

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.141-155>

EDN GPIAHS

УДК 622.276.031:532.5

Об одном приеме для вывода нескольких важных формул подземной гидромеханики

Насыбуллин А.В.

Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

An approach to derivation of several important formulas of subsurface fluid mechanics

A.V. Nasybullin

Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum, Almetyevsk, Russia

E-mail: arsval@bk.ru

Аннотация. В статье показан один из возможных подходов для вывода трех важнейших формул подземной гидромеханики: дебита, координаты фронта и времени полного обводнения при поршневом вытеснении, формулы Хокинса для скин-фактора, формулы Борисова для дебита горизонтальной скважины.

Ключевые слова: *подземная гидромеханика, поршневое вытеснение, скин-фактор, радиальный приток, установившийся приток, формула Дюпюи, формула Хокинса, формула Борисова, формула Джоши*

Для цитирования: Насыбуллин А.В. Об одном приеме для вывода нескольких важных формул подземной гидромеханики // Нефтяная провинция.-2026.-№2(46).-С. 141-155. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.141-155>. - EDN GPIAHS

Abstract. The article demonstrates one of the possible approaches for deriving three important formulas of reservoir engineering: flow rate, front coordinates and time of complete flooding during piston displacement, Hawkins' formula for the skin factor, and Borisov's formula for the flow rate of a horizontal well.

Key words: *reservoir engineering, piston displacement, skin factor, radial inflow, steady-state inflow, Dupuis formula, Hawkins formula, Borisov formula, Joshi formula*

For citation: A.V. Nasybullin Ob odnom priyeme dlya vyvoda neskol'kikh vazhnykh formul podzemnoy gidromekhaniki [An approach to derivation of several important formulas of subsurface fluid mechanics]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(46), 2026. pp. 141-155. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.141-155>. EDN GPIAHS (in Russian)

Введение

Подземная гидромеханика является теоретической основой для решения множества прикладных задач нефтегазового производства. В ней даются основные уравнения фильтрации флюидов в пористых средах, которые используются при геолого-гидродинамическом моделировании процессов разработки, а также простые инженерные формулы, полученные аналитически, позволяющие оперативно оценить прогнозные показатели разработки нефтяного месторождения [1-3]. Такие формулы представлены в различных учебниках и справочниках и широко применяются как у нас, так и за рубежом специалистами по разработке месторождений углеводородов, о чем свидетельствует множество научных трудов по данной тематике. Однако крайне редко показано, как эти формулы получены, что оставляет серьезные пробелы в знаниях специалистов, а также может привести к неправильному применению указанных формул. В редких случаях, когда удастся найти способ вывода некоторых формул, такой вывод представлен не полностью и затруднительно понять его последовательность. Иногда одна и та же формула может быть получена разными способами, о которых упоминается, но не показано, как это делается.

В данной статье рассматривается метод комплексирования решений уравнений притока жидкости к скважинам, при котором область притока декомпозируется на разные зоны, в каждой из которых решение ищется по известной формуле. Данный метод применен для решения трех задач: вывода формул для поршневого вытеснения нефти водой, вывода формулы Хокинса для определения скин-фактора и вывода формулы Борисова Ю.П. для определения дебита нефти горизонтальной скважины.

Формулы для расчета поршневого вытеснения

Рассмотрим вначале вывод формулы поршневого вытеснения нефти водой. Поршневое вытеснение – это такое вытеснение нефти водой, при котором в пласте происходит движение границы раздела между фазами (фронта вытеснения), перед которой движется только нефть, а позади – только вода. За фронтом вытеснения нефтенасыщенность равна остаточной. Обе жидкости считаются несжимаемыми [4-5].

