УДК 622.279.5
DOI: 10.31471/1993-9973-2021-1(78)-25-34

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДОРОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ВИТІСНЕННЯМ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ

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

На основі аналізу публікацій у вітчизняних і зарубіжних науково-технічних виданнях обгрунтовано напрями підвищення газовилучення з виснажених газових покладів, які включають витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом. Азот можна отримати з повітря в будь-якому нафтогазовидобувному районі із допомогою установок мембранного, адсорбційного або кріогенного типів, що випускаються промисловістю. Кінцевий коефіцієнт газовилучення можна регулювати вибором певних значень технологічних параметрів, що характеризують процес розробки покладу. З використанням гіпотетичних цифрових моделей досліджено вплив на загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення та коефіцієнт газовилучення за залишковим газом тиску початку нагнітання азоту у пласт, темпу, тривалості і циклічності його нагнітання, системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин та технологічних режимів їх роботи. Результати проведених досліджень зображено у вигляді графічних залежностей кінцевого коефіцієнта газовилучення та коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від досліджуваних визначальних параметрів. З використанням результатів досліджень встановлено оптимальні значення параметрів процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад квадратної і округлої форм та відповідні їм значення коефіцієнта газовилучення. Результати виконаних досліджень свідчать про значну технологічну ефективність витіснення залишкового природного газу азотом з виснажених газових покладів. Залежно від системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності і технологічних параметрів процесу нагнітання азоту у пласт коефіцієнт газовилучення за залишковим газом в середньому змінюється в межах 53,97 – 61,82 %.

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

На основе анализа публикаций в отечественных и зарубежных научно-технических изданиях обоснованы направления повышения газоотдачи из истощенных газовых залежей, которые включают вытеснения из пористой среды остаточного газа азотом. Азот можно получить из воздуха в любом нефтегазодобывающем районе с помощью установок мембранного, адсорбционного или криогенного типов, выпускаемых промышленностью. Конечный коэффициент газоотдачи можно регулировать путем выбора определенных значений технологических параметров, характеризующих процесс разработки залежи. С использованием гипотетических цифровых моделей исследовано влияние на общий конечный коэффициент газоотдачи и коэффициент газоотдачи по остаточному газу давления начала нагнетания азота в пласт, темпа, длительности и цикличности его нагнетания, системы размещения на площади газоносности добывающих и нагнетательных скважин и технологических режимов их работы. Результаты проведенных исследований изображены в виде графических зависимостей конечного коэффициента газоотдачи и коэффициента газоотдачи по остаточному газу от исследуемых определяющих параметров. С использованием результатов исследований установлены оптимальные значения параметров процесса нагнетания азота в истощенную газовую залежь квадратной и округлой форм и соответствующие им значения коэффициента газоотдачи. Результаты выполненных исследований свидетельствуют о значительной технологической эффективности вытеснения остаточного газа азотом из истощенных газовых залежей. В зависимости от системы размещения добывающих и нагнетательных скважин на площади газоносности и технологических параметров процесса нагнетания азота в пласт коэффициент газоотдачи по остаточному газу в среднем изменяется в пределах 53,97 - 61,82 %.

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

Based on the analysis of publications in domestic and foreign scientific and technical publications, the directions of increasing gas recovery from depleted gas reservoirs, which include the displacement of residual gas from the porous medium with nitrogen, are substantiated. Nitrogen can be obtained from the air in any oil and gas producing area using membrane, adsorption or cryogenic types of plants produced by the industry. The final gas recovery factor can be adjusted by choosing certain values of technological parameters that characterize the process of reservoir development. Using hypothetical digital models, the influence on the total final gas recovery factor and the

residual gas recovery factor of the pressure of the beginning of nitrogen injection into the reservoir, the rate, duration and cyclicity of its injection, the system for locating production and injection wells on the gas-bearing area and the technological modes of their operation was investigated. The results of the studies are shown in the form of graphical dependencies of the final gas recovery factor and the gas recovery factor for residual gas on the investigated determining parameters. Using the research results, the optimal values of the parameters of the nitrogen injection process into a depleted gas reservoir of square and round shapes and the corresponding values of the gas recovery coefficient have been established. The results of the studies performed indicate a significant technological efficiency of the displacement of residual gas by nitrogen from depleted gas reservoirs. Depending on the system of placement of production and injection wells in the gas-bearing area and the technological parameters of the nitrogen injection process into the reservoir, the gas recovery factor for the residual gas varies on average within the range of 53,97 – 61,82 %.

Key words: gas reservoir, well, gas, nitrogen, gas recovery, injection, displacement.

Постановка проблеми

Велика кількість газових родовищ України значною мірою виснажена, окремі з них перебувають на завершальній стадії видобутку газу. Виснажені родовища природних газів ще мають значні залишкові запаси вуглеводнів [1, 2]. Згідно із результатами досліджень і промисловими даними про розробку родовищ за газового режиму у пласті може залишатися до 10-15 % газу від початкових запасів.

