

## Моделювання процесів витіснення нафтової фази у неоднорідних анізотропних пластах

*М. В. Лубков<sup>1</sup>, О. О. Захарчук<sup>2</sup>, 2020*

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

<sup>2</sup>Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»,  
Полтава, Україна

Надійшла 1 вересня 2020 р.

У наш час затребуваними є методи комп'ютерного моделювання слабопроникних анізотропних нафтоносних пластів, оскільки вони дають змогу отримати уявлення про фільтраційні процеси поблизу видобувних і нагнітальних свердловин в різних практичних ситуаціях і тим самим значно підвищити рівень експлуатації таких пластів. Разом з тим це дає змогу оцінювати і враховувати невизначеності, які виникають унаслідок недостатньої інформації про будову і властивості пласта за межами свердловин. З метою дослідження практичних аспектів підтримки ефективності нафтовидобутку в анізотропних неоднорідних слабопроникних пластах на основі комбінованого скінченно-елементно-різницевого методу для нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності проведено чисельне моделювання розподілу пластового тиску в околі видобувних і нагнітальних свердловин, з урахуванням анізотропії проникності та умови інфільтрації нафтової фази на межах розглянутого пласта. Встановлено, що інтенсивність процесу фільтрації між добувною та нагнітальною свердловинами істотно залежить від їх розміщення як у зсувно-ізотропному, так і в анізотропному нафтоносних пластах. При цьому вплив проникності нафтової фази у зсувному напрямку домінує над впливом проникності в осьових напрямках. На підставі отриманої інформації для ефективної експлуатації анізотропних слабопроникних пластів необхідно розміщувати видобувні і нагнітальні свердловини на ділянках з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць з наявністю зсувної проникності. Важливо так розташовувати свердловини, щоб не відбувалося блокування нафти в напрямку зниженої проникності і швидкого виснаження пласта в напрямку підвищеної проникності, а також не припинявся взаємний обмін між добувною та нагнітальною свердловинами. При розміщенні системи зазначених свердловин в анізотропних пластах нафтового родовища необхідно проведення системного аналізу навколишньої анізотропії шарів з метою такого розміщення цих свердловин, яке забезпечувало б ефективну динаміку процесів фільтрації навколо них. Використання квадратичної ізопараметричної апроксимації скінченно-елементної сітки певної дялки нафтоносного пласта і неявної різницевої апроксимації з часом приводить до збільшення збіжності і стійкості чисельного роз'язку задачі.

**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 [Каневская, 2003; Кошляк, 2002; Лебеди-

нец, 1997; Мищенко, 2015]. Це можуть бути різні технології впливу на основні фільтраційні параметри, такі як проникність, пористість, в'язкість та інші додаткові фактори. Разом з тим важливим фактором видобутку нафти є врахування анізотропії пласта. Однак для ефективного використання нафтовидобувних технологій на практиці

слід розуміти повну картину фільтрації нафтової фази поблизу видобувної та нагнітальної свердловин в слабопроникних анізотропних пластах. У цій ситуації затребуваними є методи комп'ютерного моделювання слабопроникних анізотропних нафтоносних пластів, тому що вони дають змогу отримати уявлення про фільтраційні процеси навколо видобувних та нагнітальних свердловин у різних практичних вимірах, а також оцінювати і враховувати невизначеності, що виникають унаслідок 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 нафтовидобувним процесом у слабопроникних анізотропних пластах. Нині існує багато методів комп'ютерного моделювання для розв'язання різних практичних задач [Азиз, Сеттари, 2004; Каневская, 2003; Chen et al., 2006; Ertekin et al., 2001]: а) визначення процесів фільтрації нафти при різних нагнітальних діях на пласт поблизу видобувної свердловини; б) загальний вибір системи розробки слабопроникного або виснаженого нафтоносного пласта та підтримання оптимальних обсягів видобутку в таких пластах; в) визначення остаточних запасів і застійних зон у слабопроникних нафтоносних пластах; г) поступовий аналіз і зменшення ступеня ризиків розробки та забезпечення стратегії і тактики експлуатації системи діючих нафтовидобувних свердловин у виснажених та слабопроникних пластах.

Однак залишається низка проблем, що пов'язані з точністю та адекватністю моделювання складних неоднорідних анізотропних нафтоносних колекторських систем в умовах реальної експлуатації нафтоносних родовищ. Запропонований нижче комбінований скінченно-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності, з урахуванням неоднорідного розподілу різних фільтраційних параметрів усередині анізотропного деформованого нафтоносного пласта і на його межах, дає можливість

адекватно розрахувати розподіл пластового тиску в реальних складних умовах експлуатації нафтовидобувних свердловин, що має переваги порівняно з існуючими методами.

