запаси газу, підраховані програмою CMG, – 11,713 млрд.м<sup>3</sup>.

Розробка покладу здійснюється в режимі виснаження пластової енергії 12 видобувними свердловинами. Свердловини експлуатують на режимі постійної депресії на пласт – 0,02 МПа. Дебіт однієї свердловини по газу на початок розробки покладу становив 125 тис.м<sup>3</sup>/д. Після зниження пластового тиску до 0,29 від початкового пластового тиску, що становить 9,57 МПа, здійснюють нагнітання у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин, які розміщені на контурі газоносності пласта з відстанню між свердловинами 1570 м. Тривалість періоду нагнітання азоту в пласт становила 20 місяців. За результатами раніше проведених нами досліджень [14] наведені значення тиску початку нагнітання азоту в родовище і тривалості періоду його нагнітання забезпечують найбільшу технологічну ефективність процесу витіснення залишкового природного газу азотом.

Під час нагнітання азоту у поклад через нагнітальні свердловини продовжували експлуатацію видобувних свердловин. Темп нагнітання азоту у поклад приймали рівним темпу відбирання пластового газу з врахуванням коефіцієнта стисливості газу, що забезпечувало постійність значення пластового тиску протягом усього періоду нагнітання азоту у пласт.

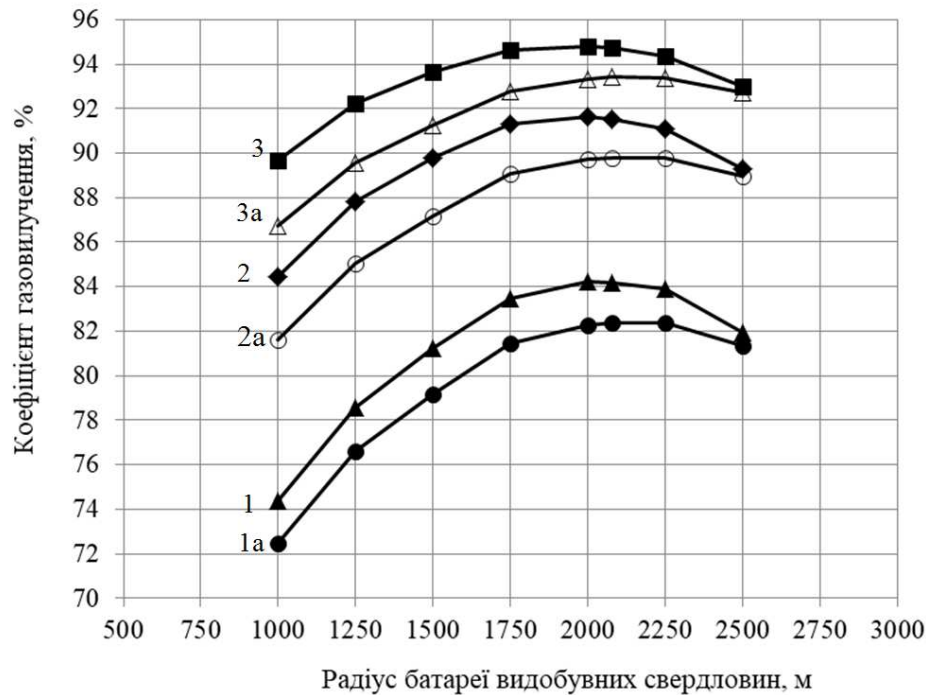
Дослідження проведено для варіантів нагнітання азоту у поклад з різним радіусом батареї видобувних свердловин: 1000 м (з відстанню

між свердловинами 523 м); 1250 м (з відстанню між свердловинами 654 м); 1500 м (з відстанню між свердловинами 785 м); 1750 м (з відстанню між свердловинами 916 м); 2000 м (з відстанню між свердловинами 1047 м); 2075 м (з відстанню між свердловинами 1086 м); 2250 м (з відстанню між свердловинами 1177,5 м); 2500 м (з відстанню між свердловинами 1308 м).

