

© М.В. Лубков¹, О.О. Захарчук²

¹ Полтавська гравіметрична обсерваторія Інституту геофізики ім. С.І.Субботіна НАН України, Полтава, Україна

² Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, Україна

ВПЛИВ НЕОДНОРІДНОГО РОЗПОДІЛУ ПРОНИКНОСТІ НА ФІЛЬТРАЦІЙНІ ПРОЦЕСИ В МЕЖАХ ДІЇ ГАЗОВИДОБУВНОЇ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

© M. Lubkov¹, O. Zakharchuk²

¹ Poltava Gravimetric Observatory of the Institute of Geophysics by S.I. Subbotin name of NAS of Ukraine, Poltava, Ukraine

² National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic», Poltava, Ukraine

INFLUENCE OF HETEROGENEOUS PERMEABILITY DISTRIBUTION ON FILTRATION PROCESSES AROUND THE ACTING GAS PRODUCTION HORIZONTAL WELL

Мета. Дослідити вплив неоднорідного розподілу проникності пористого середовища на розподіл пластових тисків в межах дії горизонтальної свердловини.

Методика досліджень. Для оцінки впливу анізотропії пористого середовища на розподіл пластових тисків використовувалися теоретичні методи дослідження, що містять в собі системний аналіз використаної інформації, чисельне моделювання на основі комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу, методи візуального подання отриманої інформації.

Результати дослідження. Аналіз отриманих результатів продемонстрував залежність розподілу пластового тиску (а отже, активності фільтраційного процесу) від довжини та розташування горизонтальної свердловини в неоднорідному по проникності пористому середовищі. Встановлено, що активність фільтраційного процесу прямо пропорційна довжині стовбура горизонтальної свердловини. При розміщенні горизонтальних свердловин у анізотропних газоносних пластах найбільш ефективним є діагональне розташування відносно осей анізотропії пласта. При цьому необхідне проведення всебічного аналізу навколишньої анізотропії газоносних пластів з метою такого горизонтального розміщення свердловини в пласті, яке б забезпечувало ефективний фільтраційний процес навколо свердловини. Тобто з однієї сторони не відбувалось блокування газу з боку пониженої проникності пласта, а з іншої сторони не відбувалось швидке виснаження пласта з боку підвищеної проникності та забезпечувався вільний підхід газу до свердловини з усіх можливих напрямків.

Наукова новизна. Досліджено вплив неоднорідного розподілу проникності пористого середовища на розподіл пластових тисків в межах дії горизонтальної свердловини за допомогою моделювання фільтраційних процесів на основі комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу.

Практичне значення. Результати дослідження підтвердили тісний взаємозв'язок між неоднорідністю пористого середовища та розподілом пластових тисків навколо діючої видобувної свердловини. Застосований у роботі комбінований скінчено-елементно-різницевий метод може бути використаний для вирішення інших фільтраційних задач (наприклад, для розрахунку газонасиченості пласта, створення методики розрахунку дебітів свердловин, оцінки

впливу нагнітальних свердловин на фільтраційні процеси).

Ключові слова: комп'ютерне моделювання, анізотропні фільтраційні процеси, газонасні важкодоступні пласти, горизонтальні видобувні свердловини.

Вступ. В наш час актуальними залишаються проблеми збільшення та ефективною підтримки стабільного рівня видобутку газу. Для цього на практиці використовуються різні сучасні технології збільшення інтенсифікації фільтрації газової фази поблизу діючої видобувної свердловини [1–3]. З іншого боку, важливим фактором видобутку газу є врахування анізотропії пласта. В цій ситуації затребуваними є методи комп'ютерного моделювання слабопроникних анізотропних газових пластів, тому що вони дозволяють отримати уявлення про фільтраційні процеси навколо видобувних свердловин у різних практичних випадках. Вони також дозволяють оцінювати і враховувати невизначеності, що виникають внаслідок недостатньої інформації про будову і властивості пласта за межами свердловин. Ця інформація може бути отримана порівняно дешевим способом і використана для ефективного аналізу, контролю та керуванню газовидобувним процесом.

Моделювання поля розподілу тиску в пористому газонасиченому середовищі ґрунтується на розв'язанні нестационарного рівняння п'єзопровідності Лейбензона із встановленими початковими та граничними умовами [4, 5]. Для цього можуть застосовуватися різні методи: аналітичні, наближено-аналітичні та чисельні.

Аналітичні та наближено-аналітичні методи володіють низьким ступенем універсальності [4], тобто орієнтовані на вирішення вузьких класів задач, зокрема є недоцільним застосування цих методів для розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності. На сьогодні найбільш широко використовуються чисельні методи (метод кінцевих різниць, метод кінцевих елементів, метод граничних елементів, метод прямих та ін.). Метод граничних елементів є найбільш ефективним при розв'язанні задач в необмежених областях [5], тобто при встановленні адекватних граничних умов для пористого пласта, рівняння п'єзопровідності вирішити за допомогою методу граничних елементів неможливо (не існує теорії розв'язку). Перевагами методу скінчених різниць є відносно легка побудова алгоритму вирішення задачі та його програмна реалізація [6, 7]. Недоліки – проблематичність використання на нерегулярних сітках, стрімких ріст вимог до обчислювальної техніки при збільшенні розмірності задачі (збільшенні числа невідомих змінних). Метод скінчених елементів є лідером у розв'язанні задач із геометрично складною будовою моделі [8–10]. Тим не менше, основні недоліки – час, необхідний для розрахунків, а також вимоги до об'єму інформаційної пам'яті комп'ютера [7]. Нарешті, при використанні як методу скінчених елементів, так і скінчено-елементного методу виникає проблема коректної постановки граничних умов (найчастіше обирають однорідні граничні умови, і для зниження похибки – доволі віддалені) [4, 5]. Чисельний алгоритм розв'язку рівняння п'єзопровідності [1] дозволяє враховувати неоднорідний розподіл проникності як всередині анізотропного нафтоносного пласта, так і на його межах.

