

ВИДОБУВАННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ НАГНІТАННЯМ АЗОТУ

*Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Хайдарова**

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: rengr@nuing.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com*

Показана актуальність і доцільність вилучення залишкового природного газу з виснажених газових покладів. Охарактеризовано можливі напрями вилучення залишкового газу з виснажених газових покладів витісненням його з пористого середовища неуглеводневими газами. Обґрунтовано використання азоту для витіснення з пористого середовища природного газу. За допомогою модуля композиційного моделювання GEM, який входить у ліцензовану комп'ютерну програму CMG (Computer Modelling Group) виконано дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом. Дослідження проведено для покладів квадратної і округлої форм. Результати досліджень представлено у вигляді графічних залежностей поточного пластового тиску, вмісту азоту у свердловинній продукції і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання. З використанням результатів досліджень встановлено оптимальні значення параметрів процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад квадратної і округлої форм і відповідні їм значення коефіцієнта газовилучення. Для розглянутих покладів квадратної і округлої форм вони становлять відповідно 0,29 $P_{поч}$ та 14,8 місяців, 0,31 $P_{поч}$ та 12,9 місяців. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % коефіцієнт газовилучення за залишковим газом для покладу квадратної форми становить 83,91 %, для покладу округлої форми – 77,49 %. Охарактеризовано фізичну суть процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу квадратної і округлої форм.

Ключові слова: поклад квадратної і округлої форм, свердловина, газ, азот, газовилучення, нагнітання.

Показана актуальність і целесообразность извлечения остаточного газа из истощенных газовых залежей. Охарактеризованы возможные направления извлечения остаточного газа из истощенных газовых залежей вытеснением его с пористой среды углеводородными газами. Обосновано использование азота для вытеснения с пористой среды природного газа. С помощью модуля композиционного моделирования GEM, который входит в лицензированную компьютерную программу CMG (Computer Modelling Group) выполнены исследования влияния давления начала нагнетания азота в пласт и продолжительности периода его нагнетания на коэффициент газоотдачи по остаточному газу. Исследование проведено для залежей квадратной и округлой формы. Результаты исследований представлены в виде графических зависимостей текущего пластового давления, содержания азота в скважинной продукции и коэффициента газоотдачи по остаточному газу от давления начала нагнетания азота в залежь и продолжительности периода его нагнетания. С использованием результатов исследований установлены оптимальные значения параметров процесса нагнетания азота в истощенную газовую залежь квадратной и круглой форм и соответствующие им значения коэффициента газоотдачи. Для рассмотренных залежей квадратной и округлой форм они составляют соответственно 0,29 P_n и 14,8 месяцев, 0,31 P_n и 12,9 месяцев. На момент достижения объемного содержания азота в добываемом газе 5 % коэффициент газоотдачи по остаточному газу для залежи квадратной формы составляет 83,91 %, для залежи округлой формы – 77,49 %. Охарактеризована физическая сущность процесса вытеснения остаточного газа азотом с истощенной газовой залежи квадратной и круглой форм.

Ключевые слова: залежь квадратной и круглой форм, скважина, газ, азот, газовойотдача, нагнетания.

The relevance and feasibility of extracting residual gas from depleted gas deposits is shown. The possible directions of the extraction of residual gas from depleted gas deposits by its displacement from a porous medium of non-hydrocarbon gases are characterized. The use of nitrogen to displace natural gas from a porous medium has been substantiated. Using the GEM compositional modeling module, which is included in the licensed computer program CMG (Computer Modeling Group), studies were made of the effect of the pressure of the start of injection of nitrogen into the reservoir and the duration of its injection period on the gas recovery coefficient for residual gas. The study was conducted for deposits of square and round shape. The research results are presented in the form of graphical dependencies of the current reservoir pressure, nitrogen content in borehole products and gas recovery coefficient for residual gas from the pressure of the start of injection of nitrogen into the reservoir and the

duration of the period of its injection. Using the results of the research, the optimal values of the parameters of the process of injecting nitrogen into the exhausted gas deposits of square and round forms and the corresponding values of the gas recovery coefficient were established. For the considered deposits of square and rounded forms, they are $0.29 P_{in}$ and 14.8 months, $0.31 P_{in}$ and 12.9 months, respectively. At the time of reaching the volumetric nitrogen content in the producing gas of 5 %, the gas recovery coefficient for residual gas for a square-shaped deposit is 83.91 %, for a round-shaped deposit – 77.49 %. The physical nature of the process of displacing residual gas with nitrogen from depleted gas deposits of square and round forms is characterized.

Key words: square and round deposits, well, gas, nitrogen, gas recovery, injection.

