УДК 622.276.1/4+622.243.24:553.98

РОЗРАХУНОК ДЕБІТУ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ НАФТОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ В ПРОСТОРОВО-АНІЗОТРОПНОМУ КРУГОВОМУ 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 нефтяной скважины в пространственно-анизотропном круговом пласте; результаты сопоставлены с решениями других авторов.

The calculation formula of horizontal oil-well debit is offered in a spatially anisotropic circular bed; results are confronted with the other authors' decisions.

На сьогодні одним із ефективних методів регулювання розробки нафтових родовищ є застосування горизонтальних свердловин [1, 2, 3]. Дослідження припливу рідини (чи газу) до свердловини, яка довільно розміщена в однорідному або анізотропному пласті обмеженої товщини (включно з переходом у горизонтальне положення), виконано рядом дослідників за різних просторових схематизацій потоку [3, 4, 5, 6]. У даній роботі на основі нового гідромеханічного підходу отримано формулу дебіту горизонтальної нафтової свердловини, яка розміщена в просторово анізотропному і круговому пласті, із якої випливає після істотних спрощень як частинні випадки ряд відомих формул, а також порівняно отримані результати із розв'язками інших авторів.

Припускаємо, що в круговому горизонтальному пласті з радіусом контура живлення $R_к$ розміщено горизонтальну свердловину довжиною L, радіусом $r_с$ на відстані δ від покрівлі пласта, товщина якого становить h (рис. 1). На поверхнях контура живлення пласта і стінки свердловини задаємо відповідно постійні пластовий $p_к$ і вибійний $p_с$ тиски. Враховуючи спрямованість коефіцієнта проникності, розглядаємо продуктивний пласт анізотропним за проникністю вздовж вертикалі (впоперек шарів) та в горизонтальній площині (вздовж шарів). Припускаючи процес фільтрації усталеним, слід розв'язувати тривимірне рівняння (рівняння Лапласа в неканонічній формі з постійними коефіцієнтами) [7]

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

де: x, y, z – просторові координати анізотропного пласта, які співпадають з головними осями тензора проникності; k_x, k_y, k_z – коефіцієнти проникності пласта вздовж відповідних осей x, y, z; p – тиск.

Внаслідок складності тривимірної задачі та з метою одержання простого практичного розв'язку застосовуємо спочатку метод фрагментів. Усю область фільтрації поділяємо на дві зони: зону плоского руху в горизонтальній площині та зону плоского потоку у вертикальній площині.

Оскільки горизонтальну свердловину можна розглядати гідродинамічно рівнозначною досконалій вертикальній тріщині однакової з нею довжини, то зону навколо свердловини подаємо прямокутним паралелепіпедом, розміри якого становлять L і $2l$ у горизонтальній площині та h — у вертикальній. Тоді приходимо до плоскої задачі фільтрації нафти в круговому пласті до прямокутника зі сторонами L і $2l$ (рис. 1, *б*), коли уже треба розв'язати двовимірне рівняння в горизонтальній площині xOy.

Замінюємо на площині такий прямокутник еліпсом (у просторі – паралелепіпед замінюємо еліпсоподібною вертикальною свердловиною). Велику піввісь еліпса приймаємо рівною $a = L/2$, а малу піввісь b визначаємо з умови рівності площ прямокутника і еліпса: $L \cdot 2l = \pi ab$, тобто $b = 4l/\pi$. Отже, маємо приплив в анізотропному пласті до еліпсоподібної свердловини з півосями $a_с$ і $b_с$. Приплив до еліпса є рівнозначним припливу до кругової свердловини, радіус якої дорівнює півсумі півосей еліпса, тобто $r'_с = (a_с + b_с)/2 = (\pi L + 8l)/4\pi$.

Основним методом розв'язання таких крайових задач типу задачі Діріхле-Неймана для анізотропних середовищ є метод ізотропізуючої деформації простору. Відтак застосовуємо метод ізотропізуючої деформації простору, тобто проводимо ізотропізуючу деформацію простору за формулами: $x_1 = cx/\sqrt{k_x}$; $y_1 = cy/\sqrt{k_y}$; $z_1 = cz/\sqrt{k_z}$, де: x_1, y_1, z_1 – координати ізотропного середовища; c – деяка постійна. Стосовно горизонтальної площини знаходимо:

$$k_г = \sqrt{k_x k_y}; \quad c = \sqrt[4]{k_x k_y}; \quad x_1 = x/\sqrt{\kappa_г};$$
$$y_1 = y\sqrt{\kappa_г}; \quad \kappa_г = \sqrt{k_x / k_y}, \qquad (2)$$

а фільтрацію в горизонтальній площині описуємо рівнянням Лапласа в канонічній формі, де: $k_г$ – коефіцієнт проникності ізотропного середовища в горизонтальній площині (коефіцієнт горизонтальної проникності пласта); $\kappa_г$ – коефіцієнт анізотропії пласта за проникністю в горизонтальній площині.

