

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ФІЛЬТРАЦІЇ У НЕОДНОРІДНИХ АНІЗОТРОПНИХ НАФТОНОСНИХ ПЛАСТАХ

М. В. Лубков, О. О. Захарчук

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

З метою дослідження практичних аспектів фільтрації в анізотропних нафтоносних пластах на основі комбінованого скінченно-елементно-різницевого методу для нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності проведено чисельне моделювання розподілу падіння пластового тиску в околі діючої свердловини з урахуванням анізотропії проникності у близькій та віддаленій зонах дії свердловини. Встановлено, що анізотропія нафтової проникності в дальній зоні дії свердловини більше впливає на процеси фільтрації навколо свердловини і, відповідно, на видобуток нафти, ніж анізотропія проникності в ближній зоні дії свердловини. Показано, що інтенсивність процесів фільтрації у анізотропних нафтоносних пластах поблизу діючої свердловини суттєво залежить від зсувної проникності і меншою мірою від осової проникності нафтової фази. Отже, для ефективного використання анізотропних пластів необхідно розташовувати видобувні свердловини в локальних зонах з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо, уникати місць із наявністю зсувної анізотропії. Очевидно, що системний аналіз результатів дослідження анізотропії пласта сприяє ефективному розташуванню системи нафтовидобувних свердловин у різних випадках.

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

Вступ. На сьогодні актуальними залишаються проблеми збільшення та ефективної підтримки стабільного рівня видобутку нафти. Для цього на практиці використовують різні сучасні технології збільшення інтенсифікації фільтрації нафтової фази поблизу діючої видобувної свердловини [3–5, 7]. Це можуть бути різні технології впливу на основні фільтраційні параметри, такі як проникність, пористість, в'язкість та інші додаткові фактори. Водночас важливим фактором видобутку нафти є врахування анізотропії пласта. Однак для ефективного використання нафтовидобувних технологій на практиці необхідно розуміти повну картину фільтрації нафтової фази поблизу видобувної свердловини в анізотропних пластах. В цій ситуації затребуваними є методи комп'ютерного моделювання продуктивних анізотропних нафтоносних пластів, тому що за їх допомогою можна уявити фільтраційні процеси навколо видобувної свердловини у різних практичних вимірах. Застосування цих методів дає змогу оцінювати і враховувати невизначеності, що виникають унаслідок недостатньої інформації про будову і властивості пласта за межами свердловини. Уся ця інформація може бути отримана порівняно дешевим способом і використана для ефективного аналізу, контролю та керуванню нафтовидобувним процесом. Існує багато методів комп'ютерного моделювання для розв'язання різних практичних завдань [1, 3, 8, 9]: а) визначення процесів фільтрації нафти за різної дії на пласт поблизу діючої свердловини; б) загальний вибір системи розробки нафтоносного

пласта; в) підтримання оптимальних обсягів видобутку в свердловині; г) визначення остаточних запасів і застійних зон в околі діючої свердловини; д) поступовий аналіз і зменшення ступеня ризиків розробки та забезпечення стратегії і тактики експлуатації системи діючих нафтовидобувних свердловин.

Водночас залишаються проблеми, що пов'язані з точністю та адекватністю моделювання складних неоднорідних анізотропних нафтоносних колекторських систем в умовах реальної експлуатації нафтоносних родовищ. Запропонований у цій статті комбінований скінченно-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності, з урахуванням неоднорідного розподілу різних фільтраційних параметрів всередині анізотропного деформованого нафтоносного 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. Нижче розглянуто продуктивні анізотропні нафтоносні пласти, в яких вміст газу незначний порівняно із вмістом нафти. Якщо припустити, що середня пористість нафтоносного деформованого пористого пласта значно менша за горизонтальні розміри досліджуваної області, то достатньо скористатися двовимірною нестационарною анізотропною моделлю п'єзопровідності [1, 2, 6]. Тоді загальна постановка нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності, з урахуванням умови проникності нафти на межі об-

ласті, в декартовій системі координат (x, y) , зв'язаній з межами області, має вигляд [6]:

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

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

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

Тут (1) — нестационарне анізотропне рівняння п'єзопровідності; (2) — початкова умова; (3) — гранична умова інфільтрації нафтової фази на межах досліджуваної області; $P(x, y, t)$ — тиск як функція координат і часу; $c = \eta(m\beta_1 + \beta_2)$ — коефіцієнт п'єзоопору; k_{xx} , k_{yy} , k_{xy} — анізотропні коефіцієнти проникності нафтової фази; η — динамічна в'язкість нафти; m — пористість нафтоносного пласта; β_1 — коефіцієнт стискування нафти; β_2 — коефіцієнт стискування скелета порід нафтоносного пласта; γ — параметр інтенсивності видобутку нафти у свердловині; P_0 — початковий тиск у пласті; α — коефіцієнт інфільтрації нафтової фази на межах досліджуваної області; P_M — тиск на межах досліджуваної області; k_M — коефіцієнт проникності нафтової фази на межах досліджуваної області.

