

МОДЕЛЮВАННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ У РОДОВИЩАХ ГЕОСОЛІТОНОВОГО ТИПУ

М. Lubkov¹, <https://orcid.org/0009-0009-2440-9824>

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

MODELING OF OIL PRODUCTION IN THE DEPOSITS OF GEOSOLITON TYPE

Мета. Дослідити оптимальне розміщення видобувних нафтоносних свердловин в гілках родовища геосолітонового типу.

Метод досліджень. Чисельне моделювання розподілу тиску навколо видобувних свердловин в неоднорідних ізотропних нафтоносних гілках (пластах) геосолітону здійснюється за допомогою комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу.

Результати. Встановлено закономірності розподілу тиску в гілках геосолітону при різних фільтраційних параметрах та різних розташуваннях свердловин. Показано, що, коефіцієнти інфільтрації нафти менші за 0,001 м швидко призводять до виснаження пластів. Розташування видобувних свердловин відносно довжини пластів геосолітону при інших задовільних умовах видобутку практично не впливає на інтенсивність нафтовіддачі. Встановлено, домінуючий вплив проникності нафтової фази в пластах геосолітону на інтенсивність фільтрації й відповідно нафтовіддачу в пластах, при цьому коефіцієнт проникності менший за 0,02 Д призводить до швидкого виснаження пластів геосолітону.

Наукова новизна. Вперше на основі чисельного моделювання за допомогою комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу було встановлено закономірності розподілу тиску в гілках геосолітону при різних фільтраційних параметрах та різних розташуваннях свердловин. Показано, що коефіцієнти інфільтрації нафти менші за 0,001 м швидко призводять до виснаження пластів. Розташування видобувних свердловин відносно довжини пластів геосолітону при інших задовільних умовах видобутку практично не впливає на інтенсивність нафтовіддачі.

Практична значимість. Встановлено, домінуючий вплив проникності нафтової фази в пластах геосолітону на інтенсивність фільтрації й відповідно нафтовіддачу в пластах, при цьому коефіцієнт проникності менший за 0,02 Д призводить до швидкого виснаження пластів геосолітону.

Ключові слова: комп'ютерне моделювання, комбінований скінчено-елементно-різницевий метод, поклад геосолітонового типу, збільшення нафтовіддачі пластів.

Вступ. В наш час актуальними залишаються проблеми збільшення нафтовіддачі пластів та ефективної підтримки стабільного рівня видобутку нафти. Це стосується й різних геолого-геофізичних моделей нафто-газових родовищ. При створенні, переносі та накопиченні вуглеводневої сировини важливим є механізм вертикальної міграції сировини. Серед моделей та гіпотез, які опису-

ють механізми вертикальної міграції вуглеводнів, достатньо відомою є геосолітонова модель вуглеводнів [1–3]. Геосолітонова модель відповідає багатьом геологічними та геофізичним й геохімічним ідеям та концепціям. Вона є синтезом біогенних та абіогенних гіпотез утворення вуглеводнів. Органічні та неорганічні сполуки поступають з глибинних шарів Землі у складі гарячих високонапірних флюїдів по розломним проникним каналам-трубам до близьковерхніх шарів земної кори. Одночасно під дією гарячих флюїдів відбувається хімічне перетворення органічної речовини осадових відкладів, яке також входить в системний процес утворення і накопичення вуглеводневої сировини [4]. На основі механізмів геосолітонової дегазації побудовані моделі різних типів нафто-газових родовищ (антиклінальних, клиноподібних, пластових та інших) [1, 4–7]. Центральний вертикальний глибинний розлом, який умовно можна назвати геосолітоновою трубою, є основним елементом енергомасопереносу. Геосолітонова труба формує ефективну геоструктуру для нагнітання нафтогазової компоненти в її осьову частину. Аномально високий тиск накопичених газів у центральній осьовій частині геоструктури призводить до їх проникнення в пласти, які пронизує геосолітонова труба, де формується система покладів, що складається з газової шапки, нафтових гілок (оторочок) та витоків на периферію пластової води. У системі капілярів пористої геосолітонової труби, яка пронизує по вертикалі всю осадову товщу порід, відбувається фізико-хімічне перетворення органічної речовини і міграція утворених вуглеводнів знизу вгору к відповідним колекторним пластам геосолітону. Цей процес призводить до формування та фактично неперервного поповнення системи геосолітонового нафто-газового покладу (рис. 1).