#### Постановка і метод розв'язання задачі.

Розглянуто продуктивні анізотропні нафтоносні пласти, в яких вміст газу незначний порівняно із вмістом нафти. Якщо припустити, що середня потужність нафтоносного деформівного пористого пласта значно менша за горизонтальні розміри досліджуваної області, достатньо скористатися двовимірною нестационарною анізотропною моделлю п'єзопровідності [Азиз, 2004; Басниев и др., 2003; Лубков, 2017]. У цьому випадку загальна постановка нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності з урахуванням умови проникності нафти на межах пласта в декартовій системі координат  $(x, y)$ , що зв'язана з межами розглянутої області, має такий вигляд [Лубков, 2017]:

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

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

$$k_b \text{ grad } P = \alpha(P - P_b). \quad (3)$$

Тут (1) — нестационарне анізотропне рівняння п'єзопровідності; (2) — початкова умова; (3) — гранична умова інфільтрації нафтової фази на межах розглянутої 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;  $\eta$  — динамічна в'язкість нафти;  $m$  — пористість нафтоносного пласта;  $\beta_1$  — коефіцієнт стискування нафти;  $\beta_2$  — коефіцієнт стискування скелета порід нафтоносного пласта;  $\gamma$  — параметр інтенсивності видобутку нафти у свердловині;  $P_0$  — початковий тиск у пласті;  $\alpha$  — коефіцієнт інфільтрації нафтової фази на межах розглянутої області;  $P_b$  — тиск на межах розглянутої області;  $k_b$  — коефіцієнт проникності нафтової фази на межах розглянутої області.

Для розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності (1) — (3) застосовано 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

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

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

При розв'язанні варіаційного рівняння (4) застосовано восьмивузловий ізопараметричний чотирикутний скінченний елемент [Лубков, 2017]. Як глобальну систему координат, де об'єднуються усі скінченні елементи, на які розбито площу  $S$ , використано декартову систему  $(x, y)$ . Як локальну систему координат, де в межах скінченного елемента визначають функції апроксимації  $\varphi_i$  на основі квадратичних поліномів і проводять чисельне інтегрування, використано нормалізовану систему координат  $(\xi, \eta)$  [Лубков, 2017]. У цій системі координати, тиск, початковий тиск пласта, тиск на межах області, коефіцієнт інфільтрації нафти на межах пласта, а також похідні від тиску по координатах апроксимовано у такий спосіб:

$$x = \sum_{i=1}^8 x_i \varphi_i; \quad y = \sum_{i=1}^8 y_i \varphi_i;$$

$$P = \sum_{i=1}^8 P_i \varphi_i; \quad P_0 = \sum_{i=1}^8 P_{0i} \varphi_i;$$

$$P_b = \sum_{i=1}^8 P_{bi} \varphi_i; \quad \alpha = \sum_{i=1}^8 \alpha_i \varphi_i;$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \sum_{i=1}^8 P_i \Psi_i; \quad \frac{\partial P}{\partial y} = \sum_{i=1}^8 P_i \Phi_i;$$

$$\Psi_i = \frac{1}{|J|} \left( \frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial y}{\partial \xi} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial y}{\partial \eta} \right);$$

$$\Phi_i = \frac{1}{|J|} \left( \frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial x}{\partial \eta} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial x}{\partial \xi} \right); \quad (6)$$

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  $(\xi, \eta)$ .

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

$$\frac{\partial I_p}{\partial P_n} = \sum_{i=1}^8 \left\{ H_{ni}^p \frac{dP_i}{dt} + (A_{ni}^p + Q_{ni}^p) P_i - Q_{ni}^p P_0 \right\} - \gamma_n^p = 0; \quad (7)$$

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

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

$$Q_{ij}^p = \int_L \alpha \varphi_i \varphi_j dl;$$

$$\gamma_i^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \gamma^p \varphi_i |J| d\xi d\eta.$$

Для розв'язання системи лінійних диференціальних рівнянь першого порядку (7) при початкових умовах у виразі (6) використано метод скінчених різниць, в якому похідну за часом апроксимують на основі неявної різницевої схеми:

$$\frac{dP}{dt} = \frac{P(t + \Delta t) - P(t)}{\Delta t}. \quad (8)$$

Підставивши вираз (8) у систему (7), отримуємо систему лінійних алгебраїчних рівнянь

$$\sum_{i=1}^8 \left\{ \left( \frac{1}{\Delta t} H_{ni}^p + A_{ni}^p + Q_{ni}^p \right) P_i(t + \Delta t) - \frac{1}{\Delta t} H_{ni}^p P_i(t) - Q_{ni}^p P_0^i \right\} - \gamma_n^p = 0; \quad (n=1-8). \quad (9)$$

Додавши рівняння (9) по всіх скінченних елементах, отримуємо глобальну систему лінійних алгебраїчних рівнянь, що дає можливість визначати невідомі значення тиску в момент часу  $t + \Delta t$  через їх значення в попередній момент часу  $t$ . Розв'язання глобальної системи лінійних алгебраїчних

