

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ДОРозРОБКИ І ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ НАГНІТАННЯМ У ПЛАСТ АЗОТУ

Р. М. Кондрат, Л. І. Матійшин*

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

Охарактеризовано особливості застосування неуглеводневих газів для витіснення залишкового природного газу із виснажених газових покладів. З використанням ліцензованої комп'ютерної програми Computer Modelling Group (CMG) дослідження для умов газового покладу округлої форми з периферійною батареєю нагнітальних свердловин і центральною батареєю видобувних свердловин вплив на загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом співвідношення радіусів батарей видобувних і нагнітальних свердловин, технологічних параметрів досліджуваного процесу (тиску початку нагнітання азоту, тривалості, темпу і циклічності його нагнітання) і різних систем площового розміщення свердловин. З використанням результатів дослідження встановлено оптимальні значення параметрів процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад. Результати виконаних досліджень свідчать про значну технологічну ефективність нагнітання азоту у виснажений газовий поклад для інтенсифікації процесу його дорозробки і підвищення кінцевого газовилучення.

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

The features of the use of non-hydrocarbon gases for the displacement of residual natural gas from depleted gas deposits are characterized. Using the licensed computer program Computer Modeling Group (CMG), for the conditions of a round-shaped gas deposit with a peripheral battery of injection wells and a central battery of production wells, the effect on the total (final) gas recovery coefficient and the gas recovery coefficient for residual gas, the ratio of the radius of the battery of production and injection wells, technological parameters of the process under study (pressure of the start of nitrogen injection, duration, rate and cyclicity of its injection) and different systems of areal well placement. Using the results of the study, the optimal values of the parameters of the process of nitrogen injection into the depleted gas deposit were established. The results of the performed studies indicate a significant technological efficiency of nitrogen injection into a depleted gas reservoir to intensify the process of its additional development and increase the final gas recovery.

Key words: gas deposit, well, gas, nitrogen, additional development, operation, gas recovery, injection, displacement.

Постановка проблеми

Більшість газових покладів на родовищах України тією чи іншою мірою виснажені і перебувають на завершальній стадії розробки, яка характеризується істотним зниженням пластового тиску порівняно з початковим значенням, низькодебітністю свердловин, погіршенням стану привибійної зони пласта внаслідок скупчення рідини і твердої фази, а в окремих випадках – і з появою води у пластовій продукції.

В умовах низьких дебітів газу дорозробка покладів на режимі виснаження пластової енергії без застосування методів активного впливу на пласт триватиме довго і вимагатиме значних витрат. Одним із напрямів підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів і збільшення ступеня вилучення з них газу є нагнітання у пласт неуглеводневих газів.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Неуглеводневі гази сприяють підтримуванию пластового тиску у покладі, чим досягаються більші значення дебітів свердловин і поточного видобутку газу порівняно з розробкою покладу на виснаження. Водночас неуглеводневий газ витісняє із пористого середовища більшу частину залишкового природного газу, що сприяє підвищенню кінцевого коефіцієнта газовилучення покладу. До неуглеводневих газів, які можуть знайти застосування у процесах газовидобування, відносяться діоксид вуглецю, димові гази та азот.

Діоксид вуглецю є побічним продуктом багатьох хімічних виробництв. Його майже не використовують і випускають у значній кількості в атмосферу, що призводить до забруднення довкілля і спричиняє парниковий ефект. Ре-

зультати лабораторних досліджень свідчать про високу ефективність витіснення із пористого середовища природного газу (метану) неуглеводневими газами [1,2].

Експерименти проводили на циліндричних горизонтальних, паралельно встановлених моделях пласта різної проникності та однорідних моделях пласта з двох різнопроникних прошарків, які контактували між собою безпосередньо або через дротяну сітку між ними, за верхнього або нижнього розміщення низькопроникного прошарка. У дослідях витісняли із моделей пласта метан чистим діоксидом вуглецю або синтетичними димовими газами (86 % N₂, 14 % CO₂). У всіх дослідях найбільший коефіцієнт витіснення метану отримано при застосуванні діоксиду вуглецю. В окремих дослідях його об'єм становив 81 – 97,4 %. Дещо нижчими, але досить високими витіснювальними властивостями характеризуються димові газу. У пластових умовах діоксид вуглецю має більшу густину і в'язкість порівняно з метаном. Він добре розчиняється у пластовій воді і тому пізніше надходить до видобувних свердловин. Результати досліджень на моделі пласта з двох різнопроникних прошарків свідчать, що на ефективність витіснення газу діоксидом вуглецю значно впливають процеси дифузії/дисперсії і менше (для умов досліду) – сили гравітації.