Постановка проблеми дослідження

У газових покладах на момент припинення рентабельної розробки залишається значна кількість невидобутого газу. Згідно з промисловими даними по закінчених розробкою покладах в умовах газового режиму кінцевий коефіцієнт газовилучення становить 85-90 % [1-4]. По окремих покладах отримано значно менші значення кінцевого коефіцієнта газовилучення, що пов'язано з макронеоднорідною будовою і низькою проникністю продуктивних відкладів, нерівномірним розміщенням на площі газонасності і низькими дебітами видобувних свердловин та умовами подачі газу споживачеві. Залишковий газ у виснажених газових покладах є важливим резервом вуглеводневої сировини. В умовах поступового вичерпання природних ресурсів вуглеводневого газу і постійного зростання попиту на нього в різних галузях економіки вилучення залишкового газу з виснажених покладів має не лише практичне, але і державне значення, що обґрунтовує актуальність досліджень із цього питання.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

До можливих напрямів вилучення залишкового газу з виснажених газових покладів відноситься витіснення його з пористого середовища неуглеводневими газами. Цьому питанню присвячена значна кількість публікацій у вітчизняних і зарубіжних науково-технічних виданнях [1-4]. Згідно з результатами лабораторних досліджень витіснення метану різними неуглеводневими газами (діоксид вуглецю, димові гази, азот) з горизонтальних макронеоднорідних моделей пористого середовища найкращими газовитіснювальними властивостями характеризується діоксид вуглецю [5]. В окремих дослідах коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю становив 99 % [6]. Дещо нижчими, але досить високими витіснювальними властивостями характеризуються димові гази і азот. Діоксид вуглецю є побічним продуктом деяких хімічних виробництв, а димові гази утворюються при спалюванні різних видів палива у печах на теплоенергетичних підприємствах.

Хімічні і теплоенергетичні підприємства у більшості випадків розміщені на значній відстані від газових родовищ і не завжди можуть забезпечити необхідну кількість і ритмічну подачу діоксиду вуглецю і димових газів, а транспортування їх на великі відстані по газопроводах вимагатиме значних фінансових витрат. Крім того, діоксид вуглецю є корозійно агресивним газом. Серед неуглеводневих газів найбільш доступним є азот. Його можна отримати з повітря безпосередньо на газовому промислі за допомогою установок, які серійно випускаються промисловістю. Тому в останніх публікаціях щодо підвищення газовилучення з виснажених газових покладів значна увага приділяється азоту.

При використанні азоту для витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів важливим є вибір тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання. Згідно з результатами математичного моделювання процесу витіснення природного газу з виснаженого покладу неуглеводневим газом (діоксидом вуглецю) коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим при меншому пластовому тиску здійснюється нагнітання неуглеводневого газу у пласт [6, 7]. Проте нагнітання азоту у пласт при тиску «заклидування» розробки покладу, який відповідає гранично рентабельному поточному темпу видобутку газу, може виявитися економічно недоцільним через низькі дебіти свердловин.

У роботах [8-10] наведено результати комп'ютерних досліджень витіснення природного газу азотом з виснажених газових покладів квадратної і округлої форм за різних значень тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання. Згідно з результатами розрахунків оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту у поклад квадратної форми становить 0,28 від початкового тиску $P_{поч}$, а у поклад округлої форми – $0,29 P_{поч}$. Оптимальна тривалість процесу нагнітання азоту у пласт для покладу квадратної форми становить 12,5 місяців, а для покладу округлої форми – 20 місяців. Ці значення досліджуваних параметрів отримано для досить високого об'ємного вмісту азоту у видобувному газі (від

28,25 до 77,62 %). На практиці максимальний об'ємний вміст азоту у товарному газі не повинен перевищувати 5 % [11].

З метою оцінки характеристик процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад і тривалості періоду його нагнітання, за яких досягався б найбільший коефіцієнт газовилучення за умови забезпечення необхідної якості товарного газу, виконано комплекс комп'ютерних досліджень.

Формулювання цілей статті

З використанням результатів комп'ютерних досліджень процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу встановити оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у пласт та тривалості періоду його нагнітання, за яких досягається найбільший коефіцієнт газовилучення за умови забезпечення заданої якості товарного газу.

Методика дослідження та вихідні дані

Для встановлення оптимальних значень параметрів процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад виконано комп'ютерні дослідження за допомогою модуля композиційного моделювання GEM, який входить у ліцензовану комп'ютерну програму CMG (Computer Modelling Group).

Дослідження виконано на прикладі гіпотетичних газових покладів квадратної і округлої форм. У покладі квадратної форми сторона квадрата – дорівнювала 1500 м, площа газонасності – $2,25 \cdot 10^6$ м², товщина пласта – 10 м, відносна густина газу – 0,553. У покладі округлої форми радіус контуру газонасності становив 3000 м, площа газонасності – $28,26 \cdot 10^6$ м², товщина пласта – 12 м, відносна густина газу – 0,6. Для обох покладів коефіцієнт відкритої пористості дорівнював 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,2 мкм², глибина залягання продуктивного пласта (середня глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К. Запаси газу, підраховані програмою CMG, для квадратного за формою покладу становлять 704,56 млн.м³, а для округлого покладу – 11,695 млрд.м³.

