

## Динаміка виснаження нафтоносного пласта

*М.В. Лубков<sup>1</sup>, К.О. Мосійчук<sup>2</sup>, 2022*

<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 4 липня 2022 р.

З метою дослідження динаміки виснаження у неоднорідних нафтоносних пластах на основі комбінованого скінченно-елементно-різницевого методу для нестационарної задачі п'єзопровідності проведено чисельне моделювання розподілу падіння пластового тиску в околі діючої свердловини з урахуванням неоднорідного розподілу фільтраційних характеристик усередині та на межах пласта. Розроблений метод розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності у деформованих нафтоносних пластах дає змогу адекватно на кількісному рівні описувати розподілення тиску в неоднорідному пласті між системами видобувних і нагнітальних свердловин у реальних умовах експлуатації. Показано, що процеси виснаження в околі робочої свердловини переважно залежать від інтенсивності видобутку нафти та ступеня інфільтрації на межах пласта і меншою мірою від фільтраційних параметрів усередині пласта. Таким чином, для утримання належного рівня видобутку нафти у пласті необхідно забезпечити, з використанням сучасних технологій (системи нагнітальних свердловин) достатній приплив нафтової фази на межах розглянутої ділянки пласта. Показано, що в разі низької інфільтрації нафтової фази на межах ділянки пласта швидкість виснаження прямо пропорційна потужності видобутку свердловини. При цьому зниження проникності пласта приводить до уповільнення процесів виснаження. Граничне значення коефіцієнта інфільтрації на межах пласта дорівнює  $10^{-7}$  м, що дає змогу досягнути промислового видобутку нафти. При цьому час виходу на стаціонарний режим прямо пропорційно залежить від коефіцієнта проникності нафти всередині пласта. В разі розміщення системи видобувних і нагнітальних свердловин у неоднорідних пластах нафтоносного родовища необхідно виконати системний аналіз ступеня виснаження робочих ділянок пластів з метою такого їх розміщення, яке б забезпечувало ефективну динаміку процесів фільтрації навколо цих свердловин.

**Ключові слова:** комп'ютерне моделювання, фільтраційні процеси, виснаження нафтоносного пласта.

**Вступ.** У наш час актуальними залишаються проблеми ефективної підтримки стабільного рівня видобутку нафти. Для цього на практиці використовуються різні сучасні технології збільшення інтенсифікації фільтрації нафтової фази діючої видобувної ділянки пласта [Лебединец, 1997; Кошляк, 2002; Каневская, 2003; Мищенко, 2015]. Це можуть бути різні технології впливу на основні фільтраційні параметри ділянки пласта такі, як насичуваність, проникність, пористість, в'язкість та інші додаткові фактори нафтоносного пласта. Однак для ефективного використання цих технологій на практиці необхідно розуміти чітку динаміку виснаження розглянутої ділянки пласта. У цій ситуації затребуваними є методи комп'ютерного моделювання фільтраційних процесів продуктивних нафтоносних пластів, тому що вони дають змогу отримувати уявлення про виснаження видобувних пластів у різних практичних випадках, а також оцінювати і враховувати невизначеності, що виникають внаслідок недостатньої інформації про будову і властивості

пласта за межами свердловин. Усі ці знання можуть бути отримані порівняно дешевим способом і використані для ефективного аналізу, контролю та керування нафтовидобувним процесом, зокрема в умовах виснаження ділянки нафтоносного пласта. Нині існує багато методів комп'ютерного моделювання, які дають змогу розв'язувати різні практичні задачі [Ertekin et al., 2001; Азиз, Сеттари, 2004; Chen et al., 2006]: а) визначення процесів фільтрації нафти при різних діях на пласт поблизу діючої свердловини; б) загальний вибір системи розробки нафтоносного пласта; в) підтримання оптимальних об'ємів видобутку в свердловині; г) визначення остаточних запасів і застійних зон в околиці діючої свердловини; д) поступовий аналіз і зменшення ступеня ризиків розробки та забезпечення стратегії і тактики експлуатації системи діючих нафтовидобувних свердловин.

