

УДК 622.279

ОЦІНКА МОЖЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ НЕВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ДЕСОРБЦІЇ МЕТАНУ ПРИ РОЗРОБЦІ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ З НИЗЬКОПРОНИКНИМИ КОЛЕКТОРАМИ

Н. М. Гедзик

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15;
тел. +380 (3422) 4-21-95; e-mail: khomyn@rambler.ru*

Подаються результати теоретичних та лабораторних досліджень стосовно можливості використання неуглеводневих газів для інтенсифікації процесу десорбції метану з поверхні породи під час розробки родовищ природних газів з низькопроникними колекторами. За результатами статистичного оброблення результатів проведених експериментальних досліджень отримано математичну модель, яка поєднує кількість адсорбованого газу, тиск, температуру та проникність колектора. Експериментальним шляхом визначено відносну адсорбційну здатність ущільнених пісковиків для метану, азоту та діоксиду вуглецю. Обґрунтовано напрямки подальших досліджень та зроблено відповідні висновки.

Ключові слова: десорбція, метан, азот, діоксид вуглецю, ущільнені пісковики.

Вступ

Родовища природних газів України представлені, в основному, пластами високої і середньої проникності. Більшість з них увійшла в стадію спадного видобутку газу. У даній ситуації можливим напрямом стабілізації і збільшення власного видобутку газу в Україні є освоєння нетрадиційних родовищ природних газів з низькопроникними пластами. Вони включають газ ущільнених порід, сланцевий газ і метан вугільних пластів. Із збільшенням глибин буріння свердловин також зростатиме кількість родовищ з низькопроникними колекторами. Відомі технології видобування газу з низькопроникних пластів характеризуються порівняно невисокими початковими дебітами свердловин, які швидко знижуються в процесі розробки родовищ, і низькими кінцевими коефіцієнтами газовилучення. Тому розроблення більш ефективних технологій видобування газу з низькопроникних порід-колекторів є надзвичайно актуальним завданням. Уведення в розробку нетрадиційних родовищ природних газів дозволить підвищити власний видобуток газу в Україні.

Огляд літературних джерел

Розробка нетрадиційних родовищ природних газів все ще перебуває на стадії становлення. Тому на даному етапі надзвичайно актуальними залишаються питання вдосконалення технології підвищення ступеня вилучення газу вже на початковій стадії розробки. Як встановлено за результатами дослідно-промислових робіт та набутим промисловим досвідом, частина газу нетрадиційних родовищ перебуває в адсорбованому стані [1, 2, 3]. Тому дослідження, пов'язані з вивченням адсорбційно-десорбційних процесів у низькопористих низькопроникних родовищах природних газів, можуть стати ключовими для забезпечення високих коефіцієнтів вуглеводневилучення та поточних відборів газу.

Одним із методів підвищення коефіцієнта газовилучення зі сланцевих, вугільних та ущільнених низькопроникних пластів є інтенсифікація процесу десорбції природного газу. У світовій практиці відомі такі методи інтенсифікації десорбції [4]:

- 1) зниження тиску;
- 2) витіснення адсорбованого газу інертним газом;
- 3) термальна десорбція;
- 4) заміщувальна десорбція.

Одним з методів вилучення адсорбованого газу є зниження пластового тиску. Цей метод є простим і малозатратним. Виходячи з характеру ізотерми адсорбції для вилучення адсорбованого газу одного лише зниження пластового тиску не достатньо. Зокрема, при зниженні тиску у 8-10 разів порівняно з початковим пластовим тиском десорбується тільки близько 30-40% газу від всього об'єму початково адсорбованого газу. А при значному зниженні пластового тиску подальша розробка родовища стає економічно нерентабельною через низькі дебіти свердловин. В даній ситуації необхідно застосовувати методи інтенсифікації десорбції газу без зниження пластового тиску.

Механізм витіснення адсорбованого газу інертним газом полягає у зниженні парціального тиску адсорбованого компонента шляхом нагнітання у пласт інертного газу з меншою адсорбційною здатністю. Даний метод доцільно використовувати, коли сила зв'язку між адсорбатом і адсорбтивом є порівняно малою [4].