Газовий поклад квадратної форми розробляють на виснаження чотирма свердловинами, розміщеними в кутах квадрата, які експлуатують на режимі постійної депресії на пласт

0,26 МПа з початковим дебітом газу однієї свердловини 55 тис.м³/доб. Газовий поклад округлої форми розробляють 12 видобувними свердловинами, розміщеними у вигляді кругової батареї радіусом 1500 м. Свердловини експлуатують на режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа з початковим дебітом газу однієї свердловини 125 тис.м³/доб.

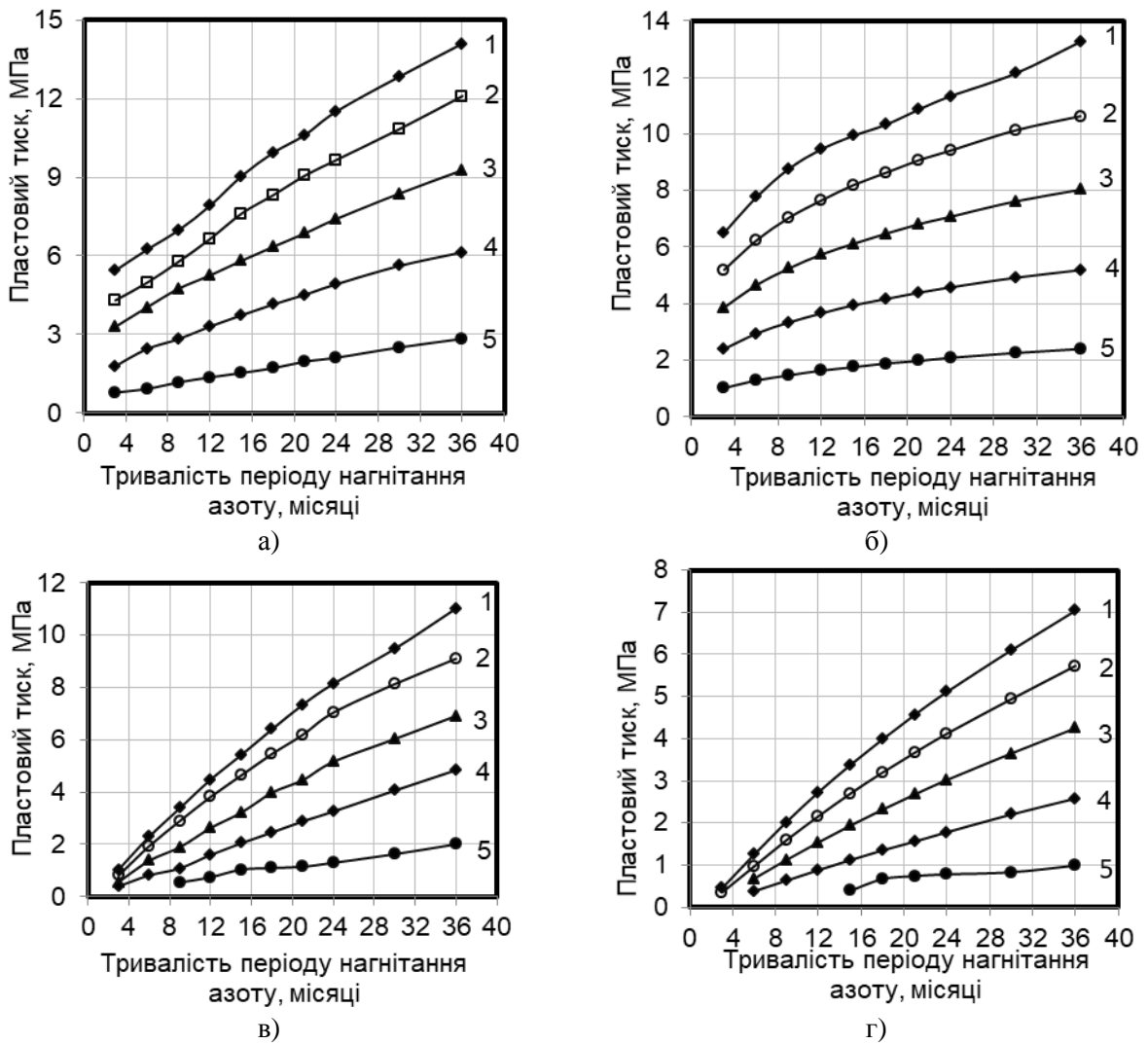
В обох покладах після зниження пластового тиску на певну величину від початкового тиску здійснюють нагнітання у пласт азоту: для покладу округлої форми через 12 нагнітальних свердловин, розміщених у вигляді батареї з радіусом 3000 м, для покладу квадратної форми – через центральну свердловину. Дослідження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

У дослідженнях поклади розробляли на виснаження до моменту зниження пластового тиску до заданого значення, після чого починали нагнітати азот у пласт через нагнітальні свердловини. Під час нагнітання азоту у пласт продовжували експлуатацію видобувних свердловин. Добову витрату азоту, що нагнітається у поклад, вибирали з умови рівності її за поточних пластових умов сумарному дебіту всіх видобувних свердловин по газу. Це забезпечувало постійне значення пластового тиску упродовж усього періоду запомповування азоту у пласт.

