

Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-2(75)-16-23

АПРОБАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ ДЛЯ УМОВ ВИСНАЖЕНОГО ГАЗОВОГО ПОКЛАДУ ГОРИЗОНТУ НД-9 ЛЮБЕШІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

*Р. М. Кондрат, Л. І. Хайдарова**

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

Більшість покладів природних газів України тією чи іншою мірою виснажені, але ще містять значні залишкові запаси газу. Перспективним напрямком підвищення газовилучення з виснажених газових покладів є витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом – легкодоступним і не викликаючим корозію свердловинного обладнання газом. Охарактеризовано технології підвищення газовилучення з виснажених газових покладів шляхом нагнітання в них азоту. На прикладі виснаженого покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища, продуктивні відклади якого складені, в основному, пісковиками з прошарками вапняків та глин, апробовано технологію витіснення залишкового природного газу азотом. Розглянуто 15 варіантів нагнітання азоту у пласт, у тому числі варіанти з обробленням привибійної зони низькодебітної свердловини на початок процесу дорозробки покладу і на початок нагнітання азоту у пласт. На першому етапі всіх варіантів поклад дорозробляли в режимі виснаження до моменту зниження пластового тиску (до 0,1 від початкового значення), після чого починали запомповувати азот в одну із видобувних свердловин, переведену в нагнітальну. Нагнітання азоту у пласт продовжувалося доти, поки вміст азоту в останній видобувній свердловині не досягав 5 % об. Всі варіанти характеризуються високими значеннями коефіцієнта газовилучення і близькими значеннями тривалості періоду дорозробки покладу. Наведено положення фронту витіснення природного газу азотом на різні моменти часу. Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом за різними варіантами змінюється від 14,12 до 34,58 %. При впровадженні технології нагнітання азоту у пласт загальний коефіцієнт газовилучення зростає від 72,25 % за існуючої системи розробки до 80,28 % при витісненні залишкового природного газу азотом.

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

Большинство залежей природных газов Украины в той или иной степени истощены, но еще содержат значительные остаточные запасы газа. Перспективным направлением повышения газоотдачи с истощенных газовых залежей является вытеснение из пористой среды остаточного газа азотом – легкодоступным и не вызывающим коррозию скважинного оборудования газом. Охарактеризованы технологии повышения газоотдачи из истощенных газовых залежей путем нагнетания в них азота. На примере истощенной залежи горизонта НД-9 Любешивского газового месторождения, продуктивные отложения которого сложены преимущественно песчаниками с прослойками известняков и глин, апробирована технология вытеснения остаточного газа азотом. Рассмотрены 15 вариантов нагнетания азота в пласт, в том числе варианты с обработкой призабойной зоны низкодебитных скважины к началу процесса доразработки залежи и к началу нагнетания азота в пласт. На первом этапе во всех вариантах залеж доразрабатывали в режиме истощения до момента снижения пластового давления (до 0,1 от начального значения), после чего начинали закачивать азот в одну из добывающих скважин, переведенную в нагнетательную. Нагнетание

азота в залеж від того, чи продовжалося до цих пор, поки вміст азота в останній добуваючій скважині не перевищало 5% об. Всі варіанти характеризуються високими значеннями коефіцієнта газоотдачі і близькими значеннями тривалості періоду дорозробки залежності. Приведені положення фронту витіснення природного газу азотом в різні моменти часу. Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газоотдачі по залишковому газу при різних варіантах нагнітання змінювався від 14,12 до 34,58%. При впровадженні технології нагнітання азота в пласт загальний коефіцієнт газоотдачі зростає з 72,25% при наявній системі розробки до 80,28% при витісненні залишкового газу азотом.

Ключові слова: газова залежність, скважина, нагнітання, витіснення, природний газ, азот, газоотдача.