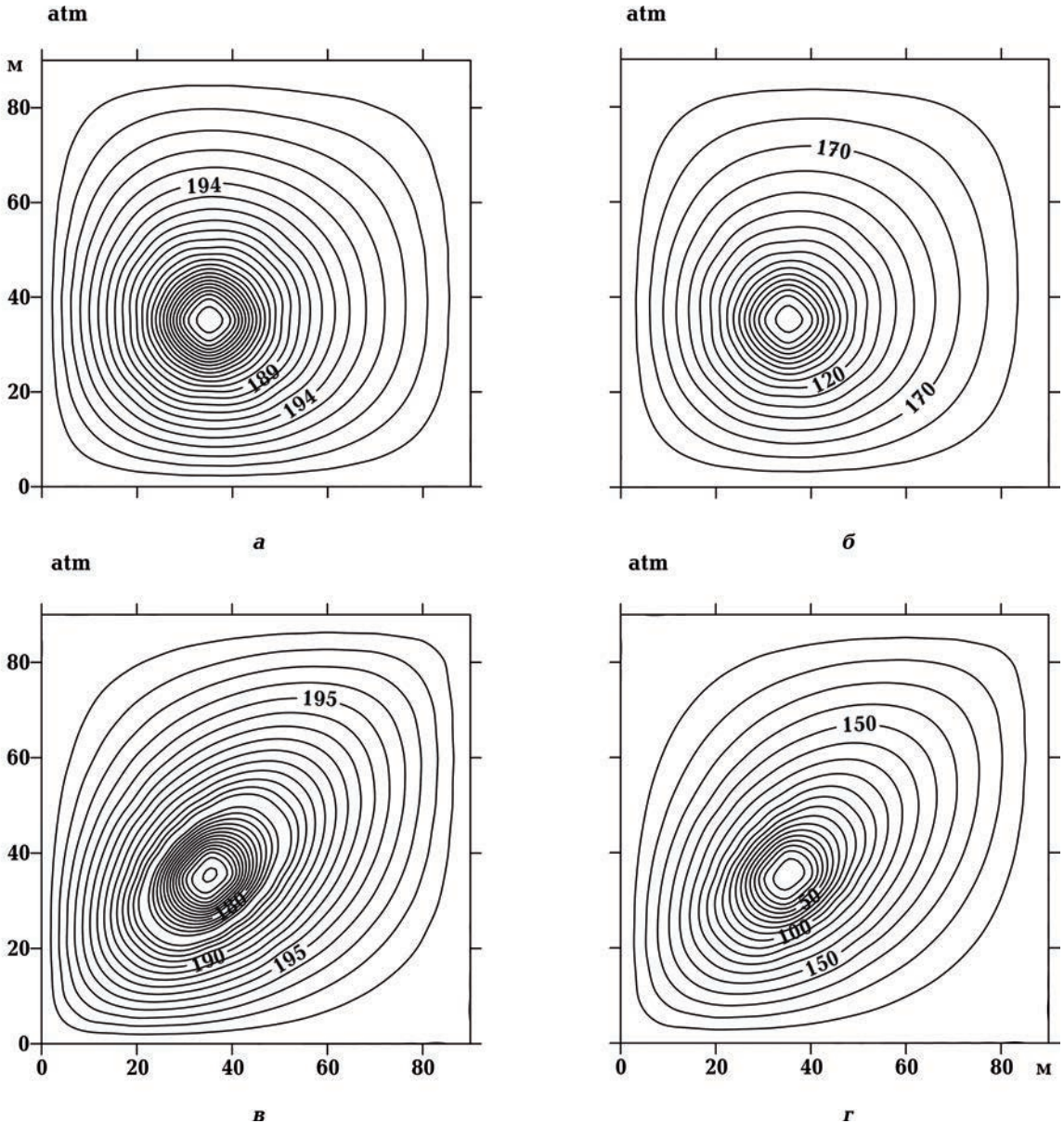


Рис. 1. Розподілення встановленого тиску в околі видобувної свердловини за різних параметрів проникності нафтоносного пласта: *a* — абсолютно ізотропного:  $k_{xx}=1 \Delta, k_{yy}=1 \Delta, k_{xy}=0$ ; *б* — слабопроникного абсолютно ізотропного:  $k_{xx}=0,15 \Delta, k_{yy}=0,15 \Delta, k_{xy}=0$ ; *в* — ізотропно-зсувного:  $k_{xx}=1 \Delta, k_{yy}=1 \Delta, k_{xy}=1 \Delta$ ; *г* — ізотропно-зсувного слабопроникного:  $k_{xx}=0,15 \Delta, k_{yy}=0,15 \Delta, k_{xy}=0,15 \Delta$ .

Fig. 1. Distribution of stable pressure in vicinity of producing well at different permeability parameters of the oil reservoir: *a* — absolute isotropic reservoir:  $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=0$ ; *б* — absolute isotropic weak permeable reservoir:  $k_{xx}=0,15D, k_{yy}=0,15D, k_{xy}=0$ ; *в* — shifting isotropic reservoir:  $k_{xx}=1D, k_{yy}=1D, k_{xy}=1D$ ; *г* — shifting isotropic weak permeable reservoir:  $k_{xx}=0,15D, k_{yy}=0,15D, k_{xy}=0,15D$ .



рівнянь здійснюємо на основі чисельного методу Гауса без вибору головного елемента [Лубков, 2017]. У результаті розв'язання тиск визначаємо в усіх вузлових точках скінченно-елементної сітки. За знайденими вузловими значеннями тиск отримуємо у довільній точці нафтоносного пласта досліджуваної області в заданий момент часу. Використання квадратичної апроксимації та неявної різницевої схеми приводить до

збільшення точності та стійкості чисельного розв'язку задачі.