Однак і дотепер існує низка проблем, які пов'язані з точністю та адекватністю моделювання складних неоднорідних нафтоносних колекторських систем в умовах реальної експлуатації нафтоносних родовищ. Запропонований у цій статті комбінований скінченно-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності з урахуванням неоднорідного розподілу різних фільтраційних параметрів усередині деформованого колекторського пласта і на його межах дає змогу адекватно розрахувати розподіл пластового тиску в реальних умовах виснаження ділянки нафтоносного пласта, що надає низку переваг порівняно з існуючими методами комп'ютерного моделювання.

**Постановка і метод розв'язання задачі.** У подальшому будемо розглядати продуктивні нафтоносні пласти, в яких вміст газу є незначним порівняно з нафтою. Припускаючи, що середня потужність нафтоносного деформованого пористого пласта значно менше горизонтальних розмірів розглянутої ділянки, достатньо скористатися двовимірною ізотропною нестационарною моделлю п'єзопровідності [Басниев и др., 2003; Азиз, Сеттари, 2004; Лубков, 2017]. У цьому разі загальна постановка задачі п'єзопровідності з урахуванням умови проникності на межі ділянки в декартовій системі координат  $(x, y)$ , що зв'язана з межами ділянки, має вигляд [Лубков, 2017]

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi \left( \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \right) + \gamma, \quad (1)$$

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

$$k \operatorname{grad} P = \alpha (P - P_r), \quad (3)$$

де (1) — рівняння п'єзопровідності; (2) — початкова умова; (3) — гранична умова інфільтрації нафтової фази на границях розглянутої ділянки пласта;  $P(x, y, t)$  — тиск, як функція координат і часу;  $\chi = \frac{k}{\eta (m \beta_1 + \beta_2)}$  — коефіцієнт п'єзопровідності;  $k$  — проникність нафтової фази;  $\eta$  — динамічна в'язкість нафти;  $m$  — пористість нафтоносного пласта;  $\beta_1$  — коефіцієнт стискування нафти;  $\beta_2$  — коефіцієнт стискування скелету порід нафтоносного пласта;  $\gamma$  — параметр інтенсивності видобутку нафти в свердловині;  $P_0$  — початковий тиск у пласті;  $\alpha$  — коефіцієнт інфільтрації нафтової фази на межах розглянутої ділянки пласта;  $P_r$  — тиск на межах розглянутої ділянки пласта.

Для розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності (1)–(3) застосовується варіаційний скінченно-елементний метод, що призводить до розв'язання варіаційного рівняння п'єзопровідності:

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

Тут  $I(P)$  — функціонал задачі п'єзопровідності (1)–(3), який представлений у вигляді

[Лубков, 2017]

$$I(P) = \frac{1}{2} \iint_S \left\{ k \left[ \left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)^2 + \left( \frac{\partial P}{\partial y} \right)^2 \right] + 2 \int_{P_0}^P \frac{k}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t} dP - 2\gamma P \right\} dx dy - \frac{1}{2} \int_L \alpha (P - 2P_r) P dl, \quad (5)$$

де  $S$  — площа перерізу ділянки, яка досліджується,  $L$  — контур, який охоплює площу  $S$ ,  $dl$  — елемент контуру.

При розв'язанні варіаційного рівняння (4) застосовується восьмивузловий ізопараметричний чотирикутний скінченний елемент [Лубков, 2017]. Як глобальну систему координат, де відбувається об'єднання всіх скінченних елементів, на які розбито площу  $S$ , використано декартову систему  $(x, y)$ . Як локальну систему координат, де в межах скінченного елемента визначаються функції апроксимації  $\varphi_i$  на основі квадратичних поліномів і виконується чисельне інтегрування, — нормалізовану систему координат  $(\xi, \eta)$  [Лубков, 2017]:

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

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

$$x = \sum_{i=1}^8 x_i \varphi_i, \quad y = \sum_{i=1}^8 y_i \varphi_i, \quad P = \sum_{i=1}^8 P_i \varphi_i, \quad P_0 = \sum_{i=1}^8 P_{0i} \varphi_i, \quad P_r = \sum_{i=1}^8 P_{ri} \varphi_i, \quad \alpha = \sum_{i=1}^8 \alpha_i \varphi_i, \quad (7)$$

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

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 і не варіюються, складемо систему диференціальних рівнянь для  $n$ -го вузла  $p$ -го скінченного елемента у вигляді

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

$$H_{ij}^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \frac{k^p}{\chi^p} \varphi_i \varphi_j |J| d\xi d\eta, \quad A_{ij}^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 k^p (\Psi_i \Psi_j + \Phi_i \Phi_j) |J| d\xi d\eta,$$

