

ОЦІНКА ТА ВРАХУВАННЯ ВПЛИВУ АДСОРБЦІЙНО-ДЕСОРБЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ НА ХАРАКТЕР КРИВОЇ ЗВЕДЕНОГО ПЛАСТОВОГО ТИСКУ ВІД НАКОПИЧЕНОГО ВИДОБУТКУ ГАЗУ

Н. М. Гедзик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: nazarii.hedzyk@gmail.com

В останні роки науковці та нафтогазові інженери все більше уваги приділяють проблемам, які пов'язані із розробкою родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами, оскільки саме такі родовища найближчим часом можуть стати джерелом додаткового видобутку вуглеводневих ресурсів. У даній роботі подаються результати досліджень щодо оцінки впливу адсорбційно-десорбційних процесів на динаміку кривої зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу. Після аналізу промислових даних та результатів власних лабораторних досліджень обґрунтовано доцільність врахування адсорбційно-десорбційних процесів при розробці родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами. Виведено рівняння матеріального балансу та методики розрахунку для прогнозування технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів під час їх розробки на виснаження та при використанні неуглеводневих заміщувальних агентів.

Ключові слова: природний газ, низькопроникні колектори, десорбція, методика, матеріальний баланс.

В последние годы ученые и нефтегазовые инженеры все больше внимания уделяют проблемам, которые связаны с разработкой месторождений природных газов с низкопористыми низкопроницаемыми коллекторами, поскольку именно такие месторождения в ближайшее время могут стать источником дополнительной добычи углеводородных ресурсов. В данной работе представлены результаты исследований по оценке влияния адсорбционно-десорбционных процессов на динамику кривой сводного пластового давления от накопленной добычи газа. После анализа промысловых данных и результатов собственных лабораторных исследований обоснована необходимость учета адсорбционно-десорбционных процессов при разработке месторождений природных газов с низкопористыми низкопроницаемыми коллекторами. Выведено уравнения материального баланса и методики расчета для прогнозирования технологических показателей разработки месторождений природных газов с низкопористыми низкопроницаемыми коллекторами с учетом адсорбционно-десорбционных процессов при их разработке на истощение и при использовании неуглеводородных заместительных агентов.

Ключевые слова: природный газ, низкопроницаемые коллектора, десорбция, методика, материальный баланс.

In recent years, scientists and petroleum engineers are increasingly focused on issues that are associated with the development of natural gas fields with low-permeable reservoirs since such deposits can become a source of additional hydrocarbon resources extraction in the nearest time. This paper presents the study results of assessment of the adsorption-desorption processes influence on the dynamics of the curve of reduced reservoir pressure dependence on cumulative gas production. After analyzing the field data and results of our own laboratory studies, there was grounded the necessity of considering the adsorption-desorption processes when developing natural gas fields with low-porous low-permeable reservoirs. In the paper, there was also developed the equation of material balance and calculation methods for predicting the technological parameters of development of the natural gas fields with low-porous low-permeable reservoirs with the account of the adsorption-desorption processes when developing them with the help of the depletion drive and using non-hydrocarbon displacement agents.

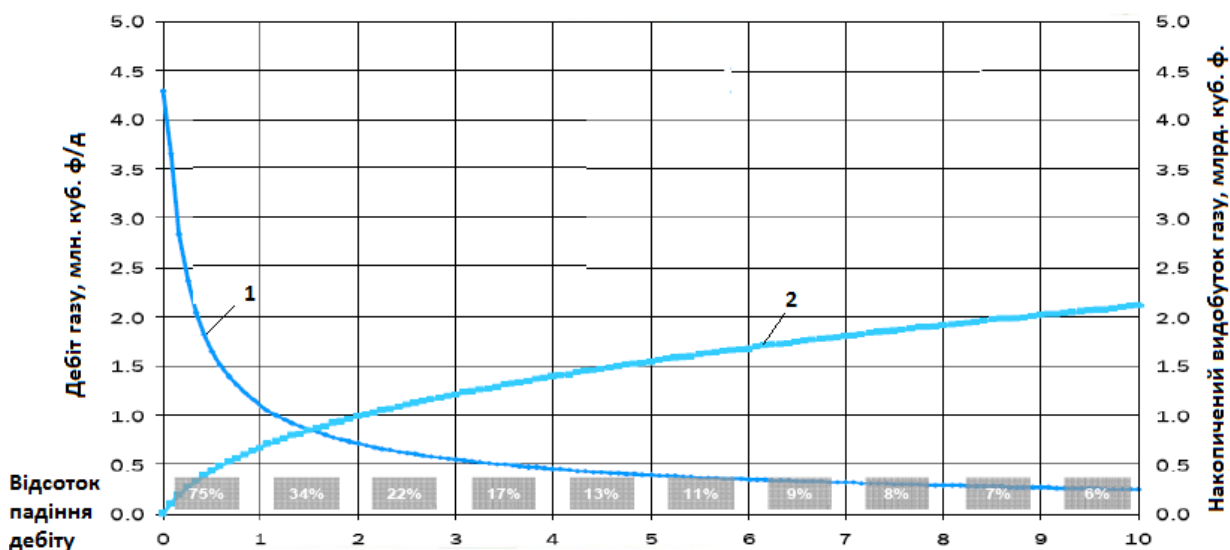
Keywords: natural gas, low-permeable reservoirs, desorption, methods, material balance.