Most natural gas reservoirs of Ukraine are depleted to some extent; still they contain significant tail gas reserves. A promising direction for increasing gas recovery from depleted gas reservoirs is the displacement of tail gas from the porous medium with nitrogen which is easily accessible and does not cause corrosion of the downhole equipment. This article characterizes the technologies for increasing gas recovery from depleted gas reservoirs by injecting nitrogen into them. The technology of replacing tail gas with nitrogen is tested on the example of the depleted reservoir of ND-9 horizon of Lyubeshivskyy gas field, the productive deposits of which are composed mainly of sandstones with interlayers of limestone and clay. The authors consider fifteen options of injecting nitrogen into the reservoir, including options of treating the bottom-hole of low-production wells at the beginning of the process of further reservoir development and at the beginning of the injection of nitrogen into the reservoir. In all cases, the reservoir is first redeveloped in the depletion mode until the reservoir pressure decreases to 0,1 from the initial value. After that, nitrogen is injected into one of the producing wells which is transferred to the injection well. The injection of nitrogen into the reservoir continues until the nitrogen content in the last producing well is less than 5 % vol. All options are characterized by high values of the gas recovery coefficient and close values of the duration of the reservoir further development. The positions of the front of the displacement of natural gas by nitrogen at various time points are given. According to the research results, the gas recovery coefficient for tail gas for various options varies from 14,12 to 34,58 %. With the introduction of the technology of injecting nitrogen into the reservoir, the overall gas recovery coefficient increases from 72,25 % (at present development system) to 80,28 % when the residual gas is displaced by nitrogen.

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

Постановка проблеми дослідження

Видобуток газу з виснажених покладів ускладнюється істотним зниженням пластового тиску порівняно з початковими значеннями; нерівномірним розподілом залишкових запасів газу за площею і розрізом у результаті макронеоднорідної будови і нерівномірного дренажу продуктивних відкладів; погіршенням стану привибійної зони пласта внаслідок скупчення у ній рідини і твердої фази, які через низькі пластові тиски не можуть виноситись потоком газу; низькодебітністю та обводненням свердловин. Підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів за наявності наведених ускладнень вимагає впровадження відповідних геолого-технічних заходів.

Після зниження пластового тиску у газових покладах до мінімального значення, яке відповідає гранично рентабельному поточному темпу річного видобутку газу, у пласті ще залишається певна кількість невідібраного газу. Вилучити з виснажених покладів частину цього газу можна витісненням його з пористого середовища неуглеводневими газами, зокрема, азотом. Про високу технологічну ефективність застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених родовищ свідчать результати виконаних в ІФНТУНГ теоретичних досліджень [1-2].

У статті для умов виснаженого покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища апробовано технологію витіснення залишкового природного газу азотом.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Можливість використання неуглеводневих газів у промисловості розглядалась ще у 10-20-х роках минулого століття [3]. Неуглеводневі гази знаходять все ширше застосування у нафтогазовій галузі [4].

Результати відомих лабораторних і теоретичних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих газів для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. Порівняно з іншими неуглеводневими газами, раціональнішим є використання азоту для нагнітання у виснажені газові поклади. Азот легкодоступний, його використання не викликає корозії свердловинного обладнання і не вимагає застосування ні антикорозійного захисту, ні особливих корозійностійких сталей [5, 6].

Залежно від ступеня виснаження газового покладу (відношення поточного і початкового пластових тисків) авторами робіт [7-11] запропоновано такі технології дорозробки виснажених газових покладів з нагнітанням азоту у пласт: запомповування у пласт азоту за тиску

початку його нагнітання 0,29 – 0,31 від початкового пластового тиску; нагнітання у пласт азоту з використанням площевої системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин, яка вибирається залежно від умов фактичного розміщення свердловин на виснажених газових покладах; розміщення видобувних свердловин у центральній частині покладу, а нагнітальних – на периферії, за яких відношення радіусу зони розміщення видобувних свердловин до радіусу початкового контуру газонасиченості змінюється у межах 0,56 – 0,59; неперервного нагнітання азоту у поклад за поточного пластового тиску, близького до мінімального значення, та ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1; циклічного нагнітання азоту у поклад з періодичною зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 за тривалості періоду нагнітання 6 місяців; технологія циклічного нагнітання азоту у поклад без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на початок циклу його нагнітання 1,25:1 за тривалості окремих циклів нагнітання азоту 6 місяців; почергового нагнітання азоту у пласт на різних ділянках покладу. Технологію неперервного нагнітання азоту у пласт за поточного пластового тиску і компенсації темпу поточного видобутку газу нагнітанням азоту у пластових умовах 1:1 апробовано для умов виснаженого газового покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища.

Формулювання цілей статті

За результатами аналізу промислових матеріалів про розробку покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища і теоретичних досліджень оцінити можливі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом при застосуванні азоту для витіснення з пористого середовища залишкового природного газу. Для різних варіантів використано як нагнітальні окремі наявні видобувні свердловини.

