

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 овалі пласті за різного її розміщення відносно головних осей тензора проникності.

Розглядаємо приплив до горизонтальної свердловини довжиною L у витягнутому овалі пласті (рис. 1), коли довжина горизонтальної ділянки стовбура збігається з довжиною великої осі пласта. Свердловина знаходиться на відстані δ від покрівлі продуктивного пласта товщиною h . На контурі живлення пласта і на стінці свердловини задано постійні тиски відповідно p_k і p_c . Для визначення дебиту свердловини необхідно розв'язати рівняння

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

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 послугуємося методами фрагментів, ізопрізувальної 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.

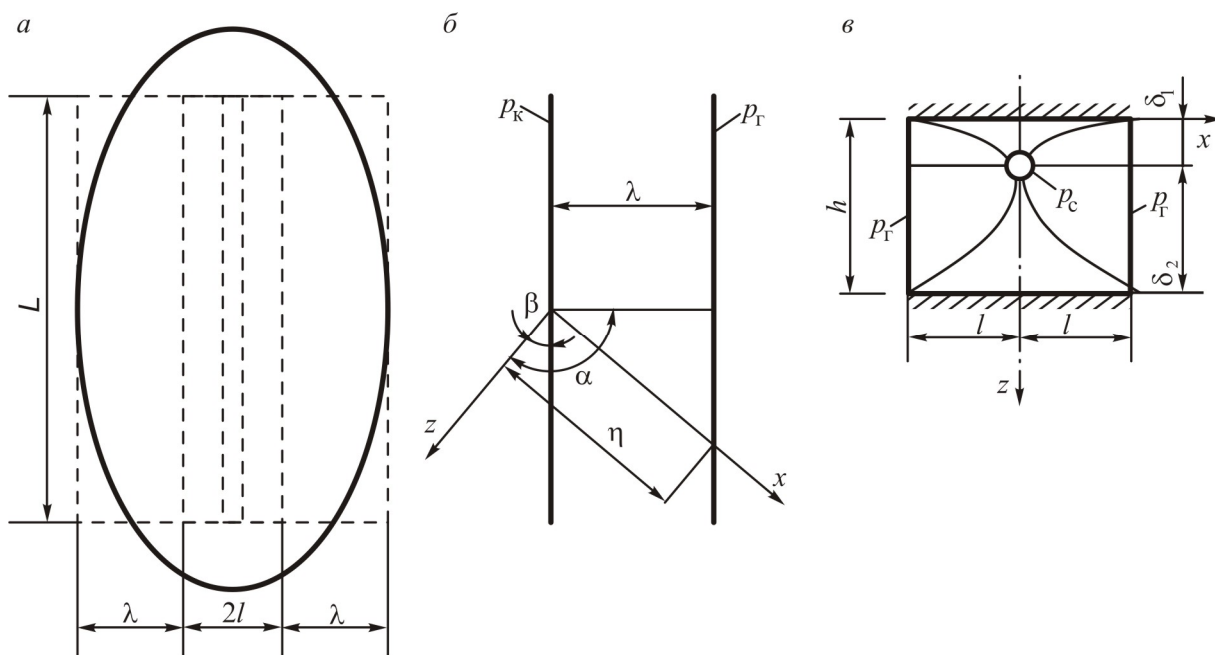


Рисунок 1 – Розрахункові схеми розкриття овалі пласта горизонтальною свердловиною

Припускаємо для простоти, що маємо нескінченний смугоподібний пласт з одностороннім 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:

$$\left. \begin{aligned} p &= p_k \quad \text{за} \quad x = y \operatorname{tg} \beta \\ p &= p_r \quad \text{за} \quad x = \eta + y \operatorname{tg} \beta \end{aligned} \right\}, \quad (2)$$

де: p_r – 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

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

де: Q' – витрата припливу до галереї (з лівої сторони); $k_r = k_x \sin^2 \alpha + k_y \cos^2 \alpha$ – коефіцієнт напрямленої проникності пласта в горизонтальній площині, який визначається проекцією вектора швидкості фільтрації на напрям градієнту тиску; L – довжина галереї (горизонтальної свердловини); $\Delta p_1 = p_k - p_r$ – 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

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

або

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

де $\kappa_r = \sqrt{k_x/k_y}$ – 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]:

$$Q = \frac{8\pi k_r L \Delta p_2}{\mu \ln \varphi_2}, \quad (6)$$

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

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

r_c – радіус свердловини.

