

Научная статья

УДК 622.276.26, 532.54

doi: 10.17223/19988621/77/8

Аналитическая модель притока жидкости для многоствольной скважины в анизотропном пласте

Алексей Алексеевич Орлов¹, Анастасия Сергеевна Русских²

¹ Томский политехнический университет, Томск, Россия, orlova@tpu.ru

² ООО «Недра-Консалт», Тюмень, Россия, anastasiya_russkih@bk.ru

Аннотация. Представлена разработанная методика аналитического расчета и экспресс-оценки притока жидкости к многоствольной скважине. Приведены результаты верификации данной методики и результаты расчета с ее помощью предельной длины стволов скважины, а также угла между ними, обеспечивающих максимальную продуктивность и экономическую эффективность добычи нефти.

Ключевые слова: фильтрация жидкости, многоствольная скважина, приток жидкости, контур питания, аналитическая модель

Для цитирования: Орлов А.А., Русских А.С. Аналитическая модель притока жидкости для многоствольной скважины в анизотропном пласте // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. 2022. № 77. С. 101–109. doi: 10.17223/19988621/77/8

Original article

An analytical model of the fluid influx for a multilateral well in an anisotropic formation

Aleksey A. Orlov¹, Anastasiya S. Russkikh²

¹ Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation, orlova@tpu.ru

² LLC “Nedra-Consult”, Tyumen, Russian Federation, anastasiya_russkih@bk.ru

Abstract. Depletion and deterioration of the structure of reserves in the fields of Western Siberia requires the involvement in the development and operation of hydrocarbon deposits represented by reservoirs with secondary filtration-volumetric properties and complex heterogeneous structure. A technology, which is successfully applied by resource companies, uses multilateral wells. Development of deposits using such wells is complicated by the choice of the optimal layout and development system for a particular field. Our goal is to propose a common approach to the creation of an optimal system for the development of oil fields.

To solve this problem, it is reasonable to develop an analytical calculation method that performs express assessment of the fluid inflow to a dual-lateral well avoiding the use of multivariate and time-consuming calculations by hydrodynamic models built in a simulator. In this work, such an analytical method is developed and verified using the actual geological and geophysical data on the productive Neocomian deposits of the Severo-Ostrovnoye field in Khanty-Mansi autonomous okrug.

Keywords: liquid filtration, multilateral well, fluid influx, external boundary, analytical model

For citation: Orlov, A.A., Russkikh, A.S. (2022) An analytical model of the fluid influx for a multilateral well in an anisotropic formation. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika – Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*. 77. pp. 101–109. doi: 10.17223/19988621/77/8

Введение

Истощение и ухудшение структуры запасов на месторождениях Западной Сибири требует вовлечения в разработку и эксплуатацию залежей углеводородов, представленных коллекторами с вторичными фильтрационно-емкостными свойствами и сложным и неоднородным строением.

Вовлечение в разработку подобных коллекторов требует применения новых подходов и технологий, позволяющих увеличить добычу нефти путем увеличения охвата дренируемых запасов и одновременно сократить экономические издержки. Одной из таких технологий, успешно внедряемых в добывающих компаниях, является технология с применением многоствольных скважин (скважин со сложным профилем), которые в условиях анизотропии (неоднородности) подобных коллекторов экономически эффективнее, чем вертикальные скважины [1].

Разработка залежей с использованием скважин подобной конфигурации осложнена выбором оптимальной схемы их размещения и системы разработки для конкретного месторождения. В связи с этим нашей целью являлась выработка общего подхода к формированию оптимальной системы разработки месторождений нефти, включающей подбор схемы размещения и наиболее эффективных режимов эксплуатации скважин.

Для решения данной проблемы целесообразно разработать методику аналитического расчета, позволяющую проводить экспресс-оценку притока жидкости к двуствольной скважине, не прибегая к многовариантным и затратным по времени расчетам с использованием гидродинамических моделей.

Объект исследования

На сегодняшний день фильтрация жидкости к вертикальной скважине достаточно полно изучена как российскими, так и зарубежными специалистами. Однако, как уже упоминалось выше, разработка и эксплуатация залежей, приуроченных к коллекторам с вторичными фильтрационно-емкостными свойствами, вертикальными скважинами неэффективна. Приток к скважинам сложного профиля (с несколькими стволами) остается предметом изучения современных исследователей.