Схема поршневого вытеснения приведена на рис.1:

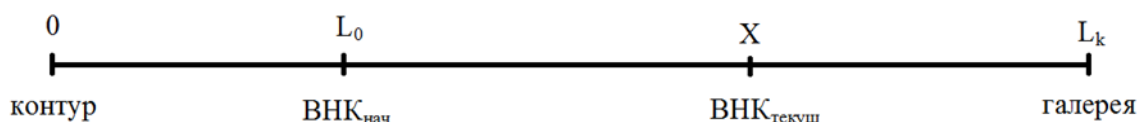


Рис. 1 Схема поршневого вытеснения

На схеме изображены три зоны вытеснения, в каждой из которых скорости фильтрации равны, поскольку жидкость несжимаема:

$$v = \frac{k(p_k - p_0)}{\mu_B L_0} = \frac{k k_B (p_0 - p)}{\mu_B (x - L_0)} = \frac{k k_H (p - p_\Gamma)}{\mu_H (L_k - x)}$$

Выразим из этой формулы депрессию для каждой зоны пласта:

$$\begin{aligned} p_k - p_0 &= \frac{v \mu_B L_0}{k} \\ p_0 - p &= \frac{v \mu_B (x - L_0)}{k k_B} \\ p - p_\Gamma &= \frac{v \mu_H (L_k - x)}{k k_H} \end{aligned}$$

Выполним сложение этих уравнений:

$$p_k - p_\Gamma = \frac{v \mu_B L_0}{k} + \frac{v \mu_B (x - L_0)}{k k_B} + \frac{v \mu_H (L_k - x)}{k k_H}$$

Отсюда скорость фильтрации будет выражаться следующей формулой:

$$v = \frac{p_{\kappa} - p_{\Gamma}}{\frac{\mu_{\text{в}} L_0}{k} + \frac{\mu_{\text{в}} (x - L_0)}{k k_{\text{в}}} + \frac{\mu_{\text{н}} (L_{\kappa} - x)}{k k_{\text{н}}}}$$

Раскрытие скобок даст:

$$v = \frac{k(p_{\kappa} - p_{\Gamma})}{\mu_{\text{в}} L_0 + \frac{\mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}} x - \frac{\mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}} L_0 + \frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}} L_{\kappa} - \frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}} x}$$

Окончательно получим скорость фильтрации:

$$v = \frac{k(p_{\kappa} - p_{\Gamma})}{\mu_{\text{в}} L_0 + \frac{\mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}} (x - L_0) + \frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}} (L_{\kappa} - x)}$$

Отсюда получим дебит жидкости:

$$q = v B h = \frac{k(p_{\kappa} - p_{\Gamma}) B h}{\left(\mu_{\text{в}} - \frac{\mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}}\right) L_0 + \frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}} L_{\kappa} - \left(\frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}} - \frac{\mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}}\right) x}$$

Упростим ситуацию, положив $L_0 = 0$:

$$v = \frac{k(p_{\kappa} - p_{\Gamma})}{\frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}} L_{\kappa} - \left(\frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}} - \frac{\mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}}\right) x}$$

$$q = \frac{k(p_{\kappa} - p_{\Gamma}) B h}{\frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}} L_{\kappa} - \left(\frac{\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}} - \frac{\mu_{\text{в}}}{k_{\text{в}}}\right) x}$$

Известно, что скорость фильтрации v и скорости движения w связаны следующим соотношением:

$$v = m(1 - S_{\text{CB}} - S_{\text{OH}})w = m(1 - S_{\text{CB}} - S_{\text{OH}})\frac{dx}{dt}$$

откуда

$$dt = \frac{m(1 - S_{\text{CB}} - S_{\text{OH}})}{v} dx = \frac{m(1 - S_{\text{CB}} - S_{\text{OH}})}{k(p_{\text{K}} - p_{\text{Г}})} \left[\frac{\mu_{\text{H}}}{k_{\text{H}}} L_{\text{K}} - \left(\frac{\mu_{\text{H}}}{k_{\text{H}}} - \frac{\mu_{\text{B}}}{k_{\text{B}}} \right) x \right] dx$$