Прикладом реалізації результатів лабораторних досліджень є родовище Будафа Сціфеллеті (Угорщина) [1]. На цьому родовищі у період з 1986 по 1994 рр., коли коефіцієнт газовилучення природного газу становив 67 % нагнітали у виснажені газові пласти неочищений димовий газ (80 % діоксиду вуглецю та 20 % азоту) із найближчого джерела такого газу. За відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами 500 м прорив запомпованого газу відбувся через 1,5 року після початку реалізації процесу. Внаслідок значної неоднорідності колекторів видобуто тільки 35 % залишкового газу порівняно з 70 % за результатами лабораторних досліджень.

Діоксид вуглецю характеризується високою корозійною активністю, а джерела його переважно розміщені на значній віддалі від об'єктів газовидобування. Тому використання діоксиду вуглецю для підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів вимагатиме будівництва газопроводів великої протяжності із корозійностійких матеріалів і застосування ефективних методів боротьби з корозією обладнання нагнітальних свердловин і промислових установок, що може виявитися економічно недоцільним. Водночас потрібно мати

на увазі, що нагнітання діоксиду вуглецю у пласт попереджуватиме забруднення доквілля. Потрібно зауважити, що не завжди може бути забезпечене стабільне постачання діоксиду вуглецю з хімічних підприємств і, як наслідок, відбуватиметься порушення технологічного процесу нагнітання його у виснажений газовий поклад.

Димові газу утворюються під час спалювання твердого, рідкого і газоподібного палива у парогенераторних установках. Димові газу всередньому містять 87 % азоту і 13 % діоксиду вуглецю.

Згідно з результатами лабораторних досліджень [1,3-5] димові газу характеризуються дещо нижчою, ніж діоксид вуглецю, але досить високою витіснювальною здатністю природного газу (метану) із пористого середовища. Відносно висока ефективність витіснення із пористого середовища природного газу димовими газами може значно покращити рентабельність процесу газовилучення із виснажених покладів внаслідок їхньої значної поширеності та невеликих витрат порівняно з чистим діоксидом вуглецю. Використання димового газу як витіснювального агента сприяє меншій корозії газопромислового обладнання.

Найбільш надійним джерелом отримання димових газів є продукти згоряння теплових електростанцій. За традиційного способу спалювання рідкого органічного палива в середовищі повітря, яке містить значну кількість азоту, вміст діоксиду вуглецю в продуктах згорання не перевищує 7-15 % об. Димові газу з таким низьким вмістом діоксиду вуглецю можуть застосовуватись тільки для підтримання пластового тиску в газових, газоконденсатних і нафтових покладах, оскільки для ефективного витіснення рідких вуглеводнів (нафти, сконденсованих важких вуглеводнів газу) вміст діоксиду вуглецю в газовій суміші повинен бути не менше 50-60 %. Вилучення діоксиду вуглецю з димових газів відомими способами, наприклад, адсорбційним, що базується на застосуванні моноетаноламіну, є економічно не вигідним.

У роботі [6] описано нову технологію спалювання органічних палив, що дає змогу отримати димові газу із вмістом діоксиду вуглецю 95-100 % об. За цією технологією як окислювач використовують не повітря, а суміш кисню і діоксиду вуглецю. Вміст кисню в суміші приблизно такий самий, як і в повітрі.

До основних проблем використання димових газів відноситься транспортування їх із джерел отримання до виснажених газових по-

кладів із попереднім очищенням від твердих частинок.

Серед неуглеводневих газів найбільш доступним є азот [7-12]. Його можна отримати безпосередньо з повітря, що містить 78,12 % об. азоту, 20,95 % об. кисню і 15 % об. діоксиду вуглецю. Крім того, у повітрі є від 0,5 до 2,0 % об. парів води. З атмосферного повітря азот можна отримати трьома способами: мембранним, адсорбційним та криогенним за допомогою установок, які випускаються промисловістю. Використання азоту не призводить до корозії газопроводів та свердловинного обладнання і не потребує застосування ні антикорозійного захисту, ні будь-яких корозійностійких сталей та сплавів. У нафтогазовій промисловості азот і установки для отримання його з повітря використовують для систем підтримування пластового тиску у покладах вуглеводнів; під час буріння; ремонту та освоєння свердловин і оброблення привибійних зон пласта; для очищення трубопроводів від забруднень (рідини, твердої фази) і для захисту від пожеж і пожежогасіння.

Методика дослідження та вхідні дані

В ІФНТУНГ з використанням ліцензованої комп'ютерної програми Computer Modelling Group (CMG) виконано дослідження впливу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад на ефективність вилучення залишкового природного газу.

За результатами досліджень визначали коефіцієнт газовилучення на момент прориву азоту у видобувні свердловини і за об'ємного вмісту азоту у свердловинній продукції 5 %.

У дослідженнях вивчали вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом тиску початку нагнітання азоту в пласт і тривалості періоду його нагнітання, системи розміщення на площі покладу округлої форми видобувних свердловин (радіусу батареї видобувних свердловин), ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту, циклічності нагнітання азоту в пласт, технологічних режимів експлуатації видобувних і нагнітальних свердловин і площового нагнітання азоту у поклад.