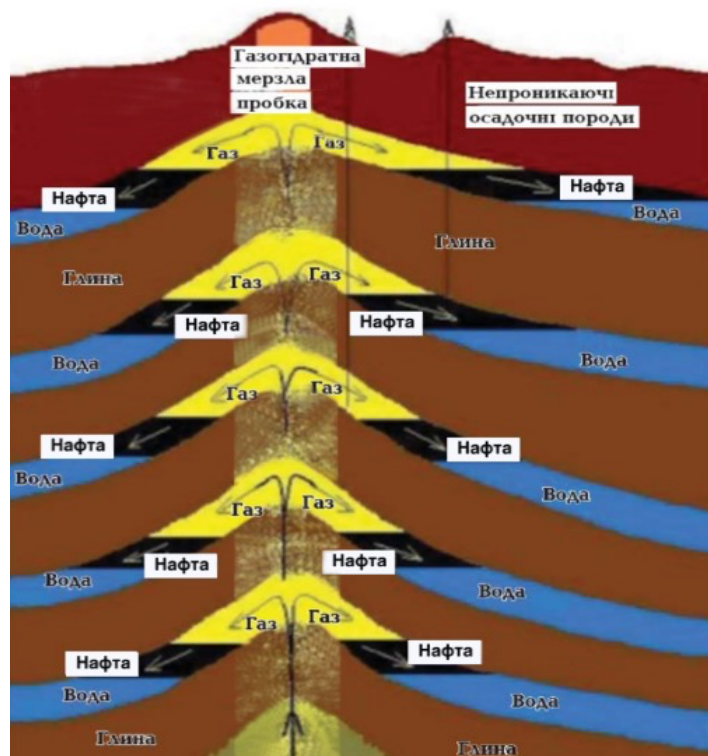


Рис. 1. Структура типового прирозломного геосолітонового покладу нафти і газу [1]

Для практичного ефективного використання покладів геосолітонового типу, необхідно розуміти повну картину фільтрації нафтової фази у суміжних колекторних пластах (оторочках) та вплив різних фільтраційних чинників на загальний процес видобутку. В цій ситуації затребуваними є методи комп'ютерного моделювання колекторних нафтоносних покладів геосолітонового типу, тому що вони дозволяють отримати уявлення про інтенсивність фільтраційних процесів нафти навколо усієї розглянутої видобувної системи. З іншого боку, вони дозволяють враховувати невизначеності у фільтраційному процесі, що виникають внаслідок недостатньої інформації про особливості та проникні властивості пласта за межами дії свердловин. Усі ці знання можуть бути отримані порівняно дешевим способом і використані для ефективного аналізу, контролю та керуванню нафтовидобувним процесом. В наш час існує багато методів комп'ютерного моделювання, що дозволяють розв'язувати різні практичні задачі [8-10]. З іншого боку в наш час залишається ряд проблем, які пов'язані з точністю та адекватністю моделювання фільтраційних процесів у складних неоднорідних нафтоносних пластах в умовах реальної експлуатації нафтоносних родовищ. Запропонований в даній роботі комбінований скінчено-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності, з урахуванням неоднорідного розподілу різних фільтраційних параметрів всередині колекторних пластів геосолітону та на його межах, дозволяє адекватно розрахувати розподіл пластового тиску в реальних умовах експлуатації нафтоносних покладів геосолітонового типу.

Постановка і метод розв'язання задачі. У подальшому будемо розглядати продуктивні нафтоносні пласти, в яких вміст газу є незначним у порівнянні з нафтою. Припускаючи, що середні потужності системи нафтоносних пластів геосолітону значно менше горизонтальних розмірів розглянутої області, скористаємось двовимірною ізотропною нестационарною моделлю п'єзопровідності [11]. В даному випадку, загальна постановка задачі п'єзопровідності, з урахуванням умови проникності на межах пластів геосолітону, в декартовій системі координат (x, y) , що зв'язана з розглянутим геосолітоновим родовищем, має вид [11]:

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

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

$$K \text{ grad} P = \alpha (P - P_m). \quad (3)$$

Тут (1) – рівняння п'єзопровідності; (2) – початкова умова; (3) – гранична умова інфільтрації нафтової фази на межах пластів геосолітону; $P(x, y, t)$ – тиск (Па), як функція координат і часу; $\chi = \frac{k}{\eta(m\beta_1 + \beta_2)}$ – коефіцієнт п'єзопровідності нафтоносного пласта ($\text{м}^2/\text{с}$); k – проникність нафтової фази (Д) (Дарсі, $1 \text{ Д} = 10^{-12} \text{ м}^2$); η – динамічна в'язкість нафти ($\text{Па} \cdot \text{с}$); m – пористість нафтоносного пласта; β_1 – коефіцієнт стискання нафти (Па^{-1}); β_2 – коефіцієнт стискання скелету порід нафтоносного пласта; γ – параметр потужності видобутку нафти в свердловині (м^3 нафти на добу); P_0 – початковий тиск у пласті (Па); α – коефіцієнт інфіль-

трації нафтової фази на межах пластів геосолітону (м); P_m – тиск на межах пластів геосолітону (Па).