Проинтегрируем уравнение с учетом начального условия при $t = 0$ $x = 0$, получим

$$t = \frac{m(1 - S_{\text{CB}} - S_{\text{OH}})}{k(p_{\text{K}} - p_{\text{Г}})} \left[\frac{\mu_{\text{H}}}{k_{\text{H}}} L_{\text{K}} x - \left(\frac{\mu_{\text{H}}}{k_{\text{H}}} - \frac{\mu_{\text{B}}}{k_{\text{B}}} \right) \frac{x^2}{2} \right]$$

Решив квадратное уравнение относительно x , найдем координату:

$$x = \frac{\mu_{\text{H}} L_{\text{K}}}{k_{\text{H}} \left(\frac{\mu_{\text{H}}}{k_{\text{H}}} - \frac{\mu_{\text{B}}}{k_{\text{B}}} \right)} [1 - \sqrt{1 - \alpha t}]$$

где

$$\alpha = \frac{2k_{\text{H}}^2 \left(\frac{\mu_{\text{H}}}{k_{\text{H}}} - \frac{\mu_{\text{B}}}{k_{\text{B}}} \right) (p_{\text{K}} - p_{\text{Г}})}{\mu_{\text{H}}^2 L_{\text{K}}^2 m(1 - S_{\text{CB}} - S_{\text{OH}})}$$

Для нахождения времени полного обводнения пласта подставим вместо x значение L_{K} :

$$t_{\text{обв}} = \frac{m(1 - S_{\text{CB}} - S_{\text{OH}}) L_{\text{K}}^2}{2k(p_{\text{K}} - p_{\text{Г}})} \left(\frac{\mu_{\text{H}}}{k_{\text{H}}} - \frac{\mu_{\text{B}}}{k_{\text{B}}} \right)$$

Формула Хокинса

Автору неизвестно, каким образом были получены формулы Хокинса и Борисова Ю.П. Например, формула Борисова Ю.П. может быть получена с использованием метода отображения источников или стоков, методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений, методом комплексного потенциала.

Формула Хокинса для скин-фактора:

$$S = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_c} \right)$$

Скин-фактор является дополнительным фильтрационным сопротивлением в уравнении притока, образующийся в результате проникновения бурового раствора в призабойную зону пласта при бурении скважины. Образуется что-то вроде корки, от чего и пошло название скин (кожа). Скин-фактор также может образовываться/увеличиваться при эксплуатации скважины, при засорении призабойной зоны пласта. При этом проницаемость призабойной зоны снижается на определенном расстоянии от скважины. Радиус поврежденной зоны зависит от проницаемости пласта: чем она больше, тем больше фильтра проникает в пласт и тем больше этот радиус. Однако снижение проницаемости высокопроницаемого пласта происходит в меньшей степени по сравнению с низкопроницаемым [6-9]. Следовательно, по формуле Хокинса в низкопроницаемом пласте скин-фактор будет больше, поскольку радиус засоренной зоны находится под логарифмом, в отличие от проницаемости.

Выведем формулу Хокинса для скин-фактора:

Пусть к вертикальной скважине осуществляется приток жидкости, описываемый формулой Дюпюи. Вывод формулы Дюпюи широко

представлен в литературе и не представляет трудностей [3]. Напомним, при каких допущениях справедлива эта формула: однородный и изотропный пласт постоянной толщины, ньютоновская несжимаемая жидкость, ламинарный плоскорадиальный установившийся приток. При этом вблизи скважины имеется ухудшенная зона пласта радиусом r_d , проницаемость которой равна k_d . Рассмотрим приток из пласта в эту ухудшенную зону, представив ее как укрупненную скважину. Тогда для нее справедливо следующее уравнение притока:

$$\begin{aligned} q_1 &= \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_d}{\ln \frac{R_k}{r_d}} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_d}{\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \frac{r_c}{r_d} \right)} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_d}{\ln \frac{R_k}{r_c} + \ln \frac{r_c}{r_d}} \\ &= \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_d}{\ln \frac{R_k}{r_c} - \ln \frac{r_d}{r_c}} \end{aligned}$$