### Результати дослідження

Розрахунки прогнозованих технологічних показників дорозробки виснаженого газового покладу кругової форми з периферійним нагнітанням азоту і розміщенням видобувних свердловин у вигляді батареї різного радіусу виконано 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 і вміст азоту у свердловинній продукції. Для порівняння додатково виконано розрахунки показників розробки газового покладу на виснаження за відсутності нагнітання азоту у пласт. За результатами розрахунків будували графічні залежності коефіцієнта газовилучення від радіусу батареї видобувних свердловин для різної тривалості періоду розробки покладу після припинення нагнітання азоту (рисунки 1). Розрахунковий період розробки покладу становив 50 років (з 01.01.2016 р. до 01.01.2066 р.). Залежно від радіусу батареї видобувних свердловин нагнітання азоту у поклад розпочинали у період часу з 01.10.2029 р. до 01.04.2032 р. Прорив азоту у видобувні свердловини відбувався за такий період часу після початку його нагнітання у поклад для різних значень радіусу батареї видобувних свердловин: 1000 м – 65 місяців, 1250 м – 50 місяців, 1500 м – 39 місяців, 1750 м – 27 місяців, 2000 м – 19 місяців, 2075 м – 13 місяців, 2250 м – 12 місяців, 2500 м – 6 місяців.

Результати досліджень свідчать про вплив розміщення видобувних свердловин на площі кругового покладу у вигляді батареї різного радіусу на коефіцієнт газовилучення. Із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин  $R_6$  коефіцієнт газовилучення спочатку зростає, досягає максимального значення і потім зменшується. Така закономірність зміни коефіцієнта газовилучення спостерігається як для дорозробки покладу на виснаження, так і при нагнітанні азоту у пласт. Через 10 років після припинення нагнітання азоту у поклад коефіцієнт газовилучення зростає від 74,37 % при  $R_6=1000$  м до 84,22 % при  $R_6=2000$  м і потім зменшується до 81,93 % при  $R_6=2500$  м. На той самий момент часу при дорозробці покладу на виснаження коефіцієнт газовилучення зростає від 72,47 % при  $R_6=1000$  м до 82,39 % при  $R_6=2075$  м і потім зменшується до 81,36 % при  $R_6=2500$  м. На момент часу 20 років після припинення нагнітання азоту у поклад коефіцієнт газовилучення змінюється від 84,46 % при  $R_6=1000$  м до 91,61 % при  $R_6=2000$  м і до 89,31 % при



1 – 10 років; 2 – 20 років; 3 – 30 років;  
1a, 2a, 3a – відповідно на ту саму дату, що 1, 2 і 3 при розробці на виснаження

**Рисунок 1 – Залежність коефіцієнта газовилучення від радіусу батареї видобувних свердловин для різної тривалості періоду розробки покладу після припинення нагнітання азоту**

$R_6=2500$  м, а при розробці покладу на виснаження - від 81,61 % при  $R_6=1000$  м до 89,81 % при  $R_6=2075$  м і до 88,98 % при  $R_6=2500$  м. Для моменту часу 30 років після припинення нагнітання азоту у поклад коефіцієнт газовилучення змінюється від 89,68 % при  $R_6=1000$  м до 94,81 % при  $R_6=2000$  м і до 92,98 % при  $R_6=2500$  м, а при розробці покладу на виснаження – від 86,72 % при  $R_6=1000$  м до 93,41 % при  $R_6=2075$  м і до 92,73 % при  $R_6=2500$  м.

Для всіх наведених моментів часу після припинення нагнітання азоту у поклад (10, 20, 30 років) і всіх розглянутих значень радіусу батареї видобувних свердловин (1000, 1250, 1500, 1750, 2000, 2075, 2250, 2500 м) коефіцієнт газовилучення вищий, ніж при дорозробці покладу на виснаження. Максимальна різниця між коефіцієнтами газовилучення становить від 2,03 % для моменту часу  $t=10$  років після припинення нагнітання азоту у поклад, до 2,87 % – для  $t=20$  років і 2,96 % – для  $t=30$  років.

