

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОДУКТИВНОГО ТИСКУ  
В НЕОДНОРІДНИХ НАФТОНОСНИХ ПЛАСТАХ

М.В. Лубков

*Полтавська гравіметрична обсерваторія Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України,  
вул. Мясоедова, 27/29, м. Полтава, 36015, Україна, e-mail: mikhail.lubkov@ukr.net*

З метою дослідження продуктивного тиску в неоднорідних нафтоносних пластах на основі комбінованого скінченно-елементно-різницевого методу для нестационарної задачі п'єзопровідності виконано чисельне моделювання розподілу падіння пластового тиску в околі діючих свердловин з урахуванням неоднорідного розподілу характеристик проникності в колекторських пластах і на межах родовища. Показано, що процеси падіння пластового тиску в околі діючих свердловин суттєво залежать від пористості, проникності колекторських порід і в'язкості газорідкої фази пласта, а також від характеру проникності порід на межах родовища. Зменшення пористості та проникності пласта, збільшення в'язкості його газорідкої фази призводять до помітного зменшення видобування нафти. Розміщення нагнітальних свердловин на відстані не більш як 1,5 км від діючих свердловин зумовлює збільшення пластового тиску і, відповідно, зростання видобутку. Показано, що регулювання робочих тисків у добувних і нагнітальних свердловинах дає змогу досягти оптимальних умов видобутку нафти.

**Ключові слова:** комп'ютерне моделювання, пластовий тиск, нафтоносні пласти, геофізична інтерпретація.

**Вступ.** У наш час актуальними є проблеми підвищення ефективності розробки та експлуатації нафтоносних родовищ [1–5]. Ці проблеми пов'язані із збільшенням видобутку нафти, зниженням її обводнення, зростанням нафтовіддачі пластів, досягненням економічної ефективності. В цій ситуації затребуваними є методи комп'ютерного моделювання продуктивних пластів, тому що вони дають змогу отримати уявлення про будову і особливості продуктивного пласта, характер розподілу параметрів проникності та флюїдів у ньому. Крім того, за допомогою цих методів оцінюють і враховують невизначеності, що виникають унаслідок недостатньої інформації про будову і властивості пласта за межами свердловини. Усі ці знання можуть бути отримані порівняно дешевим способом і використані для ефективного аналізу, контролю та керуванню процесом розробки та експлуатації нафтоносного родовища. На сьогодні існує багато методів комп'ютерного моделювання, які використовують для вирішення різних практичних завдань [1–5, 7, 8]: а) визначення процесів фільтрації вуглеводневих флюїдів за різної дії на пласт; б) вибір системи розробки нафтоносного родовища; в) підтримання оптимальних обсягів видобутку сировини; г) визначення залишкових запасів і застійних зон у продуктивних пластах; д) аналіз і зменшення ступеня ризиків розробки та забезпечення стратегії і тактики експлуатації нафтоносних родовищ.

Разом з тим у наш час існують проблеми, пов'язані з точністю та адекватністю моделювання неоднорідних багатофазних фільтраційних 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 параметрів проникності деформованого колекторського пласта, дає змогу адекватно розрахувати розподіл пластового тиску в реальних умовах експлуатації свердловин, що є перевагою порівняно з існуючими методами.

**Постановка і метод розв'язання задачі.** Нижче розглянуто продуктивні нафтоносні колекторські пласти, в яких вміст газу незначний порівняно із вмістом нафти. Припустивши, що середня потужність нафтоносного деформованого пористого пласта значно менша за горизонтальні розміри родовища, скористаємося двовимірною ізотропною нестационарною моделлю п'єзопровідності [2, 3, 5]. Тоді загальна постановка задачі п'єзопровідності, з урахуванням умови проникності на межі родовища, у декартовій системі координат  $(x, y)$ , що зв'язана з межами родовища, має вигляд [6]

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

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

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

Тут (1) – рівняння п'єзопровідності; (2) – початкова умова; (3) – гранична умова перетоку газорідкого середовища на межах родовища;  $P(x, y, t)$  – тиск, як функція координат і часу;

$\chi = \frac{k}{\eta(m\beta_1 + \beta_2)}$  – коефіцієнт п'єзопровідності;  $k$  – проникність середовища;  $\eta$  – динамічна в'язкість

середовища;  $m$  – пористість середовища;  $\beta_1$  – стискування газорідкого середовища;  $\beta_2$  – стискування скелета середовища;  $\gamma$  – параметр тиску в свердловині;  $P_0$  – початковий тиск у пласті;  $\alpha$  – коефіцієнт перетоку газорідкого середовища на межах родовища;  $P_m$  – тиск на межах родовища.