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

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

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

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

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

$$(n = 1 \div 8). \quad (10)$$

Виконуючи додавання рівнянь (10) за всіма скінченими елементами, отримуємо глобальну систему лінійних алгебраїчних рівнянь, яка дає змогу визначати невідомі значення тиску в момент часу  $t + \Delta t$  через їх значення в попередній момент часу  $t$ . Розв'язання глобальної системи рівнянь здійснюється на основі чисельного методу Гауса без вибору головного елемента [Лубков, 2017]. У результаті тиск визначається в усіх вузлових точках скінченно-елементної сітки. За знайденими вузловими значеннями тиск визначають в довільній точці нафтоносного пласта досліджуваної ділянки в заданий момент часу. Застосування квадратичних поліномів апроксимації (6) і неявної різницевої схеми (9) призводить до покращення стійкості та збіжності чисельного розв'язку задачі [Азиз, Сеттари, 2004].

**Моделювання динаміки виснаження ділянки нафтоносного пласта.** Розглянемо нафтоносну пластову ділянку в околиці діючої нафтовидобувної свердловини розміром  $900 \times 900 \text{ м}^2$ . Оберемо деякі характерні середні параметри нафтоносного пласта [Басниев и др., 2003; Лубков, 2017]:  $k = 1 \text{ Д (Дарсі)} = 10^{-12} \text{ м}^2$ ,  $m = 0,2$ ,  $\eta = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ,  $\beta_1 = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$ ,  $\beta_2 = 100^{-10} \text{ Па}^{-1}$ . У цьому випадку коефіцієнт п'єзопровідності  $\chi = 3,33 \text{ м}^2/\text{с}$ . При моделюванні розподілу тисків у розглянутій пластовій ділянці припустимо, що початковий тиск у пласті дорівнює  $200 \text{ атм}$ . На рис. 1, а, б представлено розподілення тиску в околиці діючої свердловини при заданих вище параметрах фільтрації, непроникних межах пласта та потужності свердловини  $44 \text{ м}^3$  нафти на добу через одну та дві доби відповідно. На рис. 2, а—г представлено розподілення тиску в околиці діючої свердловини при зниженні коефіцієнта проникності в 10 разів через 1, 2, 3, 10 діб відповідно. На рис. 3, а—г представлено розподілення тиску в околиці діючої свердловини при заданих вище параметрах фільтрації, коефіцієнті інфільтрації нафти  $\alpha = 10^{-8} \text{ м}$  і потужності свердловини  $44 \text{ м}^3$  нафти на добу через 1, 5, 10, 100 діб відповідно. На рис. 4, а, б представлено розподілення тиску в околиці діючої свердловини при потужності свердловини  $88 \text{ м}^3$  нафти на добу та коефіцієнтах  $\alpha = 10^{-7} \text{ м}$ ,  $k = 10^{-12} \text{ м}^2$  через 10 і 100 діб відповідно; на рис. 4, в, г — розподілення тиску при тих же параметрах та  $k = 10^{-14} \text{ м}^2$  через 10 і 100 діб відповідно.

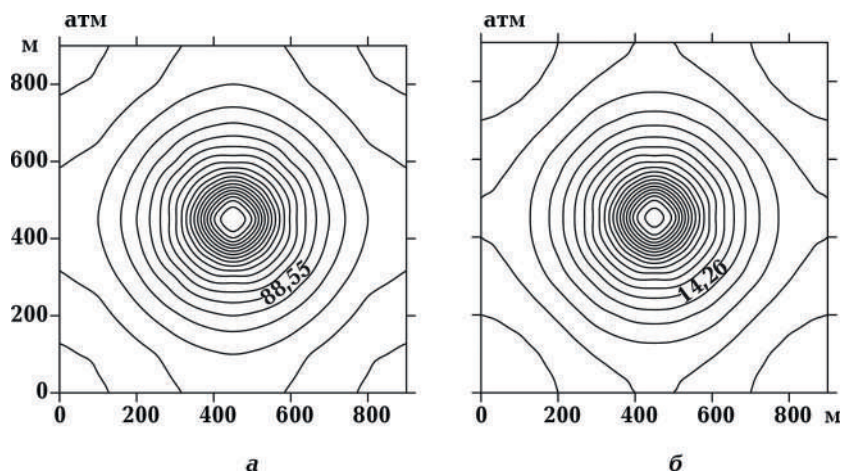


Рис. 1. Розподілення тиску в околиці діючої свердловини при заданих вище параметрах фільтрації та потужності свердловини  $44 \text{ m}^3$  нафти на добу при непрониких межах пласта через добу (а), 2 доби (б).  
 Fig. 1. Pressure distributions in vicinity of acting well at given higher filtration parameters and power of well  $44 \text{ m}^3$  oil over day at the non permeable reservoir boundaries over one day (a), two days (б).

