УДК 622.276.1/4 + 6.22.243.24:553.98

ВИЗНАЧЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ В ПРОСТОРОВО АНІЗОТРОПНОМУ ОВАЛЬНОМУ ПЛАСТІ

Р. В. Бойко

ГПУ „Львівгазвидобування” ДК „Укргазвидобування”, 79026, м. Львів, вул. І. Рубчака, 27, тел. (0322) 233664, e-mail: R Boyko@LGV.com.ua

Предложена расчетная формула дебита горизонтальной скважины в пространственно анизотропном овальном пласте с учетом ее размещения относительно главных осей тензора проницаемости.

The formula of calculating the horizontal well debit is offered in a spatially anisotropic oval bed with taking into account its placing relatively to the main axes of permeability tensor.

Науковий і практичний інтерес до горизонтальних свердловин через їх високу ефективність не спадає [1]. Вивчення гідродинамічної ефективності горизонтальних свердловин в смугоподібному і круговому пластах виконано з урахуванням анізотропії проникності пласта у вертикальній площині [1, 2, 3]. У даній статті досліджується приплив до горизонтальної свердловини в просторово анізотропному овальному пласті за різного її розміщення відносно головних осей тензора проникності.

Розглядаємо приплив до горизонтальної свердловини довжиною L у витягнутому овальному покладі (рис. 1), коли довжина горизонтальної ділянки стовбура зіставима з довжиною великої осі покладу. Свердловина знаходиться на відстані δ від покрівлі продуктивного пласта товщиною h. На контурі живлення пласта і на стінці свердловини задано постійні тиски відповідно $p_к$ і $p_с$. Для визначення дебіту свердловини необхідно розв’язати рівняння

$$k_x \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = 0 \qquad (1)$$

за заданих постійних тисків на контурах живлення пласта і свердловини, де p – тиск; k_x, k_y – коефіцієнти проникності пласта вздовж координатних осей x і y.

Внаслідок складності завдання та з метою отримання простого аналітичного розв’язку для розв’язування послуговуємося методами фрагментів, ізотропізуючої деформації простору, джерел і стоків та суперпозиції.

З допустимою похибкою такий поклад замінюємо рівновеликим за об’ємом (чи площею) прямокутним покладом з двостороннім контуром живлення за умови рівності периметрів.

Розглядаємо окремо в горизонтальній площині приплив до прямолінійної галереї між двома прямолінійними контурами живлення та у вертикальній площині приплив до вертикальної свердловини між двома прямолінійними контурами живлення.