Для розв'язання нестационарної 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 задачі п'єзопровідності (1) – (3), який запишемо у такому вигляді [3]:

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

$S$  – площа перерізу досліджуваної ділянки;  $L$  – контур площі  $S$ ;  $dl$  – елемент контуру.

Для розв'язання варіаційного рівняння (4) використаємо восьмивузловий ізопараметричний чотирикутний скінченний елемент [6, 9, 10]. Як глобальну систему координат, у межах якої об'єднуються всі скінченні елементи, на які розбито площу  $S$ , візьмемо декартову систему  $(x, y)$ . Як локальну систему координат, де в межах скінченного елемента визначаємо функції апроксимації  $\varphi_i$  на основі квадратичних поліномів і проводимо чисельне інтегрування, використовуємо нормалізовану систему координат  $(\xi, \eta)$  [6, 9, 10]. У цій системі координати, тиск, початковий тиск пласта, тиск на межах родовища, коефіцієнт перетоку газорідкого середовища на межах родовища, а також похідні від тиску по координатах апроксимуємо у такий спосіб:

$$\begin{aligned} x &= \sum_{i=1}^8 x_i \varphi_i; \quad y = \sum_{i=1}^8 y_i \varphi_i; \quad P = \sum_{i=1}^8 P_i \varphi_i; \\ P_0 &= \sum_{i=1}^8 P_{0i} \varphi_i; \quad P_m = \sum_{i=1}^8 P_{mi} \varphi_i; \quad \alpha = \sum_{i=1}^8 \alpha_i \varphi_i; \\ \frac{\partial P}{\partial x} &= \sum_{i=1}^8 P_i \Psi_i; \quad \frac{\partial P}{\partial y} = \sum_{i=1}^8 P_i \Phi_i; \quad \Psi_i = \frac{1}{|J|} \left( \frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial y}{\partial \xi} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial y}{\partial \eta} \right); \\ \Phi_i &= \frac{1}{|J|} \left( \frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial x}{\partial \eta} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial x}{\partial \xi} \right); \end{aligned} \quad (6)$$

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 змінюються, складемо систему диференціальних рівнянь для  $n$ -го вузла  $p$ -го скінченного елемента:

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

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

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

$$Q_{ij}^p = \int_L \alpha \varphi_i \varphi_j dl; \quad \gamma_i^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \gamma^p \varphi_i |J| d\xi d\eta. \quad (7)$$

Для розв'язання системи лінійних диференціальних рівнянь першого порядку (7) за початкових умов з урахуванням виразів (6) застосовуємо метод скінченних різниць, в якому апроксимацію похідної за часом здійснюємо 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 алгебричних рівнянь:

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

Підсумувавши рівняння (9) за всіма скінченними елементами, отримуємо глобальну систему лінійних алгебричних рівнянь, що дає змогу визначати невідомі значення тиску в момент часу  $t + \Delta t$  через їх значення у попередній момент часу  $t$ . Глобальну систему рівнянь розв'язуємо на підставі чисельного методу Гауса без вибору головного елемента [10]. В результаті розв'язання тиск визначаємо в усіх вузлових точках скінченно-елементної сітки. За знайденим вузловим значенням тиск визначаємо у довільній точці пласта досліджуваного родовища у заданий момент часу.

**Моделювання пластових тисків у нафтоносно-му родовищі.** Розглянемо неоднорідні нафтоносні колекторські пласти, в яких вміст газу невеликий порівняно з вмістом нафти і води. Припустимо, що розміри нафтоносного родовища  $6 \times 4$  км<sup>2</sup>. Виберемо деякі характерні середні параметри нафтоносного пласта [2, 5]:  $k = 1$  Д =  $1 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>;  $m = 0,2$ ;  $\eta = 10^{-3}$  Па·с;  $\beta_1 = 1 \cdot 10^{-9}$  Па<sup>-1</sup>;  $\beta_2 = 1 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>. У цьому випадку коефіцієнт п'єзопровідності  $\chi = 3,33$  м<sup>2</sup>/с. Під час моделювання пластових тисків у нафтононому родовищі в околі діючих свердловин припустимо, що середній тиск у пласті дорівнює 100 атм\*. На рис. 1, 2 показано розподілення тиску в околі діючих свердловин у неоднорідних колекторських пластах, в яких коефіцієнти проникності та п'єзопровідності змінюються нерегулярно за площею родовища щодо приведених середніх значень до 100 %. Розглянуто випадки видобування нафти у свердловинах, розташованих на межах (рис. 2, а, б) і всередині родовища (рис. 2, в, д).

\* За Міжнародною системою одиниць (СІ), 1 атм =  $1,01325 \cdot 10^5$  Па.

