

МОДЕЛЮВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗТАШУВАННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН У СЛАБОПРОНИКНИХ АНІЗОТРОПНИХ ГАЗОНОСНИХ ПЛАСТАХ

М. В. Лубков, К. О. Мосійчук

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»; Першотравневий проспект, 24, м. Полтава, Україна, 36011;
e-mail: mikhail.lubkov@ukr.net, karoleana2004@gmail.com*

З метою підвищення газовидобування в анізотропних слабопроникних важкодоступних пластах на основі комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу для нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності Лейбензона проведено чисельне моделювання розподілу падіння пластового тиску навколо горизонтальної видобувної свердловини в анізотропному слабопроникному газонасному пласті. Встановлено, що ефективність газовіддачі навколо горизонтальної видобувної свердловини й відповідно її продуктивність суттєво залежить від розташування свердловини у слабопроникному анізотропному газонасному пласті. Виходячи з отриманої інформації, для ефективного використання анізотропних слабопроникних газонасних пластів необхідно розміщувати горизонтальні видобувні свердловини в областях з відносно низькою зсувною анізотропією проникності пласта.

По можливості штучно збільшувати параметри проникності навколо видобувної свердловини та інфільтрації газу на межах розглянутої ділянки пласта, це буде сприяти збільшенню газовіддачі та продовженню продуктивності свердловини при експлуатації пласта. При розташуванні горизонтальних свердловин у анізотропних газонасних пластах найбільш ефективним є таке розміщення яке б забезпечувало рівномірне надходження газової фази. Тобто з однієї сторони не відбувалось блокування газу з боку пониженої проникності, а з іншої сторони не відбувалось швидке виснаження пласта з боку підвищеної проникності та забезпечувався вільний підхід газу до свердловини з усіх можливих напрямків. Показано, що розташування горизонтальної свердловини в діагональному напрямку відносно головних осей анізотропії є універсальним стосовно різних напрямків надходження газу, тобто таке розміщення є продуктивним та ефективним.

Ключові слова: *комп'ютерне моделювання, газовіддача, газонасні анізотропні слабопроникні пласти, горизонтальні видобувні свердловини.*

1. Актуальність теми

В наш час важливими залишаються проблеми збільшення та ефективної підтримки стабільного рівня видобутку газу. Для цього на

практиці використовуються різні сучасні технології інтенсифікації фільтраційних процесів газової фази поблизу діючої видобувної свердловини [1, 4, 5, 7, 11]. Це можуть бути різні технології впливу на основні фільтраційні параметри такі, як проникність, пористість, в'язкість, а також технології різного доступу до важкодоступних продуктивних газоносних пластів. З іншого боку важливим фактором видобутку газу є врахування анізотропії пласта. Однак для ефективного використання газовидобувних технологій на практиці необхідно розуміти цілісну картину фільтрації газової фази поблизу видобувної горизонтальної свердловини в неоднорідних слабопроникних анізотропних пластах. В цій ситуації затребуваними є методи комп'ютерного моделювання неоднорідних анізотропних газоносних пластів, тому що вони дозволяють отримати уявлення про фільтраційні процеси навколо різного типу видобувних свердловин у відповідних практичних випадках. Вони також дозволяють оцінювати і враховувати невизначеності, 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 газовидобувним процесом у неоднорідних слабопроникних анізотропних пластах. На даний момент існує багато методів комп'ютерного моделювання, що дозволяють розв'язувати різні практичні задачі газовидобування [1, 3, 8, 9]: а) визначення процесів фільтрації газу при різних фізико-хімічних діях на пласт поблизу видобувної свердловини; б) загальний вибір системи розробки слабопроникного важкодоступного газоносного пласта та підтримання оптимальних об'ємів видобутку в таких пластах; в) визначення остаточних запасів і застійних зон у важкодоступних газоносних пластах; г) поступовий аналіз і зменшення ступеню ризиків розробки та забезпечення стратегії і тактики експлуатації системи діючих газовидобувних свердловин у виснажених та важкодоступних пластах.

