

## МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПРОЦЕСУ МІНІМІЗАЦІЇ ЗНАЧЕНЬ КІНЦЕВОГО ПЛАСТОВОГО ТИСКУ В ГАЗОВИХ ПОКЛАДАХ З ГАЗОВИМ РЕЖИМОМ РОЗРОБКИ

Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Матійшин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727141,  
e-mail: public@nuing.edu.ua

Наведено залежність для визначення кінцевого коефіцієнта газовилучення газового покладу в умовах газового режиму розробки і охарактеризовано методи його підвищення. З використанням рівнянь стаціонарної фільтрації газу в пласті і руху в стовбурі свердловини отримано аналітичну залежність для кінцевого пластового тиску, за величиною якого обчислюється кінцевий коефіцієнт газовилучення. Запропонована залежність враховує вплив на кінцевий пластовий тиск і, відповідно, на кінцевий коефіцієнт газовилучення газового покладу значень устьового тиску і втрат тиску у стовбурі і привибійній зоні свердловини. Обґрунтовано методи мінімізації значень наведених параметрів. З використанням запропонованої залежності оцінено вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення значень устьового тиску, мінімально рентабельного дебіту газу і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта. Дослідження проводилися для умов покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища, який знаходиться на завершальній стадії розробки при поточному коефіцієнті газовилучення 85,8 %. За результатами досліджень кінцевий коефіцієнт газовилучення істотно збільшується із зменшенням значень коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта  $A$  і  $B$  до 4-х разів. Подальше зменшення коефіцієнтів  $A$  і  $B$  мало впливає на коефіцієнт газовилучення. Оброблення привибійної зони пласта з метою зменшення значень коефіцієнтів  $A$  і  $B$  доцільно проводити на ранніх стадіях розробки покладу в умовах високих дебітів газу. При низьких дебітах газу (в нашому випадку 0,1-0,5 тис. м<sup>3</sup>/д) зменшення значень коефіцієнтів  $A$  і  $B$  майже не впливає на кінцевий коефіцієнт газовилучення. Вплив зниження тиску на усті свердловини на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення зростає із зменшенням дебіту газу. На завершальній стадії розробки покладу найбільш істотний вплив зниження устьового тиску на коефіцієнт газовилучення спостерігається при низьких дебітах газу. Запропонована математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску може використовуватися для оцінки впливу природних (геологічних) і технологічних чинників на кінцевий коефіцієнт газовилучення та обґрунтування напрямів його збільшення.

Ключові слова: поклад, свердловина, привибійна зона, газ, розробка, дебіт, тиск, газовилучення.

Приведено уравнение для определения конечного коэффициента газоотдачи газовой залежи в условиях газового режима разработки и охарактеризованы методы его увеличения. С использованием уравнений стационарной фильтрации газа в пласте и движения в скважине получена аналитическая зависимость для конечного пластового давления, за значением которого находится конечный коэффициент газоотдачи. Предложенная зависимость учитывает влияние на конечное пластовое давление и соответственно на конечный коэффициент газоотдачи газовой залежи значений устьевого давления и потерь давления в стволе и призабойной зоне скважины. Обоснованы методы минимизации значений наведенных параметров. С использованием предложенной зависимости оценено влияние на конечный коэффициент газоотдачи значений устьевого давления, минимально рентабельного дебита газа и коэффициентов фильтрационных сопротивлений призабойной зоны пласта. Исследования проводились для условий залежи горизонта НД-4 Опарского газового месторождения, которая находится на завершающей стадии разработки при текущем коэффициенте газоотдачи 85,8%. По результатам исследований конечный коэффициент газоотдачи существенно увеличивается с уменьшением значений коэффициентов фильтрационных сопротивлений призабойной зоны пласта до 4-х раз. Дальнейшее уменьшение коэффициентов  $A$  и  $B$  мало влияет на коэффициент газоотдачи. Обработку призабойной зоны пласта с целью уменьшения значений коэффициентов  $A$  и  $B$  целесообразно проводить на ранних стадиях разработки залежи в условиях высоких дебитов газа. При низких дебитах газа (в нашем случае 0,1-0,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут) уменьшение значений коэффициентов  $A$  и  $B$  почти не влияет на конечный коэффициент газоотдачи. Влияние снижения давления на устье скважины на увеличение конечного коэффициента газоотдачи возрастает с уменьшением дебита газа. На завершающей стадии разработки залежи наиболее существенное влияние снижения устьевого давления на коэффициент газоотдачи отмечается при низких дебитах газа. Предложенная математическая модель процесса минимизации значений конечного пластового давления может использоваться для оценки влияния природных (геологических) и технологических факторов на конечный коэффициент газоотдачи и обоснования направлений его увеличения.

Ключевые слова: залежь, скважина, призабойная зона, газ, разработка, дебит, давление, газоотдача.

