

ВПЛИВ СИСТЕМ ПЛОЩОВОГО РОЗМІЩЕННЯ ВИДОБУВНИХ І НАГНІТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН ПРИ НАГНІТАННІ АЗОТУ У ВИСНАЖЕНИЙ ГАЗОВИЙ ПОКЛАД НА КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ

*Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова**

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

Проаналізовано результати експериментальних і теоретичних досліджень з витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів неуглеводневими газами, обґрунтовано застосування як витісняючого агента азоту. Наведено результати комп'ютерних досліджень площового нагнітання азоту у гіпотетичний виснажений газовий поклад при 4-и, 5-и, 7-и і 9-и точкових системах розміщення свердловин на площі газоносності і відстані від центральної нагнітальної свердловини до периферійних видобувних свердловин 500, 750, 1000 і 1250 м.

Встановлено значний вплив системи розміщення свердловин на площі і відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, тривалість періоду дорозробки покладу до моменту прориву азоту у видобувні свердловини і вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. Отримано широкий діапазон зміни їх значень (для коефіцієнта газовилучення на момент прориву азоту у видобувні свердловини – від 6,92 % до 56,44 % для тривалості періоду дорозробки покладу від 4 до 49 місяців), що відкриває можливості для оптимізації системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності з врахуванням технологічних і техніко-економічних показників дорозробки покладу. Отримані результати рекомендується враховувати при проектуванні площового нагнітання азоту для умов реальних виснажених газових покладів.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, азот, розміщення, видобування, витіснення, газовилучення, тривалість процесу.

Проанализированы результаты экспериментальных и теоретических исследований вытеснения остаточного природного газа из истощенных газовых залежей углеводородными газами, обосновано применение в качестве вытесняющего агента азота. Приведены результаты компьютерных исследований площадного нагнетания азота в гипотетическую истощенную газовую залежь при 4-и, 5-и, 7-и и 9-и точечных системах размещения скважин на площади газоносности и расстоянии от центральной нагнетательной скважины до периферийных добывающих скважин 500, 750, 1000 и 1250 м.

Установлено значительное влияние системы размещения скважин на площади газоносности и расстояния между нагнетательной и добывающими скважинами на коэффициент газоотдачи по остаточному газу и продолжительность периода доразработки залежи на момент прорыва азота в добывающие скважины и содержание азота в пластовой продукции 5 % об. Получен широкий диапазон изменения их значений (для коэффициента газоотдачи на момент прорыва азота в добывающие скважины – от 6,92 % до 56,44 %, для продолжительности процесса доразработки залежи от 4 до 49 месяцев), что открывает возможности для оптимизации системы размещения добывающих и нагнетательных скважин на площади газоносности залежи с учетом технологических и технико-экономических показателей доразработки залежи. Полученные результаты рекомендуется использовать при проектировании площадного нагнетания азота для условий реальной истощенной газовой залежи.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, азот, размещение, добыча, вытеснение, газоотдача, продолжительность процесса.

The results of experimental and theoretical studies of the displacement of residual natural gas from the depleted gas deposits by non-hydrocarbon gases are analyzed, and the use of nitrogen as a displacing agent is substantiated. The authors present results of computer studies of areal injection of nitrogen into a hypothetical depleted gas reservoir at 4-, 5-, 7- and 9-point well placing systems in the gas-bearing area and the distance of 500, 750, 1000 and 1250 m from the central injection well to peripheral production wells.

The article designates the significant influence of the well placing system in the gas-bearing area and the distance between the injection and production wells on the gas recovery ratio as to residual gas and on the duration of the further reservoir development period until the moment when nitrogen breaks through into production wells

and the nitrogen content in the formation product is 5 % vol. The research has got a wide range of changes in their values (from 6.92 to 56.44 % for the gas recovery ratio at the time of nitrogen breakthrough into production wells, from 4 to 49 months for the duration of the additional reservoir production process). It gives possibilities to optimize the system of production and injection wells placing in the gas-bearing area, taking into account the technological and techno-economic indicators of further reservoir development. The results are recommended to use when designing the areal injection of nitrogen for a real depleted gas reservoir.

