УДК 622.244.6

АЛЬТЕРНАТИВНІ МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ КОЕФІЦІЄНТІВ ЛІНІЙНОГО ТА ІНЕРЦІЙНОГО ОПОРІВ РІВНЯННЯ ПРИПЛИВУ ГАЗУ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТУ ДО ВИБОЮ СВЕРДЛОВИНИ

О. Р. Кондрат[1], М. М. Рой[2]

[1]Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс +380(342) 72-71-41; e-mail: alexkondratr@gmail.com

[2]Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка; 36011, м Полтава, Першотравневий проспект, 24; тел./факс 8(0532)227881; e-mail: ongp1@ukr.net

Пропонується огляд існуючих методів визначення рівняння припливу газової чи газоконденсатної продукції з пласта, виходячи з наявності вихідних даних та вказується на нетрадиційний підхід до вирішення цієї задачі.

Ключові слова: *рівняння припливу, коефіцієнт лінійного опору, коефіцієнт інерційного опору, методи знаходження рівняння припливу.*

Вступ. Одним із головних завдань, які ставляться перед газогідродинамікою, окрім знаходження параметрів досліджуваних пластів, є характеристика особливостей припливу пластових флюїдів по пласту до вибою свердловин шляхом врахування таких особливостей в рівнянні припливу продукції з пласта. Це є досить непроста задача і її вирішення залежить від наявності вихідних даних та параметрів, як продуктивного пласта, так і пластових флюїдів. Тому в залежності від можливості розрахувати параметри рівняння припливу різними способами будуть актуальними ті чи інші вихідні дані.

Мета роботи. Аналіз можливих способів знаходження рівняння припливу пластових флюїдів по пласту має практичне значення і може стати відправною точкою для знаходження вихідних даних при використанні того чи іншого способу.

Постановка проблеми. Завдяки застосуванню відомих, маловідомих та нових, раніше не використовуваних підходів до знаходження рівняння припливу, зробити більш доступними способи його знаходження для практичного використання.

Викладення основного матеріалу. Для газових і газоконденсатних родовищ рівняння припливу має наступний вигляд:

$$\frac{P_{пл}^{\ 2} - P_{виб}^{\ 2}}{2P_{ат}} = AQ + BQ^2, \qquad (1)$$

де $P_{пл}$ – пластовий тиск, Па;

$P_{виб}$ – тиск на вибої, Па;

$P_{ат}$ – атмосферний тиск, дорівнює $0{,}1013 \cdot 10^6$ Па;

Q – дебіт продукції з пласта,

причому, коефіцієнти A має наступну структуру:

$$A = \frac{\ln\left(R_к / r_п\right)}{2\pi kh/\mu}. \qquad (2)$$

Підставляючи величину A в двочленну формулу (1) припливу газу до вибою свердловини і вирішуючи відносно B розраховують його величину за формулою:

$$B = \frac{P_{пл}^{\ 2} - P_{виб}^{\ 2}}{2P_{ат}Q^2} - \frac{A}{Q}, \qquad (3)$$

де B – коефіцієнт інерційного опору припливу газу до вибою свердловини в двочленній формулі, Па/(м³/с)²;

Q – стаціонарний дебіт газу фактично відпрацьованого режиму, м^3/с;

$P_{пл}$ – пластовий тиск, Па;

$P_{виб}$ – стаціонарний вибійний тиск, Па.

Таким чином, можна визначити рівняння припливу, де $R_к$ – радіус контуру дренування, м;

$r_п$ – зведений радіус свердловини, м;

k – коефіцієнт проникності досліджуваного пласта, $м^2$;

h – ефективна потужність пласта, м;

μ – динамічна в'язкість газу чи газоконденсату в пластових умовах $Па \cdot с$.

Отже, щоб знайти рівняння припливу продукції до вибою свердловини, необхідно спочатку знайти коефіцієнти A і B.

Спосіб 1. Згідно найбільш сучасних діючих інструкцій [1] для знаходження рівняння припливу та всіх необхідних газогідродинамічних параметрів досліджуваних пластів, свердловини досліджують на 5-8 режимах, кожен з яких представляє собою так званий відкритий період дослідження, коли свердловина працює на конкретному режимі, тобто з відповідним дебітом, та закритий період, коли досягнувши повної стабілізації припливу, свердловину закривають для зняття КВТ. За традиційною методикою на основі отриманих даних будують індикаторну криву, яка дає можливість графічним способом визначити коефіцієнти A і B рівняння припливу. Або ж розраховують їх аналітично за формулами:

