УДК 622.279.23+532.546

УНІФІКАЦІЯ РОЗРАХУНКУ ДЕБІТІВ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Р.В. Бойко

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

Математична складність розв'язування просторової задачі припливу нафти і, особливо, газу до горизонтальних свердловин зумовила використання дослідниками різних підходів і методів з метою отримання прийнятних розв'язків і виведення різних формул для розрахунку дебітів таких свердловин. Базуючись на тому, що процес фільтрації нафти і газу описується одним і тим же диференціальним рівнянням, обґрунтовано метод уніфікації розрахункових формул. З використанням цього методу формули багатьох авторів, отримані для випадку фільтрації нафти, записано стосовно фільтрації реального газу. Виділено геометричний фактор, що характеризує свердловину і її розміщення в покладі. Фільтрація відбувається або в пористому середовищі, або в тріщинному.

Ключові слова: фільтрація в пористому і тріщинному середовищі, врахування реальних властивостей газу, геометричний фактор свердловини.

Математическая сложность решения пространственной задачи притока нефти и, особенно, газа к горизонтальным скважинам обусловила применение исследователями различных подходов и методов с целью получения приемлемых решений и вывода разных формул для расчета дебитов таких скважин. Основываясь на том, что процесс фильтрации нефти и газа описывается одним и тем же дифференциальным уравнением, обоснован метод унификации расчетных формул. С использованием этого метода формулы многих авторов, полученные для случая фильтрации нефти, записано применительно к фильтрации реального газа. Выделен геометрический фактор, характеризующий скважину и ее размещения в залежи. Фильтрация происходит или в пористой среде, или в трещинной.

Ключевые слова: фильтрация в пористой и трещинной среде, учета реальных свойств газа, геометрический фактор скважины.

The mathematical complexity of 3D-problem solving for oil and especially gas inflow to horizontal wells conditioned the researches' use of different approaches and methods for obtaining acceptable solutions and developing different formulas for flow rate calculation of such wells. Based on the fact that oil and gas filtration processes are described by the same differential equation, the method for unification of calculation formulas was grounded. Using this method, many authors' formulas, obtained for the case of oil filtration, are written in respect to the real gas filtration. It is emphasized on the geometrical factor characterizing the well and its location in the deposit (reservoir). Filtration takes place either in the porous or fractured medium.

Key words: filtration in porous or fractured medium, taking into account of real gas properties, well geometrical factor.

Вступ

Застосування горизонтальних свердловин для видобування вуглеводнів небезпідставно сьогодні вважається науковим і технологічним проривом у нафтовій і, відтак, у газовій галузях. Горизонтальні свердловини уможливлюють порівняно із вертикальними свердловинами отримувати із покладів набагато більші дебіти, а в ряді випадків залучати до розробки запаси нафти і газу, які видобувати при застосуванні вертикальних свердловин є або складно трудно, або технологічно неможливо, або економічно нерентабельно (поклади під водоймами і в акваторіях, ущільнені наднизькопроникні сланцеві породи, ділянки покладів із підошовною водою, підгазові зони нафтових облямівок тощо) [1]. Актуальність застосування горизонтальних свердловин також зумовлена переходом основних родовищ світу на завершальну стадію розробки, їх виснаженістю і відповідно неминучим зменшенням поточних видобутків нафти і газу, а як наслідок, потребою освоювати родовища в складніших геологічних та природно-кліматичних умовах і повертатися до залучення в розробку відкритих запасів вуглеводнів, котрі раніше відносили до нерентабельних [2]. У всіх випадках економічна доцільність і технологічна ефективність застосування горизонтальних свердловин повинна бути науково обґрунтована.

Аналіз сучасних досліджень

Для обґрунтування, в першу чергу, технологічної ефективності, починаючи з 80-х років минулого століття, проведено ряд досліджень фільтрації нафти до горизонтальних нафтових свердловин і запропоновано різні формули для розрахунку дебіту нафти.