Key words: reservoir, well, gas, nitrogen, placing, production, displacement, gas recovery, process duration.

Постановка проблеми дослідження

Розробка газових родовищ при газовому режимі характеризується поступовим виснаженням пластової енергії. Після зниження пластового тиску до мінімального значення, яке відповідає гранично рентабельному поточному видобутку газу, подальша розробка родовища стає економічно невиправданою. Згідно з промисловими даними у закінчених розробкою родовищах може залишатися до 10-15 % газу від початкових запасів і більше. До можливих перспективних методів підвищення коефіцієнта газовилучення виснажених родовищ відноситься витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами та їх поєднанням. Ефективність методу залежить від темпу витіснювального агента і системи розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин, вибір яких вимагає проведення відповідних досліджень.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Результати лабораторних досліджень на горизонтальних моделях однорідного і макронеоднорідного пласта свідчать про високу ефективність витіснення з пористого середовища природного газу (метану) неуглеводневими газами [1-5]. Найкращими витіснювальними властивостями характеризується діоксид вуглецю. В окремих досліджах коефіцієнт витіснення природного газу діоксидом вуглецю сягав 99 %. Діоксид вуглецю є побічним продуктом деяких хімічних виробництв, які у більшості випадків розміщені на значній відстані від газових родовищ і часто характеризуються неритмічністю роботи. Деяко гіршими, ніж у діоксиду вуглецю, але досить високими витіснювальними властивостями характеризуються димові гази і азот. Димові гази утворюються при спалюванні різних видів палива у печах на теплоенергетичних підприємствах (теплові електростанції, котельні та інші), які знаходяться здебільшого поблизу населених пунктів. Серед неуглеводневих газів найбільш доступним є азот. Його можна отримати з повітря безпосередньо на території газовидобувних підприємств з вико-

ристанням мембранного, адсорбційного чи кріогенного методів за допомогою установок, які випускаються промисловістю. Тому азот має найбільші перспективи із наведених неуглеводневих газів для використання у процесах вилучення залишкового газу з виснажених газових родовищ.

М. Маскетом [9] запропоновано різні системи розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин, в тому числі площове розміщення стосовно розробки газоконденсатних покладів з підтриманням пластового тиску нагнітанням сухого газу у пласт.

У дослідженнях з витіснення залишкового природного газу азотом з виснажених газових покладів розглянуто гіпотетичний поклад квадратної форми з розміщенням видобувних свердловин по кутах квадрата і нагнітальної свердловини в центрі [6] і гіпотетичний поклад округлої форми із законтурним розміщенням кільцевого ряду нагнітальних свердловин і внутрішньоконтурним розміщенням одного або кількох рядів видобувних свердловин [7,8].

Реальні виснажені газові поклади із залишковим газом уже розбурені. Буріння на них додаткових свердловин може проводитися тільки як виняток (наприклад, для інтенсифікації видобування газу із низькопроникних, слабкодренованих ділянок чи як свердловин-дублерів замість ліквідованих свердловин). За наявного фонду видобувних свердловин і з врахуванням можливості відновлення частини ліквідованих свердловин найбільш раціональним може виявитись площове нагнітання азоту у поклад.

У відомих дослідженнях відсутні дані про вплив різних систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин і відстані між ними на коефіцієнт газовилучення, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

Формулювання цілей статті

За результатами комп'ютерного дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу оцінити вплив на коефіцієнт газовилучення різних систем площового розміщення

видобувних і нагнітальних свердловин і відстані між ними.

Методика дослідження

Для оцінки ефективності площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад із залишковим газом за різних систем розміщення видобувних і нагнітальних свердловин і різних відстаней між ними виконано комп'ютерні дослідження за допомогою модуля композиційного моделювання GEM, який входить в ліцензовану комп'ютерну програму CMG (Computer Modelling Group). Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового покладу з такими параметрами: площа газонасності – $6.25 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, ефективна газонаснена товщина пласта – 13 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасненості – 0,78, коефіцієнт абсолютної 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, початкові запаси газу, підраховані програмою CMG (Computer Modelling Group), – 2586,5 млн.м³.