У кожному розрахунковому варіанті нагнітання азоту у пласт здійснювали до моменту прориву його до видобувних свердловин і до досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. У подальшому з метою оцінки характеру зміни вмісту азоту у свердловинній продукції експлуатували тільки видобувні свердловини до моменту зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску.

Результати дослідження

Розрахунки прогнозованих технологічних показників дорозробки виснаженого газового покладу з нагнітанням азоту у пласт проводили з кроком у часі 1 рік. Для кожного моменту часу визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту і накопичений видобуток газу та азоту. За цими даними обраховували поточний коефіцієнт газовилучення за залишковим газом та вміст азоту у свердловинній продукції.

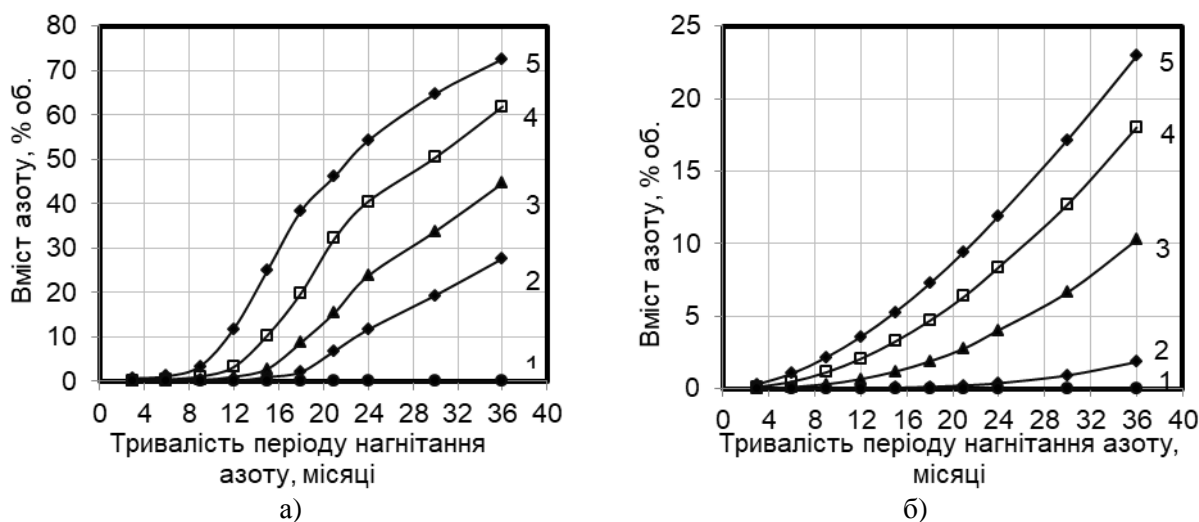


1 – 0,5; 2 – 0,4; 3 – 0,3; 4 – 0,2; 5 – 0,1

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

Результати комп'ютерних досліджень обробляли у вигляді графічних залежностей поточного пластового тиску, об'ємного вмісту азоту у видобувному газі і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання, деякі з них зображено на рисунках 1-4. Ці залежності мають однаковий вигляд для покладів квадратної і округлої форм, відрізняються тільки абсолютні значення досліджуваних параметрів, оскільки поклади характеризуються різними початковими запасами газу, кількістю і системами розміщення на площі газонасності кількістю видобувних і нагнітальних свердловин і початковими дебітами видобувних свердловин по газу.

Аналіз результатів розрахунків свідчить, що нагнітання азоту у поклад сприяє підвищенню пластового тиску порівняно з розробкою на виснаження (рис. 1). Пластовий тиск зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання. Підвищене значення пластового тиску підтримується упродовж всього періоду нагнітання азоту у пласт. Підвищення пластового тиску сприяє інтенсифікації процесу дорозробки покладу, оскільки зростають дебіти свердловин по газу і поточний видобуток газу з покладу. Одночасно покращуються умови подачі газу споживачеві в результаті підтримування (за необхідності) більшого робочого тиску на гирлах свердловин.