Характеристика об'єкту дослідження

Любешівське газове родовище розташоване на території Стрийського району Львівської області, відкрите у 1997 році. У геологічній будові родовища приймають участь найдревніші крейдові відклади. Відклади верхньої крейди у нижній частині складені, в основному, пісковиками з прошарками вапняків, мергелів та глин, у верхній частині розрізу – вапняками

з прошарками глин. Продуктивний горизонт НД-9 залягає у межах глибин 755-780 м.

Площа покладу становить $1,927 \cdot 10^6$ м². Згідно з лабораторними дослідженнями пористість колекторів покладу змінюється від 12 до 30 %, проникність – від $60 \cdot 10^{-15}$ до $1335 \cdot 10^{-15}$ м². Середнє значення коефіцієнта відкритої пористості колекторів згідно з результатами геофізичних досліджень становить 28,5 %, коефіцієнта газонасиченості – 90 %, газонасиченої товщини – 20 м. Газ продуктивних горизонтів Любешівського газового родовища – сухий, метановий, з вмістом метану 99,161-99,237 % об., етану – 0,145-0,167 % об., пропану – 0,033-0,045 % об. азоту – 0,466-0,555 % об., діоксиду вуглецю – 0,041-0,084 % об. Його відносна густина – 0,559, теплотворна здатність за результатами одного визначення – 7935 ккал/м³, початковий пластовий тиск – 7,23 МПа, пластова температура – 300 К. Уточнені початкові запаси газу становлять 787,524 млн.м³.

Розробку покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища розпочато у червні 2001 року свердловинами 5, 11, 12, 13. У липні 2003 р. уведено в експлуатацію свердловину 14. Всі свердловини працюють до цього часу.

Інтервал перфорації свердловин змінюється у межах 750-783 м. У свердловину опущені насосно-компресорні труби умовним діаметром 0,073 м на глибину 748-781 м.

Поточні дебіти газу окремих свердловин дорівнюють:

свердловина 5 – 0,7 тис.м³/доб за робочого тиску 1,68 МПа,
свердловина 11 – 37,56 тис.м³/доб за робочого тиску 1,82 МПа,
свердловина 12 – 17,78 тис.м³/доб за робочого тиску 1,58 МПа,
свердловина 13 – 35,47 тис.м³/доб за робочого тиску 1,58 МПа,
свердловина 14 – 15,57 тис.м³/доб за робочого тиску 1,61 МПа.

Коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони окремих свердловин дорівнюють:

свердловина 5 – $A=2,0123$ (МПа²·доб/тис.м³),
 $V=0,7157$ (МПа·доб/тис.м³)²;
свердловина 11 – $A=0,018$ (МПа²·доб/тис.м³),
 $V=0,0004$ (МПа·доб/тис.м³)²;
свердловина 12 – $A=0,5112$ (МПа²·доб/тис.м³), $V=0,00042$ (МПа·доб/тис.м³)²;
свердловина 13 – $A=0,0283$ (МПа²·доб/тис.м³), $V=0,00002$ (МПа·доб/тис.м³)²;
свердловина 14 – $A=0,0317$ (МПа²·доб/тис.м³), $V=0,0002$ (МПа·доб/тис.м³)².

За промисловими даними поточний пластовий тиск становить 2,96 МПа.

На 01.01.2015 р. з покладу видобуто 470,24 млн м³ газу, що становить 59,71 % від початкових запасів. Прогнозований кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища, оцінений з використанням кривої «середньої продуктивності» та методу «прямої лінії», дорівнює відповідно 71,25 та 73,24 %. Середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення становить 72,25 % і меншим за середній кінцевий коефіцієнт газовилучення по закінчених розробках покладів при газовому режимі (85-90 %) [12]. Тому необхідно застосовувати додаткові геолого-технічні заходи з метою збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення.

Результати дослідження. У статті розглянуто можливість підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення шляхом витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом. Для проведення розрахунків прийнято такі значення вхідних параметрів: товщина пласта – 20 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,285, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,9, коефіцієнт проникності пласта – 0,06 мкм², середня глибина залягання продуктивного пласта – 761 м, початковий пластовий тиск – 7,23 МПа, уточнений середній поточний пластовий тиск – 2,96 МПа, пластова температура – 300 К, відносна густина газу – 0,559, початкові запаси газу – 787,524 млн.м³, залишкові запаси газу – 318,28 млн.м³.

