

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ ІЗ ВИСНАЖЕНОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ЗА РІЗНОЇ ТРИВАЛОСТІ ПЕРІОДУ НАГНІТАННЯ АЗОТУ В ПЛАСТ

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

Охарактеризовано можливі напрямки підвищення газовилучення з виснажених газових родовищ. Узагальнено результати попередніх досліджень з фізичного і математичного моделювання процесу витіснення природного газу діоксидом вуглецю, димовими газами і азотом з виснаженого газового родовища. З використанням комп'ютерної програми CMG виконано математичне моделювання процесу витіснення залишкового природного газу азотом із елемента виснаженого газового родовища у вигляді квадрата із чотирма видобувними свердловинами по його кутах після зниження пластового тиску на 90 % від початкового значення. Азот запомповували в нагнітальну свердловину у центрі квадрата різний період часу (від 1 до 36 місяців). За результатами досліджень встановлено закономірності зміни в часі і залежно від тривалості періоду нагнітання азоту в родовище пластового тиску, дебіту газу, дебіту азоту, вмісту азоту у свердловинній продукції і коефіцієнта газовилучення. У всіх варіантах нагнітання азоту в пласт призводить до збільшення коефіцієнта газовилучення. Шляхом статистичного оброблення розрахункових даних методом найменших квадратів отримано критичне значення тривалості періоду нагнітання азоту в пласт, вище якого коефіцієнт газовилучення мало змінюється. Результати досліджень свідчать про можливість вибору такої тривалості періоду нагнітання азоту в пласт, за якої за високих значень кінцевого коефіцієнта газовилучення прориву азоту у видобувні свердловини не відбудеться або вміст його у свердловинній продукції буде нижчим допустимої норми для використання її як палива у промисловості і побуті.

Ключові слова: родовище, свердловина, газ, азот, видобування, нагнітання, тиск, дебіт, газовилучення.

Охарактеризованы возможные направления увеличения газоотдачи истощенных газовых месторождений. Обобщены результаты предыдущих исследований физического и математического моделирования вытеснения природного газа диоксидом углерода, дымовыми газами и азотом с истощенного газового месторождения. С использованием компьютерной программы CMG выполнено математическое моделирование процесса вытеснения остаточного природного газа азотом с элемента истощенного газового месторождения в виде квадрата с четырьмя добывающими скважинами в углах квадрата после снижения пластового давления на 90% от начального значения. Азот закачивали в нагнетательную скважину в центре квадрата в течение различного времени (от 1 до 36 месяцев). По результатам исследований восстановлены закономерности изменения во времени и в зависимости от продолжительности периода нагнетания азота в месторождение пластового давления, дебита газа, дебита азота, содержания азота в скважинной продукции и коэффициента газоотдачи. Во всех вариантах нагнетания азота в пласт приводит к увеличению коэффициента газоотдачи. Путем статистической обработки расчетных данных методом наименьших квадратов получено критическое значение продолжительности периода нагнетания азота в пласт, выше которого коэффициент газоотдачи мало изменяется. Результаты исследований свидетельствуют о возможности выбора такой продолжительности периода нагнетания азота в пласт, при которой при высоких значениях конечного коэффициента газоотдачи прорыва азота в добывающие скважины не будет или содержание его в скважинной продукции будет ниже допустимой нормы для использования ее в качестве топлива в промышленности и быту.

Ключевые слова: месторождение, скважина, газ, азот, добыча, нагнетание, давление, дебит, газоотдача.

The article analyzes possible ways for gas recovery enhancement from depleted gas fields. The results of previous studies of physical and mathematical modeling of the natural gas displacement by carbon dioxide, nitrogen, and flue gases from depleted gas field were summarized. Using CMG software, there was performed a mathematical modeling of the process of residual natural gas displacement by nitrogen from the depleted gas field in the form of a square element with four production wells on its corners after the reservoir pressure declined by 90% of the initial value. Nitrogen was injected into the injection well, which is situated in the square center, for a different period of time (from 1 to 36 months). According to the research results, there were established patterns of change over time and depending on the length of the period of nitrogen injection into the field, reservoir pressure, gas flow rate, nitrogen flow rate, nitrogen content in the downhole products, and gas recovery factor. In all instances, nitrogen injection into the reservoir leads to the gas recovery factor increase. Using statistical calculation of the results with the help of the least squares method, there was obtained the critical value of nitrogen injection duration into the reservoir, above which the gas recovery factor changes a little. The results of the studies indicate the possibility of choice of such period duration of nitrogen injection into the reservoir, at which, at high gas recovery factors, nitrogen breakthrough in production wells will not happen or its content in downhole products will be lower than the allowed value for industry and everyday life.

