

# Техніка і технології

---

---

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-2(83)-26-36

## УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ДОРІЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ

*Р. М. Кондрат, О. Р. 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

Розглянуто особливості завершальної стадії розробки газових покладів. Охарактеризовано відомі методи підвищення газовилучення із виснажених газових покладів. Запропоновано новий підхід до вирішення проблеми підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів, який включає аналітичне і техніко-технологічне обґрунтування методів мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зоні дренавання видобувних свердловин, технології видобутку залишкового газу із слабодренованих, низькопроникних ділянок покладу; технології витіснення залишкового газу з виснажених газових покладів нагнітанням неуглеводневих газів, зокрема азоту; технології регулювання процесу дорозробки виснажених газових покладів у водонапірному режимі шляхом активного впливу на переміщення газоводяного контакту і видобутку зацмленого газу з обводнених зон. Відповідно до результатів досліджень встановлено, що для мінімізації значень кінцевого пластового тиску і для підвищення кінцевого газовилучення з покладів необхідно зменшити тиск на вході в установку комплексної підготовки газу (УКПГ) і втрати тиску під час руху газу в привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях свердловин; на покладах з макронеоднорідними колекторами потрібно використовувати комбіновану систему розміщення вертикальних, похилоскерованих і горизонтальних свердловин з проведенням поінтервальних гідророзривів по довжині горизонтального стовбура; для отримання високих технологічних показників дорозробки виснажених газових покладів у водонапірному режимі необхідно забезпечити вирівнювання положення фронту води, а також вилучити частину зацмленого газу з обводнених зон шляхом запопсування азоту у приконтурні свердловини, розміщені в зонах активного надходження пластової води в поклад. Щоб запобігти прориву азоту в газонасичену частину покладу і до видобувних свердловин необхідно періодично запоповувати у нагнітальні свердловини певні об'єми води, водних розчинів поверхнево-активних речовин і водних суспензій різних речовин. Використання запропонованих розробок дозволить підвищити поточний видобуток газу із виснажених покладів і кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, вода, азот, розробка, експлуатація, газовилучення, дебіт, інтенсифікація.

Приведены особенности заключительной стадии разработки газовых залежей. Охарактеризованы известные методы повышения газоотдачи из истощенных газовых залежей. Предложен новый подход к решению проблемы повышения эффективности доразработки истощенных газовых залежей, включающий аналитическое и технико-технологическое обоснование методов минимизации значений конечного пластового давления в зоне дренарования добывающих скважин; технологии добычи остаточного газа из слабодренируемых, низкопроницаемых зон залежи путем нагнетания неуглеводородных газов, в частности азота; технологии регулирования процесса доразработки истощенных газовых залежей при водонапорном режиме путем активного воздействия на перемещение газоводяного контакта и добычи зацмленного газа из обводненных зон. По результатам исследований установлено, что для минимизации значений конечного пластового давления и для повышения конечной газоотдачи из залежей необходимо снизить давление на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ) и потери давления при движении газа в приза-

бойной зоне, стволе и выбросных линиях скважин; в залежах с макронеоднородными коллекторами следует использовать комбинированную систему размещения вертикальных, наклонноуправляемых и горизонтальных скважин с проведением поинтервальных гидроразрывов по длине горизонтального ствола; для получения высоких технологических показателей доработки истощенных газовых залежей при водонапорном режиме необходимо обеспечить выравнивание положения фронта воды, а также изъять часть заземленного газа из обводненных зон путем закачки азота в приконтурные скважины, размещенные в зонах активного поступления пластовой воды в залежь. Для предотвращения прорыва азота в газонасыщенную часть залежи и в добывающие скважины, необходимо периодически закачивать в нагнетательные скважины определенные объемы воды, водных растворов поверхностно-активных веществ и водных суспензий различных веществ. Использование предложенных разработок позволит увеличить текущую добычу газа из истощенных залежей и конечный коэффициент газоотдачи.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, вода, азот, разработка, эксплуатация, газоотдача, дебит, интенсификация.

*The features of the final stage of development of gas deposits are given. Known methods for increasing gas recovery from depleted gas deposits are characterized. A new approach to solving the problem of increasing the efficiency of the additional development of depleted gas deposits is proposed, including an analytical and technical and technological justification for methods for minimizing the values of the final reservoir pressure in the drainage zone of production wells, technologies for extracting residual gas from poorly drained, low-permeability zones of the reservoir by injecting non-hydrocarbon gases, in particular, nitrogen, technologies for regulating the process of additional development of depleted gas deposits in the water drive by actively influencing the movement of the gas-water contact and extracting trapped gas from flooded zones. According to the research results, it was found that in order to minimize the values of the final reservoir pressure and to increase the final gas recovery from the deposits, it is necessary to reduce the pressure at the inlet to the complex gas treatment unit and the pressure loss during gas movement in the bottom hole zone, wellbore and discharge lines of wells; on deposits with macro-heterogeneous reservoirs, a combined system for placing vertical, directional and horizontal wells with interval hydraulic fracturing along the length of the horizontal wellbore should be used; in order to obtain high technological indicators for the additional development of depleted gas deposits in the water drive, it is necessary to ensure the alignment of the position of the water front, as well as to remove part of the restrained gas from the flooded zones by injecting nitrogen into near-edge wells located in zones of active formation water inflow into the deposit. To prevent the breakthrough of nitrogen into the gas-saturated part of the deposit and production wells, it is necessary to periodically pump specific volumes of water, aqueous solutions of surfactants, and aqueous suspensions of various substances into injection wells. The proposed developments will increase the current gas production from depleted deposits and the final gas recovery factor.*

Key words: deposit, well, gas, water, nitrogen, development, operation, gas recovery, flowrate, intensification.

