

Особенности притока газа к горизонтальному стволу скважины при различных его траекториях

С. К. Сохошко*, С. Мадани

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru

Аннотация. В работе рассматриваются вопросы, связанные с влиянием траектории ствола по пласту на характеристики притока к горизонтальной обсаженной и перфорированной газовой скважине. С помощью расчетной модели притока к горизонтальной скважине, учитывающей развивающийся характер потока, местные гидравлические сопротивления ствола, было определено распределение давления и массового расхода по горизонтальному стволу скважины для нескольких типов траекторий, включая сложно построенный профиль и восходящую траекторию. Результаты моделирования позволили определить влияние типа траектории горизонтальной скважины на дебит скважины и показали важность учета распределения давления для оптимизации конструкции скважины.

Ключевые слова: горизонтальная газовая скважина; восходящая траектория; численно-аналитическая модель притока газа; профиль притока

Features of gas inflow to a horizontal wellbore at various trajectories

Sergey K. Sokhoshko*, Salah Madani

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru

Abstract. This article discusses the effect of wellbore trajectory on the flow performance of a horizontal cased and perforated gas well. We used a coupled well-reservoir flow model, taking into account the nature of the flow, and local hydraulic resistances of the wellbore, and thus determined the pressure and mass flow distribution along the horizontal wellbore for several types of trajectories, including undulated and toe-up trajectories. The simulation results showed the effect of horizontal gas well trajectory type on its flow rate and the importance of considering pressure distribution to optimize well design.

Key words: horizontal gas well; toe-up well trajectory; coupled well-reservoir flow model; flow profile

Введение

Исследованию притока к горизонтальной газовой скважине, посвящено относительно малое число работ. Это связано с тем, что горизонтальные газовые скважины распространены еще не так широко, как горизонтальные нефтяные скважины. Характеристики притока к горизонтальному стволу

(профиль притока, падение давления вдоль ствола, эпюра скоростей потока) составляют основу для установления и обоснования технологического режима работы горизонтальной газовой скважины при заданных фильтрационно-емкостных свойствах пласта и конструкции скважины, а также определения возможности обводнения интервалов горизонтального ствола подошвенной водой или условия возможного образования песчаных пробок.

В разное время вопросами оценки производительности горизонтальных скважин занимались Ю. П. Борисов и В. П. Пилатовский [1], S. D. Joshi [2], D. K. Babu & S. Odeh [3], M. Economides [4], K. Furui [5], З. С. Алиев [6] и др. Все эти исследователи согласны с тем, что существует тесная взаимосвязь между конструкцией скважины, потерями давления по стволу и характеристиками притока к горизонтальному стволу.

С другой стороны, существуют определенные разногласия по поводу расчета распределения давления по горизонтальному участку ствола скважины, где существует три основных подхода. Первый заключается в игнорировании потерь давления по горизонтальному участку ствола и рассматривает забойное давление как постоянную величину, но этот подход был отвергнут несколькими авторами в настоящее время, потому что он может породить значительные ошибки в расчете различных параметров потока, таких как распределение скоростей, что порождает неопределенность в выборе режима работы скважины.

Существует подход для оценки потерь давления по горизонтальному участку ствола без учета влияния конструкции скважины [7]. И, наконец, третий подход, заключающийся в детальном изучении потока в горизонтальном стволе и расчете всех гидравлических сопротивлений для нахождения распределения давления и притока как нефти, так и газа к горизонтальной скважине [8, 9].

Что касается вопроса о влиянии конструкции скважины на распределение забойного давления и, соответственно, на дебит скважины, то его можно разделить на две части: влияние типа заканчивания скважины, то есть используемая технология заканчивания, что изучалось в [10], и влияние траектории ствола, что тоже исследовалось некоторыми авторами [9, 11–14], но все эти работы были ограничены только одним или двумя типами траектории стволов нефтяных скважин.

С другой стороны, в работах [15–18] исследователи изучили влияние траектории на работу горизонтальных скважин под другим углом, анализируя двухфазный поток в горизонтальной газовой скважине при ее обводнении подошвенной водой, и показали, что тип траектории ствола влияет на накопление воды в горизонтальной скважине.

Данная работа посвящена исследованию влияния траектории по продуктивному пласту ствола горизонтальной газовой скважины на ее работу и продуктивность путем гидродинамического моделирования работы различных типов траектории горизонтальных стволов.

Объект исследования

Объект исследования — пологие, горизонтальные и со сложным профилем ствола газовые скважины.

Обзор классификации профилей горизонтальных участков

Почти всегда ствол горизонтальной скважины не идеально горизонтален. В работах [15, 19, 20] рассмотрены профили горизонтальных стволов трех видов: пологий, восходящий, горизонтальный. При этом существует более обобщенная классификация, основанная на имеющихся теоретических исследованиях и накопленном практическом опыте. Авторы [21] классифицировали профили горизонтальных участков на шесть основных видов: пологий, прямолинейный, вогнутый (восходящий), синусоидальный, вогнуто-выпуклый с прямолинейным участком и сложно построенный профиль. Вертикальные проекции этих профилей показаны на рисунке 1.