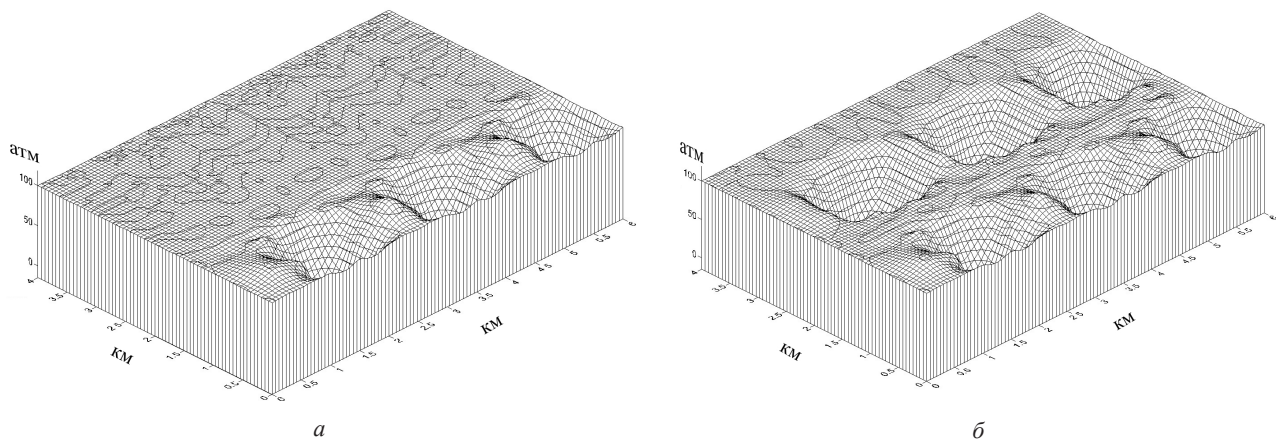


Рис. 1. Розподіли тиску в околі діючих протягом року свердловин у неоднорідних колекторських пластах. Тиск у свердловині – 10 атм, коефіцієнт перетоку газорідкого середовища на межі родовища – 1 м. Свердловини: а – на межах родовища, б – всередині родовища

Fig. 1. Pressure distributions in vicinity of 1-year acting wells in heterogenic collector reservoirs in which coefficients of permeability and piezoconductivity unregularly changed in deposit area. At that, well pressure equals 10 atm, coefficient of gas-liquid media overflow via deposit border equals 1 m. Wells: а – on the borders of fields, б – in the field

