

УДК 553.982

М.В. ЛУБКОВ, О.О. ЗАХАРЧУК

Полтавська гравіметрична обсерваторія Інституту геофізики
імені С.І. Субботіна НАН України,
вул. Мясоедова, 27/29, Полтава 36014, Україна,
e-mail: mikhail.lubkov@ukr.net

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ФІЛЬТРАЦІЇ У НЕОДНОРІДНИХ АНІЗОТРОПНИХ ГАЗОНОСНИХ ПЛАСТАХ

З метою дослідження практичних аспектів фільтрації в анізотропних газоносних пластах на основі комбінованого скінченно-елементно-різницевого методу для нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності Лейбензона наведено чисельне моделювання розподілу падіння пластового тиску в околі діючої свердловини з урахуванням анізотропії проникності в близькій та віддаленій зонах дії свердловини. Встановлено, що анізотропія газової проникності в ближній зоні дії свердловини більше впливає на процеси фільтрації навколо свердловини і, відповідно, на видобуток газу, ніж у дальній зоні дії свердловини. Показано, що інтенсивність процесів фільтрації у анізотропних газоносних пластах поблизу діючої свердловини залежить більшою мірою від зсувної проникності і меншою — від осьової проникності газової фази. Отже, для ефективного використання анізотропних пластів необхідно розміщувати видобувні свердловини на локальних ділянках з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць із наявністю зсувної анізотропії. Для розташування системи видобувних свердловин у анізотропних пластах газового родовища необхідний ретельний аналіз навколишньої анізотропії пластів з метою такого розміщення свердловин, яке б забезпечувало активність процесів фільтрації навколо них. Розташування видобувних свердловин у діагональному напрямку стосовно головних осей анізотропії проникності газоносного пласта сприяє активізації процесів фільтрації газової фази. За допомогою системного аналізу результатів дослідження анізотропії газоносних пластів можна вирішувати питання ефективного розташування та експлуатації системи газовидобувних свердловин у різних практичних цілях.

Ключові слова: комп'ютерне моделювання, анізотропні фільтраційні процеси, газоносні пласти.

Вступ. У наш час актуальними залишаються проблеми збільшення та ефективної підтримки стабільного рівня видобутку газу. Для цього на практиці використовують різні сучасні технології збільшення інтенсифікації фільтрації газової фази поблизу діючої видобувної свердловини [4, 6, 7]. Це можуть бути різні технології впливу на основні фільтраційні параметри, такі як проникність, пористість, в'язкість та інші допоміжні фактори. Водночас важливим фактором видобутку газу є врахування анізотропії пласта.

Проте для ефективного використання газовидобувних технологій на практиці потрібно розуміти повну картину фільтрації газової фази поблизу видобувної свердловини в анізотропних пластах. У цій ситуації затребуваними є методи комп'ютерного моделювання продуктивних анізотропних газоносних пластів, тому що вони дають змогу отримати уявлення про фільтраційні

процеси навколо видобувних свердловин за різних практичних умов. За допомогою цих методів можна оцінювати і враховувати невизначеності, що виникають унаслідок недостатньої інформації про будову і фільтраційні властивості пласта за межами свердловини. Ця інформація може бути отримана порівняно дешевим способом і використана для ефективного аналізу, контролю та керуванню газовидобувним процесом.

Існують багато методів комп'ютерного моделювання, використання яких дає змогу вирішувати такі завдання у газовидобуванні [1, 3, 8, 9]: а) визначення процесів фільтрації газу за різних дій на пласт в околі діючої свердловини; б) загальний вибір системи розробки газоносного пласта; в) підтримання оптимальних об'ємів видобутку газу в свердловині; г) визначення остаточних запасів і застійних зон поблизу діючої свердловини; д) поступовий аналіз і зменшення

ступеня ризиків розробки та забезпечення стратегії й тактики експлуатації системи діючих газовидобувних свердловин.

Однак залишається низка проблем, що пов'язані з точністю та адекватністю моделювання складних неоднорідних анізотропних газоносних пластових систем в умовах реальної експлуатації газоносних родовищ. Запропонований комбінований скінченно-елементно-різницький метод розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності Лейбензона [2, 10], з урахуванням неоднорідного розподілу різних фільтраційних параметрів всередині анізотропного газоносного пласта і на його межах, дає змогу адекватно розрахувати розподіл пластового тиску в реальних умовах експлуатації свердловин, що має переваги порівняно з існуючими методами.