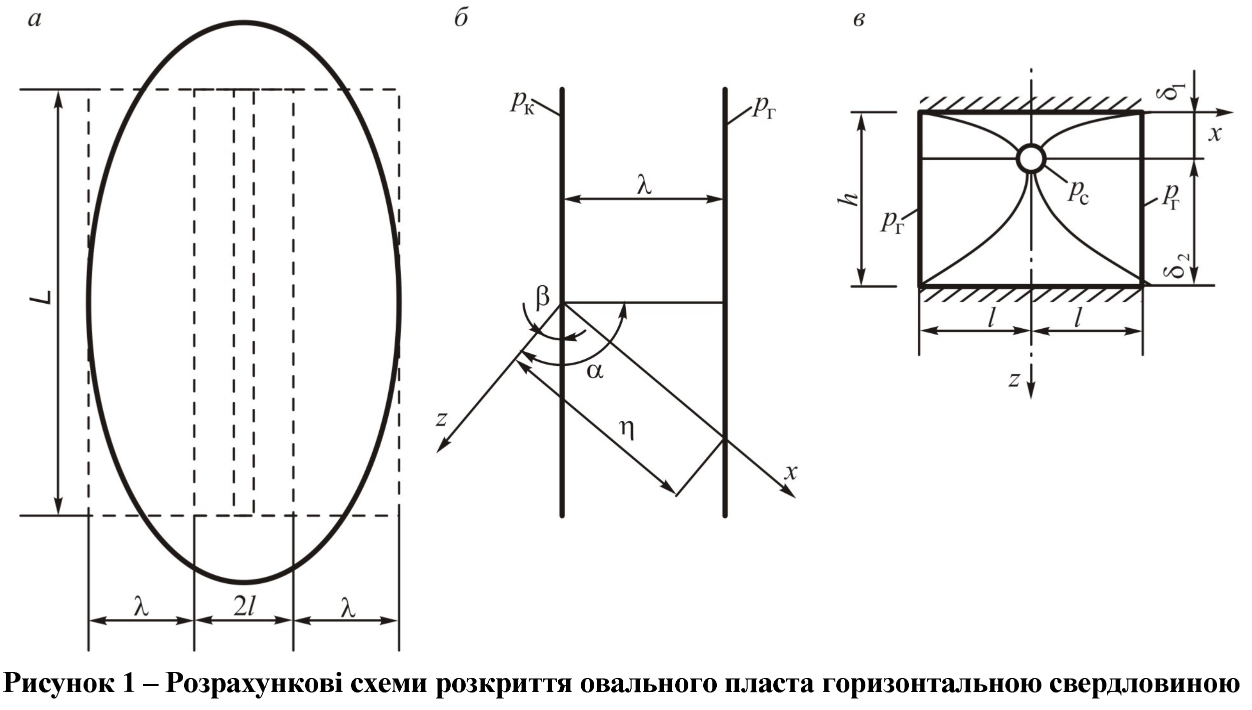

Рисунок 1 – Розрахункові схеми розкриття овального пласта горизонтальною свердловиною

Припускаємо для простоти, що маємо нескінченний смугоподібний пласт з однобічним припливом нафти до галереї (ліва сторона рис. 1, *а*), осі анізотропії проникності якого співпадають з координатними осями x і y (рис. 1, *б*). Кути між віссю y і вектором градієнта тиску та лінією контуру живлення пласта становлять відповідно α і β. Тоді рівняння (1) треба розв'язати за граничних умов:

$$\left.\begin{aligned} p = p_к \quad &за \quad x = y\,\mathrm{tg}\beta \\ p = p_г \quad &за \quad x = \eta + y\,\mathrm{tg}\beta \end{aligned}\right\}, \qquad (2)$$

де: $p_г$ – тиск на контурі галереї; η – відстань між контурами живлення пласта і галереї вздовж осі x.

Здійсненням ізотропізуючої деформації простору і поворотом координатних осей задача зводиться до класичної задачі прямолінійно-паралельного припливу до галереї, а розв'язок виражається формулою

$$Q' = \frac{k_г h L \Delta p_1}{\mu\lambda}, \qquad (3)$$

де: Q' – витрата припливу до галереї (з лівої сторони); $k_г = k_x \sin^2\alpha + k_y \cos^2\alpha$ – коефіцієнт напрямленої проникності пласта в горизонтальній площині, який визначається проекцією вектора швидкості фільтрації на напрям градієнту тиску; L – довжина галереї (горизонтальної свердловини); $\Delta p_1 = p_к - p_г$ – перепад тиску в горизонтальній площині; μ – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини; λ – відстань між контурами галереї і живлення пласта.

Оскільки в пласті має місце двосторонній приплив, то сумарна витрата нафти $Q = 2Q'$, тобто

$$Q = \frac{2 k_г h L \Delta p_1}{\mu\lambda} \qquad (4)$$

або

$$Q = \frac{2 k_y (\kappa_г^2 \sin^2\alpha + \cos^2\alpha) h L \Delta p_1}{\mu\lambda}, \qquad (5)$$

де $\kappa_г = \sqrt{k_x / k_y}$ – коефіцієнт анізотропії пласта за проникністю в горизонтальній площині.

Таким чином, формула (5) описує дебіт галереї (тріщини) у смугоподібному пласті з двостороннім контуром живлення (прямолінійно-паралельний потік).

