

Аналитические и полуаналитические методы расчета притока жидкости к горизонтальной скважине (обзор)

А.В. Насыбуллин¹*, П.Е. Морозов^{1,2}, М.Н. Шамсиев^{1,2}, Л.Р. Шайхразиева¹, В.А. Саяхов¹,
О.В. Денисов³, Л.К. Шайдуллин¹

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия

³ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В работе дан краткий обзор аналитических и полуаналитических методов, используемых для расчета притока жидкости к горизонтальным и многоствольным скважинам. Отмечено, что принципиальным является учет вертикальной и азимутальной анизотропии проницаемости пласта, траектории горизонтального ствола и гидравлических потерь давления на трение. На модельных примерах показаны преимущества и недостатки рассмотренных методов.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, расчет притока, работающие участки горизонтального ствола скважины, вертикальная анизотропия проницаемости, азимутальная анизотропия проницаемости

Для цитирования: Насыбуллин А.В., Морозов П.Е., Шамсиев М.Н., Шайхразиева Л.Р., Саяхов В.А., Денисов О.В., Шайдуллин Л.К. (2023). Аналитические и полуаналитические методы расчета притока жидкости к горизонтальной скважине (обзор). *Георесурсы*, 25(4), с. 252–259. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.23>

Введение

В структуре запасов значительная часть приходится на трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к сложнопостроенным нефтяным месторождениям и низкопроницаемым коллекторам. Кроме того, увеличивается доля нефти высокой и повышенной вязкости, преимущественно характерной для карбонатных коллекторов. Одним из методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами является применение горизонтальных скважин (ГС). Эффективность применения ГС во многом зависит от ряда факторов, к которым относятся геологическое строение продуктивного пласта, расчлененность, анизотропия, трещиноватость, неоднородность, пористость и проницаемость (Закиров и др., 2009).

История возникновения и применения ГС для разработки нефтегазовых месторождений насчитывает более 50 лет (Борисов и др., 1964; Joshi, 1991). Изначально проводилось бурение только единичных скважин. С конца 70-х годов XX в. технология разработки месторождений нефти и газа с применением ГС стала интенсивно развиваться как за рубежом, так и в нашей стране (Бердин, 2001; Брехунцов и др., 2004; Яртиева и др., 2008). Применение горизонтальных технологий существенно повлияло на объемы мировой добычи углеводородного сырья. Дебиты ГС с большой протяженностью ствола значительно возросли. Появилась также возможность эксплуатировать нефтегазовые месторождения отдельными сетками скважин, снизить депрессию на продуктивные пласты и увеличить продолжительность безводного периода. Многие запасы,

которые раньше считались неизвлекаемыми, теперь могут разрабатываться в промышленных масштабах.

Целью настоящей работы является краткий обзор и анализ аналитических и полуаналитических методов расчета притока жидкости к горизонтальным и многоствольным скважинам. С помощью рассмотренных методов исследовано влияние анизотропии проницаемости пласта, траектории горизонтального ствола и гидравлических потерь давления на трение на продуктивность ГС.

Аналитические формулы для расчета дебита горизонтальных скважин

Теоретическому и экспериментальному изучению характера притока жидкости к ГС посвящены многие работы (Борисов и др., 1964; Бердин, 2001; Брехунцов и др., 2004; Батлер, 2010; Houben et al., 2022). Первые аналитические формулы для расчета дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме получены П.Я. Полубариновой-Кочиной, Ю.П. Борисовым, В.П. Меркуловым, В.П. Пилатовским, В.П. Табаковым, А.П. Телковым и др. (Борисов и др., 1964; Брехунцов и др., 2004; Телков, Грачев, 2009). Из зарубежных стоит отметить работы (Joshi, 1991; Renard, Dupuy, 1991; Mukherjee, Economides, 1991; Suprunowicz et al., 1998; Ozkan et al., 1999; Chaudhry, 2004). В основе вывода большинства аналитических формул лежит замена пространственной фильтрации к горизонтальной скважине плоскими потоками. При этом формулы разных авторов отличаются способом задания внешнего и внутреннего фильтрационных сопротивлений.

Одно из первых теоретических исследований стационарной фильтрации к наклонным и горизонтальным скважинам выполнено В.П. Меркуловым (Меркулов, 1958). Им, в частности, получена полуэмпирическая формула

* Ответственный автор: Арслан Валерьевич Насыбуллин
e-mail: arsval@bk.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

по определению дебита ГС в анизотропном пласте с круговым контуром питания

$$Q = \frac{2\pi k_h h \Delta p}{\mu \left[\frac{\pi b}{L} - \frac{\beta h}{L} \left(\ln \frac{a+c}{c} + \lambda \right) + \ln \left(\frac{2R_k}{a+b} \right) - \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{2\pi r_c}{\beta h} \right) \right]} \quad (1)$$

где k_v, k_h – коэффициенты вертикальной и горизонтальной проницаемости пласта, $\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$ – параметр анизотропии,

μ – вязкость, h – эффективная толщина пласта, Q – дебит ГС, Δp – перепад между давлением на контуре питания и забойным давлением, L – длина горизонтального ствола скважины, R_k – радиус контура питания, r_c – радиус скважины, z_w – эксцентриситет,

$$a = 0,5L + 2\beta h, \quad b = \sqrt{2L\beta h + 4(\beta h)^2}, \quad c = 0,5L, \\ \lambda = 0,213L/\beta h - 9,7\omega^2 + 1,284\omega + 4,45, \quad \omega = 0,5h - z_w.$$

В формуле (1) для учета анизотропии проницаемости используется известный прием масштабного преобразования линейных размеров пласта: в формуле для изотропного пласта проницаемость заменяется ее средним значением $\sqrt{k_h k_v}$, а толщина пласта умножается на параметр анизотропии β .

