

Фізико-технічні проблеми видобування енергоносіїв

УДК 622.279.23+532.546

ПРИПЛИВ ГАЗУ І НАФТИ ДО ПСЕВДОГОРИЗОНТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

Р. В. Бойко

УМГ «Львівтрансгаз»; 79053, м. Львів, вул. І. Рубчака, 3,
e-mail: Rboyko25@gmail.com

Розглянуто приплив газу і нафти до псевдогоризонтальної свердловини, яка є проміжним типом між вертикальною і горизонтальною свердловинами, а до області застосування псевдогоризонтальних свердловин відноситься модель шарувато-неоднорідного та граничноанізотропного пласта, в котрому продуктивні пропластки складають певну частку загальної товщини. У такому пласті рух флюїдів може бути тільки пошировим, у кожній горизонтальній площині якого переріз свердловини є еліпсом, а навколо неї формуються еліпсоподібні ізобари. Звідси виведено формули дебіту свердловини стосовно до нафтового і газового пластів як при фільтрації за законом Дарсі, так і за нелінійним законом.

Ключові слова: фільтрація газу і нафти, дебіт свердловини, лінійний і нелінійний закони фільтрації.

Рассмотрен приток газа и нефти к псевдогоризонтальной скважине, которая является промежуточным типом между вертикальной и горизонтальной скважинами, а в области применения псевдогоризонтальных скважин относится модель слоисто-неоднородного и граничноанизотропного пласта, в котором производительные пропластки составляют определенную часть общей толщины. В таком пласте движение флюидов может быть только послойным, в каждой горизонтальной плоскости которого сечение скважины является эллипсом, а вокруг нее формируются эллипсоидные изобары. Отсюда выведены формулы дебита скважины применительно к нефтяному и газовому пластам как при фильтрации по закону Дарси, так и по нелинейному законам.

Ключевые слова: фильтрация газа и нефти, дебит скважины, линейный и нелинейный законы фильтрации.

The article considers gas and oil inflow to the pseudo-horizontal well, which is an intermediate type between vertical and horizontal wells, and the field of application of the pseudo-horizontal wells includes a model of layered-and-heterogeneous and maximum anisotropy bed, where producing interlayers make a big part of overall thickness. The fluid flow in such a bed can only be stratified, its borehole cross-section is an ellipse in each horizontal plane, and the ellipsoidal isobars form around it. Hence, we derived a formula of the well production rate with respect to the oil and gas beds both during filtration in accordance with the Darcy's law, and according to the non-linear law.

Keywords: oil and gas filtration, well production rate, linear and non-linear filtration laws.

Вступ

Горизонтальне і похиле буріння свердловин здійснюють із метою рівномірного охоплення розробкою вуглеводневих покладів і підземних сховищ газу, збільшення поточних дебітів та підвищення нафто- і газовилучення, а також із метою обійти та зберегти поверхневі об'єкти (будівлі густо заселених територій, водоймища й акваторії морів, заповідні зони і т.д.).

Аналіз сучасних досліджень

Горизонтальні свердловини характеризуються, в першу чергу, більшою поверхнею (об'ємом) зони дренування і, відповідно, більшим дебітом (у 3-5 разів) порівняно із вертикальними свердловинами [1]. Це зумовило домінування ідеї горизонтальних свердловин із початку 80-х років минулого століття у всьому світі (особливо в США, Канаді, Франції, Росії) [2], значне зростання кількості пробурених го-

ризонціальних свердловин на нафту і газ та велику перспективу доцільності їх застосування (наприклад, для освоєння шельфу Баренцового і Карського морів) [3]. Але в практиці зафіксовано чимало випадків (фірми-оператори із буріння утримуються від публікації таких фактів, бо це ж для них є антирекламою), коли дебїти горизонтальних свердловин виявились не більшими від дебїтів вертикальних свердловин [2]. Основною природною причиною цього є шарувата (верстувата) геологічна будова продуктивного газо- чи нафтонасиченого пласта й анізотропія за проникністю гірських порід. Для покращення розкриття шаруватого та анізотропного пласта фахівці рекомендують застосовувати горизонтальні свердловини із системою розмаїття відгалужень, створених різними методами (гідропіскоструминна перфорація, багатократні гідророзриви, наприклад для видобування сланцевого газу, буріння додаткових стовбурів) або з метою уточнення геологічної моделі родовища чи підземного газосховища попередньо пробурити пілотний стовбур із суцільним відбиранням керна, а відтак прийняти рішення щодо доцільності і напрямку розташування горизонтального стовбура.