Термальна десорбція полягає у підвищенні температури адсорбенту, що зумовлює зниження його адсорбційної здатності. Використання даного методу в пластових умовах вимагає генерування у пласті високих температур [4].

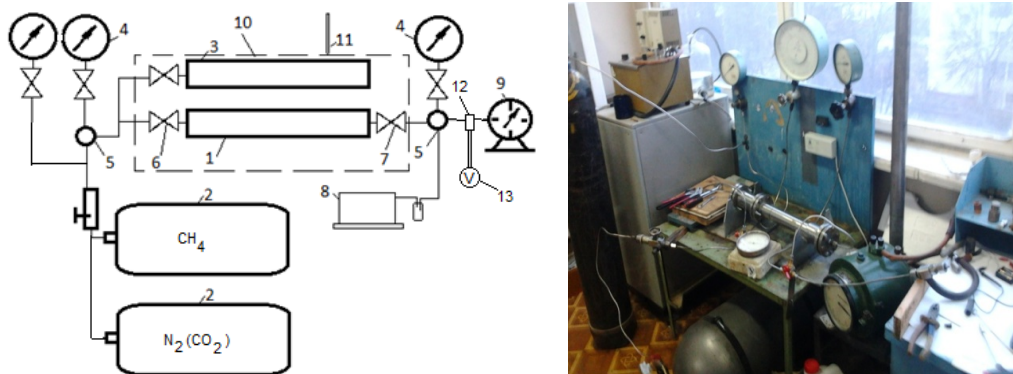
При заміщувальній десорбції адсорбований газ заміщується газом з вищою адсорбційною здатністю.

Беручи до уваги особливості розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами, найбільш обґрунтованими є дослідження щодо витіснення метану інертним газом та заміщувальної десорбції.

У роботах [1, 2, 5] досліджуємо питання використання неуглеводневих газів для інтенсифікації десорбції природного газу з метою підвищення коефіцієнту газовилучення. Дослідники вказали можливі шляхи підвищення газовилучення з родовищ вугільного метану та сланцевого газу – нагнітання діоксиду вуглецю, азоту та їхніх сумішей. Проте, в їх роботах не досліджено вплив часу та тиску запомповування заміщувального агенту на коефіцієнт газовилучення. Також не повністю досліджено інтенсифікацію десорбції метану з родовищ природних газів з ущільненими колекторами, зокрема пісковиками. Проведення таких досліджень та адаптація відомих технологій до умов родовищ України є одним із найактуальніших питань нашої нафтогазової промисловості.

Основний матеріал дослідження

Для кількісної оцінки адсорбційно-десорбційних процесів при розробці родовищ природних газів з низькопроникними колекторами проведено лабораторні дослідження на насипній моделі пласта фракційним складом: 0,127 мм, 0,2 мм, 0,5 мм, 1 мм, 2 мм і 3 мм, довжиною 450 мм та діаметром 40 мм. Проникність насипної моделі становила 9,1 мД, пористість – 27,99 %. Принципова схема та загальний вигляд лабораторної установки зображено на рис. 1.



1 – модель; 2 – газові балони для метану та азоту (діоксиду вуглецю);
3 – додаткова ємність; 4 – манометри; 5 – маніфольди; 6 – вхідна засувка;
7 – вихідна засувка; 8 – вакуумний насос; 9 – газовий лічильник; 10 – термо-
стат; 11 – давач температури; 12 – давач концентрації метану; 13 – вольтметр

Рис. 1. Принципова схема та загальний вигляд лабораторної установки для дослідження адсорбційно-десорбційних процесів у пористих середовищах

Для забезпечення достовірності результатів експериментальних досліджень необхідно забезпечити виконання умов подібності основних характеристик досліджуваних процесів. Аналіз результатів відомих