Газовий поклад горизонту НД-9 Любешівського газового родовища розробляють п'ятьма видобувними свердловинами (5, 11, 12, 13, 14) на режимі виснаження. Схему розміщення свердловин зображено на рисунку 1.

Для нагнітання азоту у поклад використовуємо уже наявний фонд свердловин, оскільки буріння і облаштування нової нагнітальної свердловини потребує значних фінансових витрат. Після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення одну із свердловин переводимо у нагнітальну і запомпуємо у пласт азот. Добову витрату азоту вибираємо залежно від сумарного поточного дебіту видобувних свердловин, виходячи з умови рівності їх значень у пластових умовах і забезпечення постійності пластового тиску упродовж періоду запомповування азоту у пласт. Азот нагнітали до досягнення його об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % об. Після цього видобувні свердловини почергово відключали. Нагнітання азоту у пласт продовжували до тих пір, поки вміст

азоту в останній видобувній свердловині не досягнув 5 % об.

При відключенні окремих видобувних свердловин через прорив у них азоту зменшувався темп видобутку газу з покладу. Відповідно зменшували темп запомповування азоту у поклад, виходячи з умови постійного підтримання поточного пластового тиску.

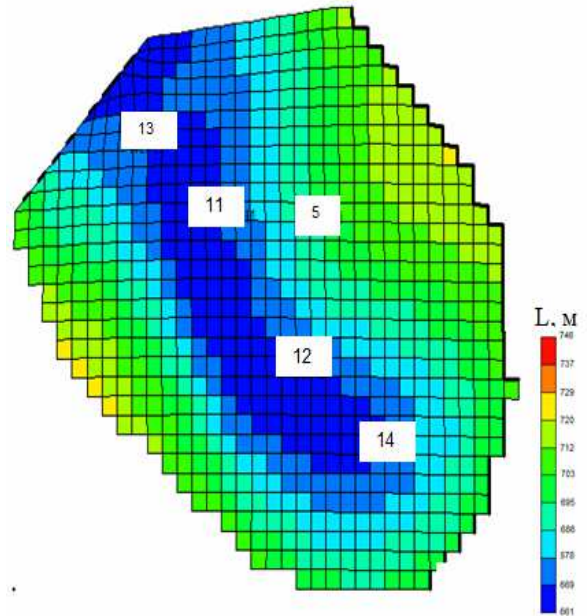


Рисунок 1 – Схема розміщення видобувних свердловин на покладі горизонту НД-9 Любешівського газового родовища

Дорозробка покладу здійснюється, починаючи з 01.01.2015 р., п'ятьма видобувними свердловинами. Авторами розглянуто три варіанти (з підваріантами) подальшої дорозробки покладу. Вважається доцільним працювати на режимі виснаження до моменту зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення, після чого пропонується запомпувати азот в одну із видобувних свердловин, яку перевели у нагнітальну.

За першим варіантом у розглянутих підваріантах у ролі нагнітальної свердловини послідовно використовують свердловини 5; 14; 13; 11; 12 без проведення у них попередньо фізико-хімічних оброблень привибійної зони пласта.

За другим варіантом спочатку проводять фізико-хімічне оброблення свердловини 5, яка характеризується найменшим поточним значенням дебіту газу. Це дозволить збільшити її продуктивність і приймальність та скоротити період дорозробки покладу на виснаження на 2 роки і 3 місяці. У подальшому розглядають такі самі підваріанти, як у першому варіанті. Необхідність фізико-хімічного оброблення свердловини 5 пов'язана з тим, що дебіт свердловини 5

Таблиця 1 – Результати розрахунків нагнітання азоту у поклад горизонту НД-9 Любешівського газового родовища

Варіант	Номер нагнітальної свердловини	Тривалість періоду нагнітання азоту до моменту досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % в останній свердловині, місяців	Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, %
I	5	134	26,33
	11	116	17,42
	12	88	14,12
	13	119	26,48
	14	169	24,63
II	5	117	27,65
	11	103	23,45
	12	81	19,74
	13	150	34,29
	14	159	27,79
III	5	119	27,84
	11	104	23,76
	12	82	19,49
	13	159	34,58
	14	164	31,53

за газом на початок розрахунків становив 0,7 тис. м³/доб. Це значно менше від дебіту інших свердловин на такий самий момент часу (15,57-37,56 тис. м³/доб).