Видобувні свердловини експлуатують в режимі постійної депресії на пласт – 0,587 МПа. Початковий дебіт однієї свердловини за газом становить 125 тис.м³/доб.

Дослідження виконано для чотирьох систем розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин: чотириточкова (3 видобувні та 1 нагнітальна), п'ятиточкова (4 видобувні, 1 нагнітальна), семиточкова (6 видобувних, 1 нагнітальна) та дев'ятиточкова (8 видобувних, 1 нагнітальна) системи. Відстань від центральної нагнітальної свердловини до видобувних свердловин становила: 500, 750, 1000 і 1250 м. Поклад розроблявся на виснаження 3, 4, 6 і 8 видобувними свердловинами відповідно до моменту зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення. Після цього починали нагнітати азот через центральну нагнітальну свердловину. Під час нагнітання азоту видобувні свердловини експлуатувалися. Витрата азоту, який нагнітали у поклад, дорівнювала сумарному дебіту газу всіх видобувних свердловин. Це забезпечувало постійність пластового тиску під час реалізації процесу.

У кожному розрахунковому варіанті нагнітання азоту у пласт здійснювали до моменту прориву азоту до видобувних свердловин і до досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об.

Результати дослідження

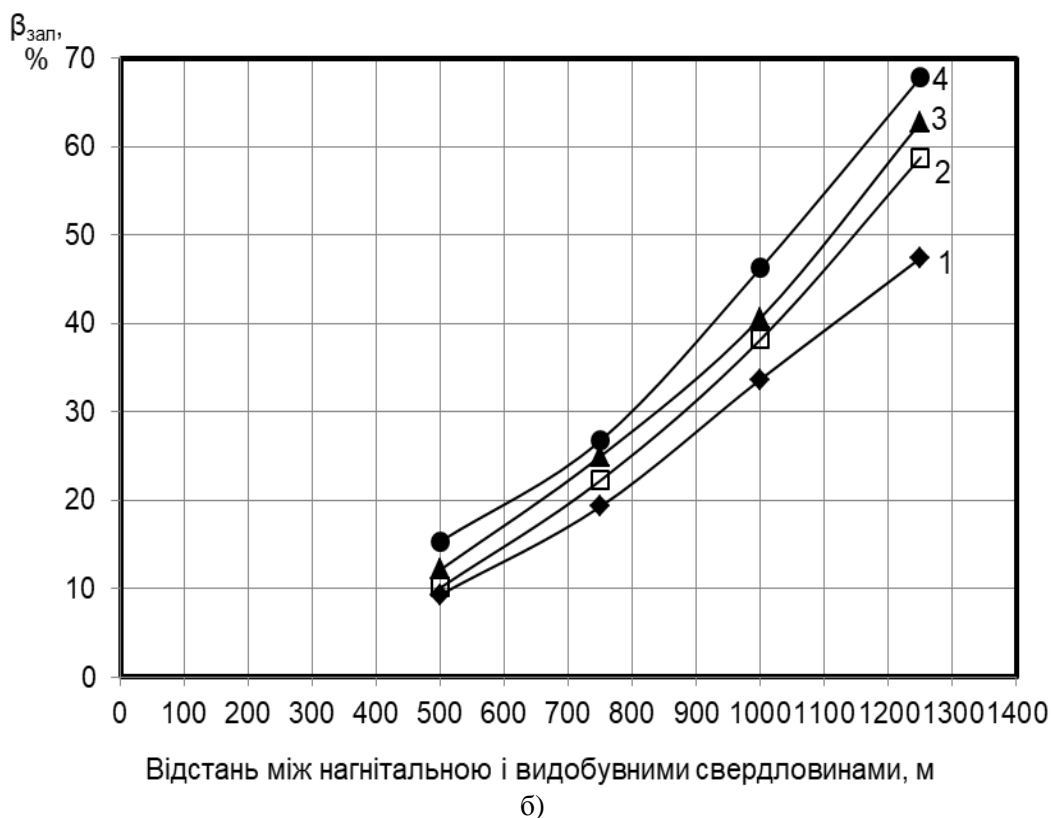
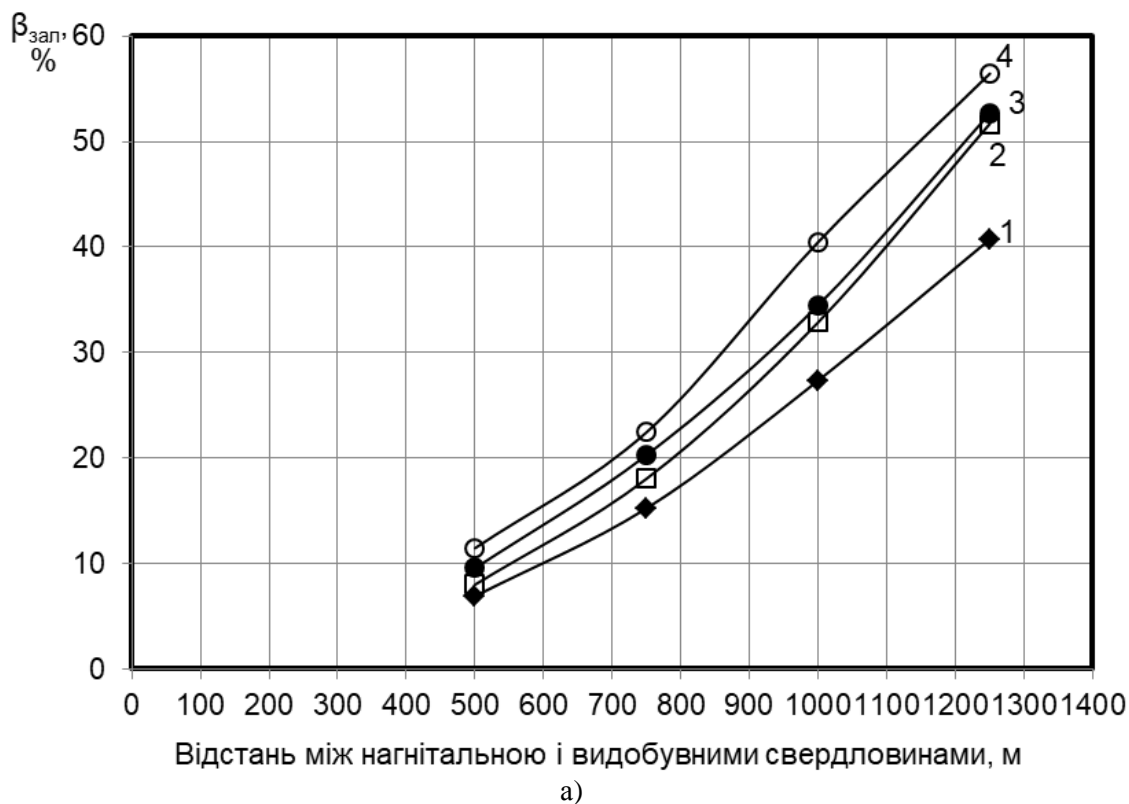