С помощью метода фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисовым получена простая и удобная формула для расчета дебита ГС в изотропном пласте с круговым контуром питания (Борисов и др., 1964). В работе (Григулецкий, 1992) дается обобщение формулы Борисова на случай анизотропного пласта:

$$Q = \frac{2\pi k_h h}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln \frac{4R_k}{L} - \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{\pi r_c}{\beta h} \right)}. \quad (2)$$

Формула Джоши для расчета дебита ГС в анизотропном пласте с эллиптическим контуром питания имеет вид (Joshi, 1988, 1991):

$$Q = \frac{2\pi k_h h}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/a)^2}}{(L/a)} \right) + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_c}}, \quad (3)$$

где $a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$ – большая полуось эллипса дренирования.

Однако, как отмечается в (Mukherjee, Economides, 1991), для корректного учета анизотропии пласта в формулах (2) и (3) дополнительно необходимо заменить радиус ГС на эквивалентный радиус. С этой точки зрения анизотропия пласта корректно учитывается в формуле Ренара – Дюпюи (Renard, Dupuy, 1991):

$$Q = \frac{2\pi k_h h}{\mu} \frac{\Delta p}{\operatorname{arch}(X) + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r'_c}}, \quad (4)$$

где $r'_c = \frac{r_c(1+\beta)}{2\beta}$, $X = \frac{2a}{L}$ для эллиптического контура питания и $X = ch(\pi a/2b)/\sin(\pi L/2b)$ для прямоугольного контура питания с большой a и малой b сторонами.

В работе (Морозов, 2008) приводится формула для определения дебита ГС в анизотропном пласте с круговым контуром питания

$$Q = \frac{2\pi \sqrt{k_x k_y} h \Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{2R_k}{L} \left(1 + \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \right) \right) - \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \frac{h}{L} \ln \left(\frac{\pi r_c}{h} \left(1 + \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \right) \sin \left(\frac{\pi z_w}{h} \right) \right) \right]} \quad (5)$$

где k_x, k_y, k_z – коэффициенты проницаемости пласта вдоль координатных осей (ствол ГС расположен параллельно оси x).

Для трансверсально-изотропного пласта, т.е. при $k_x = k_y = k_h$, $k_z = k_v$, формула (5) примет вид (Батлер, 2010; Морозов, 2018а):

$$Q = \frac{2\pi k_h h}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln \frac{4R_k}{L} - \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{\pi r_c (\beta + 1)}{\beta h} \sin \frac{\pi z_w}{h} \right)}. \quad (6)$$

В случае ГС, расположенной по центру изотропного кругового пласта, формулы (5) и (6) совпадают с формулой Борисова (2).

В работе (Насыбуллин и др., 2014) получена формула для расчета дебита ГС, основанная на композиции линейного и радиального притоков:

$$Q = \frac{2\pi k_h h \Delta p}{\mu} \left\{ \frac{1}{\ln \left(\frac{2\sqrt{2}R_k^2}{r_c \sqrt{L^4 + 64R_k^4 - L^2}} - \frac{L}{2r_c} \right)} + \frac{LR_k^2}{\pi \left(\frac{\sqrt{L^4 + 64R_k^4 - L^2}}{2\sqrt{2}} \right)^3} \right\} \quad (7)$$

В работе (Насыбуллин, Войкин, 2015) приведено аналитическое решение задачи расчета дебита ГС при площадной и рядных системах заводнения.

Полуаналитические методы расчета притока жидкости к горизонтальной скважине

В работе (Морозов, 2018а) на основе решения М. Маскета для точечного источника в анизотропном пласте, ограниченном двумя параллельными непроницаемыми плоскостями, предложен полуаналитический метод определения продуктивности радиальной системы ГС, состоящей из N симметрично расположенных стволов одинаковой длины. В частном случае при $N = 2$ получим систему интегральных уравнений для нахождения безразмерного давления одиночной ГС в анизотропном пласте:

$$p_d(x_d) = \frac{1}{2} \int_{-1}^1 q_d(\alpha) F(x_d, \alpha) d\alpha, \quad (8)$$

$$\frac{1}{2} \int_{-1}^1 q_d(\alpha) d\alpha = 1, \quad (9)$$

где

$$F(x_d, \alpha) = \ln \frac{r_{ed}}{|x_d - \alpha|} + \\ + 2 \sum_{m=1}^{\infty} K_0(|x_d - \alpha| \zeta_m) \cos \zeta_m z_{wd} \cos \zeta_m (z_{wd} + r_{wd}), \\ x_d = \frac{2x}{L}, \quad p_d = \frac{2\pi k_h h \Delta p}{\mu Q}, \quad r_{ed} = \frac{2R_k}{L}, \quad h_d = \frac{2\beta h}{L},$$

$$z_{wd} = \frac{2\beta z_w}{L}, r_{wd} = \frac{r_w(\beta+1)}{\beta L}, q_d = \frac{2q}{QL}, \xi_m = \frac{\pi m}{h_d},$$

$K_0(x)$ – модифицированная функция Бесселя второго рода нулевого порядка.

Для численного решения системы интегральных уравнений (8)–(9) ствол ГС разбивается на n сегментов и предполагается, что приток в каждом сегменте равномерный, т.е.

$$q_d(x_d) = q_i, x_d \in [x_{i-1}, x_i], -1 = x_0 < x_1 < \dots < x_n = 1.$$

В результате получаем систему линейных алгебраических уравнений для определения безразмерного давления и притока жидкости к сегментам горизонтальной скважины:

$$\begin{bmatrix} A_{11} & \dots & A_{1n} & 1 \\ \vdots & & \vdots & \vdots \\ A_{n1} & \dots & A_{nn} & 1 \\ \Delta x_1 & \dots & \Delta x_n & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_1 \\ \vdots \\ q_n \\ p_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}, \quad (10)$$

где $A_{ij} = -\int_{x_{j-1}}^{x_j} F(x'_i, \alpha) d\alpha$, $x'_i = 0.5(x_{i-1} + x_i)$ – координаты

центров сегментов, $\Delta x_j = x_{j+1} - x_j$. Следует отметить, что в случае изотропного пласта ($\beta = 1$) система линейных алгебраических уравнений (10) эквивалентна формулам Пилатовского для определения притока жидкости к «ломаной» скважине, состоящей из n прямолинейных звеньев (Борисов и др., 1964).

