

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-3(68)-7-11

ОЦІНКА ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ І ЗУПИНКИ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН ПІД ЧАС НАГНІТАННЯ АЗОТУ У ВИСНАЖЕНИЙ ГАЗОВИЙ ПОКЛАД

Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова

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

Охарактеризовано основні напрямки підвищення вуглеводневилучення з виснажених газових покладів і можливі варіанти нагнітання азоту у пласт. Для умов виснаженого гіпотетичного газового покладу виконано математичне моделювання процесу витіснення залишкового природного газу азотом за допомогою модуля композиційного моделювання GEM, який входить в програмний комплекс CMG (Computer Modelling Group). За результатами досліджень встановлено вплив на коефіцієнт газовилучення по залишковому газу та інші технологічні показники дорозробки покладу роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання у поклад азоту з різним періодом часу.

Ключові слова: поклад, свердловина, розробка, експлуатація, нагнітання, газ, азот, газовилучення.

Охарактеризованы основные направления повышения углеводородоотдачи с истощенных газовых залежей и возможные варианты нагнетания азота в пласт. Для условий истощенной гипотетической газовой залежи выполнено математическое моделирование процесса вытеснения остаточного газа азотом при помощи модуля композиционного моделирования GEM, входящего в программный комплекс CMG (Computer Modelling Group). По результатам исследований установлено влияние на коэффициент газоотдачи по остаточному газу и другим технологическим показателям доработки залежи работы и остановки добывающих скважин при нагнетании в залежь азота с разным периодом времени.

Ключевые слова: залежь, скважина, разработка, эксплуатация, нагнетание, газ, азот, газоотдача.

The main directions of increasing hydrocarbon output from depleted gas deposits and possible options of injecting nitrogen into the reservoir are described. For the conditions of a depleted hypothetical gas reservoir, a mathematical modeling of the process of displacement of the residual gas by nitrogen using the composite modeling module GEM, which is part of the CMG (Computer Modeling Group) program, was performed. Based on the results of the research, the effect on the gas recovery factor for the residual gas and other technical indicators was established on the development of the work and production wells shut-down zone when nitrogen was injected into the deposit with different time periods.

Key words: reservoir, well, development, operation, injection, gas, nitrogen, gas recovery.

Постановка проблеми дослідження

Значна кількість покладів природних газів України перебуває на завершальній стадії розробки, а окремі з них – на межі припинення рентабельного видобутку газу. Такі поклади характеризуються низькими пластовими тисками і дебітами свердловин, але ще містять значні залишкові запаси природного газу у слабкодренованих, низькопроникних ділянках і прошарках. За промисловими даними по покладах з

макронеоднорідними колекторами і нерівномірним розміщенням видобувних свердловин на площі газоносності очікуються досить низькі значення кінцевого коефіцієнта газовилучення, які є меншими за середнє значення коефіцієнта газовилучення при газовому режимі (85-90 %). В умовах дефіциту вуглеводневої сировини і вичерпаності розвіданих запасів вуглеводнів збільшення ступеня вилучення газу з виснажених родовищ має державне значення.

До основних напрямків підвищення вуглеводневилучення з виснажених газових покладів відносяться: мінімізація значень кінцевого пластового тиску у зоні дренування видобувних свердловин, що досягається мінімізацією тиску на вході в установку комплексної підготовки газу (УКПГ) і втрат тиску у привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях свердловин, у процесі їх експлуатації; забезпечення однакових (близьких) значень мінімального кінцевого пластового тиску у різних ділянках пласта на покладах з макронеоднорідними колекторами, що досягається проведенням відповідних геолого-технічних заходів із вилучення залишкового газу зі слабкодренованих, низькопроникних ділянок пласта; витіснення залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами та їх сумішами [1-5].

Перспективним методом підвищення газовилучення з виснажених газових покладів є витіснення залишкового природного газу неуглеводневими газами, зокрема азотом.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Неуглеводневі гази і рідини все частіше застосовуються у нафтогазовій галузі. Їх, зокрема, використовують у промислових масштабах для підтримання пластового тиску в нафтових родовищах і як замітник буферного газу на підземних газосховищах. За результатами лабораторних досліджень витіснення неуглеводневими газами залишкового природного газу з однорідних і неоднорідних (двопластових) моделей пористого середовища найвищими витіснювальними властивостями володіє діоксид вуглецю [6]; дещо гіршими, але досить високими витіснювальними властивостями характеризуються димові гази та азот. Використання діоксиду вуглецю для витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів є проблематичним через високу корозійну активність і відсутність надійних джерел його отримання. Перспективнішим є використання азоту для підвищення газовилучення з виснажених покладів. Азот можна отримати з повітря у будь-якому нафтогазовидобувному районі за допомогою промислових установок.