Дослідження припливу рідини (і газу) до горизонтальної (чи довільно розміщеної) свердловини в однорідному пористому пласті обмеженої товщини призводить до постановки дуже складних просторових задач підземної гідрогазомеханіки, а також динаміки підземних вод (в гідрогеології, геофільтрації). Потік у такому випадку є тривимірним (просторовим) у декартових координатах, а через необхідність урахування вертикальної складової в пласті обмеженої товщини його не вдається звести до простих одновимірних (прямолінійно-паралельного, плоско-радіального, сферично-радіального). Цим і зумовлюються неоднакові підходи і використання різних методів з метою ефективного розв'язування складної гідрогазомеханічної задачі припливу флюїдів до горизонтальних свердловин.

Найбільш відомими і поширеними формулами припливу до горизонтальних свердловин за законом Дарсі є формули, запропоновані Ю.П. Борисовим із співавторами [3], F.M. Giger [4], S.D. Jochi [5, 6], G. I. Renard і J.M. Dupuy [7], як стверджують G.I. Renard і R. Greenslade [8], а G.I. Renard і J.M. Dupuy [9] доказали, що ці формули є ідентичними, і розширили їх для включення скін-ефекту. Дані формули отримано стосовно припливу нафти із недеформівних пористих пластів, а пізніше нами [10] запропоновано формули дебіту нафти стосовно пористих і деформівних тріщинних пластів. Для розрахунку дебіту горизонтальних газових свердловин запропонували формули З.С. Алієв і В.В. Шеремет [11], К.С. Басніев, З.С. Алієв і В.В. Черних [12] та інші за умови справедливості лінійного і нелінійного законів фільтрації в пористих пластах, а також автор даної роботи стосовно припливу газу із пористих і нафти із деформівних тріщинних пластів [13].

Виділення невирішених питань

На фоні розмаїття формул для розрахунку дебіту горизонтальних свердловин невирішеним залишилося питання уніфікації – зведення їх до однотипного вигляду стосовно нафти і газу.

Формулювання цілей статті

Задача полягає у виконанні уніфікації розрахункових формул до однотипного вигляду.

Висвітлення основного матеріалу

Усталена фільтрація як і нафти, так і газу за лінійним законом Дарсі описується узагальненим диференціальним рівнянням [10]

$$\operatorname{div}\left[\rho(p)\frac{k(p)}{\mu(p)}\operatorname{grad}p\right]=0, \quad (1)$$

а якщо ввести модифіковану потенціальну функцію (відому як функція Лейбензона в підземній гідрогазомеханіці)

$$P=\int\frac{\rho(p)k(p)}{\mu(p)}dp+c, \quad (2)$$

то воно задовольняє рівнянню Лапласа

$$\nabla^2P=0, \quad (3)$$

де $\rho(p)$, $\mu(p)$ – густина і динамічний коефіцієнт в'язкості флюїду (нафти, газу) як функція тиску p;

$k(p)$ – коефіцієнт проникності середовища, в якому фільтруються флюїди;

P – потенціальна функція;

c – постійна інтегрування.

Це підтверджується відомою аналогією між фільтрацією нестисливих (нафта, вода) і стисливих флюїдів (газ) [10], за якою у формулах, котрі описують фільтрацію нафти, замість об'ємної швидкості фільтрації $\vec{v}$, об'ємної витрати Q і тиску p можна, для опису фільтрації газу, записати відповідно масову швидкість фільтрації $\rho\vec{v}$, масову витрату $Q_м$ і функцію Лейбензона P або ж навпаки.

Стосовно пористого середовища припускають практично завжди, що $k(p)=k_0=\text{const}$, а стосовно тріщинного – $k(p)\neq\text{const}$ (відповідно до результатів експериментів).

Густини нафти $\rho_н$ і газу $\rho_г$ при пластовій температурі $T_{пл}$ і біжучому тиску p виражаємо через об'ємні коефіцієнти:

$$\rho_н(p)=\frac{\rho_{н0}}{b_н(p)}; \quad \rho_г(p)=\frac{\rho_{г0}}{b_г(p)}, \quad (4)$$

де $\rho_{н0}$, $\rho_{г0}$ – густини, відповідно, нафти і газу за стандартних умов;

$b_н(p)$, $b_г(p)$ – об'ємні коефіцієнти відповідно нафти і газу при пластовій температурі $T_{пл}$ і тиску p.

При фільтраційних розрахунках здебільше приймають $b_н(p)=b_н(p_{пл})$, де $p_{пл}$ – пластовий тиск, а тоді $\rho_н(p)=\rho_н(p_{пл})=\text{const}$; тут також динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $\mu_н(p)=\mu_н(p_{пл})=\text{const}$.