Для розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності (1) — (3) застосовуємо варіаційний скінченно-елементний метод, що приводить до розв'язання варіаційного рівняння п'єзопровідності:

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

де $I(P)$ — функціонал анізотропної задачі п'єзопровідності (1)–(3), який має вигляд

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

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 [6]. Як глобальну систему координат, де об'єднують усі скінченні елементи, на які розбито площу S , використовують декартову систему (x, y) . Як локальну систему координат, де в межах скінченного елемента визначають функції апроксимації φ_i на основі квадратичних поліномів і проводять чисельне інтегрування, використовують нормалізовану систему координат (ξ, η) [6]:

$$\varphi_1 = \frac{1}{4}(1 - \zeta)(1 - \eta)(-\zeta - \eta - 1);$$

$$\varphi_2 = \frac{1}{4}(1 + \zeta)(1 - \eta)(\zeta - \eta - 1);$$

$$\varphi_3 = \frac{1}{4}(1 + \zeta)(1 + \eta)(\zeta + \eta - 1);$$

$$\varphi_4 = \frac{1}{4}(1 - \zeta)(1 + \eta)(-\zeta + \eta - 1);$$

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

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

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

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

У цій системі координати, тиск, початковий тиск пласта, тиск на межах області, коефіцієнт інфільтрації нафти на межах області, а також похідні від тиску за координатами апроксимують так:

$$\begin{aligned} x &= \sum_{i=1}^8 x_i \varphi_i; \quad y = \sum_{i=1}^8 y_i \varphi_i; \quad P = \sum_{i=1}^8 P_i \varphi_i; \quad P_0 = \sum_{i=1}^8 P_{0i} \varphi_i; \\ P_M &= \sum_{i=1}^8 P_{Mi} \varphi_i; \quad \alpha = \sum_{i=1}^8 \alpha_i \varphi_i; \quad \frac{\partial P}{\partial x} = \sum_{i=1}^8 P_i \Psi_i; \quad \frac{\partial P}{\partial y} = \sum_{i=1}^8 P_i \Phi_i; \\ \Psi_i &= \frac{1}{|J|} \left(\frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial y}{\partial \xi} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial y}{\partial \eta} \right); \\ \Phi_i &= \frac{1}{|J|} \left(\frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial x}{\partial \eta} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial x}{\partial \xi} \right); \end{aligned} \quad (5)$$

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 на те, що вузлові значення від похідних тиску за часом $\frac{dP_i}{dt}$ — відомі і не варіабельні величини, складемо систему диференціальних рівнянь для n -го вузла p -го скінченного елемента у вигляді

$$\frac{\partial I_p}{\partial P_n} = \sum_{i=1}^8 \left\{ H_{ni}^p \frac{dP_i}{dt} + (A_{ni}^p + Q_{ni}^p) P_i - Q_{ni}^p P_0^i \right\} - \gamma_n^p = 0; \quad (8)$$

$$H_{ij}^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 c^p \varphi_i \varphi_j |J| d\xi d\eta;$$

$$A_{ij}^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \left(k_{xx}^p \Psi_i \Psi_j + k_{yy}^p \Phi_i \Phi_j + k_{xy}^p \Psi_i \Phi_j \right) |J| d\xi d\eta;$$

$$Q_{ij}^p = \int_L \alpha \varphi_i \varphi_j dl; \quad \gamma_i^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \gamma^p \varphi_i |J| d\xi d\eta.$$

Для розв'язання системи лінійних диференціальних рівнянь першого порядку (6) за початкових умов (5) використовуємо метод скінченних різниць, за яким похідну за часом апроксимуємо на основі неявної різницевої схеми