1 – 0,5; 2 – 0,4; 3 – 0,3; 4 – 0,2; 5 – 0,1

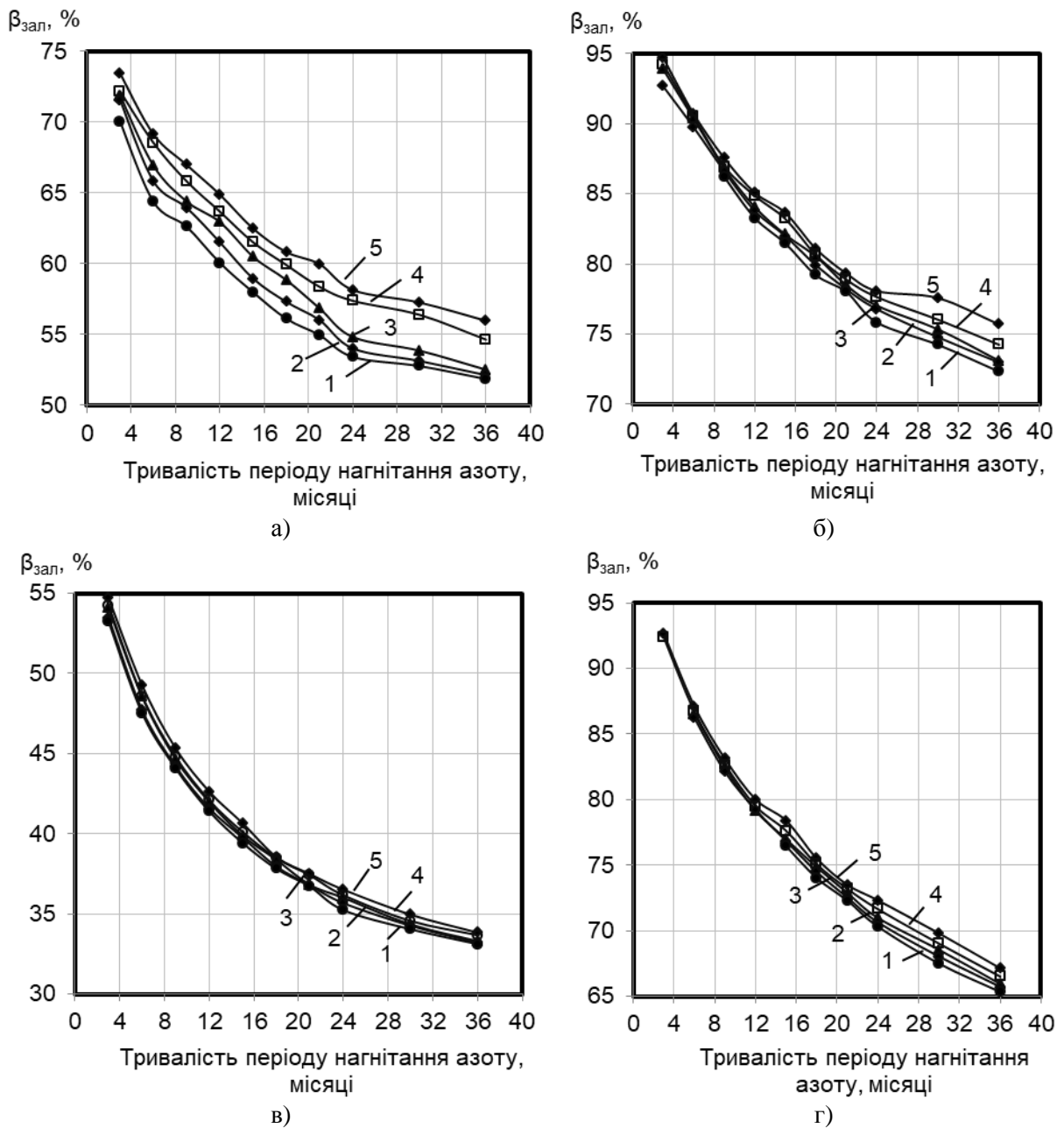
Рисунок 2 – Залежності вмісту азоту у видобувному газі від тривалості періоду його нагнітання у пласт за різного тиску початку нагнітання (1-5) для покладів квадратної (а) і округлої (б) форм на момент зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску

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

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

Згідно з розрахунковими даними вміст азоту у видобувному газі зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання, що пов'язано із швидшим проривом азоту у видобувні свердловини (рис. 2, табл. 1). При цьому за однакових умов для покладу округлої форми отримано менші значення вмісту азоту у видобувному газі порівняно з покладом квадратної форми. Така ситуація пояснюється рівномірнішим переміщенням фронту витіснення природного газу азотом у покладі округлої форми з більшою кількістю видобувних і нагнітальних свердловин і більшою відстанню між ними порівняно з покладом квадратної форми.