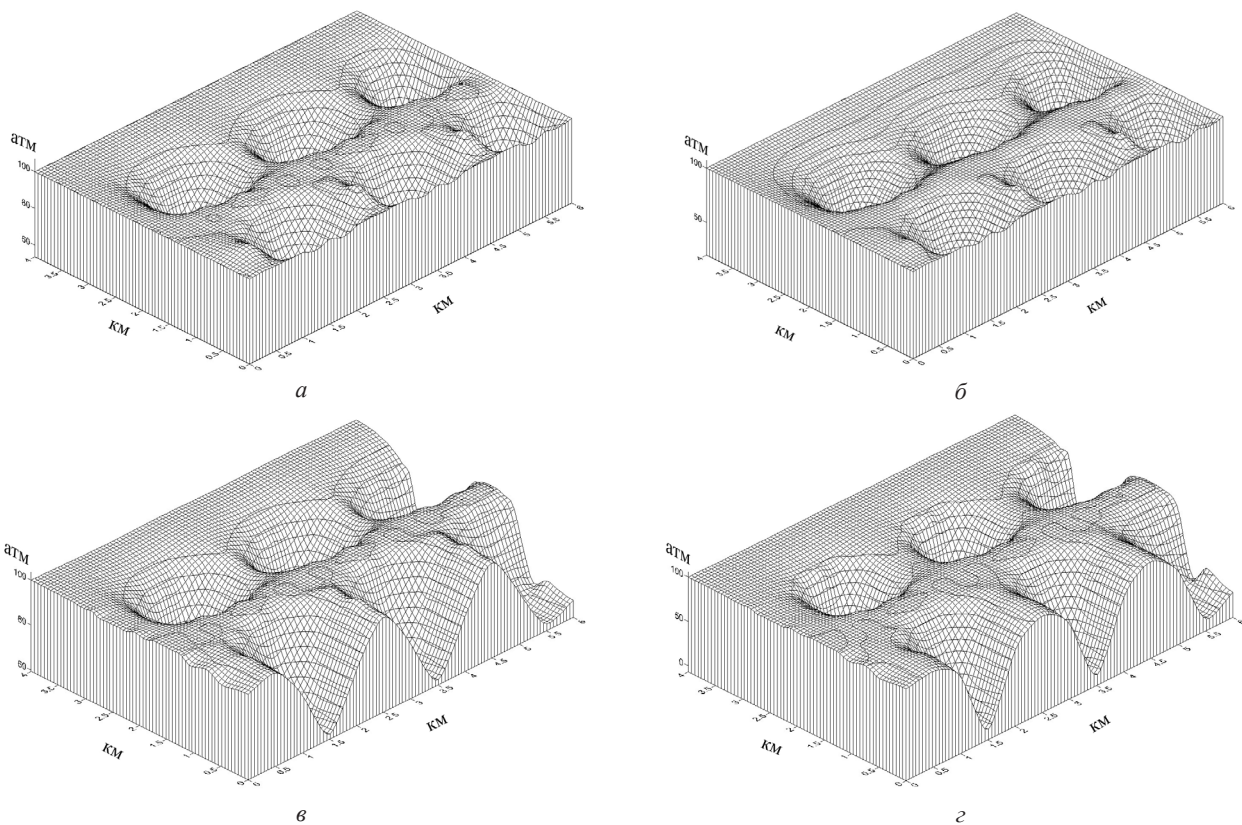


Рис. 2. Розподіли тиску в околі діючих протягом 10 років свердловин у неоднорідних колекторських пластах. Тиск у свердловинах, атм: а, в – 60, б, г – 10; а, б – коефіцієнт перетоку газорідкого середовища на межі родовища дорівнює 1 м; в, г – межі родовища непроникні

Fig. 2. Pressure distributions in vicinity of 10-year acting wells in heterogenic collector reservoirs. Well pressure equals: а – 60 atm, б – 10 atm. Coefficient of gas-liquid media overflow via deposit border equals 1 m; в – 60 atm, г – 10 atm – well borders are not permeable

Відповідно до результатів моделювання, в усіх випадках процес падіння пластового тиску в околі діючої свердловини має радіальний характер. Виявлено (див. рис. 1), що в неоднорідних пластах за наявності проникних меж родовища, на початковому етапі експлуатації (через рік після початку) розподіл пластового тиску в околі діючих сверд-

ловин має положистий характер із радіусом падіння приблизно 0,5 км. При цьому свердловини, які розташовані на відстанях більших ділянок падіння тиску, не впливають помітно одна на одну.

Аналіз рис. 2, а, б показує, що через 10 років після початку експлуатації за наявності проникних меж родовища радіус падіння пластового тиску в