The equation for determination of the final gas recovery factor from the gas reservoir under gas drive conditions has been developed and methods for its increasing have been characterized. The analytical equations for the final formation pressure have been obtained by using the equations of steady-state gas filtration in the reservoir and movement in the wellbore. It helps to calculate the final gas recovery factor. The suggested dependence accounts the effect of the values of wellhead pressure and pressure lost in wellbore and bottomhole zone onto the final formation pressure and, as a consequence, onto the final gas recovery from the gas reservoir. The methods for the suggested characteristics minimization have been grounded. The influence of the values of the wellhead pressure, minimal

cost-effective gas rate, and filtration resistance factors of the formation bottomhole zone onto the final gas recovery factor has been evaluated with the help of the suggested dependence. The studies have been conducted for the conditions of the LD-4 horizons of the Oparske gas field, which are in the final stage of development under the current gas recovery factor of 85,8%. According to the results, the final gas recovery factor increases essentially up to four times with the decrease of the filtration resistance factor of the A and B formation bottomhole zone. Further decrease of the A and B factors effects gas recovery slightly. It is reasonably to conduct the bottomhole zone treatment for decreasing of the values for the A and B factors on the early stages of reservoir development under high gas rate conditions. The decrease of the A and B factors values hardly effects final gas recovery factor at low gas rates (in our case 0.1-0.5 thousand m<sup>3</sup>/d). The influence of wellhead pressure decrease onto the final gas recovery factor increases when the gas rate decreases. The most significant influence of the wellhead pressure decrease onto the gas recovery factor is observed at low gas flow rates on the final stage of reservoir development. A suggested mathematical model of final reservoir pressure minimization process can be utilized to assess the influence of natural (geological) and technological factors onto final gas recovery factor and to ground the ways of its increasing.

Keywords: deposit, well, bottomhole zone, gas, development, gas rate, pressure, gas recovery.

В умовах газового режиму розробки газових покладів кінцевий коефіцієнт газовилучення визначається з виразу, отриманого з рівняння матеріального балансу для газового покладу [1-3]:

$$V_k = 1 - \frac{P_k \cdot Z_{поч}}{P_{поч} \cdot Z_k}, \quad (1)$$

де  $P_{поч}$ ,  $P_k$  – відповідно початковий і кінцевий пластовий тиски;

$Z_{поч}$ ,  $Z_k$  – коефіцієнт стисливості газу при пластовій температурі і відповідно при початковому і кінцевому пластових тисках.

Згідно з промисловими даними по закінчених розробкою газових покладах кінцевий коефіцієнт газовилучення в умовах газового режиму змінюється в межах від 70% до 99% і в середньому становить 85-90%. Тобто на момент припинення розробки газових покладів у пласті може залишатися до 10-15% газу від початкових запасів.

Кінцевий коефіцієнт газовилучення залежить від геолого-фізичної характеристики покладу (глибина залягання продуктивних відкладів, тип порід-колекторів, їх проникність, насиченість зв'язаною водою, неоднорідність за площею і розрізом, ступінь деформації у процесі зниження пластового тиску), системи розробки покладу (темп відбору газу, розміщення свердловин на площі газонасності, необхідний тиск для подачі газу споживачеві), і техніко-економічних показників (відстань до споживача, вимоги до кондиції газу, відпускна ціна на газ тощо). Кінцевий коефіцієнт газовилучення зменшується із збільшенням відстані до споживача, глибини залягання газонасних відкладів та їх неоднорідності, погіршенням продуктивної характеристики (в першу чергу, зниженням проникності) порід-колекторів та у разі деформації порід при зниженні пластового тиску у процесі розробки газового покладу. За промисловими даними кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає із збільшенням сумарного відбору газу на кінець періоду постійного видобутку газу, темпу відбору газу в цей період його тривалості і сповільненням темпу зниження відбору газу в період спадного видобутку газу.

Із залежності (1) видно, що кінцевий коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим менше співвідношення зведених кінцевого і початкового пластових тисків, а для конкретно-

го родовища буде тим більший, чим нижчий кінцевий пластовий тиск.

До можливих напрямів збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення відносяться: забезпечення рівномірного охоплення дренаванням всього газонасиченого порового об'єму покладу і однакових (близьких) значень кінцевого пластового тиску в різних ділянках пласта; мінімізація значень кінцевого пластового тиску; витіснення (заміщення) частини залишкового газу у виснажених газових покладах неуглеводневими газами та рідинами.

У загальному випадку пластовий тиск  $P_{пл}$  можна представити як суму устьового тиску  $P_y$ , втрат тиску в процесі руху газу в стовбурі свердловини (насосно-компресорних трубах (НКТ))  $\Delta P_{НКТ}$  і втрат тиску в процесі руху газу у привибійній зоні пласта (зоні депресійної воронки свердловини)  $\Delta P_{ПЗП}$ .

$$P_{пл} = P_y + \Delta P_{НКТ} + \Delta P_{ПЗП}. \quad (2)$$

Для мінімізації значень кінцевого пластового тиску необхідно забезпечити мінімальні значення устьового тиску, втрат тиску в стовбурі свердловин і втрат тиску у привибійній зоні пласта.