На розглянуті моменти часу тиск у газовому покладі при розробці на виснаження був меншим за тиск при нагнітанні у поклад азоту. Цим пояснюються високі значення коефіцієнта газовилучення при розробці газового покладу на виснаження і мала різниця між коефіцієнтами газовилучення при нагнітанні і без нагнітання азоту у поклад. Так, на 01.01.2046 р. за радіусу батареї видобувних свердловин 2000 м коефіцієнт газовилучення при нагнітанні азоту у поклад становить 86,36 %, а при розробці покладу на виснаження – 84,34 % (різниця 2,02 %). На цей момент часу тиск у покладі при нагнітанні азоту становить 3,69 МПа, а при розробці

на виснаження – 3,23 МПа. За тиску 3,69 МПа коефіцієнт газовилучення покладу при розробці на виснаження становить 82,50 %. Тоді різниця між коефіцієнтами газовилучення при нагнітанні і без нагнітання азоту у поклад становить – 4,16 %. Звертає на себе увагу різке зменшення різниці між коефіцієнтами газовилучення при нагнітанні і без нагнітання азоту у поклад при радіусу батареї видобувних свердловин 2500 м, що пов'язано з близьким розміщенням видобувних свердловин до лінії нагнітання азоту і швидким проривом у них азоту.

Аналіз результатів досліджень (див. рисунок 1) свідчить, що для розглянутих радіусів батареї видобувних свердловин (1000, 1250, 1500, 1750, 2000, 2075, 2250, 2500 м) максимальний коефіцієнт газовилучення при нагнітанні азоту у поклад досягається за радіусу батареї видобувних свердловин  $R_6=2000$  м, а при розробці на виснаження – при  $R_6=2075$  м. За результатами статистичного оброблення розрахункових даних з використанням програми Excel максимальні значення коефіцієнта газовилучення при нагнітанні азоту у пласт досягаються за таких значень радіусу батареї видобувних свердловин:  $t=10$  років – 2025 м,  $t=20$  років – 1970 м,  $t=30$  років – 1948 м, середнє значення становить 1981 м. За відсутності нагнітання азоту у пласт максимальний коефіцієнт газовилучення досягається за таких значень радіусу батареї видобувних свердловин:  $t=10$  років – 2127 м,  $t=20$  років – 2123 м,  $t=30$  років – 2125 м, середнє значення становить 2125 м. За максимального значення коефіцієнта газовилучення при нагнітанні азоту у пласт, яке відповідає ра-

діусу батареї видобувних свердловин 1981 м, відношення радіусу батареї видобувних свердловин  $R_6$  до радіусу зовнішнього контуру газоносності  $R_k$  становить близько 0,66, а відношення площі газоносності у межах радіусу батареї видобувних свердловин  $F_6$  і зовнішнього контуру газоносності  $F_k$  становить близько 0,436. При розробці покладу на виснаження  $R_6/R_k = 0,708$ ,  $F_6/F_k = 0,502$ .

Результати досліджень свідчать, що для отримання максимального значення коефіцієнта газовилучення необхідно відповідним чином розміщувати видобувні свердловини на площі газоносності, причому при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад і при його дорозробці на виснаження системи розміщення видобувних свердловин (у розглянутому прикладі значення радіусу батареї видобувних свердловин) відрізняються між собою. У першому наближенні при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад можна керуватись отриманим значенням відношення площі розміщення видобувних свердловин до загальної площі газоносності.