### Постановка проблеми

Більшість газових покладів на родовищах України значною мірою виснажені, частина з них перебуває на завершальній стадії розробки. У виснажених покладах ще містяться значні залишкові запаси вуглеводнів у вигляді вільного газу в зонах дренавання видобувних свердловин і низькопроникних, слабкодренованих ділянках пласта та заземленого газу в обводнених пластах.

За відсутності значних за запасами нових покладів основний видобуток газу найближчим часом здійснюватиметься із розроблених виснажених покладів. При розробці виснажених покладів за традиційною технологією річні відбори газу суттєво знижуватимуться через виснаження пластової енергії і досягатимуться порівняно низькі значення коефіцієнтів газовилучення. Тому необхідно розробляти нові й вдосконалювати вже існуючі технології видобування вуглеводнів із виснажених покладів, які би дозволили підвищити ефективність їх розробки.

### Аналіз останніх досліджень і публікацій

Всі газові поклади на родовищах України розробляються в режимі виснаження пластової енергії. У ході проектування процесу розробки покладів на виснаження основна увага приділяється вибору кількості і положення видобувних свердловин на площі газонасності.

Для забезпечення рівномірного вироблення всіх ділянок пласта рекомендується розміщувати свердловини таким чином, щоб відношення їхніх дебітів до дренованих запасів були однаковими [1-4]. Виконання цієї умови для макронеоднорідних пластів вимагає ущільнення сітки свердловин на низькопроникних ділянках, що не завжди економічно доцільно. Для більшості родовищ характерним є поступове зниження проникності пластів від склепіння до периферії. Тож ущільнювати сітку свердловин необхідно було б у цьому напрямі. Проте на практиці першочергові свердловини розміщують у центральній частині за ущільненою сіткою, а периферійну частину у подальшому розбурюють за розрідженою сіткою. Це дає змогу отри-

мати в початковий період розробки покладів підвищені поточні відбори газу завдяки більшій продуктивності центральних свердловин порівняно з периферійними. За такого розміщення свердловин у процесі розробки покладів в центральній зоні утворюється воронка депресії з пониженим тиском. На момент зниження тиску в центральній зоні до мінімального значення, яке відповідає гранично рентабельному дебіту свердловин, у покладі ще будуть знаходитися значні залишкові запаси газу з підвищеним тиском у периферійній зоні. Така ситуація, характерна для багатьох газових покладів, вимагає застосування відповідних геолого-технічних заходів для вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок пласта [5,7].

Відповідно до промислових даних по закінчених розробкою покладах середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення становить близько 85-90 % [1-4], хоча зустрічаються випадки значно менших кінцевих коефіцієнтів газовилучення. До можливих напрямів підвищення газовилучення з виснажених газових покладів відноситься витіснення із пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами. Результати лабораторних і теоретичних досліджень свідчать про технологічну ефективність цього методу дорозробки виснажених газових покладів [1, 6].

Загалом для виснажених газових покладів, що розробляються при газовому режимі, важливо забезпечити мінімізацію значень кінцевого пластового тиску як у зоні розміщення видобування свердловин, так і у периферійних зонах, а також слід інтенсифікувати видобуток залишкового газу, оскільки тривала дорозробка покладів з низьким поточним видобутком газу може виявитися економічно недоцільною.

Значна кількість газових покладів розробляється за водонапірного режиму, який супроводжується защемленням частини газу водою у пористому середовищі та обводненням свердловин переважно по найбільш проникних пластах і ділянках. На завершальній стадії розробки газових покладів за водонапірного режиму уже сформувалися основні напрями надходження законтурної води. В цих умовах важливо забезпечити регулювання переміщення фронту води з вирівнюванням положення контура газонасності і видобуток частини защемленого газу з обводнених пластів. Результати виконаних досліджень свідчать про можливість сповільнення руху і вирівнювання положення газоводяного контакту шляхом нагнітання з поверхні в зони

активного надходження води відповідних агентів впливу [14].

Отже, виникає необхідність у вирішенні низки питань, які стали предметом розгляду в представленій роботі.

### Формулювання цілей статті

Метою роботи є вдосконалення технологій підвищення ступеня вилучення і поточного видобутку газу з виснажених газових покладів шляхом мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зонах дронування свердловин, видобутку залишкового газу з підвищеним тиском із слабкодренованих, низькопроникних ділянок пласта, регулювання надходження законтурної води в поклади і видобутку защемленого газу з обводнених пластів.

### Результати дослідження

Для отримання високого значення газовилучення із макрооднорідних газових покладів при газовому режимі необхідно забезпечити мінімальне значення кінцевого пластового тиску. Формулу для визначення пластового тиску можна отримати із спільного розв'язку наступних аналітичних залежностей:

двочленної формули припливу газу до вибою свердловини:

$$\tilde{P}_{nl}^2 - P_{виб}^2 = Aq + Bq^2; \quad (1)$$

формули Адамова Г.А. для руху газу у вертикальних трубах свердловин:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2S} + \Theta q^2}; \quad (2)$$

формули для пропускної здатності горизонтального лінійного газопроводу:

$$q = 0,32E \sqrt{\frac{P_y^2 - P_k^2 \cdot d_{вн.м}^5}{\bar{\rho}_z \lambda_m Z_{сеп.м} T_{сеп.м} L_m}}. \quad (3)$$

Із спільного розв'язку залежностей (1) – (3) отримано формулу для визначення пластового тиску:

$$P_{nl} = \sqrt{P_k^2 \cdot e^{2S} + Aq + (B + \Theta + D) \cdot q^2} \quad (4)$$

або

$$P_{nl} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + Aq + (B + \Theta) \cdot q^2}, \quad (5)$$