Для отримання математичної моделі процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску використаємо двочленну формулу припливу газу до свердловини і формулу Г. Адамова:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2, \quad (3)$$

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S} + I \cdot q^2}, \quad (4)$$

де

$$A = \frac{M_{сер.пл} \cdot Z_{сер.пл} \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \cdot \left( \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 + C_2 \right), \quad (5)$$

$$B = \frac{\rho_{ст} \cdot Z_{сер.пл} \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{2 \pi^2 h^2 I T_{ст}} \cdot \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right), \quad (6)$$

$$S = 0,03415 \cdot \frac{\bar{c}_r \cdot L}{Z_{сер.св} \cdot T_{сер.св}}, \quad (7)$$

$$\Theta = 0,0133 \cdot \lambda \cdot \frac{Z_{сер.св}^2 \cdot T_{сер.св}^2}{d_{вн}^5} (e^{2 \cdot S} - 1), \quad (8)$$

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

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

$$\mu_{\text{сер.пл}} = \frac{\mu_{\text{пл}} + \mu_{\text{виб}}}{2}, \quad Z_{\text{сер.пл}} = \frac{Z_{\text{пл}} + Z_{\text{виб}}}{2}, \quad (11)$$

$$\lambda = f(\text{Re}, \varepsilon), \quad (12)$$

$$\text{Re} = 1777 \cdot \frac{\bar{c}_r \cdot q}{\mu_{\text{сер.св}} \cdot d_{\text{вн}}}, \quad (13)$$

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_k}{d_{\text{вн}}}, \quad (14)$$

$P_{\text{пл}}, P_{\text{виб}}, P_y, P_{\text{сер.св}}$  – відповідно пластовий тиск, тиски на вибої та усті свердловини і середній тиск у стовбурі свердловини, МПа;

$T_{\text{пл}}, T_y, T_{\text{сер.св}}$  – температура відповідно пластова (вибійна), устьова і середня в стовбурі свердловини, К;

$q$  – дебіт газу за стандартних умов, тис.м<sup>3</sup>/д;

$S$  і  $\Theta$  – комплексні параметри;

$L$  – глибина спуску насосно-компресорних труб (відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації), м;

$d_{\text{вн}}$  – внутрішній діаметр колони НКТ, см;

$k$  – коефіцієнт проникності пласта, м<sup>2</sup>;

$h$  – товщина пласта, м;

$R_k$  – радіус контуру живлення (радіус зони дренування свердловини), м;

$r_c$  – радіус свердловини за долотом, м;

$l$  – параметр макрошорсткості пласта, м;

$l_k$  – абсолютна шорсткість труб, см;

$\text{Re}$  – число Рейнольдса;

$\varepsilon$  – відносна шорсткість труб;

$\bar{c}_r$  – відносна густина газу;

$\rho_{\text{ст}}$  – густина газу за стандартних умов, кг/м<sup>3</sup>;

$Z_{\text{пл}}, Z_{\text{виб}}$  – коефіцієнт стисливості газу при пластовій температурі і відповідно при тисках  $P_{\text{пл}}$  і  $P_{\text{виб}}$ ;

$\mu_{\text{пл}}, \mu_{\text{виб}}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при пластовій температурі і відповідно при тисках  $P_{\text{пл}}$  і  $P_{\text{виб}}$ , Па·с;

$Z_{\text{сер.св}}$  – коефіцієнт стисливості газу при  $T_{\text{сер.св}}$  і  $P_{\text{сер.св}}$ ;

$\mu_{\text{сер.св}}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при  $T_{\text{сер.св}}$  і  $P_{\text{сер.св}}$ , мПа·с;

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору насосно-компресорних труб;

$C_1, C_3$  – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем розкриття пласта;

$C_2, C_4$  – коефіцієнти недосконалості свердловини за характером розкриття пласта.

$P_{\text{атм}} = 0,1013 \cdot 10^6$  Па;  $T_{\text{ст}} = 293$  К.

Підставивши вираз для  $P_{\text{виб}}$  з рівняння (4) в рівняння (3), отримуємо:

$$P_{\text{пл}} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S} + A \cdot q + (B + \Theta) \cdot q^2}. \quad (15)$$

Підставимо в рівняння (15) вирази для коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта і комплексного параметра  $\Theta$  з рівнянь (5), (6) і (8). Отримаємо:

$$P_{\text{пл}} = \left\{ P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S} + \frac{M_{\text{сер.пл}} \cdot \mathcal{J}_{\text{сер.пл}} \cdot P_{\text{атм}} \cdot T_{\text{пл}}}{p k h T_{\text{ст}}} \times \right. \\ \times \left( \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 + C_2 \right) \cdot q + \\ \left. + \left( \frac{c_{\text{ст}} \cdot \mathcal{J}_{\text{сер.пл}} \cdot P_{\text{атм}} \cdot T_{\text{пл}}}{2 \cdot p^2 \cdot h^2 \cdot l \cdot T_{\text{ст}}} \cdot \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right) + \right. \right. \\ \left. \left. + 0,0133 \cdot l \cdot \frac{\mathcal{J}_{\text{сер.св}}^2 \cdot T_{\text{сер.св}}^2}{d_{\text{вн}}^5} (e^{2 \cdot S} - 1) \right) \cdot q^2 \right\}^{\frac{1}{2}}. \quad (16)$$