З іншого боку в наш час залишається ряд проблем, які пов'язані з точністю та адекватністю моделювання складних неоднорідних анізотропних газоносних колекторських систем в умовах складного доступу до продуктивних пластів. Запропонований в даній роботі комбінований скінчено-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності Лейбензона, з урахуванням неоднорідного розподілу різних фільтраційних параметрів всередині анізотропного слабопроникного газоносного пласта і на його межах, дозволяє адекватно розрахувати розподіл пластового тиску в складних умовах доступу до продуктивних газоносних пластів, наприклад за допомогою горизонтального доступу, що має ряд переваг у порівнянні з існуючими методами.

2. Постановка і метод розв'язання задачі

В подальшому будемо розглядати продуктивні анізотропні газоносні пласти, в яких вміст нафтової фази є незначним у порівнянні з

газовою фазою. Припускаючи, що середня потужність газоносного пласта значно менше горизонтальних розмірів розглянутої області, достатньо скористатися двовимірною нестационарною анізотропною моделлю п'єзопровідності Лейбензона [2, 10]. В даному випадку, загальна постановка нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності Лейбензона, з урахуванням умови проникності газової фази на межах розглянутої області, в декартовій системі координат (x, y) має вид [6, 10]:

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

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

$$k_m \text{grad} P^2 = \alpha (P^2 - P_m^2). \quad (3)$$

Тут (1) – нестационарне анізотропне рівняння п'єзопровідності Лейбензона; (2) – початкова умова; (3) – гранична умова інфільтрації газової фази на межах розглянутої області; $P(x, y, t)$ – тиск, як функція координат і часу; $c = \eta m / P_0$ – коефіцієнт п'єзоопору Лейбензона; k_{xx} , k_{yy} , k_{xy} – анізотропні коефіцієнти проникності газової фази; η – динамічна в'язкість газу; m – пористість газоносного пласта; γ – параметр інтенсивності видобутку газу в свердловині; P_0 – початковий тиск газу в пласті; α – коефіцієнт інфільтрації газової фази на межах розглянутої області; P_m – тиск газу на межах розглянутої області; k_m – коефіцієнт проникності газової фази на межах розглянутої області.

Для розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності Лейбензона (1) – (3) застосовується варіаційний скінчено-елементний метод, що призводить до розв'язання варіаційного рівняння п'єзопровідності Лейбензона [6, 10]:

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

Тут $I(P)$ – функціонал задачі п'єзопровідності Лейбензона (1) – (3), який при заміні $\tilde{P} = P^2$ представляється у звичайному вигляді задачі п'єзопровідності [5]:

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

S – площа перерізу області, яка досліджується, L – контур, що охоплює площу S , dl – елемент контуру.

При розв'язанні варіаційного рівняння (4) застосовується восьми-вузловий ізопараметричний чотирикутний скінчений елемент [6, 10]. Як глобальна система координат, де відбувається об'єднання всіх 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 (ξ, η) [6, 10].

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

В цій системі, координати, тиск, початковий тиск пласта, тиск на межах пласта, коефіцієнти інфільтрації газу на межах пласта, а також похідні від тиску по координатам апроксимуються наступним чином:

$$\begin{aligned} x &= \sum_{i=1}^8 x_i \varphi_i; & y &= \sum_{i=1}^8 y_i \varphi_i; & \tilde{P} &= \sum_{i=1}^8 P_i \varphi_i; & \tilde{P}_0 &= \sum_{i=1}^8 P_{0i} \varphi_i; \\ \tilde{P}_m &= \sum_{i=1}^8 P_{mi} \varphi_i; & \alpha &= \sum_{i=1}^8 \alpha_i \varphi_i; & \frac{\partial \tilde{P}}{\partial x} &= \sum_{i=1}^8 P_i \Psi_i; & \frac{\partial \tilde{P}}{\partial y} &= \sum_{i=1}^8 P_i \Phi_i; \\ \Psi_i &= \frac{1}{|J|} \left(\frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial y}{\partial \xi} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial y}{\partial \eta} \right); & \Phi_i &= \frac{1}{|J|} \left(\frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial x}{\partial \eta} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial x}{\partial \xi} \right); \end{aligned} \tag{7}$$

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 скінченного елемента у виді:

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_p}{\partial P_n} &= \sum_{i=1}^8 \{ H_{ni}^p \frac{dP_i}{dt} + (A_{ni}^p + Q_{ni}^p) P_i - Q_{ni}^p P_0 \} - \gamma_n^p = 0; \tag{8} \\ H_{ij}^p &= \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 c^p \varphi_i \varphi_j |J| d\xi d\eta; & A_{ij}^p &= \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 (k_{xx}^p \Psi_i \Psi_j + k_{yy}^p \Phi_i \Phi_j + k_{xy}^p \Psi_i \Phi_j) |J| d\xi d\eta; \\ Q_{ij}^p &= \int_L \alpha \varphi_i \varphi_j dl; & \gamma_i^p &= \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \gamma^p \varphi_i |J| d\xi d\eta. \end{aligned}$$

Для розв'язання системи лінійних диференціальних рівнянь першого порядку (8) при початкових умовах з (7) використовується метод скінчених 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), отримуємо наступну систему лінійних алгебраїчних рівнянь:

$$\sum_{i=1}^8 \left\{ \left(\frac{1}{\Delta t} H_{ni}^p + A_{ni}^p + Q_{ni}^p \right) P_i(t + \Delta t) - \frac{1}{\Delta t} H_{ni}^p P_i(t) - Q_{ni}^p P_0^i \right\} - \gamma_n^p = 0 \quad (10)$$

$$(n = 1 - 8).$$

Робимо додавання рівнянь (10) по всім скінченим елементам та 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 [6, 10]. В результаті розв'язання, тиск визначається в усіх вузлових точках скінчено-елементної сітки. По знайденим вузловим значенням тиск визначається у довільній точці газоносного пласта досліджуваної області в заданий момент часу. Використання квадратичної апроксимації та неявної різницевої схеми призводять до збільшення точності та збіжності й стійкості чисельного розв'язку задачі [1, 6, 8].

3. Моделювання процесу фільтрації навколо горизонтальних свердловин у анізотропних слабопроникних газоносних пластах

Розглянемо процеси фільтрації анізотропного газоносного пласта навколо горизонтальних видобувних свердловин довжиною 300 м та потужністю 7440 м³ на добу при початковому пластовому тиску 10 МПа. Припустимо, що розміри розглянутої ділянки газоносного пласта 900×900 м², а горизонтальна свердловина розташована в його геометричному центрі. Виберемо деякі характерні середні параметри газоносного пласта [2]: $m = 0,15$; $\eta = 0,18 \cdot 10^{-4}$ Па·с. В цьому випадку коефіцієнт п'єзоопору Лейбензона дорівнює $c = 0,27 \cdot 10^{-12}$ с. При моделюванні будемо вважати межі розглянутого газоносного пласта слабопроникними. На рисунках представлено розподіли падіння тиску навколо горизонтальної газовидобувної свердловини при заданій потужності та різних коефіцієнтах інфільтрації на межах пласта й анізотропних параметрах проникності газової фази через деякі проміжки часу неперервної дії свердловини. На рис. 1 – представлено розподілення тиску через 250 діб навколо горизонтальної свердловини (напрявленої вздовж осі анізотропії X) при коефіцієнті інфільтрації газу $\alpha = 10^{-12}$ м та низь-

ких параметрах проникності газоносного пласта. На рис. 2 – розподілення тиску через 250 діб навколо горизонтальної свердловини (напрявленої вздовж діагоналі між осями анізотропії X та Y) при коефіцієнті інфільтрації газу $\alpha = 10^{-12}$ м та низьких параметрах проникності газоносного пласта. На рис. 3 – приведено розподілення тиску через 250 діб навколо горизонтальної свердловини (напрявленої вздовж діагоналі між осями анізотропії X та Y) при коефіцієнті інфільтрації газу $\alpha = 10^{-10}$ м та середніх параметрах проникності газоносного пласта. На рис. 4 – розподілення тиску навколо горизонтальної свердловини (напрявленої вздовж осі анізотропії X) при коефіцієнті інфільтрації газу $\alpha = 10^{-10}$ м та середніх параметрах проникності через 250 і 450 діб.