Також застосування комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу, розробленого Лубковим М. В. [11], дозволяє поєднувати переваги скінчено-елементного методу [9, 12] та методу скінчених різниць [7]: моделювати геометрично складні області, знаходити значення в будь-якій точці досліджуваного об'єкта, при цьому застосування неявної різницевої схеми при знаходженні вузлових значень сітки забезпечує високу надійність та сходиність результатів. Верифікація комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу підтверджена його апробацією при порівнянні результатів тестових прикладів, а також результатів розв'язання геофізичних задач з різних областей геодинаміки з відомими результатами [11]. Тому перспективним напрямком є застосування скінчено-елементно-різницевої методики для вирішення фільтраційних задач з метою спрощення та одночасного підвищення точності розрахунків.

Мета досліджень – дослідити вплив неоднорідного розподілу проникності пористого середовища на розподіл пластових тисків в межах дії горизонтальної свердловини.

Завдання досліджень:

1. Сформулювати математичну постановку нестационарної анізотропної фільтраційної задачі.
2. Застосувати комбінований скінчено-елементно-різницевий метод [11] для розв'язку сформульованої задачі.
3. Встановити закономірності між активністю фільтраційного процесу та розташуванням горизонтальної свердловини в неоднорідному по проникності пласті.

Постановка і метод розв'язання задачі. В подальшому будемо розглядати неоднорідні газоносні пласти, в яких вміст нафти та конденсату є незначним у порівнянні з газом. Припускаючи, що середня потужність газового пористого пласта значно менше горизонтальних розмірів розглянутої області, достатньо скористатися двовимірною однофазною нестационарною анізотропною моделлю п'езопровідності Лейбензона [5]. В даному випадку, загальна постановка нестационарної анізотропної задачі п'езопровідності Лейбензона, з урахуванням умови проникності газової фази на межах розглянутої області, в декартовій системі координат (x, y) має вид [5, 11]:

$$\frac{\partial P^2}{\partial t} = \frac{1}{c} \left(k_{xx} \frac{\partial^2 P^2}{\partial x^2} + k_{yy} \frac{\partial^2 P^2}{\partial y^2} + 2k_{xy} \frac{\partial P^2}{\partial x} \frac{\partial P^2}{\partial y} \right) + \gamma \quad (1)$$

$$P(t = 0) = P_0 \quad (2)$$

$$k_M \text{grad} P^2 = \alpha (P^2 - P_M^2) \quad (3)$$

Тут (1) – нестационарне анізотропне рівняння п'езопровідності Лейбензона; (2) – початкова умова; (3) – гранична умова інфільтрації газової фази на межах розглянутої області; $P(x, y, t)$ – тиск, як функція координат і часу; $c = \eta m / P_0$ – коефіцієнт п'езоопору Лейбензона; k_{xx}, k_{yy}, k_{xy} – анізотропні коефіцієнти проникності газової фази; η – динамічна в'язкість газу; m – пористість газоносного

пласта; γ – параметр інтенсивності видобутку газу в свердловині; P_0 – початковий тиск газу в пласті; α – коефіцієнт інфільтрації газової фази на межах розглянутої області; P_M – тиск газу на межах розглянутої області; k_M – коефіцієнт проникності газової фази на межах розглянутої області.

Для розв’язання нестационарної анізотропної задачі п’єзопровідності Лейбензона (1) – (3) застосовується варіаційний скінчено-елементний метод, що призводить до розв’язання варіаційного рівняння п’єзопровідності Лейбензона [4]:

$$\delta I(P) = 0 \quad (4)$$

Тут $I(P)$ – функціонал задачі п’єзопровідності Лейбензона (1) – (3), який при заміні $\tilde{P} = P^2$ представляється у звичайному вигляді задачі п’єзопровідності [5]:

$$I(\tilde{P}) = \frac{1}{2} \iint_S \left\{ k_{xx} \left(\frac{\partial \tilde{P}}{\partial x} \right)^2 + k_{yy} \left(\frac{\partial \tilde{P}}{\partial y} \right)^2 + 2k_{xy} \frac{\partial \tilde{P}}{\partial x} \frac{\partial \tilde{P}}{\partial y} + 2 \int_{P_0}^{\tilde{P}} c \frac{\partial \tilde{P}}{\partial t} \partial \tilde{P} - 2\gamma \tilde{P} \right\} dx dy - \frac{1}{2} \int_L \alpha (\tilde{P} - 2\tilde{P}_M) \tilde{P} dl \quad (5)$$

S – площа перерізу області, яка досліджується, L – контур, що охоплює площу S , dl – елемент контуру.