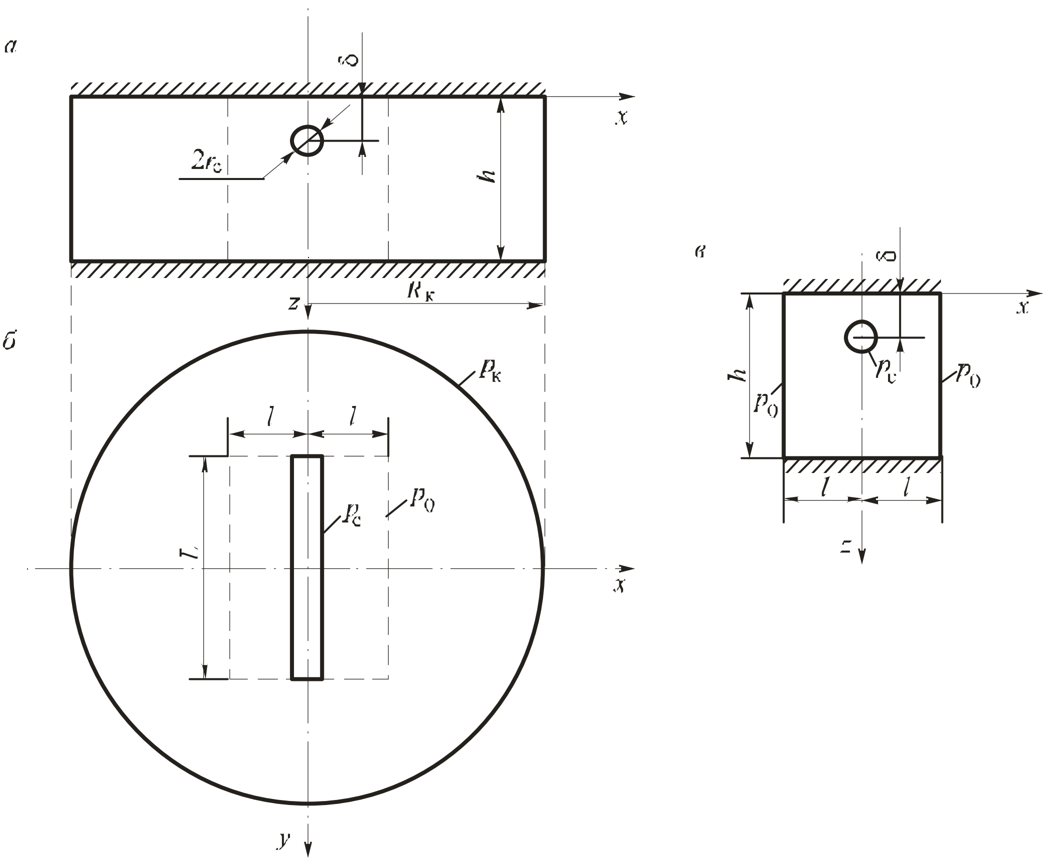

Рисунок 1 – Розрахункові схеми пласта з горизонтальною свердловиною

Контур свердловини в допоміжному ізотропному пласті із обчисленого колового перетворюється в еліпс, а контур живлення, як ізобара, теж повинен бути еліпсом. Знайшовши радіуси свердловини і контура живлення в ізотропному пласті, розв'язок виражаємо формулою типу відомої формули Дюпюї:

$$Q = \frac{2\pi k_г h \Delta p_1}{\mu \ln \varphi_1}, \qquad (3)$$

де $\Delta p_1 = p_к - p_0$; p_0 – тиск на контурі еквівалентного прямокутника (рис. 1, *б*);

$$\varphi_1 = \frac{16\pi R_к \kappa_г}{(\pi L + 8l)(1+\kappa_г)^2}.$$

Із (3) за $\kappa_г = 1$ випливає формула дебіту горизонтальної свердловини в ізотропному пласті, коли, наприклад, коефіцієнт горизонтальної проникності дорівнює $k_у$. Якщо в (3) взяти $l = 0$, тобто коли знехтувати шириною (розкриттям) тріщини, то одержимо формулу дебіту досконалої вертикальної тріщини в анізотропному круговому пласті:

$$Q = \frac{2\pi k_г h \Delta p_1}{\mu \ln \dfrac{16 R_к \kappa_г}{L(1+\kappa_г)^2}}, \qquad (4)$$