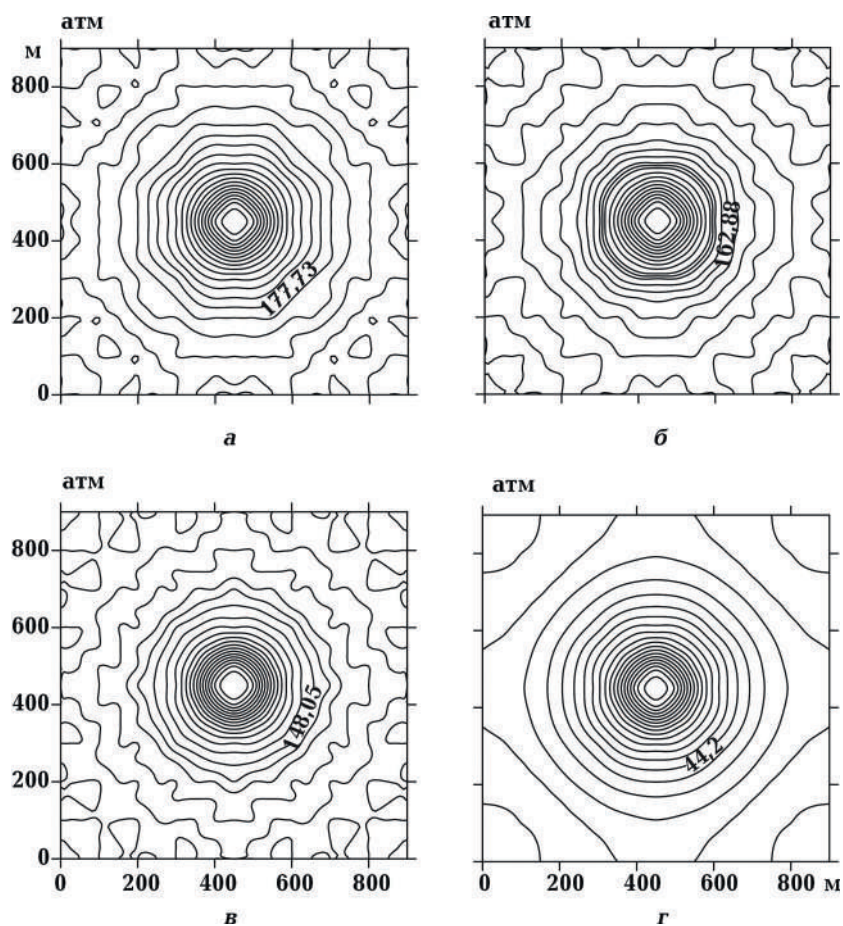


Рис. 2. Розподілення тиску в околиці діючої свердловини при попередній умові та зниженні коефіцієнта проникності в 10 разів через добу (а), 2 доби (б), 3 доби (в), 10 діб (г).  
 Fig. 2. Pressure distributions in vicinity of acting well at the previous conditions and decreasing of coefficients of permeability ten ones over day (a), 2 days (б), 3 days (в), 10 days (г).