Вступ

В умовах дефіциту вуглеводневої сировини можливим напрямом стабілізації і збільшення власного видобутку газу в Україні є освоєння нетрадиційних родовищ природних газів з низькопроникними колекторами. Однак введення в розробку таких родовищ потребує відповідних технологій, адаптованих до гірничо-геологічних умов України.

На даний час в Україні відкрито ряд перспективних площ, які містять значні ресурси нетрадиційних вуглеводнів [1]. Слід також зазначити, що у всіх нафтогазоносних регіонах (Прикарпаття, Дніпровсько-Донецька западина) в межах родовищ, які розробляються, заляга-

ють низькопроникні низькопористі нафтогазоносні колектори, які не були введені у розробку. Зі збільшенням глибин буріння також зростатиме частка ущільнених нафтогазоносних колекторів. Традиційний видобуток газу з таких родовищ вертикальними свердловинами є економічно нерентабельним. Тому надзвичайно актуальним є проведення досліджень з розроблення власних технологій та техніки видобування газу з нетрадиційних родовищ. Вони є перспективним джерелом вуглеводневої сировини, яке у майбутньому визначатиме основний видобуток нафти, газу і конденсату в Україні.



1 – дебіт газу; 2 – накопичений видобуток газу

Рисунок 1 – Перебіг дебіту та накопиченого видобутку газу родовища Марселлус

Аналіз відомих досліджень і публікацій

Однією з основних відмінностей між розробкою традиційних та нетрадиційних родовищ природного газу є наявність відповідних стадій видобутку. При розробці традиційних газових і газоконденсатних родовищ розрізняють наступні періоди видобутку газу: зростання видобутку газу, постійного видобутку газу або стабілізації відборів і спадного видобутку газу [2].

У випадку нетрадиційних родовищ з самого початку розробки спостерігається період спадного видобутку [3]. Для прикладу нижче наведено криві падіння видобутку для родовища сланцевого газу Марселлус (рисунок 1), оцінені компанією Chesapeake Energy [4].

Як бачимо темп зниження дебіту свердловин є досить швидким. Впродовж першого року дебіт свердловини може зменшитись на 65-80%, в другому році – 35-45%, в третьому – 20-30%. Проте, після різкого зниження спостерігається більш-менш стабільний видобуток на кінцевій ділянці, коли відсоток падіння дебіту зменшується слабо і в середньому може скласти 5-7%. Такий спад може тривати десятками років, проте він обмежений економічно рентабельним дебітом (мінімальним пластовим тиском).

Відмінні риси при розробці нетрадиційних родовищ природного газу з низькопористими низькопроникними колекторами також чітко спостерігаються на залежності зведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{вид}]$. Типова залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу для традиційного та нетрадиційного покладу зображена на рисунку 2 [5, 6].

Такий характер кривої падіння може бути зумовлений рядом факторів. Так, наприклад, у роботі [7] автори пояснюють виположення кривої зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу тим, що при зниженні пла-

стового тиску у активній (з більшою проникністю) зоні до певного значення, аналогом якої може бути стимульований об'єм покладу, відбувається перетікання газу з віддаленої (пасивної) зони з меншою проникністю (зовнішній об'єм покладу). Внаслідок такого перетікання спостерігається часткове підвищення тиску в активній зоні, що впливає на характер кривої $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{вид}]$. Автори також дослідили вплив проникності пасивної зони на темп перетікання газу. Так, за проникності пасивної зони 0,1 мД перетікання є слабким, і крива $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{вид}]$ дещо відхиляється від осі абсцис. Зі збільшенням проникності пасивної зони до 1 мД дана залежність ще більше відхиляється від прямої лінії. Проте інтенсивність перетікання газу залежить не лише від проникності пасивної зони, але й від відношення проникності активної зони до проникності пасивної зони.

Також, як свідчать результати досліджень [8], адсорбційно-десорбційні процеси протікають як у родовищах природного газу з низькопроникними колекторами, так і з порівняно високопроникними пластами. На нашу думку, іншим можливим поясненням відхилення залежності $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{вид}]$ від прямої лінії може бути той факт, що в процесі розробки родовища у міру зниження пластового тиску відбувається десорбція газу з поверхні породи. Десорбований газ, поступаючи у поровий простір пласта, зумовлює підвищення пластового тиску та зростання видобутку газу. Найактивніше цей процес проходить на завершальній стадії розробки родовища, оскільки, згідно з ізотермою адсорбції Ленгмюра, близько 60% адсорбованого газу десорбується при зниженні тиску до 0,1-0,2 від початкового пластового тиску (рівноважного тиску адсорбції). Саме тому найбільше відхилення залежності