Дослідження проводили для гіпотетичного (модельного) газового покладу округлої форми з такими параметрами: радіус контуру газонасності становив 3000 м; товщина пласта – 12 м; коефіцієнт відкритої пористості – 14 %; коефіцієнт початкової газонасності – 78 %; коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,2 мкм²; середня глибина залягання продуктивного пласта – 3200 м; початковий пластовий

тиск – 33 МПа; пластова температура – 340 К; відносна густина газу – 0,553; запаси газу – 11,695 млрд м³. Мінімальний пластовий тиск, що відповідав припиненню розробки покладу на природному режимі виснаження, приймали рівним 0,1 від початкового тиску.

Газовий поклад розробляли 12 видобувними свердловинами, розміщеними у вигляді колової батареї радіусом 1500 м. Свердловини експлуатували на режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа.

Після зниження пластового тиску на певну величину від початкового значення здійснювали нагнітання у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин, розміщених на початковому контурі газонасності у вигляді колової батареї з радіусом 3000 м.

Результати дослідження

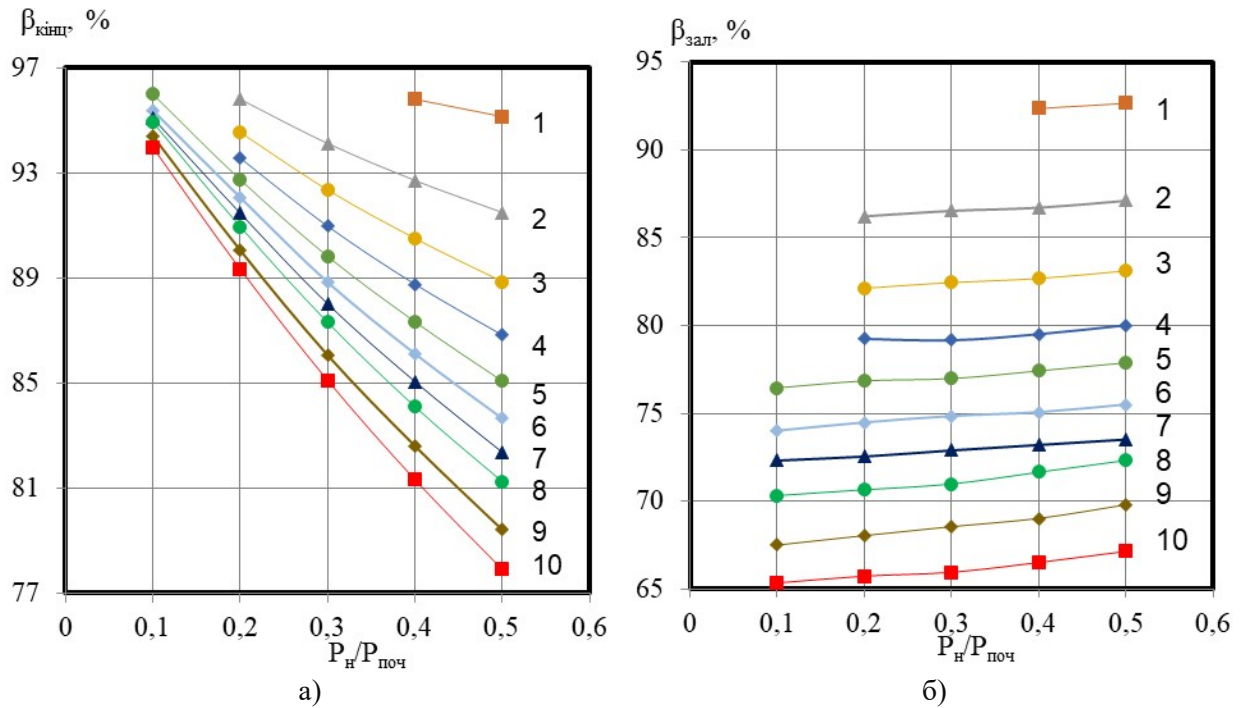
Вплив тиску початку нагнітання азоту в пласт і тривалості періоду його нагнітання

Дослідження виконано для різних значень тиску початку нагнітання азоту у поклад (0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 від початкового тиску $P_{\text{поч}}$) і тривалості періоду його нагнітання (6; 9; 12; 15; 18; 21; 24; 30; 36 місяців).

На рисунку 1 наведено залежності загального коефіцієнта газовилучення і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від відносного значення тиску початку нагнітання азоту у поклад.

Згідно з результатами розрахунків загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення зменшується із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання. Такий характер залежності $\beta_{\text{кінц}}=f(P_{\text{н}}/P_{\text{поч}})$ пояснюється тим, що за однакового значення залишкової газонасиченості пористого середовища природним газом кількість його в одиниці порового об'єму буде тим більшою, чим більший тиск початку нагнітання азоту в поклад, а із збільшенням тривалості нагнітання азот швидше проривається до видобувних свердловин.