Одними из первых формулу притока жидкости для многоствольной скважины получили Ю.П. Борисов, В.П. Пилатовский и В.П. Табаков [2]:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln R_k - \ln \frac{L \cdot \sin \alpha}{4} + \frac{h}{L \cdot n} \ln \frac{h \cdot \sin \alpha}{2\pi r_c}}, \quad (1)$$

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu}$$

где Q – дебит жидкости многоствольной скважины, k – проницаемость пласта, h – толщина пласта, ΔP – депрессия на пласт, μ – вязкость жидкости, ε – коэффициент гидропроводности пласта, r_c – радиус скважины, R_k – радиус контура питания, α – угол наклона горизонтального ствола от вертикали, L – длина стволов, n – количество стволов.

В работе [3] задача расчета фильтрации жидкости к многоствольной скважине решена без учета анизотропии пласта в вертикальном направлении. По этой причине, как отмечают авторы методики, расчет может давать заниженные результаты по сравнению с фактическими данными о работе скважин.

Одной из наиболее применяемых на практике аналитических моделей притока жидкости к многоствольной скважине является модель В.Г. Григулецкого и Б.А. Никитина [2]:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln \frac{4R_k}{L}} + \frac{\beta \cdot h}{L \cdot n} \cdot \ln \frac{\beta \cdot h}{2\pi r_c} \quad (2)$$

где β – анизотропия проницаемости пласта.

Методика [3] представляет собой частный случай решения [2] той же задачи, вследствие чего обе методики имеют существенный недостаток – не учитывают влияние области дренирования стволов друг на друга.

Для расчета притока жидкости к многоствольной скважине также используется полуэмпирическая формула В.П. Меркулова [4]:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\pi b^* + h \cdot \left(\ln \left(\frac{a^* + c^*}{2c^*} \right) + \lambda \right) + l \ln \left(\frac{2R_k}{n(a^* + b^*)\delta^{n-1}} \right) \cdot \left[1 - \left(\frac{\delta^*}{R_k} \right)^{2n} \right]}, \quad (3)$$

где δ^* – относительное смещение горизонтального ствола от среднего положения в пласте, а значения параметров a^* , b^* , c^* , λ определяются следующим образом:

$$a^* = l + 2h; \quad b^* = 2lh + 4h^2; \quad c^* = l; \quad \lambda = \frac{0,426l}{h} + 4,45. \quad (4)$$

Недостатком методики [3] является то, что она полуэмпирическая, следовательно, не обладает необходимой универсальностью.

При выборе конфигурации многоствольной скважины основными факторами являются длина стволов и угол между ними. Расчет максимальных дебита и продуктивности двуствольной скважины затрудняет интерференция, связанная с взаимным расположением стволов скважины. Выбор оптимального варианта расположения стволов скважины путем многовариантных расчетов с использованием гидродинамической модели занимает значительное количество времени.

В известных аналитических методиках [2–4] не рассмотрено влияние угла между стволами, а также длины стволов на интерференцию (взаимовлияние), и, следовательно, на продуктивность многоствольной скважины.

Аналитическая методика расчета притока жидкости к двуствольной скважине

Рассмотрим приток к двуствольной скважине, у которой оба ствола расположены в одной плоскости, на одном уровне и имеют длину L . Для оценки притока область вокруг скважины схематично разделена на две зоны: зона I – внешняя часть двуствольной скважины, зона II – ее внутренняя часть, для которой характерна интерференция стволов (рис. 1).

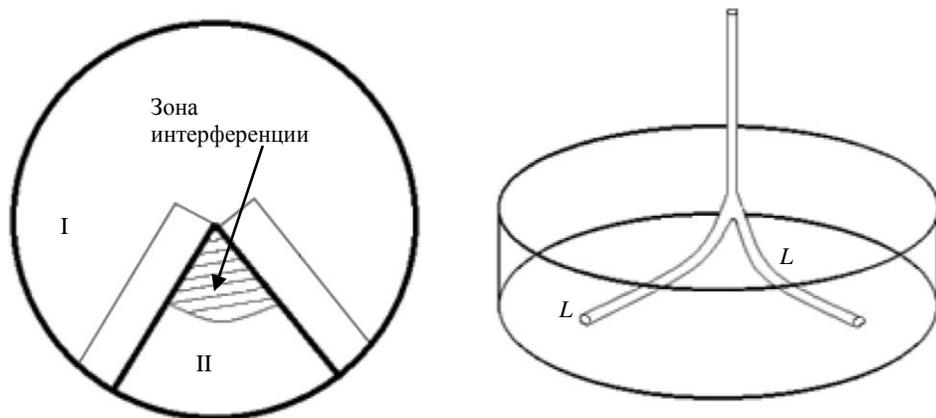


Рис. 1. Геометрическое представление двуствольной скважины
Fig. 1. Geometry of a dual-lateral well

Каждая из зон фильтрации имеет соответствующие граничные условия (5).