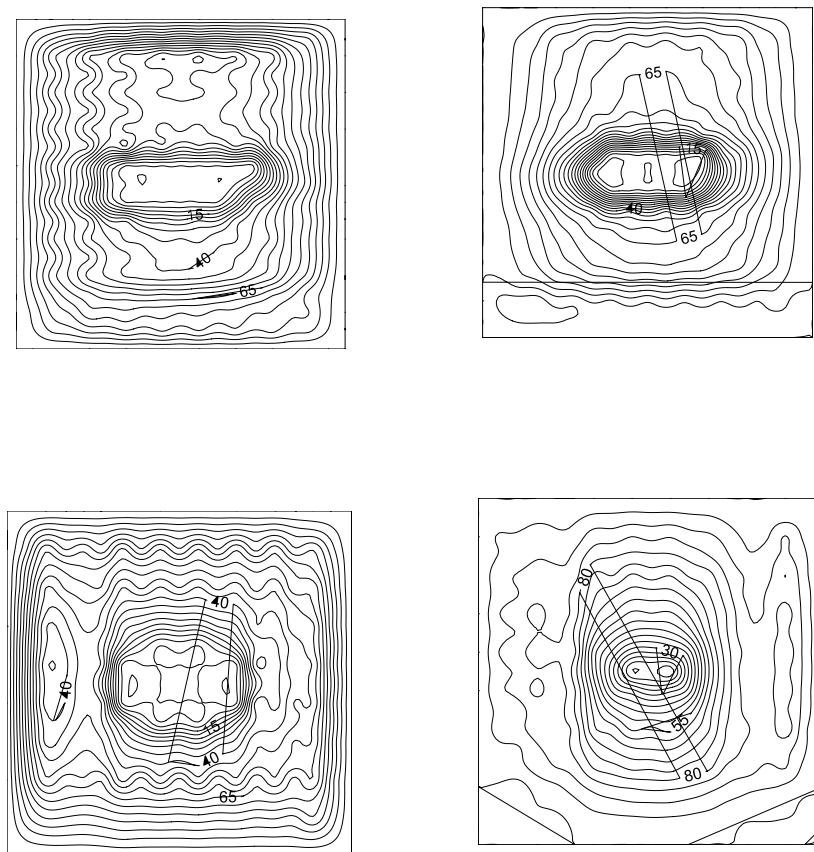


Рис. 1. а - г Розподілення тиску через 250 діб навколо горизонтальної свердловини (напрявленої вздовж осі анізотропії X) при коефіцієнті інфільтрації газу $\alpha = 10^{-12}$ м та різних параметрах проникності газоносного пласта: а) $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,00012$ Д, $k_{xy} = 0,00012$ Д; б) $k_{xx} = 0,0012$ Д, $k_{yy} = 0,00012$ Д, $k_{xy} = 0$; в) $k_{xx} = 0,00012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,00012$ Д; г) $k_{xx} = 0,00012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0$ (1Д (Дарсі) = 10^{-12} м²).