досліджень адсорбційно-десорбційних процесів показує, що визначальними параметрами є розміри моделі, її пористість та проникність, а також термобаричні умови. З огляду на це, основними критеріями подібності, які повинні забезпечуватись з метою отримання достовірних результатів, є

$$\pi_1 = \frac{\sigma}{\Delta P \sqrt{\frac{k}{m}}}; \quad \pi_2 = \frac{\sigma}{k |\text{grad } P|}; \quad \pi_3 = \frac{\sigma}{h q \Delta P \sqrt{\frac{k}{m}}};$$

$$\pi_4 = \frac{h}{L}; \quad \pi_7 = m; \quad \pi_{13} = \frac{\Delta P_k / h}{\Delta P / L},$$

де π_1 – співвідношення між гідродинамічними і капілярними силами, які діють у повздовжньому напрямі;

π_2 – співвідношення між градієнтами гідродинамічних та капілярних сил;

π_3 – співвідношення між капілярними і гравітаційними силами;

π_{13} – співвідношення між капілярними силами, які діють у поперечному напрямі, і гідродинамічними силами, які діють у повздовжньому напрямі;

π_4 – співвідношення лінійних розмірів моделі пористого середовища;

π_7 – коефіцієнт відкритої пористості.

k , m , h – відповідно коефіцієнти абсолютної проникності, відкритої пористості і товщина моделі високопроникного (низькопроникного) пласта;

σ – поверхневий натяг на межі розділу „вода-газ”;

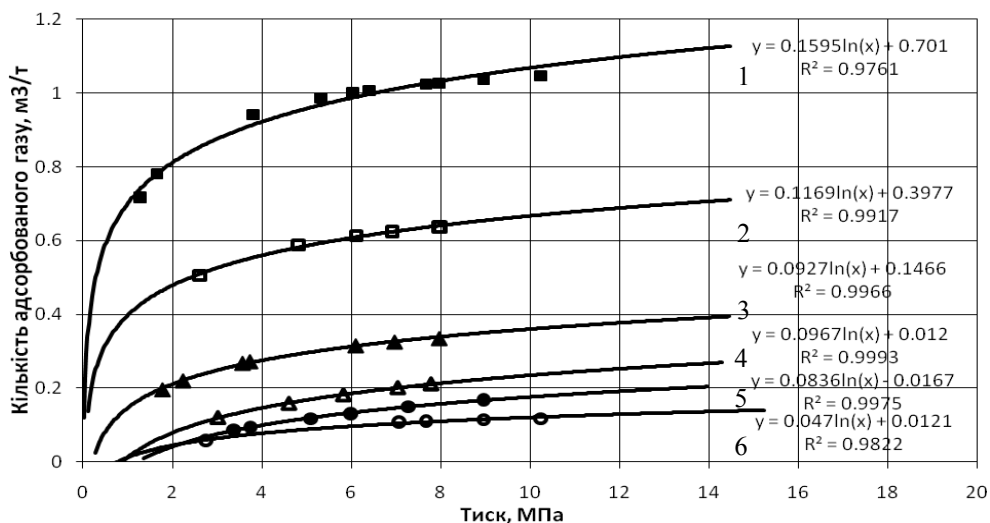
L , h – лінійні розміри моделі пласта: довжина і товщина відповідно;

P_n , P_k – відповідно початковий і кінцевий пластові тиски в моделі пласта;

ΔP – перепад гідродинамічного тиску по довжині моделі;

$\text{grad } P$ – градієнт гідродинамічного тиску.

Збереження відповідних параметрів дозволило отримати достовірні результати в ході досліджень. Зокрема, це стало можливим завдяки використанню природного газу як робочого газу. Згідно з паспортом якості природного газу на відповідність ДСТУ ГОСТ 27577:2005 вміст метану – 97%, гексану + вищі – 0,004%, неуглеводневих компонентів – близько 0,8%. Відносна густина газу – 0,574, температура точки роси – мінус 35,5°C. На рис. 2 наведено ізотерми адсорбції метану для різних значень температури та проникності моделі. Детальніший опис результатів даних досліджень наведено в [6].