Кінцевий коефіцієнт газовилучення можна регулювати вибором певних значень технологічних параметрів, що характеризують процес розробки покладу. Аналіз промислових даних свідчить, що коефіцієнт газовилучення на момент припинення промислової розробки покладів зростає із збільшенням сумарного видобутку газу на кінець періоду постійного видобутку газу і зменшенням темпу зниження річного видобутку газу у період спадного видобутку. Кількість газу, видобутого з покладу на кінець періоду постійного видобутку, буде тим більша, чим вищий темп видобутку газу у цей період і його тривалість. Значення цих параметрів вибирають, виходячи із техніко-економічних розрахунків. Для сповільнення темпу зниження річного видобутку газу у період спадного видобутку і тим самим скорочення його тривалості необхідно забезпечити своєчасне введення в експлуатацію дотискної компресорної станції та застосування ефективних методів підготовки газу в умовах понижених гирлових тисків свердловин.

Основними напрямами підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення газових покладів є: мінімізація значень кінцевого пластового тиску у зоні дренування видобувних свердловин; інтенсифікація видобутку газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок покладу з підвищеним пластовим тиском і витіснення залишкового природного газу з виснажених покладів невуглеводневими газами і рідинами та їх сумішами. Одним із перспективних методів підвищення газовилучення із виснажених газових покладів є витіснення залишкового природного газу з пористого середовища азотом [3].

Стаття присвячена дослідженню впливу визначальних параметрів нагнітання азоту у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Проблемі витіснення залишкового газу з виснаженого газового покладу невуглеводневими газами присвячена значна кількість лабораторних і теоретичних досліджень [4-8,13]. Можливість використання невуглеводневих газів у промисловості розглядалась ще у 10-20-х роках минулого століття [9]. Невуглеводневі гази знаходять все більше застосування у нафтогазовій галузі. Їх використовують у промислових масштабах для підтримування пластового тиску у нафтових покладах або як замінник буферного газу на підземних газосховищах [10].

Результати лабораторних досліджень з витіснення природного газу невуглеводневими газами з горизонтальних однопластових та двопластових моделей пласта з різним розміщенням низькопроникного прошарка (верхнім або нижнім) за наявності непроникної перетинки між прошарками або їх взаємодії безпосередньо чи через дротяну сітку між ними свідчать про високу технологічну ефективність цього методу підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення [4-5]. З усіх досліджених невуглеводневих газів найбільшою витіснювальною здатністю характеризується діоксид вуглецю, який у пластових умовах має більшу густину і в’язкість порівняно з метаном, а також має високу розчинність у пластовій воді. Тому він пізніше надходить у видобувні свердловини, ніж інші невуглеводневі гази. Коефіцієнт витіснення газу діоксидом вуглецю в окремих дослідах досягав значень 81-97,4 %. Дещо нижчими, але досить високими витіснювальними властивостями характеризуються димові гази та азот.

Згідно з результатами математичного мо-

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

делювання процесу витіснення залишкового природного газу з виснаженого газового покладу діоксидом вуглецю коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим за меншого тиску здійснюється нагнітання невуглеводневого газу у пласт [8, 13]. Проте витіснення залишкового газу з виснаженого газового покладу невуглеводневим газом після зниження пластового тиску до мінімального тиску, який відповідає гранично рентабельному річному видобутку газу, не завжди може бути доцільним через низькі дебіти свердловин.

Раціональним є використання азоту як невуглеводневого газу [11-12]. Його можна отримати з повітря в будь-якому нафтогазовидобувному районі із допомогою установок мембранного, адсорбційного або кріогенного типів, що випускаються промисловістю. Тому у дослідженнях для витіснення залишкового природного газу з виснаженого газового покладу використано азот.

Методика дослідження

Для оцінки впливу характеристик процесу нагнітання азоту у виснажений поклад на коефіцієнт газовилучення виконано комплекс досліджень за допомогою модуля композиційного моделювання GEM програмного комплексу Computer Modelling Group (CMG).

Дослідження проводили для гіпотетичних (модельних) газових покладів квадратної і округлої форм. У покладі квадратної форми сторона квадрата дорівнювала 1500 м, газонасичена товщина пласта – 10 м. У покладі округлої форми радіус контуру газоносності становив 3000 м, товщина пласта – 12 м. Значення інших параметрів для обох покладів дорівнювали: коефіцієнт відкритої пористості – 0,14; коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78; коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,2 мкм^2; середня глибина залягання продуктивного пласта – 3200 м; початковий пластовий тиск – 33 МПа; пластова температура – 340 К; відносна густина газу – 0,553. Запаси газу у покладі квадратної форми дорівнювали 704,56 млн.м^3, а для покладу округлої форми – 11,695 млрд.м^3. Мінімальний пластовий тиск, що відповідав припиненню розробки покладу на природному режимі виснаження, приймали рівним 0,1 від початкового тиску.

Газовий поклад квадратної форми розроблявся на виснаження чотирма свердловинами, розміщеними у кутах квадрата, які експлуатували на режимі постійної депресії на пласт 0,26 МПа. Газовий поклад округлої форми розроблявся 12 видобувними свердловинами, розміщеними у вигляді колової батареї радіусом 1500 м. Свердловини експлуатували на режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа.