При розв’язанні варіаційного рівняння (4) застосовується восьмивузловий ізопараметричний чотирикутний скінчений елемент [5, 11]. Як глобальна система координат, де відбувається об’єднання всіх скінчених елементів, на які розбито площу S , використовується декартова система (x, y) . В якості локальної системи координат, де в межах скінченого елемента визначаються функції апроксимації φ_i на основі квадратичних поліномів і проводиться чисельне інтегрування, використовується нормалізована система координат (ξ, η) [5, 11].

$$\begin{aligned} \varphi_1 &= \frac{1}{4}(1 - \xi)(1 - \eta)(-\xi - \eta - 1), \quad \varphi_2 = \frac{1}{4}(1 + \xi)(1 - \eta)(\xi - \eta - 1), \\ \varphi_3 &= \frac{1}{4}(1 + \xi)(1 + \eta)(\xi + \eta - 1), \quad \varphi_4 = \frac{1}{4}(1 - \xi)(1 + \eta)(-\xi + \eta - 1), \quad (6) \\ \varphi_5 &= \frac{1}{2}(1 - \xi^2)(1 - \eta), \quad \varphi_6 = \frac{1}{2}(1 - \eta^2)(1 + \xi), \quad \varphi_7 = \frac{1}{2}(1 - \xi^2)(1 + \eta), \\ \varphi_8 &= \frac{1}{2}(1 - \eta^2)(1 - \xi). \end{aligned}$$

В цій системі, координати, тиск, початковий тиск пласта, тиск на межах пласта, коефіцієнти інфільтрації газу на межах пласта, а також похідні від тиску по координатам апроксимуються наступним чином:

$$x = \sum_{i=1}^8 x_i \varphi_i, \quad y = \sum_{i=1}^8 y_i \varphi_i, \quad \tilde{P} = \sum_{i=1}^8 P_{0i} \varphi_i, \quad \tilde{P}_M = \sum_{i=1}^8 P_{Mi} \varphi_i, \quad \alpha = \sum_{i=1}^8 \alpha_i \varphi_i,$$

$$\frac{\partial \tilde{P}}{\partial x} = \sum_{i=1}^8 P_i \Psi_i, \quad \frac{\partial \tilde{P}}{\partial y} = \sum_{i=1}^8 P_i \Phi_i, \quad \Psi_i = \frac{1}{|J|} \left(\frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial y}{\partial \xi} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial y}{\partial \eta} \right), \quad (7)$$

$$\Phi_i = \frac{1}{|J|} \left(\frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial x}{\partial \xi} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial x}{\partial \eta} \right),$$

де $J = \frac{\partial y}{\partial \xi} \frac{\partial x}{\partial \eta} - \frac{\partial y}{\partial \eta} \frac{\partial x}{\partial \xi}$ – якобіан переходу між системами (x, y) і (ξ, η) .

Виходячи з варіаційного рівняння (4) і вважаючи, що вузлові значення від похідних тиску за часом $\frac{\partial P_i}{\partial t}$ є відомими величинами і не варіюються складемо систему диференціальних рівнянь для n -го вузла p -го скінченного елемента у виді:

$$\frac{\partial I_p}{\partial P_n} = \sum_{i=1}^8 \left\{ H_{ni}^P \frac{\partial P_i}{\partial t} + (A_{ni}^P + Q_{ni}^P) P_i - Q_{ni}^P P_0^i \right\} - \gamma_n^P = 0,$$

$$H_{nj}^P = \iint_{-1}^1 c^P \varphi_i \varphi_j |J| d\xi d\eta, \quad A_{nj}^P = \iint_{-1}^1 (k_{xx}^P \Psi_i \Psi_j + k_{yy}^P \Psi_i \Psi_j + k_{xy}^P \Psi_i \Psi_j) |J| d\xi d\eta, \quad (8)$$

$$Q_{ni}^P = \int_L \alpha \varphi_i \varphi_j dl, \quad \gamma_i^P = \iint_{-1}^1 \gamma^P \varphi_i |J| d\xi d\eta.$$

Для розв'язання системи лінійних диференціальних рівнянь першого порядку (8) при початкових умовах з (7) використовується метод скінчених різниць, в якому апроксимація похідної за часом здійснюється на основі неявної різницевої схеми:

$$\frac{dP}{dt} = \frac{P(t + \Delta t) - P(t)}{\Delta t}. \quad (9)$$

Підставляючи вираз (9) в систему (8), отримуємо наступну систему лінійних алгебраїчних рівнянь:

$$\sum_{i=1}^8 \left\{ \left(\frac{1}{\Delta t} H_{ni}^P + A_{ni}^P + Q_{ni}^P \right) P_i(t + \Delta t) - \frac{1}{\Delta t} H_{ni}^P P_i(t) - Q_{ni}^P P_0^i \right\} - \gamma_n^P = 0, \quad (10)$$

($n = 1 - 8$).

Робимо додавання рівнянь (10) по всім скінченим елементам та отримуємо глобальну систему лінійних алгебраїчних рівнянь, що дозволяє визначати невідомі значення тиску в момент часу $t + \Delta t$ через їх значення в попередній момент часу t . Розв'язання глобальної системи лінійних алгебраїчних рівнянь здійснюється на основі чисельного методу Гауса без вибору головного елемента [5, 11]. В результаті розв'язання, тиск визначається в усіх вузлових точках скінчено-елементної сітки. По знайденим вузловим значенням тиск визначається у довільній

точці газоносного пласта досліджуваної області в заданий момент часу. Використання квадратичної апроксимації та неявної різницевої схеми призводять до збільшення точності та збіжності й стійкості чисельного розв'язку задачі [4, 5].