Рассмотрим приток из ухудшенной зоны пласта в скважину. Для него тоже справедливо уравнение Дюпюи:

$$q_2 = \frac{2\pi k_d h}{\mu} \frac{p_d - p_c}{\ln \frac{r_d}{r_c}} = \frac{2\pi k_d k h}{\mu k} \frac{p_d - p_c}{\ln \frac{r_d}{r_c}} = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{p_d - p_c}{\frac{k}{k_d} \ln \frac{r_d}{r_c}}$$

В силу неразрывности потока $q_1 = q_2 = q$

Выразим из этих двух уравнений депрессию.

$$p_k - p_d = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} - \ln \frac{r_d}{r_c} \right)$$

$$p_d - p_c = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\frac{k}{k_d} \ln \frac{r_d}{r_c} \right)$$

Сложим два последних уравнения:

$$p_k - p_c = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} - \ln \frac{r_d}{r_c} + \frac{k}{k_d} \ln \frac{r_d}{r_c} \right) = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_c} \right)$$

Отсюда

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c} + \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_c}} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c} + S}$$

$$S = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_c}$$

Формула Борисова

Горизонтальные скважины – это такие скважины, ствол которых размещен в пласте параллельно его простиранию. В отличие от вертикальных скважин, он, как правило, вскрывает только кровлю пласта, не вскрывая его подошву. Хотя могут быть и иные варианты. Размещаясь параллельно простиранию пласта, ствол скважины может контактировать с коллектором на протяжении нескольких сотен метров [10-16]. Соответственно, площадь контакта скважины с пластом приводит к увеличению дебита скважины.

Известно множество различных формул для расчета дебита горизонтальной скважины [17-33]. Расчетные формулы для дебита горизонтальной скважины, работающей на установившемся режиме притока, как правило, основаны на решении двух плоских задач:

- приток флюида из пласта к скважине в горизонтальной плоскости как к трещине бесконечной проводимости. Контур питания может быть круговым (Борисов Ю.П.), либо эллиптическим (S.D. Joshi), приток идет по всей толщине пласта;

– приток флюида из пласта к скважине в вертикальной плоскости от кругового контура радиусом $h/(2\pi)$ (Борисов Ю.П.), либо $h/2$ (S.D. Joshi). Радиус кругового контура равный $h/2\pi$ возникает вследствие геометрической поправки, учитывающей, что радиальный приток в вертикальном сечении происходит не в бесконечном пласте, а ограничен толщиной h . Борисов использовал метод конформных отображений, поэтому в знаменателе возникает умножение на π . S.D. Joshi пренебрег данной поправкой, но более корректно учел эллиптический контур питания.

Ю.П. Борисов:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}}$$

S.D. Joshi:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_c}}$$

где

$$a = (L/2) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2R_k/L)^4} \right]^{0.5}$$

Получим формулу Борисова Ю.П. Вывод в некоторой степени аналогичен выводу формулы Хокинса.

Рассмотрим приток к горизонтальной скважине в виде двух плоских задач: к укрупнённой скважине в горизонтальной плоскости и к повернутой вертикальной скважине в вертикальной плоскости.

