

© М.В. Лубков¹

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

ОПТИМАЛЬНЕ РОЗМІЩЕННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН У СЛАБОПРОНИКНИХ АНІЗОТРОПНИХ НАФТОНОСНИХ ПЛАСТАХ

© M. Lubkov¹

¹ Poltava Gravimetric Observatory of the Subbotin Institute of Geophysics of NAS of Ukraine, Poltava, Ukraine

OPTIMAL INSTALLATION OF HORIZONTAL WELLS IN THE LOW-PERMEABLE ANISOTROPIC OIL RESERVOIRS

Мета. Дослідити оптимальне розміщення горизонтальних свердловин у слабопроникних анізотропних нафтоносних пластах для збільшення нафтовидобутку.

Метод досліджень. Чисельне моделювання розподілу тиску навколо горизонтальної свердловини у слабопроникних анізотропних нафтоносних пластах здійснюється за допомогою комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу.

Результати. Аналіз отриманих результатів показує, що для ефективного використання анізотропних важкодоступних нафтоносних пластів необхідно розміщувати горизонтальні видобувні свердловини в областях з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць із наявністю зсувної проникності пласта. При розміщенні горизонтальних свердловин у слабопроникних анізотропних пластах найбільш ефективним є діагональне розташування відносно осей анізотропії пласта.

Наукова новизна. Вперше на основі чисельного моделювання за допомогою комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу було встановлено що, для ефективного використання анізотропних важкодоступних слабопроникних нафтоносних пластів необхідно уникати місць із наявністю зсувної проникності пласта та розміщувати горизонтальні видобувні свердловини по діагоналі відносно головних осей анізотропії проникності пласта. Це забезпечує рівномірний підхід нафти до свердловини з усіх можливих напрямків і сприяє збільшенню нафтовіддачі пластів.

Практична значимість. Результати дослідження показали, що інтенсивність процесів фільтрації й відповідно збільшення нафтовидобутку навколо горизонтальної свердловини суттєво залежить від її розташування у слабопроникному анізотропному нафтоносному пласті. Представлений комбінований скінчено-елементно-різницевий метод може бути застосований для розв'язання різних практичних завдань у важкодоступних неоднорідних слабопроникних нафтоносних пластах.

Ключові слова: *горизонтальні свердловини, слабопроникні анізотропні нафтоносні пласти, математичне комп'ютерне моделювання, комбінований скінчено-елементно-різницевий метод.*

Вступ. В наш час важливими залишаються проблеми ефективної підтримки стабільного рівня видобутку нафти у слабопроникних важкодоступних анізотропних пластах. Для цього на практиці використовуються різні сучасні технології інтенсифікації фільтраційних процесів нафтової фази поблизу діючих видобувних свердловини [1–4]. Це можуть бути різні технології впливу на основні фільтраційні параметри такі, як проникність, пористість, в'язкість, а також технології різного доступу до важкодоступних продуктивних нафтоносних пластів. З іншого боку важливим фактором видобутку нафти є врахування анізотропії слабопроникного пласта. Однак для ефективного використання нафтовидобувних технологій на практиці необхідно розуміти повну картину фільтрації нафти поблизу видобувної горизонтальної свердловини в слабопроникних анізотропних пластах.

В даній ситуації затребуваними є методи комп'ютерного моделювання слабопроникних анізотропних нафтоносних пластів, тому що вони дозволяють отримати необхідну інформацію про нафтовіддачу навколо видобувних свердловин, що діють у відповідних практичних умовах. Вони також дозволяють оцінювати і враховувати фактори, що виникають внаслідок недостатньої інформації про будову і властивості пласта за межами доступу свердловини. Ця інформація може бути отримана порівняно дешевим способом і використана для ефективного аналізу, контролю та керуванню нафтовидобувним процесом у слабопроникних важкодоступних анізотропних пластах. В наш час існує багато методів комп'ютерного математичного моделювання, що дозволяють розв'язувати різні практичні проблеми [5–8]: а) визначення процесів фільтрації нафти при різних фізико-хімічних діях на пласт поблизу видобувної свердловини; б) загальний вибір системи розробки слабопроникного або виснаженого нафтоносного пласта та підтримання оптимальних об'ємів видобутку в таких пластах; в) визначення остаточних запасів і застійних зон в слабопроникних нафтоносних пластах; г) поступовий аналіз і зменшення ступеню ризиків розробки та забезпечення стратегії і тактики експлуатації системи діючих нафтовидобувних свердловин у виснажених та важкодоступних пластах. З іншого боку в наш час залишається ряд проблем, які пов'язані з точністю та адекватністю моделювання анізотропних слабопроникних нафтоносних колекторських систем в умовах складного доступу до продуктивних неоднорідних пластів. Запропонований в даній роботі комбінований скінчено-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності, з урахуванням неоднорідного розподілу фільтраційних параметрів всередині анізотропного слабопроникного нафтоносного пласта та на його межах, дозволяє адекватно розрахувати розподіл пластового тиску в реальних складних умовах доступу до продуктивних пластів, наприклад за можливістю горизонтального доступу, що має ряд переваг у порівнянні з існуючими методами.