Водночас коефіцієнт газовилучення за залишковим газом $\beta_{\text{зал}}$ дещо зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту в пласт та із зменшенням тривалості його нагнітання. Наведений характер залежності $\beta_{\text{зал}}=f(P_{\text{н}}/P_{\text{поч}})$ пов'язаний з тим, що пластовий тиск під час нагнітання азоту у поклад залишається постійним, а після припинення нагнітання азоту у поклад – зменшується. Темп зниження пластового тиску зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у поклад внаслідок більших



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

Рисунок 1 – Залежності загального коефіцієнта газовилучення (а) і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (б) від відносного значення тиску початку нагнітання азоту у поклад за різних значень тривалості періоду його нагнітання

дебітів газу. Тому зростає кількість видобутого залишкового газу.

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, становлять відповідно $0,31 P_{поч}$ і 12,9 місяців. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для наведених оптимальних значень досліджуваних параметрів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом дорівнює 77,49 %, а загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення – 90,27 %.

Загалом, тиск початку нагнітання азоту у поклад і тривалість періоду його нагнітання слід вибирати за результатами технологічних і техніко-економічних розрахунків. За високого тиску початку нагнітання азоту у поклад є більшими дебїти видобувних свердловин по газу, скорочується період дорозробки покладу, але досягається менший коефіцієнт газовилучення. За низьких тисків початку нагнітання азоту у поклад досягається більший коефіцієнт газовилучення, але значно зростає тривалість дорозробки покладу внаслідок низьких дебітів видобувних свердловин.

Вплив розміщення видобувних свердловин на виснаженому газовому покладі за периферійного нагнітання азоту у пласт

Дослідження проводили для умов розгляданого прикладу за різного радіусу батареї видобувних свердловин (1000; 1250; 1500; 1750; 2000; 2250; 2500 м) і тиску початку нагнітання азоту у пласт $0,1 P_{поч}$. За результатами досліджень визначали загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення $\beta_{кінц}$ і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом $\beta_{зал}$ на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %. Результати досліджень зображено на рисунку 2. На рисунку 2а також нанесена крива 2, яка характеризує загальний коефіцієнт газовилучення на момент зниження пластового тиску до $0,1 P_{поч}$ за відсутності подальшого нагнітання азоту у пласт.

Згідно з результатами досліджень загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення $\beta_{кінц}$ спочатку зростає із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин, досягаючи максимального значення, а надалі зменшується (рисунку 2а, крива 1). За великого радіусу батареї видобувних свердловин зменшується відстань між видобувними і нагнітальними свердловинами, що призводить до швидкого прориву азоту у видобувні свердловини і зменшення загального коефіцієнта газовилучення. У міру

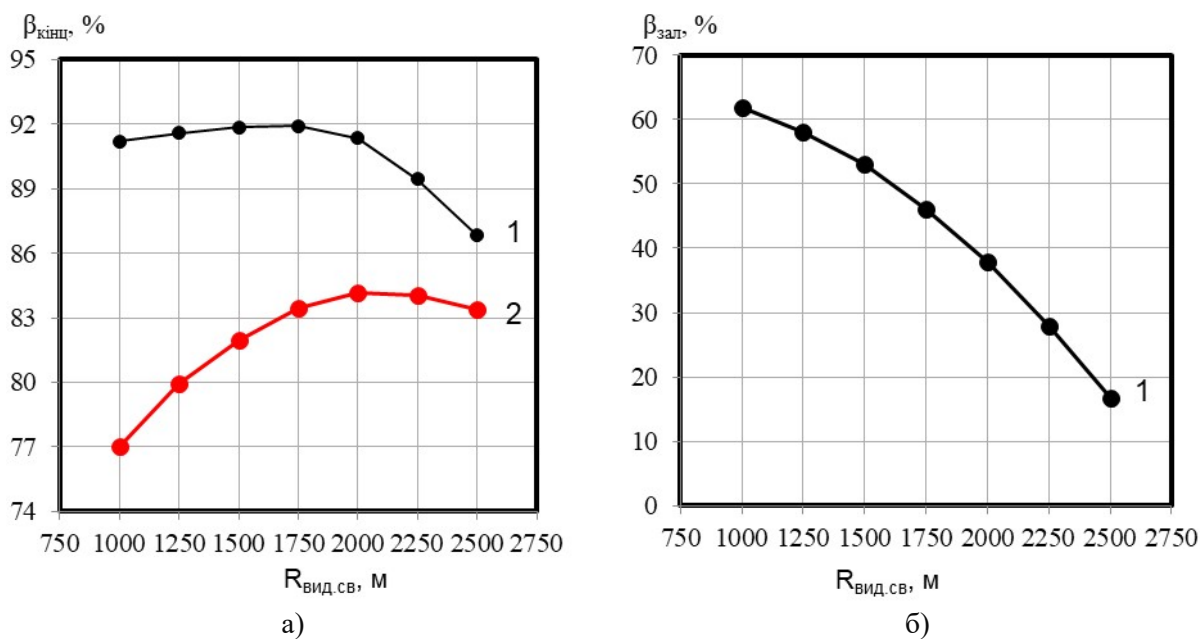


Рисунок 2 – Залежності від радіусу батареї видобувних свердловин кінцевого коефіцієнта газовилучення на момент зниження пластового тиску до $0,1 P_{\text{поч}}$ для випадку подальшого нагнітання азоту у поклад (а, крива 1) і за відсутності його нагнітання (а, крива 2) і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (б)

зменшення радіусу батареї видобувних свердловин зростає відстань між видобувними і нагнітальними свердловинами. Тому азот проривається у видобувні свердловини пізніше, що призводить до зростання загального (кінцевого) коефіцієнта газовилучення.