яка характеризує максимальний дебіт, до якого тільки може наближатися дебіт горизонтальної свердловини та із якої (за $\kappa_г = 1$) випливає відома точна формула В.П.Табакова [5, 7], що свідчить про коректність та правильність такої схематизації, на відміну від схематизації в роботах S.D. Joshi [6].

У вертикальній площині zOx маємо плоский фільтраційний потік (потік, що припадає на одиницю довжини свердловини L у вертикальній площині, перпендикулярній до осі свердловини) в обмеженому прямокутному пласті, дві протилежні сторони (покрівля і підошва) якого є непроникними, а на двох інших задано постійний тиск p_0 (рис. 1, *в*). Оскільки ми вибрали, що вісь z співпадає з однією з головних осей анізотропії проникності, а коефіцієнт проникності в горизонтальній площині вище охарактеризували величиною $k_г$, то згідно з методом фрагментів у вертикальній площині теж треба розв'язати двовимірне рівняння Лапласа в неканонічній формі, яке після ізотропізуючої деформації простору набуває вигляду рівняння Лапласа в канонічній формі, в якому маємо $x_1 = x/\sqrt{\kappa}$; $z_1 = z\sqrt{\kappa}$; $\kappa = \sqrt{k_г / k_в}$ – коефіцієнт анізотропії проникності у вертикальній площині.

Задача припливу нафти в такому пласті є симетричною відносно осі z_1, тоді можна обмежитися розглядом тільки однієї частини, наприклад, правої (рис. 1, *в*). Зрозуміло, що загальна питома витрата нафти q до свердловини з боку обох контурів живлення пласта дорівнює подвоєній питомій витраті q_1 з боку одного із контурів живлення з тиском p_0, тобто $q = 2q_1$. Значить, маємо задачу плоского припливу нафти до горизонтальної свердловини в однорідному напівнескінченному пласті з прямолінійним контуром живлення. Оскільки свердловина знаходиться між непроникними підошвою та покрівлею пласта і поблизу прямолінійного контура живлення з постійним тиском p_0, то надалі застосовуємо метод відображення джерел і стоків, а відтак – метод суперпозиції джерел і стоків [7]. У результаті знаходимо тиск $p(x, z)$ у довільній точці анізотропного пласта з координатами x і z та, враховуючи граничні умови, питому витрату q_1. У рівняння для тиску і витрати входить невідома величина l. Із числового аналізу розподілу тиску $p(x, z)$ в площині zOx випливає, що при розв'язуванні задачі для однорідного пласта (κ = 1) є підстави брати $l = h$, але в разі анізотропії проникності – беремо $l = 2h$.

Приплив нафти до горизонтальної свердловини довжиною L (аналог товщини пласта) у прямокутному, точніше смугоподібному, пласті тоді становить

$$Q = qL = 2q_1 L = \frac{2\pi k_\text{г} h \Delta p_2}{\mu\tau \ln\varphi_2}, \tag{5}$$

де: $\Delta p_2 = p_0 - p_\text{с}$; $r_\text{с}$ – радіус свердловини; $\tau = \kappa h/4L$;

$$\varphi_2 = \left(\text{ch}\frac{4\pi}{\kappa} - \cos\frac{\pi r_\text{с}}{h}\right)\left[\text{ch}\frac{4\pi}{\kappa} - \cos\frac{\pi(2\delta - r_\text{с})}{h}\right]\times$$
$$\times\left\{\left(1 - \cos\frac{\pi r_\text{с}}{h}\right)\left[1 - \cos\frac{\pi(2\delta - r_\text{с})}{h}\right]\right\}^{-1}.$$

Для врахування гідродинамічної недосконалості свердловини за характером розкриття пласта поділимо потік до свердловини в еквівалентному прямокутнику на дві підзони (за методом фрагментів): спочатку до фіктивної досконалої свердловини радіусом R_0 (ділянка плоского потоку у вертикальній площині), а відтак до гідродинамічно недосконалої свердловини за характером розкриття пласта (ділянка стабілізації потоку, за межами якої рух є плоским у вертикальній площині).