В результате проникновения в пласт бурового раствора могут образовываться различные формы загрязнения призабойной зоны ГС (Joshi, 1991). Для учета в полуаналитическом решении механического скин-эффекта, распределенного по длине ГС, необходимо прибавить величину скин-эффекта i -го сегмента ГС S_i к диагональному элементу A_{ii} матрицы системы (10). На рис. 1б приводятся графики распределения безразмерного притока жидкости по длине ствола ГС в случае цилиндрической или конической формы загрязнения призабойной зоны (рис. 1а).

Помимо фильтрационных сопротивлений пласта на продуктивность ГС могут оказывать влияние внутренние сопротивления, возникающие в результате потерь давления на трение при движении жидкости по стволу скважины (рис. 2). Гидравлические потери давления в стволе ГС определяются уравнениями сохранения массы и импульса в трубах с проницаемыми стенками (Ouyang, Aziz, 2001; Хайруллин и др., 2012б; Морозов, 2018а):

$$\frac{dq_w(x)}{dx} = q, -\frac{dp(x)}{dx} = \frac{\rho\lambda}{\pi r_w^5} q^2(x) + \frac{2\rho q}{\pi^2 r_w^4} q_w(x), \quad (11)$$

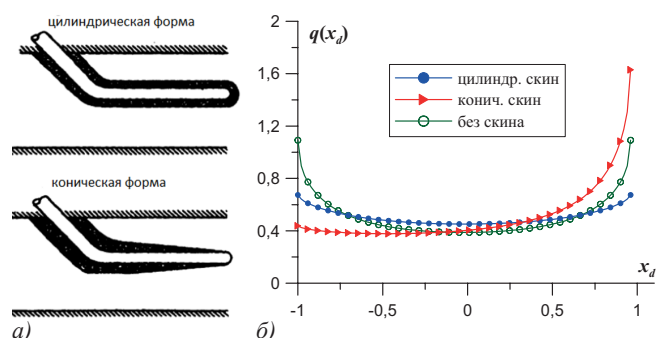


Рис. 1. Влияние формы загрязнения призабойной зоны на распределение притока жидкости по длине ствола ГС

где $q_w(x) = \int_x^L q(\alpha) d\alpha$ – расход жидкости в сечении ствола

скважины, ρ – плотность жидкости.

В случае ламинарного режима течения в стволе скважины коэффициент гидравлического сопротивления λ вычисляется на основе эмпирической зависимости (Ouyang, Aziz, 2001; Hill et al., 2008):

$$\lambda = \lambda_0 (1 + 0.04304 \cdot \text{Re}_w^{0.6142}),$$

где $\lambda_0 = \frac{64}{\text{Re}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления для трубы,

$\text{Re} = \frac{2\rho q_w}{\pi \mu r_w}$ – число Рейнольдса для трубы,

$\text{Re}_w = \frac{\rho q}{\pi \mu}$ – число Рейнольдса для пористой среды.

При турбулентном режиме течения в стволе скважины коэффициент гидравлического сопротивления вычисляется с помощью эмпирической зависимости (Ouyang, Aziz, 2001; Hill et al., 2008):

$$\lambda = \lambda_t (1 - 0.0153 \cdot \text{Re}_w^{0.3978}).$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ_t для трубы при турбулентном режиме течения жидкости определяется из соотношения Колбрука – Уайта (Ouyang, Aziz, 2001; Морозов, 2018а):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_t}} = -2 \lg \left[\frac{2.51}{\text{Re} \sqrt{\lambda_t}} + \frac{\varepsilon_d}{3.71} \right],$$

где ε_d – относительная шероховатость стенки трубы.

Из совместного решения системы нелинейных уравнений (8)–(9), (11) определяются распределения давления и притока жидкости по стволу ГС.

Для учета притока жидкости к скважине со сложной траекторией горизонтального ствола в работах (Michelevicius, Zolotukhin, 2002; Доманюк, 2011; Иктисанов, 2020) используется другой подход, основанный на моделировании скважины цепочкой сфер равного радиуса, ориентированных вдоль ствола скважины. В работе (Грачев и др., 2021) ствол скважины со сложной траекторией представляется как множество последовательно расположенных линейных стоков. Такое представление скважин сложного профиля позволяет учесть изменение давления и расходов по отдельным участкам скважины и гидравлические сопротивления в стволе скважины.

В работе (Нафиков, Саламатин, 2023) исследуется нестационарный приток жидкости к ГС в бесконечном

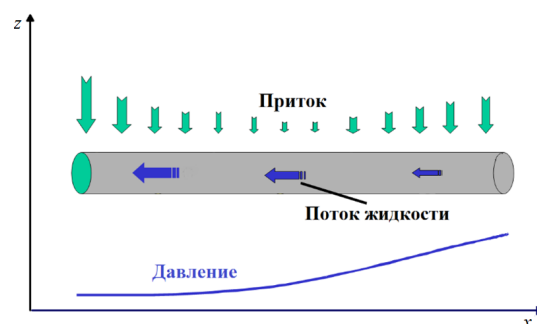


Рис. 2. Схема притока и течения жидкости в стволе горизонтальной скважины

анизотропном пласте с учетом изменения проницаемости пласта вдоль ствола скважины.