Постановка і метод розв'язання задачі. В подальшому будемо розглядати слабопроникні анізотропні нафтоносні пласти, в яких вміст газу є незначним у

порівнянні з нафтою. Припускаючи, що середня потужність нафтоносного деформованого пористого пласта значно менше горизонтальних розмірів розглянутої області, достатньо скористатися двовимірною нестационарною анізотропною моделлю п'єзопровідності [5, 9, 10]. В даному випадку, загальна постановка нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності, з урахуванням умови проникності нафти на границі області, в декартовій системі координат (x, y) , що зв'язана з межами області, має вид [10]:

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

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

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

де: (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; η – динамічна в'язкість нафти; m – пористість нафтоносного пласта; β_1 – коефіцієнт стискування нафти; β_2 – коефіцієнт стискування скелету порід нафтоносного пласта; γ – параметр інтенсивності видобутку нафти в свердловині; P_0 – початковий тиск в пласті; α – 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) застосовується варіаційний скінчено-елементний метод, що призводить до розв'язання варіаційного рівняння п'єзопровідності:

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

де: $I(P)$ – функціонал анізотропної задачі п'єзопровідності (1) – (3), який представляється у вигляді:

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

де: S – площа перерізу області (м^2), яка досліджується, L – контур, що охоплює площу (м) S , dl – елемент контуру (м).

При розв'язанні варіаційного рівняння (4) застосовується восьмивузловий ізопараметричний чотирикутний скінчений елемент [10]. Як глобальна система координат, де відбувається об'єднання усіх скінчених елементів, на які розбито площу S , використовується декартова система (x, y) . В якості локальної системи

координат, де в межах скінченного елемента визначаються функції апроксимації φ_i на основі квадратичних поліномів і проводиться чисельне інтегрування, використовується нормалізована система координат (ζ, η) [10]. В цій системі, координати, тиск, початковий тиск пласта, тиск на границях області, коефіцієнт інфільтрації нафти на межах області, а також похідні від тиску по координатам апроксимуються наступним чином:

$$x = \sum_{i=1}^8 x_i \varphi_i; y = \sum_{i=1}^8 y_i \varphi_i; P = \sum_{i=1}^8 P_i \varphi_i; P_0 = \sum_{i=1}^8 P_{0i} \varphi_i; P_b = \sum_{i=1}^8 P_{bi} \varphi_i; \alpha = \sum_{i=1}^8 \alpha_i \varphi_i;$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \sum_{i=1}^8 P_i \Psi_i; \frac{\partial P}{\partial y} = \sum_{i=1}^8 P_i \Phi_i; \Psi_i = \frac{1}{|J|} \left(\frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial y}{\partial \xi} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial y}{\partial \eta} \right); \Phi_i = \frac{1}{|J|} \left(\frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial x}{\partial \eta} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial x}{\partial \xi} \right); \quad (6)$$

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 (ζ, η) .