1, 2 – ізотерми адсорбції для моделі проникності 9,7мД за температури 40°С та 60°С відповідно; 3, 4 – ізотерми адсорбції для моделі проникності 29мД за температури 40°С та 60°С відповідно; 5, 6 – ізотерма адсорбції для моделі проникності 93 мД за температури 40°С та 60°С відповідно

Рис. 2. Графічні залежності кількості адсорбованого газу від тиску (ізотерма адсорбції) для моделей з різною проникністю за різних значень температури

Для практичного використання одержаних результатів проведено теоретичні дослідження з метою отримання математичної моделі, яка би пов'язувала між собою проникність, температуру, тиск та кількість адсорбованого газу.

Для побудови такої моделі використано пакет статистичного аналізу даних GeneXproTools 5.0.3883 [7]. Серед чинників, які впливають на кількість адсорбованого у ході експерименту газу, вибрано: тиск, температуру та проникність моделі. Отримано математичну модель зв'язку кількості адсорбованого газу залежно від проникності колектора та термобаричних умов:

$$V_{adc} = \frac{20,23 \cdot (9,7 + P)}{k \cdot (t - 7,1)} + \frac{(1 - P)^2 + e^{-1,346}}{2} \cdot \frac{1}{e^k} + \frac{2 \cdot (P - 3,2)}{(0,696 - k) \cdot \left(\frac{k + 5,373}{2} + \frac{1}{t} \right)}, \quad (1)$$

де V_{adc} – кількість адсорбованого газу, м³/т;

P – пластовий тиск, МПа;

t – пластова температура, °С;

k – проникність колектора, мД.

За отриманою залежністю можливо оперативно підрахувати кількість адсорбованого газу в родовищі без проведення експерименталь-

них досліджень у діапазоні зміни тиску 0,1-15 МПа, за температури – 20-60°C та проникності колектора – 9,7-93 мД.

Адекватність моделі перевірено за критерієм Фішера, суть якого полягає порівнянні помилки відхилення моделі від експериментальних даних з похибкою експерименту. В табл. 1 наведено результати статистичного аналізу, перевірки адекватності та збіжності моделі.

Таблиця 1. Результати статистичного аналізу та перевірки адекватності моделі

Параметр		Значення параметру
Розмір вибірки	Sample Size	149
Коефіцієнт детермінації	R-square	0.9742
Коефіцієнт кореляції	Correlation Coefficient - CC	0.987
Середній квадрат похибки	Mean Squared Error - MSE	0.00373
Середньоквадратична похибка	Root Mean Squared Error -RMSE	0.061
Відносна абсолютна похибка	Relative Absolute Error - RAE	0.18388
Середнє абсолютне відхилення	Mean Absolute Error - MAE	0.05
Відносна квадратична похибка	Relative Squared Error - RSE	0.03071
Відносна похибка	Root Relative Squared Error - RRSE	0.17524
Збіжність результатів	Up/Down Accuracy	97.92%
Похибка кореляції	Up/Down Error	2.08%
F-статистика (критерій Фішера)	F-Statistic	4.13

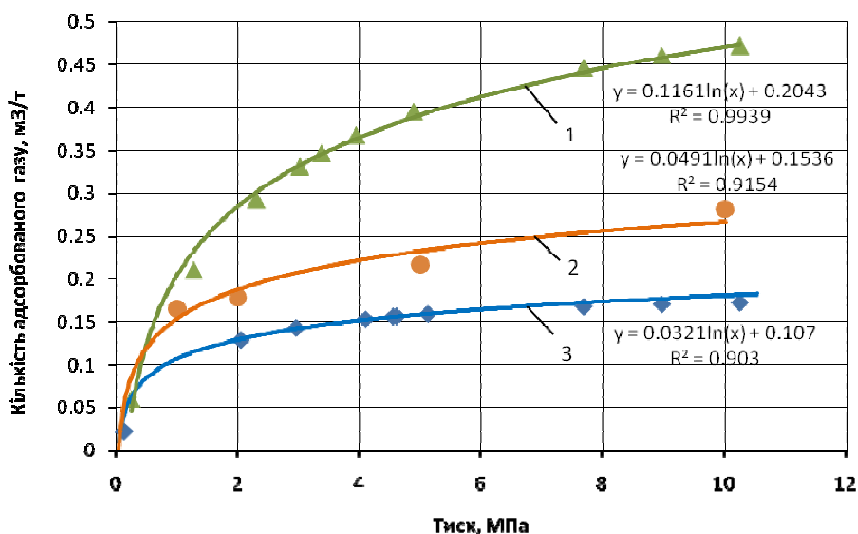
Як видно з табл. 1, в діапазоні проведених досліджень розрахункові результати досить добре корелюються з фактичними, що свідчить про можливість попередньої наближеної оцінки кількості адсорбованого газу з використанням отриманої математичної моделі.