Зона I	Зона II
$\begin{cases} \Delta P = 0 \\ P _{r=r_c} = P_c = const \\ P _{r=r_k} = P_k \end{cases}$	$\begin{cases} \Delta P = 0 \\ P _{r=r_c} = P_c, P _{\varphi=0=2\pi} = P_c \\ P _{r=r_k} = P_k \end{cases} \quad (5)$

где P_c – давление в скважине, P_k – давление на контуре питания, r_k – радиус контура питания, φ – угол между стволами.

Уравнение, описывающее приток жидкости Q к двуствольной скважине, является решением системы уравнений (5) [5, 6]

$$\begin{cases} v = \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}, \\ Q = \frac{v}{s} \end{cases} \quad (6)$$

где v – скорость фильтрации, S – площадь фильтрации.

Решение системы уравнений (6) для описания притока жидкости к двуствольной скважине имеет вид:

$$Q = \frac{4kL\Delta P}{\mu} \left\{ \frac{\cos^{-1}(1-A^2)}{\ln\left(\frac{\beta h}{2r_c} A^{-1}\right)} + \frac{2h \cos^{-1}(A)}{b \ln\left(\frac{\beta h}{2r_c}\right)} \right\} + \frac{2kh^3 \Delta P \exp(B)}{a l^2 \mu} \left\{ \frac{h}{2l} \frac{1}{\ln\left(\frac{B r_c}{l}\right)} \right\}, \quad (7)$$

$$A = \frac{a\beta h}{2b^2}, \quad B = \frac{\sin \alpha}{2r_c}, \quad (8)$$

где a – большая полуось эллипса дренирования, b – малая полуось эллипса дренирования (рис. 2), r_c – радиус скважины.

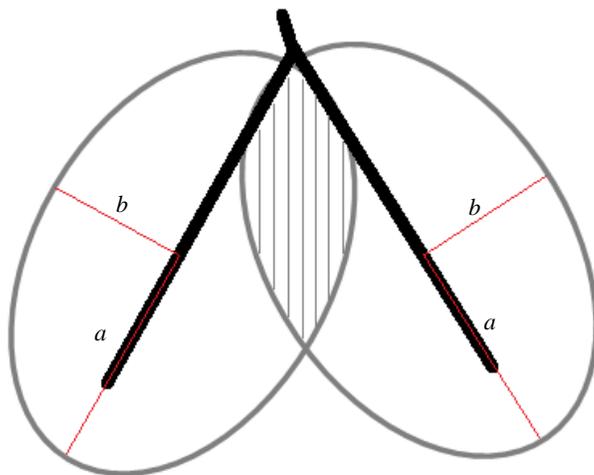


Рис. 2. Схема области дренирования стволов скважины
Fig. 2. Scheme of a drainage area of wellbores

Депрессия на пласт ΔP вычисляется как разница между пластовым давлением и давлением в скважине [7, 8]:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_c, \quad (10)$$

$$P_{\text{пл}} = \rho g \left(H + \frac{L}{2} \sin \theta \right). \quad (11)$$

где ρ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения; H – глубина залегания пласта; θ – угол наклона горизонтального ствола к вертикали пласта; L – эффективная мощность продуктивного пласта.

Учет взаимовлияния стволов друг на друга в модели описан коэффициентами A и B (8), которые учитывают угол между стволами и радиус их дренирования соответственно.

Полученные результаты и их анализ

Для расчета притока были использованы данные, представленные в таблице 1.

Верификация предложенной модели проведена с использованием фактической геолого-геофизической информации, характерной для Неокомских продуктивных

отложений Северо-Островного месторождения Ханты-Мансийского автономного округа (см. табл. 1); она показала, что результаты проведенных нами расчетов коррелируют с результатами расчетов, полученных с помощью методик [2] и [3], использующих другие подходы к описанию притока жидкости к многоствольной скважине (рис. 3).

Таким образом, можно сделать вывод, что наша модель адекватно описывает приток жидкости к двуствольной скважине и может быть использована для дальнейших расчетов.