Приток к укрупнённой скважине аналогичен притоку к трещине бесконечной проводимости. Известно, что эффективный радиус скважины в этом случае эквивалентен четверти длины трещины (М. Пратс – 1961г.). Давление на границе укрупненной скважины обозначим p_{mk} . Тогда:

$$q_1 = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_{mk}}{\ln \frac{4R_k}{L}}$$

Рассмотрим приток к повернутой вертикальной скважине в вертикальной плоскости. Для него тоже справедливо уравнение Дюпюи, но вместо толщины пласта будем использовать длину ствола, а вместо радиуса контура питания – $h/(2\pi)$:

$$q_2 = \frac{2\pi kL}{\mu} \frac{p_{mk} - p_c}{\ln \frac{h}{2\pi r_c}} = \frac{2\pi kh}{\mu k} \frac{p_{mk} - p_c}{\frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}}$$

В силу неразрывности потока несжимаемой жидкости $q_1 = q_2 = q$

Выразим из этих двух уравнений депрессию.

$$p_k - p_{mk} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{4R_k}{L} \right)$$

$$p_{mk} - p_c = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)$$

Сложим два последних уравнения:

$$p_k - p_c = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)$$

Отсюда получим полную формулу дебита горизонтальной скважины:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}}$$

Для случая, когда длина горизонтальной скважины намного больше толщины пласта $L \gg h$, приток флюида из пласта к скважине в вертикальной плоскости от кругового контура становится незначительным и его можно не учитывать. Тогда уравнение притока упрощается:

$$q = q_1 = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{4R_k}{L}}$$

То есть уравнение стало аналогичным формуле Дюпюи с радиусом скважины равным четверти длины горизонтального ствола $r_c = L/4$. Что также соответствует уравнению притока для трещины ГРП бесконечной проводимости в вертикальной скважине.

Например, при проницаемости пласта $0,1 \text{ мкм}^2$, толщине пласта 5 м, вязкости нефти $210 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, длине горизонтального ствола 230 м отличие в дебите между расчетом по полной формуле и упрощенной наблюдается во втором знаке после запятой.

Список литературы

1. Крылов, А.П. Теоретические основы и проектирование разработки нефтяных месторождений / А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов [и др.]; под общ. ред. А.П. Крылова. – Москва : Гостехиздат, 1959. – 324 с.
2. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 165 с.
3. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 488 с.
4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. Для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ОАО «Издательство Недра», 1998. – 365 с.
5. Насыбуллин, А.В. Теоретические основы геолого-гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений: учебное пособие / А.В. Насыбуллин. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2026. – 346 с.
6. Joshi, S.D. Horizontal Well Technology. – Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1991. – 535 p.
7. Морозов П.Е., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н. Численное решение прямой и обратной задачи при фильтрации флюида к горизонтальной скважине // Вычислительные методы и программирование. — 2005. — Т. 6. — С. 262–268.
8. Prats, M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Incompressible Fluid Case // SPE Journal. – 1961. – Vol. 1, № 2. – Pp. 105–118.