За третім варіантом (з підваріантами) фізико-хімічне оброблення привибійної зони свердловини 5 здійснюють після періоду дорозробки покладу на виснаження, тобто перед початком нагнітання азоту у пласт.

Продуктивні відклади покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища складені, в основному, пісковиками з прошарками вапняків та глин, тому оброблення привибійної зони пласта у свердловинах рекомендується проводити з використанням спиртопіноглинокислотних розчинів. Узагальнені результати розрахунків нагнітання азоту у поклад наведено у таблиці 1.

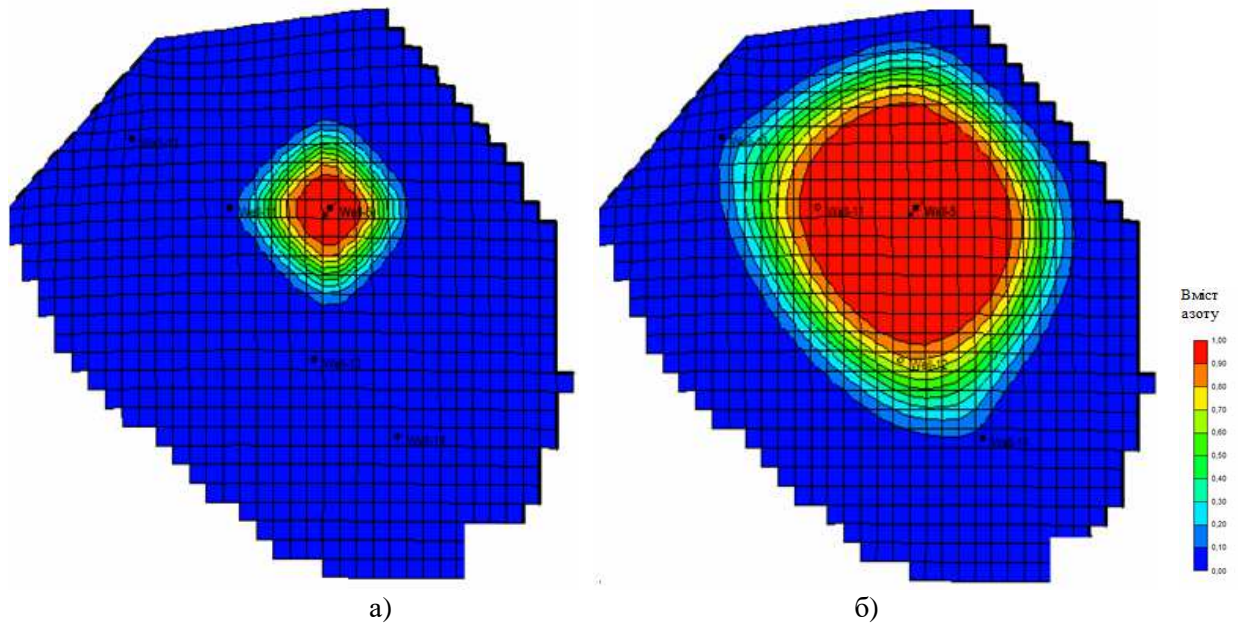
Положення фронту витіснення природного пластового газу азотом на різні моменти часу при нагнітанні азоту у свердловини 5 і 13 зображено відповідно на рисунках 2 та 3. Аналогічні схеми положення фронту витіснення природного газу азотом отримано при використанні як нагнітальних інших свердловин (11, 12, 14).

Згідно з результатами досліджень за першим варіантом коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, залежно від того, яка свердловина переводиться у нагнітальну, становить: свердловина 5 – 26,33 % за тривалості періоду нагнітання азоту 134 місяці; свердловина 11 –