Результати дослідження. Вихідні дані для отриманих результатів дослідження наведені в табл. 1. Анізотропія пористого середовища задавалася відмінною проникністю в напрямках xx (горизонтальному), yy (вертикальному) та xy (діагональному).

Результати моделювання продемонстрували залежність розподілу пластового тиску (а отже, активності фільтраційного процесу) від довжини (рис. 1) і розташування горизонтальної свердловини.

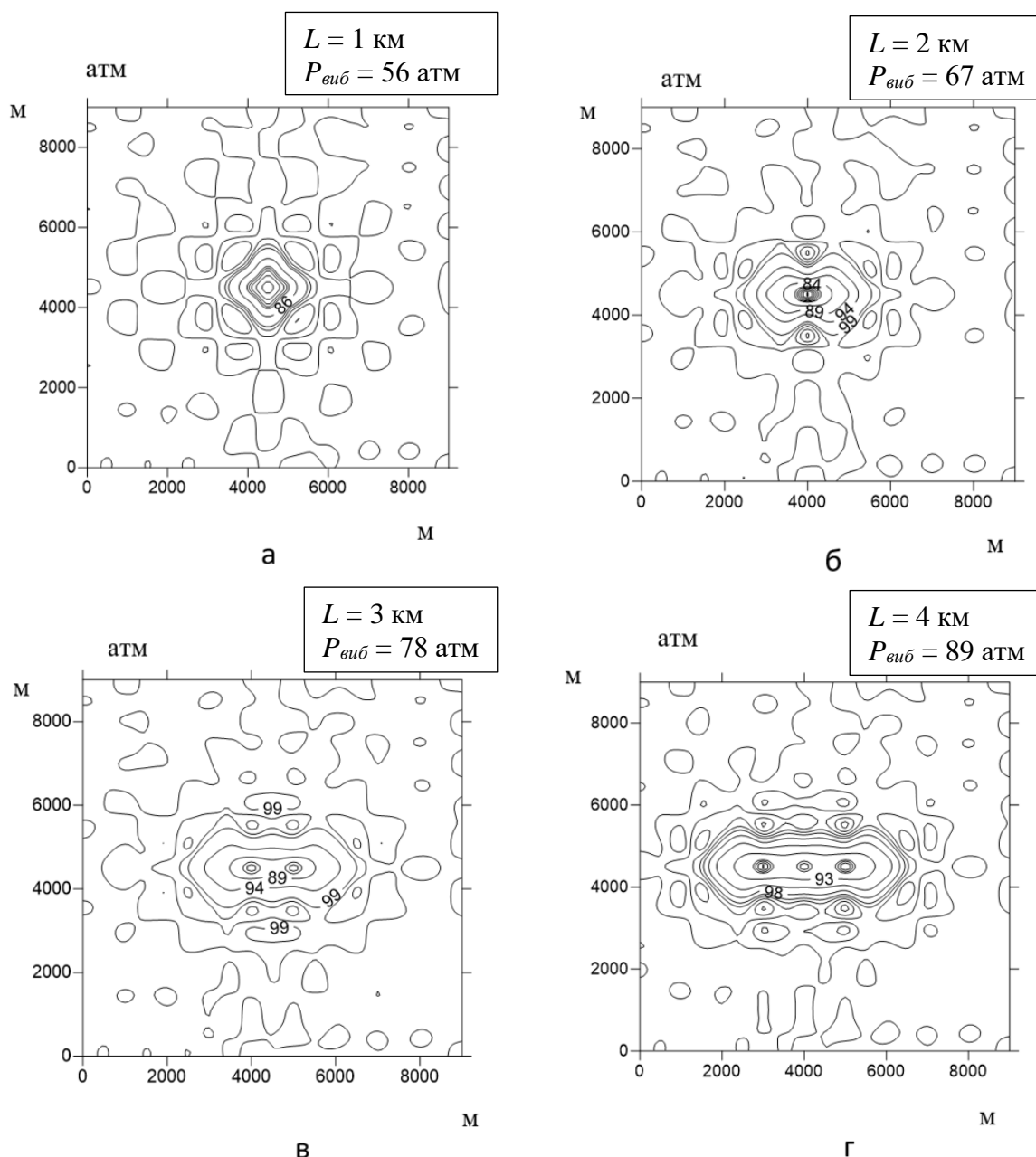


Рис. 1. Розподіл тиску навколо горизонтальної свердловини різної довжини L (напрявленої вздовж осі x) при проникності газоносного пласта

$$k_{xx} = k_{yy} = k_{xy} = 0,0012 \text{ Д}$$

Таблиця 1

Вихідні дані для моделювання

| Назва, позначення | Значення | Одиниці виміру |
|---|-----------------------|----------------------|
| Площа нафтоносного пласта S | 9·9 | км ² |
| Коефіцієнт пористості m | 0,15 | – |
| Коефіцієнт динамічної в'язкості газу η | $0,18 \cdot 10^{-4}$ | Па·с |
| Коефіцієнт стиснення скелету гірської породи β_2 | 10^{-10} | Па ⁻¹ |
| Коефіцієнт п'єзоопору пласта c | $0,27 \cdot 10^{-12}$ | с |
| Початковий пластовий тиск P_0 | $10 \cdot 10^6$ | Па |
| Середній дебіт видобувної свердловини Q | 24840 | м ³ /добу |
| Дебіт свердловини, з урахуванням коефіцієнта розширення газу Q_z | $2,484 \cdot 10^6$ | м ³ /добу |
| Коефіцієнт інфільтрації нафти через межі розглянутої ділянки α | 0 | м |
| Час від пуску свердловини t | 30 | діб |