Коллективом авторов (Wolfsteiner et al., 2000) предложен полуаналитический метод решения задачи однофазного притока жидкости к скважинам сложной конфигурации (рис. 3) в замкнутом пласте, имеющем форму прямоугольного параллелепипеда. Скважины могут иметь произвольные конфигурацию и траекторию. Каждая скважина i_w из общего числа скважин n_w может иметь $n_l(i_w)$ боковых стволов, каждый из которых состоит из $n_s(i_w, i_l)$ сегментов (нижний индекс w означает well, l – lateral, s – segment). Общее число сегментов равно

$$N_s = \sum_{i_w=1}^{n_w} \sum_{i_l=1}^{n_l(i_w)} n_s(i_w, i_l).$$

Полуаналитический метод позволяет рассчитывать дебиты притока и депрессию в средней точке $M(i_w, i_l, i_s)$ каждого сегмента скважины i_w (рис. 3). Для учета околоскважинной неоднородности проницаемости используется подход, называемый $S-k^*$ моделью (Wolfsteiner et al., 2000). В рамках данной модели неоднородность проницаемости учитывается при помощи постоянной фоновой проницаемости и задания локального скин-эффекта, изменяющегося вдоль траектории скважины, при этом фоновую проницаемость получают методом апскейлинга. Вычислительная часть этого подхода реализована в симуляторе AdWell (Wolfsteiner et al., 2000)

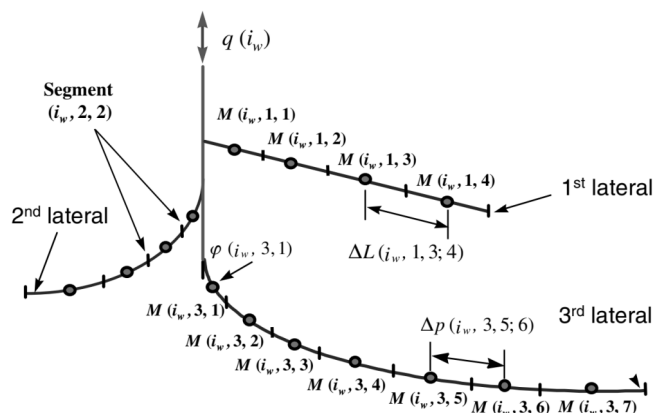


Рис. 3. Разбиение многоствольной горизонтальной скважины на сегменты в полуаналитической модели (Wolfsteiner et al., 2000)

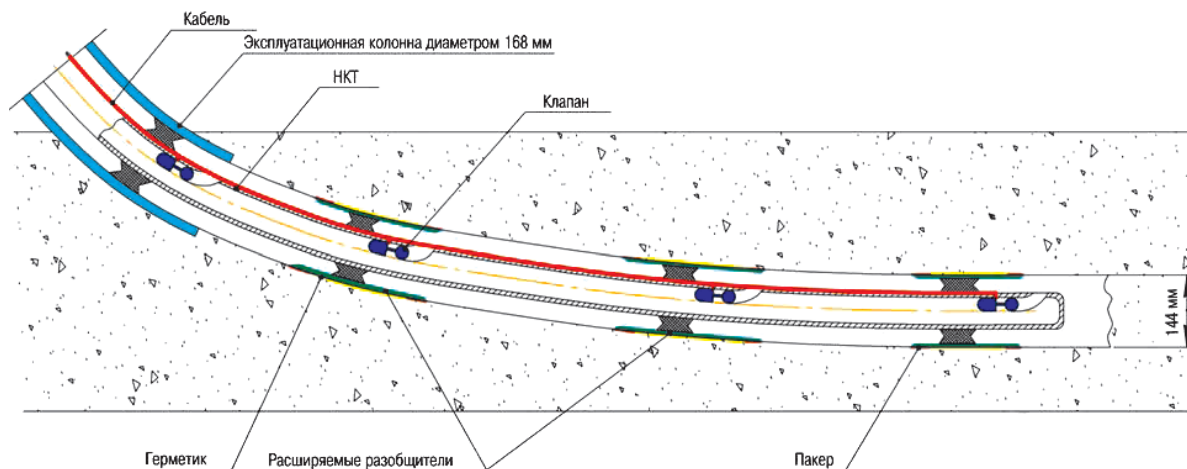


Рис. 4. Многосекционная ГС с электроуправляемыми клапанами регулирования притока (Тахаутдинов и др., 2013)

и может быть использована при моделировании скважин нетрадиционных типов (Закиров и др., 2018).

В работах (Морозов и др., 2005; Хайруллин и др., 2012а) для численного решения задач нестационарного притока жидкости к ГС со сложной траекторией стволов используется метод конечных элементов (МКЭ).

С целью повышения эффективности эксплуатации ГС, а также для обеспечения равномерной выработки пласта необходимо управление притоком вдоль горизонтального ствола скважины. В настоящее время существуют различные технологии, позволяющие регулировать приток из различных участков ствола горизонтальной скважины. В частности, в ПАО «Татнефть» разработана технология для управляемой эксплуатации ГС с интервалами пластов, обладающих различной проницаемостью (рис. 4). Данная технология позволяет селективно воздействовать на объект эксплуатации, проводить обработку призабойной зоны в необходимых интервалах, производить отбор нефти, а также при необходимости отключать обводненные участки (Хисамов и др., 2010, Тахаутдинов и др., 2013). Моделированию нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине с управляемым отбором посвящена работа (Морозов, 2018б), где на основе полуаналитического решения задачи построены типовые кривые изменения давления в изолированных друг от друга секциях ствола горизонтальной скважины.

Обсуждение результатов

Нами проведен сравнительный анализ различных методов расчета притока жидкости к горизонтальным и многоствольным скважинам для прогнозирования их производительности. Исследовано влияние вертикальной и азимутальной анизотропии проницаемости пласта, а также гидравлических потерь давления на трение на продуктивность ГС.

Рассмотрен модельный круговой пласт со следующими данными: $R_k = 300$ м, $L = 300$ м, $r_c = 0,1$ м, $h = 20$ м, $z_w = 10$ м, $k_h = 0,02$ мкм², $\mu = 25$ мПа·с. В табл. 1 приведены результаты расчетов производительности ГС в зависимости от коэффициента анизотропии пласта по формулам различных авторов. Из таблицы видно, что формула Джоши (3) дает несколько заниженное значение продуктивности ГС.

k_v , мкм ²	$\beta = \sqrt{k_h/k_v}$	Коэффициент продуктивности ГС, $J_{GC} = Q/\Delta p$, м ³ /сут·МПа				
		Формула				
		(1)	(2)	(3)	(4)	(6)
0,5	0,2	6,5163	6,1559	6,0818	6,2119	6,2205
0,2	0,31623	6,3033	6,0530	5,9449	6,1105	6,1189
0,05	0,63246	5,8455	5,7413	5,5569	5,7749	5,7829
0,02	1	5,4109	5,3716	5,1237	5,3652	5,3716
0,01	1,41421	4,9908	4,9769	4,6822	4,9293	4,9347
0,005	2	4,4855	4,4770	4,1466	4,3859	4,3902
0,001	4,47214	3,0705	3,0322	2,7077	2,8828	2,8847
0,0005	6,32456	2,4482	2,3974	2,1146	2,2529	2,2541