Розрахунки прогнозних технологічних показників дорозробки виснаженого газового покладу з нагнітанням азоту у пласт через центральну свердловину за різних систем розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин проводили з кроком у часі 1 рік. Для кожного моменту часу визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту і накопичений видобуток газу та азоту. За цими даними обчислили поточний коефіцієнт газовилучення за залишковим газом та вміст азоту у свердловинній продукції. За результатами досліджень будували відповідні графічні залежності.

На рисунку 1 зображено 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 (рис. 1, а) та вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. (рис. 1, б).

Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом буде тим більший, чим більша щільність сітки (кількість) видобувних свердловин в елементі системи і більша відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами.

Так, при збільшенні відстані від нагнітальної до видобувних свердловин з 500 до 1250 м коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється для різних систем розміщення свердловин в таких межах: для чотири точкової системи – від 6,92 до 40,73 %, для п'ятиточкової системи – від 8,02 до 51,69 %, для семиточкової системи – від 9,58 до 52,67 %, для дев'ятиточкової системи – від 11,47 до 56,44 %. На момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється в таких межах: для чотириточкової системи – від 9,23 до 47,39 %, для п'ятиточкової системи – від 10,13 до 58,76 %, для семиточкової системи – від 12,17 до 62,73 %, для дев'ятиточкової системи – від 15,37 до 67,82 %.