Деяке зменшення загального (кінцевого) коефіцієнта газовилучення за малих значень радіусу батареї видобувних свердловин пояснюється нерівномірним розподілом поточного пластового тиску за площею газоносності.

Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом неперервно зменшується із збільшенням радіусу батареї видобувних свердловин, що пов'язано із швидшим проривом азоту у видобувні свердловини у міру зростання радіусу батареї їхнього розміщення. Тому для видобутку залишкового газу бажано розміщувати видобувні свердловини у центральній (склепінній) частині покладу на якомога більшій відстані від нагнітальних свердловин.

За максимального значення (загального) кінцевого коефіцієнта газовилучення (91,94 %), яке відповідає 1760 м, відношення радіусу батареї видобувних свердловин до радіусу зовнішнього контура газоносності становить близько 0,59, а відношення площ газоносності у межах радіусів батареї видобувних свердловин і зовнішнього контура газоносності – близько 0,34. На ці співвідношення величин слід орієнтуватися під час проектування нагнітання азоту у виснажений газовий поклад. За максимально-

го значення загального коефіцієнта газовилучення коефіцієнт газовилучення за залишком газом дорівнює 46,08 %.

У разі розробки газового покладу на виснаження залежність $\beta_{\text{кінц}}=f(R_{\text{вид}})$ на момент зниження пластового тиску до $0,1 P_{\text{поч}}$ має вигляд, зображений на рисунку 2а (крива 2). Максимальне значення загального (кінцевого) коефіцієнта газовилучення досягається за радіусу батареї видобувних свердловин 2000 м і дорівнює 84,4 % порівняно з 91,94 %, коли після зниження пластового тиску до $0,1 P_{\text{поч}}$ здійснюється нагнітання азоту у виснажений газовий поклад. Отже, нагнітання азоту у виснажений газовий поклад дозволяє додатково вилучити 7,8 % початкових запасів газу. Максимальному значенню загального коефіцієнта газовилучення в умовах розробки покладу на виснаження відповідає відношення радіусу батареї видобувних свердловин і початкового контуру газоносності – 0,67 і відношення площ всередині батареї видобувних свердловин і загальної площі газоносності – 0,44.

Дослідження проводили для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (1:1; 1,25:1; 1,5:1; 1,75:1; 2:1) після зниження пластового тиску до $0,1 P_{\text{поч}}$. Відповідні залежності для загального коефіцієнта газовилучення і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту зображено на рисунку 3. Для по-