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

$$\delta I(P) \quad (4)$$

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

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

S – площа перерізу області (m^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 [11]. 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 скінченого елемента визначаються функції апроксимації φ_i на основі квадратичних поліномів і проводиться чисельне інтегрування, використовується нормалізована система координат (ξ, η) [11]. В цій системі, координати, тиск, початковий тиск пласта, тиск на границях області, коефіцієнти інфільтрації нафти на межах геосолітону, а також похідні від тиску по координатам апроксимуються наступним чином:

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

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 (ξ, 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 складемо систему диференціальних рівнянь для n -го вузла p -го скінченого елемента у виді:

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

$$H_{ij}^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \frac{k^p}{\chi^p} \varphi_i \varphi_j |J| d\xi d\eta; A_{ij}^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 k^p (\Psi_i \Psi_j + \Phi_i \Phi_j) |J| d\xi d\eta; Q_{ij}^p = \int_L \alpha \varphi_i \varphi_j dl; \gamma_i^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \gamma^p \varphi_i |J| d\xi d\eta.$$

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:

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

Проводячи 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 у попередній момент часу t . Розв'язання глобальної системи лінійних алгебраїчних рівнянь здійснюється на основі чисельного методу Гауса без вибору головного елемента [11]. В результаті розв'язання, тиск визначається в усіх вузлових точках скінчено-елементної сітки. По знайденим вузловим значенням тиск визначається у довільній точці нафтоносного пласта геосолітону у певний момент часу. Використання квадратичної апроксимації та неявної різницевої схеми призводить до збільшення точності та стійкості чисельного розв'язку задачі.

Моделювання процесів фільтрації у нафтоносних пластах геосолітону.

При моделюванні умовно розглянемо симетричну половину фрагменту поперечного розрізу геосолітонового покладу розміром $90 \times 90 \text{ м}^2$, що складається з центральної труби геосолітону (на малюнках співпадає з віссю абсцис) та п'яти прилеглих до неї з правої сторони нафтоносних пластів. При цьому будемо вважати, що товщини нафтоносних пластів та непроникних пропластків між ними складають по 10 м кожний. Довжини пластів половини фрагменту складають 80 м. Також будемо вважати, що всередині кожного пласта розташована видобувна свердловина з потужністю 40 м^3 нафти на добу (на малюнках місця розташування свердловин співпадають з центрами симетрії відповідних ізобар). Оберемо деякі характерні середні параметри нафтоносних пластів [11]: $k = 0,1 \text{ Д}$ (Дарсі, $1 \text{ Д} = 10^{-12} \text{ м}^2$); $m = 0,2$; $\eta = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$; $\beta_1 = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$; $\beta_2 = 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. В цьому випадку коефіцієнт п'єзопровідності у пластах геосолітону дорівнює $\chi = 0,33 \text{ м}^2/\text{с}$. При моделюванні розподілу тисків у розглянутих пластових гілках геосолітону припустимо, що початковий тиск у пласті дорівнює 20 МПа.

На рис. 2 а, б, в, г – представлено розподілення тиску в нафтоносних гілках геосолітону при заданих вище параметрах та коефіцієнтах інфільтрації нафти на зовнішніх межах пластів розглянутого фрагменту геосолітону – 0,001 м через 3, 6, 9, 10 діб після початку дії свердловин.