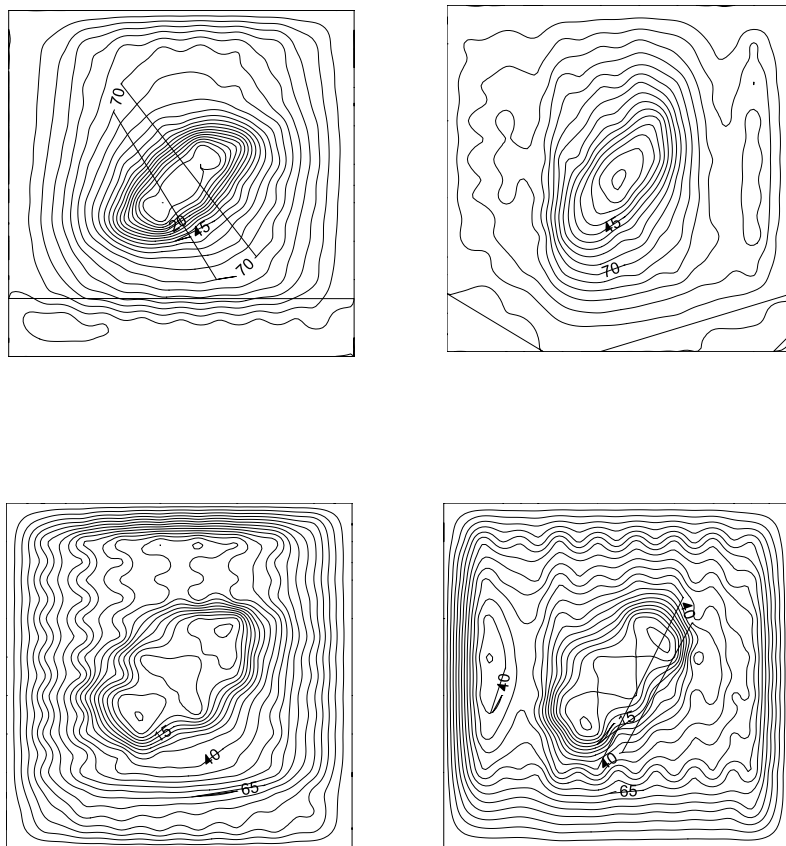


Рис. 2. а - г Розподілення тиску через 250 діб навколо горизонтальної свердловини (напрявленої вздовж діагоналі між осями анізотропії X та Y) при коефіцієнті інфільтрації газу $\alpha = 10^{-12}$ м та різних параметрах проникності газоносного пласта: а) $k_{xx}=0,0012$ Д, $k_{yy}=0,00012$ Д, $k_{xy}=0$; б) $k_{xx}=0,00012$ Д, $k_{yy}=0,0012$ Д, $k_{xy}=0$; в) $k_{xx}=0,0012$ Д, $k_{yy}=0,00012$ Д, $k_{xy}=0,00012$ Д; г) $k_{xx}=0,00012$ Д, $k_{yy}=0,0012$ Д, $k_{xy}=0,00012$ Д.

4. Аналіз результатів

Результати моделювання демонструють залежність газовіддачі, отже ефективності газовидобування, від розташування горизонтальної свердловини у слабопроникному анізотропному газоносному пласті, а також від параметрів проникності пласта та коефіцієнтів інфільтрації на його межах.

На рис. 1 можна виявити ступінь ефективності газовіддачі навколо газовидобувних горизонтальних свердловин при їх різному розташуванні відносно напрямків анізотропії в слабопроникних пластах. Ми бачимо, що ефективність газовіддачі зростає, коли напрямок свердло-

вини розташовано перпендикулярно до напрямку збільшеної проникності (рис. 1б). Разом з тим наявність зсувної анізотропії зменшує ефективність газовіддачі (рис. 1 в, г).

На рис. 2 можна визначити ступінь газовіддачі навколо горизонтальної свердловини, що розташована в діагональному напрямку відносно головних осей анізотропії X та Y, у випадку різних анізотропних параметрів у слабопроникному газоносному пласті. Порівнюючи рис. 2а і 2б ми бачимо приблизно однакову інтенсивність фільтрації навколо свердловини при різних параметрах проникності, тобто таке розташування є універсальним. При цьому наявність зсувної анізотропії також призводить до зниження процесу газовіддачі (рис. 2 в, г).