Таким чином, активність фільтраційного процесу навколо горизонтальної свердловини прямо пропорційна її довжині, про що свідчить відповідне зростання значення вибійного тиску із збільшенням довжини горизонтального стовбура свердловини (рис. 2).

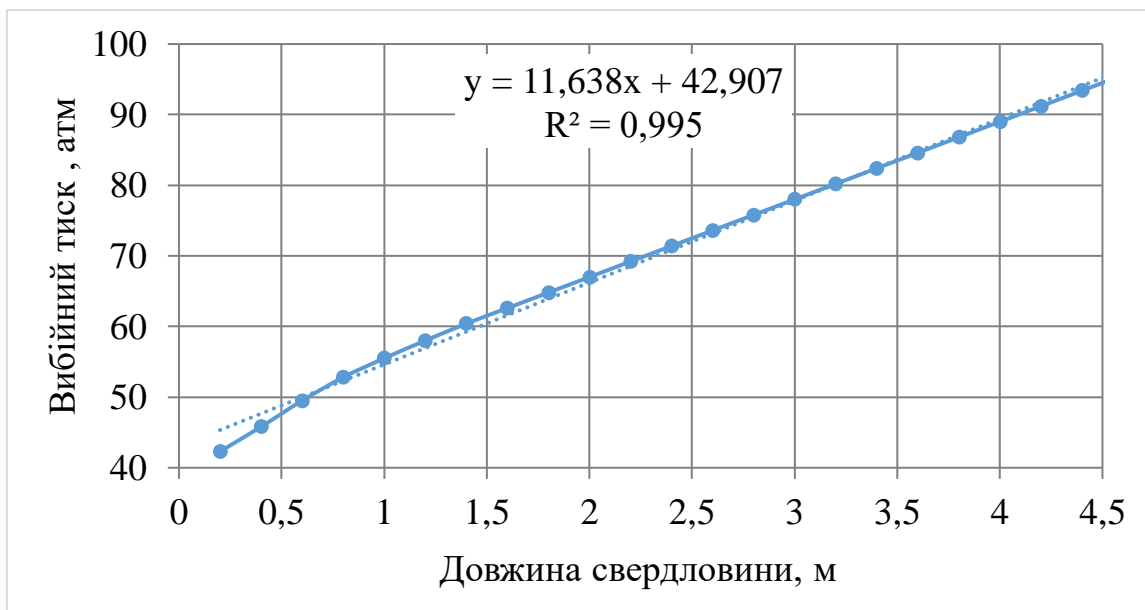


Рис. 2. Залежність вибійного тиску від довжини горизонтальної свердловини у пласті з проникністю $k_{xx} = k_{yy} = k_{xy} = 0,0012$ Д

На рис. 3 наведені поля розподілу пластових тисків навколо горизонтальної свердловини довжиною 3 км, розташованої вздовж осі x , при різних значеннях коефіцієнтів проникності у різних напрямках.

Порівнюючи рис. 3, а та 3, б ми бачимо, що зростання проникності в напрямку x в 10 разів (із 0,0012 до 0,012 Д) призводить до підвищення $P_{виб}$ всього в

1,01 раз (із 73 до 74 атм). Причина тут полягає в тому, що підвищена проникність фільтрації в напрямку x блокується розташуванням свердловини в тому ж напрямку. На рис. 2, г ми бачимо, що підвищена проникність у зсувному напрямку блокує приток газу в інших напрямках, тому інтенсивність фільтрації співпадає із випадком 2, б ($P_{виб} = 74$ атм).