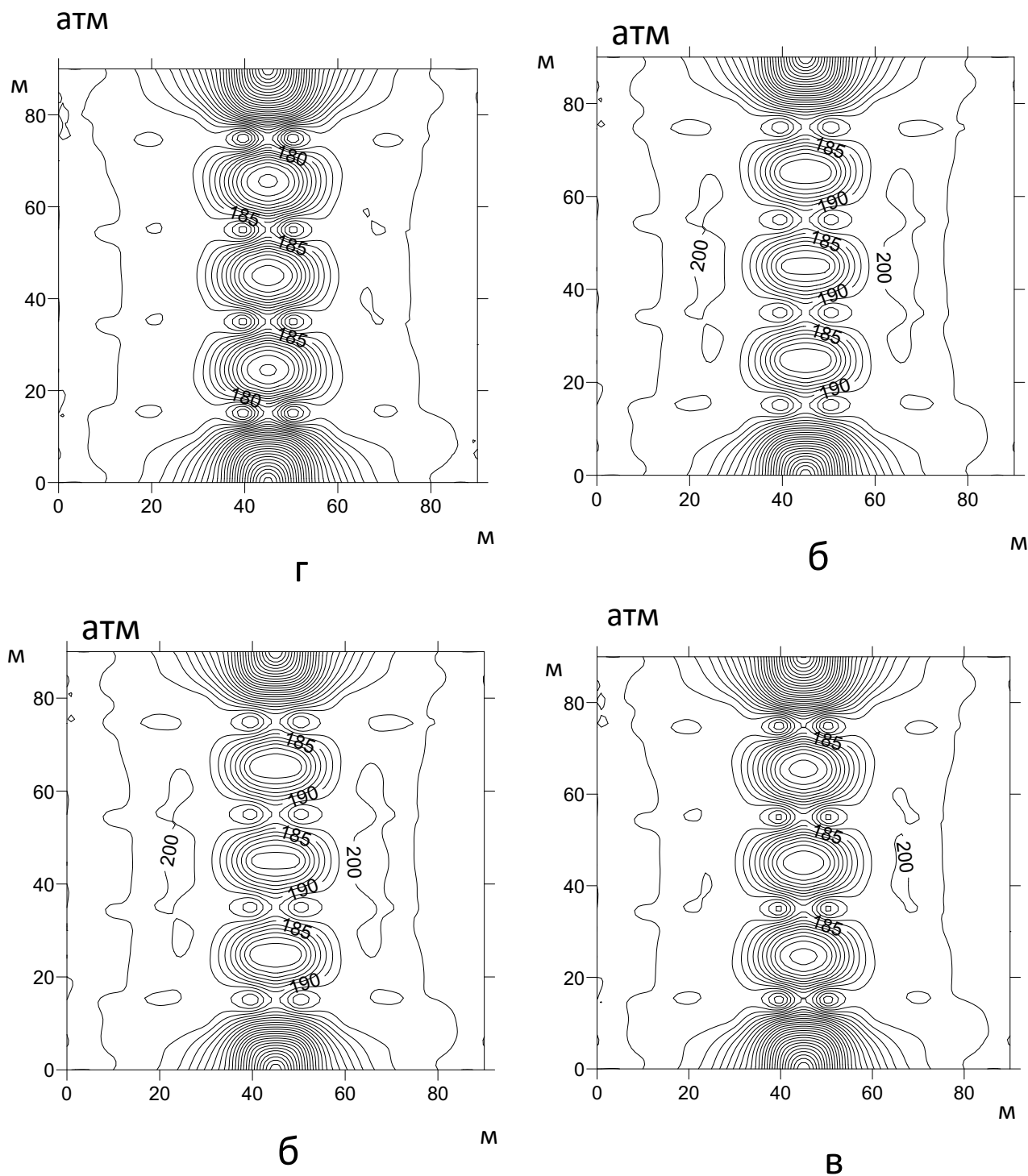


Рис. 2. Розподілення тиску в нафтоносних пластах геосолітону при заданих вище параметрах та коефіцієнтах інфільтрації нафти на зовнішніх межах геосолітону 0,001 м через: а) 3, б) 6, в) 9, г) 10 діб після початку дії свердловин