Постановка і метод розв'язання задачі. Розглянемо продуктивні анізотропні газоносні пласти, в яких вміст нафтової фази незначний порівняно із вмістом газової фази. Припустивши, що середня потужність газоносного пласта значно менша за горизонтальні розміри досліджуваної області, достатньо скористатися двовимірною нестационарною анізотропною моделлю п'єзопровідності Лейбензона [2, 10]. У цьому випадку загальна постановка нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності Лейбензона, з урахуванням умови проникності газової фази на межах розглянутої області, в декартовій системі координат (x, y) має такий вигляд [10]:

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

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

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

Тут (1) — нестационарне анізотропне рівняння п'єзопровідності 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'єзоопору 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; k_M — коефіцієнт проникності газової фази на межах розглянутої області.

Для розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності Лейбензона (1) — (3) за-

стосовують варіаційний скінченно-елементний метод, що приводить до розв'язання варіаційного рівняння п'єзопровідності Лейбензона [10]

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

Тут $I(P)$ — функціонал задачі п'єзопровідності Лейбензона (1)–(3), який при заміні $\tilde{P} = P^2$ має звичайний вигляд задачі п'єзопровідності [5]:

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

S — площа перерізу досліджуваної області; L — контур, що охоплює площу S ; dl — елемент контуру.

При розв'язанні варіаційного рівняння (4) застосовують восьмивузловий ізопараметричний чотирикутний скінченний елемент [5, 10]. Як глобальну систему координат, де відбувається об'єднання всіх скінченних елементів, на які розбито площу S , використовують декартову систему (x, y) . Як локальну систему координат, де в межах скінченного елемента визначають функції апроксимації φ на основі квадратичних поліномів і проводять чисельне інтегрування, використовують нормалізовану систему координат (ξ, η) [5, 10]:

$$\begin{aligned} \varphi_1 &= \frac{1}{4}(1-\zeta)(1-\eta)(-\zeta-\eta-1); \\ \varphi_2 &= \frac{1}{4}(1+\zeta)(1-\eta)(\zeta-\eta-1); \\ \varphi_3 &= \frac{1}{4}(1+\zeta)(1+\eta)(\zeta+\eta-1); \\ \varphi_4 &= \frac{1}{4}(1-\zeta)(1+\eta)(-\zeta+\eta-1); \end{aligned} \quad (6)$$

$$\varphi_5 = \frac{1}{2}(1-\zeta^2)(1-\eta); \quad \varphi_6 = \frac{1}{2}(1-\eta^2)(1+\zeta);$$

$$\varphi_7 = \frac{1}{2}(1-\zeta^2)(1+\eta); \quad \varphi_8 = \frac{1}{2}(1-\eta^2)(1-\zeta).$$

У цій системі координати, тиск, початковий тиск пласта, тиск на межах області, коефіцієнт інфільтрації газу на межах області, а також похідні від тиску по координатах апроксимуємо у такий спосіб:

$$\begin{aligned} x &= \sum_{i=1}^8 x_i \varphi_i; \quad y = \sum_{i=1}^8 y_i \varphi_i; \quad \tilde{P} = \sum_{i=1}^8 P_i \varphi_i; \\ \tilde{P}_0 &= \sum_{i=1}^8 P_{0i} \varphi_i; \quad \tilde{P}_M = \sum_{i=1}^8 P_{Mi} \varphi_i; \quad \alpha = \sum_{i=1}^8 \alpha_i \varphi_i; \end{aligned}$$

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

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) .

З огляду на варіаційне рівняння (4) і з урахуванням того що вузлові значення від похідних тиску за часом $\frac{dP_i}{dt}$ — відомі величини і не варіюють, складемо систему диференціальних рівнянь для n -го вузла p -го скінченного елемента у вигляді

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_p}{\partial P_n} &= \sum_{i=1}^8 \{ H_{ni}^p \frac{dP_i}{dt} + (A_{ni}^p + Q_{ni}^p) P_i - Q_{ni}^p P_0^i \} - \gamma_n^p = 0; \\ H_{ij}^p &= \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 c^p \varphi_i \varphi_j |J| d\xi d\eta; \\ A_{ij}^p &= \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 (k_{xx}^p \Psi_i \Psi_j + k_{yy}^p \Phi_i \Phi_j + k_{xy}^p \Psi_i \Phi_j) |J| d\xi d\eta; \\ Q_{ij}^p &= \int_L \alpha \varphi_i \varphi_j dl; \quad \gamma_i^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \gamma^p \varphi_i |J| d\xi d\eta. \end{aligned} \quad (8)$$

