

Міністерство освіти і науки України

Національна академія наук України

Мала академія наук України

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Секція
«Академічна й університетська наука»

Збірник наукових праць
за матеріалами

Всеукраїнської науково-практичної конференції
«Сучасні рецепції світоглядно-ціннісних
орієнтирів Григорія Сковороди»

02 грудня 2022 року

Том 2

Полтава 2022

МОДЕЛЮВАННЯ ПІДТРИМКИ ВИДОБУТКУ НАФТИ У СЛАБОПРОНИКНИХ ПЛАСТАХ

В наш час актуальними залишаються проблеми ефективної підтримки стабільного рівня видобутку нафти. Для цього на практиці використовуються різні сучасні технології збільшення інтенсифікації фільтраційного процесу навколо системи нафтовидобувних свердловин [2,3,5]. Це можуть бути різні технології впливу на основні фільтраційні параметри ділянки пласта такі, як насичуваність, проникність, пористість, в'язкість та інші важливі фактори нафтовіддачі пласта. Для ефективного використання цих технологій на практиці необхідно розуміти чітку картину фільтраційних процесів розглянутої ділянки пласта. В цій ситуації необхідними є методи комп'ютерного моделювання фільтраційних процесів навколо видобувних та нагнітальних свердловин, тому що вони дозволяють отримати уявлення про динаміку виснаження і відповідного підтримання видобувних пластів у різних практичних випадках. На даний момент існує багато методів комп'ютерного моделювання, що дозволяють розв'язувати різні практичні задачі [1, 6].

З іншого боку в наш час залишається ряд проблем, які пов'язані з точністю та адекватністю моделювання складних неоднорідних нафтоносних пластів в умовах промислової експлуатації нафтоносних родовищ. Запропонований в даній роботі комбінований скінчено-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності, з урахуванням неоднорідного розподілу фільтраційних параметрів всередині деформованого колекторського пласта та на його границях, дозволяє адекватно розрахувати динаміку фільтраційних процесів навколо системи діючих свердловин та забезпечити підтримання промислового рівня видобутку нафти, що дає ряд переваг у порівнянні з існуючими методами комп'ютерного моделювання.

В подальшому будемо розглядати продуктивні 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 ділянки пласта, достатньо скористатися двовимірною ізотропною нестационарною моделлю п'єзопровідності [1, 2, 4]. В даному випадку, загальна постановка задачі п'єзопровідності, з урахуванням умови проникності на границі області, в декартовій системі координат (x, y) , що зв'язана з границями розглянутої ділянки, має вид [4]:

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

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

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

Тут (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;

η – динамічна в'язкість нафти; m – пористість нафтоносного пласта; β_1 – коефіцієнт стискання нафти; β_2 – коефіцієнт стискання скелету порід нафтоносного пласта; γ – параметр інтенсивності видобутку нафти в свердловині; P_0 – початковий тиск у пласті; α – коефіцієнт інфільтрації нафтової фази на границях розглянутої ділянки пласта; P_2 – тиск на границях розглянутої ділянки пласта. Для розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності (1) – (3) застосовується варіаційний скінчено-елементний метод, що призводить до розв'язання варіаційного рівняння п'єзопровідності:

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

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

$$I(P) = \frac{1}{2} \iint_S \left\{ k \left[\left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right)^2 \right] + 2 \int_{P_0}^P \frac{k}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t} dP - 2\gamma P \right\} dx dy - \frac{1}{2} \int_L \alpha (P - 2P_2) P dl; \quad (5)$$

S – площа перерізу області, яка досліджується, L – контур, який охоплює площу S , dl – елемент контуру [4].

Розглянемо нафтоносну пластову ділянку в межах, якої розташовані свердловини розміром $900 \times 900 \text{ м}^2$. Оберемо деякі характерні середні параметри нафтоносного пласта [2, 4]: $k = 1 \text{ Д (Дарсі)} = 10^{-13} \text{ м}^2$; $m = 0,2$; $\eta = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\beta_1 = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$; $\beta_2 = 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. В цьому випадку коефіцієнт п'єзопровідності $\chi = 0,33 \text{ м}^2/\text{с}$. Потужності видобувних та нагнітальних свердловин обрано на рівні 88 м^3 нафти на добу. При моделюванні розподілу тисків у розглянутій пластовій ділянці припустимо, що початковий тиск у пласті дорівнює 200 атм . Коефіцієнт інфільтрації нафти на межах розглянутої ділянки обрано $\alpha = 10^{-7} \text{ м}$. На рисунках. 1 - 3 – представлено розподілення встановленого тиску в околиці видобувних та нагнітальних свердловин при різних фільтраційних параметрах слабопроникного нафтоносного пласта.