Key words: field, well, gas, nitrogen, production, injection, pressure, flow rate, gas recovery

Постановка проблеми дослідження

Сучасний стан нафтогазової галузі України характеризується дефіцитом газу власного виробництва і значним виснаженням основних запасів вуглеводнів газових і газоконденсатних родовищ. В цих умовах актуальною є проблема збільшення ступеня вилучення вуглеводнів з родовищ, які розробляються.

За промисловими даними по закінчених розробкою газових родовищах США, Російської Федерації, України та інших країн кінцевий коефіцієнт газовилучення в умовах газового режиму змінюється від 70 до 99 % і в середньому становить 85-90 % [1-4]. Тобто в родовищах залишається 10-15 % газу від початкових запасів. До можливих напрямків підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення газових родовищ з газовим режимом розробки відносяться: забезпечення рівномірного зниження пластового тиску за площею і продуктивним розрізом у процесі розробки родовища і однакових (близьких) значень кінцевого пластового тиску в різних ділянках родовища; мінімізація значень кінцевого пластового тиску; витіснення залишкового газу неуглеводневими газами і рідинами та їх сумішами [1-5]. У статті розглядається питання витіснення природного вуглеводневого газу з виснажених газових родовищ неуглеводневими газами.

У роботах [6-11] наведено результати лабораторних досліджень з витіснення природного газу (метану) діоксидом вуглецю, азотом і димовими газами з горизонтальних моделей однорідного пласта і двопластових моделей з різним розміщенням низькопроникного прошарка (верхнім або нижнім) за наявності непроникної перетинки між пластами або їх взаємодії безпосередньо чи через дротяну сітку між пластами. Результати лабораторних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих газів для вилучення залишкового газу з виснажених газових родовищ. Найбільший коефіцієнт газовилучення отримано в експериментах з витіснення метану з моделей пласта діоксидом вуглецю, який у пластових умовах має більшу густину і в'язкість, ніж метан і характеризується високою розчинністю у пластовій воді. В окремих дослідках коефіцієнт газовилучення при витісненні метану діоксидом вуглецю досягав значень 81-97,4 %. При застосуванні димових газів і азоту для витіснення з моделей пласта метану отримано дещо менші значення коефіцієнта газовилучення.

Результати лабораторних досліджень свідчать, що коефіцієнт витіснення метану різними неуглеводневими газами залежить від типу витіснювального агента, ступеня неоднорідності колектора, характеру взаємодії і взаємного розміщення різнопроникних прошарків. Молекулярна дифузія між двома прошарками, що гідродинамічно взаємодіють між собою, частково зменшує негативний вплив неоднорідності на коефіцієнт газовилучення.

У роботах [12-15] наведено результати математичного моделювання процесу витіснення

природного газу з виснажених родовищ діоксидом вуглецю. Згідно з результатами теоретичних досліджень нагнітання діоксиду вуглецю при меншому пластовому тиску забезпечує більший коефіцієнт газовилучення порівняно з нагнітанням його з самого початку розробки родовища.

У розглянутих дослідженнях не оцінено вплив тривалості періоду нагнітання неуглеводневого газу в пласт на коефіцієнт газовилучення, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