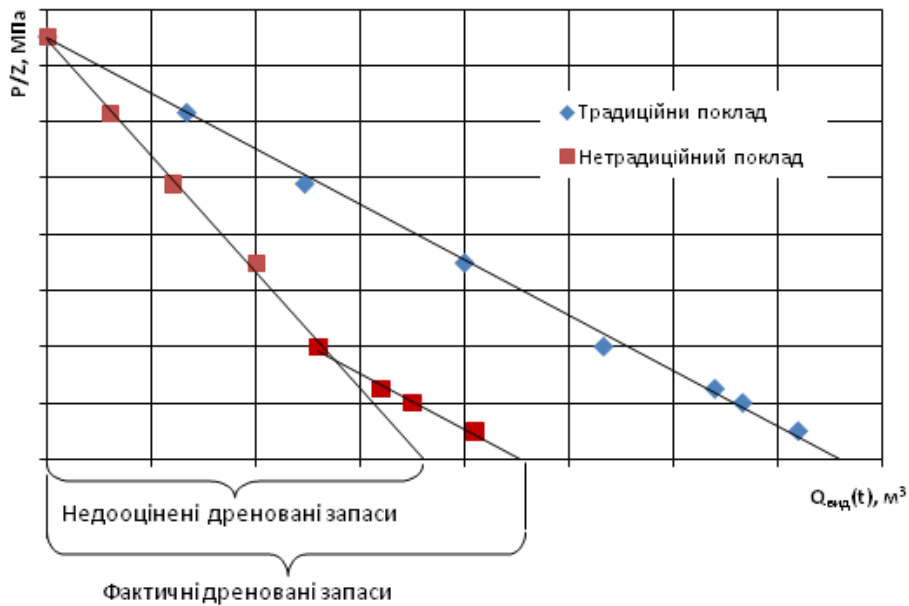


Рисунок 2 – Залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу

$\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{внд}]$ спостерігається при значному зниженні пластового тиску, коли починає вивільнятися раніше адсорбований газ.

Отже, використовуючи рівняння матеріального балансу для нетрадиційних родовищ природних газів необхідно враховувати адсорбційно-десорбційні процеси. Як наслідок, методику прогнозування показників розробки нетрадиційних родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами, які базуються на даному рівнянні, значною мірою відрізнятимуться від існуючих методик для традиційних родовищ. Тому в даній ситуації розроблення відповідних рівнянь і методик, які враховуватимуть особливості розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів, і досі залишається актуальним питанням.

Постановка проблеми та обґрунтування задач дослідження

Як уже зазначалось розробка родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами значною мірою відрізняється від розробки традиційних газових родовищ. Це зумовлено як низькими фільтраційно-емнісними властивостями, так і природою залягання газу в таких родовищах.

Для прикладу на рисунку 3 наведено графічну залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу, яка отримана експериментальним шляхом на насипній моделі пласта довжиною 450 мм та діаметром 40 мм при моделюванні розробки газового родовища з проникністю 9,1 мД на виснаження. У якості робочого газу було використано природний газ з відносною густиною 0,574 (вміст метану близько 97 %).

Як видно з рисунка 3 фактичні дані відхиляються від прямолінійної залежності. Причи-

му це відхилення більш чітко проявляється при зниженні тиску в моделі до ~0,2 від початкового тиску. Таке відхилення залежності зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу від прямої лінії зумовлено основною мірою десорбцією метану. На кінець розробки спостерігається відхилення кривої $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{внд}]$ приблизно на 7 % від визначеного значення дренаваних запасів за початковою прямолінійною ділянкою.

Беручи до уваги промисловий досвід розробки нетрадиційних родовищ природних газів та результати експериментальних досліджень можна зробити висновок, що рівняння матеріального балансу для газових родовищ з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів значною мірою відрізняється від рівняння матеріального балансу для традиційних родовищ. В такому випадку традиційні методику прогнозування технологічних показників розробки будуть давати неточні результати. Тому особливу увагу варто приділити питанню розробки нових більш достовірних методик, які дозволяють враховувати адсорбційно-десорбційні процеси, які відбуваються в продуктивних пластах в процесі розробки родовищ.

Основний матеріал дослідження

Базовим основним рівнянням, яке дає змогу вирішувати задачі розробки газових і газоконденсатних родовищ є рівняння матеріального балансу. У випадку розробки газового родовища на виснаження пластової енергії дане рівняння має вигляд [9, 10]:

$$Q_{зап.поч} = Q_{зал}(t) + Q_{внд}(t), \quad (1)$$

де $Q_{зап.поч}$ – початкові запаси газу, м³;

$Q_{зал}(t)$ – залишкові запаси газу, м³;

$Q_{внд}(t)$ – накопичений видобуток газу, м³.