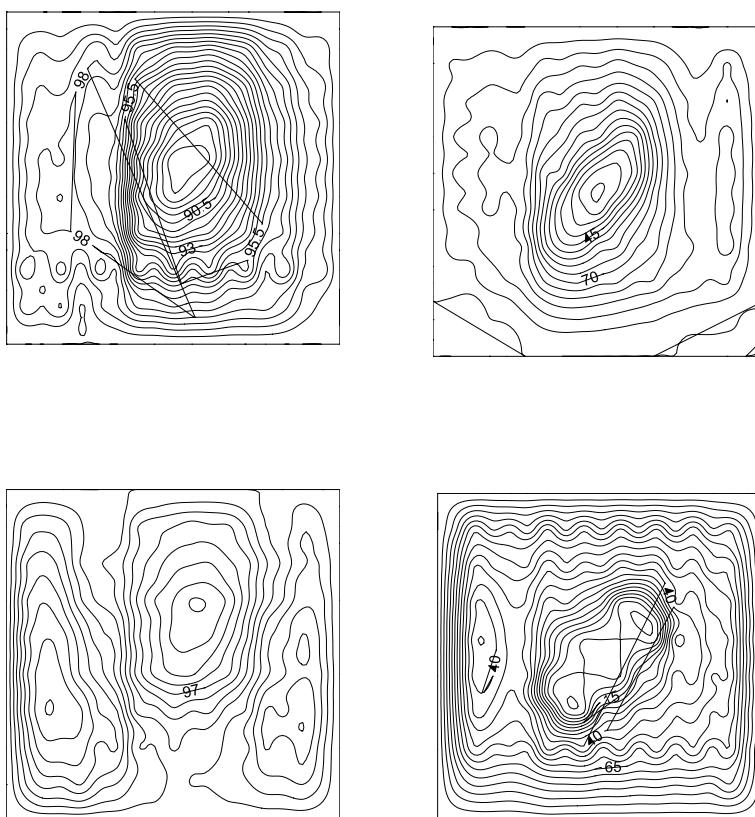


Рис. 3. а - г Розподілення тиску через 250 діб навколо горизонтальної свердловини (напрявленої вздовж діагоналі між осями анізотропії X та Y) при коефіцієнті інфільтрації газу $\alpha = 10^{-10}$ м та різних параметрах проникності газоносного пласта: а) $k_{xx} = 0,012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0$; б) $k_{xx} = 0,00012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0$; в) $k_{xx} = 0,012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,00012$ Д; г) $k_{xx} = 0,00012$ Д, $k_{yy} = 0,0012$ Д, $k_{xy} = 0,00012$ Д.

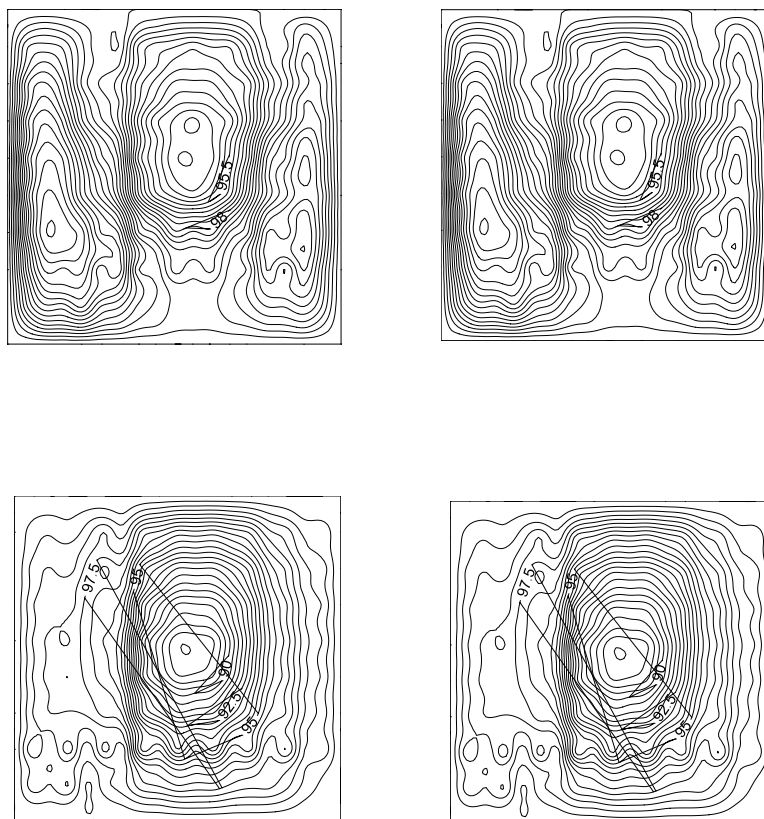


Рис. 4. а - г Розподілення тиску навколо горизонтальної свердловини (напрявленої вздовж осі анізотропії X) при коефіцієнті інфільтрації газу $\alpha = 10^{-10}$ м: а) через 250 діб при $k_{xx} = 0, 012Д$, $k_{yy} = 0, 0012Д$, $k_{xy} = 0$; б) через 450 діб при $k_{xx} = 0, 012Д$, $k_{yy} = 0, 0012Д$, $k_{xy} = 0$; в) через 250 діб при $k_{xx} = 0, 012Д$, $k_{yy} = 0, 0012Д$, $k_{xy} = 0,00012Д$; г) через 450 діб при $k_{xx} = 0, 012Д$, $k_{yy} = 0, 0012Д$, $k_{xy} = 0,00012Д$.