Згідно з наведеними у таблиці 1 результатами розрахунків на момент зниження поточного пластового тиску у покладі до 0,1 від початкового тиску і тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 36 місяців при збільшенні тиску початку нагнітання азоту у поклад від 0,1 Р_{поч} до 0,5 Р_{поч} об'ємний вміст азоту у свердловинній продукції зростає від 0 до 72,55 % для покладу квадратної форми і від 0 до 22,03 % для покладу округлої форми. Шляхом інтерполяції розрахункових даних отримано значення тривалості періоду нагнітання азоту у поклад для різних значень тиску початку нагнітання азоту, за яких об'ємний вміст азоту у видобувному газі досягає 5 %: для покладу квадратної фор-



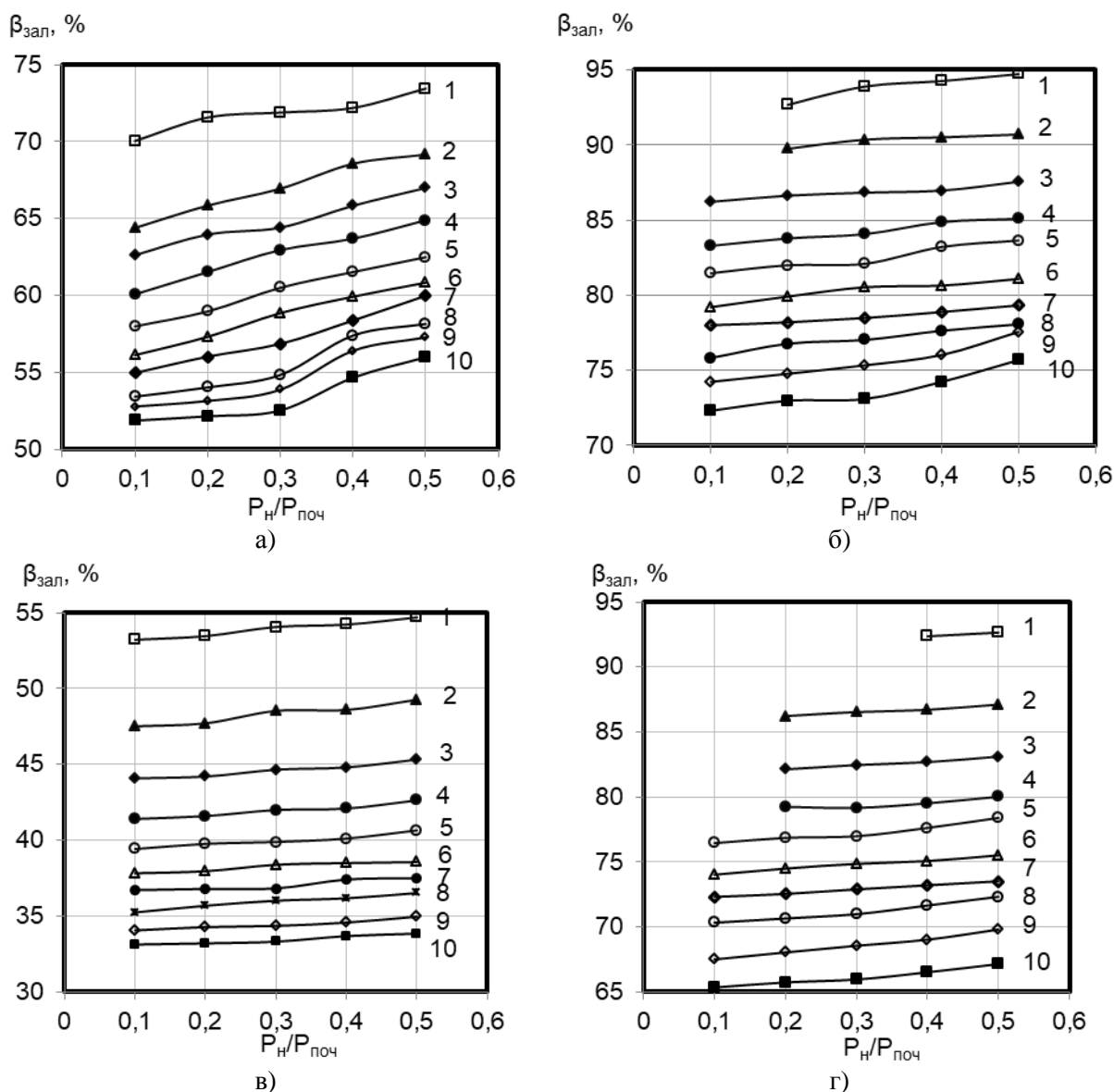
1 – 0,5; 2 – 0,4; 3 – 0,3; 4 – 0,2; 5 – 0,1

Рисунок 3 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт за різних значень тиску початку його нагнітання у поклад (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а, в) і вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. (б, г) для покладів квадратної (а, б) і округлої (в, г) форми

ми: 0,5 $P_{\text{поч}} \sim 9,6$ місяців, 0,4 $P_{\text{поч}} \sim 12,7$ місяців, 0,3 $P_{\text{поч}} \sim 16,1$ місяців, 0,2 $P_{\text{поч}} \sim 19,8$ місяців, 0,1 $P_{\text{поч}} \sim$ азот у видобувному газі відсутній; для покладу округлої форми: 0,5 $P_{\text{поч}} \sim 14,5$ місяців, 0,4 $P_{\text{поч}} \sim 18,6$ місяців, 0,3 $P_{\text{поч}} \sim 26,2$ місяців, 0,2 $P_{\text{поч}} \sim$ вміст азоту становить 1,84 %, 0,1 $P_{\text{поч}} \sim$ азот у видобувному газі відсутній. Отже, вміст азоту у видобувному газі можна регулювати вибором тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання, виходячи з отримання найбільшого коефіцієнта

газовилучення і з врахуванням техніко-економічних показників розглядуваного процесу.

Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом як для покладу квадратної форми, так і для покладу округлої форми на момент прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і зменшенням тривалості періоду його нагнітання (рис. 3 і 4). Графічні залежності коефіцієнта газовилучення від три-



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

Рисунок 4 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тиску початку нагнітання азоту у пласт за різних значень тривалості періоду його нагнітання у поклад (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а, в) і вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. (б, г) для покладів квадратної (а, б) і округлої (в, г) форм

валості періоду нагнітання азоту у пласт поступово виположуються, а від тиску початку нагнітання азоту у пласт плавно зростають. Найістотніше на коефіцієнт газовилучення впливає тривалість періоду нагнітання азоту у пласт, значно менше – тиск початку нагнітання азоту. Так, для покладу квадратної форми при збільшенні тривалості періоду нагнітання азоту у пласт з 3 до 36 місяців коефіцієнт газовилучення на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 51,86 до 70,04 % (на 18,18 %) для тиску початку нагнітання 0,1 $P_{поч}$ і від 55,98 до 73,45 % (на 17,47 %) для тиску початку нагнітання 0,5 $P_{поч}$. На момент досягнення

об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % коефіцієнт газовилучення для тиску початку нагнітання 0,5 $P_{поч}$ змінюється від 75,69 до 94,72 % (на 19,03 %) (для тиску початку нагнітання азоту 0,1 $P_{поч}$ і тривалості періоду нагнітання 3 і 6 місяців азот у свердловинах не проявився). Для покладу округлої форми при збільшенні тривалості періоду нагнітання азоту з 3 до 36 місяців отримано такі інтервали зміни коефіцієнта газовилучення для різних значень тиску початку нагнітання: на момент прориву азоту у видобувні свердловини: 0,1 $P_{поч}$ – від 33,12 до 53,22 % (на 20,1 %), 0,5 $P_{поч}$ – від 33,84 до 54,69 % (на 20,85 %) і на момент досягнення

об'ємного вмісту азоту 5 %: 0,5 $P_{\text{поч}}$ – від 67,14 до 92,65 % (на 25,51 %) (при тиску початку нагнітання 0,1 $P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 6, 9, 12 місяців азот у свердловинах не проявився).

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

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

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

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання, за межами яких коефіцієнт газовилучення мало змінюється. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у свердловинній продукції 5 % оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт за різного тиску початку нагнітання для покладу квадратної форми становить:

0,1 $P_{\text{поч}}$ – 14,77 місяців, 0,2 $P_{\text{поч}}$ – 14,57 місяців, 0,3 $P_{\text{поч}}$ – 14,91 місяців, 0,4 $P_{\text{поч}}$ – 14,98 місяців, 0,5 $P_{\text{поч}}$ – 14,79 місяців, середнє значення – 14,8 місяців; для покладу округлої форми: 0,1 $P_{\text{поч}}$ – 12,94 місяців, 0,2 $P_{\text{поч}}$ – 12,92 місяців, 0,3 $P_{\text{поч}}$ – 12,8 місяців, 0,4 $P_{\text{поч}}$ – 12,82 місяців, 0,5 $P_{\text{поч}}$ – 12,83 місяців, середнє значення – 12,9 місяців. Оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт за різної тривалості періоду його нагнітання для покладу квадратної форми становить: 3 місяці – 0,259 $P_{\text{поч}}$, 6 місяців – 0,267 $P_{\text{поч}}$, 9 місяців – 0,28 $P_{\text{поч}}$, 12 місяців – 0,283 $P_{\text{поч}}$, 15 місяців – 0,289 $P_{\text{поч}}$, 18 місяців – 0,291 $P_{\text{поч}}$, 21 місяць – 0,294 $P_{\text{поч}}$, 24 місяці – 0,298 $P_{\text{поч}}$, 30 місяців – 0,302 $P_{\text{поч}}$, 36 місяців – 0,31 $P_{\text{поч}}$, середнє значення – 0,29 $P_{\text{поч}}$; для покладу округлої форми: 3 місяці – 0,286 $P_{\text{поч}}$, 6 місяців – 0,293 $P_{\text{поч}}$, 9 місяців – 0,295 $P_{\text{поч}}$, 12 місяців – 0,296 $P_{\text{поч}}$, 15 місяців – 0,297 $P_{\text{поч}}$, 18 місяців – 0,302 $P_{\text{поч}}$, 21 місяць – 0,315 $P_{\text{поч}}$, 24 місяці – 0,32 $P_{\text{поч}}$, 30 місяців – 0,327 $P_{\text{поч}}$, 36 місяців – 0,329 $P_{\text{поч}}$, середнє значення – 0,31 $P_{\text{поч}}$.