**Моделювання процесів витіснення у нафтоносних пластах.** Розглянемо анізотропну нафтоносну пластову ділянку в околі діючої нафтовидобувної свердловини розміром  $90 \times 90 \text{ м}^2$ . Виберемо спочатку характерні середні параметри нафтоносного пласта [Басниев и др., 2003; Лубков, 2017]:  $k_{xx}=k_{yy}=k_{xy}=1 \text{ Д (дарсі)}=10^{-12} \text{ м}^2$ ;  $m=0,2$ ;

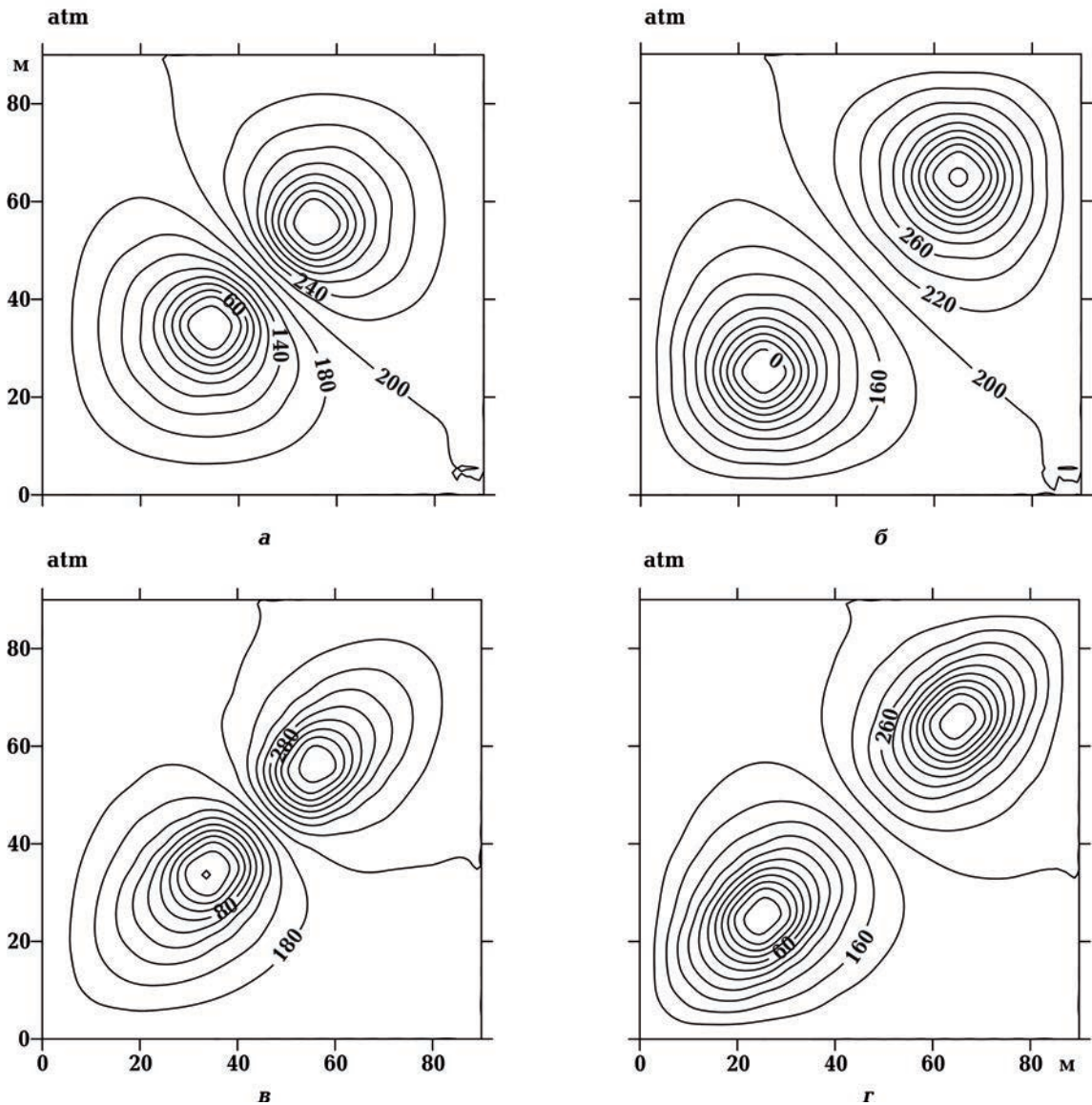


Рис. 2. Розподілення встановленого тиску в слабопроникних абсолютно ізотропному та ізотропно-зсுவному нафтоносних пластах за різних відстаней між видобувною та нагнітальною свердловинами ( $k_{xx}=0,1 \text{ Д}$ ,  $k_{yy}=0,1 \text{ Д}$ ): а, б —  $k_{xy}=0$ ; в, г —  $k_{xy}=0,1 \text{ Д}$ .

Fig. 2. Distribution of stable pressure in the weak permeable absolute isotropic and shifting isotropic oil reservoir at different distances between producing and pushing wells ( $k_{xx}=0,1 \text{ D}$ ,  $k_{yy}=0,1 \text{ D}$ ): а, б —  $k_{xy}=0$ ; в, г —  $k_{xy}=0,1 \text{ D}$ .