Для газу об'ємний коефіцієнт згідно із законом Клапейрона-Менделєєва

$$b_г(p)=\frac{p_0}{p}\frac{T_{пл}}{T_0}\frac{z_г(p)}{z_{г0}}, \quad (5)$$

де p_0, T_0 – стандартні тиск і температура;

$z_{г0}$, $z_г(p)$ – коефіцієнти стисливості газу відповідно за стандартних умов (тиск p_0 і температура T_0) та при пластовій температурі $T_{пл}$ і біжучому тиску p, причому $z_{г0}=1$.

Об'ємний коефіцієнт $b_г(p)$ і динамічний коефіцієнт в'язкості газу $\mu_г(p)$ істотно залежать від тиску p, а це значно ускладнює розрахунки, тому за пропозицією С. С. Гацулаєва (з похибкою до 5 %) їх приймають рівними середньоарифметичним значинам при пластовому $p_{пл}$ і вибійному $p_в$ тисках

$$\bar{\mu}_г=\frac{\mu_г(p_{пл})+\mu_г(p_в)}{2}; \quad \bar{z}_г=\frac{z_г(p_{пл})+z_г(p_в)}{2}. \quad (6)$$

Тоді функцію Лейбензона стосовно до фільтрації в пористому середовищі відповідно нафти і газу отримуємо із (2) у вигляді:

$$P'=\frac{\rho_{н0}k_0}{b_н(p_{пл})\mu_н(p_{пл})}p+c; \quad (7)$$

Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ 2016. № 2(59)
ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

$$P'' = \frac{\rho_{г0} k_0 T_0 z_{г0}}{2 p_0 T_{пл} \bar{z}_г \bar{\mu}_г} p^2 + c. \quad (8)$$

Для різниці ΔP функцій Лейбензона $P_{пл}$ і $P_в$, котрі відповідають різницям Δp пластового $p_{пл}$ і вибійного $p_в$ тисків, відповідно записуємо

$$\Delta P' = P'_{пл} - P'_в = \frac{\rho_{н0} k_0}{b_н(p_{пл}) \mu_н(p_{пл})} (p_{пл} - p_в); \quad (9)$$

$$\Delta P'' = P''_{пл} - P''_в = \frac{\rho_{г0} k_0 T_0 z_{г0}}{2 p_0 T_{пл} \bar{z}_г \bar{\mu}_г} \left(p_{пл}^2 - p_в^2\right). \quad (10)$$

Отже, звідси випливає метод уніфікації (трансформування) формул стосовно нестисливої нафти і реального газу до однотипного вигляду, згідно з яким із метою отримання розрахункових формул для розрахунку дебіту реального газу горизонтальної чи вертикальної газової свердловини при фільтрації за лінійним законом Дарсі в просторовому пласті треба у відповідних формулах для однорідної нестисливої ньютонівської нафти замінити комплекс величин

$$A_н = \frac{\rho_{н0} k_0 (p_{пл} - p_в)}{b_н(p_{пл}) \mu_н(p_{пл})} \quad (11)$$

на комплекс

$$A_г = \frac{\rho_{г0} k_0 T_0 z_{г0} \left(p_{пл}^2 - p_в^2\right)}{2 p_0 T_{пл} \bar{z}_г \bar{\mu}_г}, \quad (12)$$

а геометричний фактор залишити без змін. Трансформування можна виконати і навпаки на випадки однорідної і газованої нафти (з використанням функції Христіановіча).

Математична складність дослідження припливу рідини (нафти) до похилої чи горизонтальної свердловини полягає в тому, що потік є тривимірним і треба врахувати вертикальну складову потоку в пласті обмеженої товщини. В. П. Пилатовський запропонував розв'язок припливу рідини до похилої свердловини в круговому горизонтальному однорідному пористому пласті [3] на основі способу побудови потенціалу швидкостей точкового стоку, використавши відому в теорії бесселевих функцій формулу і метод суперпозиції. В результаті отримав досить точну, хоч і наближену, залежність для припливу нафти до похилої свердловини. Якщо в цій залежності взяти кут β нахилу осі свердловини до горизонтальної площини рівним нулю ($\beta = 0$), то отримаємо формулу дебіту горизонтальної нафтової свердловини, а коли $\beta = \pi/2$, залежність зводиться до випадку припливу рідини до вертикальної гідродинамічно досконалої (формула Дюпюї) або до гідродинамічно недосконалої свердловини за ступенем розкриття пласта.