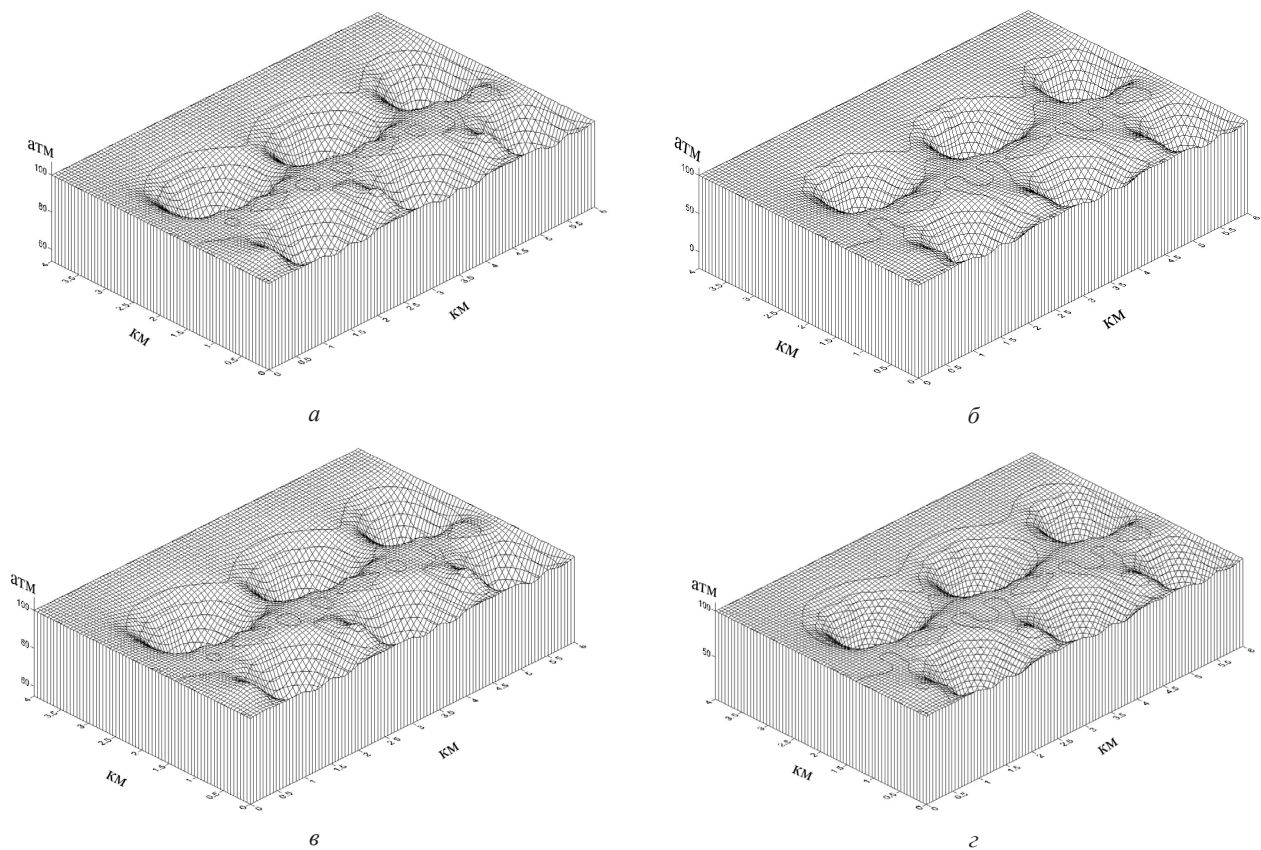


Рис. 3. Розподіли тиску в околі діючих протягом 10 років свердловин в неоднорідних колекторських пластах. Тиск у свердловині – 10 атм, коефіцієнт перетоку газорідкого середовища на межі родовища – 1 м. Проникність пласта в околі свердловин ( $k$ ),  $m^2$ :  $a - 0$ ;  $5 \cdot 10^{-12}$ ;  $б - 2 \cdot 10^{-12}$ ; динамічна в'язкість в околі свердловин ( $\eta$ ),  $Pa \cdot s$ :  $в - 2 \cdot 10^{-3}$ ,  $г - 0,5 \cdot 10^{-3}$

Fig. 3. Pressure distributions in vicinity of 10-year acting wells in heterogeneous collector reservoirs. At that, well pressure equals 10 atm, coefficient of gas-liquid media overflow via deposit border equals 1 m. Permeability near the well ( $k$ ),  $m^2$ :  $a - 0$ ;  $5 \cdot 10^{-12}$ ;  $б - 2 \cdot 10^{-12}$ ; dynamic viscosity near the well ( $\eta$ ),  $Pa \cdot s$ :  $в - 2 \cdot 10^{-3}$ ,  $г - 0,5 \cdot 10^{-3}$

околі свердловини зростає. При цьому збільшується крутість ділянки падіння тиску, а її профіль набуває нелінійного характеру. У разі непроникних меж родовища (рис. 2, в, г) ділянка падіння тиску і її крутість в околі свердловин катастрофічно зростають (спостерігається швидке виснаження колекторського пласта).

На рис. 3 а, б видно, що зменшення проникності колекторського нафтоносного пласта в околі діючої свердловини призводить до зменшення видобутку нафти (дебіту) і, відповідно, зменшення падіння тиску. Збільшення проникності колекторського пласта в околі діючої свердловини зумовлює протилежний ефект. Збільшення в'язкості газорідкого середовища в околі свердловини (рис. 3, в, г) також призводить до зменшення дебіту і, відповідно, зменшення падіння пластового тиску на цій ділянці. Зменшення в'язкості газорідкого середовища в околі свердловини спричинює протилежний ефект.

За рівномірного розподілення у пласті слабопроникних колекторських порід (рис. 4) дебіт нафти зменшується. В міру збільшення характеристик проникності пласта нафтовіддача і, відповідно, дебіт зростають, при цьому пропорційно зменшується пластовий тиск навколо діючих свердловин.

Розташування навколо діючих свердловин (на відстані не більш як 1,5 км) нагнітальних свердловин (рис. 5) веде до помітного збільшення пластового тиску в околі працюючих свердловин. Причому регулювання робочих тисків у добувних і нагнітальних свердловинах дає змогу досягти оптимальних умов видобутку нафти.