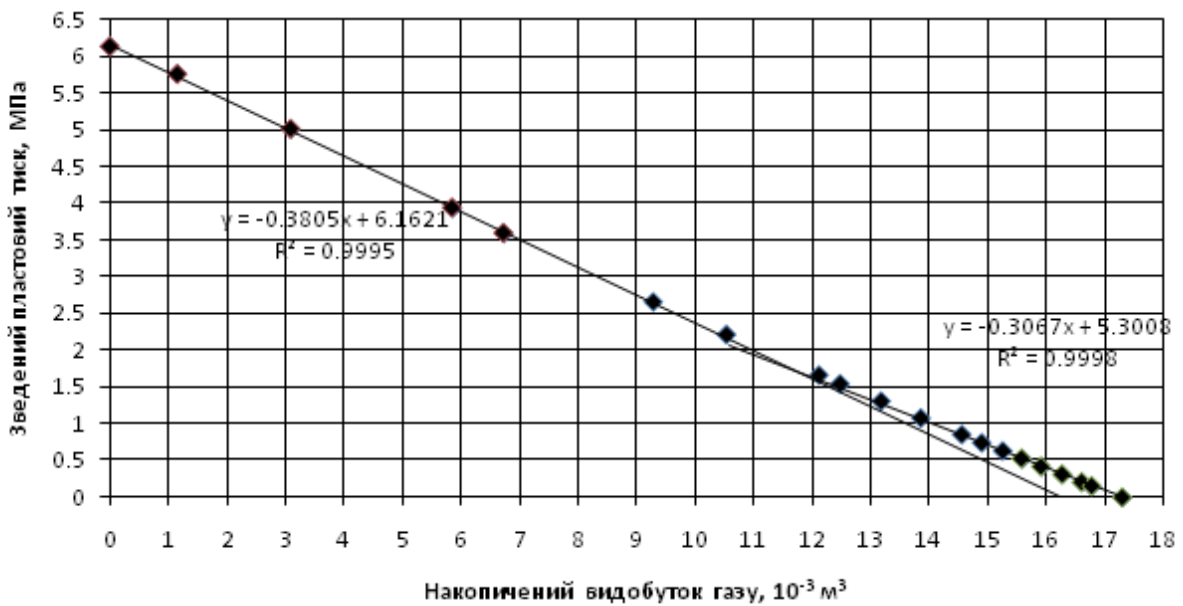


Рисунок 3 – Залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу для CH_4

Або у розгорнутому вигляді:

$$\frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} p_{поч} T_{ст}}{z_{поч} p_{ат} T_{пл}} = \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} \tilde{p}_{пл}(t) T_{ст}}{z(\tilde{P}_{пл}) p_{ат} T_{пл}} + Q_{вид}(t), \quad (2)$$

де $\alpha_{поч}$ – коефіцієнт початкової газонасиченості;

$\Omega_{поч}$ – початковий поровий об'єм, м^3 ;

$p_{поч}$ – початковий пластовий тиск, МПа;

$T_{ст}$ – стандартна температура, К;

$z_{поч}$ – коефіцієнт стисливості газу при початковому пластовому тиску і пластовій температурі;

$p_{ат}$ – атмосферний тиск, МПа;

$T_{пл}$ – пластова температура, К;

$\tilde{p}_{пл}(t)$ – поточний пластовий тиск, МПа;

$z(\tilde{P}_{пл})$ – коефіцієнт стисливості газу при поточному пластовому тиску і пластовій температурі;

$Q_{вид}(t)$ – накопичений видобуток газу, м^3 .

Проте, у випадку родовищ природних газів з низько пористими низькопроникними колекторами варто враховувати ще й запаси адсорбованого газу. Тому рівняння (1) і (2) набудуть наступного вигляду:

$$Q_{зап.поч}^e + Q_{зап.поч}^a = Q_{зал}^e(t) + Q_{зал}^a(t) + Q_{вид}(t), \quad (3)$$

де $Q_{зап.поч}^e$ – початкові запаси вільного газу, м^3 ;

$Q_{зап.поч}^a$ – початкові запаси адсорбованого газу, м^3 ;

$Q_{зал}^e(t)$ – залишкові запаси вільного газу, м^3 ;

$Q_{зал}^a(t)$ – залишкові запаси адсорбованого газу, м^3 .

Початкові запаси адсорбованого газу:

$$Q_{зап.поч}^a = V_a(P_{поч}) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

де $V_a(P_{поч})$ – кількість адсорбованого газу в покладі при початковому пластовому тиску, $\text{м}^3/\text{т}$;

ρ_n – густина породи, $\text{кг}/\text{м}^3$;

F – площа газонасиченості, м^2 ;

h – товщина пласта, м;

m – коефіцієнт пористості.

Кількість адсорбованого газу на конкретний момент часу буде залежати від поточного пластового тиску і згідно рівняння Ленгмюра буде дорівнювати:

$$V_a(P_{пл}) = V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L}, \quad (5)$$

де V_L – об'єм Ленгмюра, $\text{м}^3/\text{т}$;

P_L – тиск Ленгмюра, МПа.