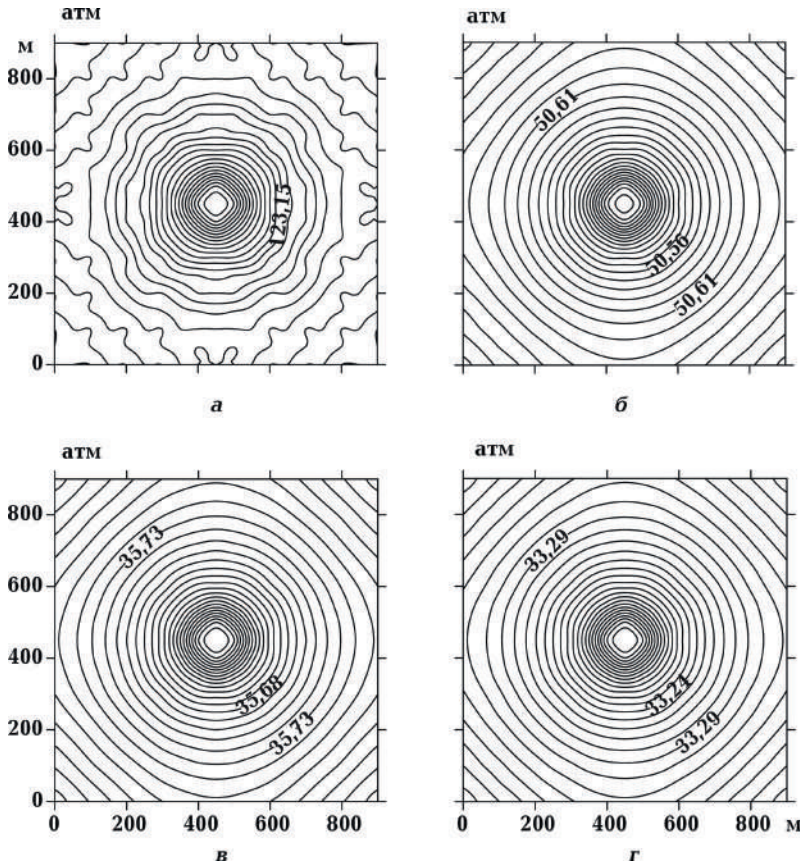


Рис. 3. Розподілення тиску в околиці діючої свердловини при заданих вище параметрах фільтрації, коефіцієнті інфільтрації нафти  $\alpha = 10^{-8}$  м та потужності свердловини  $44 \text{ м}^3$  нафти на добу через добу (а), 5 днів (б), 10 днів (в), 100 днів (г).  
 Fig. 3. Pressure distributions in vicinity of acting well at given higher filtration parameters, boundaries infiltration coefficient  $\alpha = 10^{-8}$  m and power of well  $44 \text{ m}^3$  oil over day over one day (a), 5 days (б), 10 days (в), 100 days (г).