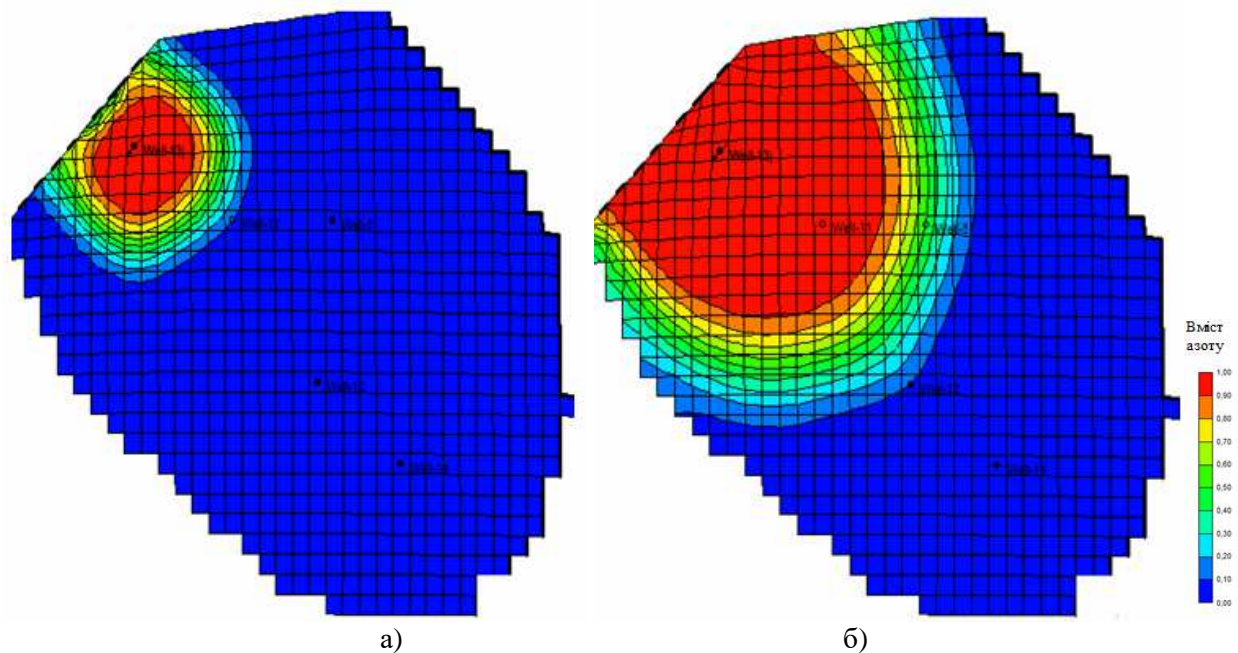
17,42 % за тривалості періоду нагнітання азоту 116 місяців; свердловина 12 – 14,12 % за тривалості періоду нагнітання азоту 88 місяців; свердловина 13 – 26,48 % за тривалості періоду нагнітання азоту 119 місяців; свердловина 14 – 24,63 % за тривалості періоду нагнітання азоту 169 місяців.

За другим варіантом отримано такі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом при переведенні у нагнітальну окремих свердловин: свердловина 5 – 27,65 % за тривалості періоду нагнітання азоту 117 місяців; свердловина 11 – 23,45 % за тривалості періоду нагнітання азоту 103 місяці; свердловина 12 – 19,74 % за тривалості періоду нагнітання азоту 81 місяць; свердловина 13 – 34,29 % за тривалості періоду нагнітання азоту 150 місяців; свердловина 14 – 27,79 % за тривалості періоду нагнітання азоту 159 місяців.

За третім варіантом коефіцієнт газовилучення за залишковим газом при переведенні у нагнітальну різних видобувних свердловин становить: свердловина 5 – 27,84 % за тривалості періоду нагнітання азоту 119 місяців; свердловина 11 – 23,76 % за тривалості періоду нагнітання азоту 104 місяці; свердловина 12 – 19,49 % за тривалості періоду нагнітання азоту 82 місяці; свердловина 13 – 34,58 % за тривалості періоду нагнітання азоту 159 місяців; свердловина 14 – 31,53 % за тривалості періоду нагнітання азоту 164 місяців.



а) на момент прориву азоту у свердловину 11; б) на момент прориву азоту у свердловину 13
Рисунок 2 – Положення фронту витіснення природного газу азотом на різні моменти часу при нагнітанні азоту у свердловину 5 покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища



а) на момент прориву азоту у свердловину 11; б) на момент прориву азоту у свердловину 12
Рисунок 3 – Положення фронту витіснення природного газу азотом на різні моменти часу при нагнітанні азоту у свердловину 13 покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища

Отже, залежно від того, яка свердловина переводиться у нагнітальну і чи проводиться фізико-хімічне оброблення привибійної зони низькодебітної свердловини 5 (на початку процесу дорозробки покладу чи після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення і подальшого нагнітання азоту), кінцевий

коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється від 14,12 до 34,58 %.

Відповідно до значення досягнутого коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (34,58 %) найкращим є третій варіант з переведенням у нагнітальну видобувної свердловини 13 і обробленням привибійної зони свердловини

ни 5 (на початок нагнітання азоту) після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення. Тривалість періоду нагнітання азоту становить 159 місяців.