$\eta=10^{-3}$  Па·с;  $\beta_1=10^{-9}$  Па $^{-1}$ ;  $\beta_2=10^{-10}$  Па $^{-1}$ . В цьому випадку коефіцієнт пр'єзоопору  $c=0,3 \cdot 10^{-12}$  с. При моделюванні розподілу тисків у розглянутій пластовій ділянці припустимо, що початковий тиск у пласті дорівнює 200 атм (20 МПа). Вважатимемо, що середня потужність видобувної свердловини становить 100 м<sup>3</sup> нафти на добу. Припустимо, що нагнітальна свердловина буде закачувати в пласт таку саму кількість рідини на добу. Для мінімізації крайових ефектів при моделюванні на межах розглянутої ділянки виберемо коефіцієнти інфільтрації нафтової фази, що дорівнюють 0,001 м. Згідно з результатами моделювання, процес встановлення тиску в межах розглянутої ділянки відбувається за добу після початку дії свердловини (рис. 1—4).

**Аналіз результатів.** Результати моделювання демонструють помітний вплив анізотропії проникності нафтоносного пласта на характер процесів фільтрації між видобувною та нагнітальною свердловинами, тобто на процес видобутку нафти у слабопроникних пластах.

На рис. 1 можна виявити ступінь інтен-

сивності фільтраційного процесу поблизу видобувної свердловини залежно від величини проникності та типу ізотропії нафтоносного пласта. Найінтенсивніший процес фільтрації убік видобувної свердловини відбувається саме в абсолютно ізотропному випадку, тоді нафта рівномірно з усіх боків (радіально) надходить до свердловини (рис. 1, а, б) і процес видобування нафти найефективніший. У разі зсувної ізотропії проникності пласта (рис. 1, в, г) нафта найшвидше надходить у зсувному (діагональному) напрямку, при цьому осові напрямки частково блокуються, а у зсувному напрямку пласта відбувається швидке його виснаження. Цей факт, очевидно, призводить до зменшення видобутку нафти.

На рис. 2 можна виявити інтенсивність процесів фільтрації між видобувною та нагнітальною свердловинами в абсолютно ізотропному та ізотропно-зсувному пластах на різних відстанях між ними. Очевидно, що зі збільшенням відстані інтенсивність процесу фільтрації навколо видобувної свердловини знижується і об'єм видобутку нафти зменшується. При цьому

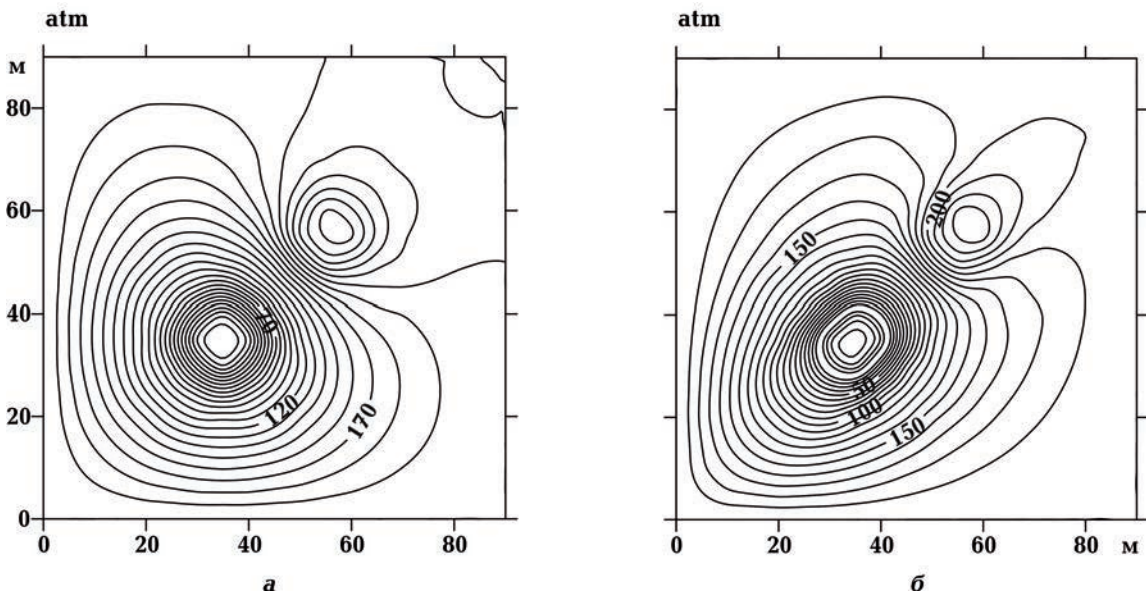


Рис. 3. Розподілення встановленого тиску в слабопроникних абсолютно ізотропному та ізотропно-зсувному нафтоносних пластах за двічі зменшеної потужності нагнітальної свердловини ( $k_{xx}=0,1$  Д,  $k_{yy}=0,1$  Д): а —  $k_{xy}=0$ ; б —  $k_{xy}=0,1$  Д.

Fig. 3. Distribution of stable pressure in the weak permeable absolute isotropic and shifting isotropic oil reservoirs at double decreasing pushing well power ( $k_{xx}=0,1$  D,  $k_{yy}=0,1$  D): а —  $k_{xy}=0$ ; б —  $k_{xy}=0,1$  D.

найбільш активний процес фільтрації відбувається саме в абсолютно ізотропному випадку (рис. 2, а, б). Проте при розташуванні видобувної та нагнітальної свердловин у ізотропно-зсувному пласті саме у зсувному (діагональному) напрямку (рис. 2, в, г) інтенсивність процесу фільтрації практично не зменшується.