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

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

$$H_{ij}^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 c^p \varphi_i \varphi_j |J| d\xi d\eta; A_{ij}^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 (k_{xx}^p \Psi_i \Psi_j + k_{yy}^p \Phi_i \Phi_j + k_{xy}^p \Psi_i \Phi_j) |J| d\xi d\eta; Q_{ij}^p = \int_L \alpha \varphi_i \varphi_j dl;$$

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

Для розв'язання системи лінійних диференціальних рівнянь першого порядку (7) при початкових умовах з (6) використовується метод скінчених різниць, в якому апроксимація похідної за часом проводиться на основі неявної різницевої схеми:

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

Підставляючи вираз (8) в систему (7), отримуємо наступну систему лінійних алгебраїчних рівнянь:

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

Спрямовуючи додавання рівнянь (9) по всім скінченим елементам, 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 [10]. В результаті розв'язання, тиск визначається в усіх вузлових точках скінчено-елементної сітки. По знайденим вузловим значенням тиск визначається у довільній точці анізотропного нафтоносного пласта у певний момент часу. Використання квадратичної апроксимації та неявної різницевої схеми призводить до збільшення точності та стійкості чисельного розв'язку задачі.

Моделювання розміщення горизонтальних свердловин у слабопроникних анізотропних нафтоносних пластах. Розглянемо анізотропну нафтоносну пластову ділянку в околиці діючої горизонтальної нафтовидобувної свердловини довжиною 300 м. Виберемо спочатку характерні середні параметри слабопроникного нафтоносного пласта [9, 10]: $k_{xx} = k_{yy} = k_{xy} = 0,1 \text{ Д (Дарсі)} = 10^{-12} \text{ м}^2$; $m = 0,2$; $\eta = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$; $\beta_1 = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$; $\beta_2 = 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. В цьому випадку коефіцієнт пр'єзоопору $c = 0,3 \cdot 10^{-12} \text{ с}$. При моделюванні розподілу тисків припустимо, що початковий тиск у пласті дорівнює 200 атм. Вважатиме, що середня потужність видобувної свердловини складає 405 м³ нафти на добу. Для забезпечення достатнього надходження нафти на межах розглянутої ділянки виберемо коефіцієнти інфільтрації нафтової фази рівними 10^{-7} м . Результати моделювання показують, що процес встановлення тиску у межах розглянутої ділянки відбувається за 5 діб після початку дії свердловини. На рис. 1 а – представлено встановлене розподілення тиску в околі горизонтальної свердловини, що напрямлена вздовж осі X, при заданих вище параметрах фільтрації та потужності свердловини у абсолютно ізотропному пласті ($k_{xy} = 0$). На рис. 1 б – встановлене розподілення тиску в околиці горизонтальної свердловини, що напрямлена вздовж осі X, при заданих вище умовах в ізотропно-зсувному пласті ($k_{xy} = 0,1 \text{ Д}$). На рис. 1 в, г – встановлене розподілення тиску в околиці горизонтальної свердловини, що напрямлена в діагональному відносно осей X та Y напрямку в ізотропному та зсувно-ізотропному випадках. На рис. 2 а, б, в, г – встановлене розподілення тиску в околиці горизонтальної свердловини, що напрямлена вздовж осі X, в анізотропних та зсувно-анізотропних слабопроникних пластах. На рис. 3 а, б, в, г – встановлене розподілення тиску в околиці горизонтальної свердловини, що розташована у діагональному напрямку, в анізотропних та зсувно-ізотропних слабопроникних пластах.