де

$$A = \frac{\mu_{сеп} \cdot Z_{сеп} \cdot P_{ам} \cdot T_{nl}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}} \left[ \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 + C_2 \right], \quad (6)$$

$$B = \frac{\rho_{см} \cdot Z_{сеп} \cdot P_{ам} \cdot T_{nl}}{2\pi^2 \cdot h^2 \cdot l \cdot T_{см}} \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right), \quad (7)$$

$$S = 0,03415 \frac{\bar{\rho}_z \cdot L_{HKT}}{Z_{сеп.св} \cdot T_{сеп.св}}, \quad (8)$$

$$T_{сер.св} = \frac{T_{пл} - T_y}{\ln \frac{T_{пл}}{T_y}}, \quad (9)$$

$$P_{сер.св} = \frac{2}{3} \left( P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right), \quad (10)$$

$$\Theta = 0,0133 \lambda_{НКТ} \frac{Z_{сер.св}^2 T_{сер.св}^2}{d_{вн.нкт}^5} (e^{2S} - 1), \quad (11)$$

$$D = \frac{\bar{P}_e \cdot \lambda_m Z_{сер.м} T_{сер.м} L_m}{0,32^2 E^2 d_{вн.м}^5}, \quad (12)$$

$Q$  – дебіт газу за стандартних умов;

$P_{пл}$ ,  $P_y$ ,  $P_{к}$ ,  $P_{ат}$ ,  $P_{сер.св}$ ,  $P_{сер.м}$  – відповідно тиск пластовий, гирловий, на вході в УКПГ, атмосферний, середній у стовбурі свердловини і середній у викидній лінії;

$T_{пл}$ ,  $T_y$ ,  $T_{ст}$ ,  $T_{сер.св}$ ,  $T_{сер.м}$  – відповідно температура пластова (вибійна), гирлова, стандартна, середня в стовбурі свердловини, середня у викидній лінії;

$L_{нкт}$ ,  $L_m$  – довжина відповідно НКТ і викидної лінії;

$d_{вн.нкт}$ ,  $d_{вн.м}$  – відповідно внутрішній діаметр НКТ і викидної лінії;

$Z_{сер}$ ,  $\mu_{сер}$  – відповідно коефіцієнт стисливості і динамічний коефіцієнт в'язкості газу за середнього тиску і середньої температури в зоні дренажу свердловини;

$Z_{сер.св}$ ,  $Z_{сер.м}$  – коефіцієнт стисливості газу відповідно за середніх значень тиску і середньої температури в стовбурі свердловини і у викидній лінії;

$k$ ,  $l$ ,  $h$  – відповідно коефіцієнт проникності і макрошорсткості і товщина пласта;

$\rho_{ст}$  – густина газу за стандартних умов;

$R_{к}$ ,  $r_c$  – відповідно радіус зони дренажу свердловини і радіус свердловин за долотом;

$A$ ,  $B$  – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта;

$S$ ,  $\Theta$ ,  $D$  – комплексні параметри;

$C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$  – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем ( $C_1$ ,  $C_3$ ) і характером ( $C_2$ ,  $C_4$ ) розкриття пласта;

$E$  – поправочний коефіцієнт, що враховує вплив рідини у газорідному потоці на зниження пропускної здатності газопроводу.

$q$ , тис.м<sup>3</sup>/доб;  $P_{пл}$ ,  $P_{виб}$ ,  $P_y$ ,  $P_{к}$ ,  $P_{ат}$ ,  $P_{сер.св}$ ,  $P_{сер.м}$ , МПа;  $T_{пл}$ ,  $T_y$ ,  $T_{ст}$ ,  $T_{сер.св}$ ,  $T_{сер.м}$ , К;  $L_{нкт}$ ,  $L_m$ ,  $R_{к}$ ,  $r_c$ ,  $h$ ,  $l$ ,  $d_{вн.м}$ , м;  $d_{вн.нкт}$ , см;  $k$ , м<sup>2</sup>;  $\rho_{ст}$ , кг/м<sup>3</sup>;  $\mu_{сер}$ , Па·с;  $A$ , МПа<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>;  $B$ , (МПа·доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>.

Аналіз залежності (4) свідчить, що кінцевий пластовий тиск залежить від тиску на вході в УКПГ  $P_{к}$ , робочого гирлового тиску  $P_y$ , міні-

мально рентабельного дебіту газу  $q$ , коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта та їх складників  $A$  і  $B$ ; конструкції вибою, діаметра НКТ і викидної лінії, втрат тиску у привибійній зоні, стовбурі і викидній лінії свердловин.

Для мінімізації значень кінцевого пластового тиску і, відповідно, підвищення кінцевого газовилучення з покладів необхідно зменшити тиск на вході в УКПГ і втрати тиску при русі газу в привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях свердловин. Зменшення тиску на вході в УКПГ досягається введенням в експлуатацію дотискної компресорної станції (ДКС), подаванням газу місцевим споживачам і використанням газу на місці видобування. Досвід розробки вітчизняних газових покладів свідчить про можливість зниження тиску на вході ДКС до 0,15-0,2 МПа. Тиск на гирлі свердловин бути дещо вищим внаслідок втрат тиску в системі збору газу. Залежно від типу споживача, відстані до нього та особливостей облаштування родовища, тиск на гирлі свердловин може бути знижений до 0,2 – 0,4 МПа і менше. Зарубіжними фірмами розроблено свердловинні (занурені) вакуумні компресорні установки, які дозволяють знизити тиск на їхньому вході до атмосферного. Відповідно знижується вибієний тиск і зростає дебіт газу.