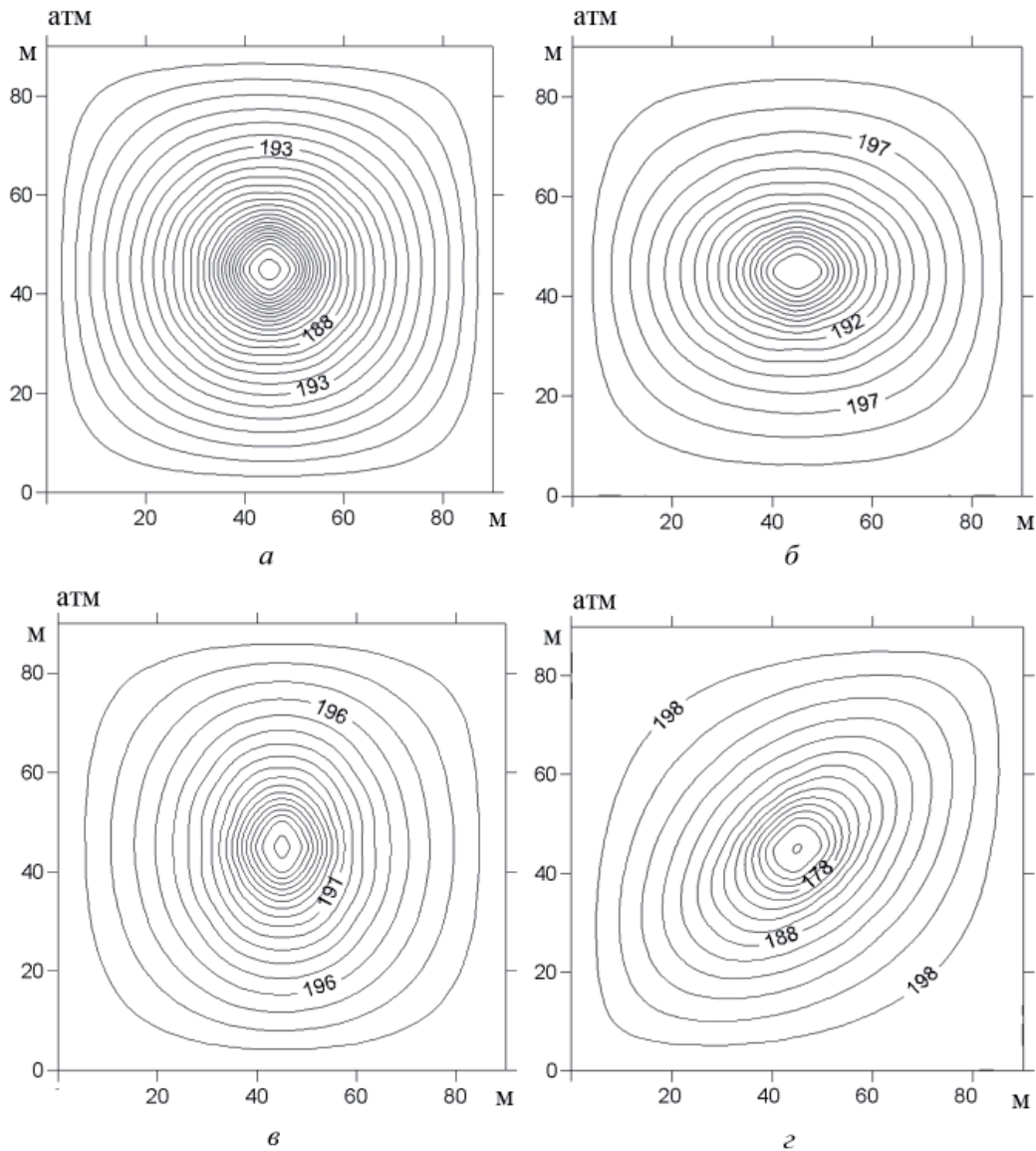


Рис. 1. Розподілення встановленого тиску в анізотропному нафтоносному пласті в околі діючої свердловини за заданими параметрами фільтрації та потужністю свердловини: а – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$; б – $k_{xx}=2D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$; в – $k_{xx}=1D, k_{yy}=2D, k_{xy}=0$; г – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=1D$

Fig. 1. Distribution of stable pressure in anisotropic oil reservoir in vicinity of acting well at given higher filtration parameters and power of the well: а – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$; б – $k_{xx}=2D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$; в – $k_{xx}=1D, k_{yy}=2D, k_{xy}=0$; г – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=1D$

$$\frac{dP}{dt} = \frac{P(t + \Delta t) - P(t)}{\Delta t}. \quad (7)$$

Підставивши вираз (7) у систему (6), отримуємо систему лінійних алгебричних рівнянь

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

Додавши рівняння (8) по всіх скінченних елементах, дістанемо глобальну систему лінійних алгебричних рівнянь, що дає змогу визначати невідомі значення тиску в момент часу $t + \Delta t$ через їх значення в по-

передній момент часу t . Глобальну систему лінійних алгебричних рівнянь розв'язуємо на підставі чисельного методу Гауса без вибору головного елемента [6]. У результаті розв'язання тиск визначаємо в усіх вузлових точках скінченно-елементної сітки. За знайденими вузловими значеннями тиск визначаємо у довільній точці нафтоносного пласта досліджуваної області в заданий момент часу. В разі використання квадратичної апроксимації та неявної різницевої схеми збільшуються точність, збіжність і стійкість чисельного розв'язку задачі [1, 6, 8].

3. Моделювання анізотропних процесів фільтрації нафти. Розглянемо анізотропну нафтоносну пластову ділянку розміром $90 \times 90 \text{ м}^2$ в околі діючої нафтовидобувної свердловини. Оберемо деякі характерні