Для розв'язання системи лінійних диференціальних рівнянь першого порядку (8) за початкових умов у рівнянні (7) використовуємо метод скінчених різниць, в якому похідну за часом апроксимуємо на основі неявної різницевої схеми:

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

Підставивши вираз (9) у систему (8), отримуємо систему лінійних алгебраїчних рівнянь

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^8 \{ (\frac{1}{\Delta t} H_{ni}^p + A_{ni}^p + Q_{ni}^p) P_i(t + \Delta t) - \\ - \frac{1}{\Delta t} H_{ni}^p P_i(t) - Q_{ni}^p P_0^i \} - \gamma_n^p = 0 \quad (n=1-8). \end{aligned} \quad (10)$$

Додавши рівняння (10) по всіх скінчених елементах, отримуємо глобальну систему лінійних алгебраїчних рівнянь, що дає змогу визначити невідомі значення тиску в момент часу $t + \Delta t$ через їх значення у попередній момент часу t . Глобальну систему лінійних алгебраїчних рівнянь розв'язуємо на основі чисельного методу

Гаусса без вибору головного елемента [5, 10]. В результаті розв'язання тиск визначаємо в усіх вузлових точках скінченно-елементної сітки. За знайденими вузловими значеннями тиск визначаємо у довільній точці газоносного пласта досліджуваної області в заданий момент часу. Використання квадратичної апроксимації та неявної різницевої схеми приводить до збільшення точності та збіжності й стійкості чисельного розв'язку задачі [1, 5, 8].

Моделювання анізотропних процесів фільтрації газу. Розглянемо процеси фільтрації анізотропного газоносного пласта в околі видобувної свердловини потужністю 24 840 м³ / добу за початкового пластового тиску 10 МПа. З урахуванням розширення газу при виході на поверхню потужність свердловини становитиме 2,484 · 10⁶ м³ / добу. Припустимо, що розміри розглянутого газоносного пласта 9 × 9 км². Виберемо деякі характерні середні параметри газоносного пласта [2]: $k = 0,0012$ Д (дарси) = 0,12 · 10⁻¹⁴ м²; $m = 0,15$; $\eta = 0,18 \cdot 10^{-4}$ Па · с. У цьому випадку коефіцієнт п'єзоопору Лейбензона дорівнює: $c = 0,27 \cdot 10^{-12}$ с. При моделюванні вважатимемо межі розглянутого газоносного пласта непроникними, тобто коефіцієнти інфільтрації газової фази на межах дорівнюють нулю. На рис. 1—4 показано розподіли тиску в околі газовидобувних свердловин при заданій потужності та різних анізотропних параметрах проникності газової фази через 50 діб неперервної дії.

Аналіз результатів. Результати моделювання демонструють суттєвий вплив анізотропії проникності газоносного пласта на характер процесів фільтрації навколо видобувної свердловини, отже, на процес видобутку газу.

На рис. 1 можна виявити ступінь інтенсивності фільтраційного процесу поблизу діючої свердловини залежно від її розташування в анізотропному газоносному пласті. Найінтенсивніший процес фільтрації у бік видобувної свердловини відбувається саме в абсолютно ізотропних умовах, коли газ рівномірно з усіх боків надходить до свердловини (рис. 1, а). У цьому випадку процес видобування газу найбільш ефективний. У разі наявності анізотропії пласта (рис. 1, б—г) газ найшвидше підходить з того боку, де коефіцієнт проникності газової фази найбільший, при цьому напрямки з меншим коефіцієнтом проникності частково блокуються, а з боку найбільшої проникності пласта відбувається швидкіше його виснаження. Цей факт очевидно призводить до зменшення видобутку газу.

На рис. 2 можна бачити процеси фільтрації за наявності анізотропії проникності газоносного пласта в ближній зоні дії свердловини ($R_d < 500$ м),