На рис. 3 можна виявити ефективність газовіддачі навколо горизонтальної свердловини, що розташована в діагональному напрямку відносно осей анізотропії пласта, при збільшенні інфільтрації газу на межах та параметрів проникності в газоносному пласті. Порівнюючи розподіли тиску, що приведені на рис. 3 а та рис. 3б, ми фіксуємо помітні відмінності. Це можна пояснити тим, що збільшення інфільтрації на межах пласта та його проникності разом призводять до помітного зростання ефективності газовіддачі пласта, однак збільшення лише інфільтрації на межах пласта не приводить до бажаного результату. Ми також фіксуємо зниження газовіддачі у випадку наявності зсувної анізотропії пласта (рис. 3 в, г).

На рис. 4 можна виявити ступінь виснаження при середніх параметрах проникності в анізотропних та зсувно-анізотропних газоносних пластах. Так ми бачимо, що збільшення параметрів проникності пласта та інфільтрації газової фази на його межах забезпечують достатній рівень його підживлення, що призводить до ефективної газовіддачі та продуктивності свердловини на протязі подовженої експлуатації. Таким чином при розміщенні горизонтальних свердловин у анізотропних слабопроникних газоносних пластах необхідне проведення всебічного аналізу навколишньої анізотропії пластів з метою такого розташування свердловини, яке б забезпечувало оптимальне надходження газової фази до свердловини. Тобто з однієї сторони не відбувалось блокування газу з боку пониженої проникності, а з іншої не відбувалось швидке виснаження пласта з боку підвищеної проникності та забезпечувався вільний підхід газу до свердловини з усіх можливих напрямків. Показано, що розташування горизонтальної свердловини в діагональному напрямку відносно головних осей анізотропії є універсальним стосовно різних напрямків надходження газу. Отже найкращі умови збільшення газовіддачі та продуктивності свердловини у відповідній практичній ситуації досягаються внаслідок оптимального підбору усіх важливих факторів розміщення горизонтальної свердловини в анізотропному слабопроникному газоносному пласті в залежності від параметрів його проникності та інфільтрації на його межах. З іншого боку ці фактори може бути оцінено за допомогою представленого методу.

Висновок

Розроблений скінчено-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної анізотропної задачі п'єзопровідності Лейбензона у газоносних пластах дозволяє адекватно на кількісному рівні описувати розподілення тиску у важкодоступному слабопроникному анізотропному пласті навколо горизонтальної видобувної свердловини в реальних умовах експлуатації.

Результати моделювання показують, що ефективність газовіддачі навколо горизонтальної видобувної свердловини й відповідно її продуктивності суттєво залежить від розташування у слабопроникному анізотропному газоносному пласті. Виходячи з отриманої інформації, для ефективного використання анізотропних слабопроникних газоносних пластів необхідно розміщувати горизонтальні видобувні свердловини в областях з відносно низькою зсувною анізотропією проникності пласта. По можливості штучно збільшувати параметри проникності навколо видобувної свердловини та інфільтрацію газу на межах розглянутої ділянки пласта, це буде приводити до збільшення газовіддачі та подовження продуктивності свердловини при експлуатації пласта. При розташуванні горизонтальних свердловин у анізотропних газоносних пластах найбільш ефективним є таке розміщення яке б забезпечувало рівномірне надходження газової фази.

Тобто з однієї сторони не відбувалось блокування газу з боку пониженої проникності, а з іншої сторони не відбувалось швидке виснаження пласта з боку підвищеної проникності та забезпечувався вільний підхід газу до свердловини з усіх можливих напрямків. Показано, що розташування горизонтальної свердловини в діагональному напрямку відносно головних осей анізотропії є універсальним стосовно різних напрямків надходження газу, тобто таке розміщення є ефективним.