$$A = \frac{\sum\left(P^2_{вибі} - P^2_{вибп}\right)/(Q_n - Q_i)\sum(Q_n + Q_i)^2}{N\sum(Q_n + Q_i)^2 - \left[\sum(Q_n - Q_i)\right]^2} - \\ - \frac{\sum(Q_n + Q_i)\sum\left(P^2_{вибі} - P^2_{вибп}\right)(Q_n + Q_i)/(Q_n - Q_i)}{N\sum(Q_n + Q_i)^2 - \left[\sum(Q_n - Q_i)\right]^2}; \quad (4)$$

$$B = \frac{N\sum\left(P^2_{вибі} - P^2_{вибп}\right)/(Q_n + Q_i)/(Q_n - Q_i)}{N\sum(Q_n + Q_i)^2 - \left[\sum(Q_n - Q_i)\right]^2} - \\ - \frac{\sum(Q_n + Q_i)\sum\left(P^2_{вибі} - P^2_{вибп}\right)/(Q_n - Q_i)}{N\sum(Q_n + Q_i)^2 - \left[\sum(Q_n - Q_i)\right]^2}. \quad (5)$$

До вирішення задачі знаходження коефіцієнтів рівняння припливу можна підійти з іншого боку.

Слід зауважити, що оскільки рівняння (1) є рівнянням з двома невідомими, то визначивши один з коефіцієнтів рівняння припливу, інший можна розрахувати, виходячи з розв'язання рівняння припливу, відносно невідомого коефіцієнта, за наступними формулами:

$$A = \frac{P_{пл}{}^2 - P_{виб}{}^2}{2P_{ат} \cdot Q} - BQ; \quad (6)$$

$$B = \frac{P_{пл}{}^2 - P_{виб}{}^2}{2P_{ат} \cdot Q^2} - \frac{A}{Q}. \quad (7)$$

Отже, які можуть бути методи визначення одного з коефіцієнтів рівняння припливу, щоб інший можна було знайти за вказаними формулами?

Спосіб 2. В його основі лежить відома формула, яка пов'язує коефіцієнт інерційного опору рівняння припливу B з параметрами, що характеризують: пластовий флюїд (густину газу в стандартних умовах $\rho_{ат}$), геометрію пласта (ефективну товщину пласта h) зі зведеним радіусом $r_п$ і параметром макрошорсткості l [2]:

$$B = \frac{\rho_{ат}}{4\pi^2 h^2 r_п^2 l}, \quad (8)$$

де $r_п$ – зведений радіус свердловини, м;

h – ефективна товщина продуктивного пласта, м;

B – коефіцієнт інерційного опору рівняння припливу газу до вибою свердловини, Па/(м³/с)²;

$\rho_{ат}$ – густина газу в стандартних умовах, кг/м³;

l – параметр макрошорсткості гірської породи, м.

Параметр макрошорсткості l розраховують, використовуючи наступні формули [3]:

$$l = \frac{1}{\beta^*}, \tag{9}$$

$$\beta^* = \frac{63 \cdot 10^6}{(k/m)^{3/2}}, \tag{10}$$

де β^* – структурний коефіцієнт звивистості і непостійного перетину порових каналів [4], 1/м;

m – коефіцієнт пористості продуктивного пласта, частка одиниці;

$63 \cdot 10^6$ – кореляція А.І. Ширковського [4].

Щоб визначити комплексний параметр $\frac{k}{m}$, досить мати якісну криву відновлення вибійного тиску (КВТ). Обробивши її початкову і кінцеву ділянки універсальним інтегральним методом Е.Б. Чекалюка, отримують газопровідність присвердловинної та віддаленої зони пласта $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1$, $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2$ відповідно, поділивши другу на першу, отримують коефіцієнт привибійної закупорки пласта $П_з = (kh/\mu)_2 / (kh/\mu)_1$. Крім того, при обробленні цим же методом КВТ, отримують комплексний параметр відношення коефіцієнта п'єзопровідності до квадрату зведеного радіуса свердловини $\frac{\chi}{r_n^2}$, а обробивши КВТ методом І.А. Чарного, отримують інший комплексний параметр $\frac{\chi}{R_к^2}$. Поділивши перший на другий, отримують $\frac{R_к}{r_n}$. В свою чергу, зведений радіус свердловини розраховується за формулою: $r_n = \sqrt[П_з]{e^n}$, де $П_з \ln r_c - (П_з - 1)\ln\frac{R_к}{r_n} = П_з \ln r_n = n$ [5]. Далі, використовуючи відому залежність $\chi = \frac{k \cdot P_{пл}}{m \cdot \mu}$ [6], визначають комплексний параметр $\frac{k}{m} = \frac{\chi \cdot \mu}{P_{пл}}$, який відкриває шлях до визначення параметра макрошорсткості l. Якщо ефективна товщина пласта відома, то коефіцієнт інерційного опору знайдений за формулою (8), а отже можна розрахувати і коефіцієнт лінійного опору, виходячи з рівняння припливу. Якщо ж вона не відома, то її знаходять способом, вказаним в [5] .