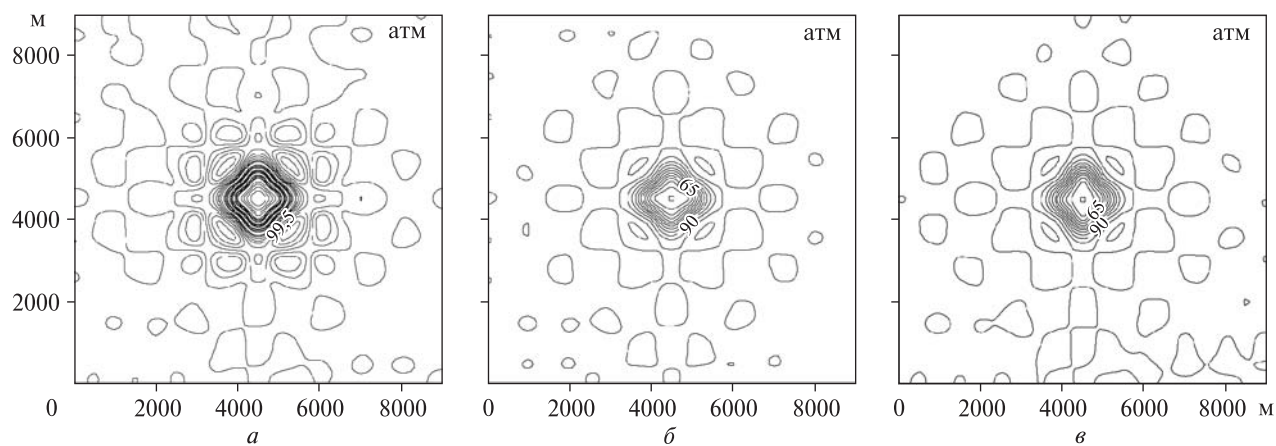


Рис. 1. Розподілення тиску в анізотропному газонесному пласті в околі діючої свердловини при заданих вище умовах: *a* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0$; *б* – $k_{xx} = 0,012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *в* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *г* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,012$ Д

Fig. 1. Distribution of pressure in anisotropic gas reservoir in vicinity of acting well at given higher filtration parameters and power of the well: *a* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *б* – $k_{xx} = 0,012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *в* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *г* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,012$ D

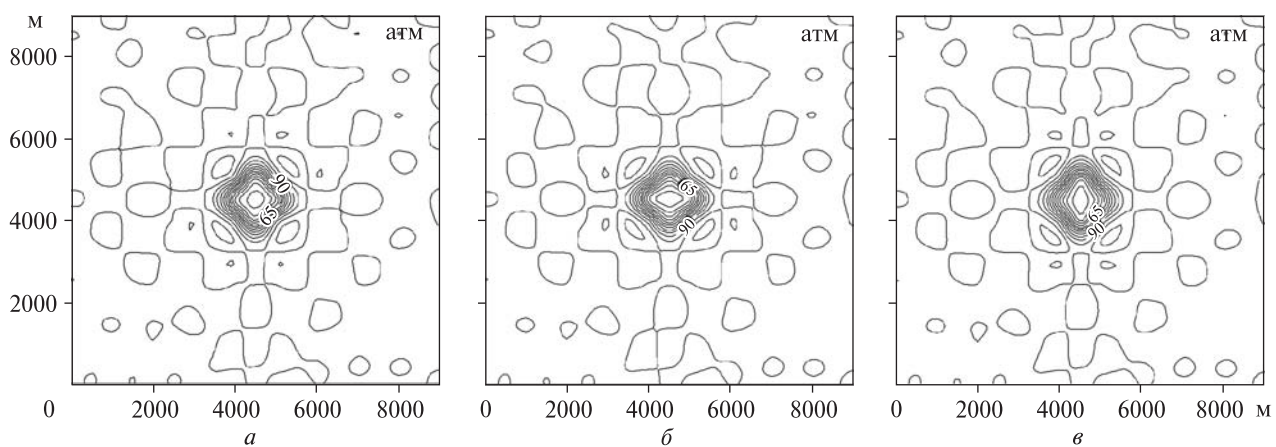
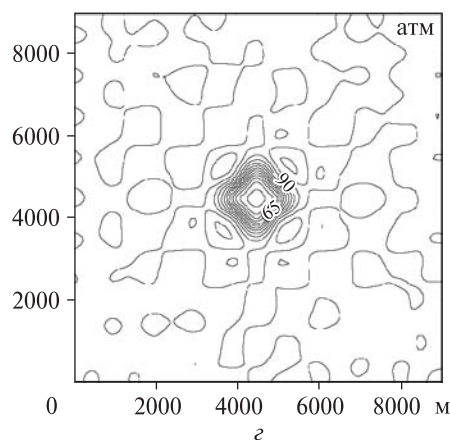


Рис. 2. Розподілення тиску за наявності анізотропії газонесного пласта у близькій зоні дії свердловини ($R_a < 500$ м) при заданих вище умовах: *a* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *б* – $k_{xx} = 0,012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *в* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *г* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,012$ Д