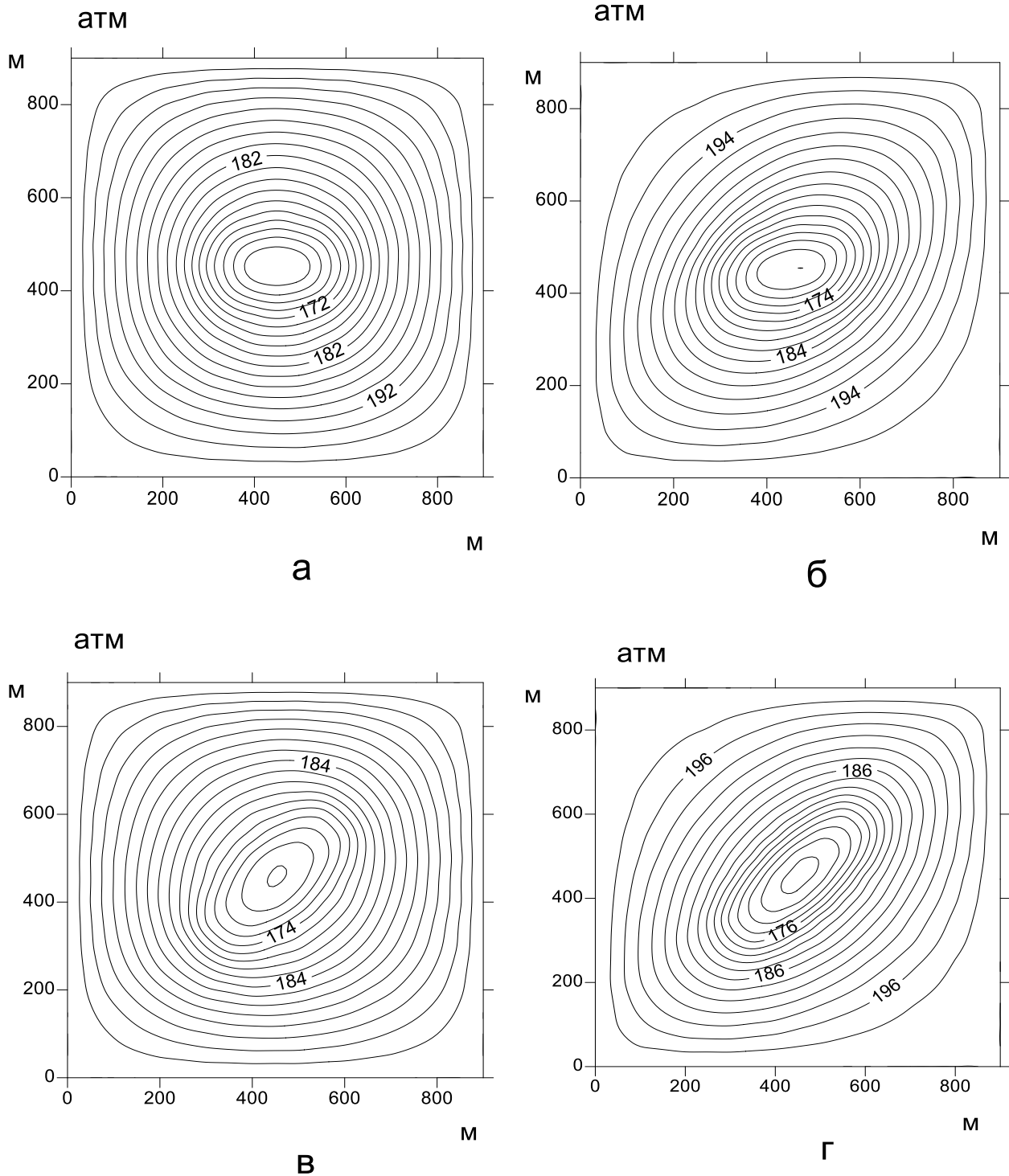


Рис. 1. Розподілення встановленого тиску в околі горизонтальної свердловини в слабопроникних ізотропних та зсувно-ізотропних пластах (напрявленої вздовж осі X): а) $k_{xx} = 0,1Д$, $k_{yy} = 0,1Д$, $k_{xy} = 0$; б) $k_{xx} = 0,1Д$, $k_{yy} = 0,1Д$, $k_{xy} = 0,1Д$; (напрявленої в діагональному відносно осей X та Y напрямку: в) $k_{xx} = 0,1Д$, $k_{yy} = 0,1Д$, $k_{xy} = 0$; г) $k_{xx} = 0,1Д$, $k_{yy} = 0,1Д$, $k_{xy} = 0,1Д$