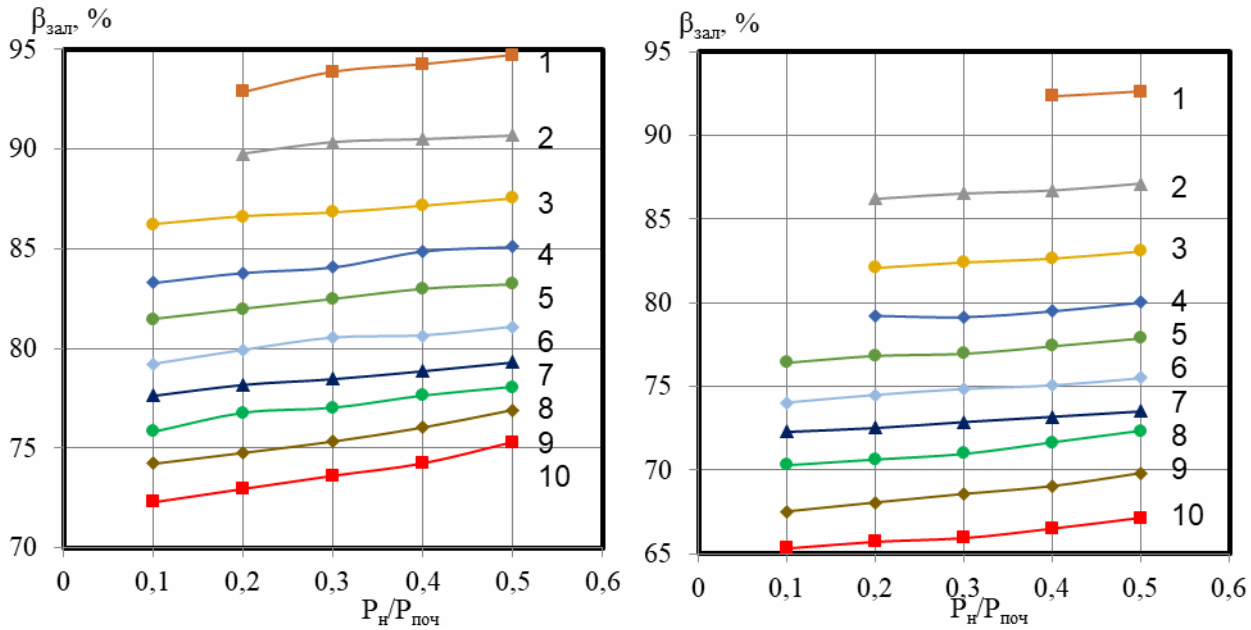
В обох покладах після зниження пластового тиску на певну величину від початкового значення здійснювали нагнітання у пласт азоту: для покладу округлої форми через 12 нагнітальних свердловин, розміщених на початковому контурі газоносності у вигляді колової батареї з радіусом 3000 м, для покладу квадратної 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 $P_{поч}$) і тривалості періоду його нагнітання (6; 9; 12; 15; 18; 21; 24; 30; 36 місяців). Результати досліджень зображено на рисунках 1-2 у вигляді залежностей коефіцієнта газовилучення за залишковим газом і загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тривалості і періоду нагнітання азоту у пласт для різних значень тиску початку нагнітання азоту.

Результати дослідження

Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом як для покладу квадратної форми, так і для покладу округлої форми на момент досягнення об’ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % дещо зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і зменшенням тривалості періоду його нагнітання (рисунок 1), а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення для обох покладів зменшується із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і зменшенням тривалості періоду його нагнітання (рисунок 2).