Висвітлення основного матеріалу

Шарувато-неоднорідний та анізотропний пласт можна змоделювати по-різному (див., наприклад, методику ВНИИ-2 чисельного проектування розробки нафтових і нафтогазових родовищ [7]). Ми виділяємо такі основні чотири моделі: 1) пласт літологічно однорідний й анізотропний за проникністю (дво- або тривимірною анізотропією); 2) пласт складається із різних пропластків, які гідравлічно сполучаються між собою; 3) пласт складається із різних за фільтраційно-ємнісними характеристиками пропластків, розділених нехтувано тонкими і практично непроникиними прошарками; 4) пласт є тонкошаруватим при частому чергуванні нафто- та газонасичених прошарків товщиною 0,05 – 0,1 м із непроникиними різновидами гірських порід (як, наприклад, вивчені менілітова світа Передкарпаття, кирмакинська світа Азербайджану, кумський горизонт Ново-Дмитрівського родовища РФ). Друга модель введенням середньої величини коефіцієнта проникності в напрямку, перпендикулярному до латерального залягання пропластків, зводиться до першої моделі [3], яка відноситься до області застосування горизонтальних свердловин.

Четверта модель є окремим випадком третьої моделі, в якій газо- чи нафтонасичені пропластки (ефективна товщина) складають певну частку ξ в загальній товщині продуктивного розрізу, причому $0 < \xi < 1$, а в четвертій моделі $\xi \rightarrow 1$. Стосовно цих двох останніх моделей прийнятними можуть бути вертикальні і псевдогоризонтальні (субгоризонтальні) свердловини.

Питанням фільтрації в однорідних і анізотропних пластах до горизонтальних свердловин за різних геолого-технологічних умов присвячено ряд робіт [2, 3, 4].

Ефективною альтернативою вертикальним і горизонтальним свердловинам, враховуючи їх сильні та слабкі сторони, які проявляються в реальних, шарувато-неоднорідних пластах, можна вважати свердловини під умовною назвою псевдогоризонтальних свердловин [5]. Псевдогоризонтальні свердловини характеризуються такими особливостями: а) мають довжину робочого стовбура співрозмірну із довжиною звичайно застосовуваних горизонтальних свердловин; б) розміщені під малим кутом до горизонтальної поверхні (точніше, до латерального напрямку залягання продуктивного пласта); в) перетинають усі пропластки продуктивного пласта від покрівлі до підшови (краще від підшови до покрівлі в аспекті технологічності подальшої експлуатації). У роботі [6] показано ефективність роботи такої свердловини, порівняно із горизонтальною і вертикальною, на основі чисельного математичного експерименту, стосовно до прямокутного в плані і двошарового елемента пласта із гідродинамічною сполученістю шарів між собою при витісненні нафти водою.

Виділення невирішених питань

Невирішеним залишилось питання аналітичного опису фільтрації і нафти, і газу до псевдогоризонтальної свердловини.

Формулювання цілей статті

Тут ставиться ціль подати аналітичний розв'язок задачі припливу рідини (нафти) і газу до псевдогоризонтальної свердловини в шарувато-неоднорідному пласті за лінійним і нелінійним законами фільтрації.

Розглядаємо третю модель шарувато-неоднорідного гранично анізотропного пласта (коефіцієнт проникності у вертикальному напрямку рівний нулю), який розкривається псевдогоризонтальною свердловиною від підшови до його покрівлі. У будь-якій горизонтальній площині, яка паралельна покрівлі і підшові пласта (чи кожного зокрема пропластка), маємо плоский усталений рух до псевдогоризонтальної свердловини.

Оскільки ми припустили наявність пошарового руху флюїду, а в шарувато-неоднорідному і гранично анізотропному пласті він тільки таким і може бути, то в кожному шарі має місце потік до еліптичної свердловини (горизонтальний переріз похилої циліндричної свердловини є еліпсом). У будь-якій горизонтальній площині навколо такої свердловини під час руху утворюються еліпсоподібні ізобари, які із віддаленням від неї деформуються у колові. При переході від одної площини до іншої маємо аналогічні ізобари, які разом формують певної конфігурації контур зони дренивання свердловини. Якщо пласт має достатню протяжність, порівняно із довжиною L псевдогоризонтальної свердловини, то навколо неї можна виділити розрахунковий коловий контур зони дренивання (із певною значиною ізобари або в круговому замкнутому пла-

сті). А в разі розміщення псевдогоризонтальної свердловини серед інших свердловин, у т.ч. і серед їй подібних, навколо неї формується зона дренавання, контур якої близький до еліпсоподібного. Таким чином, ми прийшли до задачі припливу флюїду до еліптичної свердловини, ексцентрично розміщеної в пласті із еліпсоподібною формою контура живлення стосовно до кожної горизонтальної площини пошарового руху.