9. Основы технологии гидравлического разрыва пластов / В.Г. Салимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – Казань : Издательство "Фэн" Академии наук Республики Татарстан, 2021. – 386 с.
10. Геомеханические условия эффективного применения кислотного гидроразрыва пластов / Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Салимов, Р.Р. Ибатуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 32-36.
11. Султанов, А.С. Автоматизированный подбор скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пластов на АРМ геолога "Лазурит" / А.С. Султанов, Ф.М. Латифуллин, А.В. Насыбуллин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 48-51.
12. The Criteria for the Selection of Wells for Hydraulic Fracturing / O.V. Salimov, A.V. Nasybullin, R.Z. Sakhabutdinov, V.G. Salimov // Georesources. – 2017. – Vol. 19, No. 4. – Pp. 368-373. – DOI: 10.18599/grs.19.4.10.
13. Батлер, Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р.М. Батлер ; перевод с английского. – Москва ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2010. – 536 с.
14. Бердин, Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин / Т.Г. Бердин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
15. Хакимзянов, И.Н. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Г. Фазлыев, А.И. Никифоров. — Казань : Изд-во «Фэн» АН РТ, 2011. — 320 с.
16. Скважины с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, И.М. Бакиров [и др.]. – Казань : ФЭН : Академия наук РТ, 2014. – 239 с.
17. Насыбуллин, А.В. К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения / А.В. Насыбуллин, В.Ф. Войкин // Георесурсы. – 2015. – № 4-2(63). – С. 35-38.
18. Аналитические и полуаналитические методы расчета притока жидкости к горизонтальной скважине (обзор) / А. В. Насыбуллин, П. Е. Морозов, М. Н. Шамсиев [и др.] // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 4. – С. 252-259.
19. Салимов, В.Г. Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов / В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – Казань : Издательство "Фэн" Академии наук Республики Татарстан, 2018. – 380 с.
20. Управление моделью установившегося притока жидкости к горизонтальной скважине и трещине бесконечной проводимости / А.В. Насыбуллин, А.В. Лифантьев, В.В. Васильев, А.Н. Астахова // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2014. – № 6. – С. 27-32.
21. Estimation of the Geometric Parameters of a Reservoir Hydraulic Fracture / V.A. Baikov, G.T. Bulgakova, A.M. Il'yasov, D.V. Kashapov // Fluid Dynamics. – 2018. – Vol. 53, No. 5. – Pp. 642-653.
22. Кашапов, Д.В. Течение жидкости с проппантом в горизонтальной скважине при проведении операции гидравлического разрыва пласта / Д.В. Кашапов // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 7(224). – С. 62-66.
23. Брехунцов, А.М. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин / А.М. Брехунцов, А.П. Телков, В.К. Федорцов. – Тюмень : Изд-во Тюмен. ун-та, 2004. – 290 с.
24. Григулецкий В.Г. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте // Нефтяное хозяйство. 1992. № 10. С. 10–12.

25. Иктисанов, В.А. Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации / В.А. Иктисанов. — Записки Горного института. — 2020. — Т. 243. — С. 305–312.
26. Морозов П.Е. Моделирование нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 1. С. 44–50.
27. Hill, A.D. Multilateral Wells / A.D. Hill, D. Zhu, M.J. Economides. – Richardson : Society of Petroleum Engineers, 2008. – 200 p.
28. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. 1988. Vol. 40, № 6. Pp. 729–739. DOI: 10.2118/15375-PA.
29. Michelevicius D., Minijos N., Zolotukhin A.B. Evaluating Productivity of a Horizontal Well // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference (Calgary, Alberta, Canada, 2002). Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2002. Pp. 1–12. DOI: 10.2118/79000-MS.
30. Mukherjee H., Economides M. J. A parametric comparison of horizontal and vertical well performance // SPE Formation Evaluation. 1991. Vol. 6, № 2. Pp. 209–216. DOI: 10.2118/18303-PA.
31. Ouyang L.-B., Aziz K.A general single-phase wellbore/ reservoir coupling model for multilateral wells // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2001. Vol. 4, № 4. Pp. 327–335. DOI: 10.2118/72467-PA.
32. Renard G., Dupuy J. M. Formation damage effects on horizontalwell flow efficiency // Journal of Petroleum Technology. 1991. Vol. 43, № 7. P. 786–869. DOI: 10.2118/19414-PA.
33. Suprunowicz R. [et al.]. An experimental investigation of convergent flow to horizontal wells // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1998. Vol. 37, № 10. Pp. 51–57. DOI: 10.2118/98-10-04.