Додаткові втрати тиску у викидних лініях свердловин можуть бути пов'язані з гідратуутворенням і скупченням рідини в понижених ділянках через недостатню швидкість руху газового потоку. Щоб уникнути гідратуутворення у викидну лінію, на гирлі свердловини вводять інгібітори гідратуутворення, а для боротьби із скупченням рідини на викидній лінії безпосередньо біля гирла свердловини або у понижених ділянках встановлюють розширювальні камери для відокремлення вільної рідини, вводять у газорідний потік на гирлі свердловини розчини піноутворюючих ПАР, періодично продувають викидну лінію через сепаратор у газопровід низького тиску або на факел з періодичним очищенням викидної лінії від рідини за допомогою поршнів різного типу.

Додаткові втрати тиску у стовбурі свердловини можуть бути викликані утворенням на вибої глинисто-піщаних корків у випадку нестійких порід-колекторів, скупчення на вибої води, що надходить з окремих водоносних прошарків чи обводнених пластів, гідратуутворенням і солевідкладенням у НКТ. Для боротьби з цими ускладненнями потрібно застосовувати методи запобігання руйнуванню нестійких порід, ізолювання обводнених пластів, винес-

сення рідини з вибою на поверхню і фізико-хімічні методи запобігання виникненню гідра-тоутворень і відкладанню солей у НКТ.

Особливу увагу слід приділити стану привибійної зони пласта. Потрібно за результатами промислово-геофізичних досліджень провести підключення у свердловинах раніше неперфорованих прошарків і пере перфоровати прошарки, які не працюють, а також розглянути питання про доцільність добурювання стовбура, якщо свердловина гідродинамічно недосконала за ступенем розкриття пласта. На завершальній стадії розробки покладів привибійна зона пласта переважно забруднена скупченнями рідини і твердої фази. Ці забруднення не вдається видалити шляхом продування свердловини, оскільки неможливо створити значні депресії на пласт. Тому на виснажених родовищах потрібно періодично проводити оброблення привибійної зони пласта для очищення пористого середовища від забруднень і збільшення проникності порід порівняно з природним значенням.

Результати досліджень, виконаних для умов реальних свердловин, свідчать про технологічну ефективність оброблення привибійної зони пласта на всіх стадіях розробки газового покладу. Найбільший абсолютний приріст дебіту газу досягають при обробленні привибійних зон у початковий період розробки покладу. На завершальній стадії розробки покладу абсолютний приріст дебіту газу від оброблень привибійної зони пласта є значно меншим через низький поточний дебіт свердловин, але зростає відносний приріст дебіту газу порівняно з початковим періодом розробки покладу. Дебіт газу і кінцевий коефіцієнт газовилучення поступово зростають із зменшенням значень коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта – до 4–4,5 разів, після чого змінюється мало [5, 8].

На завершальній стадії розробки газового покладу на зниження кінцевого пластового тиску і, відповідно, на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення істотно впливає зниження гирлового тиску (тиску на вході в УКПГ). Цей вплив тим більший, чим менший дебіт газу. Тому для забезпечення високих значень кінцевого газовилучення із виснажених покладів необхідно поєднувати методи оброблення привибійної зони пласта, зниження робочого тиску на гирлах свердловин до мінімального можливого значення та забезпечення стабільної експлуатації свердловин із мінімальним економічно рентабельним дебітом газу. Оброблення привибійної зони пласта і зниження ро-

бочих гирлових тисків також сприяє інтенсифікації дорозробки покладу, оскільки при цьому зростають дебіти свердловин і поточні відбори газу із покладу.

Іншим напрямом інтенсифікації видобутку газу із виснаженого газового покладу є ущільнення сітки свердловин шляхом буріння додаткових свердловин. При цьому зменшується коефіцієнт фільтраційного опору  $A$  і незначно змінюється коефіцієнт фільтраційного опору  $B$  [1–4]. Тому за інших однакових умов із ущільненням сітки свердловин зростає дебіт газу, збільшується темп видобутку газу і скорочується тривалість періоду дорозробки виснаженого покладу. Проте питання буріння свердловин повинно вирішуватися, виходячи з техніко-економічних розрахунків.

Реальні газonosні пласти макронеоднорідні за колекторськими властивостями як за площею, так і по висоті продуктивного розрізу. Зазвичай найбільш проникною і продуктивною є центральна частина покладів, а в напрямі до периферії проникність пластів і дебіти свердловин зменшуються, тож під час проектування процесу розробки газових покладів основну кількість першочергових свердловин розміщують у центральній частині за ущільненою сіткою, а периферійну частину розбурюють пізніше за розрідженою сіткою. Можливі ситуації, коли на окремих ділянках периферійної зони покладів видобувні свердловини можуть бути відсутні. При цьому уже в початковий період розробки газового покладу досягається високий поточний видобуток газу наявним фондом свердловин.

Внаслідок розробки газового покладу за такою системою розміщення видобувних свердловин на площі газonosності пластовий тиск швидше знижується в центральній зоні і повільніше в периферійній. Між зонами створюється перепад тиску, завдяки якому газ із периферійної зони з більшим тиском перетікає в центральну зону з меншим тиском. Перепад тиску між зонами і дебіт газу, що перетікає, залежать від співвідношення проникностей зон, запасів газу в них і темпу видобутку газу з кожної зони. На момент зниження пластового тиску в центральній зоні до мінімального значення, яке відповідає гранично рентабельному дебіту газу із окремих свердловин, у периферійній зоні ще можуть знаходитися значні залишкові запаси газу з підвищеним тиском. Тому актуальним є впровадження технології вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок пласта на виснажених газових покладах.