Спосіб 3. Його можна застосувати у випадку, коли дослідження газової чи газоконденсатної свердловини проводиться на одному стаціонарному режимі [5, 7]. Цей режим дослідження повинен включати в

себе власне режим роботи свердловини до досягнення повної стабілізації припливу, а потім свердловину закривають для зняття КВТ. Тобто для математичної інтерпретації отримують дві криві – криву припливу та стабілізації тиску і дебіту для працюючої на режимі свердловини, а також криву відновлення вибійного тиску. Крива припливу обробляється при цьому методом Е.Б. Чекалюка, а КВТ обробляється двома методами – Е.Б. Чекалюка і І.А. Чарного. При цьому знаходять газопровідність пласта та відношення радіуса контуру депресії до зведеного радіуса $\frac{R_к}{r_п}$, які входять в формулу для визначення коефіцієнта лінійного опору рівняння припливу. Отриманих при обробленні даних – газопровідності віддаленої зони пласта $\frac{kh}{\mu}$ та комплексного параметра $\frac{R_к}{r_п}$ – достатньо для того, щоб розрахувати коефіцієнт лінійного опору за формулою (2).

Спосіб 4. Спосіб не є традиційним і не є відомим. Викладено головні міркування, що підтверджують правомірність такого способу.

Вирішуємо рівняння припливу (1) відносно $P_{виб}$.

$$P_{виб} = \sqrt{P_{пл}{}^2 - 2P_{ат}\left(AQ + BQ^2\right)}. \qquad (11)$$

Підставимо вирази для A і B з (2) і (7) в рівняння (11) і отримаємо:

$$P_{виб} = \sqrt{P_{пл}{}^2 - \frac{2P_{ат}\cdot Q\cdot \ln\frac{R_к}{r_п}}{2\pi\frac{kh}{\mu}} - 2P_{ат}Q^2\left(\frac{P_{пл}{}^2 - P_{виб_0}{}^2}{2P_{ат}Q_0{}^2} - \frac{\ln\frac{R_к}{r_п}}{2\pi\frac{kh}{\mu}\cdot Q_0}\right)} \qquad (12)$$

або, якщо врахувати, що $\frac{P_{ат}}{\pi} = \frac{0{,}1013\cdot 10^6}{\pi} = 32244{,}79147$:

$$P_{виб} = \sqrt{P_{пл}{}^2 - \frac{32244{,}79147\cdot \ln\frac{R_к}{r_п}}{\frac{kh}{\mu}} - \frac{Q^2}{Q_0{}^2}\left(P_{пл}{}^2 - P_{виб_0}{}^2\right) + \frac{P_{ат}Q^2\ln\frac{R_к}{r_п}}{Q_0\pi\frac{kh}{\mu}}}. \qquad (13)$$

І, остаточно:

$$P_{виб} = \sqrt{P_{пл}{}^2 + \frac{32244{,}79147\cdot Q\cdot \ln\frac{R_к}{r_п}}{\frac{kh}{\mu}}\left(\frac{Q}{Q_0} - 1\right) - \frac{Q^2}{Q_0{}^2}\left(P_{пл}{}^2 - P_{виб_0}{}^2\right)}. \qquad (14)$$

Структура формули, яка дозволяє розраховувати вибійний тиск, не містить коефіцієнтів лінійного A та інерційного B опорів рівняння припливу газу до вибою свердловини.

Графічна залежність, що ілюструє зв'язок між елементами рівняння припливу має вигляд, зображений на рис. 1, показує цей зв'язок. З цієї графічної залежності можна визначити коефіцієнти A і B, або ж один з них, що рівноцінно визначенню обох. Тобто таким шляхом рівняння припливу також може бути знайдено.