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

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

де $\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 = p_k - p_c$.

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

$$p_k^2 - p_r^2 = \frac{Q_0 p_0 T_{пл} \bar{\mu}_r \bar{z}_r \lambda}{h L T_0 z_{ro} k_y (\kappa_r^2 \sin^2 \alpha + \cos^2 \alpha)}, \quad (8)$$

де: Q_0 – об'ємний дебіт газу, зведений до стандартних умов (тиск p_0 , температура T_0); $T_{пл}$ – пластова температура; $\bar{\mu}_r$ – середній [4] динамічний коефіцієнт в'язкості газу; z_{ro}, \bar{z}_r – 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 підшва) 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_r .

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 опорі. 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_1 обмежується радіусом свердловини r_c , а в межах другої підзони дійсна товщина h_{II} пласта замінюється

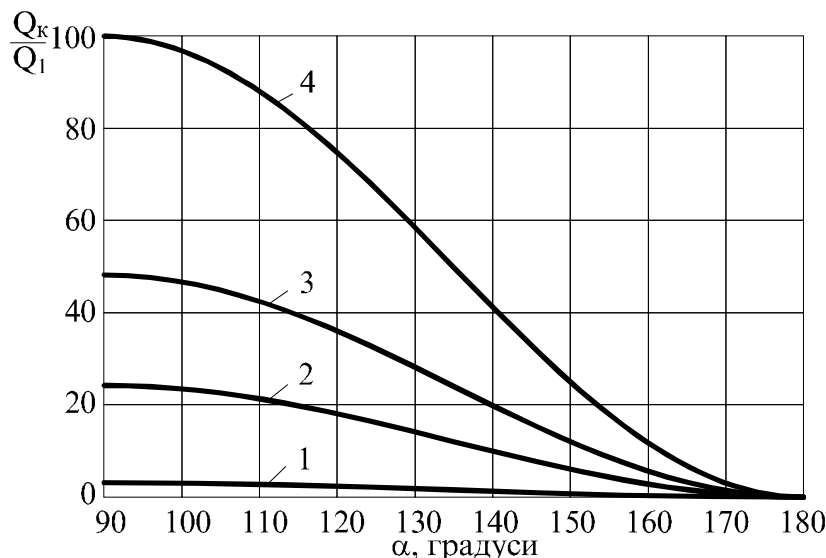


Рисунок 2 – Залежність Q_k/Q_1 від кута α за $a = 600$ м; $b = 300$ м; $L = 700$ м; $\delta = 25$ м; $\kappa = 1$; $h = 50$ м і різних значин κ_r : $\kappa_r = 2$ (1); $\kappa_r = 5$ (2); $\kappa_r = 7$ (3); $\kappa_r = 10$ (4)

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 чвертинах характер ліній течій є однаковим (із дзеркальним відображенням). Тоді маємо:

$$h_1 = rc; \quad h_{II}(x) = \alpha - \beta/(2rc + x);$$

змінна товщина пласта

$$\delta'_j(x) = h_1 + h_{II}(x),$$

причому для анізотропного пласта

$$\delta'_j(x) = h_1 + \kappa h_{II}(x),$$

де $\kappa = \sqrt{k_z/k_r}$ – 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

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

а значить

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

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

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

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

де: $A = \frac{\bar{\mu} p_0 T_{пл} \bar{z}_r}{k_r T_0 z_{го}}$; $B = \frac{\rho_0 p_0 T_{пл} \bar{z}_r}{l' T_0 z_{го}}$;

l' – коефіцієнт макрошорсткості пористого середовища [4];

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

$$\varphi_{3j} = \frac{l}{\alpha_{1j}^2} + \frac{2\beta_{1j}}{\alpha_{1j}^3} \ln \frac{l + 2rc - \beta_{1j}/\alpha_{1j}}{2rc - \beta_{1j}/\alpha_{1j}} +$$

$$+ \frac{\beta_{1j}^2}{\alpha_{1j}^4} \left(\frac{1}{2rc - \beta_{1j}/\alpha_{1j}} - \frac{1}{l + 2rc - \beta_{1j}/\alpha_{1j}} \right).$$

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

$$p_k^2 - p_c^2 = \frac{A_1 Q_{0j}}{\delta_j}, \quad (10)$$

де $A_1 = \frac{p_0 T_{пл} \bar{\mu} \bar{z}_r \lambda}{LT_0 z_{го} k_y (\kappa_r^2 \sin^2 \alpha + \cos^2 \alpha)}$.