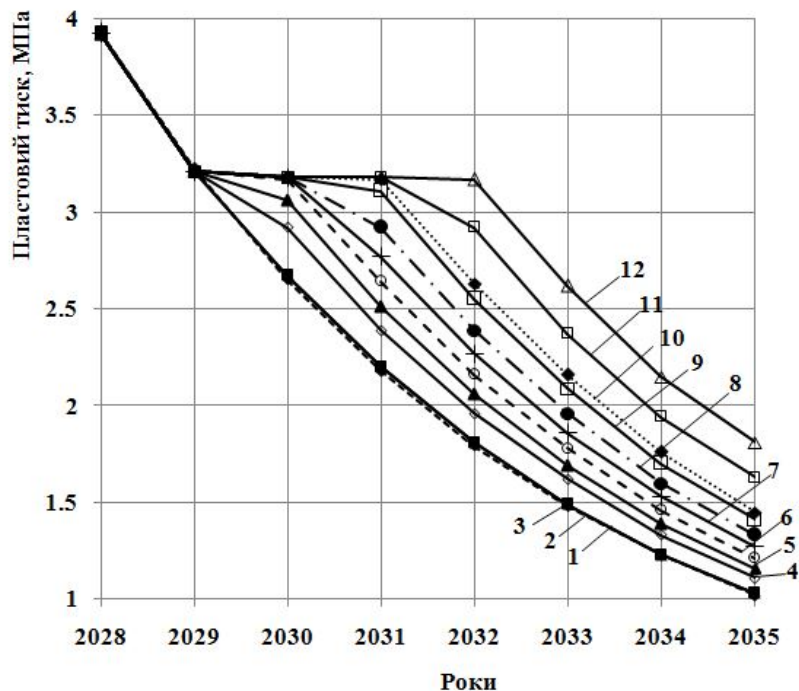
Методика досліджень і вихідні дані

Для оцінки впливу тривалості періоду нагнітання неуглеводневого газу у виснажене газове родовище на коефіцієнт газовилучення виконано математичне моделювання процесу витіснення залишкового вуглеводневого газу неуглеводневим газом. В ролі неуглеводневого газу вибрано азот, який можна отримати з повітря в будь-якому нафтогазовидобувному районі за допомогою промислово освоєних установок. Використання діоксиду вуглецю є проблематичним, оскільки хімічні та інші виробництва, побічним продуктом яких є діоксид вуглецю, переважно знаходяться на значній відстані від родовищ нафти і газу і транспортування діоксиду вуглецю вимагатиме значних фінансових витрат.

Математичні дослідження виконано для елемента родовища (надалі по тексту «родовища») у вигляді квадрата з такими параметрами: довжина сторони квадрата – 1500 м, площа родовища – $2,25 \cdot 10^6$ м², товщина пласта – 10 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт проникності пласта – 0,2 мкм², глибина залягання продуктивного пласта (глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу – 0,553, коефіцієнт стисливості газу за початкового пластового тиску і пластової температури – 0,934, початкові запаси газу, підраховані програмою CMG (Computer Modelling Group), – 800,044 млн.м³.

Родовище розробляють на виснаження чотирма свердловинами, розміщеними в кутах квадрата. Свердловини уводять в експлуатацію 16.07.2015 р. і експлуатують на режимі постійної депресії тиску на пласт 0,26 МПа. Початковий дебіт однієї видобувної свердловини по газу становить 55 тис.м³/д. Після зниження пластового тиску на 90 % від початкового значення починають запомповування азоту в нагнітальну свердловину, розміщену в центрі квадрата на відстані 1061 м від видобувних свердловин. При цьому продовжують експлуатацію видобувних свердловин. Наведене значення поточного пластового тиску (0,1 від початкового тиску) часто приймають в дослідженнях як економічну межу рентабельної розробки родовища.

Добову витрату азоту, який запомповують у нагнітальну свердловину, вибирають залежно від сумарного поточного дебіту всіх видобув-



1 – виснаження; 2 – 1 місяць; 3 – 3 місяці; 4 – 6 місяців; 5 – 9 місяців; 6 – 12 місяців; 7 – 15 місяців; 8 – 18 місяців; 9 – 21 місяців; 10 – 24 місяців; 11 – 30 місяців; 12 – 36 місяців
Рисунок 1 – Динаміка пластового тиску для різної тривалості періоду нагнітання азоту в родовище

них свердловин, виходячи з умови рівності їх значень у пластових умовах і забезпечення постійності пластового тиску впродовж періоду запомповування азоту в пласт. Після заданого періоду часу нагнітання азоту в пласт припиняють і продовжують подальшу експлуатацію видобувних свердловин.

Дослідження виконано для різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт: 1, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 30, 36 місяців.

Розрахунки процесу розробки родовища з нагнітанням у пласт азоту проводили з використанням ліцензованої комп'ютерної програми CMG.