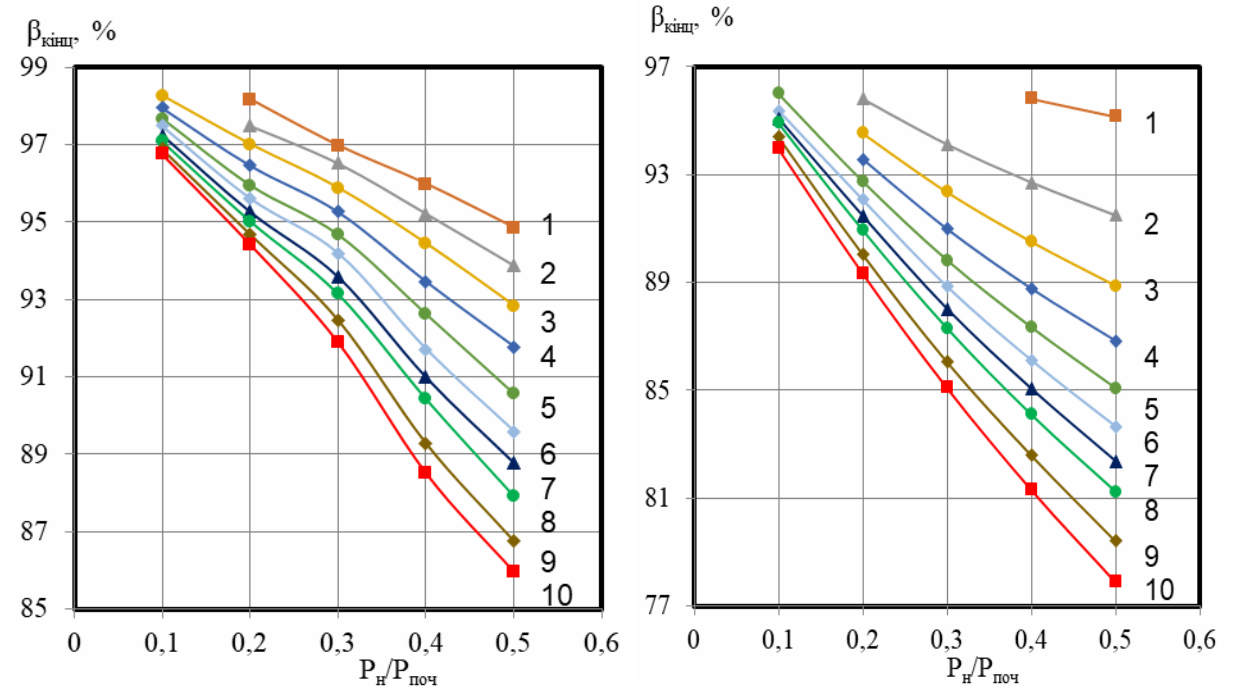
Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання, за межами яких коефіцієнт газовилучення мало змінюється. Для покладу квадратної форми тиск становлять відповідно 0,29 $P_{поч}$ і 14,8 місяців, а для покладу округлої форми – 0,31 $P_{поч}$ і 12,9 місяців. Аналіз результатів досліджень свідчить, що раціональні значення параметрів процесу нагнітання азоту для обох покладів близькі між собою. На момент досягнення об’ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для наведених оптимальних значень досліджуваних параметрів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом для покладу квадратної форми становить 83,91 %, а для покладу округлої форми – 77,49 %. Загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення дорівнює 95,08 % та 90,27 %.



а) *б)*

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

Рисунок 1 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тиску початку нагнітання азоту у пласт за різних значень тривалості періоду його нагнітання (1-10) на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для покладів квадратної (а) та округлої (б) форм

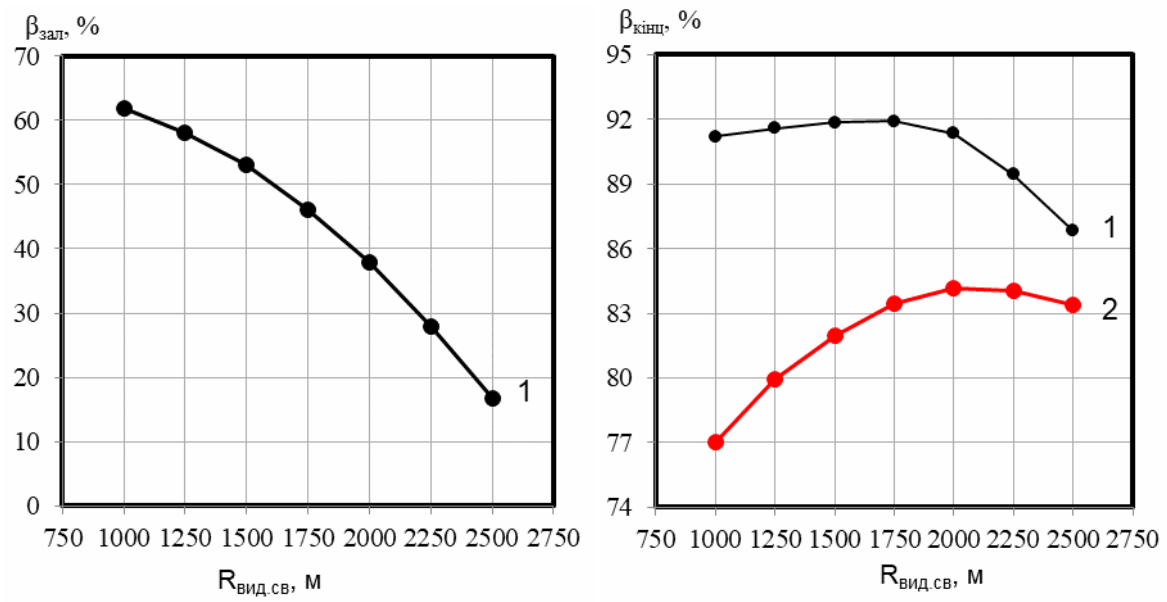


а) *б)*

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

Рисунок 2 – Залежності загального кінцевого коефіцієнта газовилучення від тиску початку нагнітання азоту у пласт за різних значень тривалості періоду його нагнітання (1-10) на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для покладів квадратної (а) та округлої (б) форм

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online



а) *б)*

Рисунок 3 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від радіуса батареї видобувних свердловин за тиску початку нагнітання азоту 0,1 $P_{поч}$ на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (1) та у разі дорозробки покладу на виснаження без нагнітання азоту

Встановлене за результатами моделювання значення тиску початку нагнітання азоту у поклад може бути використано для всіх покладів, а оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт відповідає тільки покладам розглянутих форм і розмірів із дослідженим розміщенням на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин.