Для останнього випадку відомо загально прийняту формулу М. Маскета [10]. Нами зіставлено результати розрахунків дебіту за обома формулами, на основі чого виснуємо, що формула В. П. Пилатовського порівняно із формулою М. Маскета дає дещо занижені результати (розбіжність зростає від 0 до 9 % зі зменшенням ступеня розкриття пласта від 1 до 0,05), коли радіус зони дренування рівний 750 м, радіус свердловини – 0,1 м, товщина пласта – 20 м.

На основі запропонованого методу ми трансформували формулу В. П. Пилатовського для розрахунку дебіту горизонтальної нафтової свердловини, врахували анізотропію пласта за проникністю у вертикальному напрямку за методом М. Маскета [10] і записали нову формулу В. П. Пилатовського для об'ємного дебіту горизонтальної газової свердловини у вигляді:

$$Q_{0п} = \frac{\pi k_г T_0 z_{г0} \left(p_{пл}^2 - p_в^2\right)}{p_0 T_{пл} \bar{z}_г \bar{\mu}_г} \times$$

$$\times \left\{ \frac{1}{2} \ln \frac{R_к^2}{\frac{L^2}{4} + r_с^2} + 1 - \frac{2 r_с}{L} \operatorname{arctg} \frac{L}{2 r_с} + \right. \quad (13)$$

$$\left. + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos^2 \frac{\pi n \delta}{h} \int_0^{L/2} K_0 \left(\frac{\pi n}{\kappa_в h} \sqrt{s^2 + r_с^2} \, \frac{2 ds}{L} \right) \right\}^{-1},$$

де $k_г$ – коефіцієнт проникності пласта в горизонтальному напрямку;

h – товщина пласта;

$R_к$ – радіус кругової області зони дренування;

L – довжина горизонтального стовбура (горизонтальної свердловини);

$r_с$ – радіус свердловини;

n – параметр, $n = 1, ..., \infty$;

δ – відстань від осі свердловини до підошви пласта, $0 \le \delta \le h/2$;

$\kappa_в$ – коефіцієнт анізотропії проникності пласта у вертикальному напрямку, $\kappa_в = \sqrt{k_г / k_z}$, $\kappa_в = 0$ і $\kappa_в = \infty$ при відповідно $k_г = \infty$ і $k_z = 0$;

k_z – коефіцієнт проникності пласта у вертикальному напрямку;

k_0 – модифікована (видозмінена) функція Бесселя другого роду нульового порядку за відповідного аргументу;

ds – елементарна довжина свердловини.

Ю. П. Борисов із співавторами, застосовуючи метод еквівалентних фільтраційних опорів, вивів формулу дебіту горизонтальної нафтової свердловини в пористому пласті [3], яку стосовно горизонтальної газової свердловини на основі названого методу з урахуванням введеного нами коефіцієнта анізотропії $\kappa_в$ записуємо так:

$$Q_{0Б} = \frac{\pi k_г h T_0 z_{г0} \left(p_{пл}^2 - p_в^2\right)}{p_0 T_{пл} \bar{z}_г \bar{\mu}_г} \times$$

$$\times \left\{ \ln \frac{4 R_к}{L} + \frac{\kappa_в h}{L} \ln \frac{\kappa_в h}{2 \pi r_с} \right\}^{-1}, \quad (14)$$

де перший доданок у фігурних дужках описує зовнішній фільтраційний опір (у горизонтальній площині), а другий – внутрішній опір (у вертикальній площині).

Аналогічно формулу F. Giger [4] для нафти трансформуємо на випадок фільтрації газу до горизонтальної свердловини в пористому пласті

$$Q_{0G} = \frac{\pi k_{\text{г}} h T_0 z_{\text{г}0}\left(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{в}}^2\right)}{p_0 T_{\text{пл}} \bar{z}_{\text{г}} \bar{\mu}_{\text{г}}} \times$$
$$\times \left\{ \ln \frac{1 + \sqrt{1 - \left[L/(2R_{\text{к}})\right]^2}}{L/(2R_{\text{к}})} + \frac{\kappa_{\text{в}} h}{L} \ln \frac{\kappa_{\text{в}} h}{2\pi r_{\text{с}}} \right\}^{-1}, \quad (15)$$

де перший доданок у фігурних дужках характеризує опір при фільтрації в круговому пласті, товщина якого приблизно рівна діаметру горизонтального стовбура, а другий – як у формулі Ю. П. Борисова.