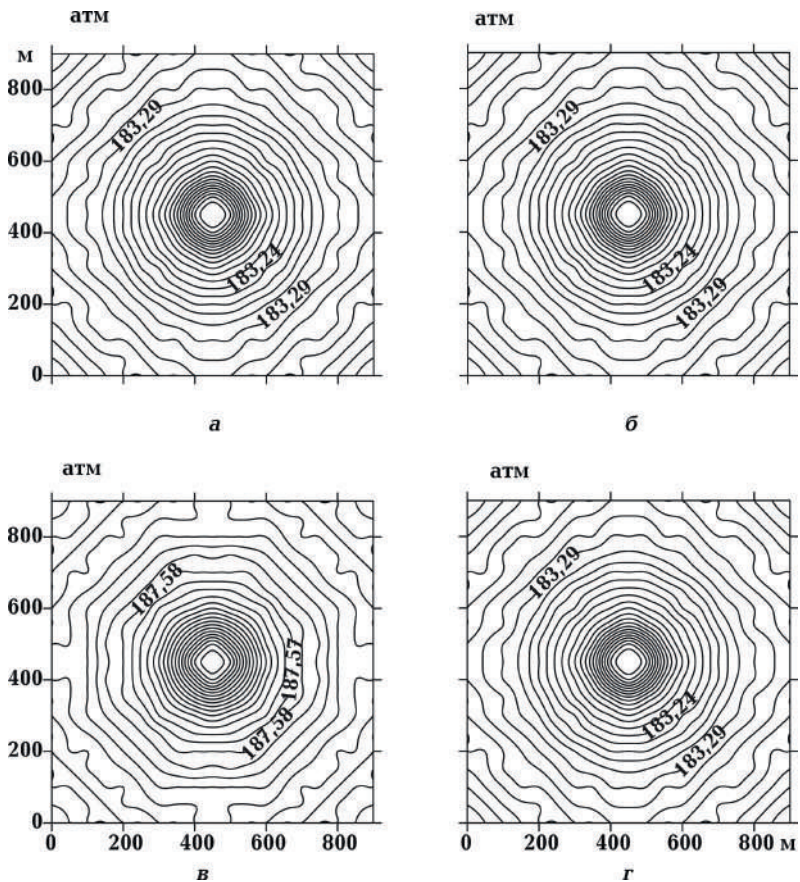


Рис. 4. Розподілення тиску в околиці діючої свердловини при потужності свердловини  $88 \text{ м}^3$  нафти на добу та коефіцієнті інфільтрації  $\alpha = 10^{-7}$  м: а — при  $k = 10^{-12} \text{ м}^2$  через 10 днів; б — при  $k = 10^{-12} \text{ м}^2$  через 100 днів; в — при  $k = 10^{-14} \text{ м}^2$  через 10 днів; г — при  $k = 10^{-14} \text{ м}^2$  через 100 днів.  
 Fig. 4. Pressure distributions in vicinity of acting well at given higher filtration parameters, boundaries infiltration coefficient  $\alpha = 10^{-7}$  m and power of well  $88 \text{ m}^3$  oil over day: а — at  $k = 10^{-12} \text{ m}^2$  over 10 days; б — at  $k = 10^{-12} \text{ m}^2$  over 100 days; в — at  $k = 10^{-14} \text{ m}^2$  over 10 days; г — at  $k = 10^{-14} \text{ m}^2$  over 100 days.

**Аналіз результатів.** Результати моделювання показують, що процес виснаження розглянутої ділянки пласта залежить переважно від потужності видобувної свердловини та ступеня просочування нафти на межах ділянки пласта. На рис. 1 можна виявити катастрофічний ступінь виснаження пласта з непроникними межами при середніх фільтраційних параметрах. Аналіз рис. 2 показує, що зниження коефіцієнта проникності всередині непроникного на межах пласта призводить до уповільнення процесу його виснаження. На рис. 3 представлено динаміку виснаження слабопроникного на межах пласта при середніх фільтраційних параметрах та малій потужності видобування. Як бачимо, в деякій момент розподіл тиску навколо видобувної свердловини виходить на стаціонарний режим і таким чином малопотужний видобуток може продовжуватись доти, доки продовжується просочування нафти на межах ділянки пласта. На рис. 4 представлено граничний випадок коефіцієнта інфільтрації на межах розглянутої ділянки пласта, що дає змогу виконувати промислове видобування нафти. Так, при коефіцієнті інфільтрації  $\alpha = 10^{-7}$  м і коефіцієнті проникності пласта  $k = 10^{-12}$  м<sup>2</sup> та потужності свердловини 88 м<sup>3</sup> нафти на добу вихід на стаціонарний режим видобутку відбувається раніше за 10 діб (див. рис. 4, а, б). При зниженні коефіцієнта проникності пласта до  $k = 10^{-14}$  м<sup>2</sup> вихід на стаціонарний режим видобутку нафти дещо сповільнюється та перевищує позначку 10 діб (рис. 4, в, г). Отже, загальний аналіз показує, що процес виснаження ділянки пласта залежить переважно від потужності видобувної свердловини та ступеня просочування нафти на межах розглянутої ділянки пласта. Відсутність просочування або слабке просочування нафти на межах ділянки пласта призводить до його катастрофічного виснаження на протязі тижнів. Зниження коефіцієнта проникності всередині пласта призводить до деякого уповільнення процесу виснаження залежно від потужності видобутку. Граничне значення коефіцієнта інфільтрації на межах ділянки пласта, що дає змогу досягнути промислового видобутку нафти, становить  $\alpha = 10^{-7}$  м. При цьому час виходу на стаціонарний режим прямо пропорційно залежить від коефіцієнта проникності нафти всередині пласта. Очевидно, оптимальні умови підтримання рівня видобутку нафти в пласті у відповідному практичному випадку досягаються внаслідок природних або штучних факторів підтримки просочування нафтової фази на межах ділянки розглянутого пласта. Крім того, ці фактори можуть бути ефективно оцінені за допомогою представленого методу.