Значний вплив на коефіцієнт газовилучення має розміщення на площі газоносності видобувних свердловин за периферійного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад округлої форми. У дослідженнях розглянуто варіанти з різним радіусом батареї видобувних свердловин (1000; 1250; 1500; 1750; 2000; 2250; 2500 м). Згідно з результатами виконаних досліджень загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення спочатку зростає із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин, досягаючи максимального значення, а надалі зменшується. Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин зменшується (рис. 3).

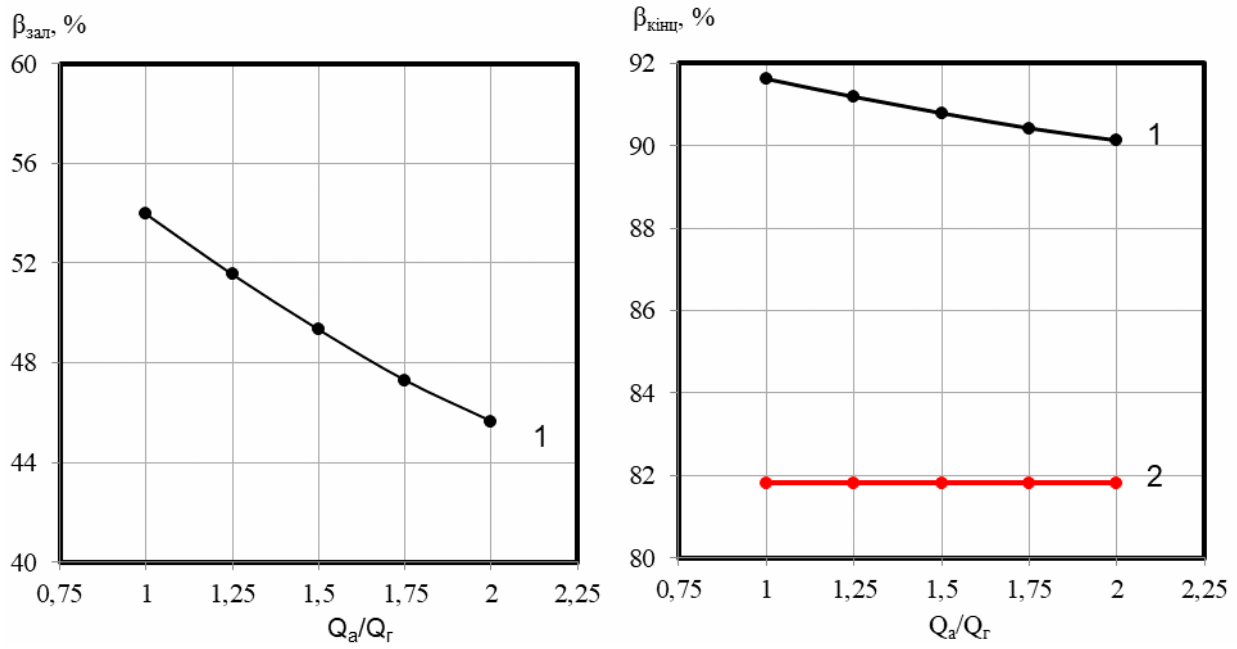
Із збільшенням радіуса батареї видобувних свердловин зменшується відстань між видобувними і нагнітальними свердловинами, що призводить до зменшення тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву азоту. Тому зменшується коефіцієнт газовилучення за залишковим газом.

За максимального значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення під час нагнітання азоту у пласт, яке відповідає радіусу батареї видобувних свердловин 1760 м за тиску початку нагнітання азоту 0,1 $P_{поч}$, відношення радіуса батареї видобувних свердловин до радіуса зовнішнього контуру газоносності становить близько 0,59, а відношення площ газоносності у межах радіуса батареї видобувних свердловин і зовнішнього контура газоносності – близько 0,34.

Визначальним чинником процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад є темп законтурного нагнітання азоту (ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту). У дослідженнях розглянуто варіанти із ступенем компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (1:1; 1,25:1; 1,5:1; 1,75:1; 2:1)

Згідно з результатами досліджень процесу дорозробки газового покладу нагнітанням азоту загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення та коефіцієнт газовилучення за залишковим газом поступово зростають із зменшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту і мають максимальне значення за $Q_a/Q_г$ дорівнює 1:1 (рис. 4).

Для розглянутих значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту $Q_a/Q_г$ від 1 до 2 абсолютна різниця між крайніми значеннями коефіцієнта газовилучення за залишковим газом за об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % становить 8,32 %, а для загального кінцевого коефіцієнта газови-



а) *б)*

Рисунок 4 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (1) та у разі дорозробки покладу на режимі виснаження без нагнітання азоту (2)

лучення – 1,51 %. Згідно з результатами розрахунків із збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зменшується, але зростають пластовий та гирловий тиски і дебіти свердловин, що дозволяє збільшити поточний видобуток газу і скоротити термін дорозробки покладу.