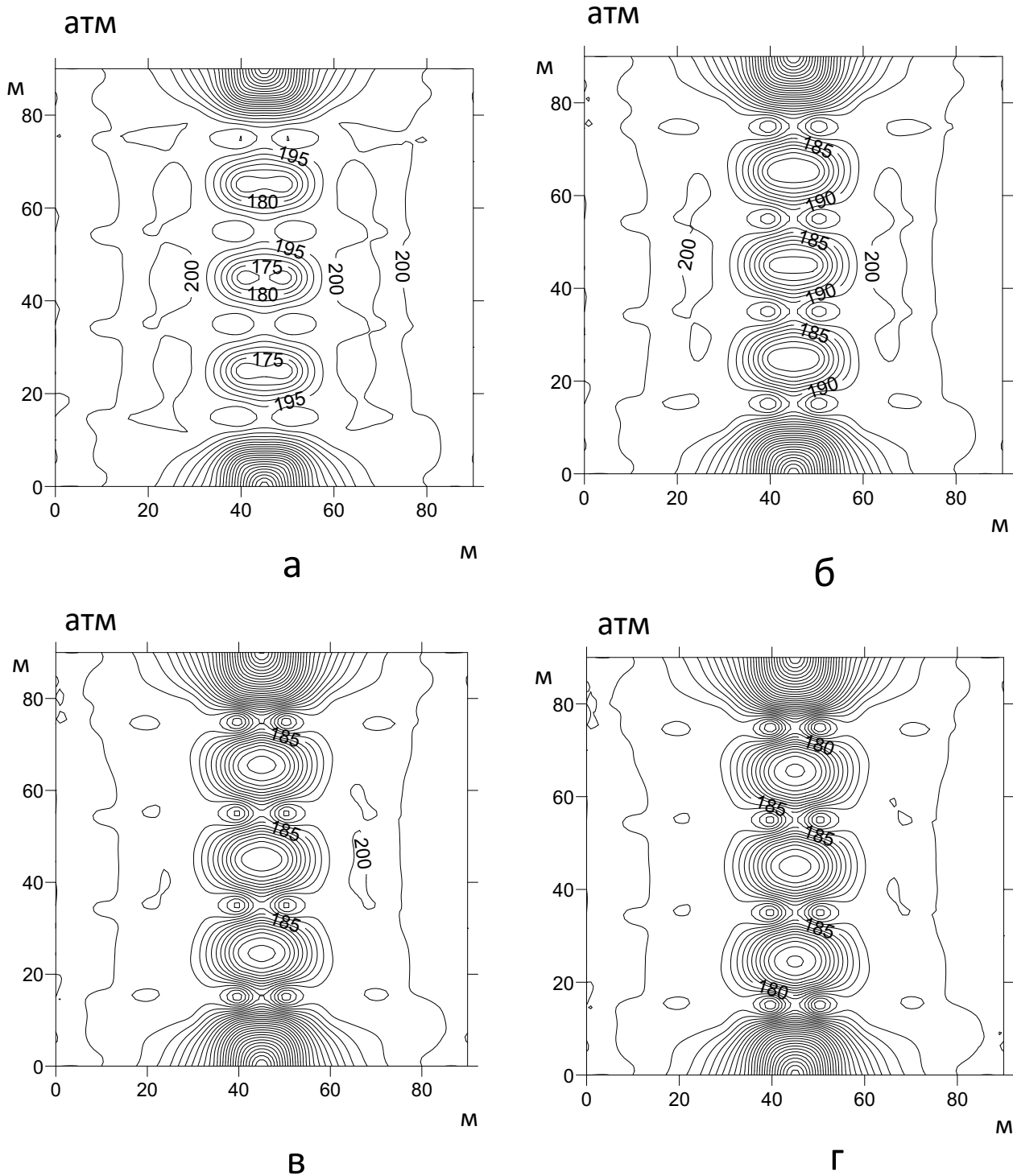


Рис. 3. Розподілення тиску в нафтоносних пластах геосолітону при заданих вище параметрах та коефіцієнтах інфільтрації нафти на зовнішніх межах геосолітону 0,01 м через: а) 3, б) 6, в) 9, г) 10 діб після початку дії

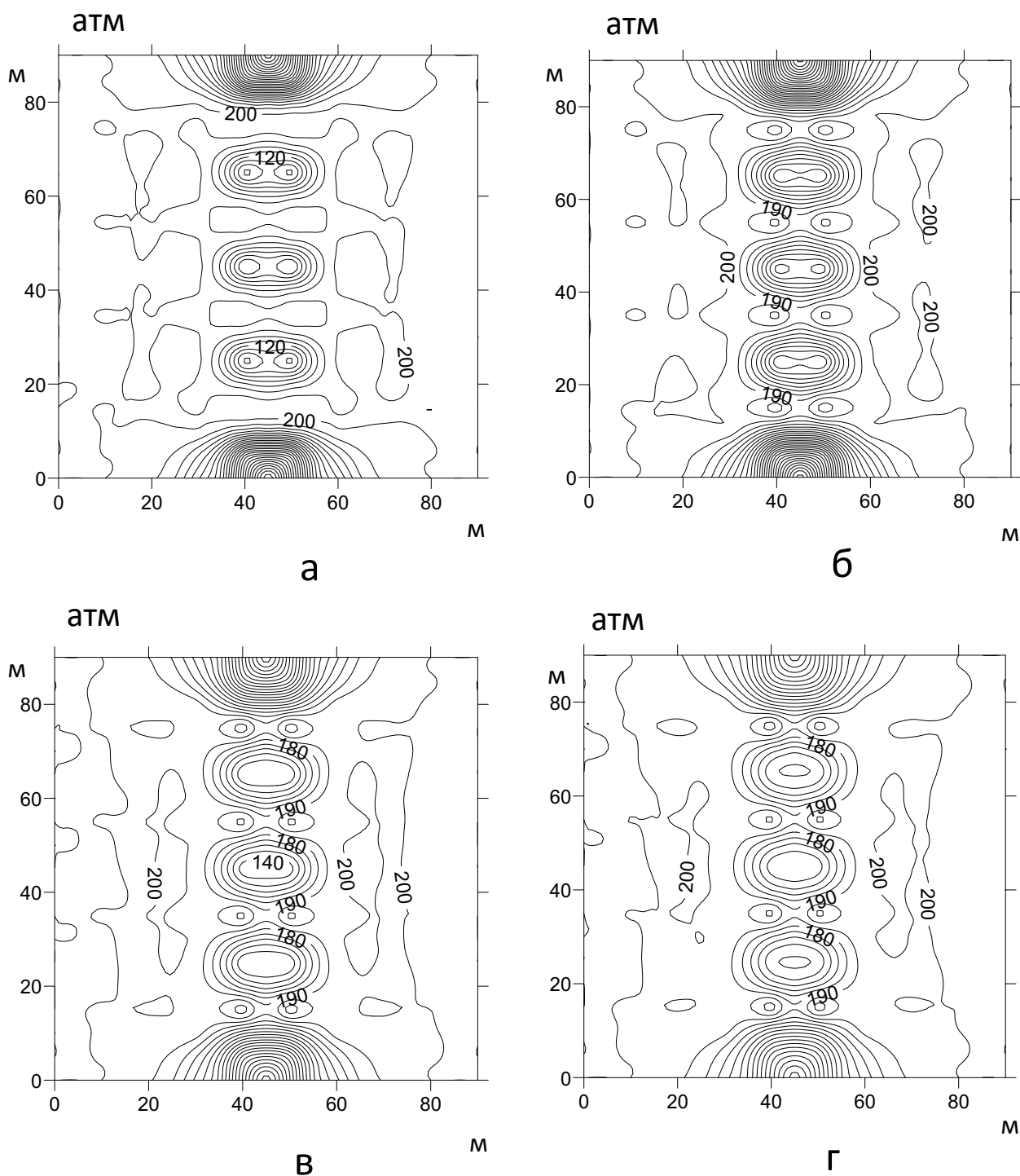


Рис. 4. Розподілення встановленого тиску в нафтоносних пластах геосолітону при коефіцієнтах інфільтрації нафти на зовнішніх межах геосолітону 0,01 м та коефіцієнтах проникності: а) 0,02Д, б) 0,04Д, в) 0,06Д, г) 0,08Д відповідно