Fig. 2. Distribution of pressure at presence of gas reservoir anisotropy in the close zone of acting well ($R_a < 500$ m) at given higher filtration parameters and power of the well: *a* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *б* – $k_{xx} = 0,012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *в* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *г* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,012$ D

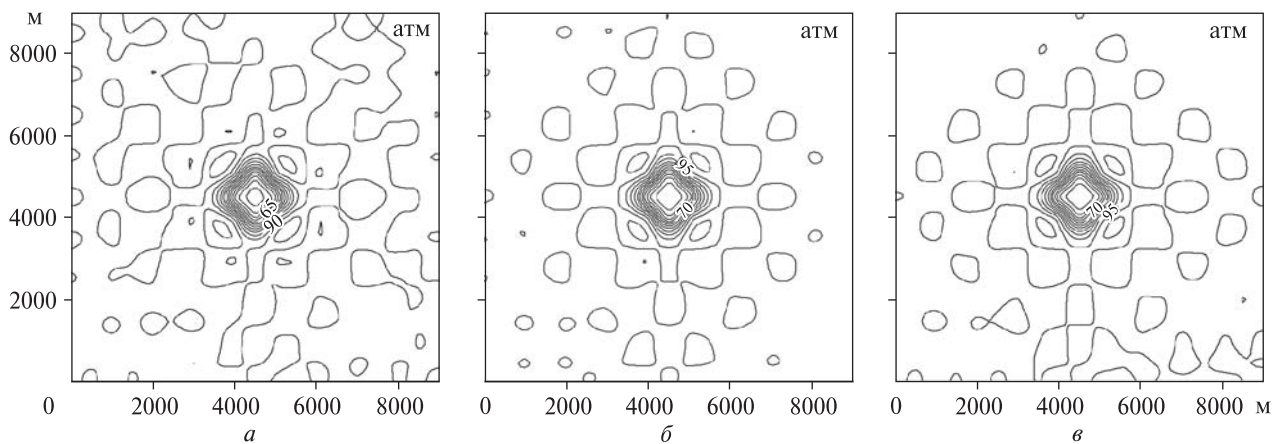


Рис. 3. Розподілення тиску за наявності анізотропії газонасного пласта у дальній зоні дії свердловини ($R_d > 500$ м) при заданих вище параметрах фільтрації та потужності свердловини: *а* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *б* – $k_{xx} = 0,012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *в* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *г* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,012$ Д

Fig. 3. Distribution of pressure at presence of gas reservoir anisotropy in the remote zone of acting well ($R_a > 500$ m) at given higher filtration parameters and power of the well: *a* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *б* – $k_{xx} = 0,012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *в* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *г* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,012$ D

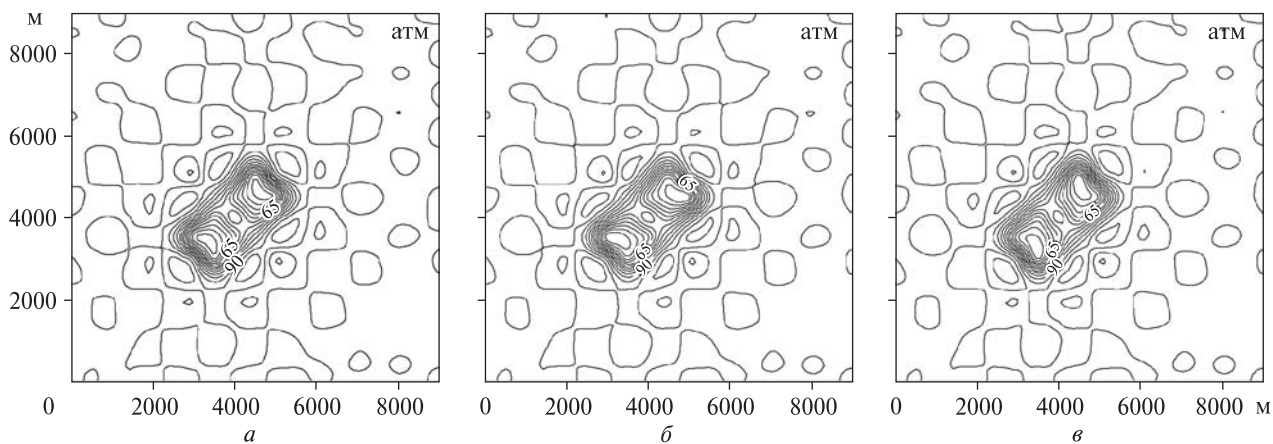
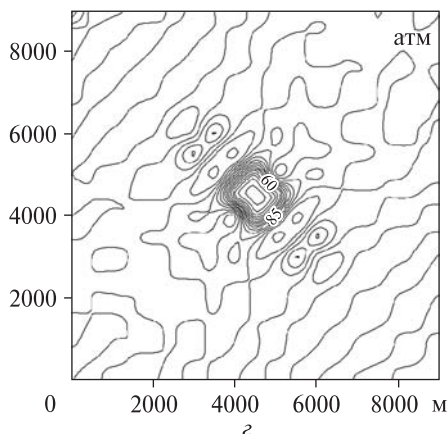