Накопичений видобуток при цьому повинен враховувати як кількість видобутого вільного газу, так і кількість десорбованого газу, який можна визначити з рівняння:

$$Q_{дес}(t) = V_L \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{пл}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{пл}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \right) \times \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}. \quad (6)$$

Тоді рівняння матеріального балансу для родовища природного газу з низькопористими низькопроникними колекторами з урахуванням об'єму адсорбованого газу матиме вигляд:

$$\begin{aligned} & \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} P_{поч} T_{см}}{z_{поч} P_{ам} T_{пл}} + \\ & + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{поч}(t)}{\tilde{P}_{поч}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} = \\ & = \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} \tilde{P}_{пл}(t) T_{см}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + \\ & + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{вид}(t). \end{aligned} \quad (7)$$

Виходячи з рівняння матеріального балансу поточний пластовий тиск у родовищі знаходимо за наступною залежністю:

$$\begin{aligned} \tilde{P}_{пл}(t) = & \left\{ \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} P_{поч} T_{см}}{z_{поч} P_{ам} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{поч}(t)}{\tilde{P}_{поч}(t) + P_L} \times \right. \\ & \left. \times \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} - Q_{вид}(t) \right\} \times \\ & \times \left\{ \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} T_{см}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} \right\}^{-1} \end{aligned} \quad (8)$$

Як бачимо із залежності, дане рівняння є трансцендентним, оскільки у правій та лівій його частинах знаходиться невідоме шукане значення поточного пластового тиску. Окрім того, у правій частині рівняння також входить коефіцієнт стисливості газу при поточному пластовому тиску та пластовій температурі. Тому дане рівняння розв'язується методом послідовних наближень. У першому наближенні приймаємо значення поточного пластового тиску у правій частині рівняння та коефіцієнт $z(P_{пл})$ рівному їх значенню на попередній момент часу. За знайденим значенням поточного пластового тиску уточнюємо значення коефіцієнту стисливості газу. У другому наближенні в праву частину рівняння підставляємо значення поточного пластового тиску з першого наближення. Розрахунки продовжуємо до тих пір, поки не буде досягнута необхідна степінь точності визначення поточного пластового тиску.

Хоча розробка нетрадиційних родовищ природних газів на виснаження є найпростішою та найменш затратною, вона не є найефективнішою. Тому в промисловій практиці часто використовують методи, які забезпечують підвищення вуглеводневилучення. Одним із таких методів є використання не вуглеводневих газів у якості заміщувальних агентів для інтенсифікації десорбції природного газу.

Розробка родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів в деякій мірі нагадує розробку газоконденсатних родовищ з підтриманням пластового тиску зворотнім нагнітанням сухого газу в пласт (сайклінг-процес).

Для інтенсифікації десорбції та підвищення газовилучення з родовищ природних газів з низькопроникними колекторами пропонується

запомповувати у продуктивний пласт азот або діоксид вуглецю зі стороннього джерела. При цьому рівняння матеріального балансу набуде вигляду:

$$\begin{aligned} & Q_{зап.поч}^g + Q_{зап.поч}^a + Q_{зак}^{CO_2}(t) = \\ & = Q_{зал}^g(t) + Q_{зал}^a(t) + Q_{зал}^{CO_2}(t) + Q_{вид}^{CH_4}(t) + Q_{вид}^{CO_2}(t), \end{aligned} \quad (9)$$

де $Q_{зак}^{CO_2}(t)$ – кількість закачаного витіснювального агента (CO_2), m^3 ;

$Q_{зал}^{CO_2}(t)$ – залишкові запаси витіснювального агента (CO_2), m^3 ;

$Q_{вид}^{CH_4}(t)$ – накопичений видобуток природного газу (метану), m^3 ;

$Q_{вид}^{CO_2}(t)$ – накопичений видобуток витіснювального агента (CO_2), m^3 .

У розгорнутому вигляді рівняння 9 набуде вигляду:

$$\begin{aligned} & \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} P_{поч} T_{см}}{z_{поч} P_{ам} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{поч}}{\tilde{P}_{поч} + P_L} \times \\ & \times \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{зак}^{CO_2}(t) = \\ & = \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} \tilde{P}_{пл}(t) T_{см}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \times \\ & \times \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{вид}^{CH_4}(t) + Q_{вид}^{CO_2}(t). \end{aligned} \quad (10)$$

Тоді рівняння для визначення поточного пластового тиску матиме наступний вигляд:

$$\begin{aligned} \tilde{P}_{пл}(t) = & \left\{ \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} P_{поч} T_{см}}{z_{поч} P_{ам} T_{пл}} + \right. \\ & + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{поч}(t)}{\tilde{P}_{поч}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + \\ & \left. + Q_{зак}^{CO_2}(t) - Q_{вид}^{CH_4}(t) - Q_{вид}^{CO_2}(t) \right\} \times \end{aligned} \quad (11)$$

$$\times \left\{ \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} T_{см}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} \right\}^{-1}.$$

Кількість десорбованого газу в даному випадку визначається за кількістю адсорбованого діоксиду вуглецю за залежністю:

$$\begin{aligned} Q_{дес}(t) = & V_L^{CO_2} \cdot \left(\frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L^{CO_2}} \right) \cdot \rho_n \cdot \pi \times \\ & \times (1-m) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{зак}^{CO_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}}{\tilde{P}_{пл}(t) \cdot \alpha_{поч} \cdot \pi \cdot m_0 \cdot T_{см}}, \end{aligned} \quad (12)$$

де $Q_{зак}^{CO_2}(t)$ – темп закачування CO_2 , $m^3/рік$;

$V_L^{CO_2}$ – об'єм Ленгмюра для CO_2 , $m^3/т$;

$P_L^{CO_2}$ – тиск Ленгмюра для CO_2 , МПа.