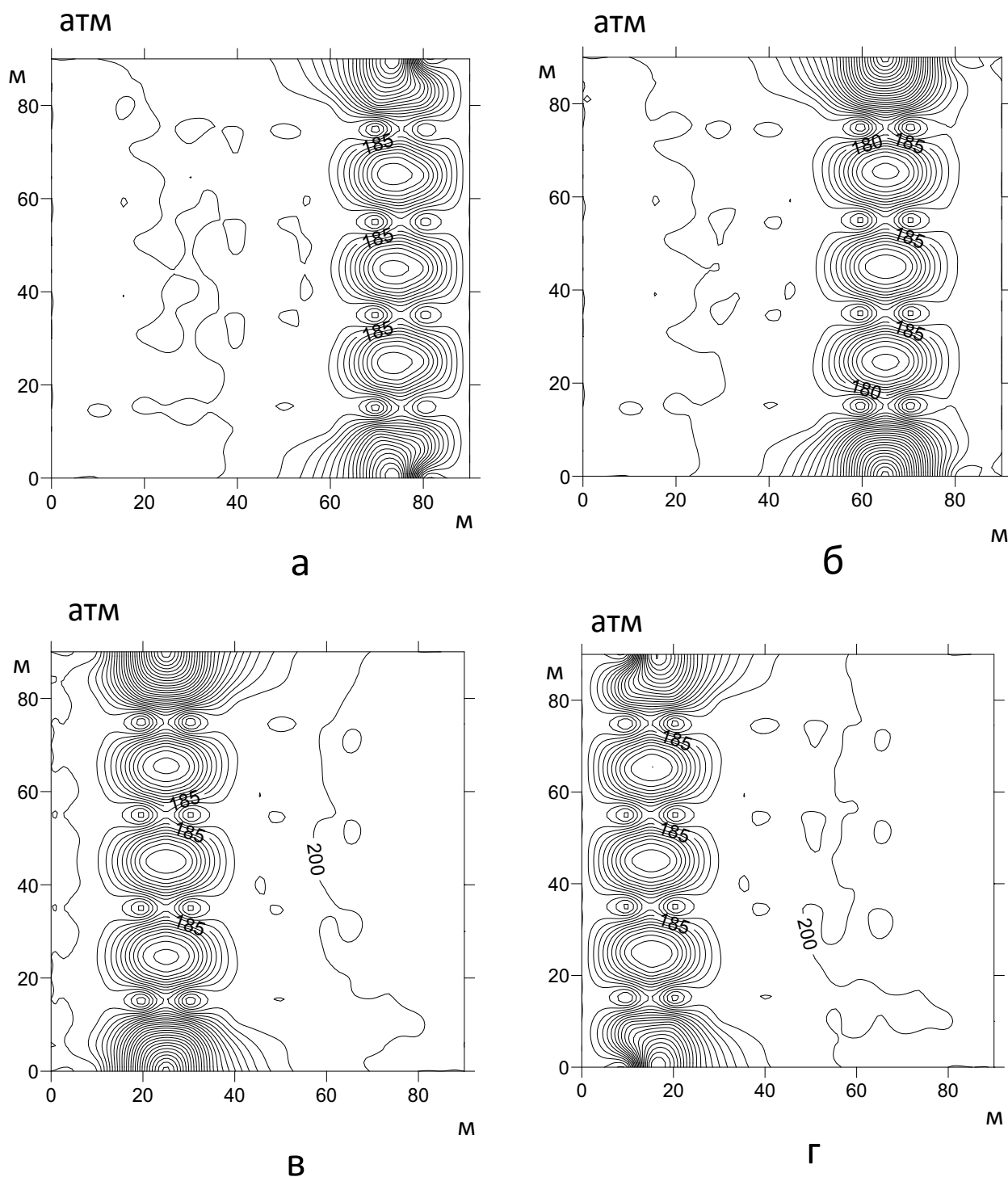


Рис. 5. Розподілення встановленого тиску в нафтоносних пластах геосолітону при коефіцієнтах інфільтрації нафти на зовнішніх межах геосолітону 0,01 м, коефіцієнті проникності 0,1Д в пластах, при різних розташуваннях видобувних свердловин в пластах геосолітону

Як можна бачити, завдяки інфільтрації нафти на межах геосолітону, розподіли тиску в зовнішніх пластах відрізняються від розподілу тиску у внутрішніх пластах.