На рис. 3 можна виявити інтенсивність

процесів фільтрації між видобувною та нагнітальною свердловинами в абсолютно ізотропному та ізотропно-зсувному пластах при двічі зменшеній потужності нагнітальної свердловини. Бачимо, що і в цьому випадку в абсолютно ізотропному пласті ліпші умови видобутку.

На рис. 4 можна виявити інтенсивність процесів фільтрації між видобувною та

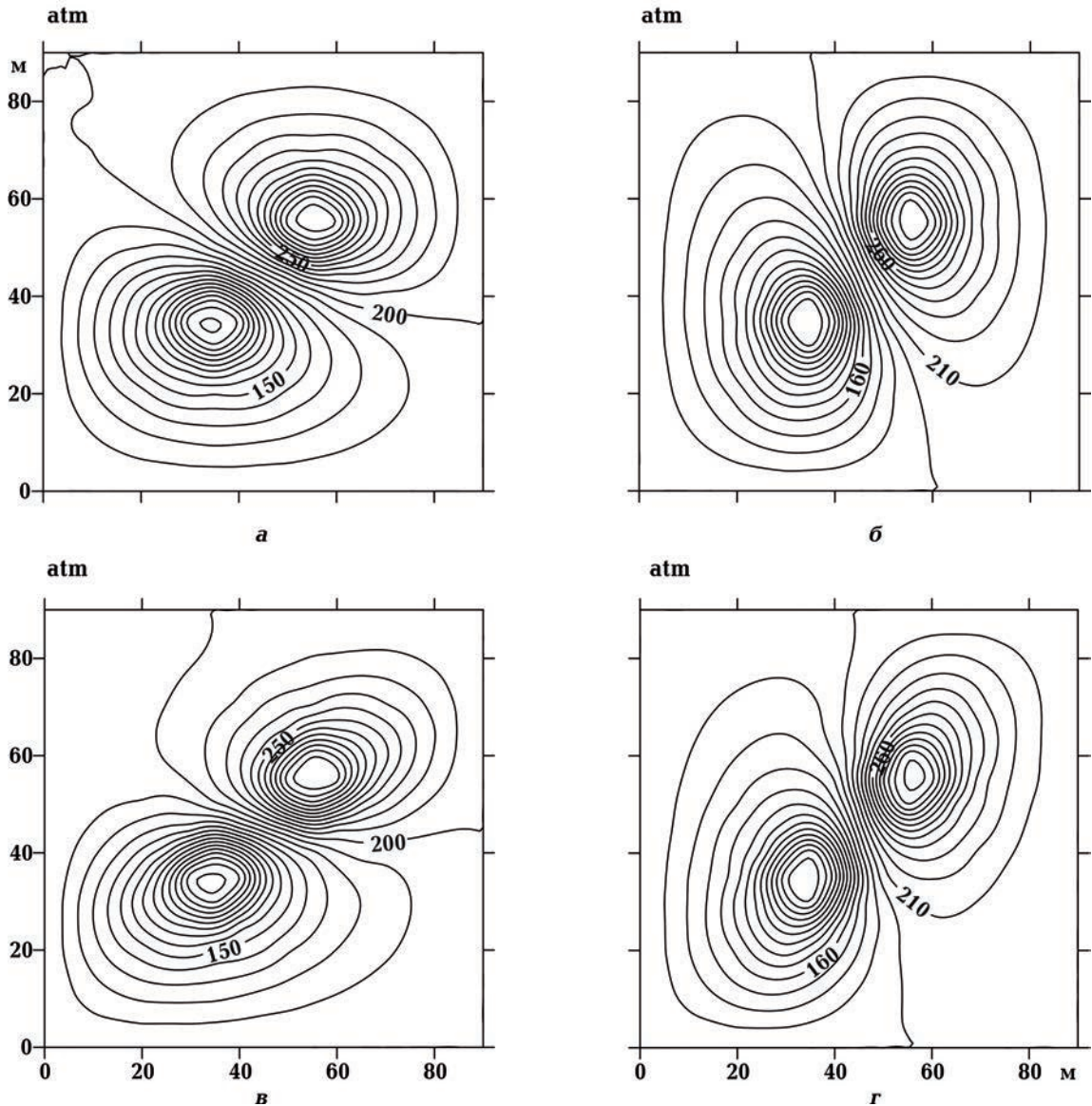


Рис. 4. Розподілення встановленого тиску між видобувною та нагнітальною свердловинами за різної проникності нафтової фази у різних напрямках: а —  $k_{xx}=0,2 \Delta, k_{yy}=0,1 \Delta, k_{xy}=0$ ; б —  $k_{xx}=0,1 \Delta, k_{yy}=0,2 \Delta, k_{xy}=0$ ; в —  $k_{xx}=0,2 \Delta, k_{yy}=0,1 \Delta, k_{xy}=0,1 \Delta$ ; г —  $k_{xx}=0,1 \Delta, k_{yy}=0,2 \Delta, k_{xy}=0,1 \Delta$ .