Аналіз рівнянь (15) і (16) свідчить, що для мінімізації значення пластового тиску  $P_{\text{пл}}$  необхідно зменшити значення устьового тиску  $P_y$ , коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта  $A$  і  $B$  і комплексного параметра  $\Theta$ , який характеризує втрати тиску в колоні насосно-компресорних труб.

Таким чином, до основних напрямків зменшення кінцевого пластового тиску відносяться:

- зменшення робочого тиску на гирлі свердловини,  $P_y$ ;

- зменшення гідравлічних втрат тиску в насосно-компресорних трубах (зменшення коефіцієнта гідравлічного опору  $\lambda$ );

- зменшення втрат тиску у привибійній зоні пласта шляхом збільшення коефіцієнтів проникності  $k$  і макрошорсткості  $l$  пласта;

- підвищення гідродинамічної досконалості свердловин за ступенем і характером розкриття пласта (зменшення коефіцієнтів недосконалості свердловин ( $C_1, C_2, C_3, C_4$ )).

Мінімальні значення устьового тиску можна забезпечити уведенням в експлуатацію до тискувальної компресорної станції, застосуванням приустьових ежекторів і занурених свердловинних вакуумних компресорів, подачею газу місцевим споживачам і переробкою газу на місці видобування. Втрати тиску у стовбурі свердловин можна зменшити попередженням утворення глинисто-піщаних і рідинних пробок на вибоях свердловин, гідратів і відкладення солей у насосно-компресорних трубах і створенням однорідного високодисперсного газорідного потоку в насосно-компресорних трубах за наявності рідини у пластовій продукції. Втрати тиску у привибійній зоні свердловин можна зменшити проведенням відповідних хімічних, фізичних, механічних і комплексних оброблень пласта у привибійній зоні з метою очищення його від забруднень, збільшення проникності порівняно з природним значенням і підвищення досконалості свердловини за ступенем і характером розкриття пласта. Досконалість свердловини за характером розкриття пласта можна підвищити створенням додатко-

вих перфораційних каналів для з'єднання пласта із свердловиною і підключення в експлуатацію непрацюючих газоносних прошарків. Досконалість свердловини за ступенем розкриття пласта можна підвищити поглибленням стовбуру свердловини, якщо для цього є умова, або бурінням додаткових бокових стовбурів.

Запропонована математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску апробована для умов покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища.

Горизонт НД-4 залягає в інтервалі глибин 520-560 м і складений чергуванням прошарків пісковиків та алевролітів. Скупчення газу в горизонті НД-4 утворюють склепінний поклад газу пластового типу. Поклад уведений в розробку у 1940 році. На 01.01.2012 року поклад розробляється 9-ма свердловинами. Дебіти газу змінюються від 0,3 тис.м<sup>3</sup>/д до 8,5 тис.м<sup>3</sup>/д (в середньому дебіт газу дорівнює 4,22 тис.м<sup>3</sup>/д), робочий тиск на усті свердловин коливається в межах 0,5-0,6 МПа (в середньому становить 0,57 МПа). За час розробки покладу пластовий тиск знизився з 5,39 МПа до 0,6 МПа. Середні значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта (ПЗП) дорівнюють  $A=0,099 \text{ МПа}^2 \cdot \text{д}/\text{тис.м}^3$ ,  $B=3,75 \cdot 10^{-4} \text{ (МПа} \cdot \text{д}/\text{тис.м}^3)^2$ .

Уточнені за промисловими даними початкові дренавані запаси газу становлять 4036 млн.м<sup>3</sup>. Поточний коефіцієнт газовилучення дорівнює 85,8%. Оцінений за промисловими даними (за „кривою середньої продуктивності“) кінцевий коефіцієнт газовилучення за існуючої системи розробки покладу становить 86,73%, що обґрунтовує необхідність проведення геолого-технічних заходів з його збільшення.

Для умов покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища оцінено вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення значень робочого тиску на усті свердловини, дебіту газу і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта  $A$  і  $B$ .

Розрахунки виконано для різних значень тиску на усті свердловин  $P_y$  - 0,503; 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 МПа; дебіту газу  $q$  - 4,22; 4; 3; 2; 1; 0,5; 0,1 тис.м<sup>3</sup>/д і ступеня зменшення значень коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП  $A$  і  $B$  у 2; 4; 6; 8; 10 разів порівняно з фактичними значеннями.