На рис. 3 а, б, в, г – представлено розподілення тиску при тих же умовах, що в попередньому випадку, але при коефіцієнтах інфільтрації нафти на зовнішніх межах пластів фрагменту геосолітону – 0,01 м. Тут можна побачити збільшення тиску в пластах геосолітону на початковому етапі видобутку, але пізніше розподіл тиску наближається до встановленого розподілу тиску, що і в попередньому випадку. На рис. 4 а, б, в, г – представлено розподілення встановленого тиску в нафтоносних гілках геосолітону при коефіцієнтах інфільтрації нафти на зовнішніх межах пластів фрагменту геосолітону – 0,01 м та коефіцієнтах проникності всередині пластів: 0,02Д, 0,04Д, 0,06Д, 0,08Д відповідно. Ми бачимо, що величина проникності нафтової фази суттєво впливає на розподіл тиску навколо видобувних свердловин у пластах геосолітону. На рис. 5 а, б, в, г – представлено розподілення встановленого тиску в нафтоносних пластових гілках геосолітону при коефіцієнтах інфільтрації нафти на зовнішніх межах пластів геосолітону – 0,01 м та коефіцієнтах проникності 0,1Д всередині пластів при різних розташуваннях видобувних свердловин відносно довжини пластів геосолітону. Ми бачимо, що процес виснаження у внутрішніх гілках геосолітону при однаковому видобувному навантаженні відбувається рівномірно незалежно від місць розташування свердловин всередині пластів. При цьому він взагалі залежить від геометрії нафтоносних покладів геосолітону, фільтраційних властивостей пластів та коефіцієнтів інфільтрації нафти на зовнішніх межах геосолітону. На рис. 2 можна виявити час встановлення фільтраційного процесу в пластових гілках геосолітону при заданій потужності видобувних свердловин 40 м³ нафти на добу та коефіцієнтах інфільтрації нафти на межах геосолітону – 0,001 м. Ми бачимо, що процес встановлення тиску відбувається приблизно через 10 діб після початку дії свердловин. Аналіз рис. 3 показує, що на початковому етапі видобутку, збільшення коефіцієнтів інфільтрації нафти на зовнішніх межах геосолітону помітно впливає на фільтраційний процес, однак по мірі встановлення тиску цей вплив зменшується. В той же час розрахунки показують, що коефіцієнти інфільтрації нафти на зовнішніх межах геосолітону менші за 0,001 м швидко призводять до виснаження його пластів. Аналіз рис. 4 підтверджує домінуючий вплив проникності нафтової фази в пластових гілках геосолітону на інтенсивність фільтрації й відповідно нафтовіддачу. Розрахунки показують, що коефіцієнт проникності менший за 0,02 Д призводить до швидкого виснаження пластів геосолітону. Аналіз рис. 5 показує, що розташування видобувних свердловин відносно довжини пластових гілок розглянутого напівфрагменту геосолітону при інших задовільних умовах видобутку практично не впливає на інтенсивність нафтовіддачі. В той же час, очевидно, оптимальне розміщення видобувних свердловин набуває значення при обмежених коефіцієнтах проникності нафти всередині пластових гілок геосолітону та знижених коефіцієнтах інфільтрації нафти на його зовнішніх межах. Очевидно найкращі умови нафтовіддачі й відповідно видобутку нафти у гілках геосолітону в кожному практичному випадку досягаються внаслідок оптимального підбору усіх впливових параметрів фільтрації. Отже ці параметри можуть бути оцінені за допомогою представленого методу.

Висновки. Розроблений скінчено-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної задачі п'єзопровідності у деформованих нафтоносних пластах дозволяє адекватно на кількісному рівні описувати розподілення пластового тиску в пластових гілках геосолітонового покладу в реальних умовах експлуатації.

Результати моделювання показують, що процес виснаження у нафтоносних пластових гілках геосолітону при однаковому навантаженні має подібний характер незалежно від місць розташування свердловин у пластах. Проте цей процес взагалі залежить від геометричної структури геосолітону, фільтраційних властивостей нафтоносних пластів та коефіцієнтів інфільтрації нафтової фази на зовнішніх межах геосолітону. Процес встановлення тиску в системі нафтовидобувних пластів геосолітонового покладу при заданому видобувному навантаженні потребує значного проміжку часу, він становить приблизно 10 діб. Показано, що на початковому етапі видобутку, збільшення інфільтрації нафти на зовнішніх межах геосолітону помітно впливає на фільтраційний процес, однак по мірі встановлення тиску в системі геосолітону цей вплив зменшується. В той же час розрахунки показують, що обмежені коефіцієнти інфільтрації нафти менші за 0,001 м швидко призводять до виснаження нафтоносних пластів геосолітонового покладу.