Результати досліджень

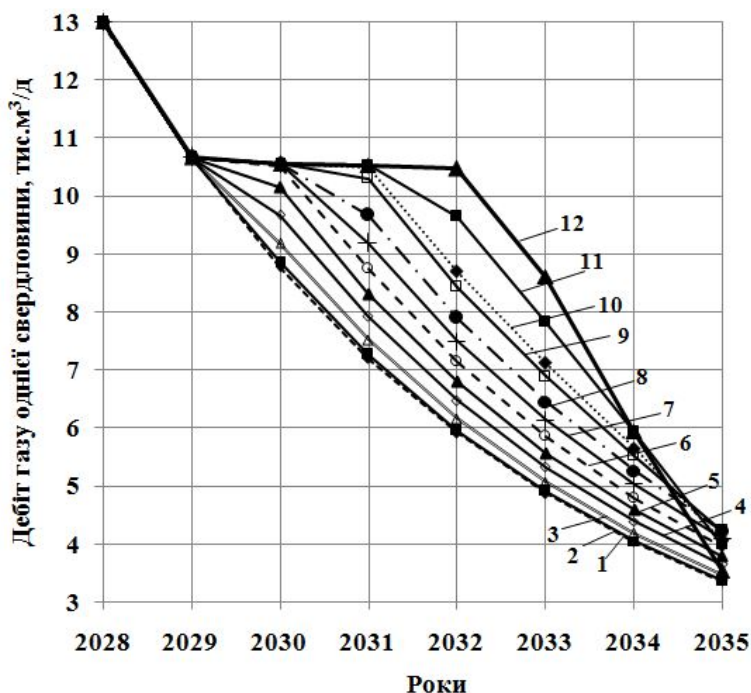
Розробка родовища розпочата 16.07.2015 р. чотирма видобувними свердловинами. 16.06.2029 р. після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення і видобутку 88,78 % газу від початкових запасів почали запомповування азоту в центральну нагнітальну свердловину з різною тривалістю. У дослідженнях визначали зміну в часі і залежно від тривалості періоду нагнітання азоту технологічних показників дорозробки родовища і характеристики процесу нагнітання азоту в родовище. У роботі для наглядності наведено графічні залежності тільки для завершальної стадії розробки родовища, коли розпочато нагнітання азоту в пласт.

На рисунку 1 зображено залежності зміни в часі пластового тиску в родовищі для різних значень тривалості періоду нагнітання азоту в пласт. За умови рівності в пластових умовах об'єму азоту, що нагнітають в родовище, і

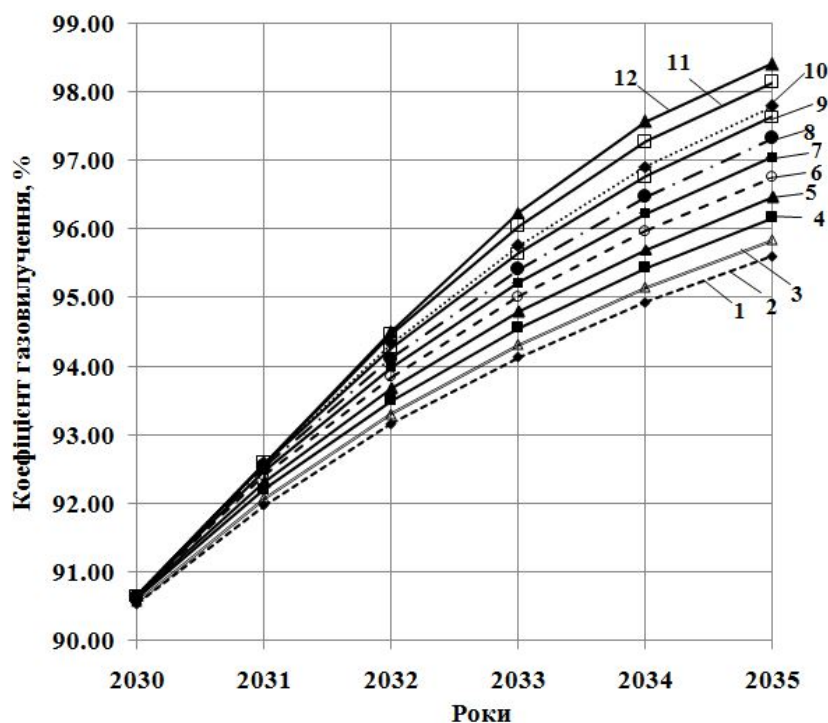
об'єму газу, який відбирають, пластовий тиск в родовищі в процесі нагнітання азоту підтримується постійним. У подальшому пластовий тиск поступово знижується і буде тим більший від тиску в умовах розробки родовища на виснаження, чим більша тривалість періоду нагнітання азоту в пласт. Відповідні залежності для пластового тиску на рисунку 1 майже паралельні і не перетинаються між собою. Підвищення пластового тиску на завершальній стадії розробки родовища, крім збільшення дебіту газу, призведе також до зростання устьового тиску, що покращить умови подачі газу споживачеві і сприятиме продовженню періоду рентабельної розробки родовища.