Отже найкращі умови видобутку газу у відповідній практичній ситуації досягаються внаслідок оптимального підбору усіх важливих факторів розміщення горизонтальної свердловини в анізотропному слабопроникному газоносному 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 газу в реальних умовах експлуатації горизонтальних свердловин у анізотропних важкодоступних слабопроникних газоносних пластах.

Літератури

1. Лубков М.В., Захарчук О.О. Моделювання процесів фільтрації у неоднорідних анізотропних газоносних пластах. *Геоінформатика*. 2020. Т. 73, N 1. С. 56 – 63.
2. Abou-Kassem, JH, Farouq-Ali, SM & Islam, MR 2013, 'Petroleum Reservoir Simulations', Elsevier, vol. 1, iss. 2, pp. 45–67.
3. Ohen, HA & Civan, F 1993, 'Simulation of formation damage in petroleum reservoirs', *SPE Advanced Technology Series*, vol. 1, iss. 1, pp. 27–35.
4. Trangenstein, JA & Bell, JB 1989, 'Mathematical structure of the black-oil model for petroleum reservoir simulation', *SIAM Journal on Applied Mathematics*, vol. 49, iss. 3, pp. 749–783.
5. Wu, YS & Pruess, K 1988, 'A multipleporosity method for simulation of naturally fractured petroleum reservoirs', *SPE Reservoir Engineering*, vol. 3, iss. 1, pp. 327–336.
6. Aziz, Kh & Settari, Ye 2004, *Mathematical modeling of reservoir systems*, Institute of Computer Research, Moscow. [in Russian].
7. Douglas, J, Furtado, F & Pereira, F 1997, 'On the numerical simulation of waterflooding of heterogeneous petroleum reservoirs', *Computational Geosciences*, vol. 1, iss. 2, pp. 155–190.
8. Chen Z., Huan G., Ma Y. *Computational methods for multiphase flows in porous media*. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006. 521p.
9. Ertekin T., Abou-Kassem J. H., King G. R. *Basic applied reservoir simulation*. Texas: Richardson, 2001. 421p.
10. Lubkov M. Estimation of filling processes in the gas cap of geosoliton field. *Вісник КНУ сер. геологія*. 2019. Т. 85, N 2. С. 82 – 85.

11. Tuna E. 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. 2018. V. 5, N 3. P. 239 – 247.

Стаття надійшла до редакційної колегії 16.10.2023 р.

MODELING OF THE OPTIMAL INSTALLATION OF HORIZONTAL WELLS IN WEAKLY PERMEABLE ANISOTROPIC GAS-BEARING RESERVOIRS

M. V. Lubkov, K. O. Mosiichuk

*National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic";
Poltava, 24, Pershotravnevyi Avenue, 36011;
tel: +38(097) 430-64-18; e-mail: karoleana2004@gmail.com*

In order to increase gas production in anisotropic weakly permeable hard reaching reservoirs on the base of combined finite-element-difference method for the non-stationary anisotropic Leibenzon problem of piezoconductivity we have carried out a numerical simulation of the distribution of pressure drop around a horizontal production well in an anisotropic weakly permeable gas-bearing reservoir. We have established that the efficiency of gas recovery around a horizontal production well and, accordingly, its productivity significantly depends on the location of the well in a weakly permeable anisotropic gas-bearing reservoir.

Based on the obtained results, for effective exploitation of the anisotropic weakly permeable gas reservoirs, it is necessary to place horizontal production wells in areas with relatively low shear anisotropy of the reservoir's permeability. If it possible, artificially to increase the parameters of permeability around the production well and gas infiltration on the boundaries of the considered reservoir's area, it will contribute to increasing of the gas yield and prolonging the productivity of the well during reservoir's exploitation. At the placing of horizontal wells in anisotropic gas reservoirs, the most effective installation is that would ensure all around supply of the gas phase. This is, on the one hand, there was no blocking of gas from the side of reduced permeability, and on another hand, there was no rapid depletion of the reservoir from the side of increased permeability, and it was ensured a free access of gas to the well from all possible directions. We have shown that the location of the horizontal well in the diagonal direction to the main axes of anisotropy is universal relatively different directions of gas flow, therefore, such location is productive and effective as one.

Keywords: *computer modeling, gas recovery, gas-bearing anisotropic weakly permeable.*