Табл. 1. Влияние анизотропии пласта на продуктивность ГС

Известно, что если пласт имеет площадную анизотропию, например вследствие развития системы трещин определенной направленности, то для того чтобы ГС имела более высокую производительность, ее необходимо бурить поперек высокопроницаемых трещин. Например, если ГС пробурена вдоль высокопроницаемого направления ($k_x = 0,1$ мкм², $k_y = 0,02$ мкм²), то, согласно формуле (6), продуктивность ГС будет в среднем в два раза ниже, чем в случае, когда она пробурена перпендикулярно этому направлению ($k_x = 0,02$ мкм², $k_y = 0,1$ мкм²).

Безразмерный коэффициент продуктивности горизонтальной скважины имеет вид:

$$J_d = \frac{1}{\ln\left(\frac{R_k}{r_w}\right) + C},$$

где C – геометрический скин-фактор, зависящий от геометрических параметров горизонтальной скважины и области дренирования, а также параметра анизотропии β .

В табл. 2 приведены значения геометрического скин-фактора горизонтальной скважины, полученные экспериментально методом электрогидродинамической аналогии (ЭГДА) В.И. Щуровым (Борисов и др., 1964), а также на основе полуаналитического решения (8)–(9) и инженерных формул Борисова (2), Джоши (3) для пласта толщиной $h = 7,5$ м, радиуса скважины $r_w = 0,1$ м и различных длин ствола.

Из табл. 2 следует, что результаты, полученные с использованием полуаналитического решения, хорошо согласуются с экспериментальными данными. Отметим также, что формула Борисова (2) дает более точные результаты, чем формула Джоши (3). К аналогичному заключению пришли авторы работы (Suprunowicz et al., 1998) при сравнении данных эксперимента на основе электролитического моделирования притока жидкости к горизонтальной скважине с результатами, полученными по этим формулам.

На рис. 5 представлены графики распределения притока и давления по стволу горизонтальной скважины с учетом и без учета потерь давления на трение, полученные при следующих данных (Ozkan et al., 1999): $L = 800,1$ м, $r_w = 0,1$ м, $h = 21,9$ м, $R_k = 846$ м, $p_k = 15,85$ МПа, $k_h = 8,5$ мкм², $k_v = 1,5$ мкм², $\mu = 1,43$ мПа·с, $Q = 4767$ м³/сут. На рисунке видно, что распределения притока и давления по стволу горизонтальной скважины, полученные с использованием полуаналитического метода (сплошные линии), хорошо согласуются с результатами работы (Ozkan et al., 1999). Расчеты показали, что гидравлические потери давления на трение являются существенными в случае протяженных и высокодебитных горизонтальных скважин.

Далее мы сравнили результаты моделирования нестационарной фильтрации жидкости к многоствольным горизонтальным скважинам (МГС) различной конфигурации в анизотропном пласте в форме параллелепипеда (рис. 6), полученные на основе численного решения задачи МКЭ и полуаналитического решения задачи, реализованного в симуляторе AdWell.

В расчетах использовались следующие параметры: длина пласта 800 м, ширина – 800 м, толщина пласта 20 м, $Q = 50$ м³/сут, радиус скважины 0,1 м, упругость

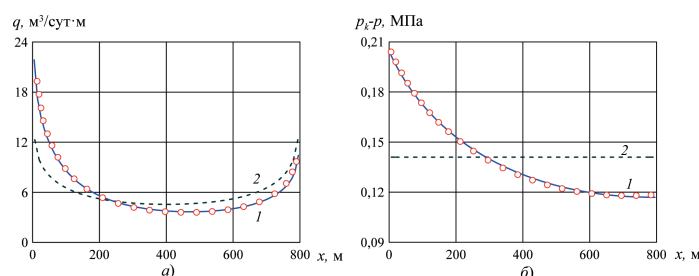


Рис. 5. Распределение притока (а) и давления (б) по длине одиночной ГС: 1 – с учетом гидравлических потерь давления; 2 – без учета гидравлических потерь давления, $\circ$ – результаты расчетов (Ozkan et al., 1999)

L , м	Геометрический скин-фактор C			
	Эксперимент Щурова	Полуаналитическое решение	Формула Борисова (2)	Формула Джоши (3)
25	–3,35	–3,348	–3,391	–3,048
50	–4,38	–4,411	–4,456	–4,285
75	–4,95	–4,942	–4,986	–4,871
100	–5,30	–5,294	–5,335	–5,250
125	–5,56	–5,558	–5,596	–5,527

Табл. 2. Сравнение расчетных и экспериментальных значений геометрического скин-фактора горизонтальной скважины

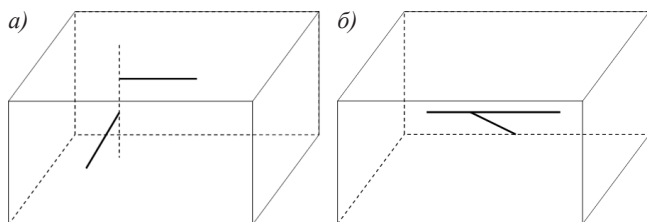


Рис. 6. Конфигурации МГС, используемые для сравнения численного и полуаналитического решений задачи

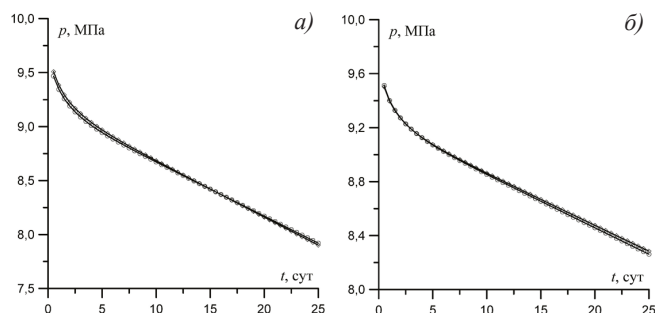


Рис. 7. Кривые изменения давления в МГС: а – численное решение МКЭ, б – полуаналитическое решение

$\beta^* = 1 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, $k_h = 0,0987$ мкм², $k_v = 0,00987$ мкм², $\mu = 1$ мПа·с, пластовое давление 10 МПа. В первом случае (рис. 6а) МГС состоит из двух боковых стволов длиной 100 м, во втором случае (рис. 6б) – из основного и дополнительного стволов длиной 200 и 100 м соответственно. На рис. 7 представлены кривые изменения давления в МГС, работающей с постоянным дебитом в замкнутом пласте. Как видно из рисунка, численное и полуаналитическое решения задачи хорошо согласуются.