Рис. 4. Розподілення тиску в анізотропному газонасному пласті в околі двох діючих свердловин за заданих вище умов: *а* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *б* – $k_{xx} = 0,012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *в* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,012$ Д, $k_{xy} = 0,0012$ Д; *г* – $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,012$ Д

Fig. 4. Distribution of pressure in anisotropic gas reservoir in vicinity of two acting wells at given higher filtration parameters and power of the wells: *a* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *б* – $k_{xx} = 0,012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *в* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,012$ D, $k_{xy} = 0,0012$ D; *г* – $k_{xx} = 0,0012$ D, $k_{yy} = 0,0012$ D, $k_{xy} = 0,012$ D

при цьому решту області пласта вважають ізотропною. Розгляд рис. 2 показує, що порівняно з абсолютно ізотропним випадком газоносного пласта (рис. 1, *a*) та залежно від типу анізотропії проникності пласта виникають деякі складнощі видобутку газу. Це стосується і випадку рис. 2, *a*, коли однакова проникність існує в усіх напрямках, у тому числі у зсувному. Ці складнощі пов'язані передусім з блокуванням напрямків з меншою проникністю газу, при цьому зсувна анізотропія домінує над осьовою. Водночас за довгої експлуатації недоліки анізотропії у близькій зоні дії свердловини компенсуються ізотропією в дальній зоні.

Рис. 3 ілюструє процеси фільтрації за наявності анізотропії проникності газоносного пласта у дальній зоні дії свердловини ($R_d > 500$ м), при цьому ближню зону пласта вважаємо ізотропною. Аналіз рис. 3, *a—в* показав, що в цьому випадку недоліки анізотропії зовнішньої області помітно компенсуються ізотропією ближньої зони дії свердловини, яка внаслідок своїх великих розмірів поліпшує взаємний обмін газом між цими областями. Проте згідно з аналізом рис. 3, *г*, за наявності зсувної анізотропії проникності у зовнішній області газоносного пласта взаємного обміну між внутрішньою і зовнішньою областями недостатньо. Це призводить до зменшення інтенсивності фільтраційного процесу навколо газовидобувної свердловини і, відповідно, видобутку газу.

На рис. 4 показано процеси фільтрації навколо двох видобувних свердловин за наявності різних видів анізотропії проникності газоносного пласта. Найбільшого видобутку нафти в околі двох діючих свердловин досягають у випадку ізотропного газоносного пласта (рис. 4, *a*). Тут взаємний вплив між видобувними свердловинами мінімальний. Для анізотропного газоносного пласта інтенсивність процесу фільтрації і, відповідно, рівень видобутку газу залежать від взаємного розташування свердловин. Важливе таке їх розташування, щоб не відбувалося, по-перше, блокування газу з боку пониженої проникності, а по-друге — швидкого виснаження пласта з боку підвищеної проникності та щоб взаємний вплив між свердловинами був мінімальний. Згідно з рис. 4, найвигіднішим є розташування видобувних свердловин у діагональному напрямку щодо головних осей анізотропії проникності газоносного пласта. З огляду на отриману інформацію для ефективного використання анізотропних газоносних пластів необхідно розташовувати видобувні свердловини в локальних ділянках з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць із на-

явністю зсувної анізотропії. При розміщенні системи видобувних свердловин у анізотропних пластах газоносного родовища необхідно здійснювати системний аналіз навколишньої анізотропії пластів з метою такого їх розташування, яке б забезпечувало ефективний процес фільтрації газової фази навколо них. Очевидно, найкращих умов видобутку газу у відповідному практичному випадку досягають у результаті оптимального підбору усіх факторів, що впливають на анізотропію газової фази. Як показано, ці фактори можуть бути оцінені за допомогою запропонованого методу.