При малому відношенні $L/2R_{\text{к}}$ із цієї формули отримуємо формулу дебіту одної прямолінійної тріщини [10].

Формула S. D. Joshi [5, 6] стосовно нафти трансформована нами на випадок фільтрації газу до горизонтальної свердловини в пористому пласті і набула вигляду:

$$Q_{0J} = \frac{\pi k_{\text{г}} h T_0 z_{\text{г}0}\left(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{в}}^2\right)}{p_0 T_{\text{пл}} \bar{z}_{\text{г}} \bar{\mu}_{\text{г}}} \times$$
$$\times \left\{ \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{\kappa_{\text{в}} h}{L} \ln \frac{\kappa_{\text{в}} h}{2 r_{\text{с}}} \right\}^{-1}, \quad (16)$$

де $a = \frac{L}{2}\left[0{,}5 + \sqrt{0{,}25 + \left(\frac{2R_{\text{к}}}{L}\right)^4}\right]^{0,5}$, а вираз першого доданка отримано шляхом моделювання фільтрації в горизонтальній площині за методом конформних відображень, причому анізотропія впливає тільки в радіальній складовій потоку.

G. I. Renard і J. M. Dupuy запропонували формулу для розрахунку дебіту горизонтальної нафтової свердловини в пористому пласті [7], яку таким же чином записуємо для дебіту горизонтальної газової свердловини:

$$Q_{0R} = \frac{\pi k_{\text{г}} h T_0 z_{\text{г}0}\left(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{в}}^2\right)}{p_0 T_{\text{пл}} \bar{z}_{\text{г}} \bar{\mu}_{\text{г}}} \times$$
$$\times \left\{ \cos h^{-1}(X) + \frac{\kappa_{\text{в}} h}{L} \ln \frac{\kappa_{\text{в}} h}{2\pi r_{\text{с}}} \right\}^{-1}, \quad (17)$$

де $X = \frac{2a}{L}$; a – параметр (див. вище).

Нами виведено формулу дебіту горизонтальної нафтової свердловини в просторово анізотропному пористому пласті за умови справедливості лінійного закону фільтрації [10], яку аналогічно трансформуємо на випадок фільтрації газу до горизонтальної свердловини

$$Q_0 = \frac{\pi k_{\text{г}} h T_0 z_{\text{г}0}\left(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{в}}^2\right)}{p_0 T_{\text{пл}} \bar{z}_{\text{г}} \bar{\mu}_{\text{г}}} \left(\ln \varphi_1 + \tau \ln \varphi_2\right)^{-1}, \quad (18)$$

де

$$\varphi_1 = \frac{4\pi R_{\text{к}}}{\pi L + 8l}; \quad \tau = \frac{\kappa_{\text{в}} h}{4L}; \quad (19)$$

$$\varphi_2 = \left(\text{ch}\frac{2\pi l}{\kappa_{\text{в}} h} - \cos\frac{\pi r_{\text{с}}}{\kappa_{\text{в}} h}\right)\left[\text{ch}\frac{2\pi l}{\kappa_{\text{в}} h} - \cos\frac{\pi(2\delta - r_{\text{с}})}{\kappa_{\text{в}} h}\right] \times$$
$$\times \left\{\left(1 - \cos\frac{\pi r_{\text{с}}}{\kappa_{\text{в}} h}\right)\left[1 - \cos\frac{\pi(2\delta - r_{\text{с}})}{\kappa_{\text{в}} h}\right]\right\}^{-1}; \quad (20)$$

$l = 2h$ – половина ширини еквівалентного прямокутника для заміни його еліпсом;

δ – відстань від осі горизонтального стовбура до підошви (чи покрівлі) пласта.