Можливі такі варіанти нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою підвищення ступеня вилучення залишкового природного газу: за різних значень поточного пластового тиску у покладах і різної тривалості періоду нагнітання азоту у поклад; з підтриманням постійним або змінним у часі пластового тиску під час нагнітання азоту у поклад; з продовженням експлуатації видобувних свердловин чи з їх зупинкою у процесі нагнітання азоту у поклад.

Згідно з результатами математичного моделювання процесу витіснення природного газу з виснаженого покладу неуглеводневим газом (діоксидом вуглецю) коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим за меншого пластового тиску здійснюється нагнітання в пласт неуглеводневого газу [7, 8]. У роботах [9-12] наведено результати теоретичних досліджень витіснення

залишкового природного газу азотом з гіпотетичних моделей виснаженого газового покладу квадратної і колової форм. За результатами досліджень встановлено оптимальні значення тиску початку нагнітання у поклад азоту, тривалості періоду нагнітання азоту і розміщення видобувних свердловин на площі газонасиченості, за яких досягається максимальне значення коефіцієнта газовилучення. Проте у відомих публікаціях відсутні дані про вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення по залишковому газу роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад з різним періодом часу. Тому актуальним є проведення досліджень з оцінки технологічної ефективності роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту з різним періодом часу у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення та інші технологічні показники розробки покладу.

Формулювання цілей статті

За результатами комп'ютерного дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового покладу колової форми оцінити технологічну ефективність роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад з різним періодом часу.

Методика дослідження

Для оцінки технологічної ефективності роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту з різним періодом часу у виснажений газовий поклад виконано комп'ютерне дослідження за допомогою модуля композиційного моделювання GEM, який входить у програмний комплекс CMG (Computer Modelling Group). Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового покладу колової форми з такими параметрами: радіус контуру газонасиченості – 3000 м, площа газонасиченості – $28,26 \cdot 10^6$ м², товщина пласта – 12 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт проникності пласта – 0,2 мкм², глибина залягання продуктивного пласта (середня глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу – 0,6. Початкові запаси газу дорівнюють 11,695 млрд.м³.

Газовий поклад розробляють у режимі виснаження 12 видобувними свердловинами, які розміщені у вигляді колової батареї радіусом 1500 м. Свердловини експлуатують на режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа з початковим дебітом газу однієї свердловини 125 тис.м³/доб.

Після зниження пластового тиску на 90 % від початкового тиску здійснюють нагнітання у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин, які розміщені у вигляді батареї з радіусом 3000 м. Під час нагнітання азоту у пласт продовжували експлуатацію видобувних свердловин у першій серії досліджень, а в другій серії досліджень видобувні свердловини зупиняли.

Дослідження виконано для різної тривалості періоду нагнітання азоту (6, 12, 18, 24, 30, 36 місяців) при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу на момент початку нагнітання азоту у пластових умовах 1:1. У кожному варіанті нагнітання азоту у пласт фіксували час прориву азоту у видобувні свердловини. Розрахунки проводили до моменту досягнення вмісту азоту у свердловинній продукції 5 % об.

Результати дослідження

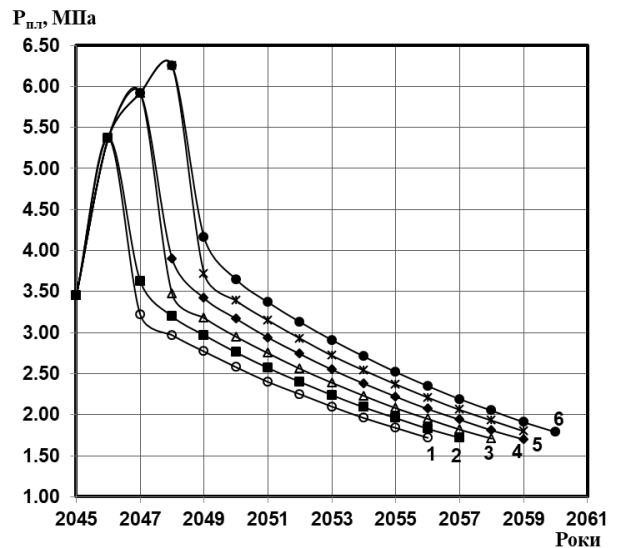
Розрахунки технологічних показників розробки покладу виконували з кроком у часі – 1 рік. Для кожного моменту часу визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини за газом та азотом, вміст азоту у свердловинній продукції і розраховували коефіцієнт газовилучення по залишковому газу. За результатами розрахунків будували відповідні графічні залежності.