**Висновок.** Розроблений скінченно-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності у деформованих пластах дає змогу адекватно на кількісному рівні описувати розподілення пластового тиску в околі діючих свердловин у реальних умовах експлуатації. Згідно з результатами моделювання, падіння пластового тиску в околі добувних свердловин суттєво залежить від колекторських властивостей пласта і характеру їхньої проникності на межах родовища. Падіння пластового тиску в околі діючих свердловин близьке до радіального. Протягом експлуатації радіус і крутість ділянки падіння пластового тиску навколо свердловини поступово збільшуються. Швидкість цього процесу визначається колекторськими параметрами пласта (пористість, проникність, в'язкість газорідкої фази), а також характером проникності колекторських порід пласта на межах родовища. Зменшен-

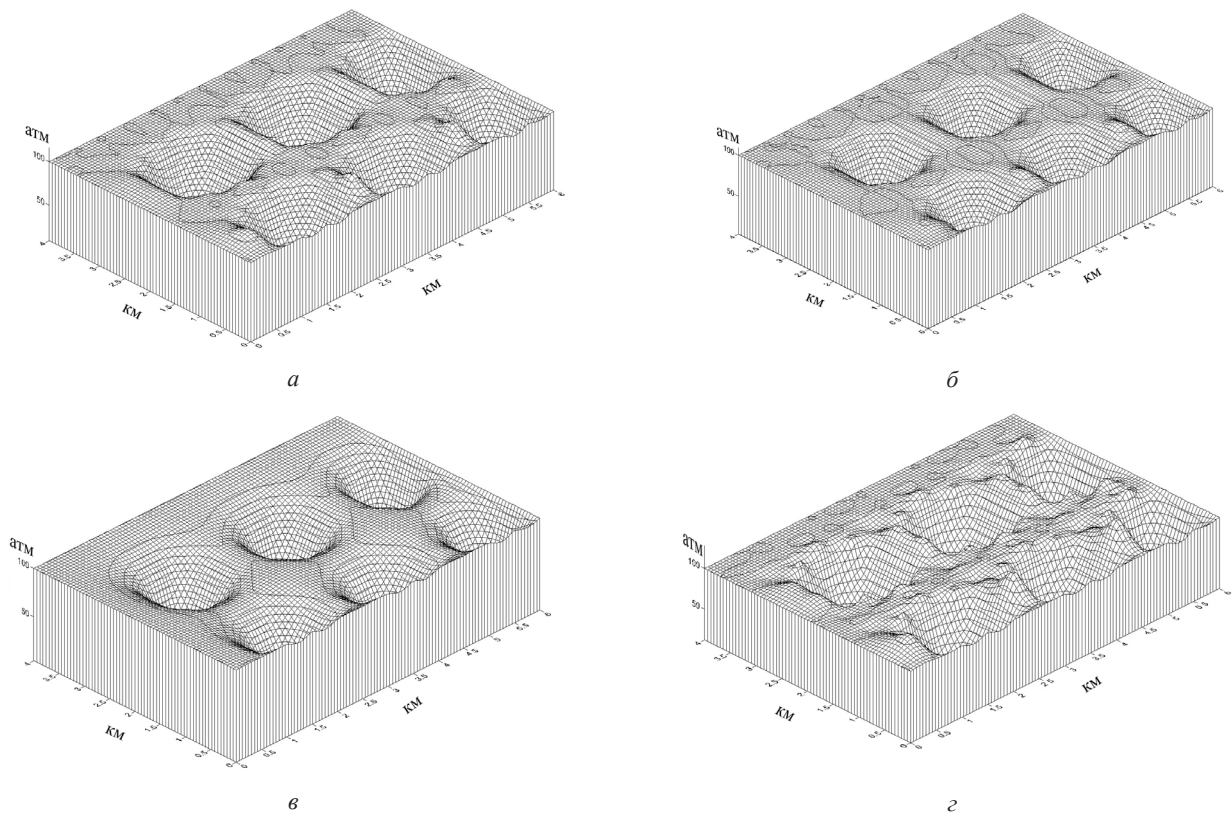


Рис. 4. Розподіли тиску в околі діючих протягом 10 років свердловин в однорідних колекторських пластах. Тиск у свердловині – 10 атм, коефіцієнт перетоку газорідкого середовища на межі родовища – 1 м. Середня проникність продуктивного пласта в родовищі ( $k$ ),  $m^2$ : а –  $1 \cdot 10^{-12}$ , б –  $2,5 \cdot 10^{-12}$ , в –  $4,7 \cdot 10^{-12}$ , г –  $1 \cdot 10^{-13}$

Fig. 4. а, б, в, г Pressure distributions in vicinity of 10-year acting wells in homogeneous collector reservoirs. Well pressure equals 10 atm, coefficient of gas-liquid media overflow via deposit border equals 1 m. Average permeability of the deposit ( $k$ ),  $m^2$ : а –  $1 \cdot 10^{-12}$ , б –  $2,5 \cdot 10^{-12}$ , в –  $4,7 \cdot 10^{-12}$ , г –  $1 \cdot 10^{-13}$