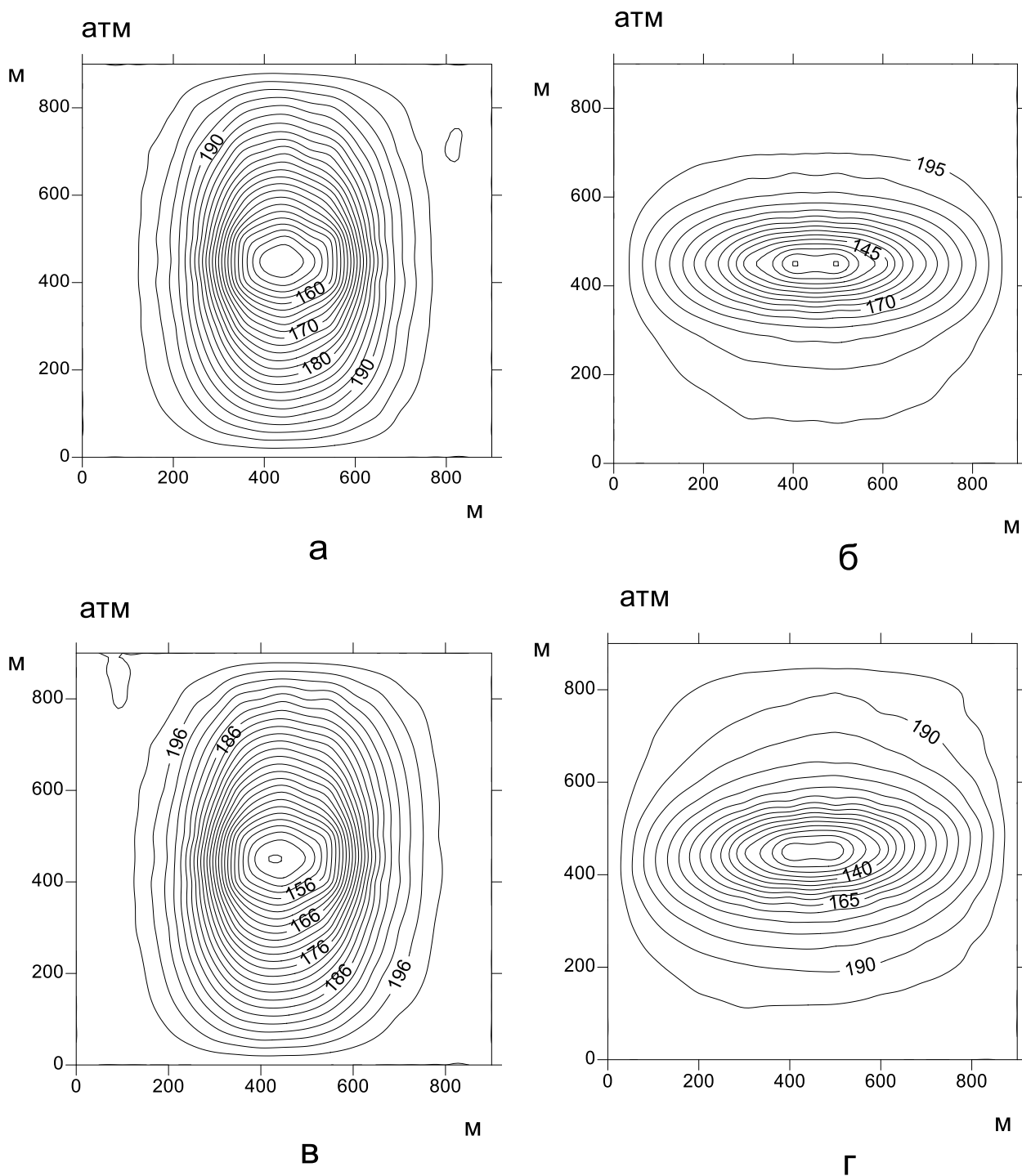


Рис. 2. Розподілення встановленого тиску в околі горизонтальної свердловини (напрявленої вздовж осі X) при різних параметрах проникності нафтоносного пласта: а) $k_{xx} = 1Д$, $k_{yy} = 0,1Д$, $k_{xy} = 0$; б) $k_{xx} = 0,1Д$, $k_{yy} = 1Д$, $k_{xy} = 0$; в) $k_{xx} = 1Д$, $k_{yy} = 0,1Д$, $k_{xy} = 0,1Д$; г) $k_{xx} = 0,1Д$, $k_{yy} = 1Д$, $k_{xy} = 0,1Д$