Висновки. Розроблений скінченно-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності Лейбенсона у газоносних пластах дає змогу адекватно на кількісному рівні описувати розподілення тиску в анізотропному пласті в околі діючої видобувної свердловини в реальних умовах експлуатації. Результати моделювання показують, що інтенсивність процесу фільтрації поблизу газовидобувної свердловини суттєво залежить від її розташування у анізотропному пласті як у близькій ($R_d < 500$ м), так і дальній ($R_d > 500$ м) зоні дії свердловини. Причому вплив анізотропії проникності газової фази у ближній зоні більший порівняно із впливом у дальній зоні дії свердловини.

З огляду на отриману інформацію для ефективного використання анізотропних газоносних пластів необхідно розміщувати видобувні свердловини в локальних ділянках з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць із наявністю зсувної анізотропії. При розміщенні системи видобувних свердловин у анізотропних пластах газоносного родовища необхідно проведення системного аналізу навколишньої анізотропії пластів з метою такого їх розміщення, яке б забезпечувало активізацію процесів фільтрації навколо них.

Розташування видобувних свердловин у діагональному напрямку стосовно головних осей анізотропії проникності газоносного пласта сприяє активізації процесів фільтрації. Очевидно, найліпших умов видобутку газу у відповідному практичному випадку досягають унаслідок оптимального підбору усіх факторів, що впливають на анізотропну фільтрацію газоносного пласта.

У подальшому становить інтерес створення на підставі розробленого скінченно-елементно-різницевого методу практично значущої методики оптимізації видобутку газу в реальних умовах експлуатації свердловин у анізотропних газоносних пластах.

СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Aziz X., Settari Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва: Ин-т компьют. исслед., 2004. 416 с.
2. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов. Москва: Ин-т компьют. исслед., 2003. 479 с.
3. Каневская Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений углеводородов. Москва: Ин-т компьют. исслед., 2003. 128 с.
4. Кошляк В. А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа: Тау, 2002. 256 с.
5. Лубков М. В. Моделивання продуктивного тиску в неоднорідних нафтоносних пластах. *Geoінформатика*. 2017. Т. 63, № 3. С. 23–29.
6. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. Москва: Недра, 1999. 659 с.
7. Яскин С. А., Мухаметшин В. В., Андреев В. Е., Дубинский Г. С. Геолого-технологический скрининг методов воздействия на пласты. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2018. № 2. С. 49–55.
8. Chen Z., Huan G., Ma Y. Computational methods for multiphase flows in porous media. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006. 521 p.
9. Ertekin T., Abou-Kassem J. H., King G. R. Basic applied reservoir simulation. Texas: Richardson, 2001. 421 p.
10. Lubkov M. Estimation of filling processes in the gas cap of geosoliton field. *Вісник КНУ Сер. Геологія*. 2019. Т. 85, № 2. С. 82–85.

Надійшла до редакції 20.02.2020

REFERENCES

1. Aziz H., Settari Je. Matematicheskoe modelirovanie plastovyh sistem. Moscow: Institut komp'yuternyh issledovaniy, 2004. 416 p. [in Russian].
2. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Rozenberg G.D. Neftegazovaya gidromekhanika: uchebnoe posobie dlja vuzov. Moscow: Institut komp'yuternyh issledovaniy, 2003. 479 p. [in Russian].
3. Kanevskaja R. D. Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov. Moscow: Institut komp'yuternyh issledovaniy, 2003. 128 p. [in Russian].
4. Koshljak V.A. Granitoidnye kollektory nefti i gaza. Ufa: Izdatelstvo «Tau», 2002. 256 p. [in Russian].
5. Lubkov M.V. Modeling of the productive pressure in the heterogeneous oil reservoirs. *Geoінформатика*, 2017. Vol. 63, no. 3. P. 23-29. [in Ukrainian].
6. Ter-Sarkisov R.M. Razrabotka mestorozhdenij prirodnyh gazov. Moscow: Nedra, 1999. 659 p. [in Russian].
7. Yaskin S.A., Muhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinskij G.S. Geology-technological screening of reservoirs acting methods. *Geology, geophysics and elaboration of oil and gas fields*. 2018, no. 2. p. 49-55. [in Russian].
8. Chen Z., Huan G., Ma Y. Computational methods for multiphase flows in porous media. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006. 521 p.
9. Ertekin T., Abou-Kassem J. H., King G. R. Basic applied reservoir simulation. Texas: Richardson, 2001. 421 p.
10. Lubkov M. Estimation of filling processes in the gas cap of geosoliton field. *Proceedings of KNU. Ser. Geology*. 2019. Vol. 85, no. 2. p. 82-85.