**Висновок.** Розроблений скінченно-елементно-різницевий метод розв'язання нестаціонарної задачі п'єзопровідності в деформованих нафтоносних пластах дає змогу адекватно на кількісному рівні описувати динаміку зниження пластового тиску в околиці діючої свердловини в реальних умовах експлуатації. Результати моделювання показують, що процес виснаження пласта головним чином залежить від потужності видобувної свердловини та ступеня просочування нафти на межах пласта. Відсутність просочування або слабке просочування нафти на межах розглянутої ділянки пласта призводить до його катастрофічного виснаження на протязі тижнів. Зниження коефіцієнта проникності всередині пласта призводить до деякого уповільнення процесу виснаження залежно від потужності видобутку. Граничне значення коефіцієнта інфільтрації на межах пласта, що дає змогу досягнути промислового видобутку нафти, становить  $\alpha = 10^{-7}$  м. При цьому час виходу на стаціонарний режим прямо пропорційно залежить від коефіцієнта проникності нафти всередині пласта. Очевидно, оптимальні умови підтримання рівня видобутку нафти в пласті у відповідному практичному випадку досягаються внаслідок природних або штучних факторів підтримки просочування нафтової фази на межах ділянки цього пласта. Ці фактори можуть бути ефективно оцінені за допомогою представленого методу. Викликає інтерес створення на основі розробленого скінченно-елементно-різницевого методу практично значущої методики визначення основних факторів підтримки видобутку нафти в реальних умовах експлуатації розглянутої ділянки пласта.

Список літератури

- Азиз Х., Сетгари 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. Моделювання продуктивного тиску в неоднорідних нафтоносних пластах. *Геоінформатика*. 2017. Т. 63. № 3. С. 23—29.
- Мищенко И.Т. *Скважинная 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.

## Dynamics of the oil reservoir depletion

**M. V. Lubkov<sup>1</sup>, K. O. Mosiychuk<sup>2</sup>, 2022**

<sup>1</sup>Poltava Gravimetric Observatory of Institute of Geophysics of Ukraine National Academy of Science, Poltava, Ukraine

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

In order to study the dynamics of depletion in heterogeneous oil reservoirs on the base of combined finite-element-difference method for the non-stationary problem of piezoconductivity we have carried out a numerical simulation of the pressure distribution in vicinity of the operating well. At that we have taken into account the heterogeneous distribution of filtration characteristics inside the reservoir and the oil infiltration parameters on the boundaries of the reservoir. The developed method for solving the non-stationary problem of piezoconductivity in deformed oil formations allows us adequately to describe the distribution of pressure near production and injection well systems in real operating conditions. We have shown that depletion processes in vicinity of the active well mainly depend on the intensity of oil production and the degree of oil infiltration at the boundaries of the reservoir's area and to a lesser extent on the filtration parameters inside the reservoir. Therefore, in order to maintain the proper level of oil production in the reservoir's area, it is necessary, for example, thanks to the use of modern technologies (system of injection wells), to ensure a sufficient inflow of the oil phase at the borders of the considered area.



We have shown that in the cases of low oil infiltration at the boundaries of the reservoir area, the value of depletion is directly proportional to the production power of the well. At the same time, a decreasing of the reservoir permeability leads to a slow downing of depletion processes. The limiting value of the oil boundary infiltration coefficient, which allows achieving industrial oil production, is  $\alpha = 10^{-7}$  m. At that, the time of reaching of the stationary productive regime is directly proportional to the value of the oil permeability coefficient inside the reservoir. Before installing a system of production and injection wells in heterogeneous oil reservoirs, it is necessary to carry out a systematic analysis of the degree of depletion of the working reservoir's areas in order to place them in such a way that would ensure the effective dynamics of filtration processes around these areas.

**Key words:** computer modeling, filtration processes, depletion of the oil reservoir.

### References

- Aziz, H., & Settari, Je. (2004). *Mathematical modeling of reservoir systems*. Moscow: Edition of the Institute of Computer Research, 416 p. (in Russian).
- Basniev, K.S., Dmitriev, N.M., & Rozenberg, G.D. (2003). *Oil-and-gas hydromechanics: textbook for universities*. Moscow: Edition of the Institute of Computer Research, 479 p. (in Russian).
- Kanevskaya, R.D. (2003). *Mathematical modeling of the development of hydrocarbon deposits*. Moscow: Edition of the Institute of Computer Research, 2003, 128 p. (in Russian).
- Koshlyak, V.A. (2002). *Granitoid reservoirs of oil-and-gas*. Ufa: Tau, 256 p. (in Russian).
- Lebedinec, 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), 23—29 (in Ukrainian).
- Mishchenko, I.T. (2015). *Downhole oil production*. Moscow: The publishing center of the National University of Oil-and-Gas «Gubkin University», 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.