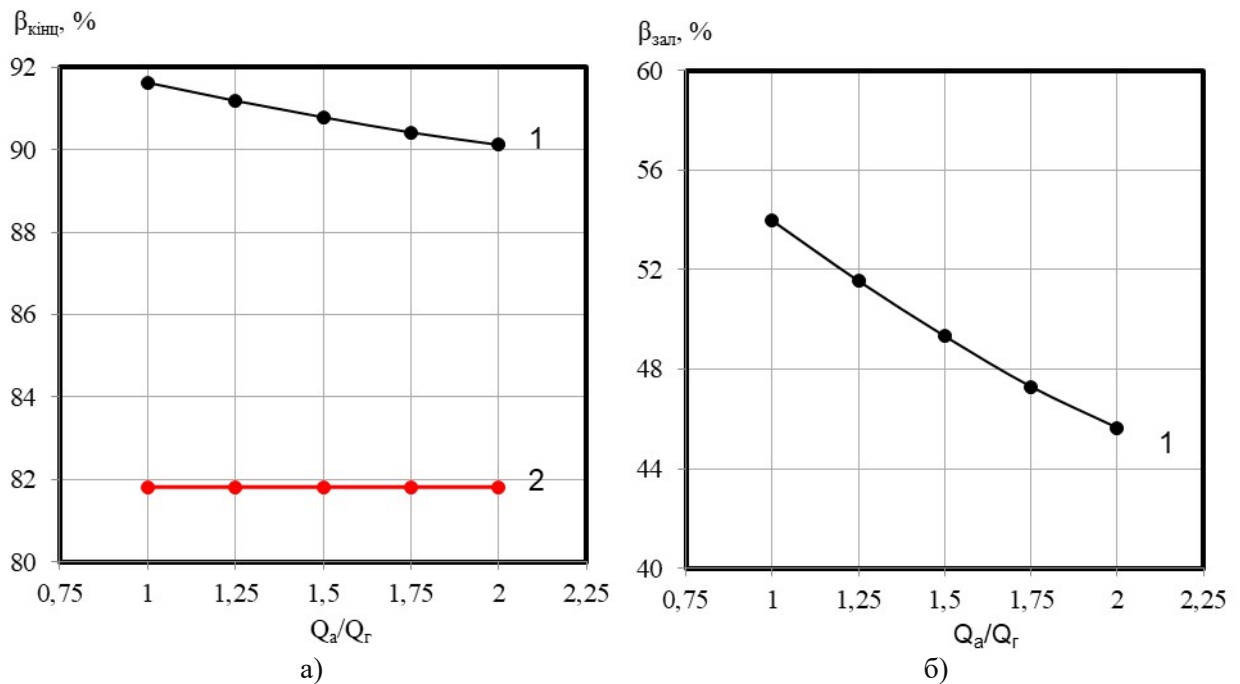


Рисунок 3 – Залежності загального коефіцієнта газовилучення (а) і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (б) від ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту

рівняння на рисунку 3а також нанесена залежність для загального коефіцієнта газовилучення за відсутності подальшого нагнітання азоту (крива 2).

Вплив темпу нагнітання азоту у поклад (ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту)

Згідно з результатами дослідження загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення $\beta_{кінц}$ і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом $\beta_{зал}$ зменшується із збільшенням ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту Q_a/Q_r , що пояснюється зростанням пластового тиску у міру збільшення відношення Q_a/Q_r і, відповідно, защемленням азотом більшої кількості природного газу за однакового значення залишкової газонасиченості. Максимальне значення коефіцієнта газовилучення $\beta_{кінц}$ досягається у разі повної компенсації видобутку газу нагнітанням азоту ($Q_a/Q_r=1$). Тому дорозробку виснаженого газового покладу нагнітанням азоту рекомендується проводити з підтриманням на постійному рівні досягнутого пластового тиску, мінімальну величину якого вибирають за результатами технологічних і техніко-економічних розрахунків.

Для розглянутих значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту Q_a/Q_r від 1 до 2 абсолютна різниця між крайніми значеннями загального коефіцієнта газовилучення становить 1,51 %, а для коефіці-

єнта газовилучення за залишковим газом – 8,32 % за об’ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 %. Варто зауважити, що збільшення темпу нагнітання азоту у пласт сприятиме зростанню пластового тиску і, відповідно, дещо зростатимуть дебїти свердловин і гирловий тиск.

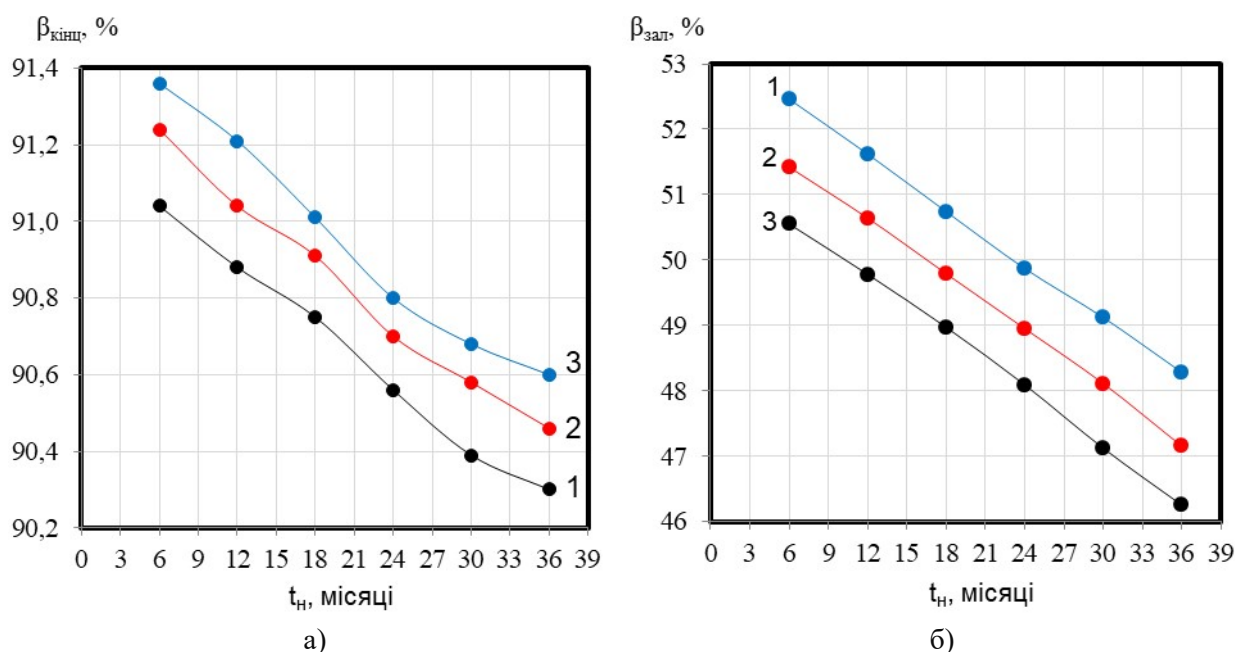
Вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад

У дослідженнях вивчали комплексний вплив на загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення $\beta_{кінц}$ і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом $\beta_{зал}$ тривалості періоду неперервного нагнітання азоту у поклад (6; 9; 12; 15; 18; 21; 24; 30; 36 місяців), ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту (1:1; 1,25:1; 1,5:1; 1,75:1; 2:1) і циклічного нагнітання азоту у поклад з різною тривалістю періодів роботи і зупинки нагнітальних свердловин.

Тиск на початок нагнітання азоту у поклад становив $0,1 P_{поч}$, допустимий об’ємний вміст азоту у видобувному газі на момент припинення дорозробки покладу – 5 %.

Деякі узагальнені результати досліджень зображено на рисунку 4.

Згідно з розрахунковими даними під час неперервного нагнітання азоту у поклад загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зменшується із збільшенням тривалості періоду нагнітання азоту і ступеня компенсації поточ-



Ступінь компенсації: 1 – 1:1; 2 – 1,5:1; 3 – 2:1

Рисунок 4 – Залежності загального (кінцевого) коефіцієнта газовилучення (а) і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (б) від тривалості циклу неперервного нагнітання азоту у поклад для різних значень ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту

ного видобутку газу нагнітанням азоту, що пов'язано із зменшенням фактичного часу експлуатації свердловин і защемленням частини природного газу азотом за більшого тиску.

За неперервного нагнітання азоту у поклад необхідно для кожного конкретного покладу і розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності вибирати таку тривалість періоду нагнітання азоту, щоб на момент досягнення об'ємного вмісту азоту видобувній продукції 5 % пластовий тиск майже вирівнювався по всій площі покладу.

За неперервного нагнітання азоту ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту повинен становити 1:1. За циклічного нагнітання азоту у поклад потрібно підтримувати більші значення ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту, щоб на момент відновлення нагнітання азоту пластовий тиск знизився до $0,1 P_{поч}$.

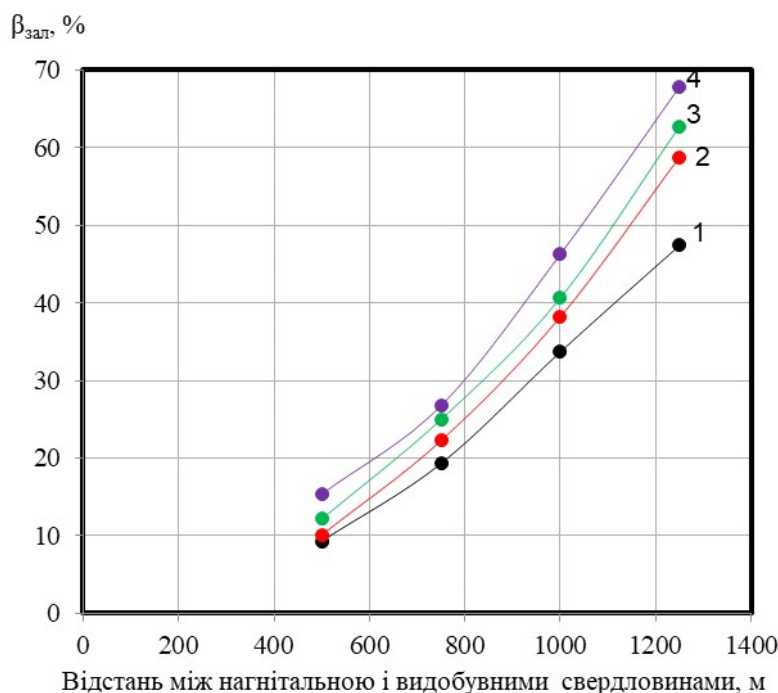
Згідно з результатами проведених досліджень за циклічного нагнітання азоту у поклад максимальні значення загального (кінцевого) коефіцієнта газовилучення і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом досягаються за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1,25:1 і тривалості періодів роботи і зупинки нагнітальних свердловин 6 місяців.

Для умов розглянутого прикладу за неперервного та циклічного нагнітання азоту у ви-

снажений газовий поклад після зниження пластового тиску до $0,1 P_{поч}$ загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувній продукції 5 % дорівнює відповідно 91,63 і 88,21 %, коефіцієнт газовилучення за залишковим газом – 53,97 і 30,92 %, тривалість періоду дорозробки покладу з нагнітанням азоту – 143 і 89 місяців. Загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення покладу на момент зниження пластового тиску до $0,1 P_{поч}$ за відсутності подальшого нагнітання азоту у пласт становить 81,82 %. Результати досліджень свідчать про ефективність застосування азоту для вилучення залишкового газу із виснаженого газового покладу. За неперервного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад вилучається 1,75 разів більше залишкового газу порівняно із циклічним нагнітанням азоту, проте у 1,6 разів зростає тривалість періоду дорозробки покладу.