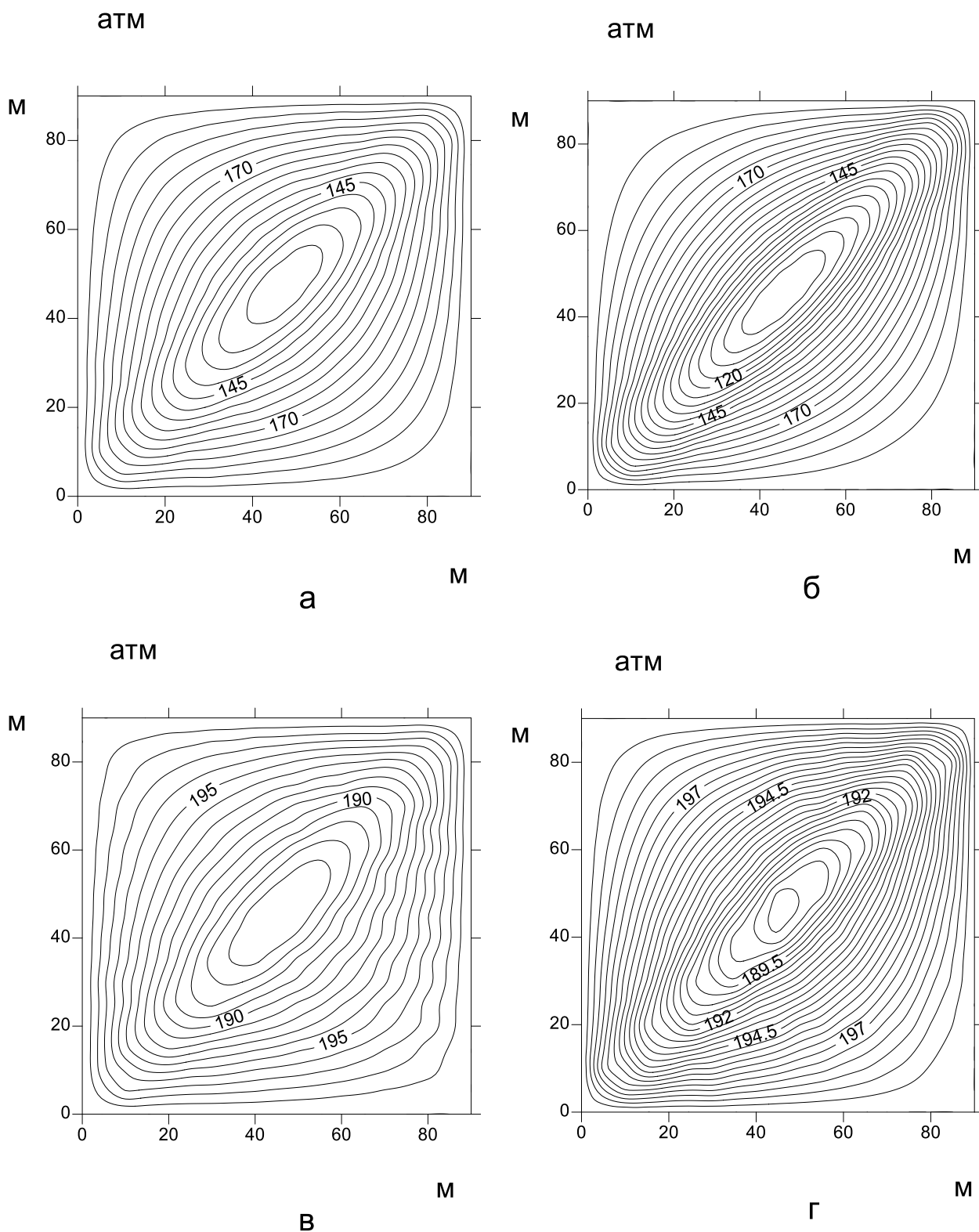


Рис. 3. Розподілення встановленого тиску в околі горизонтальної свердловини (напрявленої в діагональному напрямку) при різних параметрах проникності нафтоносного пласта: а) $k_{xx} = 0,1Д$, $k_{yy} = 0,1Д$, $k_{xy} = 0$; б) $k_{xx} = 0,1Д$, $k_{yy} = 0,1Д$, $k_{xy} = 0,1Д$; в) $k_{xx} = 1Д$, $k_{yy} = 0,1Д$, $k_{xy} = 0$; г) $k_{xx} = 0,1Д$, $k_{yy} = 1Д$, $k_{xy} = 0$