Розглядаємо спочатку рух нафти за лінійним законом Дарсі в горизонтальній площині, яка ділить псевдогоризонтальну свердловину на дві рівні частини і розташована посередині між покрівлею і підшовою пласта, тобто як рух між двома еліпсами, розміщення яких із достатньою точністю можна припускати конфокальним (із спільними фокусами). Відомо, що за допомогою функції М. Є. Жуковського такий рух зводиться до руху між двома концентричними (із спільним центром) колами [8].

Еліптичну свердловину на площині замінюємо коловою свердловиною з розрахунковим радіусом, що дорівнює півсумі півосей еліпса і на основі простих геометричних побудов виражається так [8]:

$$r'_c = \frac{a_c + b_c}{2} = \frac{r_c + \frac{r_c}{\cos \alpha}}{2} = \frac{r_c(1 + \cos \alpha)}{2 \cos \alpha}, \quad (1)$$

де a_c, b_c – відповідно мала і велика півосі еліпса свердловини, $a_c = r_c$; $b_c = r_c / \cos \alpha$;

r_c – радіус псевдогоризонтальної циліндричної свердловини;

α – zenітний кут нахилу псевдогоризонтальної свердловини, $\alpha = 90^\circ - \beta$;

β – кут нахилу псевдогоризонтальної свердловини до горизонталі.

Якщо псевдогоризонтальна свердловина довжиною L розкриває пласт на всю його товщину h (а тільки таким повинно бути раціональне розкриття), то кут $\beta = \arcsin(h/L)$.

Еліпс зони дренавання характеризуємо малою a_3 і великою b_3 півосями та фокусною відстанню $2c$. Розрахунковий радіус R_k колового контуру зони дренавання визначаємо із умови рівності площ еліпса $S_e = \pi a_3 b_3$ і круга $S_k = \pi R_k^2$,

тобто $R'_k = \sqrt{a_3 b_3}$. Припускаємо, що фокусна відстань еліпса $2c$ дорівнює довжині псевдогоризонтальної свердловини, $2c = L$. Малу піввісь еліпса припускаємо рівною половині середньої відстані до сусідніх свердловин σ , $a_3 = \sigma$. Із відомої умови для еліпса $c^2 = b_3^2 - a_3^2$ знаходи-

мо велику піввісь еліпса $b_3 = \sqrt{\left(\frac{L}{2}\right)^2 + \sigma^2}$, а тоді розрахунковий радіус зони дренавання

$$R'_k = \sqrt{\frac{\sigma}{2} \sqrt{L^2 + 4\sigma^2}}. \quad (2)$$

Приплив нафти за лінійним законом Дарсі до розрахункової свердловини в розглядуваній площині описуємо формулою Дюпюї:

$$q = \frac{2\pi k(p_{пл} - p_B)}{\mu \ln \frac{R'_k}{r'_c}}, \quad (3)$$

де q – дебіт, що припадає на одиницю товщини пласта (поточний дебіт);

k – коефіцієнт проникності гірських порід пласта в горизонтальній площині;

$p_{пл}, p_B$ – постійні тиски, відповідно пластовий на зовнішньому коловому контурі із радіусом R'_k і вибійний у свердловині (змінюю вибійного тиску через гідравлічні втрати вздовж стовбура горизонтальної чи псевдогоризонтальної свердловини, як показують спеціальні дослідження [2] можна знехтувати за не надто великих дебітів газу (до 1-2 млн. м³/добу), а в нафтовій свердловині вони взагалі є мізерними);

μ – динамічний коефіцієнт в'язкості нафти.