Fig. 4. Distribution of stable pressure between producing and pushing wells at different permeability of the oil phase in different directions: а —  $k_{xx}=0,2D, k_{yy}=0,1D, k_{xy}=0$ ; б —  $k_{xx}=0,1D, k_{yy}=0,2D, k_{xy}=0$ ; в —  $k_{xx}=0,2D, k_{yy}=0,1D, k_{xy}=0,1D$ ; г —  $k_{xx}=0,1D, k_{yy}=0,2D, k_{xy}=0,1D$ .



нагнітальною свердловинами в анізотропному нафтоносному пласті за наявності та відсутності зсувної проникності. Бачимо, що інтенсивність процесу фільтрації між видобувною та нагнітальною свердловинами залежить від такого їх взаємного розташування у анізотропному нафтоносному пласті, коли спостерігається найкращий взаємний обмін між ними. Наприклад, взаємний обмін і, відповідно, видобуток, що відображені на рис. 4, б, г, кращі, ніж взаємний обмін і видобуток, які ілюструє рис. 4, а, в).

Очевидно, для оптимального розміщення видобувних та нагнітальних свердловин у анізотропному нафтоносному пласті необхідно проводити відповідні дослідження для знаходження ефективного взаємного обміну між ними. Важливо таке розташування свердловин, щоб не було, по-перше, блокування нафти з боку пониженої проникності, а по-друге — швидкого виснаження пласта з боку підвищеної проникності, а також, щоб не припинявся взаємний обмін між видобувною та нагнітальною свердловинами.

З огляду на отриману інформацію для ефективного використання анізотропних слабопроникних пластів необхідно розміщувати видобувні та нагнітальні свердловини в зонах з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць із наявністю зсувної проникності пласта. При розміщенні системи видобувних і нагнітальних свердловин у анізотропних пластах нафтового родовища необхідний системний аналіз навколишньої анізотропії пластів з метою такого розміщення цих свердловин, яке б забезпечувало ефективну динаміку процесів фільтрації навколо них. Отже, найліпші умови видобутку нафти на практиці досягаються внаслідок оптимального підбору всіх впливових факторів анізотропної фільтрації. Ці фактори можуть бути оцінені за допомогою запропонованого методу.

**Висновок.** Розроблений скінченно-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності у деформованих нафтоносних пластах дає можливість адекватно на кількісному рівні описувати розподілення тиску в анізотропному пласті між видобувною та нагнітальною свердловинами в реальних умовах експлуатації. Згідно з результатами моделювання, інтенсивність процесу фільтрації між видобувною та нагнітальною свердловинами істотно залежить від їх розташування як у зсувно-ізотропному, так і в анізотропному нафтоносному пласті. Причому вплив проникності нафтової фази у зсувному напрямку домінує над впливом проникності в осевих напрямках. Виходячи з отриманої інформації для ефективного використання анізотропних слабопроникних пластів необхідно розміщувати видобувні та нагнітальні свердловини в зонах з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць із наявністю зсувної його проникності. Важливо таке розташування свердловин, щоб не було блокування нафти з боку пониженої проникності, а також швидкого виснаження пласта з боку підвищеної проникності, а також, щоб не припинявся взаємний обмін між видобувною та нагнітальною свердловинами. При розміщенні системи видобувних і нагнітальних свердловин у анізотропних пластах нафтового родовища потрібно застосовувати системний аналіз навколишньої анізотропії пластів з метою такого розміщення свердловин, яке б забезпечувало ефективну динаміку процесів фільтрації навколо них.

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 слабопроникних нафтоносних пластах.



### Список літератури

- Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва: Изд. Ин-та компьютерных исследований, 2004. 416 с.
- Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов. Москва: Изд. Ин-та компьютерных исследований, 2003. 479 с.
- Каневская Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений углеводородов. Москва: Изд. Ин-та компьютерных исследований, 2003. 128 с.
- Кошляк В. А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа: Тау, 2002. 256 с.
- Лебединец И. П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. Москва: Наука, 1997. 231 с.
- Лубков М. В. Моделирование продуктивного тиску в неоднорідних нафтоносних пластах. *Геоінформатика*. 2017. Т. 63. № 3. С. 23—29.
- Мищенко И. Т. Сквацинная добыча нефти. Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. 448 с.
- Chen, Z., Huan, G., & Ma, Y. (2006). *Computational methods for multiphase flows in porous media*. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 521 p.
- Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001). *Basic applied reservoir simulation*. Texas: Richardson, 421 p.

## Modeling of oil phase displacement processes in heterogeneous anisotropic reservoirs

*M. V. Lubkov<sup>1</sup>, O. O. Zakharchuk<sup>2</sup>, 2021*

<sup>1</sup>Poltava Gravimetric Observatory of S. I. Subbotin Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Poltava, Ukraine

<sup>2</sup>Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic National University, Poltava, Ukraine