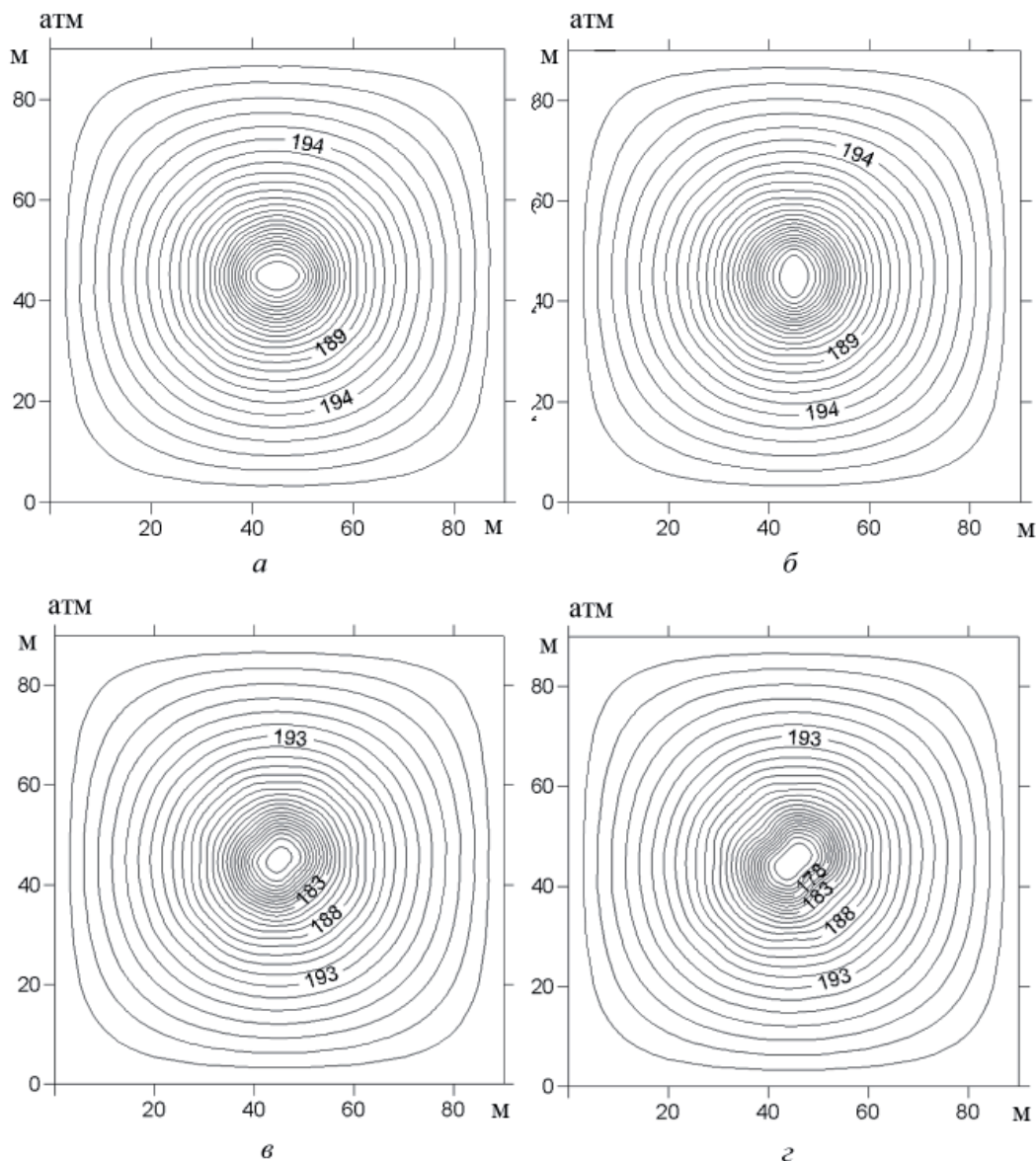


Рис. 2. Розподілення встановленого тиску за наявності анізотропії нафтоносного пласта у близькій зоні дії свердловини ($R_a < 5\text{м}$) за заданими вище параметрами фільтрації та потужністю свердловини: а – $k_{xx} = 2\text{Д}$, $k_{yy} = 1\text{Д}$, $k_{xy} = 0$; б – $k_{xx} = 1\text{Д}$, $k_{yy} = 2\text{Д}$, $k_{xy} = 0$; в – $k_{xx} = 1\text{Д}$, $k_{yy} = 1\text{Д}$, $k_{xy} = 1\text{Д}$; г – $k_{xx} = 1\text{Д}$, $k_{yy} = 1\text{Д}$, $k_{xy} = 2\text{Д}$

Fig. 2. Distribution of stable pressure at presence of oil reservoir anisotropy in the close zone of acting well ($R_a < 5\text{m}$) at given higher filtration parameters and power of the well: а – $k_{xx} = 2\text{D}$, $k_{yy} = 1\text{D}$, $k_{xy} = 0$; б – $k_{xx} = 1\text{D}$, $k_{yy} = 2\text{D}$, $k_{xy} = 0$; в – $k_{xx} = 1\text{D}$, $k_{yy} = 1\text{D}$, $k_{xy} = 1\text{D}$; г – $k_{xx} = 1\text{D}$, $k_{yy} = 1\text{D}$, $k_{xy} = 2\text{D}$

середні параметри нафтоносного пласта [2, 6]: $k = 1\text{Д}$ (дарсі) $= 10^{-12} \text{ м}^2$; $m = 0,2$; $\eta = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\beta_1 = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$; $\beta_2 = 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$; при цьому коефіцієнт п'єзоопору $c = 0,3 \cdot 10^{-12} \text{ с}$. При моделюванні розподілу тисків у межах досліджуваної пластової ділянки припустимо, що початковий тиск у пласті дорівнює 20 МПа, середня потужність видобувної свердловини – 100 м³ нафти на добу. Для мінімізації крайових ефектів при моделюванні на межах розглянутої ділянки обрано коефіцієнт інфільтрації нафтової фази – 0,001 м. За результатами моделювання процес встановлення тиску у межах розглянутої ділянки відбувається за добу після початку дії свердловини.