Узагальнені результати досліджень впливу системи площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин та відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом наведено в таблиці 1.



Системи розміщення свердловин:

1 – чотириточкова; 2 – п'ятиточкова; 3 – семиточкова; 4 – дев'ятиточкова

Рисунок 1 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а) і вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. (б)

Таблиця 1 – 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
чотириточкова	прорив	6.92	15.25	27.36	40.73
	5 % об.	9.33	19.30	33.67	47.39
п'ятиточкова	прорив	8.02	18.06	32.89	51.69
	5 % об.	10.13	22.25	38.18	58.76
семиточкова	прорив	9.58	20.30	34.51	52.67
	5 % об.	12.17	24.98	40.61	62.73
дев'ятиточкова	прорив	11.47	22.47	40.49	56.44
	5 % об.	15.37	26.76	46.25	67.82

Таблиця 2 – 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

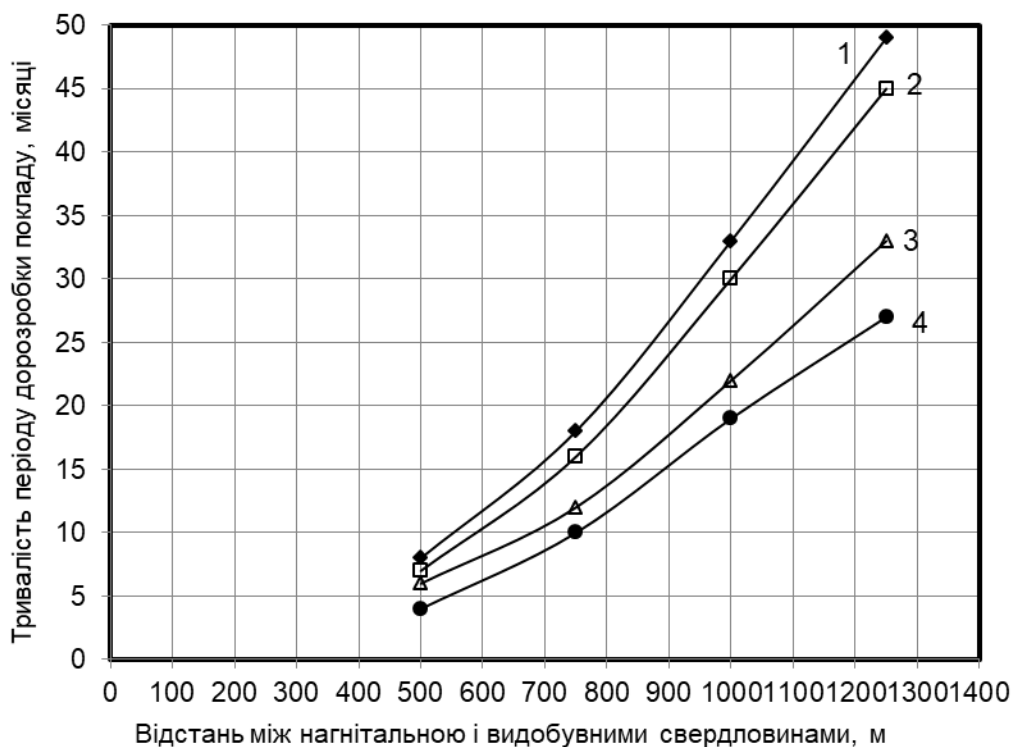
Системи розміщення свердловин	Вміст азоту у видобувному газі, % об.	Відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами, м			
		500	750	1000	1250
чотириточкова	прорив	8	18	33	49
	5 % об.	11	23	41	58
п'ятиточкова	прорив	7	16	30	45
	5 % об.	9	20	35	52
семиточкова	прорив	6	12	22	33
	5 % об.	7	16	26	39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

Залежно від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами і щільності (кількості) 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 вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. – 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 газоносності видобувних і нагнітальних свердловин.