У вертикальній площині маємо фільтрацію до свердловини в прямокутному пласті з двостороннім контуром живлення (див. рис. 1, *в*). Формулу дебіту такої свердловини раніше методами ізотропізуючої деформації простору та суперпозиції ми одержали у вигляді [3]:

$$Q = \frac{8\pi k_г L \Delta p_2}{\mu\kappa \ln\varphi_2}, \qquad (6)$$

де: $\Delta p_2 = p_г - p_с$ – перепад тиску у вертикальній площині; $\kappa = \sqrt{k_г / k_z}$ – коефіцієнт анізотропії пласта за проникністю у вертикальній площині; k_z – коефіцієнт проникності пласта вздовж осі z;

$$\varphi_2 = \left(\mathrm{ch}\frac{4\pi}{\kappa} - \cos\frac{\pi r_с}{h}\right)\left[\mathrm{ch}\frac{4\pi}{\kappa} - \cos\frac{\pi(2\delta - r_с)}{h}\right] \times$$
$$\times \left\{\left(1 - \cos\frac{\pi r_с}{h}\right)\left[1 - \cos\frac{\pi(2\delta - r_с)}{h}\right]\right\}^{-1};$$

$r_с$ – радіус свердловини.

На основі (4) і (6) за правилом похідних пропорцій записуємо формулу дебіту горизонтальної свердловини в анізотропному овальному (чи смугоподібному) пласті:

$$Q = \frac{2\pi k_г h \Delta p}{\mu\left(\frac{2\pi\lambda}{L} + \frac{\kappa h}{4L}\ln\varphi_2\right)} = \frac{2\pi k_г h \Delta p}{\mu\left(\frac{2\pi\lambda}{L} + \tau\ln\varphi_2\right)}, \qquad (7)$$

де $\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 = p_к - p_с$.

Тут згідно із прийнятою вище умовою можна записати для овального покладу

$$\lambda = (S - 4hL) / 2L,$$

де: S – площа овального покладу, $S = \pi\, a\, b$; a, b – велика і мала півосі еліпса; $\tau = \kappa\, h / 4L$.

У випадку фільтрації реального газу із (5) з урахуванням аналогії між усталеною фільтрацією стисливих флюїдів і фільтрацією нестисливої рідини [4] отримуємо стосовно горизонтальної площини

$$p_к^2 - p_г^2 = \frac{Q_0 p_0 T_{пл} \bar{\mu}_г \bar{z}_г \lambda}{h L T_0 z_{го} k_y (\kappa_г^2 \sin^2\alpha + \cos^2\alpha)}, \qquad (8)$$

де: Q_0 – об'ємний дебіт газу, зведений до стандартних умов (тиск p_0, температура T_0); $T_{пл}$ – пластова температура; $\bar{\mu}_г$ – середній [4] динамічний коефіцієнт в'язкості газу; $z_{го}$, $\bar{z}_г$ – коефіцієнти стисливості газу за стандартних і пластових (осереднений [4]) умов.

У вертикальній площині маємо плоский фільтраційний потік (потік, що припадає на одиницю довжини свердловини L у вертикальній площині, яка перпендикулярна до осі свердловини) за нелінійним законом в обмеженому прямокутному пласті, дві протилежні сторони (покрівля і підошва) якого є непроникними, а на двох інших задано постійний тиск p_0 (див. рис. 1, *в*), причому ми вибрали, що вісь z співпадає з однією з головних осей анізотропії проникності, а коефіцієнт проникності в горизонтальній площині вище охарактеризували величиною $k_г$.

У точній постановці розв'язування такої задачі викликає великі труднощі. Тому вслід за роботою [5] дійсну область фільтрації газу замінюємо такою фіктивною областю, в якій сумарний опір пласта еквівалентний дійсному фільтраційному опорові. Загальну товщину h припливу газу до вибою свердловини ділимо на чотири четвертини смугоподібного пласта, причому дві лівих четвертини є симетричними двом правим і достатньо розглянути, наприклад, дві правих четвертини. Тоді товщина $\delta 1$ припливу газу до вибою горизонтальної свердловини у верхній правій четвертині складається із двох підзон: перша висотою h_I обмежується радіусом свердловини rс, а в межах другої підзони дійсна товщина h_{II} пласта замінюється