Вплив площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад

У дослідженнях вивчали вплив на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом площового розміщення на виснаженому газовому покладі видобувних і нагнітальних свердловин за 4-ї точковою, 5-ї точковою, 7-ї точковою і 9-ї точковою системами із нагнітальною свердловиною в центрі за різних відстаней від нагнітальної до видобувних свердловин (500; 750;



Системи розміщення свердловин: 1 – чотириточкова; 2 – п'ятиточкова; 3 – семиточкова; 4 – дев'ятиточкова

Рисунок 5 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем площового розміщення свердловин на покладі

1000; 1250 м). Узагальнені результати досліджень зображено на рисунку 5.

Згідно з результатами досліджень 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 видобувної продукції 5 % може змінюватися від 9,33 (для чотириточкової системи розміщення свердловин та відстані від нагнітальної до видобувних свердловин 500 м) 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 газонасності видобувних і нагнітальних свердловин.

Згідно з результатами проведених досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом буде тим більшим, чим більша відстань від нагнітальної до видобувних свердловин і більша щільність сітки свердловин в елементі системи.

Реальні виснажені газові поклади майже повністю розбурені. Буріння на них нових свердловин можливе тільки у окремих випадках

замість вибухів з експлуатації чи для прискорення дорозробки окремих слабкодренованих ділянок пласта. Тому на виснажених газових покладах найбільше застосування може знайти площове нагнітання азоту у пласт. Реалізацію його доцільно здійснювати поетапно на окремих ділянках, якщо не має можливості одночасно запомповувати у пласт значні об'єми азоту. 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 і т.д.

Висновки

З використанням ліцензованої програми ComputerModellingGroup (CMG) досліджено ефективність дорозробки виснаженого газового покладу нагнітанням у пласт азоту. Оцінено вплив на загальний (кінцевий) коефіцієнт газовилучення і коефіцієнт газовилучення за залишковим газом тиску початку нагнітання азоту у виснажений газовий поклад і тривалості періоду його нагнітання; розміщення колової батареї видобувних свердловин на округлому покладі із периферійним розміщенням нагнітальних свердловин; темпу і циклічності нагнітання

азоту в поклад; площового нагнітання азоту. Обґрунтовано оптимальні значення визначальних чинників нагнітання азоту у поклад. Результати досліджень свідчать про значну технологічну ефективність дорозробки виснажених газових покладів нагнітанням у пласт азоту. Залежно від системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності і технологічних параметрів процесу нагнітання азоту у поклад коефіцієнт газовилучення за залишковим газом в середньому змінюється в межах 53,97 – 61,82 %.

Література

1. Turta A.T., Sim S.S.K., Singhal A.K., Hawkins B.F. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement. *Alberta Research Council*. Paper 2007-124.

2. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. *Alberta Research Council*. Paper 2009-023.

3. 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.

4. 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 59th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society)*, June 17-19, 2008, in Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49-P.

5. 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.

6. Ахметов Р.Б. Автономное энергосбережение нефтяных месторождений с попутным производством CO₂ с целью повышения нефтеотдачи и улучшения экологии. *Нефтяное хозяйство*. 1998. № 9. С. 46-48.

7. 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.

8. 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.

9. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. 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.

10. 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.

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

12. 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.

References

1. Turta A.T., Sim S.S.K., Singhal A.K., Hawkins B.F. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement. *Alberta Research Council*. Paper 2007-124.

2. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. *Alberta Research Council*. Paper 2009-023.

3. 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.

4. 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 59th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society)*, June 17-19, 2008, in Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49-P.

5. 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.

6. Ahmetov R.B. Avtonomnoe energosberezhenie neftyanyh mestorozhdeniy s poputnym proizvodstvom SO₂ s tseyu povysheniya nefteotdachi i uluchsheniya ekologii. *Neftyanoe hozyaystvo*. 1998. No 9. P. 46-48. [in Russian]

7. 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. [in Ukrainian]

8. 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. [in Ukrainian]

9. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Doslidzhennia protsesu vytisnennia zalyshkovoho pryrodnoho hazu azotom iz vysnazheno hohazovoho rodovyshcha za riznoi tryvalosti periodu nahnitannia azotu v plast. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2016. No 1(58). P. 60-67. [in Ukrainian]

10. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Vplyv system ploshchovoho rozmishchennia vydobuvnykh i nahnitanykh sverdlovykh 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]

11. 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]

12. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Otsinka tekhnolohichnoi efektyvnosti roboty i zupynky vydobuvnykh sverdlovykh pid chas nahnitannia azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2018. No 3(68). P. 7-11. [in Ukrainian]