Газовий поклад почали розробляти 01.01.2016 р., а нагнітання азоту у поклад розпочали 01.09.2045 р. На момент початку нагнітання азоту пластовий тиск у покладі знизився з початкового значення 33 МПа до 3.3 МПа, що відповідає 0,1 початкового тиску. При цьому поточний коефіцієнт газовилучення дорівнював 81,82 %. Отже, у покладі залишилося 18,18 % газу від початкових запасів.

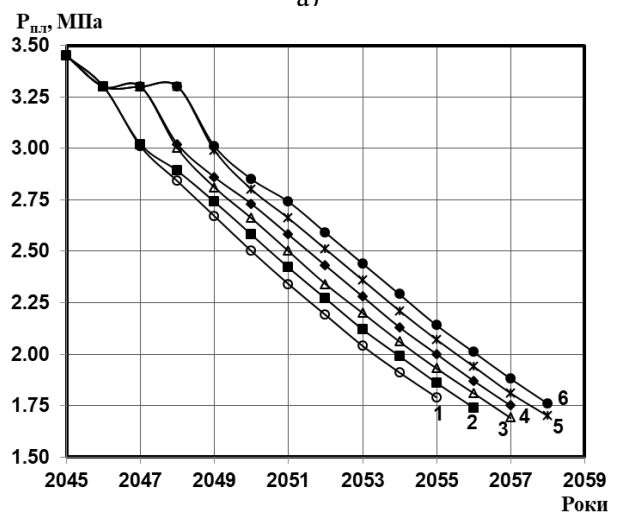
На рисунку 1 зображено залежності зміни в часі пластового тиску у виснаженому газовому покладі колової форми при зупинці (рисунки 1а) і роботі (рисунки 1б) видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад з різним періодом часу. Під час зупинки видобувних свердловин (рисунки 1а), пластовий тиск поступово зростає, а після припинення нагнітання азоту – різко зменшується і в подальшому плавно спадає. Максимальне значення пластового тиску буде тим більшим, чим більша тривалість періоду нагнітання азоту у поклад. За тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 36 місяців пластовий тиск зростає у 1,96 разів. У процесі подальшої розробки покладу після припинення нагнітання азоту у пласт пластовий тиск постійно підтримується вищим за більшої тривалості періоду нагнітання азоту. Підвищене значення пластового тиску сприятиме збільшенню дебітів свердловин, а також устьового тиску, що покращить умови подачі газу споживачеві.

Під час постійної роботи видобувних свердловин (рисунки 1б) пластовий тиск у процесі нагнітання азоту у поклад підтримується постійним, а після припинення нагнітання азоту поступово знижується.

На момент прориву азоту у видобувні свердловини і вмісту у свердловинній продукції 5 % об. азоту пластовий тиск буде тим більшим, чим більша тривалість періоду нагнітання азоту у поклад (рисунки 2). Значення пластового тиску залежить від роботи чи зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад. На вказані моменти часу пластовий тиск вищий при зупинці видобувних свердловин



а)



б)

1 – 6 місяців; 2 – 12 місяців; 3 – 18 місяців; 4 – 24 місяці; 5 – 30 місяців; 6 – 36 місяців

Рисунки 1 – Залежності зміни у часі пластового тиску у виснаженому газовому покладі при зупинці (а) і роботі (б) видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад з різним періодом часу

під час нагнітання азоту у поклад. Різниця між пластовими тисками при зупинці і роботі видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад зростає із збільшенням тривалості періоду його нагнітання.