Дещо меншим значенням коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (34,29 %) характеризується другий варіант з обробленням привибійної зони свердловини 5 на початок дорозробки покладу. При цьому тривалість періоду дорозробки покладу становить 150 місяців.

Наведені варіанти характеризуються високими значеннями коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (абсолютна різниця коефіцієнта газовилучення за залишковим газом становить 0,29 %) і близькими значеннями тривалості періоду дорозробки покладу (терміни розробки відрізняються на 9 місяців).

До впровадження можна рекомендувати другий варіант, який характеризується меншим терміном дорозробки і дозволяє отримати більший річний видобуток газу на початок періоду дорозробки покладу за рахунок оброблення привибійної зони свердловини 5.

Відповідно до другого варіанту загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення дорівнює 80,28 %, що на 8,03 % більше від прогнозного кінцевого коефіцієнта газовилучення за існуючої системи розробки покладу без нагнітання азоту у пласт.

Висновки

Апробовано технологію витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом з виснаженого покладу для умов покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища. При її застосуванні додатково видобувається 34,29 % залишкового газу, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає від 72,25 % за існуючої системи розробки до 80,28 %.

Література

1. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukovyj visnyk NHU*. 2017. No 5. P. 23-28.

2. 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.

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

4. 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.

5. Sumeer Kalra, Xingru Wu. SPE 169578. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery. *SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting*. 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.

6. Игнатъев Н. А., Синцов И. А. Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности. *Фундаментальные исследования*. 2015. №11 (часть 4). С. 678-682.

7. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №1(70). С. 33-40.

8. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №4(65). С. 34-39.

9. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт вилучення залишкового газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 2(67). С. 70-74.

10. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 4 (69). С. 15-23.

11. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Оцінка технологічної ефективності роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у виснажений газовий поклад. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №3(68). С. 7-11.

12. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. Математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску в газових покладах з газовим режимом розробки. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №3(48). С. 70-76.

References

1. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukovyj visnyk NHU*. 2017. No 5. P. 23-28.

2. 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). С. 20-29. [in Ukrainian]
3. Itogi nauki i tehniki. *Razrabotka neftyanyih i gazovyih mestorozhdeniy.* 1990. Vol 22. P. 156. [in Russian]
4. Ermakov P. P., Eremin N. A. Nagnetanie azota v poristyye sredy dlya uvelicheniya nefteotdachi. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyih mestorozhdeniy.* 1996. No 11. P. 45-50. [in Russian]
5. Sumeer Kalra, Xingru Wu. SPE 169578. CO2 Injection for Enhanced Gas Recovery. *SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting.* 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.
6. Ignatev N. A., Sintsov I. A. Opyit i perspektivy zakachki azota v neftegazovoy promyshlennosti. *Fundamentalnyie issledovanie.* 2015. No 11 (chast 4). P. 678-682. [in Russian]
7. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv system ploshchovoho rozmishchennia vydobuvnykh i nahnitanykh sverdlovyn pry nahnitanni azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad na koefitsient hazovyluchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2019. No 1(70). P. 33-40. [in Ukrainian]
8. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv rozmishchennia vydobuvnykh sverdlovyn na koefitsient hazovyluchennia pry peryferiinomu nahnitanni azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad kruhovoï formy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2017. No 4(65). P. 34-39. [in Ukrainian]
9. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv tempu zakonturnoho nahnitannia azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad kruhovoï formy na koefitsient vyluchennia zalyshkovoho hazu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2018. No 2(67). P. 70-74. [in Ukrainian]
10. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv tsyklichnosti nahnitannia azotu z riznym tempom u vysnazhenyi hazovyi poklad na kintsevyi koefitsient hazovyluchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2018. No 4 (69). P. 15-23. [in Ukrainian]
11. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Otsinka tekhnolohichnoi efektyvnosti roboty i zupynky vydobuvnykh sverdlovyn pid chas nahnitannia azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2018. No 3(68). P. 7-11. [in Ukrainian]
12. Kondrat R. M., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. Matematychna model protsesu minimizatsii znachen kintsevoho plastovoho tysku v hazovykh pokladakh z hazovym rezhymom rozrobky. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2013. №3(48). С. 70-76. [in Ukrainian]