У процесі нагнітання азоту в пласт зростає дебіт газу, який в подальшому поступово знижується, але залишається вищим, ніж за відсутності нагнітання азоту (рисунку 2). У 2033-2035 рр. у зв'язку з проривом азоту у видобувні свердловини спостерігається різке зниження дебіту газу. На рисунку 2 залежності для дебіту газу за тривалості періодів нагнітання азоту в пласт 30 і 36 місяців перетинають інші залежності. Загалом нагнітання азоту в пласт позитивно впливає на зростання дебіту газу. Так, на 16.07.2032 р. дебіт свердловини по газу за відсутності нагнітання азоту в пласт становить 5,91 тис.м³/д, а за тривалості періоду нагнітання азоту 36 місяців – 10,46 тис.м³/д (збільшення в 1,72 рази).

Згідно з результатами досліджень, коефіцієнт газовилучення зростає із збільшенням тривалості періоду нагнітання азоту в пласт (рисунки 3 і 4). Починаючи з певного «критичного» значення тривалості періоду нагнітання азоту в



1 – виснаження; 2 – 1 місяць; 3 – 3 місяці; 4 – 6 місяців; 5 – 9 місяців; 6 – 12 місяців; 7 – 15 місяців; 8 – 18 місяців; 9 – 21 місяць; 10 – 24 місяці; 11 – 30 місяців; 12 – 36 місяців
 Рисунок 2 – Динаміка дебіту газу для різної тривалості періоду нагнітання азоту в родовище

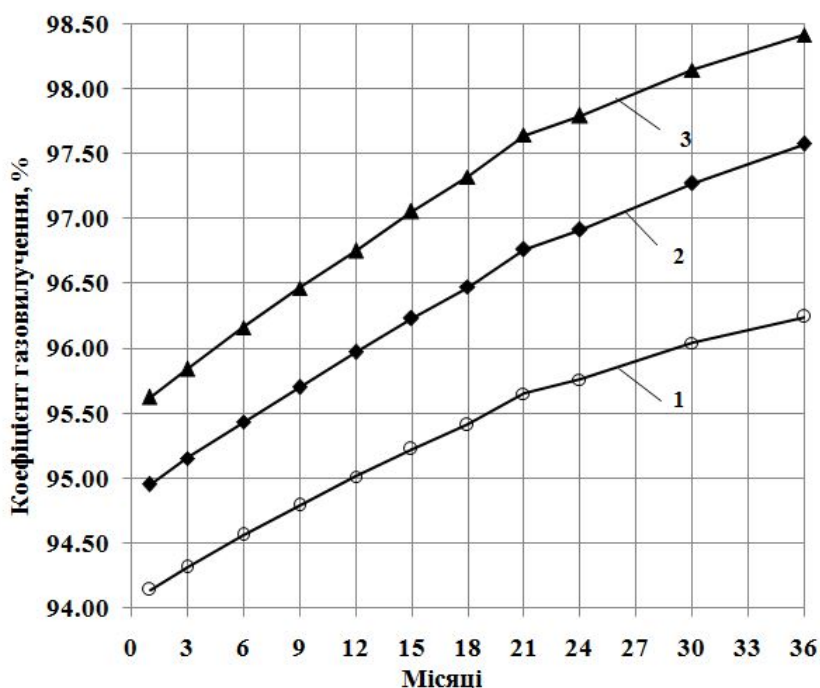


1 – виснаження; 2 – 1 місяць; 3 – 3 місяці; 4 – 6 місяців; 5 – 9 місяців; 6 – 12 місяців; 7 – 15 місяців; 8 – 18 місяців; 9 – 21 місяць; 10 – 24 місяці; 11 – 30 місяців; 12 – 36 місяців
 Рисунок 3 – Динаміка коефіцієнта газовилучення для різної тривалості періоду нагнітання азоту в родовище

пласт, криві на рисунку 4 виплоджуються. За результатами статистичного оброблення розрахункових даних методом найменших квадратів отримано такі значення досліджуваного параметра для «критичної» точки: 2033 рік – 17,05 місяців, 2034 рік – 18,31 місяців, 2035 рік – 18,6 місяців. Таким чином, оптимальна тривалість