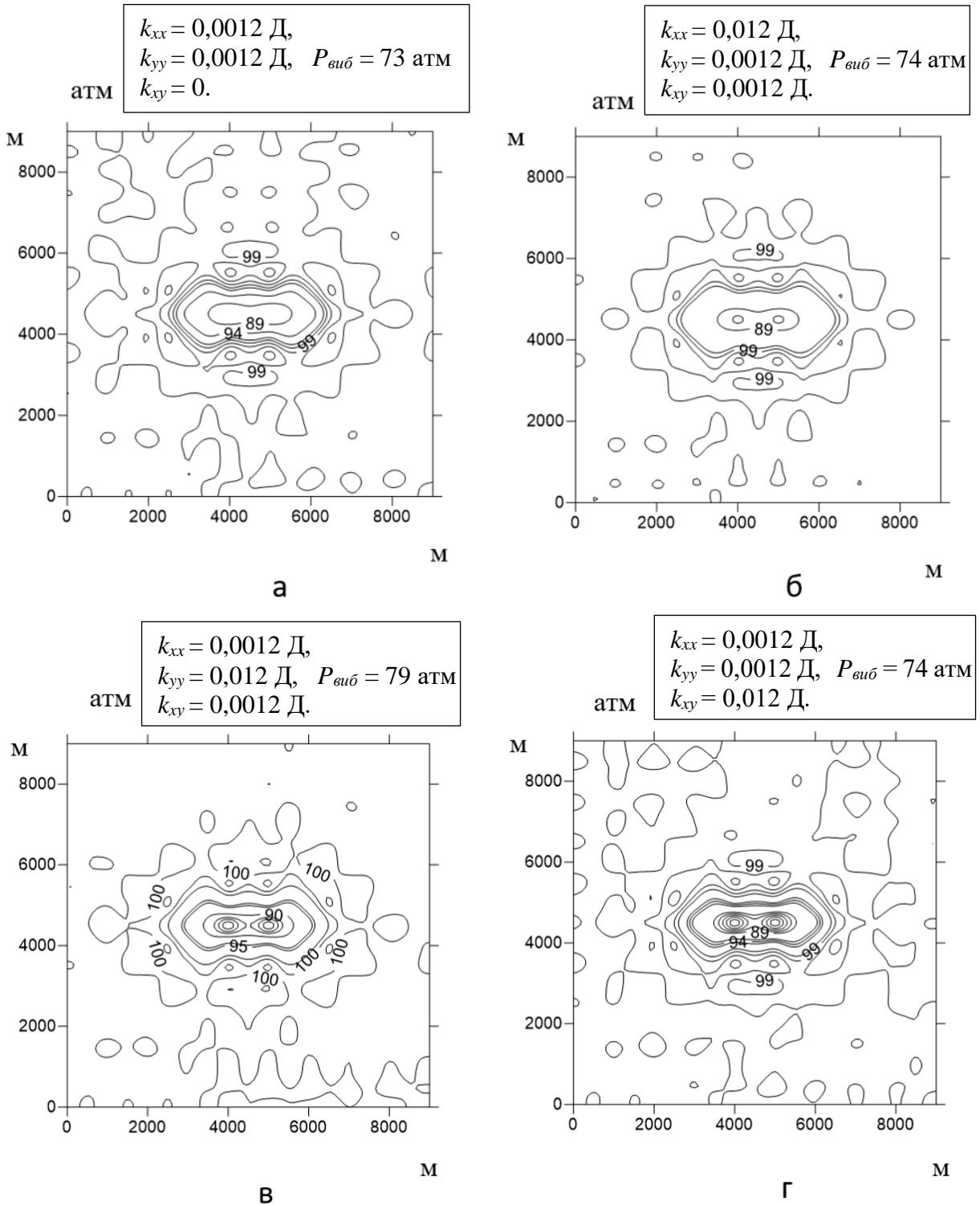


Рис. 3. Розподіл тиску навколо горизонтальної свердловини довжиною 3 км (напрявленої вздовж осі x) при різних параметрах проникності газоносного пласта

Найбільш інтенсивний процес фільтрації ми спостерігаємо на рис. 3, в, де $P_{виб} = 79$ атм (що на 6,3 % вище випадків на рис. 3, б та 3, г). Тобто підвищена проникність, що напрямлена перпендикулярно до розташування свердловини забезпечує максимальний приток газу.