Аналіз результатів. Згідно з результатами моделювання, анізотропія проникності нафтоносного пласта суттєво впливає на характер процесів фільтрації навколо видобувної свердловини, отже, на процес видобутку нафти. На рис. 1 можна виявити ступінь інтенсивності фільтраційного процесу поблизу діючої свердловини залежно від її розташування в анізотропному нафтоносному пласті. Найінтенсивніший процес фільтрації убік видобувної свердловини відбувається саме в ізотропному випадку, тоді нафта рівномірно з усіх боків (радіально) надходить до свердловини (рис. 1, а) і процес видобування нафти є найефективнішим. За наявності анізотропії

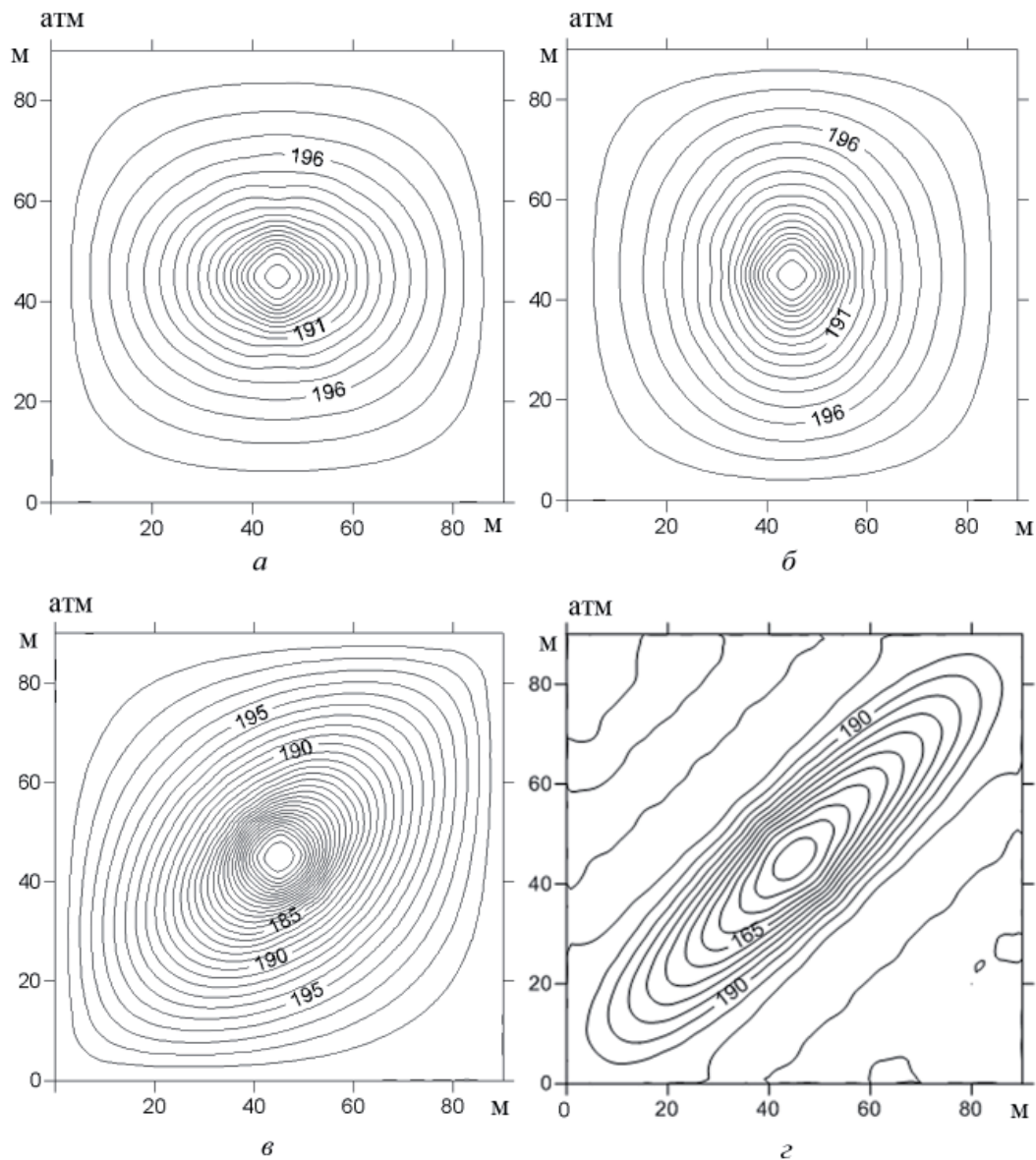


Рис. 3. Розподілення встановленого тиску за наявності анізотропії нафтоносного пласта у віддаленій зоні дії свердловини ($R_a > 5$ м) за заданими вище параметрами фільтрації та потужністю свердловини: а – $k_{xx}=2D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$; б – $k_{xx}=1D, k_{yy}=2D, k_{xy}=0$; в – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=1$; г – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=2D$