Таблица 1

Исходные данные для расчета

Параметр	Размерность	Значение
Глубина залегания пласта	м	2200
Мощность пласта	м	10
Проницаемость пласта в латеральном направлении пласта	мД	14.2
Проницаемость пласта в вертикальном направлении пласта	мД	7.1
Вязкость жидкости	сПз	1.3
Радиус скважины	м	0.1
Давление на забое скважины	МПа	15

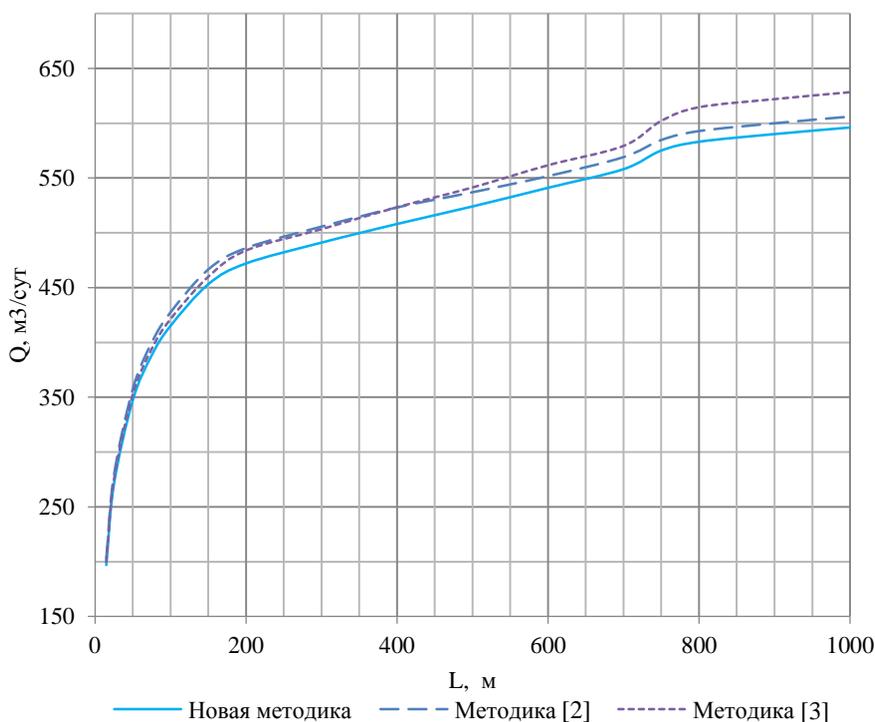


Рис. 3. Зависимость дебита от длины стволов двуствольной скважины при расчете разными методами

Fig. 3. Well flow rate as a function of the length of bores for a dual-lateral well calculated by different methods

С использованием предложенной методики проведена оценка влияния изменения длины стволов скважины на ее дебит жидкости (угол между стволами принят в расчетах 45° – наиболее распространенное значение при бурении двухствольных скважин) [9].

В результате проведенных расчетов определена эффективная длина стволов скважины, которая составила 750 м (см. рис. 3). При увеличении длины ствола до 1 000 м прирост дебита жидкости составляет менее 3%, а затраты на бурение увеличиваются на 17%. Следовательно, использование стволов длиной более 750 м экономически неэффективно.

После выбора длины стволов скважины исследовано влияние угла между стволами на ее продуктивность. Результаты расчетов с учетом критерия минимального прироста дебита жидкости ($< 3\%$) представлены в табл. 2.

Рекомендуемый угол между стволами скважины составил 50° . При его увеличении до 180° прирост дебита жидкости незначительный (табл. 3) – около 1%.

Таблица 2

Зависимость дебита жидкости от изменения длины стволов

Длина стволов скважины, м	Дебит жидкости, м ³ /сут	Прирост дебита жидкости, %
15	197	–
25	270	37.1
50	347	28.5
75	388	11.8
100	415	7.0
150	453	9.2
200	472	4.2
300	491	4.0
400	508	3.5
500	524	3.1
600	541	3.2
700	558	3.1
750	575	3.0
800	583	1.4
900	590	1.2
1000	596	1.0

Таблица 3

Зависимость дебита жидкости от углов между стволами

Угол между стволами, град	Дебит жидкости, м ³ /сут	Прирост дебита жидкости, %
0	166	–
10	184	10.8
20	202	9.8
30	225	11.4
35	246	9.3
40	300	22.0
45	431	43.7
50	510	18.3
55	523	2.5
60	528	1.0

Окончание табл. 3

Угол между стволами, град	Дебит жидкости, м ³ /сут	Прирост дебита жидкости, %
80	538	1.9
100	549	2.0
120	558	1.6
140	567	1.6
160	572	0.9
180	578	1.0

Таким образом, наибольшей эффективностью обладает двуствольная скважина с длиной стволов 750 м и углом между стволами 50°.

Заключение

Разработана методика аналитического расчета притока жидкости к двуствольной скважине, учитывающая угол между стволами многоствольной скважины и интерференцию между ними, позволяющая проводить экспресс-оценку притока жидкости к двуствольной скважине, которая отличается от известных методик тем, что позволяет без использования многовариантных расчетов на гидродинамическом симуляторе определить с параметры скважины, которые обеспечат ее максимальную продуктивность и экономическую эффективность.