Methods of computer modeling of slightly permeable anisotropic oil-bearing layers are needed nowadays because they give us a possibility to obtain a concept on filtration processes near producing and forcing wells in different practical situations and in this way to raise the level of exploitation of such layers significantly. On the other hand, they allow evaluation and taking into account some uncertainties which appear as a result of inefficient information on the structure and properties of the layer outside the wells. In order to investigate the practical aspects of supporting efficiency of oil production in anisotropic heterogeneous low permeable reservoirs on the base of combined finite-element-difference method for solving the non-stationary anisotropic piezoconductivity problem, modeling of distribution of layer pressure was carried out in the vicinity of the production and forcing wells taking into account the anisotropy of the permeability and conditions of the oil phase infiltration on the margins of the examined layer. It has been found that the intensity of filtration process between producing and forcing wells depends essentially on their spacing in both shear-isotropic and anisotropic oil-bearing layers. In addition the effect of oil phase permeability in shear direction dominates over the effect of permeability in axes directions. Starting from the obtained information for the effective exploitation of anisotropic slightly permeable layers we need to locate producing and forcing wells in the areas with relatively low permeability of the layer and especially to avoid the places with presence of shear permeability. It is important to locate the wells in such a way that blocking the oil in the direction of reduced permeability and fast depletion of the layer in the direction of increased permeability would not happen as well as mutual exchange between producing and forcing wells would not stop. While locating the sys-

tem of specified wells within anisotropic layers of oil deposit it is necessary to conduct a systemic analysis of environmental anisotropy of layers aimed at such a location of these wells which would guarantee the effective dynamics of filtration processes around them. Application of quadratic isoparametric approximation of finite-elemental net of examined area of oil-bearing layer and implicit differential time approximation brings to increase of precision and stability of numerical solution of the problem.

**Key words:** computer modeling, anisotropic filtration processes, oil-bearing layers.

### References

- Aziz, H., & Settari, Je. (2004). Mathematical modeling of reservoir systems. Moscow: Publishing Institute for Computer Research, 416 p. (in Russian).
- Basniev, K. S., Dmitriev, N. M., & Rozenberg, G. D. (2003). Oil and gas hydromechanics: textbook for universities. Moscow: Publishing Institute for Computer Research, 479 p. (in Russian).
- Kanevskaya, R. D. (2003). Mathematical modeling of the development of hydrocarbon deposits. Moscow: Publishing Institute for Computer Research, 128 p. (in Russian).
- Koshlyak, V. A. (2002). Granitoid reservoirs of oil and gas. Ufa: Tau, 256 p. (in Russian).
- Lebedinets, I. P. (1997). Study and development of oil fields with fractured reservoirs. Moscow: Nauka, 231 p. (in Russian).
- Lubkov, M. V. (2017). Modeling of the productive pressure in the heterogeneous oil reservoirs. *Geoinformatika*, 63(3), 233-249 (in Ukrainian).
- Mishchenko, I. T. (2015). Downhole oil production. Moscow: Publishing Center of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, 448 p. (in Russian).
- Chen, Z., Huan, G., & Ma, Y. (2006). Computational methods for multiphase flows in porous media. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 521 p.
- Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001). Basic applied reservoir simulation. Texas: Richardson, 421 p.

## Моделирование процессов вытеснения нефтяной фазы в неоднородных анизотропных пластах

*М. В. Лубков<sup>1</sup>, О. О. Захарчук<sup>2</sup>, 2020*

<sup>1</sup>Национальный университет «Полтавская политехника имени Юрия Кондратюка»,  
Полтава, Украина

<sup>2</sup>Полтавская гравиметрическая обсерватория Института геофизики  
им. С. И. Субботина НАН Украины, Полтава, Украина

В настоящее время востребованы методы компьютерного моделирования слабопроницаемых анизотропных нефтеносных пластов, поскольку они дают возможность получить представление о фильтрационных процессах вблизи добывающих и нагнетательных скважин в разных практических ситуациях и тем самым значительно повысить уровень эксплуатации таких пластов. Вместе с тем они позволяют оценивать и учитывать неопределённости, которые возникают вследствие недостаточной информации о строении и свойствах пласта за пределами скважин. С целью исследования практических аспектов поддержания эффективности нефтедобычи в анизотропных неоднородных слабопроницаемых пластах на основе комбинированного конечно-элементно-разностного метода для нестационарной анизотропной задачи пьезопроводности проведено численное моделирование распределения пластового давления в окрестности добывающих и нагнетательных скважин, с учетом анизо-

тропии проницаемости и условия инфильтрации нефтяной фазы на границах рассматриваемого пласта. Установлено, что интенсивность процесса фильтрации между добывающей и нагнетательной скважинами существенно зависит от их размещения как в сдвигово-изотропном, так и в анизотропном нефтеносных пластах. При этом влияние проницаемости нефтяной фазы в сдвиговом направлении доминирует над влиянием проницаемости в осевых направлениях. Исходя из полученной информации для эффективной эксплуатации анизотропных слабопроницаемых пластов необходимо размещать добывающие и нагнетательные скважины в участках с относительно низкой анизотропией проницаемости пласта, особенно избегать мест с наличием сдвиговой проницаемости. Важно так располагать скважины, чтобы не происходило блокирования нефти в направлении уменьшения проницаемости и быстрого истощения пласта в направлении повышения проницаемости, а также не прекращался взаимный обмен между добывающей и нагнетательной скважинами. При размещении системы указанных скважин в анизотропных пластах нефтяного месторождения необходимо проведение системного анализа окружающей анизотропии пластов с целью такого размещения этих скважин, которое обеспечивало бы эффективную динамику процессов фильтрации вокруг них. Использование квадратичной изопараметрической аппроксимации конечно-элементной сетки рассматриваемого участка нефтеносного пласта и неявной разностной аппроксимации по времени приводит к увеличению сходимости и устойчивости численного решения задачи.

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