Fig. 3. Distribution of stable pressure in the remote zone of acting well ($R_a > 5$ m) at given higher filtration parameters and power of the well: а – $k_{xx}=2D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$; б – $k_{xx}=1D, k_{yy}=2D, k_{xy}=0$; в – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=1$; г – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=2D$

пласта (рис. 1, б–г) нафта найшвидше надходить з того боку, де коефіцієнт проникності найбільший, при цьому напрямки з меншим коефіцієнтом проникності частково блокуються, а з боку найбільшої проникності пласт швидко виснажується. Цей факт очевидно призводить до зменшення видобутку нафти. Водночас бачимо, що саме наявність зсувної анізотропії проникності пласта ($k_{xy} \neq 0$) спричинює найнегативніші наслідки нафтовидобування.

На рис. 2 показано процеси фільтрації за наявності анізотропії проникності нафтоносного пласта в ближній зоні дії свердловини ($R_d < 5$ м), при цьому решту пласта вважають ізотропною. Аналіз

рис. 2 засвідчує, що порівняно з повністю ізотропним нафтоносним пластом (див. рис. 1, а) залежно від типу анізотропії проникності пласта виникають деякі складнощі видобутку нафти. Ці складнощі пов'язані насамперед з блокуванням напрямків з меншою проникністю нафти, але разом з тим через невелику зону анізотропії відбувається ефективно підживлення з напрямків більшої проникності нафти, тобто ці ефекти можуть бути взаємно скомпенсовані.

На рис. 3 представлено процеси фільтрації за наявності анізотропії проникності нафтоносного пласта у дальній зоні дії свердловини ($R_d > 5$ м),