На основании численных исследований с использованием разработанной нами аналитической модели определена эффективная конфигурация двуствольной скважины с максимальной эффективностью, которая учитывает интерференцию между стволами скважины: длина стволов скважины 750 м, угол между ними 50°.

Список источников

1. Гусейнова Е.Л., Гусейнов Э.М. Технология бурения многоствольных скважин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017 : сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф. : в 2 т. Уфа : Изд-во УГНТУ, 2017. Т. 1. С. 239–242.
2. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М. : Недра, 1964. 156 с.
3. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте // Нефтяное хозяйство. 1992. № 8. С. 10–12.
4. Меркулов В.П. О дебите наклонных и горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. 1960. № 2. С. 51–56.
5. Басниев К.С. Подземная гидромеханика : учебник для вузов. Ижевск : Ин-т компьютерных исслед., 2006. 488 с.
6. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта : учебник для вузов. М. : Альянс, 2005. 311 с.
7. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М. : Недра, 1984. 208 с.
8. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М. : Гостоптехиздат, 1949. 590 с.
9. Фрайя Х., Омер Э., Пулик Т., Джардон М., Кайя М., Паз Р., Сотомор П.Г., Умуджоро К. Новые подходы к строительству многоствольных горизонтальных скважин // Нефтегазовое обозрение. 2003. Весна. С. 44–67.

References

1. Guseynova E.L., Guseynov E.M. (2017) Tekhnologiya bureniya mnogostvol'nykh skvazhin [Technology of drilling of multilateral wells]. *Proceedings of the International Science and Technology Conference «Modern Technology in Oil and Gas Engineering – 2017»*, Ufa. 1. pp. 239–242.
2. Borisov Yu.P., Pilatovskiy V.P., Tabakov V.P. (1964) *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy gorizontalmymi i mnogozaboynymi skvazhinami*. [Oil field development with horizontal and multilateral wells]. Moscow: Nedra.
3. Nikitin B.A., Griguletskiy V.G. (1992) *Statsionarnyy pritek nefti k odinochnoy gorizontalmuoy skvazhine v anizotropnom plaste* [Regular oil flow to a single horizontal borehole in an anisotropic formation]. *Neftyanoe hozyaystvo – Oil Industry*. 8. pp. 10–12.
4. Merkulov V.P. (1960) *O debite naklonnykh i gorizontalmnykh skvazhin* [About the flow rate of directional and horizontal wells]. *Neftyanoe hozyaystvo – Oil Industry*. 2. pp. 51–56.
5. Basniev K.S. (2006) *Podzemnaya gidromekhanika: uchebnik dlya vuzov* [Underground hydromechanics: textbook for universities]. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy.
6. Gimatudinov Sh.K. (2005) *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta: uchebnik dlya vuzov* [Physics of oil and gas reservoir: textbook for universities]. Moscow: Al'yans.
7. Barenblatt G.I. (1984) *Dvizhenie zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh* [The flow of liquids and gases in natural formations]. Moscow: Nedra.
8. Masket M. (1949) *Techenie odnorodnykh zhidkostey v poristoy srede* [The flow of homogeneous fluids in a porous medium]. Moscow: Gostoptekhizdat.
9. Frayya Kh., Omer E., Pulik T., Dzhardon M., Kayya M., Paes R., Sotomaor P.G., Umudzhoro K. (2003) *Novye podkhody k stroitel'stvu mnogostvol'nykh gorizontalmnykh skvazhin* [New approaches to the construction of multilateral horizontal wells]. *Neftegazovoe obozrenie. Vesna – Oil and Gas Review. Spring*. pp. 44–67.

Сведения об авторах:

Орлов Алексей Алексеевич – доктор технических наук, профессор Отделения ядерно-топливного цикла Инженерной школы ядерных технологий Томского политехнического университета, Томск, Россия. E-mail: orlova@tpu.ru

Русских Анастасия Сергеевна – начальник отдела гидродинамического моделирования ООО «Недра-Консалт», Тюмень, Россия. E-mail: anastasiya_russkih@bk.ru

Information about the authors:

Orlov Aleksey A. (Doctor of Technical Sciences, Professor, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation). E-mail: orlova@tpu.ru

Russkikh Anastasiya S. (LLC “Nedra-Consult”, Tyumen, Russian Federation). E-mail: anastasiya_russkih@bk.ru

Статья поступила в редакцию 04.03.2021; принята к публикации 19.05.2022

The article was submitted 04.03.2021; accepted for publication 19.05.2022