Аналіз результатів підтверджує домінуючий вплив проникності нафтової фази всередині пластів геосолітону на інтенсивність фільтраційного процесу в ньому й відповідно нафтовіддачу пластів. При цьому коефіцієнт проникності пластів геосолітону менший за 0,02 Д призводить до їх швидкого виснаження. Способи розміщення видобувних свердловин однакової потужності відносно довжини нафтоносних пластових гілок геосолітону при інших задовільних умовах фільтрації практично не впливають на інтенсивність нафтовіддачі.

В той же час, при обмежених коефіцієнтах проникності нафтової фази всередині пластових гілок геосолітону та знижених коефіцієнтах інфільтрації нафти на його зовнішніх межах необхідні додаткові дослідження щодо оптимального розміщення видобувних свердловин уздовж пластових гілок геосолітону. Очевидно найкращі умови збільшення нафтовіддачі та видобутку нафти в системі геосолітонового покладу у кожному практичному випадку досягаються внаслідок оптимального підбору усіх впливових факторів фільтрації всередині геосолітону. З іншого боку ці фактори можуть бути ефективно оцінені за допомогою моделювання на основі представленого методу.

Перелік посилань

1. Megerja, V. M., Filatov, V. G., & Starostenko, V. I. (2012). Possibilities and perspectives for the application of non-seismic methods for the search for hydrocarbon accumulations and the geosoliton concept of their formation. *Geofiz. zhurn.*, 34(3), 4–21.
2. Starostenko, V. I., Rusakov, O. M., & Pashkevich, I. K. (2015). *Tectonics and hydrocarbon potential of the crystalline basement of the Dnieper-Donetsk Depression*. Galaktika.
3. Лубков, М. В. (2017). Тектоніка геосолітонових родовищ нафти і газу. *Геоінформатика*, 61(1), 26–32.
4. Lukin, A. E., & Pikovskic, Ju. M. (2004). About the role of deep and superdeep fluids in oil formation. *Geol. zhurn.*, 2, 21–33.
5. Esmaeilpour, M., Ghanbarian, B., & Liang, F. (2021) Scale-dependent permeability and formation factor in porous media: Applications of percolation theory. *Fuel*, 301, 121090. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121090>
6. Chung, T., Da Wang, Y., & Armstrong, R. T. (2021). Minimising the impact of sub-resolution features on fluid flow simulation in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 207, 109055. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109055>
7. Kmec, J., Fürst, T., & Vodák, R. (2021). A two dimensional semi-continuum model to explain wetting front instability in porous media. *Scientific reports*. 11(1), 1–13. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-82317-x>

8. Chen, Z., Huan, G., & Ma, Y. (2006). *Computational methods for multiphase flows in porous media*. Society for Industrial and Applied Mathematics.
9. Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001). *Basic applied reservoir simulation*. Richardson.
10. Kor, K., Ertekin, S., & Yamanlar, S. (2021). Penetration rate prediction in heterogeneous formations: A geomechanical approach through machine learning. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 207, 109138. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109138>
11. Lubkov, M. V., & Zacharchuk, O. O. (2019). Modeling of oil filtration processes near production well. *Paper presented at the 18th International Conference "Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects", Geoinformatics. Kuyv.* <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902015>

ABSTRACT

Purpose. Investigation of the optimal placement of oil-producing wells in the branches of the geosoliton-type deposit.

The method of investigation. The numerical modeling of the pressure distribution around production wells in heterogeneous isotropic oil-bearing branches (layers) of the geosoliton is carried out using the combined finite-element-difference method.

Results. We have obtained the regularities of pressure distribution in the branches of the geosoliton at different filtration parameters and different locations of the wells. We have shown that oil infiltration coefficients less than 0.001 m quickly lead to depletion of the layers. The location of the production wells relatively the length of the geosoliton layers under other satisfactory production conditions practically does not affect to the intensity of oil recovery. We have established the dominant influence of the permeability of the oil phase in the geosoliton layers on the filtration intensity and, accordingly, oil recovery in the layers, while a permeability coefficient of less than 0.02 D leads to rapid depletion of the geosoliton layers.

The originality. For the first time, on the base of numerical modeling using a combined finite element-difference method, pressure distributions in the branches of the geosoliton were established at different filtration parameters and different well locations. We have shown that oil infiltration coefficients less than 0.001 m quickly lead to depletion of the layers. The location of the production wells relatively the length of the geosoliton layers at the other satisfactory production conditions has practically no effect on the intensity of oil recovery.

Practical implementation. The obtained results have showed that the permeability of the oil phase in geosoliton layers has a dominant effect on the filtration intensity and, accordingly, on oil recovery of the layers, while a permeability coefficient less than 0.02 D leads to rapid depletion of the geosoliton layers.

Keywords: computer modeling, combined finite-element-difference method, deposit of geosoliton type, oil recovery increasing.

дата першого надходження статті до видання	10.04.2026
дата прийняття до друку статті після рецензування	21.05.2026
дата публікації (оприлюднення)	30.06.2026