Результати моделювання демонструють помітний вплив анізотропії проникності нафтоносного пласта на характер процесів фільтрації навколо горизонтальної свердловини, отже на ефективність видобутку нафти. На рис. 1 можна виявити ступінь інтенсивності фільтраційного процесу поблизу горизонтальної свердловини, що розташована в напрямку осі X , в залежності від величини проникності та типу ізотропії нафтоносного пласта. Найбільш інтенсивний процес фільтрації у бік видобувної свердловини відбувається саме в абсолютно ізотропному випадку, тоді нафта рівномірно з усіх сторін надходить до свердловини (див. рис. 1а, б). У цьому випадку процес видобування нафти найбільш ефективний. У випадку зсувної ізотропії проникності пласта (див. рис. 1в, г), нафта додатково підходить у зсувному (діагональному) напрямку, при цьому осьові напрямки частково блокуються, а у зсувному напрямку пласта відбувається виснаження. Цей факт призводить до незначного зменшення видобутку нафти. На рис. 2 можна виявити інтенсивність процесів фільтрації навколо горизонтальної свердловини, що розташована в напрямку осі X , у випадку анізотропії нафтоносного пласта. Порівнюючи рис. 2а і 2б ми бачимо, що більш активний фільтраційний процес відбувається у випадку, коли збільшена проникність пласта напрямлена поперечно до напрямку розташування свердловини (2б). Це можна пояснити кращим доступом нафти до горизонтальної свердловини у поперечному напрямку вздовж її розташування. Наявність зсувної ізотропії (див. рис. 2в, г) у відповідних випадках призводить до незначного зменшення активності фільтраційного процесу. На рис. 3 можна визначити інтенсивність фільтраційного процесу навколо горизонтальної свердловини, що розташована в діагональному напрямку відносно осей анізотропії пласта, у випадках абсолютної і зсувної ізотропії (див. рис. 3а, б) та анізотропії нафтоносного пласта (див. рис. 3в, г). Порівнюючи випадки 1б і 3а ми бачимо помітне зростання активності фільтраційного процесу при діагональному розташуванні горизонтальної свердловини. Це можна пояснити рівномірним доступом нафти до горизонтальної свердловини, як з напрямку X так із напрямку Y . Наявність зсувної ізотропії (див. рис. 3б), як і в усіх попередніх випадках приводить до зменшення активності фільтраційного процесів. Порівнюючи (див. рис. 2а, б) і (див. рис. 3в, г) ми бачимо безумовну перевагу діагонального розташування горизонтальної свердловини відносно осей анізотропії пласта по відношенню до її розміщення вздовж осей анізотропії. Як видно з (див. рис. 3в, г), при діагональному розміщенні горизонтальної свердловини в анізотропному пласті вплив обох видів осьової анізотропії на інтенсивність фільтраційного процесу однаковий. Виходячи з отриманої інформації, для ефективного використання анізотропних слабопроникних нафтоносних пластів необхідно розміщувати горизонтальні видобувні свердловини в областях з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць із наявністю зсувної проникності пласта. При розміщенні горизонтальних свердловин у анізотропних пластах найбільш ефективним є діагональне розташування відносно осей анізотропії. При цьому необхідне проведення системного аналізу навоколишньої анізотропії нафтоносних пластів з метою такого горизонтального розміщення свердловини, яке б забезпечувало ефективну динаміку процесів фільтрації навколо свердловини. Тобто з однієї сторони не відбувалось

блокування нафти з боку пониженої проникності, а з іншої сторони не відбувалось швидке виснаження пласта з боку підвищеної проникності та забезпечувався рівномірний підхід нафти до свердловини з усіх можливих напрямків. Очевидно найкращі умови видобутку нафти у відповідному практичному випадку досягаються внаслідок оптимального підбору усіх впливових факторів розташування горизонтальної свердловини в анізотропному пласті. З іншого боку ці фактори може бути оцінено за допомогою представленого методу.