References

1. Krylov A.P., Belash P.M., Borisov Yu. P. Teoreticheskie osnovy i proektirovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdenii [Fundamentals and practice of reservoir engineering]. Moscow: Gostoptekhizdat Publ., 1959. 324 P. (in Russian)
2. Borisov Yu.P., Pilatovskii V.P., Tabakov V.P. Razrabotka neftyanykh mestorozhdenii gorizonta'nymi i mnogozaboinymi skvazhinami [Development of oil fields with horizontal and multilateral wells]. Moscow: Nedra Publ., 1964. 165 P. (in Russian)
3. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Kanevskaya R.D., Maksimov V.M. Podzemnaya gidromekhanika [Subsurface fluid mechanics]. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science Publ., 2006. 488 P. (in Russian)
4. Zheltov Yu.P. Razrabotka neftyanykh mestorozhdenii [Development of oil fields]. Moscow: Nedra Publ., 1998. 365 P. (in Russian)
5. Nasybullin A.V. Teoreticheskie osnovy geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdenii [Fundamentals of geological and reservoir modeling of oil field development]. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science Publ., 2026. 346 P. (in Russian)
6. Joshi, S.D. Horizontal well technology. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1991. 535 P.
7. Morozov P.E., Khairullin M.Kh., Shamsiev M.N. Numerical solution of direct and inverse problems for fluid filtration toward a horizontal well. Vychislitelnye Metody i Programirovanie [Numerical Methods and Programming], 2005, Vol. 6, pp. 262–268. (in Russian)
8. Prats, M. Effect of vertical fractures on reservoir behavior – Incompressible fluid case. SPE Journal, 1961, Vol. 1, No. 2, pp. 105–118.

9. Salimov V.G., Takhautdinov Sh.F., Nasybullin A.V., Salimov O.V. Osnovy tekhnologii gidravlicheskogo razryva plastov [Fundamentals of hydraulic fracturing technology]. Kazan: Fan Publ., 2021. 386 P. (in Russian)
10. Ibragimov N.G., Salimov V.G., Ibatullin R.R. Geomechanical conditions of successful acid fracturing applications. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry], 2014, No. 7, pp. 32-36. (in Russian)
11. Sultanov A.S., Latifullin F.M., Nasybullin A.V. Computer-aided selection of candidate wells for frac-jobs using Lazurit workstation. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry], 2010, No. 7, pp. 48-51. (in Russian)
12. Salimov O.V., Nasybullin A.V., Sakhabutdinov R.Z., Salimov V.G. The Criteria for the selection of wells for hydraulic fracturing. Georesursy [Georesources], 2017, Vol. 19, No. 4, pp. 368-373. – DOI: 10.18599/grs.19.4.10.
13. Batler, R.M. Gorizontal'nye skvazhiny dlya dobychi nefi, gaza i bitumov [Horizontal wells for the recovery of oil, gas & bituman,]. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy [Institute of Computer Science] Publ., 2010. 536 P. (translated from English)
14. Berdin T.G. Proektirovanie razrabotki neftegazovykh mestorozhdenii sistemami gorizontal'nykh skvazhin [Design of oil and gas field development using horizontal well systems]. Moscow: OOO Nedra-Biznetsentr Publ., 2001. 199 P. (in Russian)
15. Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Fazlyev R.G., Nikiforov A.I. Nauka i praktika primeneniya razvetvlennykh i mnogozaboinnykh skvazhin pri razrabotke neftyanykh mestorozhdenii [Science and practice of using branched and multilateral wells in oil field development]. Kazan: Fan Publ., 2011. 320 P. (in Russian)
16. Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S., Bakirov I.M. Skvazhiny s gorizontal'nym okonchaniem na osnove matematicheskogo modelirovaniya mestorozhdenii Tatarstana [Horizontal completions based on mathematical modeling of Tatarstan fields]. Kazan: Fan Publ., 2014. 239 P. (in Russian)
17. Nasybullin A.V., Voikin V.F. Definition of production rate in a horizontal well at steady mode in the object of flooding. Georesursy [Georesources], 2015, No. 4-2(63), pp. 35-38. (in Russian)
18. Nasybullin A. V., Morozov P. E., Shamsiev M. N. Analytical and semi-analytical methods for modeling liquid inflow to a horizontal well (review). Georesursy [Georesources], 2023, Vol. 25, No. 4, pp. 252-259. (in Russian)
19. Salimov V.G., Nasybullin A.V., Salimov O.V. Prikladnye zadachi tekhnologii gidravlicheskogo razryva plastov [Applied problems of hydraulic fracturing technology]. Kazan: Fan Publ., 2018. 380 P. (in Russian)
20. Nasybullin A.V., Lifantsev A.V., Vasilyev V.V., Astakhova A.N. Controlling over the model of liquid stable inflow towards a horizontal well and a crack of endless conductivity. Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz V Neftyanoy Promyshlennosti [Automation, Telemetry and Communication in Petroleum Industry], 2014, No. 6, pp. 27-32. (in Russian)
21. Baikov V.A., Bulgakova G.T., Ilyasov A.M., Kashapov D.V. Estimation of the geometric parameters of a reservoir hydraulic fracture. Fluid Dynamics, 2018, Vol. 53, No. 5, pp. 642-653.
22. Kashapov D.V. Flow of a liquid with a propanant in a horizontal well during the hydraulic fracturing operation. Neft. Gas. Novatsii [Oil. Gas. Innovations], 2019, No. 7(224), pp. 62-66. (in Russian)
23. Brekhuntsov A.M., Telkov A.P., Fedortsov V.K. Razvitie teorii fil'tratsii zhidkosti i gaza k gorizontal'nym stvolam skvazhin [Evolution of the theory of fluid and gas flow to horizontal wellbores]. Tyumen: Tyumen University Publ., 2004. 290 P. (in Russian)