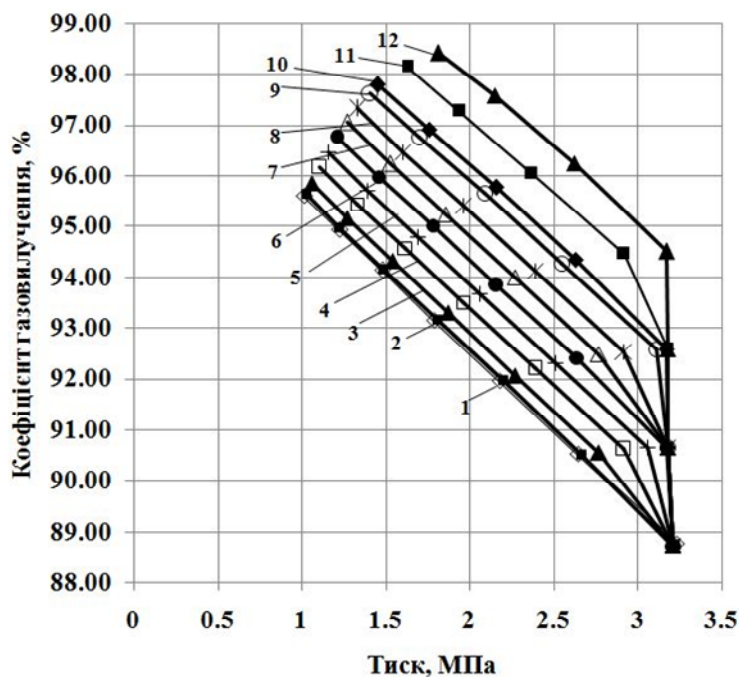
періоду нагнітання азоту в пласт становить близько 18 місяців.

За однакових значень пластового тиску коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим триваліший період нагнітання азоту у родовище (рисунок 5). Так, за значення пластового тиску 1,8 МПа коефіцієнт газовилучення змі-



1 – 2033 рік; 2 – 2034 рік; 3 – 2035 рік

Рисунок 4 – Залежності коефіцієнта газовилучення від тривалості періоду нагнітання азоту в родовище для різних моментів часу (років)



1 – виснаження; 2 – 1 місяць; 3 – 3 місяці; 4 – 6 місяців; 5 – 9 місяців; 6 – 12 місяців; 7 – 15 місяців; 8 – 18 місяців; 9 – 21 місяць; 10 – 24 місяці; 11 – 30 місяців; 12 – 36 місяців

Рисунок 5 – Залежності коефіцієнта газовилучення від пластового тиску для різної тривалості періоду нагнітання азоту в родовище

нуються від 93,16 % за відсутності нагнітання азоту в родовище до 95,72 % за тривалості періоду нагнітання азоту 18 місяців і до 98,41 % за тривалого періоду нагнітання азоту 36 місяців.

Азот, який запомповують у нагнітальну свердловину, рухається до видобувних свердловин. У межах розглядуваного інтервалу часу

до 16.07.2035 р. за тривалості періоду нагнітання азоту 1 місяць прорив його у видобувні свердловини не відбувається (рисунок 6). Для інших значень тривалості періоду нагнітання азоту в пласт t_n прорив його у видобувні свердловини відбувається в такі моменти часу: $t_n=3$ місяці – 5,92 року, $t_n=6$ місяців – 4,75 року, $t_n=9$ місяців – 4,25 року, $t_n=12$ місяців – 4 роки, $t_n=15$