Час прориву азоту у видобувні свердловини залежить від тривалості періоду нагнітання його у газовий поклад та від роботи чи зупинки видобувних свердловин під час його нагнітання (рисунки 3). Час дорозробки покладу зменшується із збільшенням тривалості періоду нагнітання азоту у пласт і більший при зупинці видобувних свердловин під час нагнітання азоту у пласт порівняно з їх роботою. Різниця між часом дорозробки покладу при зупинці і роботі видобувних свердловин під час нагнітання азоту у пласт зростає із збільшенням тривалості періоду його нагнітання. Так, за тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 6 місяців час

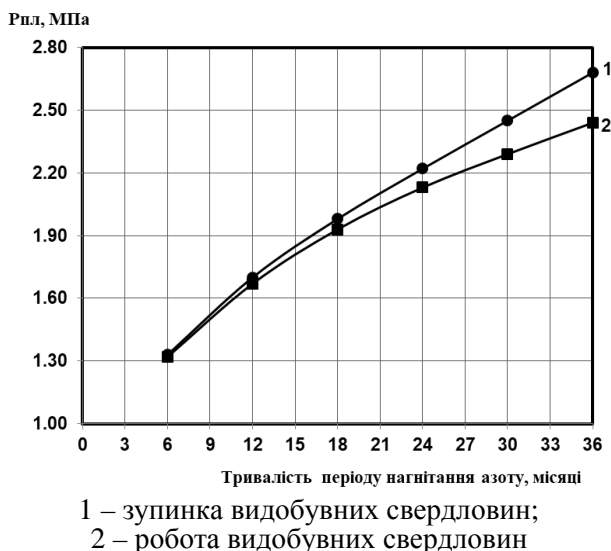


Рисунок 2 – Залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання азоту у поклад при зупинці (1) та роботі (2) видобувних свердловин під час нагнітання азоту на момент прориву азоту у видобувні свердловини

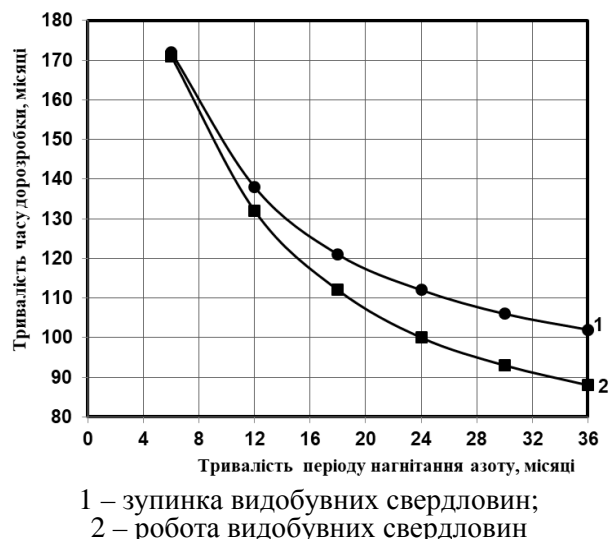


Рисунок 3 – Залежність часу дорозробки газового покладу від тривалості періоду нагнітання азоту при зупинці (1) та роботі (2) видобувних свердловин під час нагнітання азоту на момент прориву азоту у видобувні свердловини

дорозробки покладу при зупинці і роботі видобувних свердловин становить відповідно 172 і 171 місяці, а за тривалості періоду нагнітання азоту 36 місяців – 102 і 88 місяців.

Коефіцієнт газовилучення по залишковому газу залежить від тривалості періоду нагнітання азоту у поклад та роботи чи зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту (рисунок 4). На момент прориву азоту у видобувні свердловини і за вмісту азоту у свердловинній продукції 5 % об. коефіцієнт газовилучення зменшується із збільшенням тривалості періоду нагнітання азоту у поклад і більший при роботі видобувних свердловин під час нагнітання азоту. Найбільший коефіцієнт газовилучення

отримано за тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 6 місяців (47,68 % при роботі видобувних свердловин під час нагнітання азоту і 47,49 % – при зупинці видобувних свердловин).

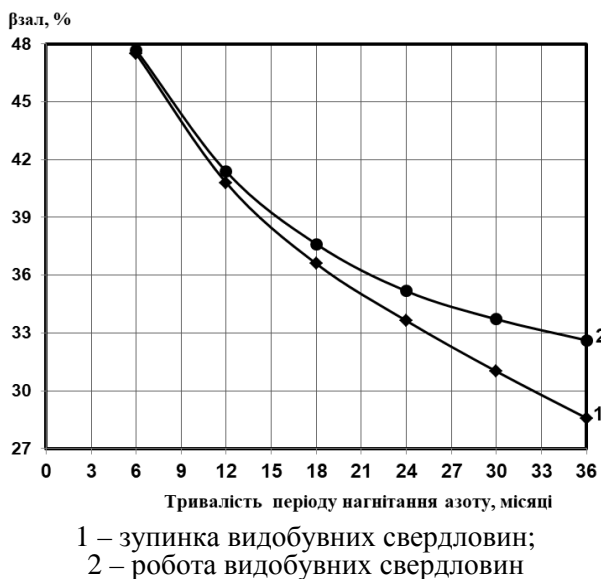


Рисунок 4 – Залежність коефіцієнта газовилучення по залишковому газу від тривалості періоду нагнітання азоту при зупинці (1) та роботі (2) видобувних свердловин під час нагнітання азоту на момент прориву азоту у видобувні свердловини

За тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 36 місяців коефіцієнт газовилучення по залишковому газу становить 32,62 % при роботі видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад і 28,58 % – при зупинці видобувних свердловин. Такий характер зміни коефіцієнта газовилучення пояснюється тим, що із збільшенням тривалості періоду нагнітання азоту у поклад і при зупинці видобувних свердловин під час нагнітання азоту зростає кінцевий пластовий тиск. За більшого кінцевого пластового тиску (за інших однакових умов) зростає кількість невилученого залишкового газу.

Значно вищі коефіцієнти газовилучення по залишковому газу отримано, якщо продовжити експлуатацію видобувних свердловин з моменту прориву в них азоту до вмісту азоту у свердловинній продукції 5 % об. Так, за тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 18 місяців коефіцієнт газовилучення по залишковому газу зростає в таких межах: при зупинці видобувних свердловин під час нагнітання азоту – з 36,59 % на момент прориву азоту у видобувні свердловини – до 75,65 % за вмісту азоту у свердловинній продукції 5 % об., а при роботі видобувних свердловин – відповідно з 37,61 до 75,69 %. За тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 36 місяців коефіцієнт газовилучення по залишковому газу зростає з 28,58 до 66,18 % – при зупинці видобувних свердловин і з 22,62 до 66,62 % – при роботі видобувних свердловин. Привертають увагу близькі за значенням коефіцієнти газовилучення по залишковому газу при роботі і зупинці видобувних свердловин,

отримані при 5 % об. вмісту азоту у видобувному газі. Різниця між ними не перевищує 1 %; більші значення коефіцієнта газовилучення по залишковому газу відповідають роботі видобувних свердловин під час нагнітання азоту у пласт.

Нагнітання азоту у поклад дозволяє отримати більші значення коефіцієнта газовилучення по залишковому газу, ніж при дорозробці покладу на виснаження без нагнітання азоту. Наприклад, для значення пластового тиску, яке відповідає тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 18 місяців і вмісту азоту у видобувному газі 5 % об., коефіцієнт газовилучення по залишковому газу при дорозробці покладу на виснаження становив би 68,75 %, а при нагнітанні азоту у поклад і зупинці та роботі видобувних свердловин під час нагнітання азоту дорівнює відповідно 75,65 і 75,69 %.

Отже, зупинка видобувних свердловин під час нагнітання азоту у виснажений газовий поклад не призводить до збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення. При цьому зростає тривалість часу дорозробки покладу і в період зупинки свердловини газ не подається споживачеві, що може значно вплинути на техніко-економічні показники дорозробки покладу.

Висновки

За результатами математичного моделювання процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу оцінено вплив на показники дорозробки покладу роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад з різним періодом часу. Встановлено, що при зупинці видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад досягаються менші значення коефіцієнта газовилучення по залишковому газу, ніж при роботі видобувних свердловин і збільшується термін дорозробки покладу. Також у період зупинки видобувних свердловин газ не подається споживачеві. Тому зупинку видобувних свердловин під час нагнітання азоту у поклад не можна вважати доцільною.

Література

- 1 Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений : учебн. пос. для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.
- 2 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений : навч. посіб. / С.Н. Закиров. – М. : Струна, 1998. – 628 с.
- 3 Совершенствование технологии разработки месторождений нефти и газа / Под ред. С.Н. Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
- 4 Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов / 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 Oldenburg C.M. CO₂ Injection for Enhanced Gas Production and Carbon Sequestration / Oldenburg C.M., Benson S.M. // Proceedings of the SPE International Petroleum Conference and Exhibition. – 2002. – SPE 74367.

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

8 SPE 130151. Enhanced Gas Recovery – Challenges shown at the example of three Gas Fields / Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs.

9 Кондрат Р.М. 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 // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 1(58). – С. 60-67.

10 Кондрат Р.М. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 2(59). – С. 51-57.

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

12 Кондрат Р.М. Підвищення ступеня вилучення газу з виробленого газового родовища витісненням невідібраного природного газу азотом / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Науковий вісник національного гірничого університету. – 2017. – № 5. – С. 23-28.

Стаття надійшла до редакційної колегії
12.09.18

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