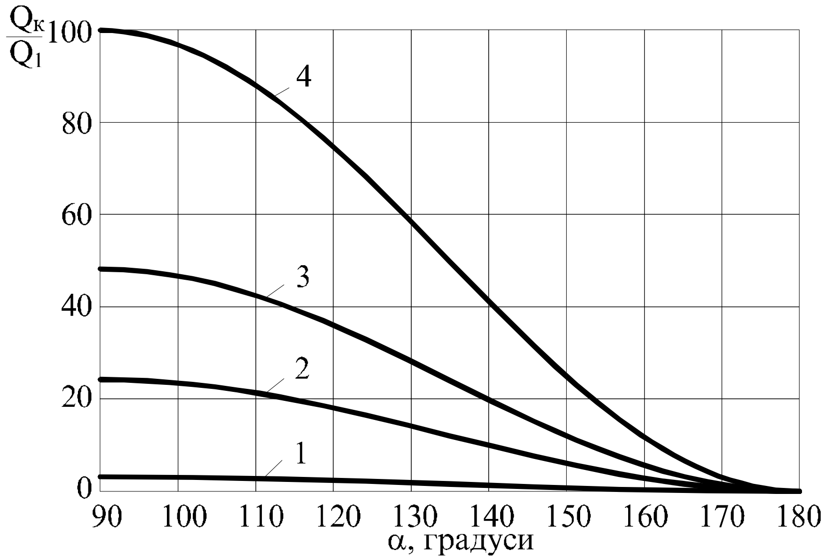

Рисунок 2 – Залежність $Q_к / Q_1$ від кута α за a = 600 м; b = 300 м; L = 700 м; δ = 25 м; κ = 1; h = 50 м і різних значин $κ_г$: $κ_г$ = 2 (1); $κ_г$ = 5 (2); $κ_г$ = 7 (3); $κ_г$ = 10 (4)

фіктивною, яка змінюється вздовж координати x в інтервалі від 0 до l за гіперболічним законом $h_{II} = \alpha - \beta/(2rc + x)$, де α, β – постійні коефіцієнти, котрі визначаються, виходячи із граничних умов. У роботі [5] показано, що схематизація товщини за гіперболічним законом є найбільш зручною, а похибка розрахунку порівняно із числовим розв'язком не перевищує 3,9%. У верхній і нижній правих четвертинах характер ліній течій є однаковим (із дзеркальним відображенням). Тоді маємо:

$$h_I = rc; \quad h_{II}(x) = \alpha - \beta/(2rc + x);$$

змінна товщина пласта

$$\delta'_j(x) = h_I + h_{II}(x),$$

причому для анізотропного пласта

$$\delta'_j(x) = h_I + \kappa h_{II}(x),$$

де $\kappa = \sqrt{k_z / k_г}$ – коефіцієнт анізотропії пласта за проникністю у вертикальній площині; kz – коефіцієнт проникності пласта вздовж координати z, де j – індекс, який позначає верхню і нижню частини пласта, j = 1; 2. Оскільки h_{II} = 0 при x = 0 і $h_{II} = \delta j - rc$ при $x = l$, то знаходимо, що

$$\alpha_j = \frac{(\delta_j - r_c)(2r_c + l)}{l}; \quad \beta_j = \frac{2r_c(\delta_j - r_c)(2r_c + l)}{l},$$

а значить

$$\delta'_j = r_с + \kappa\left[\alpha_j - \frac{\beta_j}{2r_с + x}\right] = \alpha_{1j} - \frac{\beta_{1j}}{2r_с + x},$$

де: $\alpha_{1j} = r_с + \kappa\alpha_j$; $\beta_{1j} = \kappa\beta_j$.