Receive 20.02.2020

M.V. Lubkov, O.O. Zaharchuk

Poltava Gravimetric Observatory of Institute of Geophysics
of Ukraine National Academy of Science,
27/29 Mysoedova Str., Poltava 36014, Ukraine,
e-mail: mikhail.lubkov@ukr.net

MODELING OF FILTRATION PROCESSES IN HETEROGENEOUS
ANISOTROPIC GAS-BEARING RESERVOIRS ABSTRACT

Purpose. Nowadays there are important problems of increasing efficiency of development and exploitation of gas deposits. There are problems associated with the growth of gas production in heterogeneous anisotropic reservoirs, increasing gas recovery, achieving economic efficiency and so on. In this situation, there are popular methods of computer modeling of gas productive reservoirs, because they allow getting information of the structure and characteristics of the gas reservoir, the distribution parameters of permeability and other important factors in it. They also allow evaluating and calculating uncertainty arising from the lack of information about the gas reservoir properties outside the well. Currently there are many methods of computer modeling, allowing solving various practical problems. Another hand there left some problems related to the accuracy and adequacy of simulation of heterogeneous anisotropic permeable collector systems in real conditions of gas deposits exploitation.

Design/methodology/approach. On the base of combined finite-element-difference method for solving the nonstationary anisotropic piezoconductivity Lebeson problem, with calculating of heterogeneous distribution of permeable characteristics of the gas reservoir, we carried out modeling of filtration processes in heterogeneous anisotropic gas reservoir in close and remote zones of producing well.

Findings. The results of computer modeling show that intensity of the filtration process in vicinity of gas production wells depends essentially on its location in the anisotropic reservoir, both in the near ($R_a < 500$ m) and remote ($R_a > 500$ m) zones

of acting well. Moreover, the effect of anisotropy of the gas permeability in the close zone is greater compared to the effect in the remote well zone. 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 shown 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.

Practical value/implications. One can use obtained results for practical geophysical works with a purpose optimizing of gas production activity in heterogeneous anisotropic reservoirs. In further it is interesting to use presented method for more detailed investigation of heterogeneous anisotropic gas-bearing deposits.

Keywords: computer modeling, anisotropic filtration processes, gas reservoirs.

М.В. Лубков, О.О. Захарчук

Полтавская гравиметрическая обсерватория
Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины,
ул. Мясоедова, 27/29, Полтава 36014, Украина,
e-mail: mikhail.lubkov@ukr.net

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ В НЕОДНОРОДНЫХ АНИЗОТРОПНЫХ ГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТАХ

С целью исследования практических аспектов фильтрации в анизотропных газоносных пластах на основе комбинированного конечно-элементно-разностного метода для нестационарной анизотропной задачи пьезопроводности Лейбензона проведено численное моделирование распределения падения пластового давления в окрестности действующей скважины с учетом анизотропии проницаемости в ближней и дальней зонах действия скважины. Установлено, что анизотропия проницаемости газовой фазы в ближней зоне действия скважины больше влияет на процессы фильтрации вокруг скважины и, соответственно, на добычу газа, чем в дальней зоне ее действия. Показано, что интенсивность процессов фильтрации в анизотропных газоносных пластах вблизи действующей скважины в большей степени зависит от сдвиговой проницаемости и в меньшей — от осевой проницаемости газовой фазы. Следовательно, для эффективного использования анизотропных газоносных пластов необходимо устанавливать добывающие скважины в локальных областях с относительно низкой анизотропией проницаемости пласта, избегая при этом мест с наличием сдвиговой анизотропии. При размещении систем добывающих скважин в анизотропных пластах газового месторождения необходим тщательный анализ анизотропных свойств окружающих пластов с целью такого размещения скважин, которое обеспечивало бы активность процессов фильтрации газовой фазы. Показано, что размещение добывающих скважин в диагональном направлении по отношению к главным осям анизотропии проницаемости газоносного пласта способствует активизации процессов фильтрации. Таким образом, системный анализ результатов исследования анизотропии газоносных пластов дает возможность эффективного размещения и эксплуатации системы газодобывающих скважин в различных практических ситуациях.

Ключевые слова: компьютерное моделирование, анизотропные фильтрационные процессы, газоносные пласты.