Значний вплив на коефіцієнт газовилучення має циклічність нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад із періодичною зупинкою та без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що із збільшенням тривалості циклу нагнітання азоту у пласт та ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту із зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту коефіцієнт газовилучення поступово зменшується (рисунок 5). Зменшення коефіцієнта газовилучення із збільшенням тривалості циклу нагнітання азоту у пласт пов'язане із зменшенням фактичного часу експлуатації свердловин і защемленням частини газу азотом за більшого тиску.

Згідно з розрахунковими даними під час експлуатації видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту досягаються більші значення загального кінцевого коефіцієнта газовилучення і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом порівняно із зупинкою свердловин у циклі нагнітання азоту. Їхні значення тим більші, чим менша тривалість циклу нагнітання азоту (рисунок 6).

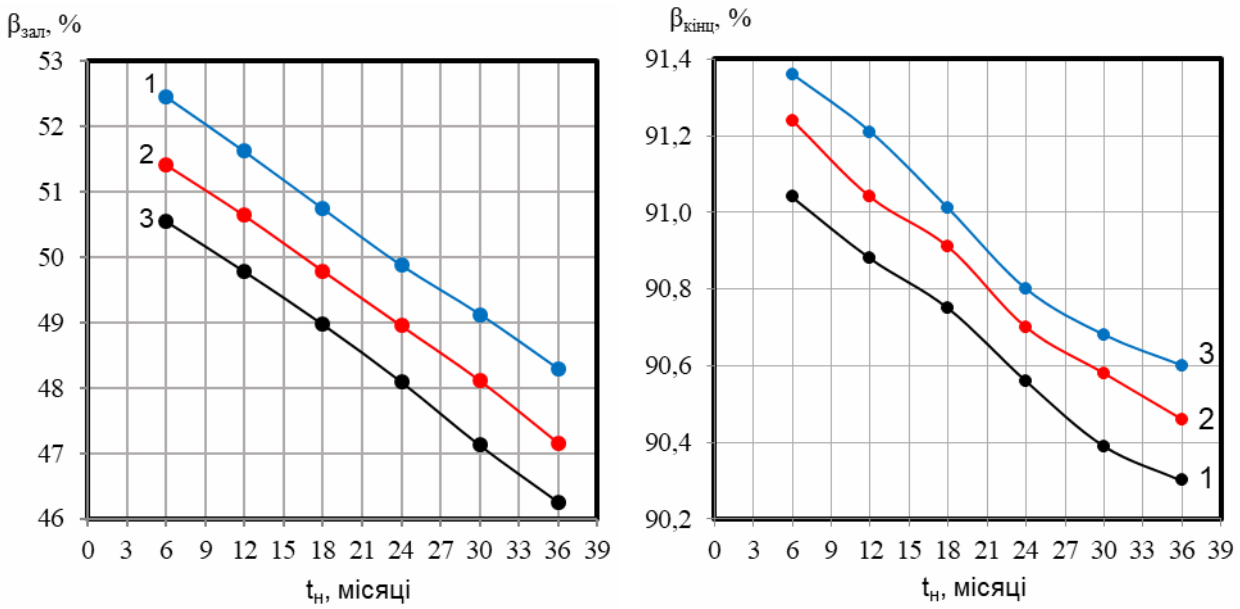
Для умов розглянутого прикладу за циклічного нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад оптимальне значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту становить 1:1, а у разі зупинки видобувних свердловин – 1:1,25. Тривалість циклу нагнітання азоту в обох випадках дорівнює 6 місяців.

Тривалість дорозробки покладу у разі експлуатації видобувних свердловин під час нагнітання азоту становить 58 місяців, а із зупинкою видобувних свердловин – 130 місяців (фактичний час експлуатації видобувних свердловин 73 місяці).

Загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % за неперервного нагнітання азоту у поклад становить 91,63 %; за циклічного нагнітання азоту із зупинкою свердловин у циклі нагнітання азоту – 91,36 %, а без зупинки видобувних свердловин – 88,21 %.

Отже, ефективнішим є неперервне нагнітання азоту у пласт з безперервною роботою видобувних свердловин, що забезпечує найвищий кінцевий коефіцієнт газовилучення і безперервну подачу газу споживачеві.