Заключение

В работе рассмотрены различные подходы к расчету притока жидкости к горизонтальным скважинам и скважинам сложной архитектуры в анизотропных пластах. Сравнительный анализ показал, что на продуктивность горизонтальных скважин помимо горизонтальной анизотропии проницаемости пласта существенное влияние может оказывать и латеральная анизотропия проницаемости. Гидравлические потери давления на трение в стволах высокодебитных горизонтальных скважин могут быть сопоставимы с депрессией на пласт.

Финансирование

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-19-00144, <https://rscf.ru/project/23-19-00144/>.

Литература

- Баглер Р.М. (2010). Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М.: Ижевск: Ин-т комп. исслед., 536 с.
- Бердин Т.Г. (2001). Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. М.: Недра, 199 с.
- Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. (1964). Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Недра, 154 с.
- Брехунцов А.М., Телков А.П., Федорцов В.К. (2004). Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. Тюмень: Изд-во Тюмен. ун-та, 290 с.
- Грачев С.И., Рогозина Т.В., Колев Ж.М., Мамчистова Е.И. (2021). Приток к нефтяной скважине со сложной траекторией ствола

в продуктивном пласте. *Наука. Инновации. Технологии*, (2), с. 39–58. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2021.2.3>

Григулецкий В.Г. (1992). Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте. *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 10–12.

Доманюк Ф.Н. (2011). Стационарный приток жидкости к скважине с волнообразным профилем. *Нефтепромысловое дело*, (7), с. 21–26.

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аниеев Д.П. (2018). Вычисление коэффициента проводимости скважинного соединения – полуаналитический метод Стэнфордского университета. *Актуальные проблемы нефти и газа*, (2), с. 1–10.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С., Абасов М.Т., Фахретдинов Р.Н., Аниеев Д.П., Рошина И.В., Контарев А.А., Северов Я.А., Рошин А.А., Мамедов Э.А., Брадулина О.В., Лукманов А.Р. (2009). Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.: Ижевск: Ин-т комп. исслед., 484 с.

Иктисанов В.А. (2020). Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации. *Записки Горного института*, 243, с. 305–312. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.305>

Меркулов В.П. (1958). О дебите наклонных и горизонтальных скважин. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 51–56.

Морозов П.Е. (2008). Оценка продуктивности горизонтальной скважины в анизотропном пласте. *Проблемы теплообмена и гидродинамики в энергостроении: Материалы докл. VI шк.-семинара молодых ученых и специалистов под руководством акад. РАН В.Е. Алемасова*. Казань: Изд-во Казан. ун-та, с. 340–343.

Морозов П.Е. (2018а). Исследование стационарного притока жидкости к лучевой системе горизонтальных скважин. *Прикладная механика и техническая физика*, 59(2), с. 99–107. <https://doi.org/10.15372/PMTF20180210>

Морозов П.Е. (2018б). Моделирование нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине. *Георесурсы*, 20(1), с. 44–50. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.44-50>

Морозов П.Е., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н. (2005). Численное решение прямой и обратной задачи при фильтрации флюида к горизонтальной скважине. *Вычислительные методы и программирование*, 6(1), с. 262–268.

Насыбуллин А.В., Войкин В.Ф. (2015). К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения. *Георесурсы*, (4), с. 35–38. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.63.4.22>

Насыбуллин А.В., Лифантьев А.В., Васильев В.В., Астахова А.Н. (2014). Управление моделью установившегося притока жидкости к горизонтальной скважине и трещине бесконечной проводимости. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, (6), с. 27–32.

Нафиков Р.И., Саламатин А.А. (2023). Представление поля давления и потоков в окрестности горизонтальной скважины на основе мгновенных точечных источников. *Георесурсы*, 25(1), с. 140–144. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.14>

Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Абдрахманов Г.С., Вахитов И.Д., Низамов И.Г. (2013). Управляемая эксплуатация секций горизонтального ствола скважины. *Нефтяное хозяйство*, (7), с. 26–27.

Телков А.П., Грачев С.И. (2009). Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений. Ч. 2. Тюмень: Тюмен. гос. нефтегазовый ун-т, 380 с.

Хайруллин М.Х., Морозов П.Е., Шамсиев М.Н. (2012а). Гидродинамические исследования многоствольных горизонтальных скважин. *Георесурсы, геознергетика, геополитика*, 1(5), с. 1–8.

Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Бадертдинова Е.Р., Абдуллин А.И. (2012б). Термогидродинамические исследования горизонтальных нефтяных скважин. *Теплофизика высоких температур*, 50(6), с. 830–834.

Хисамов Р.С., Фаткуллин Р.Х., Ханнанов Р.Г. (2010). Технология управляемой эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 110–112.

Яртиева А.Ф., Фазлыев Р.Т., Миронова Л.М. (2008). Применение горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях Татарстана. М.: ВНИИОЭНГ, 153 с.

Chaudhry A. (2004). *Oil Well Testing Handbook*. Boston; Oxford: Gulf Prof. Publ., 689 p.