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

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

або

$$p_k^2 - p_c^2 = A_{0j} Q_{0j} + B_{0j} Q_{0j}^2, \quad (12)$$

звідки загальний дебіт горизонтальної свердловини

$$Q_0 = \sum_{j=1}^2 \frac{-A_{0j} + \sqrt{A_{0j}^2 + 4B_{0j}(p_k^2 - p_c^2)}}{2B_{0j}}, \quad (13)$$

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 k_r відношення дебітів Q_k / Q_1 зростає, причому тим більше, чим менший кут α (рис. 2), де Q_k і Q_1 дебіти галереї за значин $k_r \neq 1$ і $k_r = 1$. 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 / УкрНГП. – 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.

УДК 622.276.64

ВИВЧЕННЯ МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ НІТРИЛОТРИМЕТИЛФОСФОНОВОЇ КИСЛОТИ ДЛЯ ОБРОБЛЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

¹М.І.Рудий, ²М.П.Вантух, ²В.В.Костецький, ²В.В.Барабаш

¹ НДПІ ВАТ “Укрнафта”, 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна, 2
e-mail: nafta@ndpi.ukrnafta.com

² НГВУ «Бориславнафтогаз» ВАТ “Укрнафта”, м. Борислав, вул. Карпатська брама, 26
e-mail: vtv@bngdu.ukrnafta.com

Рекомендовано использовать нитрилотриметилфосфониевую кислоту (НТФК) наряду с ингибированием процесса схватывания цементного камня или процесса солеотложения, а также для кислотного воздействия на породу пластов с высокой пластовой температурой (свыше 80°C). Установлено, что растворение карбонатной породы данной кислотой протекает в 50 раз медленней, чем в случае с соляной кислотой. С глинистыми компонентами НТФК не взаимодействует, но способна связывать пелитовую часть породы. По коррозионной активности НТФК является слабее чистой соляной кислоты, но сильнее, чем ингибированной соляной кислоты. Нагнетание 5% раствора НТФК в образцы горных пород позволяет увеличивать их проницаемость на 116–134%. Для обработки высокотемпературных скважин нитрилотриметилфосфониевую кислоту рекомендуется использовать в качестве суспензии на углеводородной жидкости.

Кислотні обробки є одним з основних методів інтенсифікації видобування нафти і газу з метою стабілізації показників видобутку на пізній стадії розробки нафтових і газових родовищ України. Звикання свердловин до повторних кислотних обробок призводить до зниження їх ефективності. Тому підвищення ефективності повторних обробок є важливою проблемою, яка потребує постійного вивчення та вдосконалення

It is recommended to use nitrilotrimethylphosphonic acid (NTPA) with inhibition of the process of cement setting or the process of salt sedimentation also for acid effect on seam rock with high seam temperature (more than 80°C). It has been determined that the speed of the dissolution of carbonate rock by given acid is 50 times slower, than by hydrochloric acid. NTPA doesn't react with clay components, but it is capable of binding pelitic part of the rock. Due to corrosion activity NTPA turns out to be not as strong as pure hydrochloric acid, but stronger than in inhibited hydrochloric acid. Pumping 5% NTPA into samples of mountain rocks allows to increase their permeability up to 116 – 134%. To process hightemperature wells it is recommended to use nitrilotrimethylphosphonic acid as suspension on the base of hydrocarbon liquid.

існуючих технологій кислотної дії на продуктивний пласт. Одним зі шляхів вирішення цієї проблеми є застосування нових кислотних систем для ускладнених умов – висока температура пласта, значна глинистість породи тощо.

Основою таких систем може бути, наприклад, нитрилотриметилфосфонова кислота (НТФК), яку використовують у нафтопромисловій справі як інгібітор схвалення цементного