На підставі цього приплив нафти до гідродинамічно недосконалої горизонтальної свердловини в смугоподібному пласті виражається формулою

$$Q = \frac{2\pi k_\text{г} h \Delta p_2}{\mu\tau(\ln\varphi_2 + c_{2\text{г}})}, \tag{6}$$

де: $c_{2\text{г}} = \ln\frac{\varphi_2'}{\varphi_2} + \frac{4}{\tau}\left(\ln\frac{R_0}{r_\text{с}} + c_2\right)$; $R_0 \le h/\pi$; $R_0 \le 2\delta$; можна брати $R_0/r_\text{с} = 5$ [70]; φ_2' – аналітичне φ_2, тільки в останньому $r_\text{с}$ слід замінити на R_0; c_2 – коефіцієнт додаткового фільтраційного опору, який враховує гідродинамічну недосконалість свердловини за характером розкриття пласта [7].

Шуканий розв'язок задачі – формулу дебіту горизонтальної свердловини в просторово анізотропному круговому пласті за довільного її розміщення відносно покрівлі (чи підошви) пласта – на основі рівнянь (3) і (5) за правилом похідних пропорцій внаслідок нерозривності потоку одержуємо у вигляді:

$$Q = \frac{2\pi k_\text{г} h \Delta p}{\mu(\ln\varphi_1 + \tau\ln\varphi_2)}, \tag{7}$$

або в разі її гідродинамічної недосконалості за характером розкриття пласта

$$Q = \frac{2\pi k_\text{г} h \Delta p_2}{\mu\left[\ln\varphi_1 + \tau\left(\ln\varphi_2' + \frac{4}{\tau}\ln\frac{R_0}{r_\text{с}} + c_2\right)\right]}, \tag{8}$$

де $\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 = p_\text{к} - p_\text{с}$ – депресія тиску.

Якщо в (9) косинус і гіперболічний косинус від відповідних величин опишемо наближеними формулами, то отримаємо першу наближену формулу дебіту, за δ = 0 – другу наближену формулу дебіту горизонтальної свердловини без урахування її розміщення відносно покрівлі пласта, а за $l = 0$ і $\kappa = \kappa_\text{г}$ ($k_\text{г} = k_\text{в}$) – третю наближену формулу стосовно до однорідного пласта.

Формула в третьому наближенні аналогічна формулі Ю.П. Борисова для дебіту горизонтальної свердловини в однорідному круговому пласті, тільки $R_0 = r_\text{с}$, $c_2 = 0$ і замість $\ln h/(2\pi r_\text{с})$ маємо $\ln h/(\pi r_\text{с})$ [5]. Формула Ю.П.Борисова, як і отримана із неї формула В.Г.Григулецького [8], після формальної заміни $k_\text{г}$ на k і h на κh, дає велику розбіжність результатів розрахунку порівняно з (9) в анізотропному пласті. Що стосується останньої заміни, то, як це випливає із (9), вона є необґрунтованою у виразі під логарифмом, а тому неприпустимою.

Нехтуючи в третій наближеній формулі внутрішнім фільтраційним опором (другий, третій і четвертий доданки в знаменнику), маємо формулу В.П.Табакова [5] для розрахунку дебіту досконалої вертикальної тріщини в однорідному круговому пласті (див. вище).

Із (8) та першої наближеної формули, опускаючи в знаменнику доданок $\ln\varphi_1$, одержуємо відповідно точну і наближену (в першому наближенні) формули дебіту горизонтальної свердловини, яка довільно розміщена відносно покрівлі у смугоподібному анізотропному пласті з двостороннім контуром живлення.

За відсутності точних розв'язків ми порівняли результати розрахунку дебіту горизонтальної свердловини за нашою формулою (9) і „точною" формулою В.П.Пилатовського [5], одержаною для дебіту свердловини, довільно розміщеної в однорідному горизонтальному пласті, і перетворили для врахування коефіцієнта анізотропії проникності κ у вертикальній площині до вигляду:

$$Q_\text{па} = \frac{2\pi k h \Delta p}{\mu}\left\{\frac{1}{2}\ln\frac{R_\text{к}^2}{L^2/4 + r_\text{с}^2} + 1 - \frac{2r_\text{с}}{L}\text{arctg}\frac{L}{2r_\text{с}} + \right.$$
$$\left. + 2\sum_{i=1}^{\infty}\cos^2\frac{\pi n\delta}{h}\int_0^{L/2} K_0\left(\frac{\pi n}{\kappa h}\sqrt{s^2 + r_\text{с}^2}\,\frac{2ds}{L}\right)\right\}^{-1}, \tag{9}$$

де δ = a_0 і здійснено заміну L на $L/2$ (відповідно до наших позначень).