Hill A.D., Zhu D., Economides M.J. (2008). *Multilateral Wells*. SPE, 200 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631383>

Houben G.J., Collins S., Bakker M., Daffner T., Triller F., Kacimov A. (2022) Review: Horizontal, directionally drilled and radial collector wells. *Hydrogeology Journal*, 30, pp. 329–357. <https://doi.org/10.1007/s10040-021-02425-w>

Joshi S.D. (1988). Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, 40(6), pp. 729–739. <https://doi.org/10.2118/15375-PA>

Joshi S.D. (1991). Horizontal Well Technology. PennWell Publ. Comp., 535 p.

Michelevicius D., Minijos N., Zolotukhin A.B. (2002). Evaluating Productivity of a Horizontal Well. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference*, Calgary, Alberta, Canada. <https://doi.org/10.2118/79000-MS>

Mukherjee H., Economides M.J. (1991). A parametric comparison of horizontal and vertical well performance. *SPE Formation Evaluation*, 6(2), pp. 209–216. <https://doi.org/10.2118/18303-PA>

Ozkan E., Sarica C., Hacı M. (1999). Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal-well productivity. *SPE Journal*, 4(3), pp. 288–301. <https://doi.org/10.2118/57687-PA>

Ouyang L.-B., Aziz K. (2001). A general single-phase wellbore/reservoir coupling model for multilateral wells. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 4(4), pp. 327–335. <https://doi.org/10.2118/72467-PA>

Renard G., Dupuy J.M. (1991). Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency. *Journal of Petroleum Technology*, 43(7), pp. 786–869. <https://doi.org/10.2118/19414-PA>

Suprunowicz R., Butler R.M., Ford C.O.K., Kry S.F. (1998). An experimental investigation of convergent flow to horizontal wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 37(10), pp. 51–57. <https://doi.org/10.2118/98-10-04>

Wolfsteiner C., Durlofsky L.J., Aziz K. (2000). Approximate model for productivity of nonconventional wells in heterogeneous reservoirs. *SPE Journal*, 5(2), pp. 218–226. <https://doi.org/10.2118/62812-PA>

Сведения об авторах

Арслан Валерьевич Насыбуллин – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

e-mail: arsvall@bk.ru

Петр Евгеньевич Морозов – доктор физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 2

Марат Назмиевич Шамсиев – доктор техн. наук, ведущий научный сотрудник, Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 2

Ляйсан Равиловна Шайхразиева – канд. техн. наук, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Вадим Аликович Саяхов – канд. техн. наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт,

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Олег Владимирович Денисов – канд. техн. наук, ведущий бизнес-аналитик, ПАО «Татнефть»,

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Ленар Камилевич Шайдуллин – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Статья поступила в редакцию 22.06.2023;

Принята к публикации 05.09.2023; Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Analytical and semi-analytical methods for modeling liquid inflow to a horizontal well (review)

A.V. Nasybullin^{1*}, P.E. Morozov^{1,2}, M.N. Shamsiev^{1,2}, L.R. Shaikhrazieva¹, V.A. Sayakhov¹, O.V. Denisov³, L.K. Shaidullin¹

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation

²Institute of Mechanics and Engineering – Subdivision of FIC KazanSC of RAS, Kazan, Russian Federation

³Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Arslan V. Nasybullin, e-mail: arsvall@bk.ru

Abstract. The efficiency of using horizontal drilling technology largely depends on a number of factors, including the geological structure of the productive formation, fracturing, anisotropy, heterogeneity, porosity, and permeability. This necessitates the design of the process of oil inflow to the horizontal section of the well. The article presents analytical and numerical methods used in modeling liquid inflow to horizontal and multilateral wells. The main attention is paid to taking into account the anisotropy of reservoir permeability, the trajectory of the horizontal wellbore and hydraulic pressure losses due to friction.

Keywords: horizontal well, calculation of inflow, working sections of the horizontal wellbore, permeability anisotropy, hard-to-recover oil reserves

Acknowledgements

The research was carried out with the support of the Russian Science Foundation grant No. 23-19-00144, <https://rscf.ru/project/23-19-00144/>.

Recommended citation: Nasybullin A.V., Morozov P.E., Shamsiev M.N., Shaikhrazieva L.R., Sayakhov V.A., Denisov O.V., Shaidullin L.K. (2023). Analytical and semi-analytical methods for modeling liquid inflow to a horizontal well (review). *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 252–259. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.23>

References

Batler R.M. (2010). Horizontal wells for recovery of oil, gas and bitumen. Moscow – Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, NIC "Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika", 536 p. (In Russ.)