24. Griguletskii V.G. Statsionarnyi pritok nefti k odinochnoi gorizontol'noi skvazhine v anizotropnom plaste [Steady-state oil inflow to single horizontal well in an anisotropic reservoir]. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry], 1992, No. 10, pp. 10–12. (in Russian)
25. Iktissanov V.A. Description of steady inflow of fluid to wells with different configurations and various partial drilling-in. Zapiski Gornogo Instituta [Journal of Mining Institute], 2020, Vol. 243, pp. 305–312. (in Russian)
26. Morozov P.E Modeling of non-stationary fluid inflow to a multisectional horizontal well. Georesursy [Georesources], 2018, Vol. 20, No. 1, pp. 44–50. (in Russian)
27. Hill A.D, Zhu D., Economides M.J. Multilateral wells. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008. 200 P.
28. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. Journal of Petroleum Technology, 1988, Vol. 40, No. 6, pp. 729–739. DOI: 10.2118/15375-PA.
29. Michelevicius D., Minijos N., Zolotukhin A.B. Evaluating productivity of a horizontal well. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference (Calgary, Alberta, Canada, 2002). Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2002. pp. 1–12. DOI: 10.2118/79000-MS.
30. Mukherjee H., Economides M. J. A parametric comparison of horizontal and vertical well performance. SPE Formation Evaluation, 1991, Vol. 6, No. 2, pp. 209–216. DOI: 10.2118/18303-PA.
31. Ouyang L.-B., Aziz K.A general single-phase wellbore/reservoir coupling model for multilateral wells. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001, Vol. 4, No. 4, pp. 327–335. DOI: 10.2118/72467-PA.
32. Renard G., Dupuy J. M. Formation damage effects on horizontal well flow efficiency. Journal of Petroleum Technology, 1991. Vol. 43, No. 7, pp. 786–869. DOI: 10.2118/19414-PA.
33. Suprunowicz R. et al. An experimental investigation of convergent flow to horizontal wells. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998, Vol. 37, No. 10, pp. 51–57. DOI: 10.2118/98-10-04.

Сведения об авторах

Насыбуллин Арслан Валерьевич, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти» (АГТУ ВШН)

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, 186А

E-mail: arsval@bk.ru

Authors

A.V. Nasybullin, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department "Development and Exploitation of Oil and Gas Fields", Almetьевsk State Technological University – Higher School of Petroleum

186A Sovetskaya St., Almetьевsk, 423462, Russian Federation

E-mail: arsval@bk.ru

Статья поступила в редакцию 20.04.2026

Принята к публикации 24.06.2026

Опубликована 30.06.2026