Після спрощення функцій у виразі φ_2 за відомими формулами отримуємо першу наближену формулу дебіту горизонтальної газової свердловини в круговому анізотропному пласті

$$Q_0' = \frac{\pi k_{\text{г}} h T_0 z_{\text{г}0}\left(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{в}}^2\right)}{p_0 T_{\text{пл}} \bar{z}_{\text{г}} \bar{\mu}_{\text{г}}} \times$$
$$\times \left\{ \ln \varphi_1 + \frac{\pi l}{L} + \tau \ln \frac{h^2}{2\pi^2 r_{\text{с}}^2 \left[1 - \cos\frac{\pi(2\delta - r_{\text{с}})}{\kappa_{\text{в}} h}\right]} \right\}^{-1}, \quad (21)$$

при $\delta = 0$ – другу наближену формулу дебіту горизонтальної газової свердловини без урахування її розміщення відносно підошви пласта

$$Q_0'' = \frac{\pi k_{\text{г}} h T_0 z_{\text{г}0}\left(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{в}}^2\right)}{p_0 T_{\text{пл}} \bar{z}_{\text{г}} \bar{\mu}_{\text{г}}} \times$$
$$\times \left\{ \ln \varphi_1 + \frac{2\pi \kappa_{\text{в}} l}{L} + \frac{\kappa_{\text{в}} h}{L} \ln \frac{\kappa_{\text{в}} h}{\pi r_{\text{с}}} \right\}^{-1}, \quad (22)$$

а при $l = 0$ – третю наближену формулу

$$Q_0''' = \frac{\pi k_{\text{г}} h T_0 z_{\text{г}0}\left(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{в}}^2\right)}{p_0 T_{\text{пл}} \bar{z}_{\text{г}} \bar{\mu}_{\text{г}}} \times$$
$$\times \left\{ \ln \frac{4R_{\text{к}}}{L} + \frac{\kappa_{\text{в}} h}{L} \ln \frac{\kappa_{\text{в}} h}{\pi r_{\text{с}}} \right\}^{-1}. \quad (23)$$

Ця формула в третьому наближенні аналогічна формулі Ю. П. Борисова для дебіту горизонтальної газової свердловини, тільки замість $\ln\left[\kappa_{\text{в}} h/(2\pi r_{\text{с}})\right]$ маємо $\ln\left[\kappa_{\text{в}} h/(\pi r_{\text{с}})\right]$.

Формула Ю. П. Борисова, як і третя наближена формула, дає велику розбіжність результатів розрахунку порівняно із нашою формулою (без спрощень) в анізотропному пласті.

Нехтуючи у третій наближеній формулі внутрішнім фільтраційним опором (другий доданок у фігурних дужках), отримуємо формулу В. П. Табакова для розрахунку дебіту доскона-

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

лої вертикальної тріщини в круговому пористому пласті [10], котра модифікована стосовно до фільтрації газу.

Опускаючи вираз $\ln\varphi_1$, котрий характеризує потік у горизонтальній площині, отримуємо відповідно точну і наближену (в першому наближенні) формули дебіту горизонтальної газової свердловини, яка довільно розміщена відносно підошви в смугоподібному анізотропному пористому пласті з двостороннім контуром живлення:

$$Q_{0\text{см}} = \left\{\pi k_{\text{г}} L T_0 z_{\text{г}0}\left(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{в}}^2\right)\right\} \cdot \left\{p_0 T_{\text{пл}} \bar{z}_{\text{г}} \bar{\mu}_{\text{г}} \frac{\kappa_{\text{в}}}{4} \times \ln \frac{\left(\text{ch}\frac{2\pi l}{\kappa_{\text{в}} h} - \cos\frac{\pi r_{\text{с}}}{\kappa_{\text{в}} h}\right)\left[\text{ch}\frac{2\pi l}{\kappa_{\text{в}} h} - \cos\frac{\pi(2\delta - r_{\text{с}})}{\kappa_{\text{в}} h}\right]}{\left(1 - \cos\frac{\pi r_{\text{с}}}{\kappa_{\text{в}} h}\right)\left[1 - \cos\frac{\pi(2\delta - r_{\text{с}})}{\kappa_{\text{в}} h}\right]}\right\}^{-1}; \tag{24}$$

$$Q'_{0\text{см}} = \left\{\pi k_{\text{г}} h T_0 z_{\text{г}0}\left(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{в}}^2\right)\right\} \cdot \left\{p_0 T_{\text{пл}} \bar{z}_{\text{г}} \bar{\mu}_{\text{г}} \times \frac{\pi l}{L} + \frac{\kappa_{\text{в}} h}{4L} \ln \frac{\kappa_{\text{в}}^2 h^2}{2\pi^2 r_{\text{с}}^2\left[1 - \cos\frac{\pi(2\delta - r_{\text{с}})}{\kappa_{\text{в}} h}\right]}\right\}^{-1}, \tag{25}$$

де l – відстань між контурами живлення пласта за симетричного розміщення свердловини між ними.