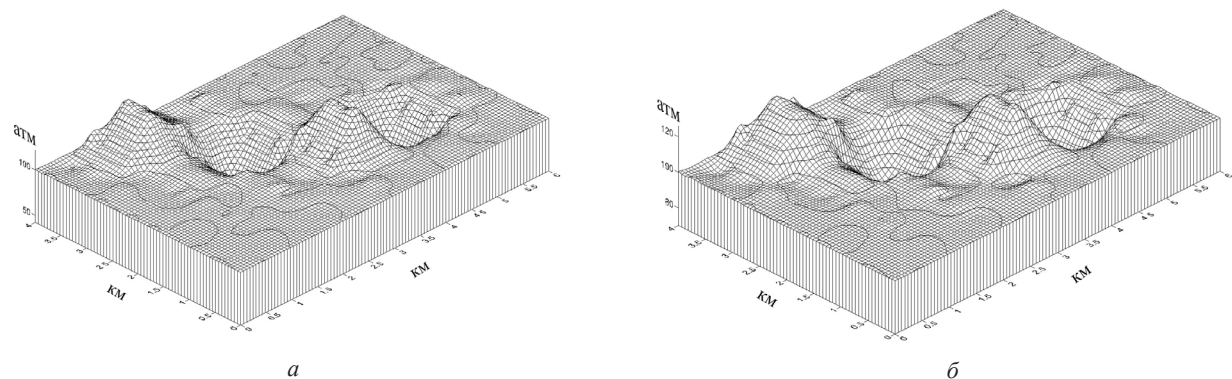


Рис. 5. Розподіли тиску в околі діючих протягом 10 років свердловин у неоднорідних колекторських пластах: а – тиск у діючих свердловинах – 10 атм, у нагнітальних – 150 атм; б – тиск у діючих свердловинах – 60 атм, у нагнітальних – 120 атм

Fig. 5. Pressure distributions in vicinity of 10-year acting wells in heterogenic collector reservoirs: а – acting wells pressure – 10 atm, pumping – 150 atm; б – acting wells pressure – 60 atm, pumping – 120 atm

ня пористості та проникності пласта, збільшення в'язкості газорідкої фази призводять до помітного падіння видобутку нафти (дебіту). Розташування нагнітальних свердловин на відстані, що не перевищує 1,5 км від видобувних свердловин, зумовлює суттєве збільшення пластового тиску в околі цих свердловин і, відповідно, підвищення видобутку нафти. Однак при цьому можливе зростання обводнення продуктивного пласта, а отже, зменшення його нафтовіддачі. Результати моделювання показують, що регулювання робочих тисків у видобувних і нагнітальних

свердловинах дає змогу досягти оптимальних умов видобутку нафти. У подальшому становить інтерес створення на підставі розробленого скінченно-елементно-різницевого методу практично значущої методики оптимізації видобутку нафти в реальних умовах експлуатації нафтоносних родовищ.

#### Список бібліографічних посилань

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Ин-т компьют. исследований, 2004. 416 с.

2. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов. М.: Ин-т компьютер. исследований, 2003. 479 с.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений углеводородов. М.: Ин-т компьютер. исследований, 2003. 128 с.
4. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа: Тау, 2002. 256 с.
5. Лебединец И.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М.: Наука, 1997. 231 с.
6. Лубков М.В. Моделивання теплових процесів у зоні сучасної активізації Дніпровсько-Донецької западини. *Геоінформатика*. 2014. № 1(49). С. 46–53.
7. Chen Z., Huan G., Ma Y. Computational methods for multiphase flows in porous media. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006. 521 p.
8. Ertekin T., Abou-Kassem J. H., King G. R. Basic applied reservoir simulation. Texas: Richardson, 2001. 421 p.
9. Gerya T.V., Perchuk L.L., Van Reenein D.D., Smit C.A. Two-dimensional numerical modeling of pressure-temperature-time path for exhumation of some granulite facies. *J. of Geodynamics*. 2000. V. 29. P. 46–53.
10. Gerya T. Introduction to numerical geodynamics. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 2010. 345 p.

*Надійшла до редакції 01.06.2017 р.*

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ В НЕОДНОРОДНЫХ НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТАХ

*М.В. Лубков*

*Полтавская гравиметрическая обсерватория Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, ул. Мясоедова, 27/29, г. Полтава, 36015, Украина, e-mail: mikhail.lubkov@ukr.net*

С целью исследования продуктивного давления в неоднородных нефтеносных пластах на основе комбинированного конечноэлементно-разностного метода для нестационарной задачи пьезопроводности выполнено численное моделирование распределения падения пластового давления в окрестностях действующих скважин с учетом неоднородного распределения характеристик проницаемости в коллекторских пластах и на границах месторождения. Показано, что процессы падения пластового давления в окрестностях действующих скважин существенно зависят от пористости, проницаемости коллекторских пород и вязкости газовой-жидкой фазы пласта, а также от характера проницаемости пород на границах месторождения. Уменьшение пористости и проницаемости пласта, увеличение вязкости его газовой-жидкой фазы приводят к заметному уменьшению добычи нефти. Размещение нагнетательных скважин на расстоянии не более 1,5 км от действующих скважин обуславливает увеличение пластового давления и, соответственно, рост добычи. Показано, что регулирование рабочих давлений в добывающих и нагнетательных скважинах позволяет достичь оптимальных условий добычи нефти.