Висновки. Розроблений скінчено-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності у деформованих нафтоносних пластах дозволяє адекватно на кількісному рівні описувати розподілення тиску в анізотропному пласті навколо горизонтальної видобувної свердловини в реальних умовах експлуатації. Результати моделювання показують, що інтенсивність процесу фільтрації навколо горизонтальної свердловини суттєво залежить від її розташування у анізотропному нафтоносному пласті. Виходячи з отриманої інформації, для ефективного використання анізотропних важкодоступних нафтоносних пластів необхідно розміщувати горизонтальні видобувні свердловини в областях з відносно низькою анізотропією проникності пласта, особливо уникати місць із наявністю зсувної проникності пласта. При розміщенні горизонтальних свердловин у анізотропних пластах найбільш ефективним є діагональне розташування відносно осей анізотропії. При цьому необхідне проведення системного аналізу навколишньої анізотропії нафтоносних пластів з метою такого горизонтального розміщення свердловини, яке б забезпечувало ефективну динаміку процесів фільтрації навколо свердловини. Тобто з однієї сторони не відбувалось блокування нафти з боку пониженої проникності, а з іншої сторони не відбувалось швидке виснаження пласта з боку підвищеної проникності та забезпечувався рівномірний підхід нафти до свердловини з усіх можливих напрямків. Очевидно найкращі умови видобутку нафти у відповідному практичному випадку досягаються внаслідок оптимального підбору усіх впливових факторів розташування горизонтальної свердловини в анізотропному пласті. З іншого боку ці фактори може бути оцінено за допомогою представленого методу.

У подальшому викликає інтерес створення на основі розробленого скінчено-елементно-різницевого методу практично значимої методики оптимізації видобутку нафти в реальних умовах експлуатації горизонтальних свердловин у анізотропних важкодоступних нафтоносних пластах.

Перелік посилань

1. Lebedinec, I.P. (1997). *Exploration and development of the oil fields with fractured reservoirs*. Nauka.
2. Levinson, L.M., Konesev, G.V., & Akbulatov, T.O. (2013). *Drilling and navigation of inclined and horizontal wells*.
3. Mishhenko, I.T. (2015). *Well oil production*. Izdatel'skij centr RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina.
4. Tuna, E. (2018). Drilling of horizontal wells in carbonate reservoirs of Middle East for Petroleum Production – investigation of hydraulics for the effect of tool joints. *Hittite journal of Science and Engineering*, 5(3), 239–247.
5. Aziz, H., & Settari, Je. (2004). *Mathematical modeling of reservoir systems*. In-t komp'jut. issled.

6. Kanevskaja, R.D. (2003). *Mathematical modeling of hydrocarbon deposit development*. In-t komp'jut. issled.
7. Chen, Z., Huan, G., & Ma, Y. (2006). *Computational methods for multiphase flows in porous media*. Society for Industrial and Applied Mathematics.
8. Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001). *Basic applied reservoir simulation*. Richardson.
9. Basniev, K.S., Dmitriev, N.M., & Rozenberg, G.D. (2003). *Oil and Gas Hydromechanics: A Textbook for Universities*. In-t komp'jut. issled.
10. Лубков, М.В., & Захарчук, О.О. (2019). Моделювання процесів фільтрації у неоднорідних анізотропних нафтоносних пластах. *Геоінформатика*, 72(4), 74–81.

ABSTRACT

Purpose. Investigation of the optimal placement of horizontal wells in the low-permeable anisotropic oil reservoirs to increase oil production.

The method of investigation. The numerical modeling of pressure distribution around a horizontal wells in the low-permeable anisotropic oil reservoirs is carried out using a combined finite-element-difference method.

Results. Analysis of the obtained results shows for effective using of anisotropic hard reaching oil reservoirs, it is necessary to place horizontal production wells in the areas with relatively low anisotropy of the reservoir permeability, especially avoiding places with the presence of reservoir's shear permeability. At the placing of horizontal wells in the low-permeable anisotropic reservoirs, the most effective is the diagonal installation near the main axes of the reservoir's permeable anisotropy.

The originality. Based on numerical modeling using the combined finite-element-difference method, we have firstly established that, for effective use of low-permeable anisotropic, hard-reaching oil reservoirs, it is necessary to avoid places with the presence of reservoir's shear permeability and place horizontal production wells in the diagonal direction relatively the main axes of the reservoir's permeable anisotropy. This ensures a uniform approach of oil to the well from all possible directions and contributes to increasing the oil recovery from the reservoir.

Practical implementation. The results obtained show that the intensity of the filtration processes around horizontal wells and, accordingly, the increase in oil production significantly depends on its location in the low-permeable anisotropic oil reservoir. The combined finite-element-difference method can solve various practical problems in hard-reaching heterogeneous low-permeable oil reservoirs.

Keywords: *horizontal wells, low-permeable anisotropic oil reservoirs, mathematical computer modeling, combined finite-element-difference method.*