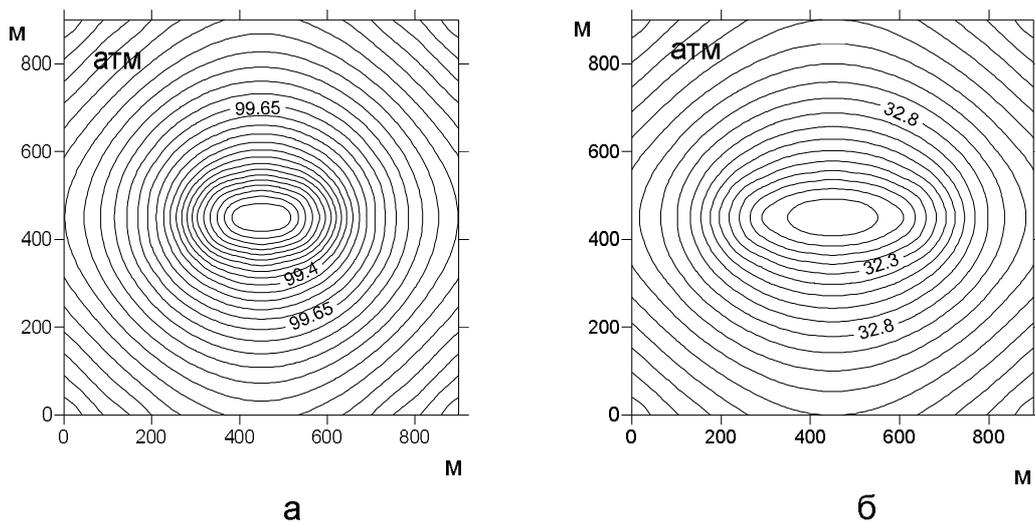


Рисунок 1 – а, б Розподілення встановленого тиску в околиці нафтовидобувних свердловини, при заданих вище параметрах фільтрації та потужності свердловин, при їх розташуванні по горизонталі в кількості: а) 3; б) 5.