Отже, оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання для покладу квадратної форми становлять відповідно 0,29 $P_{\text{поч}}$ і 14,8 місяців, для покладу округлої форми – 0,31 $P_{\text{поч}}$ і 12,9 місяців. Для обох покладів оптимальні значення параметрів процесу нагнітання азоту у пласт близькі між собою. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для наведених оптимальних значень досліджуваних параметрів коефіцієнт газовилучення для покладу квадратної форми дорівнює 83,91 %, а для покладу округлої форми – 77,49 %. Згідно з результатами досліджень нагнітання азоту у пласт з більшою тривалістю і при меншому значенні поточного пластового тиску мало впливає на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом.

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

Висновки

З використанням результатів комп'ютерних досліджень процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газо-

вого покладу встановлено оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання, за яких досягається найбільший коефіцієнт газовилучення за залишковим газом. Для розглянутих покладів квадратної і округлої форм вони становлять відповідно 0,29 $P_{\text{поч}}$ і 14,8 місяців, 0,31 $P_{\text{поч}}$ і 12,9 місяців. За оптимальних значень параметрів процесу нагнітання азоту у пласт коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для покладу квадратної форми становить 83,91 %, для покладу округлої форми – 77,49 %. Нагнітання азоту у пласт за тиску більшому за тиск «закидування» розробки покладу (близько 0,1 від початкового тиску) дозволить інтенсифікувати процес його дорозробки за рахунок більших дебітів свердловин і поточного видобутку газу та покращити техніко-економічні показники видобування залишкового газу.

Список використаних джерел

1. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений : учеб. пособие для вузов. М. : Недра, 1980. 334 с.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: навч. посіб. М. : Струна, 1998. 628 с.
3. Совершенствование технологии разработки месторождений нефти и газа / под ред. С.Н. Закирова. М. : Грааль, 2000. 643 с.
4. Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов. М. : Недра, 1992. 255 с.
5. Oldenburg C.M., Benson S.M. CO₂ Injection for Enhanced Gas Production and Carbon Sequestration. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition*. 2002. SPE 74367.
6. SPE 130151. 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. SPE 94129. CO₂ 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.
8. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.И. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. № 2(59). С.51-57.

9. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Scientific Bulletin of NMU*. 2017. No 5. P. 23-28.

10. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.И. Дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового родовища за різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. № 1(58). С.60-67.

11. Постановою «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП щодо впровадження добового балансування на ринку природного газу та процедури розробки, подання і затвердження Плану розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років» (від 27.12.2017 р. № 1437).

References

1. Zakirov S.N. Teoriya i proektirovanie razrabotki gazovyih i gazokondensatnyih mestorozhdeniy : ucheb. posobie dlya vuzov. M. : Nedra, 1980. 334 p.
2. Zakirov S.N. Razrabotka gazovyih, gazokondensatnyih i neftegazokondensatnyih mestorozhdeniy : navch. posib. M. : Struna, 1998. 628 p.
3. Sovershenstvovanie tehnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza / pod red. S.N. Zakirova. M. : Graal, 2000. 643 p.
4. Kondrat R.M. Gazokondensatootdacha plastov. M. : Nedra, 1992. 255 p.
5. Oldenburg C.M., Benson S.M. CO₂ Injection for Enhanced Gas Production and Carbon Sequestration. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition*. 2002. SPE 74367.
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. SPE 94129. CO₂ 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.
8. Kondrat R.M., Khaydarova L.I. Doslidzhennya vplyvu tysku pochatku nagnitannya azotu u vysnazhene gazove rodovysche na kharakterystyky protsesu vyluchennya zalyshkovogo pryrodnoho gazu. *Rozvidka ta rozrobka naftovyh i gazovyh rodovysch*. 2016. No 2(59). P. 51-57.

9. Kondrat R.M., Khaydarova L.I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukoviy visnyk NGU*. 2017. No 5. P. 23-28.

10. Kondrat R.M., Khaydarova L.I. Doslidzhennya protsesu vitisnennya zalishkovogo prirodnogo gazu azotom iz visnazhenogo gazovogo rodovyscha za riznoi tryvalosti periodu nagnitannya azotu v plast. *Rozvidka ta rozrobka naftovyh i gazovyh rodovysch*. 2016. No 1(58). P. 60-67.

11. Postanovoyu «Pro zatverdzhennya Zmin do deyakih postanov NKREKP schodo vprovadzhennya dobovogo balansuvannya na rinku prirodnogo gazu ta protseduri rozrobki, podannya i zatverdzhennya Planu rozvytku gazotransportnoi sistemi na nastupni 10 rokiv» (vid 27.12.2017 r. No 1437).