**Ключевые слова:** компьютерное моделирование, пластовое давление, нефтеносные пласты, геофизическая интерпретация.

## MODELING OF PRODUCING PRESSURE IN HETEROGENEOUS OIL-BEARING RESERVOIRS

*M.V. Lubkov*

*Poltava Gravimetric Observatory of the Institute of Geophysics of Ukraine, NAS of Ukraine, 27/29, Myasoedova Str., Poltava, 36015, Ukraine, e-mail: mikhail.lubkov@ukr.net*

**Purpose.** The problems connected with increasing of efficiency of development and operation of oil-bearing deposits are growing ever more important today. They are caused by the rapid growth of oil production, associated with reducing its water overflowing, increasing oil recovery, to achieve economic efficiency. In this situation, there are popular methods of computer modeling of productive reservoirs, which allow one to get information on the structure and characteristics of the reservoir, as well as the distribution parameters of permeability and fluids in it. They also permit to evaluate and calculate uncertainty arising from the lack of information about the reservoir properties outside the well. Currently there exist many methods of computer modeling, which solve various practical problems. On the other hand, there are a number of problems related to the accuracy and adequacy of simulation of heterogeneous multiphase permeable collector systems in real-term exploitation of oil deposits.

**Design/methodology/approach.** On the basis of the combined finite-element-difference method for solving the non-stationary piezoconductivity problem, calculating heterogeneous distribution of permeable characteristics of the collector deformable reservoir, we carried out modeling of the producing pressures in oil-bearing reservoirs.

**Findings.** The results of computer modeling show that the drop of reservoir pressure in the vicinity of acting wells depends primarily on collector properties of the reservoir and permeable character on the boundaries of the deposit. The nature of the drop of reservoir pressure near acting wells is similar in character to the radial. During exploitation, radius and slope of the area of falling reservoir pressure around the well are gradually increasing. Moreover, the speed of this process is determined by collector reservoir characteristics (porosity, permeability, viscosity of gas-liquid phase), and by the character of permeability of collector rocks on the boundaries of the deposit. Reducing the porosity and

permeability of the reservoir and increasing the viscosity of gas-liquid phase lead to a noticeable drop in oil production. Location of injection wells at distances not exceeding 1.5 km from the production wells results in a significant increase of the reservoir pressure in the vicinity of these wells and, accordingly, to the increase of oil production.

**Practical value/implications.** The obtained results may be used in practical geophysical works with the purpose of optimizing oil production activity. The presented method may further be used for more detailed investigation of heterogeneous oil-bearing deposits.

**Keywords:** computer modeling, reservoir pressure, oil-bearing deposits, geophysical interpretation.

#### References:

1. Aziz H., Settari Je. Matematicheskoe modelirovanie plastovyh sistem. Moscow: Institut komp'yuternyh issledovanij, 2004, 416 p. [in Russian].
2. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Rozenberg G.D. Neftegazovaja gidromehanika: uchebnoe posobie dlja vuzov. Moscow: Institut komp'yuternyh issledovanij, 2003, 479 p. [in Russian].
3. Kanevskaja R.D. Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov. Moscow: Institut komp'yuternyh issledovanij, 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 nefjtjanyh mestorozhdenij s treshchinovatyimi kollektorami. Moscow: Nauka, 1997, 231 p. [in Russian].
6. Lubkov M.V. Modeling of the heat processes in the zone of modern activity of Dniepr-Donetsk Depression. *Geoinformatika*, 2014, no. 1, pp. 46-53 [in Ukrainian].
7. Chen Z., Huan G., Ma Y. Computational methods for multiphase flows in porous media. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006. 521 p.
8. Ertekin T., Abou-Kassem J.H., King G.R. Basic applied reservoir simulation. Texas: Richardson, 2001. 421 p.
9. Gerya T.V., Perchuk L.L., Van Reenein D.D., Smit C.A. Two-dimensional numerical modeling of pressure-temperature-time path for exhumation of some granulite facies. *Journal of Geodynamics*, 2000, vol. 29, pp. 46-53.
10. Gerya T. Introduction to numerical geodynamics. Cambridge: Cambridge University Press, 2010. 345 p.

*Received 01/06/2017*