Проте, з метою глибокого аналізу взаємозалежності досліджуваних чинників використано автоматизовані нейронні мережі типу “багатошаровий перцептрон” та “радіальна базисна функція”. Штучні нейромережі є електронними моделями нейронної структури мозку, який здебільшого навчається з досвіду [8, 9]. Природний аналог свідчить, що множина проблем, які поки що не підвладні розв’язуванню наявними комп’ютерами, можуть бути ефективно вирішені блоками нейромереж.

Після аналізу отриманих результатів побудови та перевірки нейромереж встановлено, що для моделі багатошаровий перцептрон MLP 3-7-1 (з 7-ма прихованими нейронами, 3-ма вхідними величинами (проникність, температура, тиск) та 1-ю вихідною величиною (кількість адсорбованого газу)), коефіцієнт кореляції для тестової та контрольної вибірок досягає 0,999. Найвищий рівень значущості з вхідних величин має проникність, а найнижчий – тиск, що цілком узгоджується з експериментальними результатами. Дана модель може бути використана для оперативного визначення кількості адсорбованого газу залежно від

термобаричних умов та проникності пласта. Дослідження з побудови та обробки нейромережевої моделі проводились з використанням прикладної програми Statistica.

Беручи до уваги особливості розробки низькопористих низькопроникних колекторів, було проведено дослідження щодо витіснення метану інертним газом та заміщувальної десорбції. Дані експериментальні дослідження були проведені на насипній моделі пласта з пористістю 24,5%, абсолютною проникністю – 41 мД з використанням метану (CH₄), азоту (N₂) та діоксиду вуглецю (CO₂). На рис. 3 наведені ізотерми адсорбції діоксиду вуглецю, метану та азоту.



1 – діоксид вуглецю; 2 – метан; 3 – азот

Рис. 3. Залежності кількості адсорбованого газу від тиску за температури 40°C для різних газів при проникності моделі – 41 мД

Аналіз експериментальних даних дозволив зробити попередню оцінку відносної адсорбційної здатності за аналогією з [10]. Для визначення відносної адсорбційної здатності використано коефіцієнт заміщення метану вуглекислим газом (CO₂-CH₄) та метану азотом (N₂-CH₄). Відносна адсорбційна здатність визначається за формулою:

$$\alpha_{газу-CH_4} = \frac{V_{L-газу} \cdot P_{L-CH_4}}{V_{L-CH_4} \cdot P_{L-газу}}, \quad (2)$$

де $V_{L-газу}$, V_{L-CH_4} – відповідно об’єм Ленгмюра для досліджуваного газу та метану, м³/т;

$P_{L-газу}$, P_{L-CH_4} – відповідно тиск Ленгмюра для досліджуваного газу та метану, МПа.

Згідно з отриманими результатами відносні адсорбційні здатності становлять:

$$\alpha_{CO_2-CH_4} = \frac{0,576 \cdot 2,127}{0,3344 \cdot 2,23} = 1,64;$$

$$\alpha_{N_2-CH_4} = \frac{0,187 \cdot 2,127}{0,3344 \cdot 0,947} = 1,25;$$

$$\alpha_{CO_2-N_2} = \frac{1,64}{1,25} = 1,312.$$

Результати проведених розрахунків свідчать, що у разі використання вуглекислого газу як заміщувального агенту можна видобути приблизно на 30% більше адсорбованого газу, ніж при використанні азоту. Звідси також випливає, що заміщувальна адсорбція є більш ефективною порівняно з нагнітанням інертного газу.