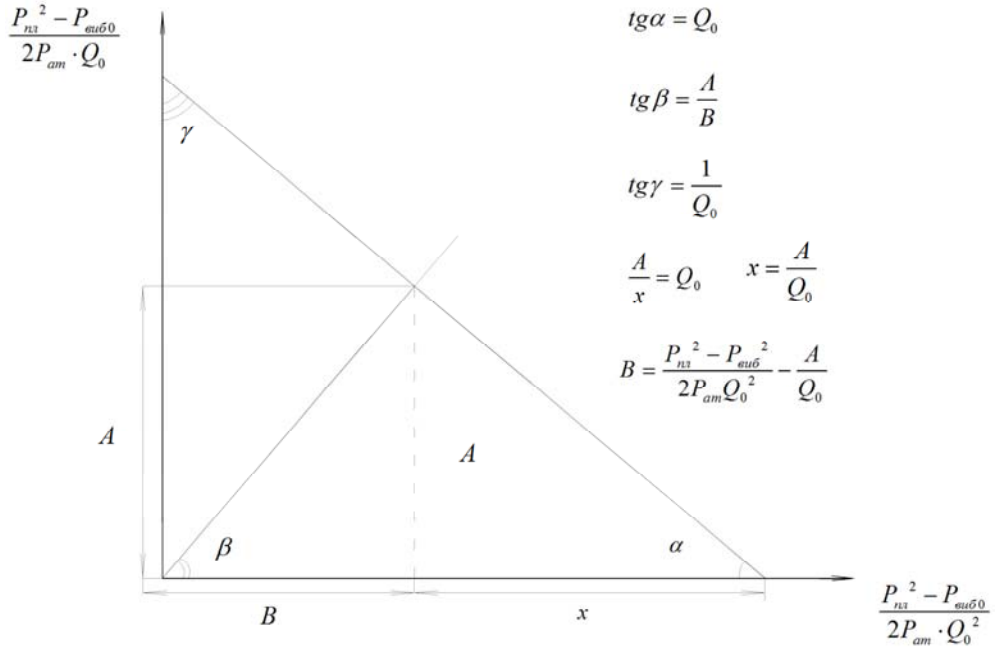

Рис.1 – Графічна залежність $\frac{P_{пл}^2 - P_{вибо}}{2P_{ат} \cdot Q_0}$ *від* $\frac{P_{пл}^2 - P_{вибо}}{2P_{ат} \cdot Q_0^2}$

Висновки. Підсумовуючи викладене, слід зауважити, що всі методи забезпечують достатню точність, але потребують великої кількості непростих математичних розрахунків, оскільки є диференціальними чи інтегральними. тому їх прикладне використання значно спрощується, якщо застосувати методи математичного моделювання та обчислювальну техніку, що в результаті дасть значне скорочення часу для розрахунків та підвищить їх точність отриманих даних, які є вихідними при підрахунку запасів продукції в продуктивному пласті.

Література

1. Инструкция по комплексному исслелдованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин // Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

2. Аналітичне визначення зміни газогідродинамічних параметрів продуктивного пласта у процесі його розробки / О.О. Акульшин, В.В. Соловйов, О.Р. Кондрат, М.М. Рой // Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2016. – №1(33). – С. 167-174.
3. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 362 с.
4. Коротаев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Ю.П. Коротаев, А.И. Ширковский. – М. Недра, 1984. – 487 с.
3. Рой М.М. Нове аналітичне рішення визначення гідрогазодинамічних параметрів пласта при дослідженні свердловини на одному стаціонарному режимі / М.М. Рой, В.Г. Ластовка // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2010. – №3-4. – С. 224-228.
4. Зотов Г.А. Газогидродинамитческие методы исследования скважин / Г.А. Зотов, С.М. Тверковкин. – М.: Недра, 1970. – 190 с.
5. Про можливість дослідження свердловин на одному стаціонарному режимі / Б.А. Матус, М.М. Рой, Ю.В. Ластовка, С.В. Попенко // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2005. – №2. – С. 210-211.

Стаття надійшла до редакційної колегії 20.01.2017 р.
Рекомендовано до друку д.т.н. ***Акульшином О.О.*** *(м. Київ),*
д.т.н., професором ***Чудиком І.І.***

ALTERNATIVE METHODS OF COEFFICIENTS CALCULATION OF LINEAR AND INERTIA RESISTANCES OF WAVE EQUALIZATION OF GAS AND GAZCONDENSATE TO BOTTOM-HOLE OF WELL

O. R. Kondrat[1], M. M. Roy[2]
[1]Ivano-Frankivsk National Technikal University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivsk, Carpatska str.,15;
ph./fax +380 (342)72-71-41; e-mail: alexkondratr@gmail.com
[2]Poltava National Technikal University named by Yuri Kondratiuk;
01124, Poltava, May day pr-kt, 24;
ph./fax +38(050)2144015; e-mail: ongp1@ukr.net

The review of existent methods of wave equalization determination of gas or gazcondensate products is offered from a layer, coming from the presence of information weekend and specified on the untraditional going near the decision of this task.

Key words: *equalization of wave, coefficient of linear resistance, coefficient of inertia resistance, methods of wave equalization finding.*