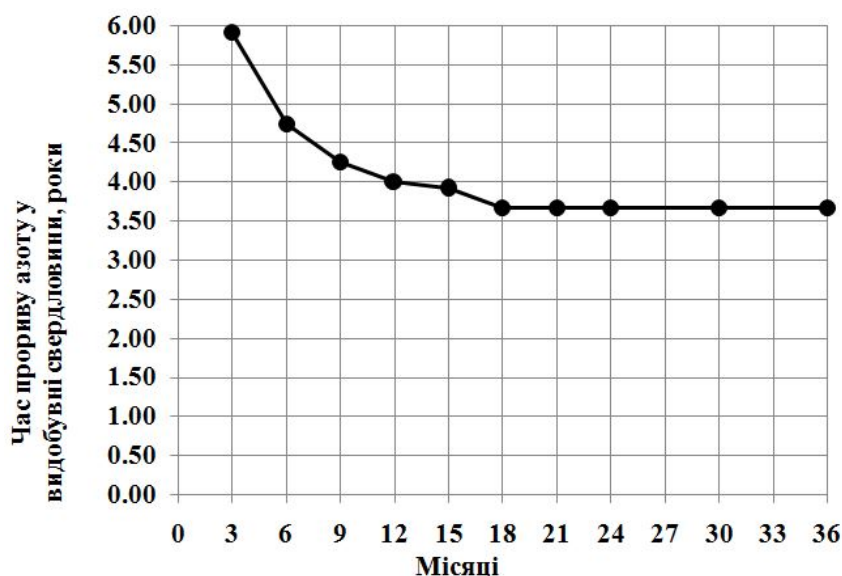
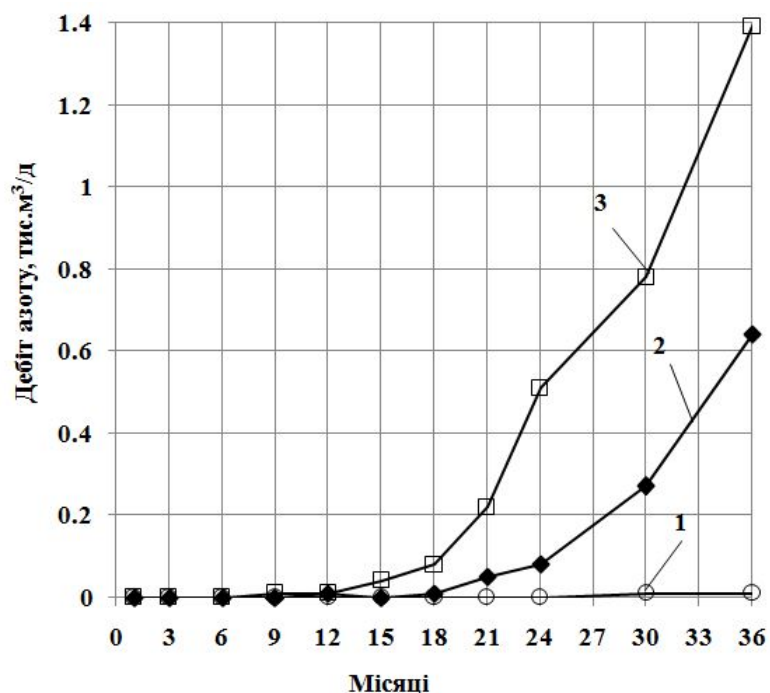


Рисунок 6 – Залежність часу прориву азоту у видобувні свердловини від тривалості періоду нагнітання його в родовище



1 – 2033 рік; 2 – 2034 рік; 3 – 2035 рік

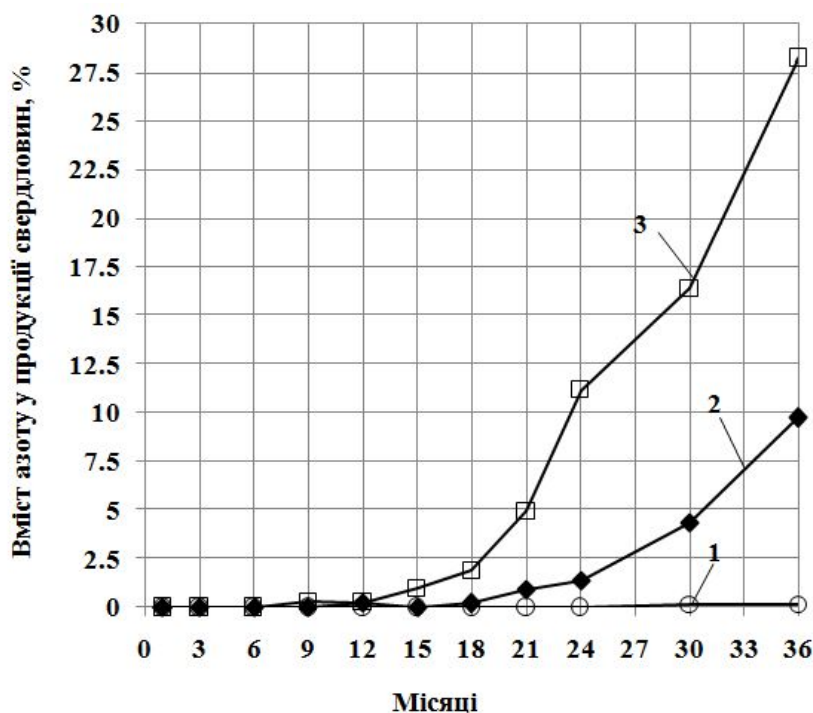
Рисунок 7 – Залежності дебіту азоту із видобувних свердловин від тривалості періоду нагнітання його в родовище для різних моментів часу

місяців – 3,92 року. Починаючи з тривалості періоду нагнітання азоту в пласт 18 місяців прорив його у видобувні свердловини відбувається через 3,67 років.