Особливості взаємодії різнопроникних ділянок пласта в процесі розробки газового покладу досліджено в ІФНТУНГ з використанням комп'ютерного моделювання на прикладі гіпотетичного газового покладу із центральною зоною проникністю  $0,5 \text{ мкм}^2$ , в якій розміщувалися всі видобувні свердловини, і із периферійною зоною, в якій видобувні свердловини були відсутні зазначень проникності пласта в різних розрахункових варіантах  $0,1 \cdot 10^{-3}$ ;  $0,5 \cdot 10^{-3}$ ;  $1 \cdot 10^{-3}$ ;  $5 \cdot 10^{-3}$ ;  $10 \cdot 10^{-3}$ ;  $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Початковий пластовий тиск становив 36 МПа; пластова температура –  $74^\circ\text{C}$ ; радіус центральної високопроникної зони – 5067,59 м; радіус покладу – 6309,64 м; початкові запаси газу в центральній зоні –  $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ ; у периферійній зоні –  $10 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ . Темп видобутку газу із покладу зростає за прямолінійною залежністю від 0 до 5 % на рік від початкових запасів протягом чотирьох років і далі залишається постійним.

Результати виконаних досліджень свідчать про значний вплив взаємодії у газовому покладі різнопроникних ділянок пласта на показники процесу видобування газу, зокрема, на значення пластового тиску [5,8-16].

Під час розробки покладу пластовий тиск швидше знижується в центральній високопроникній зоні і повільніше в периферійній, низькопроникній зоні. Між зонами створюється перепад тиску, під дією якого газ із периферійної зони перетікає в центральну зону. У міру видобутку газу перепад тиску між зонами і дебіт газу, що перетікає між ними, поступово збільшуються і, досягнувши максимального значення, надалі зменшуються. Перепад тиску між зонами буде тим більший, а дебіт газу, що перетікає, тим менший, чим нижча проникність периферійної зони. Для розглянутих значень проникності периферійної зони максимальний перепад тиску між зонами досягається на 16-ий – 20-ий роки і змінюється в межах 4,29-32,47 МПа, а максимальний дебіт газу, що перетікає між зонами, досягається на 6-ий – 15-ий роки і змінюється в межах 0,99 – 14,46  $\text{м}^3/\text{с}$ . На момент припинення розробки покладу (31-ий рік) за проникності низькопроникної зони  $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  пластовий тиск у високопроникній центральній зоні знижується з початкового значення 36 МПа до 0,56 МПа, а у низькопроникній периферійній зоні становить 3,82 МПа. За проникності низькопроникної зони  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  пластовий тиск у центральній і периферійній зонах становить відповідно 0,29 і 31,67 МПа. Тобто за низьких значень проникності низькопроникна зона майже не приймає участі у розробці покладу.

Перетікання газу між зонами продовжується після зупинки розробки родовища, що зменшує різницю тисків між периферійною і центральною зонами. Для значень проникності центральної зони  $0,5 \text{ мкм}^2$  і периферійної зони  $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  тиски в обох зонах на 30-ий рік після зупинки родовища майже вирівнюються. Для значень проникності центральної зони  $0,5 \text{ мкм}^2$  і периферійної зони  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  пластовий тиск на 58-ий рік після зупинки родовища становить відповідно 1,81 і 25,6 МПа. Отже, у випадку невисокої проникності низькопроникної зони процес перетікання газу між зонами відбувається дуже повільно. Тому необхідно застосовувати методи інтенсифікації вилучення залишкового газу з низькопроникних, слабкодренованих ділянок пласта на виснажених газових покладах з макронеоднорідними колекторами.

Характерним є положення графічної залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу із покладу  $\bar{P}_{nl} / Z(\bar{P}_{nl}) = f[Q_{\text{вуд}}(t)]$ , побудованої по видобувних свердловинах у центральній високопроникній зоні. За проникності низькопроникної зони  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  вона майже співпадає з прямою, яка відповідає запасам газу у високопроникній зоні. Із збільшенням проникності низькопроникної зони ця залежність розміщується вище наведеної прямої лінії, а у разі проникності низькопроникної зони  $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  майже співпадає з іншою прямою лінією, яка відповідає сумарним запасам газу в низькопроникній і високопроникній зонах.

Із наведеного можемо зробити кілька важливих висновків. Використовуючи залежність  $\bar{P}_{nl} / Z(\bar{P}_{nl}) = f[Q_{\text{вуд}}(t)]$  для покладу з макронеоднорідними пластами та переважаючим розміщенням видобувних свердловин на високопроникних ділянках, неможливо отримати достовірну оцінку запасів газу за методом зниження пластового тиску. На покладах з макронеоднорідними колекторами слід застосовувати комбіновану систему розміщення вертикальних, похилоскерованих і горизонтальних свердловин з проведенням поінтервальних гідророзривів по довжині горизонтального стовбура, щоб забезпечити рівномірне зниження тиску в різних ділянках пласта і високий коефіцієнт газовилучення.

На виснажених газових покладах з переважаючим розміщенням видобувних свердловин на високопроникних ділянках можуть знайти застосування такі методи вилучення залишко-

вого газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок: 1) періодична експлуатація видобувних свердловин за невеликої різниці проникностей високопроникних і низькопроникних ділянок, тривалість періодів роботи і зупинок свердловин визначають за результатами промислових досліджень або теоретичних розрахунків; 2) проведення потужних гідравлічних розривів пласта у видобувних свердловинах з утворенням тріщин великого радіусу; 3) забурювання у видобувних свердловинах бокових стовбурів великої протяжності; 4) буріння додаткових свердловин (в тому числі горизонтальних) на слабкодренованій, низькопроникній ділянці пласта з використанням їх як видобувних або як нагнітальних для запомповування неуглеводневих газів з метою витіснення залишкового природного газу в зону розміщення наявних видобувних свердловин.