У розрахунках використано наступні фактичні промислові дані: початковий пластовий тиск  $P_{\text{поч}}=5,39$  МПа; поточний пластовий тиск  $P_{\text{пл}}=0,6$  МПа; відносна густина газу -  $\bar{\rho}_g = 0,559$ ; пластова температура  $T_{\text{пл}} - 298$  К; температура газу на усті свердловини  $T_y - 291$  К; поточний дебіт „середньої“ свердловини  $q = 4,22$  тис.м<sup>3</sup>/д; поточний тиск на усті „середньої“ свердловини  $P_y = 0,503$  МПа; глибина опускання НКТ  $L=560$  м; внутрішній діаметр НКТ  $d_{\text{вн}}=0,062$  м; коефіцієнт гідравлічного опору НКТ  $\lambda=0,024$ .

Коефіцієнт стисливості газу при різних тисках, температурах визначали за залежностями, наведеними в роботі [3].

У дослідженнях за заданими значеннями дебіту газу  $q$  і устьового тиску  $P_y$  визначали вибійний тиск  $P_{\text{виб}}$  за формулою (4), а потім – пластовий тиск для заданих значень коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта за формулою:

$$P_{\text{пл}} = \sqrt{P_{\text{виб}}^2 + A \cdot q + B \cdot q^2} \quad (17)$$

За значеннями пластового тиску визначали коефіцієнт газовилучення за формулою (1).

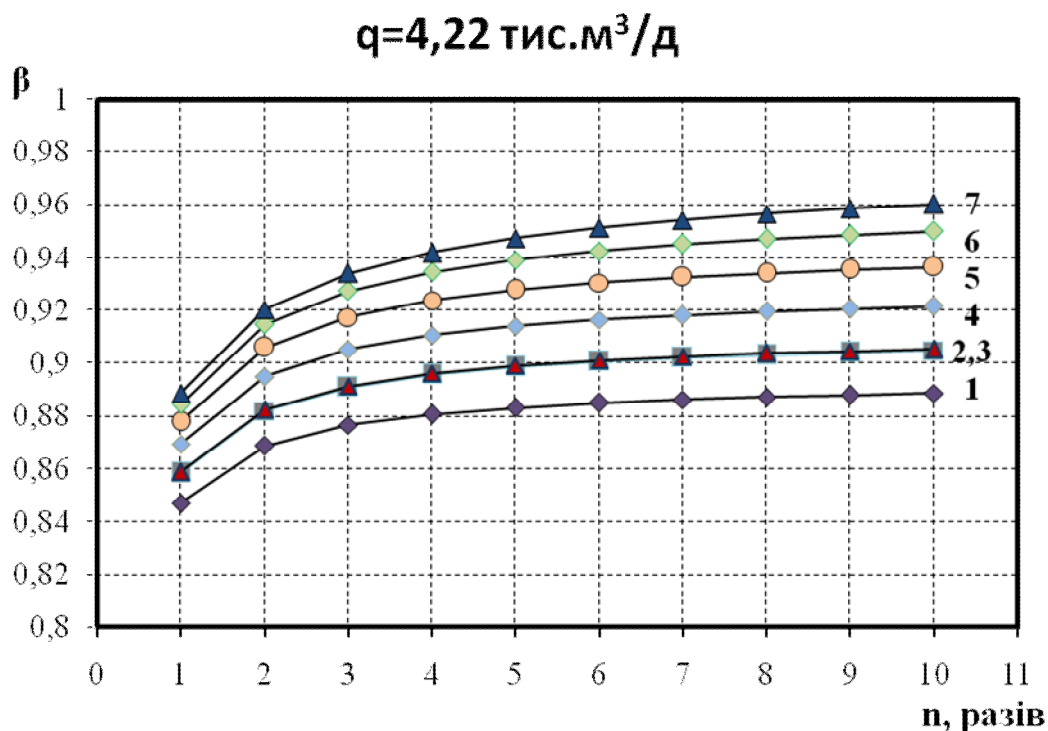
За результатами виконаних розрахунків побудовано залежності кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта для різних значень дебіту газу і устьового тиску, які для дебітів газу 4,22; 2; 1; 0,5; 0,1 тис.м<sup>3</sup>/д зображено на рис. 1-5.

Згідно з результатами розрахунків зменшення в комплексі значень всіх досліджуваних параметрів призводить до збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення. Вплив зниження тиску на усті свердловини на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення зростає із зменшенням значення мінімально рентабельного дебіту газу і збільшенням ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$ . Вплив зменшення значення мінімально рентабельного дебіту газу на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення зростає зі зменшенням тиску на усті свердловини і збільшенням ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$ .

Із аналізу розрахункових даних видно, що із зменшенням тиску на усті темп збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення поступово знижується. Зниження тиску на усті свердловини найбільш істотно впливає на значення кінцевого коефіцієнта газовилучення на завершальній стадії розробки покладу в умовах низьких дебітів газу.