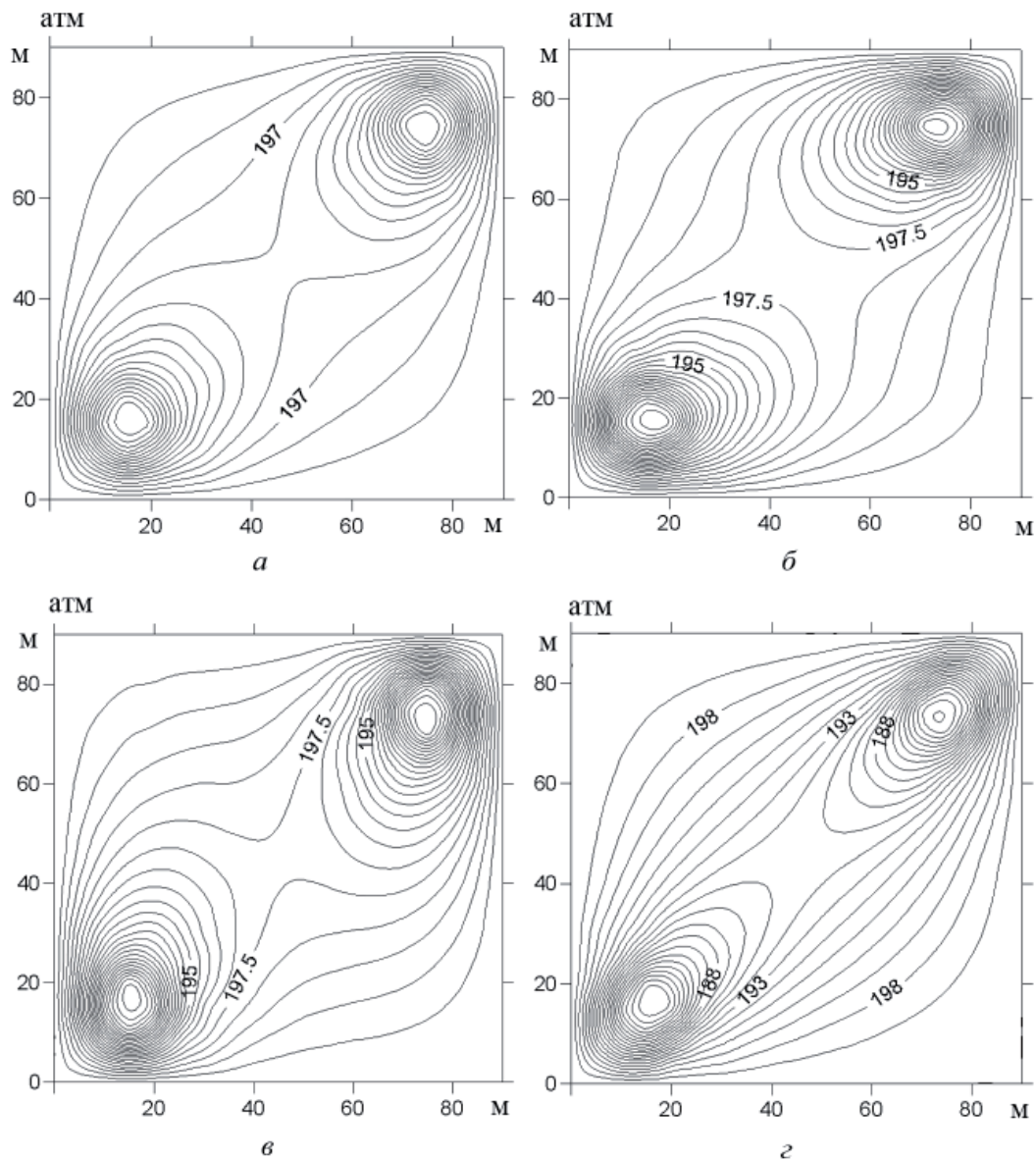


Рис. 4. Розподілення встановленого тиску в анізотропному нафтоносному пласті в околі двох діючих свердловин за заданими вище параметрами фільтрації та потужністю свердловин: а – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$; б – $k_{xx}=2D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$; в – $k_{xx}=1D, k_{yy}=2D, k_{xy}=0$; г – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=1D$

Fig. 4. Distribution of stable pressure in anisotropic oil reservoir in vicinity of acting wells at given higher filtration parameters and power of the wells: а – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$; б – $k_{xx}=2D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$; в – $k_{xx}=1D, k_{yy}=2D, k_{xy}=0$; г – $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=1D$

при цьому ближню зону пласта вважаємо ізотропною. Аналіз рис. 3, а, б вказує на те, що в цьому випадку недоліки анізотропії зовнішньої ділянки помітно компенсуються ізотропією ближньої зони дії свердловини, яка внаслідок своїх кінцевих розмірів поліпшує взаємний обмін нафтою між цими ділянками. Водночас аналіз рис. 3, в, г засвідчує, що за наявності зсувної анізотропії проникності у зовнішній ділянці нафтоносного пласта взаємного обміну між внутрішньою і зовнішньою ділянками недостатньо. Це призводить до суттєвого зменшення інтенсивності фільтраційного процесу навколо нафтовидобувної свердловини і, відповідно, видобутку нафти.

Процеси фільтрації навколо двох видобувних свердловин за наявності різних видів анізотропії проникності нафтоносного пласта ілюструє рис. 4. Найефективнішого видобутку нафти в околі двох діючих свердловин досягають в разі ізотропного нафтоносного пласта (рис. 4, а). В анізотропному нафтоносному пласті інтенсивність процесу фільтрації і, відповідно, рівень видобутку нафти залежать від взаємного розташування свердловин. Важливе таке їх розташування, щоб не було блокування нафти з боку пониженої проникності, а також швидкого виснаження пласта з боку підвищеної проникності. Як показано на рис. 4, б–г, найвигіднішою конфігурацією є розташування видобувних свердловин

у діагональному напрямку стосовно головних осей анізотропії проникності нафтоносного пласта. З огляду на отриману інформацію, для ефективного використання анізотропних пластів необхідно розташовувати видобувні свердловини в локальних зонах з відносно низькою анізотропією проникності пласта та, особливо, уникати місць із наявністю зсувної анізотропії. При розміщенні системи видобувних свердловин у анізотропних пластах нафтоносного родовища необхідний системний аналіз навколишньої анізотропії пластів з метою такого їх розміщення, яке б забезпечувало ефективну динаміку процесів фільтрації навколо цих свердловин. Очевидно найліпших умов видобутку нафти у відповідному практичному випадку досягають за оптимального підбору всіх факторів, що впливають на анізотропну фільтрацію. Отже, ці фактори можуть бути оцінені за допомогою запропонованого методу.

Висновки. Розроблений скінченно-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності у деформованих нафтоносних пластах дає змогу адекватно на кількісному рівні описувати розподілення тиску в анізотропному пласті в околі діючої видобувної свердловини в реальних умовах експлуатації. Інтенсивність процесу фільтрації в околі нафтовидобувної свердловини суттєво залежить від її розташування у анізотропному пласті як у близькій ($R_d < 5$ м), так і віддаленій ($R_d > 5$ м) зоні дії свердловини. Причому вплив анізотропії проникності нафтової фази у віддаленій зоні більший порівняно із впливом у близькій зоні дії свердловини. З огляду на отриману інформацію для ефективного використання анізотропних пластів необхідно розміщувати видобувні свердловини в локальних зонах з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць із наявністю зсувної анізотропії. При розташуванні системи видобувних свердловин у анізотропних пластах нафтоносного родовища необхідно проводити системний аналіз навколишньої анізотропії пластів з метою такого їх розміщення,

яке б забезпечувало ефективну динаміку процесів фільтрації навколо цих свердловин. Очевидно, що найліпших умов видобутку нафти у відповідному практичному випадку досягають шляхом оптимального підбору усіх факторів, які впливають на анізотропну фільтрацію нафтоносного пласта. Разом з тим ці фактори можуть бути оцінені моделюванням за запропонованим методом. У подальшому становить інтерес створення на основі розробленого скінченно-елементно-різницевого методу практично значущої методики оптимізації видобутку нафти в реальних умовах експлуатації свердловин у анізотропних нафтоносних пластах.