В інших горизонтальних площинах розрахункова свердловина ексцентрично розміщена в круговому пласті із ексцентриситетом δ , причому ексцентриситет є дискретною функцією вертикальної координати z (через наявність у розрізі шарувато-неоднорідного пласта непроникних прошарків). Урахування цього, коли навіть розподіл проникних і непроникних прошарків не є відомим, призводить до істотного, але разом із тим і до непотрібного ускладнення розрахункових формул. Ми скористаємося загально прийнятим висновком [8], що за відношень $R'_k/r'_c \geq 10^3$ (за $r'_c = 0,1$ м, $R'_k \geq 100$ м) і $\delta/R'_k \leq 0,8$ дебіт ексцентрично розміщеної свердловини практично не залежить від величини ексцентриситету δ . Тоді дебіт псевдогоризонтальної свердловини при фільтрації за лінійним законом Дарсі в шарувато-неоднорідному пласті (за наявності непроникних пропластків чи відсутності гідродинамічної сполученості між проникними пропластками) записуємо як суму (замість складного інтегрування) припливів із окремих пропластків стосовно до нафтового пласта

$$Q = \frac{2\pi k \xi h (p_{пл} - p_B)}{\mu_n \ln \frac{2 \cos \alpha \sqrt{0,5\sigma \sqrt{L^2 + 4\sigma^2}}}{r_c (1 + \cos \alpha)}}, \quad (4)$$

і стосовно до газового пласта згідно із відомою аналогією [8]

$$Q_0 = \frac{\pi k \xi h T_0 (p_{пл}^2 - p_B^2)}{p_0 T_{пл} \bar{\mu}_r \bar{z}_r \ln \frac{2 \cos \alpha \sqrt{0,5\sigma \sqrt{L^2 + 4\sigma^2}}}{r_c (1 + \cos \alpha)}}, \quad (5)$$

де Q – об'ємний дебіт нафти за пластових умов;

Q_0 – об'ємний дебіт газу, зведений до стандартних умов;

ξh – ефективна товщина пласта, м;

ξ – частка продуктивних пропластків у загальній товщині пласта h ;

μ_n – динамічний коефіцієнт в'язкості нафти;

p_0, T_0 – тиск і температура за стандартних умов;

$T_{пл}$ – пластова температура;

$\bar{\mu}_r, \bar{z}_r$ – середньоарифметичні величини відповідно динамічного коефіцієнта в'язкості і коефіцієнта надстисливості газу, котрі визначені при тисках пластовому і вибійному та при пластовій температурі.

Прийнятий підхід до розв'язання задачі є продуктивним і в разі фільтрації за нелінійним законом із використанням двочленної формули, зокрема при фільтрації реального газу до гідродинамічно недосконалої свердловини за характером розкриття пласта (за наявності перфораційних отворів).

Так, при фільтрації за нелінійним законом дебіт гідродинамічно недосконалої псевдогоризонтальної свердловини в шарувато-неоднорідному і гранично анізотропному (за проникністю) пласті описуємо двочленною формулою у разі як фільтрації рідини (однорідної нафти), так і реального газу відповідно у такий спосіб:

$$p_{пл} - p_b = A Q + B Q^2; \quad (6)$$

$$p_{пл}^2 - p_b^2 = A_0 Q_0 + B_0 Q_0^2, \quad (7)$$

де A, B, A_0, B_0 – коефіцієнти фільтраційного опору.

У разі фільтрації однорідної рідини коефіцієнти фільтраційного опору набувають вигляду

$$A = \frac{\mu_H \ln \frac{R'_k}{r'_{сзв}}}{2\pi k \xi h}, \quad (8)$$

$$B = \frac{\rho_{H0} \left(\frac{1}{r'_{сзв}} - \frac{1}{R'_k} \right)}{(2\pi k \xi h)^2 l'}, \quad (9)$$

і в разі фільтрації реального газу

$$A_0 = \frac{p_0 T_{пл} \bar{\mu}_r \bar{z}_r}{\pi k \xi h T_0} \left(\ln \frac{R'_k}{r'_c} + c_2 \right), \quad (10)$$

$$B_0 = \frac{p_0 T_{пл} \rho_{r0} \bar{z}_r}{2\pi^2 (\xi h)^2 T_0 l' r'_c} (1 + r'_c c'_2), \quad (11)$$

де $r'_{сзв}$ – зведений радіус гідродинамічно недосконалої свердловини за характером розкриття пласта (із урахуванням перфорації стовбура);

l' – коефіцієнт макрошорсткості пористого середовища;

c_2, c'_2 – коефіцієнти додаткового фільтраційного опору, що характеризують гідродинамічну недосконалість псевдогоризонтальної свердловини за характером розкриття пласта, c_2 визначається за відомими графіками чи формулами В.І. Щурова, $c'_2 = (3\xi^2 r_0^3)^{-1}$;

N – загальна кількість перфораційних отворів;

$N = n \xi L$;

n – густина перфорації;

r_0 – глибина входження перфораційного отвору в пласт.