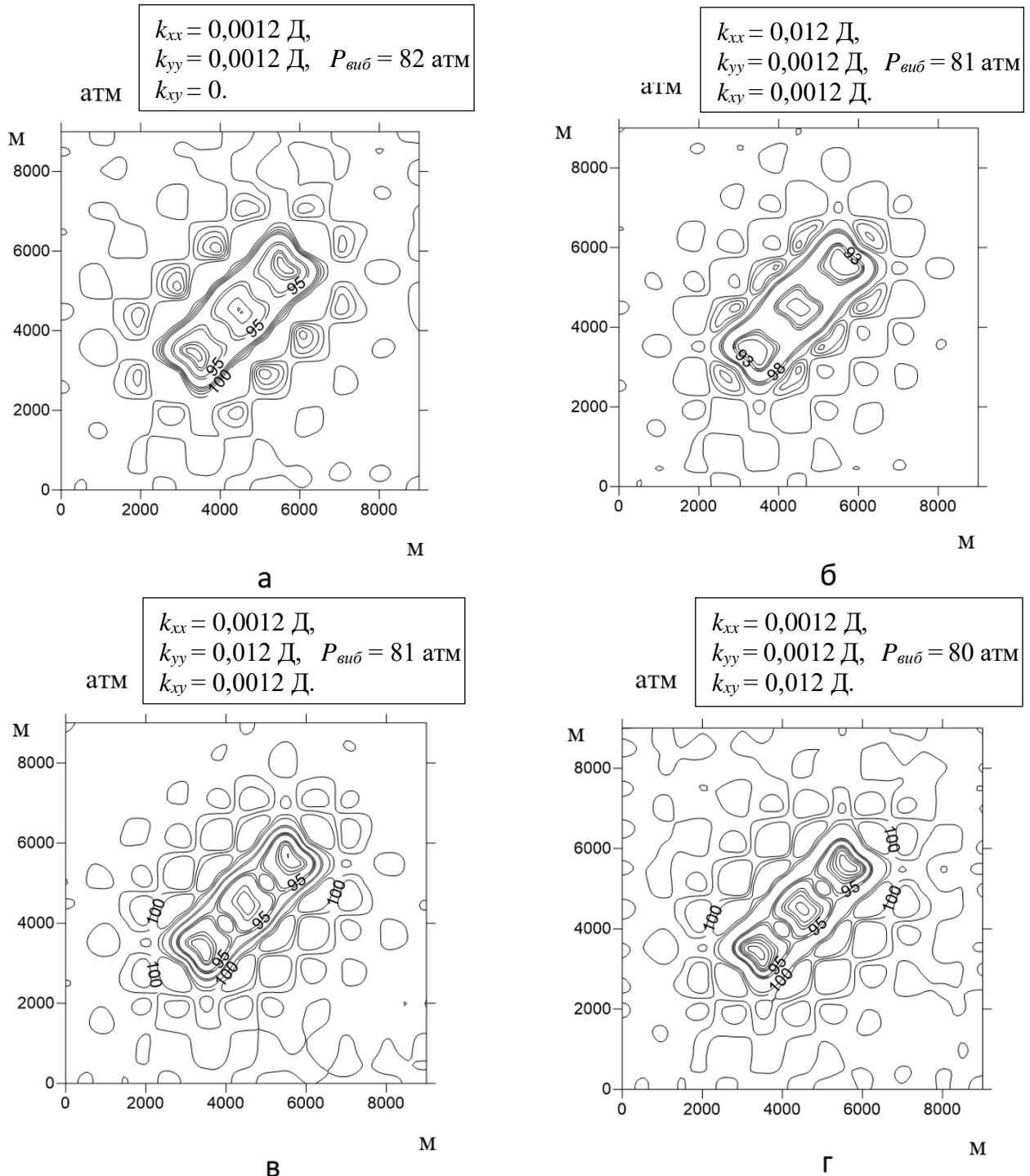


Рис. 4. Розподіл тиску навколо горизонтальної свердловини довжиною 3 км (розташованої в діагональному напрямку) при різних параметрах проникності газоносного пласта

На рис. 4 можна виявити інтенсивність фільтраційного процесу навколо горизонтальної свердловини довжиною 3 км, що розташована в діагональному напрямку відносно осей анізотропії пласта, при різних значеннях проникності в газоносному пласті.

Порівнюючи розподіли тиску, ми бачимо високу активність фільтраційного процесу (значення вибійних тисків 80 – 82 атм) у всіх випадках рис. 4, а – г. Це можна пояснити рівномірним доступом нафти до горизонтальної свердловини, як з напрямку x так із напрямку y . Наявність зсувної анізотропії (рис. 4, г), тут мало впливає на загальний результат.

Загалом, розташування свердловини у діагональному напрямку (рис. 4) в порівнянні з горизонтальним (рис. 3) дозволяє підтримувати вибійний тиск вищим на:

- 0,9 атм (12,33 %) – для $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0$;
- 0,7 атм (9,46 %) – для $k_{xx} = 0,012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д;
- 0,2 атм (2,52 %) – для $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д;
- 0,6 атм (8,1 %) – для $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,012$ Д.

Отже, існує безумовна перевага діагонального розташування горизонтальної свердловини відносно осей анізотропії газоносного пласта у порівнянні з її розміщенням вздовж осей анізотропії пласта.

Висновки. Комбінований скінчено-елементно-різницевий метод, застосований для розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності Лейбензона у неоднорідних пластах дозволяє адекватно на кількісному рівні описувати розподілення пластового тиску в околиці діючої горизонтальної свердловини. Результати моделювання показують прямо пропорційну залежність між зростанням значення вибійного тиску (а отже, інтенсивності фільтраційного процесу) та збільшенням довжини стовбура горизонтальної свердловини (0,11 атм на 10м). Розташування горизонтальної свердловини перпендикулярно напрямку підвищеної в 10 разів проникності дозволяє на 6,3 % збільшити вибійний тиск в порівнянні з паралельним та діагональним розташуванням відносно підвищеної в 10 разів проникності. У випадку наявності зсувної анізотропії пласта найбільш ефективним є діагональне розташування свердловини (вибійний тиск зростає в залежності від напрямків підвищеної проникності на 2,52 – 12,33 % в порівнянні із розташуванням свердловини в напрямку x). Виходячи з отриманої інформації, для ефективного використання анізотропних слабопроникних пластів необхідно розміщувати горизонтальну свердловину в областях з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць із наявністю зсувної проникності пласта. Якщо уникнути неоднорідного розподілу проникності неможливо, найбільш ефективним є діагональне розташування відносно осей анізотропії пласта.

Перелік посилань

1. Басниев, К. С., Дмитриев, Н. М., & Розенберг, Г. Д. (2003). *Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов*. Ин-т компьют. исслед.
2. Тер-Саркисов, Р. М. (1999). *Разработка месторождений природных газов*. Недра.