З використанням вищенаведених рівнянь розроблено методики для проектування розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами. Розроблені методики містять певні припущення. Зокрема вважається, що весь десорбований газ ви-

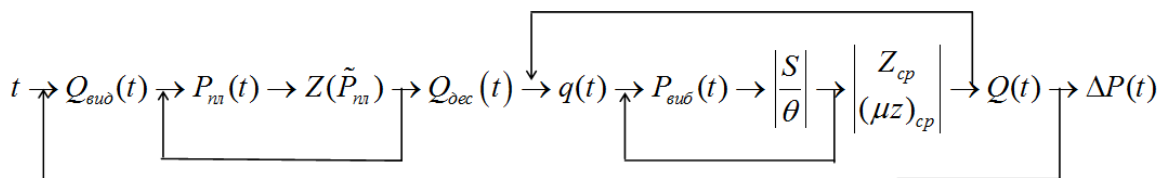


Рисунок 4 – Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_y = \text{const}$

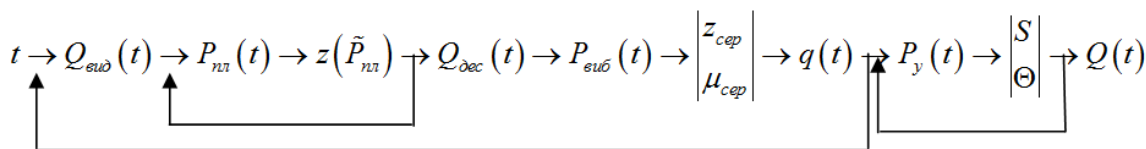


Рисунок 5 – Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

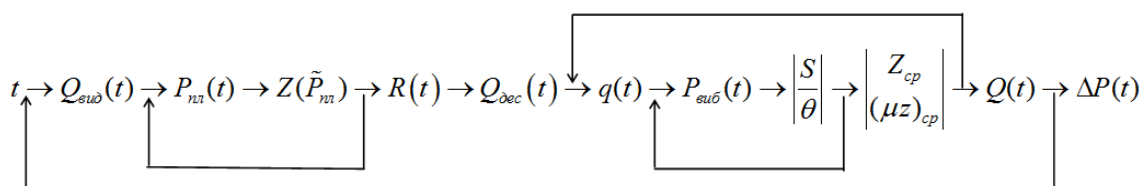


Рисунок 6 - Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_y = \text{const}$

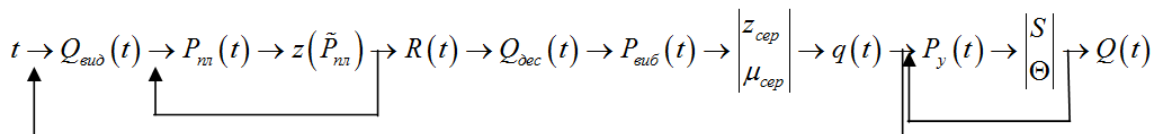


Рисунок 7 – Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів при експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$

добувається свердловинами, а відносна густина пластового газу не змінюється в часі (відсутнє змішування із неуглеводневими заміщувальними агентами). Алгоритми розрахунку згідно із розробленими методиками наведено на рисунках 4-7.

Нижче, на рисунках 8-9 наведено динаміку основних показників розробки гіпотетичного родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами за деякими із розроблених методик.

На рисунку 10 наведено динаміку пластового тиску та накопиченого видобутку газу з використанням відомої та розробленої методики при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_y = \text{const}$.

Як видно з рисунка 10 при практично однаковому темпі зниження пластового тиску, наприклад за 20 років розробки покладу, спостерігається значне збільшення накопиченого видобутку газу при розрахунку з використанням розробленої методики порівняно до його значення, отриманого за відомою методикою.

Це зумовлено тим, що розроблені методики враховують додатковий видобуток адсорбованого газу, який десорбується при зниженні пластового тиску.

Висновки

1 Проведено оцінку впливу адсорбційно-десорбційних процесів на залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу.

2 Обґрунтовано необхідність врахування адсорбційно-десорбційних процесів при розробці родовищ природних газів, особливо з низькопористими низькопроникними колекторами.

3 Виведено рівняння матеріального балансу з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів в умовах розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами на виснаження та при використанні неуглеводневих заміщувальних агентів. На основі отриманих рівнянь розроблено відповідні методики для прогнозування технологічних показників розробки.