З метою зіставлення псевдогоризонтальної свердловини із вертикальною випишемо також відомі формули припливу до вертикальної свердловини відповідно нафти і реального газу [9] (див. вище):

$$Q_b = \frac{2\pi k h \xi (p_{пл} - p_b)}{\mu_H \ln \frac{\sigma}{r_c}}, \quad (12)$$

$$p_{пл} - p_b = \frac{\mu_H \ln \frac{\sigma}{r_{сзв}}}{2\pi k h \xi} Q_b + \frac{\rho_{H0} \left(\frac{1}{r_{сзв}} - \frac{1}{\sigma} \right)}{(2\pi h \xi)^2 l'} Q_b^2, \quad (13)$$

$$Q_{0b} = \frac{\pi k h \xi T_0 (p_{пл}^2 - p_b^2)}{p_0 T_{пл} \bar{\mu}_r \bar{z}_r \ln \frac{\sigma}{r_c}}, \quad (14)$$

$$p_{пл}^2 - p_b^2 = Q_{0b} \frac{\bar{\mu}_r p_0 T_{пл} \bar{z}_r}{\pi k h \xi T_0} \left(\ln \frac{\sigma}{r_c} + c_2 \right) + Q_{0b}^2 \frac{\rho_{r0} p_0 T_{пл} \bar{z}_r}{2\pi^2 h^2 \xi^2 T_0 r'_c l'} (1 + r'_c c'_2). \quad (15)$$

ВИСНОВКИ

Дебіти горизонтальних свердловин фактично можуть виявлятися не більшими від дебітів вертикальних свердловин через природну шарувату (верствувату) геологічну будову реального продуктивного (газо- чи нафтонасиченого) пласта й анізотропію за проникністю гірських порід. Шарувато-неоднорідний й анізотропний пласт можна описати чотирма моделями – від однорідного до гранично анізотропного. У шарувато-неоднорідних і гранично анізотропних пластах ефективною альтернативою вертикальним і горизонтальним свердловинам можна вважати псевдогоризонтальну свердловину (проміжний тип), яка за однакової довжини із горизонтальною (латерально розміщеною) свердловиною перетинає під малим кутом усі пропластки продуктивного пласта (від підшоши до його покрівлі). Горизонтальний переріз слабко похилого (до горизонту) циліндричного стовбура свердловини є еліпсом, а навколо псевдогоризонтальної (як і горизонтальної) свердловини при фільтрації формується еліпсоподібна зона дренавання. Зводячи еліпси перерізу свердловини і зони дренавання до колових форм, враховуючи ексцентричність розміщення еліптичної свердловини в кожній горизонтальній площині та гідродинамічну недосконалість свердловини за характером розкриття продуктивного пласта (наявність перфорації), отримано формули дебіту псевдогоризонтальної свердловини для випадків припливу відповідно однорідної рідини (нафти) і реального газу при фільтрації за лінійним законом Дарсі та нелінійним законом (загальноприйнята двочленною формула припливу). Щодо припливу нафти, то дані формули відомими методами легко трансформуються стосовно до інших випадків (газована нафта, в'язкопластична нафта і т.д.).

Література

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

2 Алиев З. С. Технология применения горизонтальных скважин: монография / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губина, 2006. – 712 с.

3 Бойко Р. В. Регулювання розробки нафтових родовищ застосуванням горизонтальних свердловин / Р. В. Бойко. – Дисерт. ... канд. техн. наук : 05.15.06. – Київ : УкрНГІ, 1996. – 306 с.

4 Joshi, S. D. Horizontal Well Technology / S. D. Joshi. – Tulsa, Oklahoma : Penn Well Books, 1991. – 535 p.

5 Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – Москва : Струна, 1998. – 618 с.

6 Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2 / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров и др. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.

7 Бойко В. С. Проектування розробки нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: «Нова Зоря». 2012. – 588 с.

8 Бойко В. С. Підземна гідрогазомеханіка / В. С. Бойко, Р. В. Бойко; 2-е видання. – Львів: Априорі, 2007. – 449 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
26.05.16

Рекомендована до друку
*професором **Тарком Я.Б.***
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
*д-ром техн. наук **Акульшиним О.О.***
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)