- Berdin T.G. (2001). Designing the development of oil and gas fields with horizontal well systems. Moscow: ООО “Nedra-Biznescentr”, 199 p. (In Russ.)
- Borisov Y.P., Pilatovskiy V.P., Tabakov V.P. (1964). Development of oil deposits with horizontal and multilateral wells. Moscow: Nedra, 350 p. (In Russ.)
- Brekhuncov A.M., Telkov A.P., Fedorcov V.K. (2004). Development of the theory of liquid and gas filtration to horizontal wellbores. Tyumen: OAO “SibNAC”, 290 p. (In Russ.)
- Chaudhry A. (2004). Oil Well Testing Handbook. Boston; Oxford: Gulf Prof. Publ., 689 p.
- Domanyuk F.N. (2011). Steady-state liquid flow towards an undulating well. *Neftpromyslovoe delo*, 7, pp. 21–26. (In Russ.)
- Grachev S.I., Rogozina T.V., Kolev ZH.M., Mamchistova E.I. (2021). Inflow to an oil well with a complex trajectory in the reservoir. *Nauka. Innovacii. Tekhnologii*, 2, pp. 39–58. (In Russ.) <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2021.2.3>
- Griguletsky V.G. (1992). Stationary oil inflow to a single horizontal well in an anisotropic reservoir. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 10, pp. 10–12. (In Russ.)
- Hairullin M.H., Morozov P.E., Shamsiev M.N. (2012). Hydrodynamic studies of multilateral horizontal wells. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 1(5), pp. 1–8. (In Russ.)
- Hairullin M.H., Shamsiev M.N., Badertdinova E.R., Abdullin A.I. (2012). Thermohydrodynamic investigations of horizontal oil wells. *High Temperatures*, 50(6), pp. 774–778. <https://doi.org/10.1134/S0018151X12050070>
- Hill A.D., Zhu D., Economides M.J. (2008). Multilateral Wells. *SPE*, 200 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631383>
- Houben G.J., Collins S., Bakker M., Daffner T., Triller F., Kacimov A. (2022). Review: Horizontal, directionally drilled and radial collector wells. *Hydrogeology Journal*, 30, pp. 329–357. <https://doi.org/10.1007/s10040-021-02425-w>
- Iktisanov V.A. (2020). Description of steady inflow of fluid to wells with different configurations and various partial drilling-in. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 305–312. <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.3.305>
- Joshi S.D. (1988). Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, 40(6), pp. 729–739. <https://doi.org/10.2118/15375-PA>
- Joshi S.D. (1991). Horizontal Well Technology. PennWell Publ. Comp., 535 p.
- Khisamov R.S., Fatkullin R.K., Khannanov R.G. (2010). New technology of horizontal well completion and production. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 12, pp. 110–112. (In Russ.)
- Michelevicius D., Minijos N., Zolotukhin A.B. (2002). Evaluating Productivity of a Horizontal Well. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference*, Calgary, Alberta, Canada. SPE-79000-MS, pp. 1–10. <https://doi.org/10.2118/79000-MS>
- Morozov P.E. (2008). Evaluation of the productivity of a horizontal well in an anisotropic reservoir. *Problems of heat and mass transfer and hydrodynamics in power engineering: Proc. VI School-seminar*, Kazan, September 16–18, 2008. Kazan: Kazan University Publ., pp. 340–343. (In Russ.)
- Morozov P.E. (2018). Steady fluid flow to a radial system of horizontal wells. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 59(2), pp. 273–280. <https://doi.org/10.1134/S0021894418020104>
- Morozov P.E. (2018). Simulation of non-stationary fluid inflow to a multi-section horizontal well. *Georesursy = Georesources*, 20(1), pp. 44–50. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.44-50>
- Morozov P.E., Hairullin M.H., Shamsiev M.N. (2005). Numerical solution of direct and inverse problems during fluid filtration to a horizontal well. *Vychislitel'nye metody i programmirovaniye = Numerical Methods and Programming*, 6(2), pp. 139–145. (In Russ.)
- Mukherjee H., Economides M.J. (1991). A parametric comparison of horizontal and vertical well performance. *SPE Formation Evaluation*, 6(2), pp. 209–216. <https://doi.org/10.2118/18303-PA>
- Nasybullin A.V., Voykin V.F. (2015). Definition of Production Rate in a Horizontal Well at Steady Mode in the Object of Flooding. *Georesursy = Georesources*, 4(63), pp. 35–38. (In Russ.) <http://dx.doi.org/10.18599/grs.63.4.22>
- Nasybullin A.V., Lifant'ev A.V., Vasil'ev V.V., Astakhova A.N. (2014). Controlling over the model of stable inflow towards a horizontal well and a fracture of endless conductivity. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 6, pp. 27–32. (In Russ.)
- Nafikov R.I., Salamatina A.A. (2023). Representation of the pressure field and flows in the vicinity of a horizontal well based on instantaneous point sources. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 140–144. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.14>
- Ozkan E., Sarica C., Haci M. (1999). Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal-well productivity. *SPE Journal*, 4(3), pp. 288–301. <https://doi.org/10.2118/57687-PA>
- Ouyang L.-B., Aziz K. (2001). A general single-phase wellbore/reservoir coupling model for multilateral wells. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 4(4), pp. 327–335. <https://doi.org/10.2118/72467-PA>
- Renard G., Dupuy J.M. (1991). Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency. *Journal of Petroleum Technology*, 43(7), pp. 786–789. <https://doi.org/10.2118/19414-PA>
- Suprunowicz R., Butler R.M., Ford C.O.K., Kry S.F. (1998). An experimental investigation of convergent flow to horizontal wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 37(10), pp. 51–57. <https://doi.org/10.2118/98-10-04>
- Tahautdinov Sh.F., Hisamov R.S., Ibatullin R.R., Abdrahmanov G.S., Vahitov I.D., Nizamov I.G. (2013). Controllable operation of horizontal wellbore intervals. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 7, pp. 26–27. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.44-50>
- Telkov A.P., Grachev S.I. (2009). Reservoir hydromechanics as applied to problems of oil and gas field development. Part II. Tyumen: TSOGU, 352 p. (In Russ.)
- Wolfsteiner C., Durlofsky L.J., Aziz K. (2000). Approximate model for productivity of nonconventional wells in heterogeneous reservoirs. *SPE Journal*, 5(2), pp. 218–226. <https://doi.org/10.2118/62812-PA>
- Yartiev A.F., Fazlyev R.T., Mironova L.M. (2008). Application of horizontal wells in oil fields of Tatarstan. Moscow: VNIIOENG, 156 p. (In Russ.)
- Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Anikeev D.P. (2018). Well Connection Conductivity Calculation – Stanford University Semi-Analytical Method. *Aktualnye problemy nefii i gaza*, 2(21), pp. 1–10. (In Russ.)
- Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al (2009). New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2. Moscow – Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 484 p. (In Russ.)

About the Authors

Arslan V. Nasybullin – Dr. Sci. (Engineering), Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almet'yevsk State Oil Institute

2 Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation
e-mail: arsal@bk.ru

Petr E. Morozov – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Institute of Mechanics and Engineering – Subdivision of FIC KazanSC of RAS

2/31 Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation

Marat N. Shamsiev – Dr. Sci. (Engineering), Leading Researcher, Institute of Mechanics and Engineering – Subdivision of FIC KazanSC of RAS

2/31 Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation

Laisan R. Shaikhrazieva – Cand. Sci. (Engineering), Assistant of Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almet'yevsk State Oil Institute

2 Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Vadim A. Sayakhov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almet'yevsk State Oil Institute,

2 Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Oleg V. Denisov – Cand. Sci. (Engineering), Lead business analyst, Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Lenar K. Shaidullin – Graduate Student, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almet'yevsk State Oil Institute

2 Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 22 June 2023;

Accepted 5 September 2023; Published 30 December 2023