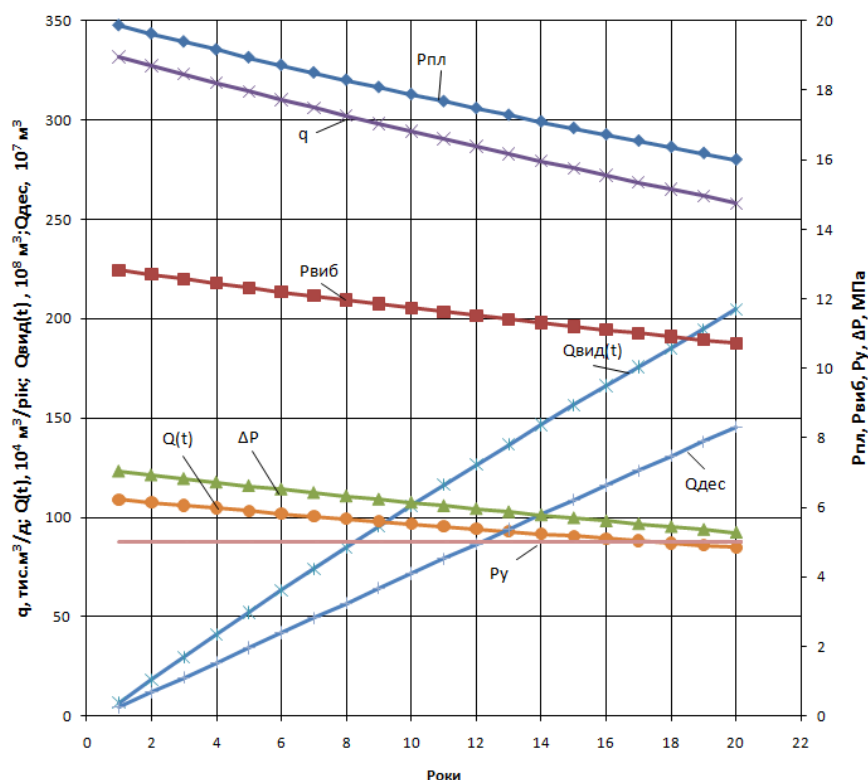


Рисунок 8 – Динаміка основних показників розробки родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_u = \text{const}$

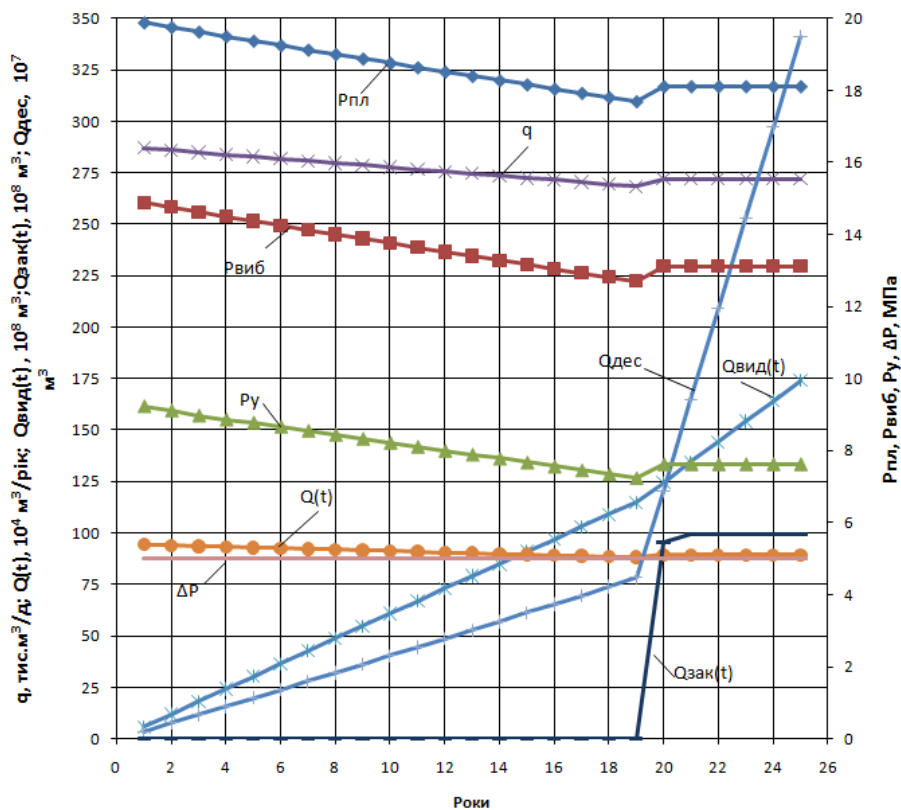
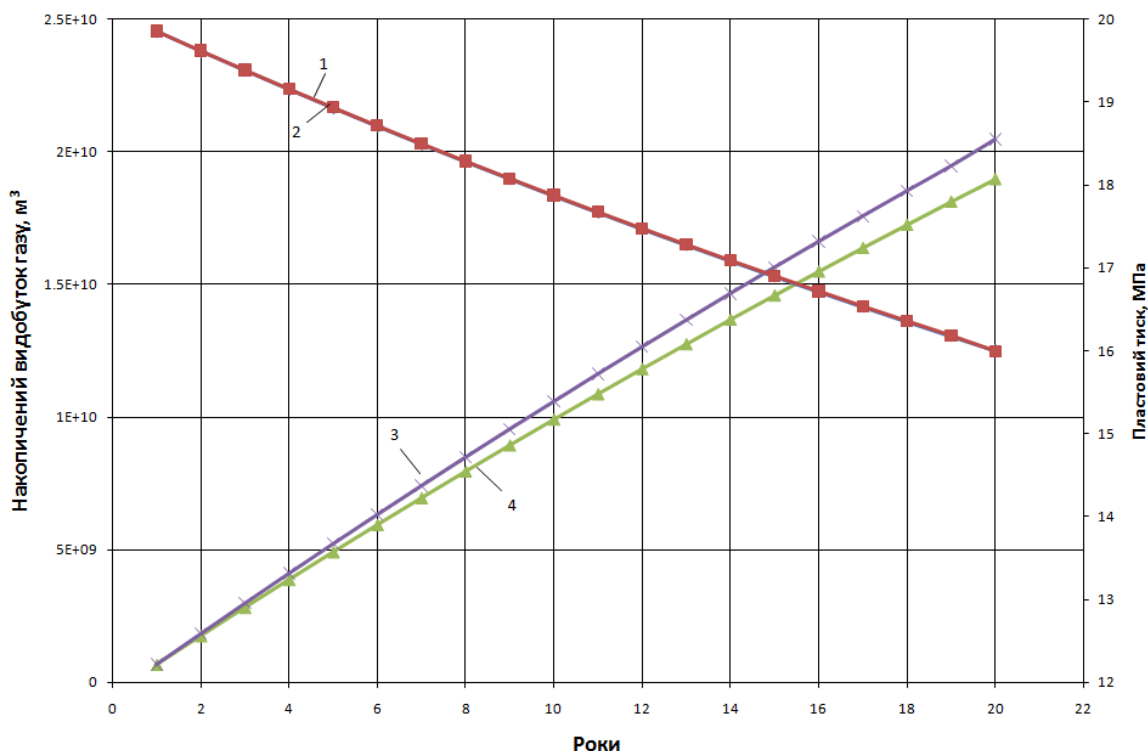