Нами зіставлено результати розрахунку дебіту горизонтальної газової свердловини в однорідному ізотропному ($\kappa_{\text{г}} = \kappa_{\text{в}} = 1$) пористому пласті за нашою (без спрощень) і точною формулою В. П. Пилатовського. Звідси зроблено висновок, що наша формула порівняно із формулою В. П. Пилатовського дає розбіжність величин дебіту від –3 % до +8 %, коли довжина горизонтальної свердловини зростає від 50 м до 200 м, $R_{\text{к}} = 750$ м, $r_{\text{с}} = 0{,}1$ м, $\delta = h/2$.

Числовий аналіз показав, що зі збільшенням коефіцієнта анізотропії проникності $\kappa_{\text{в}}$ у вертикальній площині, коли коефіцієнт анізотропії в горизонтальній площині $\kappa_{\text{г}} = 1$, дебіти горизонтальної свердловини, розраховані за цими формулами, зменшуються (у 1,6 рази за $\kappa_{\text{в}} = 10$, а наша формула дає завищення результату порівняно із формулою В. П. Пилатовського до 8 %, коли $\kappa_{\text{в}}$ зростає від 1,0 до 10 (решта даних аналогічна попередньому)).

Відповідно потенціальну функцію можна записати для тріщинного пласта, врахувавши зміну коефіцієнта тріщинної проникності $k(p)$ від тиску p, тобто

$$P = \int \frac{\rho(p)k(p)}{\mu_{\text{г}}(p)} dp + c, \tag{26}$$

в якій подаємо $k(p)$ експоненціальною залежністю.

Відтак отримуємо формулу об'ємного дебіту горизонтальної газової свердловини, довільно розміщеної між підошвою і покрівлею, в круговому просторово анізотропному і деформівному тріщинному пласті.

Подібну формулу дебіту нафти отримано нами раніше [10, 13].

Геометричний фактор у цих формулах залишається незмінним, а комплекси $A_{\text{н}}$ і $A_{\text{г}}$, що характеризують нафту і газ, набувають вигляду:

$$A_{\text{н}} = \frac{k_{\text{х}0}\left[1 - e^{-\alpha_{\text{к}}(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})}\right]}{b_{\text{н}}(p_{\text{пл}})\mu_{\text{н}}(p_{\text{пл}})\kappa_{\text{г}}\alpha_{\text{к}}}; \tag{27}$$

$$A_{\text{г}} = \left\{T_0 k_{\text{х}0} z_{\text{г}0} \cdot \left(\alpha_{\text{к}}(p_{\text{пл}} - 1) - (\alpha_{\text{к}} p_{\text{в}} - 1) \times e^{-\alpha_{\text{к}}(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})}\right)\right\} \cdot \left\{2 p_0 T_{\text{пл}} \bar{z}_{\text{г}} \bar{\mu}_{\text{г}} \kappa_{\text{г}}^2 \alpha_{\text{к}}^2\right\}^{-1}. \tag{28}$$

Тобто і стосовно до тріщинного пласта можна здійснити таке ж трансформування формул.

На основі узагальнення робіт різних авторів геометричний фактор можна подати як функцію

$$f = f\left(L, r_{\text{с}}, h, R_{\text{к}}, \kappa_{\text{г}}, \kappa_{\text{в}}, \delta\right). \tag{29}$$

Висновки

Математична складність розв'язування просторової (без будь-якої симетрії) задачі припливу нафти і, особливо, газу до горизонтальних свердловин зумовила застосування дослідниками неоднакових підходів та різних методів із метою отримання прийнятних розв'язків і відповідно появу багатьох формул для розрахунків дебітів таких свердловин. Процес фільтрації і нафти, і газу є однаковим, його можна описати однаковими законами, а особливості математичного опису зумовлюються відмінностями фізичних властивостей цих флюїдів. Звідси задача розв'язувалась в основному стосовно фільтрації нафти в пористих і, здебільшого, ізотропних пластах за лінійним законом Дарсі, а стосовно газу – за нелінійним законом.