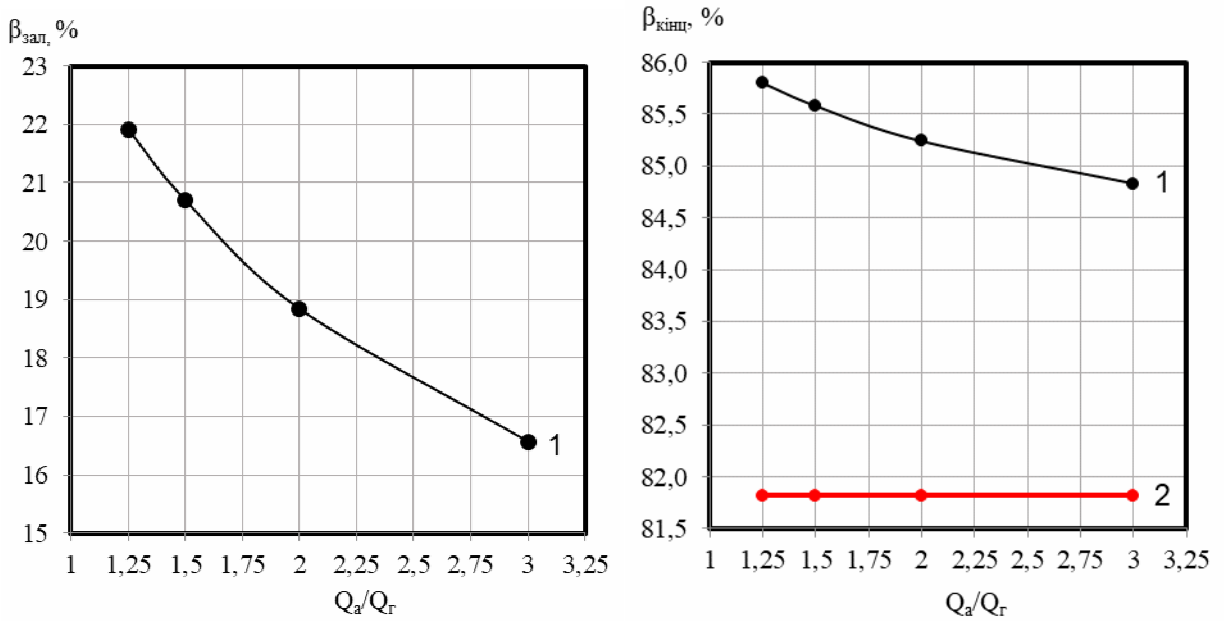
ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online



а) *б)*

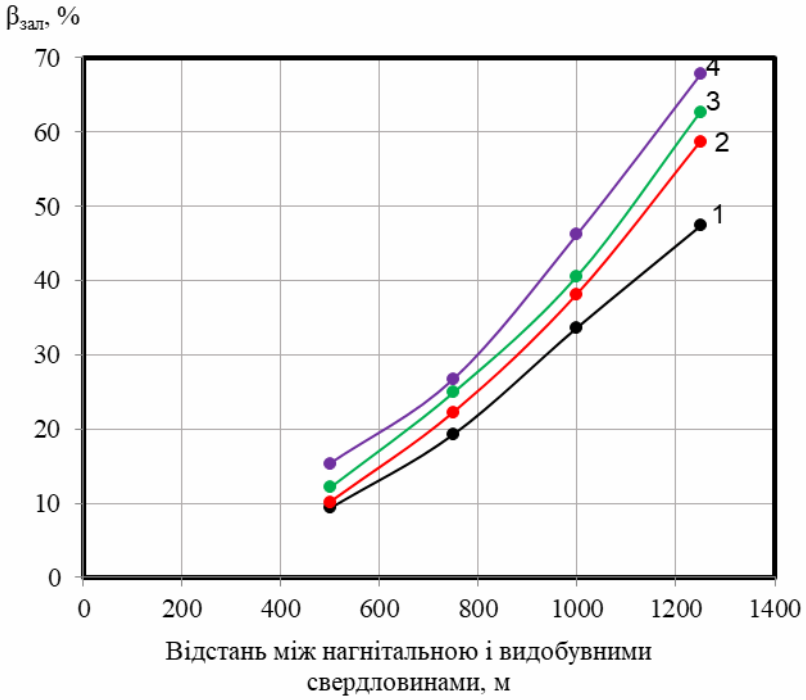
1 - 1:1; 2 - 1,5:1; 3 – 2:1

Рисунок 5 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від тривалості циклу нагнітання азоту для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %



а) *б)*

Рисунок 6 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (а) та загального кінцевого коефіцієнта газовилучення (б) від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % (1) та у разі дорозробки покладу на режимі виснаження без нагнітання азоту (2)



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

Рисунок 7 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності за об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %

Під час нагнітання азоту у виснажений газовий поклад є вибір системи площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності. На виснажених газових покладах уже є певна кількість свердловин, з яких видобувають природний газ. Необхідно одну чи більше видобувних свердловин перевести в нагнітальні (а за необхідності пробурити нові свердловини) і вибрати таку систему розміщення видобувних і нагнітальних свердловин, за якої буде досягнуто найбільший кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Використовуючи гіпотетичну цифрову модель газового покладу, досліджено вплив на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом різних систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин (чотири-, п'яти-, семи-, дев'ятиточковою системами із нагнітальною свердловиною у центрі елементу) та відстані від нагнітальної до видобувних свердловин (500; 750; 1000; 1250 м). Згідно з результатами досліджень зростає з ущільненням сітки видобувних свердловин в елементі системи і збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами (рисунок 7).

Залежно від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами і щільності сітки видобувних свердловин в елементі системи коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % може змінюватися від 9,33 % для чотириточкової системи розміщення свердловин та відстані від нагнітальної до видобувних свердловин 500 м і до 67,82 % для дев'ятиточкової системи розміщення свердловин та відстані від нагнітальної до видобувних свердловин 1250 м. Тому під час проектування технології площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад для вилучення залишкового газу важливе значення має вибір відповідної системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин.