Відповідно до промислових даних у закінчених розробкою газових покладах при газовому режимі може залишатися до 10-15 % і більше газу від початкових запасів. До можливих напрямів підвищення газовилучення з виснажених газових покладів відноситься витіснення із пласта залишкового природного газу неуглеводневими газами, до яких відносяться діоксид вуглецю, димові гази та азот; водою і водогазовими сумішами. Середнеуглеводневих газів найбільшою газовитіснювальною здатністю характеризується діоксид вуглецю. В окремих дослідках на моделях пласта коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю становив 81-97,4 % [17-18]. Діоксид вуглецю є побічним продуктом деяких хімічних підприємств, які переважно розміщуються на значній віддалі від газових покладів.

У разі використання діоксиду вуглецю потрібно будувати підвідні газопроводи з корозійностійких матеріалів від хімічних підприємств до газових покладів і застосовувати ефективні методи боротьби з корозією обладнання свердловин і системи збору та підготовки газу. На завершальній стадії розробки газових покладів після багаторічної експлуатації обладнання свердловин і системи облаштування промисла значною мірою зношене. Додаткове корозійне навантаження на обладнання може призвести до його прискореного руйнування з подальшими негативними наслідками. Тому застосовувати діоксид вуглецю для витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів проблематично. Недоцільним є також використання виснажених газових і газоконденсатних покладів як сховищ для утилізації діоксиду вуглецю. Через високу коро-

зійну активність цього газу відбуватиметься поступове руйнування обсадних колон і цементного кільця за ними, що призведе до витікання діоксиду вуглецю на денну поверхню та екологічної катастрофи.

Найбільш доступним середнеуглеводневих газів є азот, який можна отримати з повітря безпосередньо на газовому промислі за допомогою мембранних, адсорбційних і криогенних установок, які випускаються промисловістю. При використанні азота не виникає проблем з корозією газопромислового обладнання. Газовитіснювальна здатність азоту по метану дещо нижча, ніж у діоксиду вуглецю, однак вона достатньо висока.

В ІФНТУНГ проведено комп'ютерні дослідження витіснення із виснажених газових покладів залишкового природного газу азотом [11-13]. У дослідках вивчали вплив на загальний коефіцієнт газовилучення і на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом (на момент прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення 5 % об'ємного вмісту азоту в пластовій продукції) тиску початку нагнітання азоту в пласт, темпу, тривалості і циклічності його нагнітання, системи розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин та технологічних режимів їхньої роботи. Основну кількість дослідів виконано з використанням моделі покладу кругової форми з розміщенням нагнітальних свердловин у вигляді колової батареї на зовнішньому контурі газонасності і видобувних свердловин у вигляді колової батареї у центрі родовища з різною відстанню між батареями свердловин і свердловинами у батареях. В окремих дослідках використовували поклад квадратної форми з нагнітальною свердловиною в центрі і видобувними свердловинами по кутах квадрату і розглядали площове розміщення свердловин за чотири-, п'яти-, семи- і дев'ятиточковою системами із нагнітальною свердловиною в центрі за різної відстані від нагнітальної до видобувних свердловин. Тривалість періоду нагнітання азоту в пласт становила 6; 9; 12; 15; 18; 21; 24; 30; 36 місяців. Ступінь компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту сягав 1:1; 1:1,25; 1:1,5; 1:1,75; 1:2. В окремих дослідках в циклі нагнітання азоту в пласт видобувні свердловини зупиняли. Мінімальний пластовий тиск на момент припинення розробки родовища на природному режимі приймали рівним 0,1 від початкового тиску.

Для оцінки впливу тиску початку нагнітання азоту в пласт на коефіцієнт газовилучення проведено додаткові дослідки, в яких пласто-

вий тиск у покладі на початок нагнітання азоту становив 20; 30; 40 та 50% від початкового тиску. Згідно з результатами досліджень раціональне значення тиску початку нагнітання азоту в поклад змінюється в межах 0,29 – 0,31. Найбільший коефіцієнт газовилучення досягається при неперервному нагнітанні азоту в поклад за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 без зупинки видобувних свердловин в циклі нагнітання азоту.

За площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на покладі коефіцієнт газовилучення буде тим більшим, чим більша кількість видобувних свердловин в елементі системи і більша відстань від нагнітальної свердловини до видобувних. Залежно від системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності і технологічних параметрів процесу нагнітання азоту у пласт коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється у межах 53,97 – 61,82 %, що свідчить про достатню технологічну ефективність розглядуваного процесу. В реальних умовах забезпечити високий коефіцієнт газовилучення покладу за залишковим газом можна збільшенням коефіцієнта охоплення витісненням природного газу азотом, наприклад, при застосуванні методу зміни напрямів фільтраційних потоків чи періодичним уведенням у потік азоту порції води для створення додаткових фільтраційних опорів рухові азоту поровими каналами великого діаметра і високопроникних ділянках пласта. При цьому азот більшою мірою надходить в порові канали меншого діаметра і низькопроникні ділянки пласта і витіснятиме з них залишковий природний газ до видобувних свердловин. В результаті сповільниться переміщення фронту витіснення, і азот пізніше надійде до видобувних свердловин.

З використанням результатів виконаних досліджень розроблено технологію підвищення газовилучення з виснажених газових покладів шляхом витіснення з них залишкового природного газу азотом. Вона передбачає одночасне діяння на весь поклад чи по чергово на окремі його ділянки. Спочатку на одній ділянці центральну свердловину переводять у нагнітальну, а навколишні свердловини продовжують експлуатувати як видобувні. Після прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення 5 % об'ємних вмісту азоту у пластовій продукції процес переносять на іншу ділянку покладу.