Рисунок 9 – Динаміка основних показників розробки родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами при нагнітанні CO_2 при експлуатації свердловин на технологічному режимі $\Delta P = \text{const}$



- 1 – динаміка пластового тиску з урахуванням десорбції;
 2 - динаміка пластового тиску без урахування десорбції;
 3 – динаміка накопиченого видобутку газу з урахуванням десорбції;
 4 - динаміка накопиченого видобутку газу без урахування десорбції

Рисунок 10 – Динаміка пластового тиску та накопиченого видобутку газу з урахуванням десорбції (розроблена методика) та без неї (відома методика) при експлуатації свердловин на технологічному режимі $P_u=const$

4 Апробовано розроблені рівняння та методики для умов гіпотетичного газового родовища з низькопористими низькопроникними колекторами. Встановлено, що при практично однаковій зміні пластового тиску, наприклад за 20 років розробки, накопичений видобуток газу зростає приблизно на 8 %, що зумовлене видобуванням адсорбованого газу.

Література

1. <http://shalegas.in.ua> [Електронний ресурс]
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений/ С.Н. Закиров. - М.: Струна, 1998. - 628 с
3. SPE 141085 Accounting For Adsorbed Gas in Shale Gas Reservoirs // Salman A. Mengal and R. A. Wattenbarger
4. Електронний ресурс [http://www.sooga.org/studies/Marcellus Shale Decline Analysis - 2010 - Brandon Baylor.pdf](http://www.sooga.org/studies/Marcellus%20Shale%20Decline%20Analysis%20-%20Brandon%20Baylor.pdf)
5. Effect of Sand Lens Size and Hydraulic Fractures Parameters on Gas In Place Estimation Using 'P/Z vs Gp Method' in Tight Gas Reservoirs // Hassan Bahrami, Reza Rezaee, Md Mofazzal Hossain, Nasser Alizadeh, Afshin Fathi / SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, 20-22 March, Vienna, Austria 2012

6. SPE 62883 A New Approach to Gas Material Balance in Tight Gas Reservoirs / Thomas W. Engler
7. Kondrat O. Investigation of the interaction of reservoir sections with different permeability in depleted gas field // Kondrat O./ AGH Drilling, Oil, Gas. - Vol. 32, no. 2 (2015), p. 325-332
8. 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. – 2014. – № 4 (53). – С. 7-17
9. SPE 105982 Material Balance Revisited / K.P. Ojo, S.O. Osisanya // Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31 July – 2 August, Abuja, Nigeria
10. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С.Яремійчука. – Київ-Львів, 1996. – 620 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 20.01.16

Рекомендована до друку професором **Кондратом Р.М.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук **Рудим С.М.** (НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)