Базуючись на аналогії фільтрації флюїдів, обгрунтовано метод уніфікації розрахунку припливу нестисливої рідини (нафти) до випадку фільтрації реального (стисливого) газу, згідно з яким у відповідних формулах для однорідної нестисливої ньютонівської нафти треба замінити комплекс величин, котрі характеризують фільтрацію нафти, на подібний комплекс стосовно газу, а геометричний фактор (різний у різних формулах) залишити без змін.

Трансформування можна виконати і навпаки на випадки однорідної і газованої нафти (з використанням функції Христіановіча).

Таке трансформування виконано щодо формул В. П. Пилатовського, Ю. П. Борисова, F. Gigers, D. Jochi, G. I. Renard і J. M. Dupuy (в деяких введено коефіцієнт анізотропії за проникністю) та автора даної роботи (точна формула, наближені формули в першому, в другому і в третьому наближеннях). Із формули автора в третьому наближенні випливає практично формула Ю. П. Борисова, а відтак – формула В. П. Табакова (для вертикальної тріщини). Із формул автора отримано також точну і наближену формули для дебіту горизонтальної газової свердловини в смугоподібному анізотропному пористому пласті з двостороннім контуром живлення. Подальші дослідження слід пов'язувати із уточненням виразу для геометричного фактора.

Література

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

2 Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений: монография / В. Д. Лысенко. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 516 с.

3 Борисов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами: монография / Ю. П. Борисов, В. П. Пилатовский, В. П. Табаков. – М.: Недра, 1964. – 164 с.

4 Giger F. Reduction du nombre de puits par l'utilisation de forages horizontaux / F. Giger // Revue de l'institut Francais du Petrole, vol. 38, No 3. – May-June 1983.

5 Jochi S. D. Agmentation of Well Productivity Using Slant and Horizontal Wells / S. D. Jochi // Journal of Petroleum Technology. – June 1988. – Pp. 729-739.

6 Jochi S. D. A Review of Horizontal Wells and Drainhole Technology / S. D. Jochi // Paper SPE 16868, presented at the 1987 Arrual Technical Conference, Dallas, Texas. A revised version was presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, Wyoming, May 1988.

7 Renard G. I. Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency on Horizontal Wells / G. I. Renard, J. M. Dupuy // Paper SPE 19414, presented at the Formation Damage Control Symposium. – Lafayette, Louisiana. – Feb. 22-23, 1990.

8 Renard G. I. Horizontal Wells for Primare Recovery of Heavy Oil Reservoirs. Theoretical Basis and Field Examples / G. I. Renard, R. Greenslade, J. P. Fossey, E. Vanderbroucke, J. M. Dupuy // Нефть и битумы. Том III. – Международная конференция «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)». – Сб. тр. (4-8 октября 1994 г., Казань). – Казань, 1994. – С. 913-943.

9 Renard G. I. Formation Damage Effects on Horizontal-well Flow Efficiency / G. Renard, J. M. Dupuy // JPT, Vol. 43, No 7, July 1991. – Pp. 786-789, 868-869.

10 Бойко В. С. Підземна гідрогазомеханіка: підручник / В. С. Бойко, Р. В. Бойко – Львів : Апріорі, 2005. – 452 с.

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

12 Басниев К. С. Методы расчетов дебитов горизонтальных, наклонных и многоствольных скважин: монография / К. С. Басниев, З. С. Алиев, В. В. Черных. – М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 1999. – 47 с.

13 Бойко В. С. Приплив реального газу до горизонтальної свердловини за нелінійним законом у просторово анізотропному (круговому) пласті / В. С. Бойко, Р. В. Бойко // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С. 36-38.

Стаття надійшла до редакційної колегії
24.05.16
Рекомендована до друку
професором ***Тарком Я.Б.***
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором ***Світлицьким В.М.***
(ТОВ «Нафтогазовий центр», м. Київ)