Список бібліографічних посилань

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва: Ин-т компьютер. исследований, 2004. 416 с.
2. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов. Москва: Ин-т компьютер. исследований, 2003. 479 с.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений углеводородов. Москва: Ин-т компьютер. исследований, 2003. 128 с.
4. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа: Гау, 2002. 256 с.
5. Лебединец И.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. Москва: Наука, 1997. 231 с.
6. Лубков М.В. Моделирование продуктивного тиску в неоднородных нафтоносных пластах. *Геоінформатика*. 2017. Т. 63, № 3. С. 23–29.
7. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Москва: Издат. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. 448 с.
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.

Надійшла до редакції 26.11.2019 р.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ В НЕОДНОРОДНЫХ АНИЗОТРОПНЫХ НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТАХ

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

С целью исследования практических аспектов фильтрации в анизотропных нефтеносных пластах на основе комбинированного конечноэлементно-разностного метода для нестационарной анизотропной задачи пьезопроводности проведено численное моделирование распределения падения пластового давления в окрестности скважины с учетом анизотропии проницаемости в близкой и дальней зонах действия скважины. Установлено, что анизотропия нефтяной проницаемости в дальней зоне действия скважины больше влияет на процессы фильтрации вокруг скважины и, соответственно, на добычу нефти, чем анизотропия проницаемости в ближней зоне действия скважины. Показано, что интенсивность процессов фильтрации в анизотропных нефтеносных пластах вблизи действующей скважины существенно зависит от сдвиговой проницаемости и в меньшей степени

от осевой проницаемости нефтяной фазы. Следовательно, для эффективного использования анизотропных пластов необходимо устанавливать добывающие скважины в локальных областях с относительно низкой анизотропией проницаемости пласта, особенно избегать мест с наличием сдвиговой анизотропии. Очевидно, что системный анализ результатов исследования анизотропии пласта дает возможность эффективного размещения системы нефтедобывающих скважин в различных практических ситуациях.

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

MODELING OF FILTRATION PROCESSES IN HETEROGENEOUS ANISOTROPIC OIL-BEARING RESERVOIRS

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

Purpose. Nowadays there are important problems of increasing efficiency of development and exploitation of oil deposits. There are problems associated with the growth of oil production in heterogeneous anisotropic reservoirs, increasing oil recovery, achieving economic efficiency and so on. In this situation, there are popular methods of computer modeling of productive reservoirs, because they allow getting information of the structure and characteristics of the oil 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 oil 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 oil deposits exploitation.

Design/methodology/approach. On the base of combined finite-element-difference method for solving the nonstationary anisotropic piezoconductivity problem, with calculating of heterogeneous distribution of permeable characteristics of the deformable oil reservoir, we carried out modeling of filtration processes in heterogeneous anisotropic oil 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 oil production wells depends essentially on its location in the anisotropic reservoir, both in the near ($R_a < 5$ m) and remote ($R_a > 5$ m) zones of acting well. Moreover, the effect of anisotropy of the oil permeability in the remote zone is greater compared to the effect in the close 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 reservoir permeability, especially to avoid places with shear anisotropy. Before installation of production wells in anisotropic oil reservoirs, it is necessary to carry out a systematic analysis of the surrounding anisotropy of the reservoirs with the purpose to ensure effective dynamics of the filtration processes around these wells. Obviously, the best conditions for oil production processes in any practical case we can achieve due to optimal selection of all anisotropic filtration parameters of the oil reservoir.

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

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

References

1. Aziz H., Settari Je. *Matematicheskoe modelirovanie plastovyh*. Moscow: Institut komp'juternyh 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'juternyh issledovaniy, 2003. 479 p. [in Russian].
3. Kanevskaja R.D. *Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdenij uglevodородov*. Moscow: Institut komp'juternyh issledovaniy, 2003. 128 p. [in Russian].
4. Koshljak V.A. *Granitoidnye kollektory nefti i gaza*. Ufa: Tau, 2002. 256 p. [in Russian].
5. Lebedinec I.P. *Izuchenie i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij s treshhinovatyimi kollektorami*. Moscow: Nauka, 1997. 231 p. [in Russian].
6. Lubkov M.V. Modeling of the productive pressure in the heterogeneous oil reservoirs. *Geoinformatyka*. 2017. Vol. 63, N 3. P. 23–29 [in Ukrainian].
7. Mishenko I.T. *Skvazinnay dobychi nefti*. Moscow: Izdatelskiy tsentr RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2015. 448 p. [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.

Received 26/11/2019