Стосовно однорідного ізотропного пласта ($\kappa_г = \kappa = 1$), як це і припускав у своїй роботі В.П. Пилатовський, зроблено висновок, що (7) порівняно з (9) дає розбіжність величини дебіту від – 3% до +8%, при зростанні довжини горизонтальної свердловини від 50 до 200 м; $R_к = 750$ м; $h = 20$ м; $r_с = 0{,}1$ м; $\delta = h / 2$.

Числовий аналіз показав, що зі збільшенням коефіцієнта анізотропії проникності κ у вертикальній площині, коли коефіцієнт анізотропії проникності у горизонтальній площині $\kappa_г = 1$, дебіти горизонтальної свердловини, розраховані за формулами (9) і (13), зменшуються (в 1,6 рази за $\kappa = 10$), а формула (9) дає завищення результату порівняно з формулою (13) до 8%, коли κ зростає від 1,0 до 10 (решта даних аналогічні).

Таким чином, отримана формула дебіту є достатньо точною і простою для практичних розрахунків, враховує гідродинамічну недосконалість свердловини, а з неї, як частинні випадки після істотних спрощень, випливає низка відомих формул.

Література

1 Бойко Р.В. Принципи і критерії вибору об'єктів горизонтального буріння свердловин // Нафтова газова пром-сть. – 2000. – №6. – С. 30-33.

2 Практика буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами / К.О. Оганов, Я.В. Кунцяк, Я.С. Гаврилов, І.І. Наритник. – Київ: Наукова думка, 2002. – 200 с.

3 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.

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

5 Борисов Ю.П., Пилатовський В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 154 с.

6 Joshi S. Horizontal well Technology. – Oklahoma, 1991. – 178 c.

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

8 Григулецький В.Г. Основные допущения и точность формул для расчета дебита горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №12. – С. 5-6.

УДК 656.56:629.017

В'ЯЗКІ ВЛАСТИВОСТІ ТРУБНОЇ СТАЛІ 17Г1С З ДОБАВКАМИ РІДКІСНОЗЕМЕЛЬНИХ МЕТАЛІВ

Д.Ю.Петрина, Д.С.Вуйцік

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 43024, 42342
e-mail: public@nung.edu.ua

Изучено влияние добавок редкоземельных металлов (РЗМ) на комплекс вязких свойств трубной стали 17Г1С. Установлено, что увеличение деформационной способности в результате обработки РЗМ реализуется лишь при испытании ударных образцов с круглым надрезом и не сказывается на свойствах стали при наличии острого концентратора.

The influence of rare-earth materials (REM) on the complex of toughness properties of pipe steel 17Г1С is studied. It is stated that increasing of deforming ability in the result of treatment of REM is realized only at treatment of percussive samples with round natch and it doesn't influence the steel properties at presence of sharp concentrator.

Практика експлуатації магістральних трубопроводів показує, що термін їхньої роботи залежить від корозійної стійкості та в'язкості руйнування трубних сталей. Останнім часом з'явилась низка робіт [1-3], які свідчать, що підвищити корозійні властивості трубопроводів можна шляхом мікролегування сталей рідкісноземельними металами (РЗМ). Узагальнюючи ці дослідження[4], був науково обґрунтований оптимальний вміст модифікаторів для трубної сталі 17Г1С (%): церій (Се)0,01...0,03; ітрій (Y) 0,01...0,025; барій (Ва) 0,007...0,015; кальцій (Са) 0,001...0,0025; цирконій (Zr) 0,02...0,04. З'явилися перші дані, що обробка сталі РЗМ сприяє покращенню механічних і в'язко-пластичних властивостей сталей [5].

Однак такі дослідження знаходяться в зародковому стані. Тому наша робота присвячена впливу добавок РЗМ на комплекс в'язких властивостей трубної сталі 17Г1С.

Легування металу здійснювали двома складами мікродомішок, які наведені в таблиці 1.

Перший склад мікродомішок відповідав запропонованому в роботі 4 оптимальному