Багато газових покладів пов'язано з пластовими водонапірними системами. Розробка їх супроводжується надходженням в газонаснену частину законтурної пластової води, що при-

зводить до поступового обводнення видобувних свердловин і защемлення частини газу водою в пористому середовищі. Через неоднорідність будови продуктивних відкладів і нерівномірне розміщення свердловин на площі газонасності (що характерно для реальних покладів) відбувається вибіркоче (прискорене) переміщення газоводяного контакту по найбільш проникних пластах і ділянках покладу. В результаті передчасно обводнюються окремі видобувні свердловини, а в обводненій зоні залишаються ділянки пласта з початковою газонасненістю, які вода обійшла.

На завершальній стадії розробки газових покладів уже сформувався основні напрями випереджувального руху пластової води, а положення газоводяного контакту на різних ділянках є дуже нерівномірним. Тому для отримання високих технологічних показників дорозробки виснажених газових покладів при водонапірному режимі необхідно забезпечити вирівнювання положення фронту води, а також вилучення частини защемленого газу з обводнених зон. Для цього рекомендується запомповувати азот у приконтурні свердловини, розміщені в зонах активного надходження пластової води в поклад. Під час нагнітання азоту в пласт створюються додаткові фільтраційні опори та гідродинамічний бар'єр рухові води внаслідок перевищення тиску на лінії нагнітання над поточним пластовим тиском. В результаті сповільнюється надходження води у поклад в зоні розміщення нагнітальних свердловин. Одночасно при русі азоту через обводнене пористе середовище витісняється частина раніше защемленого газу. Азот не поступає в порові канали, зайняті законтурною пластовою водою, яка надійшла в поклад і створює фільтраційний опір рухові азоту, і надходить в порові канали, зайняті природним газом, витісняючи його до видобувних свердловин.

Використання азоту для блокування надходження води в газовий поклад і вилучення защемленого газу із обводнених пластів вивчали в лабораторних умовах на однопластовій і двопластовій моделях [14]. Досліди проводили з моделюванням зв'язаної води за пластових умов. В дослідях на однопластовій моделі вивчали вплив нагнітання азоту в обводнений пласт на швидкість руху води і коефіцієнт газовилучення. У дослідях попередньо обводнювали 1/3, 1/2 і 2/3 моделі пласта. Далі на вхід моделі подавали певний об'єм азоту, після чого продовжували нагнітання води до появи її на виході моделі і припинення винесення водою пухирців газу. Згідно з дослідними даними, за-



стосування азоту як блокуючого агента після обводнення 1/3, 1/2 і 2/3 моделі пласта призвело до зниження швидкості руху води відповідно в 1,125; 1,3; 1,46 разів порівняно з дослідом без застосування азоту. Коефіцієнт газовилучення становив відповідно 37,5; 38,8 і 42,9 % порівняно з 36,4 % за відсутності нагнітання азоту. Отже, нагнітання азоту в обводнений пласт сповільнює переміщення фронту води і сприяє вилученню частини защемленого газу. На двошаровій моделі з пластами різної проникності вивчали вплив нагнітання азоту у високопроникний пласт на регулювання переміщення фронту води пластами і сумарний видобуток води з обох пластів. В досліді одночасно подавали воду з напірної ємності в обидва пласти. На виході з пластів підтримували однаковий тиск і роздільно вимірювали кількість отриманих з них газу і води. Таким чином, моделювалась розробка спільною сіткою свердловин двох пластів, приурочених до єдиної водонапірної системи. У досліді на двошаровій моделі (аналогічно як і на одношаровій) після обводнення 1/3, 1/2 і 2/3 високопроникного пласта подавали на його вхід певний об'єм азоту, після чого продовжували нагнітання води в обидва пласти до появи води на виході низькопроникного пласта і припинення винесення пухирців газу. Згідно з дослідними даними нагнітання азоту у високопроникний пласт після обводнення 1/3, 1/2 і 2/3 його довжини призводить до зменшення об'єму води, видобутої із високопроникного пласта на момент обводнення низькопроникного пласта відповідно 1,05; 1,5; 3,5 разів. При цьому коефіцієнт газовилучення зріс відповідно на 1,1; 2,4 і 6,5 % порівняно із його значенням без блокування азотом високопроникного пласта. Отже, нагнітання у високопроникні пласти на багатопластових родовищах блокуючих агентів дозволяє збільшити тривалість періоду безводної експлуатації свердловин, зменшити об'єми пластової води, що відбираються із свердловин, і підвищити коефіцієнт газовилучення покладів.

Одним із застережень щодо застосування азоту для регулювання процесу обводнення газових покладів є можливий швидкий прорив його у видобуванні свердловини через низьку в'язкість. Для запобігання швидкому прориву азоту в газонасичену частину родовища і до видобувних свердловин рекомендується періодично запомпувати у нагнітальні свердловини певні об'єми води, водних розчинів поверхнево-активних речовин і водних суспензій різних речовин для перекриття великих порових

каналів і збільшення охопленням обводненої зони впливом азоту.

Застосування запропонованих технологій дозволить підвищити ефективність розробки виснажених газових покладів за газового і водонапірного режимів.

### Висновки

Завершальна стадія розробки газових покладів характеризується істотним виснаженням пластової енергії, низькодебітністю свердловин, неповним охопленням покладів розробкою через неоднорідність продуктивних відкладів і нерівномірність розміщення видобувних свердловин на площі газонасиченості. Завдання раціональної дорозробки виснажених газових покладів полягає у виправленні негативної ситуації, яка склалася, шляхом запровадження відповідних геолого-технічних заходів і підвищенні поточного і накопиченого видобутку газу із покладів.

Запропоновано новий підхід до вирішення проблеми підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів. Він включає:

- аналітичне і техніко-технологічне обґрунтування методів мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зоні дренажу видобувних свердловин;
- технології вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок покладу;
- технології витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням неуглеводневих газів, зокрема, азоту;
- технології регулювання процесу дорозробки виснажених газових покладів за водонапірного режиму шляхом активного впливу на переміщення газоводяного контакту і видобутку защемленого газу з обводнених зон.