Висновки

1. Вперше проведено експериментальні дослідження щодо визначення впливу температури, тиску та проникності ущільнених пісковиків на їхню здатність адсорбувати метан.

2. На основі статистичної обробки результатів експериментальних досліджень отримано математичну модель, яка дозволяє оцінити кількість адсорбованого газу залежно від проникності колектора, тиску та температури.

3. Вперше проведено експериментальні дослідження та визначено відносну адсорбційну здатність метану, азоту та діоксиду вуглецю на поверхні ущільнених пісковиків.

4. Обґрунтовано напрямки підвищення коефіцієнта газовилучення за рахунок інтенсифікації видобутку адсорбованого на поверхні порового простору газу.

Література

1. PETSOC 2006-111 Gas Adsorption / Diffusion in Bidisperse Coal Particles: Investigation for an Effective Diffusion Coefficient in Coalbeds J. Yi. Chonqing I.Y. Akkutlu, C.V. Deutsch
2. SPE 48881 Enhanced Coalbed Methane Recovery Using CO₂ Injection: Worldwide Resource and CO₂ Sequestration Potential // Scott H. Stevens,; Denis Spector, Pierce Riemer
3. SPE 20732 Enhanced Coal bed Methane Recovery // R. Puri and D. Yee
4. SPE 163133 Energy Generation & Coal Bed Methane Recovery Via CO₂-N₂ Sequestration and Their Environmental Consequences // Asadullah Memon, Bilal Shams Memon, Sania Soomro, Froze Unar and Seema Bano
5. SPE 95947 Laboratory and Simulation Investigation of Enhanced Coalbed Methane Recovery by Gas Injection // G.-Q. Tang, K. Jessen, A.R. Kovscek
6. Kondrat O.R. Study of adsorption processes influence on development of natural gas fields with low-permeability reservoirs /O.R.Kondrat, N.M.Hedzyk // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 4 (53). – С. 7-17.

7. Електронний ресурс: режим доступу <http://www.gepsoft.com>
8. Неітеративні, еволюційні та мультиагентні методи синтезу нечітко-логічних і нейромережних моделей: Монографія / Підзаг. ред. С.О.Субботіна. – Запоріжжя: ЗНТУ, 2009. – 375 с.
9. Новітні методи прикладної фізики і математики в інженерних дослідженнях: навчальний посібник / О.М.Карпаш, А.О.Снарський, П.М.Райтер, М.О.Карпаш. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 320 с.: іл.
10. Kalantari-Dahaghi A. Impact of Sorption Isotherms on the Simulation of CO₂-Enhanced Gas Recovery and Storage Process in Marcellus Shale / Amirmasoud Kalantari-Dahaghi, Shahab D. Mohaghegh, Qin He // 2013 Carbon Management Technology Conference paper.

Стаття надійшла до редакційної колегії 17.01.2016 р.

*Рекомендовано до друку д.т.н., професором **Кондратом Р.М.**,
к.т.н. **Рудим С.М.***

**NON-HYDROCARBON GASES USAGE CAPABILITY
ASSESSMENT FOR METHANE DESORPTION ENHANCEMENT
DURING NATURAL GAS FIELDS DEVELOPMENT
WITH LOW PERMEABLE RESERVOIRS**

N. M. Hedzyk

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivsk, Carpathians str., 15;
ph. +380 (3422) 4-21-95; e-mail: nazarii.hedzyk@gmail.com*

The article presents the results of theoretical and laboratory research of the possibility of using non-hydrocarbon gases for enhance methane desorption from the surface of rocks during the development of natural gas fields with low permeable reservoirs. After statistical analysis of the experimental results mathematical model that combines the number of adsorbed gas, pressure, temperature and reservoir permeability was obtained. Relative adsorption capacity of tight sands for methane, nitrogen and carbon dioxide were determined experimentally. Directions for further research was grounded and the correct conclusions was made.

Key words: *desorption, methane, nitrogen, carbon dioxide, tight sands.*