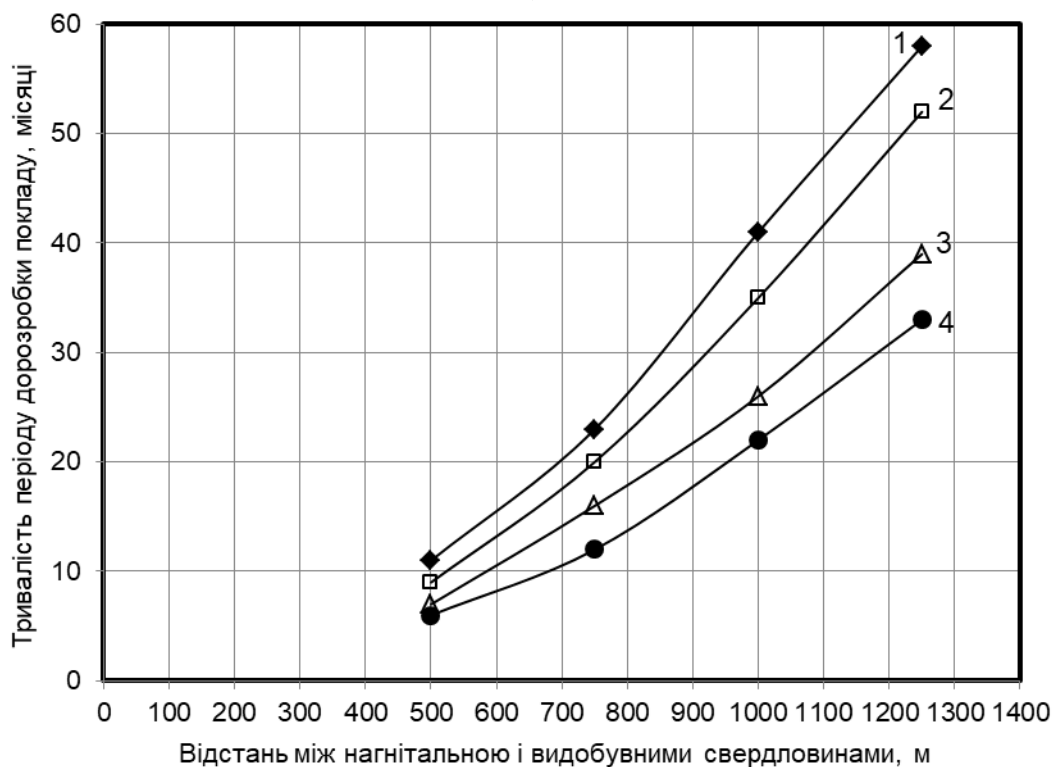
Результати виконаних досліджень щодо збільшення коефіцієнта газовилучення із збільшенням відстані від нагнітальної до видобувних свердловин узгоджуються з результатами досліджень М. Маскета з площового нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад з метою збільшення конденсатовилучення.

На рисунку 2 зображено залежності 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 на момент прориву азоту у видобувні свердловини (рис. 2, а) і досягнення вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. (рис. 2, б).

Результати розрахунків свідчать, що тривалість дорозробки покладу з площовим нагнітанням азоту зростає із збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами і зменшенням щільності (кількості) видобувних свердловин в елементі системи. Із збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами прискорюється темп зростання тривалості періоду дорозробки покладу. У таблиці 2 наведено узагальнені дані про тривалість періоду дорозробки покладу на момент прориву азоту у видобувні свердловини і за вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. для



а)



б)

Системи розміщення свердловин:

1 – чотириточкова; 2 – п'ятиточкова; 3 – семиточкова; 4 – дев'ятиточкова

Рисунок 2 – 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) і вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. (б)

різних систем розміщення свердловин на площі газоносності і різної відстані від нагнітальної до видобувних свердловин.

Результати наведених розрахунків у таблиці 2 свідчать про те, що, залежно від системи розміщення свердловин на площі газоносності і відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами, тривалість процесу дорозробки покладу змінюється в широких межах: на момент прориву азоту у видобувні свердловини – від 4 місяців (дев'ятиточкова система, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами – 500 м) до 49 місяців (чотириточкова система, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 1250 м), на момент досягнення вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. – від 6 місяців (дев'ятиточкова система, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами – 500 м) до 58 місяців (чотириточкова система, 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 вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності змінюється відповідно в таких межах: чотириточкова система – 8-49 місяців і 11-58 місяців, п'ятиточкова система – 7-45 місяців і 9-52 місяців, семиточкова система – 6-33 місяці і 7-39 місяців, дев'ятиточкова система – 4-27 місяців і 6-33 місяці.