Тоді рівняння припливу газу із двох, наприклад, верхніх четвертинок пласта отримуємо у вигляді

$$p_0^2 - p_с^2 = \frac{AQ_{0j}}{L}\varphi_{2j} + \frac{BQ_{0j}^2}{2L^2}\varphi_{3j}, \qquad (9)$$

де: $A = \dfrac{\bar{\mu}\, p_0 T_{пл} \bar{z}_г}{k_г T_0 z_{го}}$; $B = \dfrac{\rho_0 p_0 T_{пл} \bar{z}_г}{l' T_0 z_{го}}$;

l' – коефіцієнт макрошорсткості пористого середовища [4];

$$\varphi_{2j} = \frac{l}{\alpha_{1j}} + \frac{\beta_{1j}}{\alpha_{1j}^2}\ln\frac{l + 2r_с - \beta_{1j}/\alpha_{1j}}{2r_с - \beta_{1j}/\alpha_{1j}};$$

$$\varphi_{3j} = \frac{l}{\alpha_{1j}^2} + \frac{2\beta_{1j}}{\alpha_{1j}^3}\ln\frac{l + 2r_с - \beta_{1j}/\alpha_{1j}}{2r_с - \beta_{1j}/\alpha_{1j}} + \frac{\beta_{1j}^2}{\alpha_{1j}^4}\left(\frac{1}{2r_с - \beta_{1j}/\alpha_{1j}} - \frac{1}{l + 2r_с - \beta_{1j}/\alpha_{1j}}\right).$$

Товщину верхніх четвертинок пласта ми взяли рівною δ_1, тоді товщина нижніх четвертинок рівна $\delta_2 = h - \delta_1$. Для таких окремо взятих верхніх і нижніх частин пласта в горизонтальній площині із (8) відповідно маємо:

$$p_к^2 - p_г^2 = \frac{A_1 Q_{0j}}{\delta_j}, \qquad (10)$$

де $A_1 = \dfrac{p_0 T_{пл} \bar{\mu} \bar{z}_г \lambda}{L T_0 z_{го} k_y (\kappa_г^2 \sin^2\alpha + \cos^2\alpha)}$.

Додаючи (8) і (10), знаходимо рівняння припливу газу із j-тої частини пласта

$$p_к^2 - p_c^2 = \frac{A_1 Q_{0j}}{\delta_j} + \frac{AQ_{0j}}{L}\varphi_{2j} + \frac{BQ_{0j}^2}{2L^2}\varphi_{3j} \qquad (11)$$

або

$$p_к^2 - p_с^2 = A_{0j}Q_{0j} + B_{0j}Q_{0j}^2, \qquad (12)$$

звідки загальний дебіт горизонтальної свердловини

$$Q_0 = \sum_{j=1}^{2}\frac{-A_{0j} + \sqrt{A_{0j}^2 + 4B_{0j}(p_к^2 - p_с^2)}}{2B_{0j}}, \qquad (13)$$

де: $A_{0j} = A_1/\delta_j + \varphi_{2j}/L$; $B_{0j} = (B\varphi_{3j})/(2L^2)$.

З використанням (5) і (7) розглянуто вплив просторового розміщення галереї, відповідно і горизонтальної відносно головних осей тензора проникності на її дебіт в анізотропному пласті. Аналіз показує, що із збільшенням коефіцієнта анізотропії $\kappa_г$ відношення дебітів $Q_к / Q_1$ зростає, причому тим більше, чим менший кут α (рис. 2), де $Q_к$ і Q_1 дебіти галереї за значин $\kappa_г \neq 1$ і $\kappa_г = 1$. Звідси приходимо до важливого практичного висновку: галерея характеризуватиметься найбільшим дебітом тоді, коли вона буде розміщена під прямим кутом до осі, вздовж якої пласт має найбільшу проникність.

Таким чином, за отриманою формулою можна розрахувати продуктивність горизонтальної свердловини і обґрунтувати просторову орієнтацію її в конкретних умовах.

Література

1 Алиев З.С., Бондаренко В.В. Технология применения горизонтальных скважин. – М.: Изд. "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 712 с.

2 Joshi S. Horizontal well Technology. – Oklahoma, 1991. – 178 с.

3 Бойко Р.В. Регулювання розробки нафтових родовищ застосуванням горизонтальних свердловин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / УкрНГІ. – Київ, 1996. – 18 с.

4 Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: Підручник. – Львів: Апріорі, 2005. – 452 с.

5 Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. – М.: Недра, 1995. – 131 с.