3. Левинсон, Л. М., Конесев, Г. В., & Акбулатов, Т. О. (2013). *Бурение и навигация наклонных и горизонтальных скважин: учебное пособие*. УНЦ РАН.
4. Азиз, Х., & Сеттари, Э. (2004). *Математическое моделирование пластовых систем*. Ин-т компьютер. исслед.
5. Каневская Р. Д. (2003). *Математическое моделирование разработки месторождений углеводородов*. Ин-т компьютер. исслед.
6. Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001) *Basic applied reservoir simulation*. Richardson.
8. Chen, Z., Huan, G., & Ma, Y. (2006) *Computational methods for multiphase flows in porous media* Society for Industrial and Applied Mathematics.
9. Chen, Z. (2005) *Finite Element Methods and Their Applications*. New York: Springer.
10. Collet, O., & Gurevich, B. (2003) Fluid dependence of anisotropy parameters in weakly anisotropic porous media. *Society of Exploration Geophysicists*, 78(5), 1S0-Z134.
<https://doi.org/10.1190/geo2012-0499.1>
11. Лубков, М. В. *В'язкопружні та теплові процеси в геодинаміці (дослідження в рамках варіаційної скінчено-елементної методики)*. Дис. д-ра фіз.-мат. наук. Ін-т геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України.
12. Dekker, T. J., & Abriolab, L. M. (2000). The influence of field-scale heterogeneity on the infiltration and entrapment of dense nonaqueous phase liquids in saturated formations. *Journal of Contaminant Hydrology*, 4 (2–4), 187–218.
[https://doi.org/10.1016/S0169-7722\(99\)00092-3](https://doi.org/10.1016/S0169-7722(99)00092-3)

АННОТАЦІЯ

Цель. Исследовать влияние неоднородного распределения проницаемости пористой среды на распределение пластовых давлений в пределах действия горизонтальной скважины.

Методика исследований. Для оценки влияния анизотропии пористой среды на распределение пластовых давлений использовались теоретические методы исследования, содержащие в себе системный анализ использованной информации, численное моделирование на основе комбинированного конечно-элементно-разностного метода, методы визуального представления полученной информации.

Результаты исследования. Анализ полученных результатов показал зависимость распределения пластового давления (следовательно, активности фильтрационного процесса) от длины и расположения горизонтальной скважины в неоднородной по проницаемости пористой среде. Установлено, что активность фильтрационного процесса прямо пропорциональна длине ствола горизонтальной скважины. При размещении горизонтальных скважин в анизотропных газоносных пластах наиболее эффективно диагональное расположение относительно осей анизотропии пласта. При этом необходимо проведение всестороннего анализа окружающей анизотропии газоносных пластов с целью такого горизонтального размещения скважины в пласте, которое бы обеспечивало эффективный фильтрационный процесс вокруг скважины. То есть с одной стороны не происходило блокирование газа со стороны сниженной проницаемости пласта, а с другой стороны не происходило быстрое истощение пласта со стороны повышенной проницаемости и обеспечивался свободный подход газа в скважины со всех возможных направлений.

Научная новизна. Исследовано влияние неоднородного распределения проницаемости пористой среды на распределение пластовых давлений в пределах действия горизонтальной скважины с помощью моделирования фильтрационных процессов на основе комбинированного конечно-элементно-разностного метода.

Практическое значение. Результаты исследования подтвердили тесную взаимосвязь между неоднородностью пористой среды и распределением пластовых давлений вокруг действующей добывающей скважины. Примененный в работе комбинированный конечно-элементно-разностный метод может быть использован для решения других фильтрационных задач (например, для расчета газонасыщенности пласта, создание методики расчета дебитов скважин, оценки влияния нагнетательных скважин на фильтрационные процессы).

Ключевые слова: компьютерное моделирование, анизотропные фильтрационные процессы, газоносные труднодоступные пласты, горизонтальные добывающие скважины.

ABSTRACT

Purpose. Investigate the influence of heterogeneous permeability distribution of a porous medium on the reservoir pressures distribution around the horizontal well.

The methodology of research. To assess the influence of the porous medium anisotropy on the reservoir pressures distribution, theoretical research methods were used, containing a systematic analysis of the obtained information, numerical modeling based on a combined finite-element-difference method used and methods of visual presentation of the obtained information.

Findings. The analysis of the obtained results showed the dependence of the reservoir pressure distribution (hence, the activity of the filtration process) on the length and location of a horizontal well in a porous medium with a heterogeneous permeability. We have sowed that the activity of the filtration process is directly proportional to the length of the horizontal well. The obtained results show for effective exploitation of anisotropic reservoirs it is necessary to place producing wells into the local areas with relatively low anisotropy of the gas reservoir permeability, especially to avoid places with shear anisotropy. Before installation of production wells in anisotropic gas reservoirs, it is necessary to carry out a systematic analysis of the surrounding anisotropy of the reservoirs with the purpose to ensure effective filtration processes around these wells. We have sowed that installation of productive wells in diagonal direction relatively the main anisotropy axes of the gas reservoir permeability improve gas filtration processes. Obviously, the best conditions for gas production processes in any practical case we can achieve due to optimal selection of all anisotropic filtration parameters of the gas reservoir.

The originality. The influence of the heterogeneous permeability distribution of the porous medium on the reservoir pressures distribution around the horizontal well was investigated by using the modeling of filtration processes based on a combined finite-element-difference method.

Practical implications. The results of the study confirmed the close relationship between the heterogeneity of the porous medium and the reservoir pressures distribution around the acting production well. The combined finite-element-difference method used in this work can be used to solve other filtration problems (for example, to calculate the gas saturation of a reservoir, create a method for calculating well flow rates, assess the effect of injection wells on filtration processes).

Keywords: computer modeling, anisotropic filtration processes, gas-bearing hard reaching reservoirs, horizontal production wells.