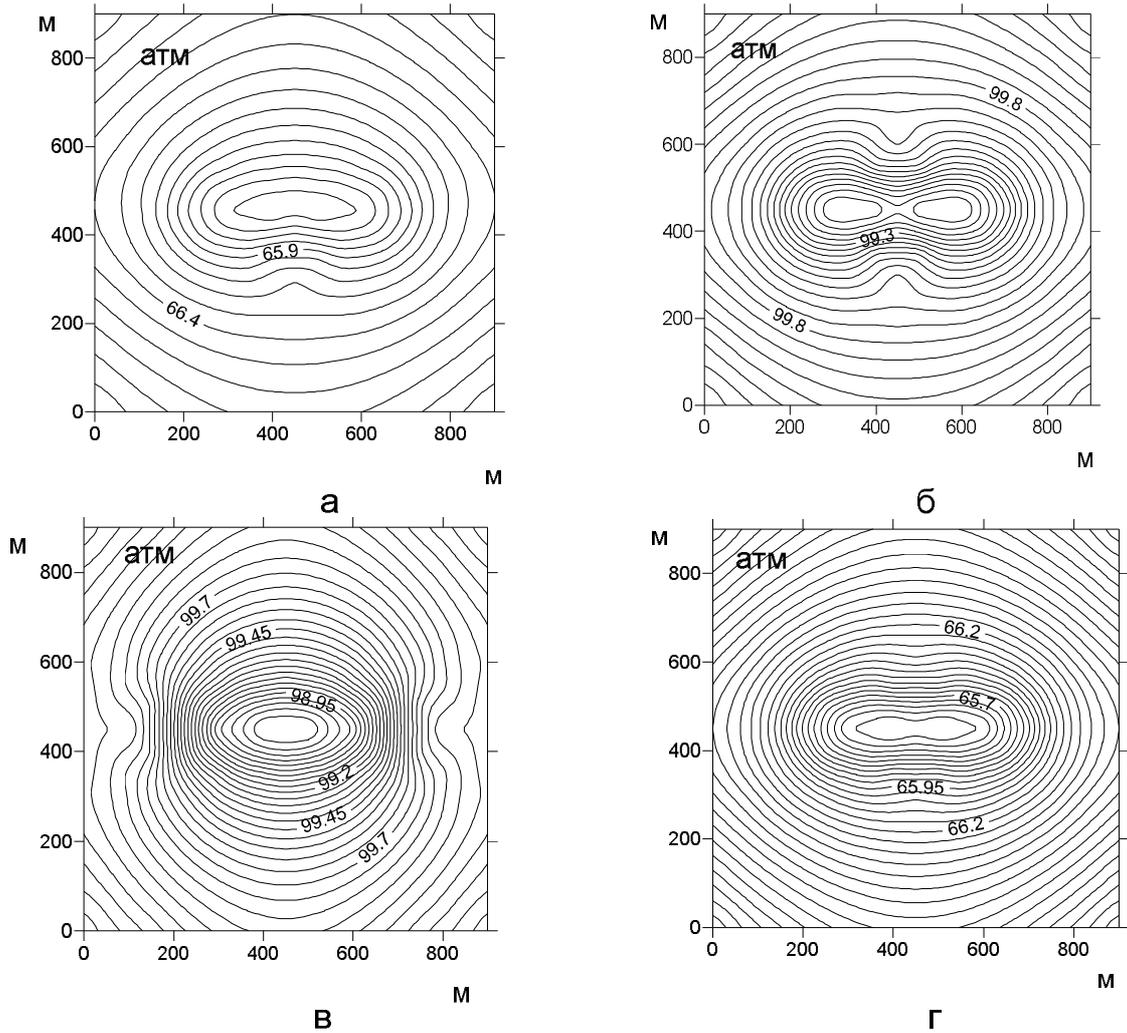


Рисунок 2 – а, б, в, г Розподілення тиску в околиці 5 горизонтально розташованих нафтовидобувних свердловин при попередніх умовах та розміщенні нагнітальних свердловин: а) одна біля середини ряду видобувних; б) дві по різні боки від середини ряду; в) дві на торцях ряду; г) дві по різні боки від середини ряду з двічі зменшеною нагнітальною потужністю.

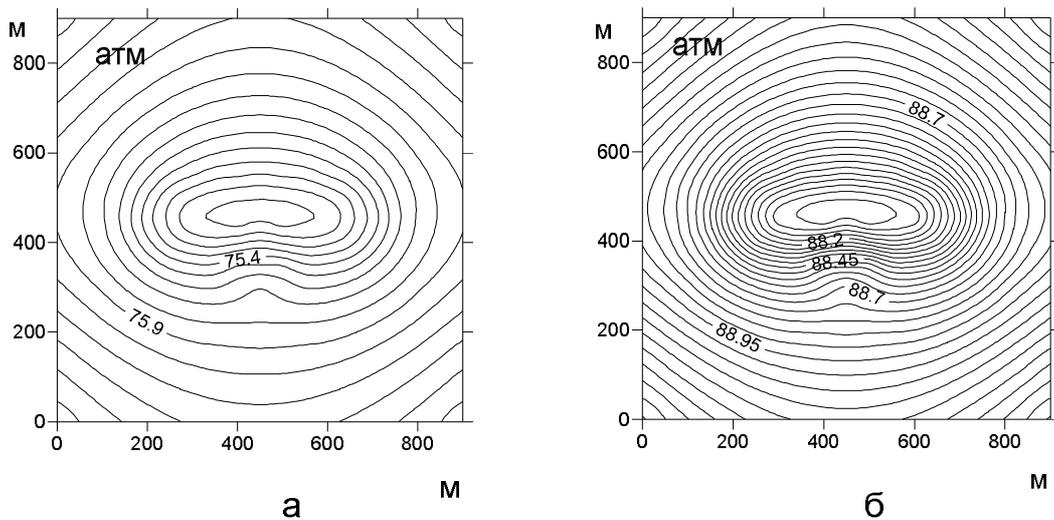


Рисунок 3. а, б Розподілення встановленого тиску в околиці 5 горизонтально розташованих нафтовидобувних свердловини при попередніх умовах й розташуванні нагнітальної біля середини ряду видобувних та: а) зменшенні у 10 разів коефіцієнта проникності пласта; б) збільшенні у 10 разів коефіцієнта в'язкості пласта.

Розроблений скінчено-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності у деформованих нафтоносних пластах дозволяє адекватно на кількісному рівні описувати динаміку зниження пластового тиску в околиці системи видобувних свердловин та виявляти основні фактори його підтримки в реальних умовах експлуатації. Результати моделювання показують, що процес виснаження та відповідної підтримки розглянутої ділянки нафтовидобувного пласта головним чином залежить від сумарної потужності видобувних свердловини та інтегрального надходження нафтової фази або через нагнітальні свердловини, або через границі розглянутої ділянки пласта. При цьому процес підтримання рівня видобутку всередині розглянутої ділянки не суттєво залежить від геометрії розташування та потужності окремих нагнітальних свердловин. Також результати моделювання показують, що зменшення проникності та збільшення в'язкості всередині розглянутої ділянки видобувного пласта призводять до деякого сповільнення процесу його виснаження.

Література

1. Азиз Х. *Математическое моделирование пластовых систем.* – М.: Ин-т компьют. исслед., 2004. – 416 с.
2. Басниев К С. *Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов.* – М.: Ин-т компьют. исслед., 2003. – 479 с.
3. Кошляк В. А. *Гранитоидные коллекторы нефти и газа.* - Уфа: Изд-во "Тау", 2002. 256 с.
4. Лубков М В. *Моделювання продуктивного тиску в неоднорідних нафтоносних пластах.* - *Геоінформатика.* 2017. Т. 63, N 3. С. 23 – 29.
5. Мищенко И. Т. *Скважинная добыча нефти.* - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. 448 с.
6. Chen Z., Huan G., Ma Y. *Computational methods for multiphase flows in porous media.* - Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006. 521p.