Використання запропонованих розробок дозволить підвищити поточний видобуток газу із виснажених покладів і кінцевий коефіцієнт газовилучення.

### Література

1. Кондрат Р. М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2021. 456 с.
2. Кондрат Р. М. Проектування розробки газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2021. 272 с.
3. Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных место-

рождений: Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1989. 334 с.

4. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 629 с.

5. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова галузь України*. 2017. №3. С. 11-15.

6. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Науковий вісник НГУ*. 2017. № 5. С. 23-28.

7. SPE-208555-MS. Low-Permeable Reservoirs as High Potential Assets for EGR. Hedzyk, Nazarii and Oleksandr Kondrat. Paper presented at the SPE Eastern Europe Subsurface Conference, Kyiv, Ukraine, November 2021. <https://doi.org/10.2118/208555-MS>

8. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Матіішин 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.

9. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Закономірності процесу взаємодії у газовому родовищі різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними. *Нафтогазова галузь України*. 2015. №6. С. 22-25.

10. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Дослідження процесу періодичної розробки виснаженого газового родовища з макронеоднорідними колекторами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №1(58). С. 7-12.

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

12. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №2(67). С. 70-74. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2018-2\(67\)-70-74](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2018-2(67)-70-74)

13. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив системи 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. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-1\(70\)-33-40](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-1(70)-33-40)

14. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання надходження законтурної пластової води і видобутку зацмленого газу. *Нафтогазова галузь України*. 2019. №4. С. 21-26.

15. Кондрат Р. М. Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*. 2005. №5, Т.І. С. 12-23.

16. Кондрат О.Р. , Кондрат Р.М. Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. №2(55). С. 61-67.

17. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. Canadian International Petroleum Conference. 16-18 June. Calgary, Alberta. 2009. <https://doi.org/10.2118/2009-023>

18. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. 9<sup>th</sup> Canadian International Petroleum Conference. June 17-19. 2008. in Calgary. Alberta, PETSOC-09-08-49-P. DOI: [10.2118/2008-145](https://doi.org/10.2118/2008-145)

## References

1. Kondrat R. M. Tekhnolohiia rozrobky hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: Foliant, 2021. 456 p. [in Ukrainian]

2. Kondrat R. M. Proiektuvannia rozrobky hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: Foliant, 2021. 272 p. [in Ukrainian]

3. Zakirov S. N. Teoriya i proektirovanie razrobotki gazovyih i gazokondensatnih mestorozhdeniy: Uchebnoe posobie dlya vuzov. M.: Nedra, 1989. 334 p. [in Russian]

4. Zakirov S. N. Razrobotka gazovyih, gazokondensatnyih i neftegazokondensatnyih mestorozhdeniy. M.: Struna, 1998. 629 p. [in Russian]

5. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Pidvyshchennia efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh rodovyshch pryrodnykh haziv. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2017. №3. P. 11-15. [in Ukrainian]

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

7. SPE-208555-MS. Low-Permeable Reservoirs as High Potential Assets for EGR. Hedzyk, Nazarii and Oleksandr Kondrat. Paper presented at the SPE Eastern Europe Subsurface Conference, Kyiv, Ukraine, November 2021. <https://doi.org/10.2118/208555-MS>
8. Kondrat R. M., Kondrat O. R., Matiishyn 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. No3(48). P. 70-76.
9. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Zakonomirnosti protsesu vziaemodii u hazovomu rodovyshchi riznoprornykh dilianok plasta z peretikanniam hazu mizh nymy. *Naftohazova haluz Ukrainy.* 2015. No 6. P. 22-25. [in Ukrainian]
10. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Doslidzhennia protsesu periodychnoi rozrobky vysnazhenoho hazovoho rodovyshcha z makroneodnorodnymy kolektoramy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2016. №1(58). P. 7-12. [in Ukrainian]
11. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Doslidzhennia vplyvu tysku pochatku nahnitannia azotu u vysnazhene hazove rodovyshche na kharakterystyky protsesu vyluchennia zalyshkovoho pryrodnoho hazu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2016. No 2(59). P. 51-57. [in Ukrainian]
12. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv tempu zakonturnoho nahnitannia azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad kruhovoï formy na koefitsient hazovyluchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2018. No2(67). P. 70-74. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2018-2\(67\)-70-74](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2018-2(67)-70-74). [in Ukrainian]
13. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv systemy ploshchovoho rozmishchennia vydobuvnykh i nahnitalnykh sverdlovykh pry nahnitanni azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad na koefitsient hazovyluchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2019. No1(70). P. 33-40 [in Ukrainian]. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-1\(70\)-33-40](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-1(70)-33-40)
14. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Pidvyshchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhodzhennia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zashchemlenoho hazu. *Naftohazova haluz Ukrainy.* 2019. No 4. P. 21-26. [in Ukrainian]
15. Kondrat R. M. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovyluchennia. *Nauka ta inovatsii.* 2005. No 5, Vol.I. P. 12-23. [in Ukrainian]
16. Kondrat O.R., Kondrat R.M. Doslidzhennia vplyvu zonalnoi neodnorodnosti produktyvnykh plastiv na kharakter zalezhnosti zvedenoho serednoho plastovoho tysku vid nakopychenoho vydobutku hazu z rodovyshcha. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2015. No 2(55). P. 61-67. [in Ukrainian]
17. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. Canadian International Petroleum Conference. 16-18 June. Calgary, Alberta. 2009. <https://doi.org/10.2118/2009-023>
18. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. 9<sup>th</sup> Canadian International Petroleum Conference. June 17-19. 2008. in Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49-P. DOI: [10.2118/2008-145](https://doi.org/10.2118/2008-145)