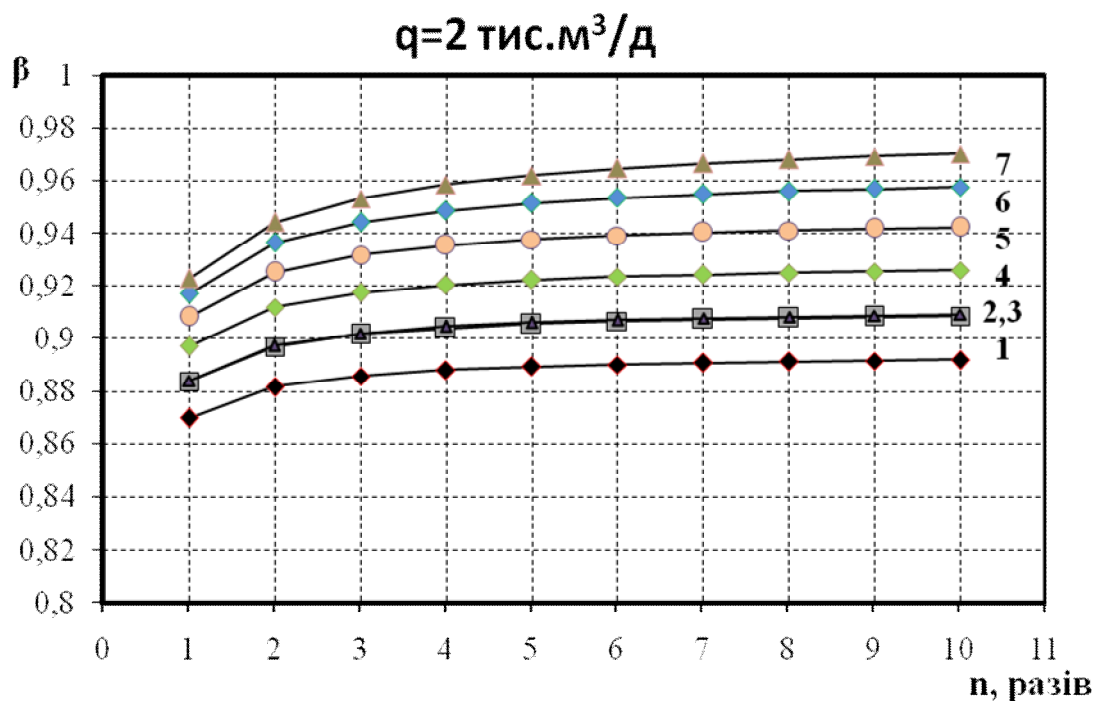
Тому, дуже важливим для отримання високих значень кінцевого коефіцієнта газовилучення є максимальне зниження тиску на усті свердловини і експлуатація свердловини з економічно рентабельним мінімальним дебітом газу.

Аналіз залежностей кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта  $A$  і  $B$  та тиску на усті свердловин свідчить, що для умов покладу горизонту НД-4 Опарського родовища кінцевий коефіцієнт газовилучення істотно збільшується при зменшенні значень  $A$  і  $B$  до 4-х разів. Подальше зменшення  $A$  і  $B$  впливає менш суттєво. Так, при зменшенні значень коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП  $A$  і  $B$  у чотири рази кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється в таких межах: при дебіті газу 4,22 тис.м<sup>3</sup>/д і тиску на усті 0,1 МПа – 88,87-94,2%, при дебіті газу 0,1 тис.м<sup>3</sup>/д і тиску на усті 0,503 МПа – 91,04-91,16%, при дебіті газу 0,1 тис.м<sup>3</sup>/д і тиску на усті 0,1 МПа – 97,6-98,08%. При зменшенні значень коефіцієнтів фільтраційних опорів ПЗП в 10 разів кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється в таких межах:



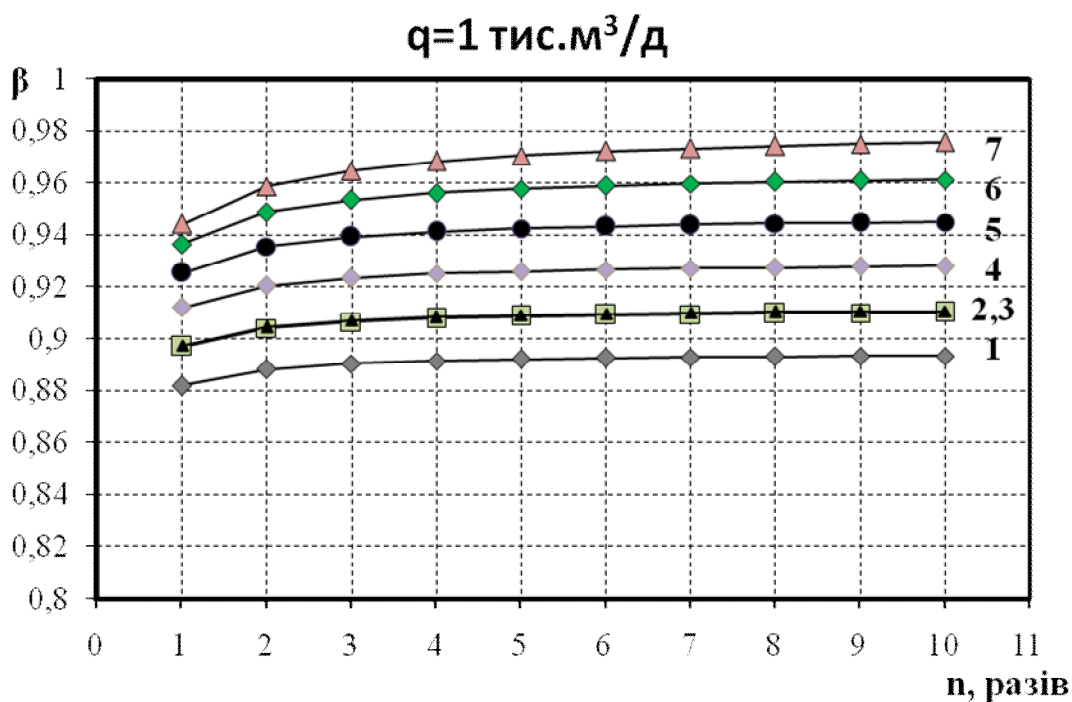
1 – 0,6; 2 – 0,503; 3 – 0,5; 4 – 0,4; 5 – 0,3; 6 – 0,2; 7 – 0,1 МПа

**Рисунок 1 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 4,22 тис.м<sup>3</sup>/д і різних значень тиску на усті свердловин**



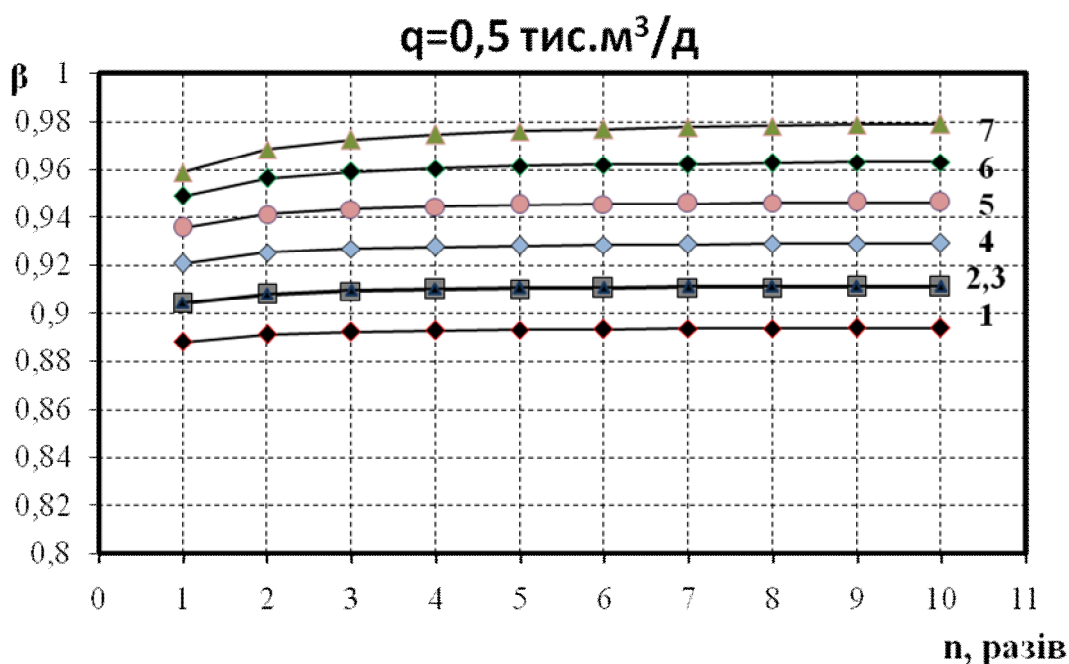
1 – 0,6; 2 – 0,503; 3 – 0,5; 4 – 0,4; 5 – 0,3; 6 – 0,2; 7 – 0,1 МПа

**Рисунок 2 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 2 тис.м<sup>3</sup>/д і різних значень тиску на усті свердловин**