Для значення кінцевого пластового тиску 0,1 від початкового тиску (3,3 МПа), яке часто приймають у наукових дослідженнях і практичних розрахунках за тиск «закидування» розробки газового покладу, коефіцієнт газовилучення при нагнітанні азоту у пласт зростає порівняно з дорозробкою покладу на виснаження у таких межах для різних значень радіусу батареї видобувних свердловин:  $R_6=1000$  м – з 77,05 % до 81,18 % (на 4,13 %) за вмісту азоту у видобувному газі 0,6 %;  $R_6=1250$  м – з 79,91 % до 83,99 % (на 4,08 %) за вмісту азоту у видобувному газі 1,32 %;  $R_6=1500$  м – з 81,79 % до 85,68 % (на 3,89 %) за вмісту азоту у видобувному газі 2,36 %;  $R_6=1750$  м – з 83,46 % до 87,18 % (на 3,32 %) за вмісту азоту у видобувному газі 4,87 %;  $R_6=2000$  м – з 84,08 % до 87,63 % (на 3,55 %) за вмісту азоту у видобувному газі 7,4 %;  $R_6=2075$  м – з 84,18 % до 87,62 % (на 3,44 %) за вмісту азоту у видобувному газі 7,92 %;  $R_6=2250$  м – з 84,12 % до 87,28 % (на 3,16 %) за вмісту азоту у видобувному газі 9,75 %;  $R_6=2500$  м – з 83,42 % до 85,79 % (на 2,37 %) за вмісту азоту у видобувному газі 11,08 %. Наведені дані підтверджують ефективність нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою підвищення кінцевого газовилучення за рахунок видобутку залишкового газу. Результати досліджень свідчать, що для розглянутого прикладу оптимальне значення радіусу батареї видобувних свердловин становить 1831 м. Зменшити вміст азоту у видобувному газі можна ранішим припиненням нагнітання його у поклад.

Отже, вибором системи розміщення видобувних свердловин на площі газоносності при нагнітанні азоту у периферійні свердловини можна забезпечити більші значення коефіцієнта газовилучення, ніж при дорозробці покладу на виснаження і підвищити ефективність процесу витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом.

## Висновки

На прикладі виснаженого газового покладу кругової форми, який дорозробляється з нагнітанням азоту у периферійні свердловини з метою витіснення з пористого середовища залишкового природного газу, виконано дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення розміщення на площі газоносності видобувних свердловин у вигляді батареї різного радіусу. Результати дослідження свідчать, що розміщення видобувних свердловин на структурі значно впливає на коефіцієнт газовилучення. У всіх розглянутих розрахункових варіантах при нагнітанні азоту у пласт отримано вищі значення коефіцієнта газовилучення, ніж при дорозробці покладу на виснаження. Для умов прикладу найбільший коефіцієнт газовилучення отримано при радіусу батареї видобувних свердловин, який дорівнює 0,66 радіусу контуру газоносності, а відношення площі покладу в межах батареї видобувних свердловин до загальної площі газоносності становить 0,436. Отримані результати досліджень щодо впливу розміщення видобувних свердловин на площі газоносності на коефіцієнт газовилучення необхідно враховувати при проектуванні дорозробки виснажених газових покладів нагнітанням у пласт азоту.

## Література

- 1 Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2 / [Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др.] – М.: Ижевск., Институт компьютерных технологий. НИИ «Регулярная хаотическая динамика», 2009. – 484 с.
- 2 Кондрат Р.М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навчальний посібник / [Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Н.С. Дремлюх]. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. – 288 с.
- 3 Кондрат Р. М. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Нафтогазова галузь України. – 2017. – № 3. – С. 11-15.
- 4 A. Al-Hasami, S.R. Ren, and B. Tohidi. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics // SPE 94129, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot Watt U, 13-16 June, Madrid, 2005.
- 5 S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency // 9th Canadian International Petroleum Conference (the 59 th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society), June 17-19, 2008, in Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49.
- 6 Steve S.K. Sim, Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadris Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council. Enhanced Gas Recovery and CO<sub>2</sub> Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen // SPE 113468, 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2008.

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

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

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

10 M.M. Rafiee, TU Bergakademie Freiberg (TUBAF); M. Ramazanian. Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator // National Iranian Oil Co (NIOC), SPE 144951, 19-21, July, Kuala Lumpur, Malaysia, 2011.

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.

12 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.

13 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.

14 Кондрат Р.М. Підвищення ступеня вилучення газу з виробленого газового родовища витісненням невідібраного природного газу азотом / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Науковий вісник національного гірничого університету. – 2017. – № 5. – С. 23-28.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
09.11.17

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