До 2033 р. дебіт азоту із видобувних свердловин є незначним. Тільки у 2034 і 2035 рр. дебіт азоту зростає, починаючи з тривалості періоду нагнітання його в пласт відповідно 18 і 12 місяців (рисунок 7). На момент припинення розробки родовища (16.07.2035 р.) дебіт азоту за різної тривалості періоду нагнітання його в пласт становить: 12 місяців – 0,01 тис.м³/д., 15 місяців – 0,04 тис.м³/д., 18 місяців – 0,08

тис.м³/д., 21 місяць – 0,22 тис.м³/д., 24 місяці – 0,51 тис.м³/д., 30 місяців – 0,78 тис.м³/д., 36 місяців – 1,39 тис.м³/д.

Вміст азоту у видобувному газі до 2033 р. менший 1 %, а у 2034 і 2035 рр. зростає, починаючи з тривалості періоду нагнітання його в пласт відповідно 18 і 12 місяців (рисунок 8). На 16.07.2035 р. вміст азоту у видобувному газі для різної тривалості періоду нагнітання його в пласт становить: 9 місяців – 0,263 %, 12 місяців – 0,252 %, 15 місяців – 0,969 %, 18 місяців – 1,865 %, 21 місяць – 4,944 %, 24 місяці – 11,16 %, 30 місяців – 16,387 %, 36 місяців – 28,252 %.



1 – 2033 рік; 2 – 2034 рік; 3 – 2035 рік

Рисунок 8 – Залежності вмісту азоту у видобувному газі від тривалості періоду нагнітання його в родовище на різні моменти часу

Таким чином, для критичного значення тривалості періоду нагнітання азоту в пласт 18 місяців вміст азоту у видобувному газі на момент закінчення розробки родовища становить 1,865 %, що цілком допустимо при використанні природного газу як палива в промисловості і побуті.

Висновки

Результати математичного моделювання процесу витіснення із гіпотетичного газового родовища залишкового природного вуглеводневого газу азотом свідчать про технологічну ефективність нагнітання азоту у виснажене газове родовище після зниження пластового тиску до економічно рентабельної межі видобування газу. Підвищується кінцевий коефіцієнт газовилучення. Збільшується дебіт свердловин і поточний видобуток газу з родовища. Зростає тиск на гирлі свердловин, що покращує умови подачі газу споживачеві. За результатами досліджень встановлено оптимальну тривалість періоду нагнітання азоту в родовище (у проведених дослідженнях близько 18 місяців), вище якої коефіцієнт газовилучення мало змінюється. Залежно від системи розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин можна вибрати таку тривалість періоду нагнітання азоту в родовище, при якій буде відсутній прорив азоту у видобувні свердловини або вміст його у продукції свердловин на момент завершення розробки родовища буде в допустимих межах.

Література

- 1 Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] : учебн. пос. для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.
- 2 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] : навч. посіб. / С.Н. Закиров. – М. : Струна, 1998. – 628 с.
- 3 Совершенствование технологи разработки месторождений нефти и газа [Текст] / Под ред. С.Н. Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
- 4 Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст] / Р.М.Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 5 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К. : Львів, 1996. – 620 с.
- 6 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.
- 7 Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins, 9th Canadian International Petroleum Conference (the 59 th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society), June 17-19, 2008, in Calgary, Alberta, PET-SOC-09-08-49-P.
- 8 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, Quadris Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council.

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

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

11 Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS. Alberta Research Council. PAPER 2009-023.

12 SPE 144951. Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator. M.M. Rafiee, TU Bergakademie Freiberg (TUBAF); M. Ramazanian, National Iranian Oil Co (NIOC).

13 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.

14 SPE 94129. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics A. Al-Hasami, Ahemd, S.R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot-Watt U.

15 SPE 130151. Enhanced Gas Recovery, Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, OMV; Severin Secklehner, OMV; Konstantinos Mantatzis, OMV; Bas Jacobs, OMV.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
08.02.16*

*Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)*