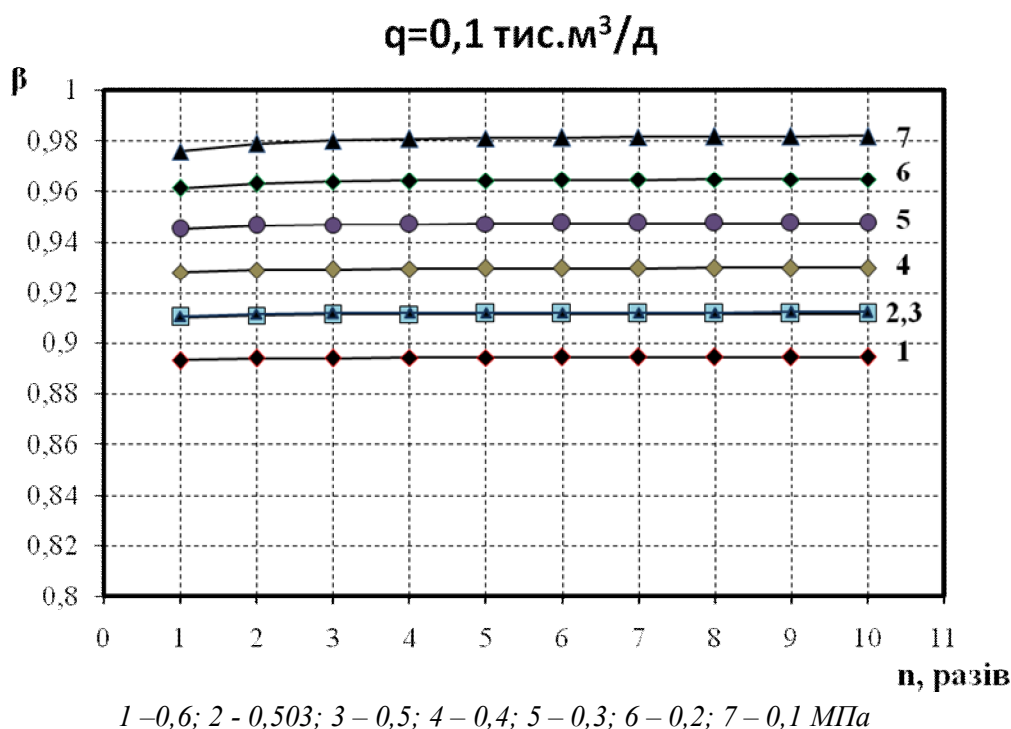
*1 – 0,6; 2 – 0,503; 3 – 0,5; 4 – 0,4; 5 – 0,3; 6 – 0,2; 7 – 0,1 МПа*

**Рисунок 3 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 1 тис.м³/д і різних значень тиску на усті свердловин**



*1 – 0,6; 2 – 0,503; 3 – 0,5; 4 – 0,4; 5 – 0,3; 6 – 0,2; 7 – 0,1 МПа*

**Рисунок 4 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 0,5 тис.м³/д і різних значень тиску на усті свердловин**



**Рисунок 5 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$  для дебіту газу  $0,1 \text{ тис.м}^3/\text{д}$  і різних значень тиску на усті свердловин**

при дебіті газу  $4,22 \text{ тис.м}^3/\text{д}$  і тиску на усті  $0,1 \text{ МПа}$  –  $88,87\text{--}96,2\%$ ,

при дебіті газу  $0,1 \text{ тис.м}^3/\text{д}$  і тиску на усті  $0,503 \text{ МПа}$  –  $91,04\text{--}91,19\%$ ,

при дебіті газу  $0,1 \text{ тис.м}^3/\text{д}$  і тиску на усті  $0,1 \text{ МПа}$  –  $97,6\text{--}98,19\%$ .

При постійному устьовому тиску і зменшенні значень коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$  в 10 разів кінцевий коефіцієнт газовилучення збільшується в середньому на 4–6%. При однаковому зменшенні значень коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$  кінцевий коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим менший тиск на усті свердловини. Зниження тиску на усті свердловин істотно впливає на збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення порівняно із зменшенням значень коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$ .

Результати виконаних досліджень свідчать, що оброблення привибійної зони пласта з метою зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$  доцільно проводити на ранніх стадіях розробки покладу в умовах високих дебітів газу. При низьких дебітах газу (в нашому випадку  $0,1\text{--}0,3 \text{ тис.м}^3/\text{д}$ ) зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$  майже не впливає на значення кінцевого коефіцієнта газовилучення (див. рис. 4 і 5).

Запропонована математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового газу у виснажених газових покладах з газовим режимом розробки враховує поточний стан розробки газового покладу, характеристику привибійної зони пласта і технологічні параметри експлуатації свердловин. Дана модель дає змогу оцінити вплив окремих визначальних

чинників чи сукупності чинників на значення кінцевого пластового тиску і кінцевого коефіцієнта газовилучення і обґрунтувати найбільш перспективний метод збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення для умов конкретного покладу. Дослідження, виконані для умов покладу горизонту НД-4 Опарського родовища, свідчать про багатоваріантність рішень щодо збільшення видобутку газу на завершальній стадії розробки газових покладів.

У подальшому передбачається розширити спектр досліджень для умов геологічної будови і розробки інших газових покладів.

#### Література

- 1 Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
- 2 Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 3 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
28.08.13

Рекомендована до друку  
професором Коцкуличем Я.С.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Зарубіним Ю.О.  
(ДП «Науканафтогаз»  
НАК «Нафтогаз України», м. Київ)