Результати виконаних досліджень свідчать про значний вплив системи площового розміщення свердловин і відстані від нагнітальної до видобувних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом і тривалість процесу дорозробки покладу. Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає з ущільненням сітки (збільшенням кількості) видобувних свердловин в елементі системи і збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами, а тривалість процесу дорозробки виснаженого газового покладу зменшується із збільшенням кількості видобувних свердловин і зменшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами.

Встановлені особливості процесу дорозробки виснажених газових покладів з площовим нагнітанням азоту необхідно враховувати при проектуванні розглянутого методу підвищення коефіцієнта газовилучення для умов реальних покладів.

Висновки

Виконано комп'ютерне дослідження технологічної ефективності площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з використанням чотири-, п'яти-, семи-, дев'ятиточкових системах розміщення свердловин на площі газоносності за відстані від центральної нагнітальної свердловини до периферійних видобувних свердловин відповідно 500, 750, 1000 і 1250 м. Встановлено значний вплив на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом і тривалість періоду дорозробки покладу щільності сітки видобувних свердловин в елементі системи площового розміщення свердловин на покладі і відстані від нагнітальної до видобувних свердловин. Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає із збільшенням щільності сітки видобувних свердловин в елементі системи і відстані від нагнітальної до видобувних свердловин, а тривалість періоду дорозробки покладу скорочується із збільшенням кількості видобувних свердловин в елементі системи і зменшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами. Для розглянутих розрахункових варіантів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється від 6,92 до 56,44 % на момент прориву азоту у видобувні свердловини і від 9,33 до 67,82 % на момент досягнення вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. Тривалість періоду дорозробки покладу змінюється від 4 до 49 місяців на момент прориву азоту у видобувні свердловини і від 6 до 58 місяців на момент досягнення вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. Такий широкий діапазон зміни досліджуваних величин створює можливості для оптимізації параметрів процесу площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою підвищення газовилучення. Отримані результати слід враховувати при проектуванні процесу площового нагнітання азоту для умов конкретного (реального) газового покладу.

Література

- 1 Кондрат Р. М. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Нафтогазова галузь України. – 2017. – №3. – С. 11-15.
- 2 A. Al-Hasami, S.R. Ren, and B. Tohid, "CO₂ 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.

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

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

5 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.

6 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.

7 Kondrat R.M. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen / R.M. Kondrat, L.I. Khaidarova // Науковий вісник НГУ. – 2017. – No 5. – С. 23-28.

8 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. Хайдаров // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2017. – №4(65). – С.34-39.

9 Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 606 с.

Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency", PAPER 2008-145.

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

5 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.

6 R.M. Kondrat, L.I. Khaidarova. Doslidzhennia vplyvu tysku pochatku nahnitannia azotu u vysnazhene hazove rodovyshche na kharakterystyky protsesu vyluchennia zalyshkovoho pryrodnoho hazu // Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. – 2016. – No 2(59). – pp. 51-57.

7 R.M. Kondrat, L.I. Khaidarova. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen // Naukovyi visnyk NHU. – 2017. – No 5. – pp. 23-28.

8 R.M. Kondrat, L.I. Khaidarova. Vplyv rozmishchennia vydobuvnykh sverdlodyn na koefitsient hazovyluchennia pry peryferiinomu nahnitanni azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad kruhovoï formy // Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. – 2017. – No 4(65). – pp. 34-39.

9 Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 606 с.

REFERENCES

1 Kondrat R. M. Pidvyshchennia efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh rodovyshch pryrodnykh haziv / R. M. Kondrat, O. R. Kondrat // Naftohazova haluz Ukrainy. – 2017. – No3. – pp. 11-15.

2 A. Al-Hasami, S.R. Ren, and B. Tohidi, "CO₂ 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.

3 S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS Alberta Research Council, "Enhanced Gas Recovery: Factors