Одним із варіантів реалізації розглянутого методу підвищення кінцевого газовилучення з виснажених газових покладів нагнітанням азоту є поетапне нагнітання азоту на окремих ділянках покладу. Спочатку на одній ділянці центральну свердловину переводять у нагнітальну, а навколишні свердловини продовжують експлуатувати як видобувні. Після прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % процес переносять на іншу ділянку покладу і т.д.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Висновки

Використовуючи інструменти гідродинамічного моделювання на основі гіпотетичних цифрових тривимірних моделей газового покладу, досліджено технологію витіснення залишкового природного газу з пористого середовища нагнітанням азоту.

Із використанням результатів виконаних досліджень обґрунтовано оптимальні значення визначальних параметрів нагнітання азоту у виснажені газові поклади. Результати досліджень свідчать про значну технологічну ефективність витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого покладу.

Залежно від системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності і технологічних параметрів процесу нагнітання азоту у пласт коефіцієнт газовилучення за залишковим газом в середньому змінюється в межах 53,97-61,82 %.

Обґрунтовано оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт, яке змінюється у межах 0,29-0,31 від початкового тиску. Оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт залежить від форми та розміру покладу і розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин.

Для покладу округлої форми за розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і видобувних свердловин у центральній частині у вигляді колової батареї, оптимальне значення відношення радіусу батареї видобувних свердловин до радіусу батареї нагнітальних свердловин змінюється в межах 0,56-0,59, а відношення площі газоносності в межах батареї видобувних свердловин до загальної площі газоносності – у межах 0,31-0,34.

За неперервного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад оптимальне значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту становить 1:1, за циклічного нагнітання азоту з періодичною зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту – 1:1 (за тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців і загальної відносної тривалості періоду дорозробки покладу 1,73 порівняно з неперервним нагнітанням), а без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту – 1,25:1 (за тривалості циклу нагнітання 6 місяців і загальної відносної тривалості періоду дорозробки покладу 0,62).

За площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад за чотири-, п’яти-, семи- та дев’ятиточковою системами розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності із нагнітальною свердловиною у центрі елементу коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає із ущільненням сітки видобувних свердловин та із збільшенням відстані від нагнітальної до видобувних свердловин.

Література

1. Дорошенко В.М., Єгер Ю.О., Зарубін Ю.О., Кондрат Р.М. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2007. № 4. С.108-110.

2. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.

3. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. *Нафтогазова енергетика*. 2018. № 2(30). С.7-16.

4. SPE 94129. CO_2 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.

5. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. 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. Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49-P.

6. SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO2 Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen / Steve S.K. Sim, Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadrise Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council.

7. SPE 84813. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters / Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal.

8. Итоги науки и техники. *Разработка нефтяных и газовых месторождений*. 1990. Том 22. С. 156.

9. Ермаков П.П., Еремин Н.А. Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 1996. №11. С.45-50.

10. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Видобування залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням азоту. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 2(71). С. 20-29. https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2(71)-20-29

11. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2017. № 5. С.23-28.

12. Кондрат О.Р. Гедзик Н.М. Дослідження впливу адсорбційних процесів на розробку родовищ природних газів з низько проникними колекторами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 4(53). С.7-17.

References

1. Doroshenko V.M., Yeher Yu.O. Zarubin Yu.O., Kondrat R.M.Napriamky vyrishennia problem rozrobky vysnazhenykh rodovyshch nafty i hazu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2007. No 4, P.108-110. [in Ukrainian]

2. Kondrat R.M. Gazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p.[in Russian]

3. Kondrat R.M. Khaidarova L.I. Zastosuvannia azotu dlia pidvyshchennia hazovyluchennia z vysnazhenykh hazovykh pokladiv. *Naftohazova enerhetyka*. 2018. No 2(30). P. 7-16. [in Ukrainian]

4. SPE 94129. CO_2 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.

5. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. 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. Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49-P.

6. SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO2 Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen / Steve S.K. Sim, Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadrise Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council.

7. SPE 84813. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters / Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal.

8. Itogi nauki i tehniki. Razrabotka neftyanyih i gazovyih mestorozhdeniy. 1990. Vol. 22. P. 156. [in Russian]

9. Ermakov P.P., Eremin N.A. Nagnetanie azota v poristyie sredyi dlya uvelicheniya nefteotdachi. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyih mestorozhdeniy*. 1996. No 11. P 12. [in Russian]

10. Kondrat R.M., Kondrat O.R., Khaidarova L.I. Vydobuvannia zalyshkovoho pryrodnoho hazu z vysnazhenykh hazovykh pokladiv nahnitanniam azotu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2019. No 2(71). P. 20-29. https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2(71)-20-29 [in Ukrainian]

11. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukovyi visnyk Natsionalnoho hirnychoho universytetu*. 2017. No 5. P. 23-28.

12. Kondrat O.R. Hedzyk N.M. Doslidzhennia vplyvu adsorbtsiinykh protsesiv na rozrobku rodovyshch pryrodnykh haziv z nyzko pronyknymy kolektoramy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2014. No 4(53). P.7-17. [in Ukrainian]