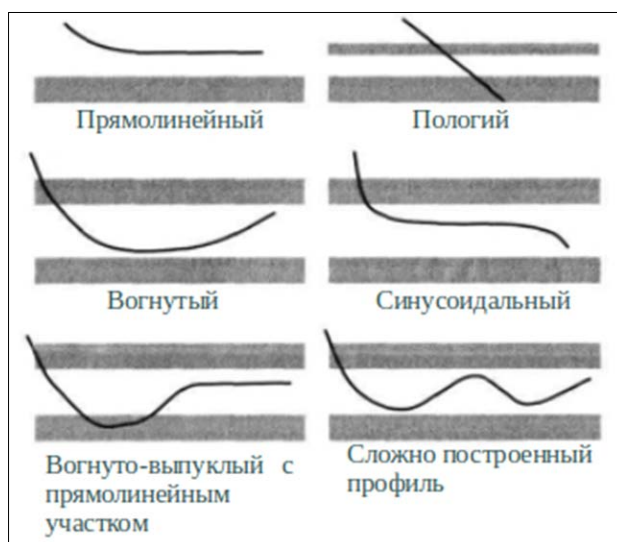


Рис. 1. Основные типы профилей горизонтальных участков стволов по пласту

Эти траектории определяются либо геологическими факторами разбуренного пласта, то есть анизотропией, углом падения пласта, либо ошибками и ограничениями используемых технологий бурения [22]. Так, например, когда вертикальная проницаемость пласта слишком мала или продуктивный пласт включает несколько тонких слоев, сложно построенный профиль становится более экономически привлекательным, так как уменьшает зависимость от вертикальной проницаемости. В случае пласта большой толщины волнообразные стволы скважин имеют большую площадь контакта с пластом и, следовательно, могут быть более эффективными, чем прямолинейные профили [11]. Что касается восходящей траектории, то она является наилучшей для того, чтобы избежать проблемы выноса воды из горизонтального ствола при его обводнении [15, 17, 23]. Чтобы гарантировать эти преимущества, приток к стволам скважин должен быть тщательно изучен при проектировании траекторий стволов скважин.

Пологий профиль был подробно изучен в [8, 24–26]. В данной работе рассмотрим приток газа к другим пяти профилям обсаженной и перфорированной скважины.

Изученные профили представлены на рисунке 2. Как видно из рисунка, проекции всех траекторий на ось X примерно одинаковы и расположены на отрезке от 0 до 500 м. Кроме того, они перфорированы в одинаковых ин-

тервалах $X = [(110, 160 \text{ м}), (200, 250 \text{ м}), (280, 330 \text{ м}), (370, 420 \text{ м}), (450, 490 \text{ м})]$, с одинаковой плотностью перфорации 2 отв/м.

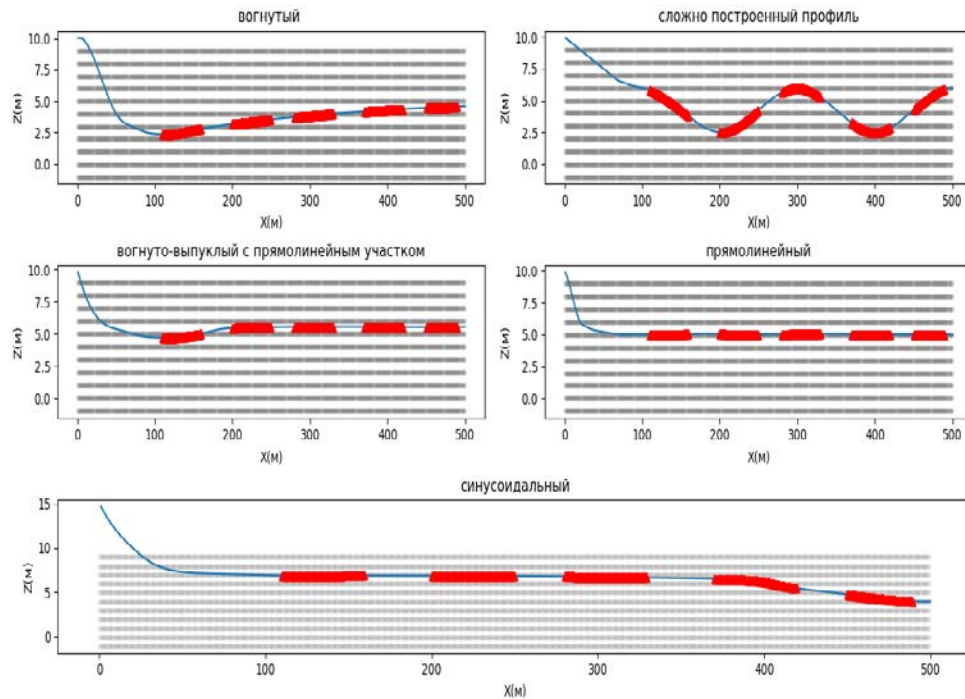


Рис. 2. Профили горизонтальных участков стволов и их интервалы перфорации

Методы исследования

Модель фильтрации газа к горизонтальному стволу

Скважина, работающая в бесконечном пласте с непроницаемыми кровлей и подошвой, представляется в виде набора перфорационных отверстий, каждый из которых моделируется точечным стоком. Процесс фильтрации жидкости (газа) в пористой среде к отдельному перфорационному отверстию, таким образом, описывается функцией мгновенного точечного источника в бесконечном пространстве [8]. Бесконечно отображая точечный сток с координатами (x_i, z_i) относительно кровли и подошвы пласта и интегрируя по времени, получим функцию точечного стока в бесконечном однородно-анизотропном пласте с непроницаемой кровлей и подошвой [8].

Суммируя действие всех N отверстий ствола и переходя от давления к функции Лейбенсона для газа, получаем выражение для депрессии для функции Лейбенсона в районе отверстия с номером j [8, 27]:

$$\Delta F_j = \sum_{i=1}^N \frac{m_i \mu}{8\pi^{3/2} K_h \chi_z^{0.5}} \int_0^t \frac{1}{t^{3/2}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left\{ \begin{aligned} &\exp \left[\frac{-(x_j - x_i)^2}{4 \chi t} - \frac{(z_j - z_i + 2nh)^2}{4 \chi_z t} \right] \\ &+ \exp \left[\frac{-(x_j - x_i)^2}{4 \chi t} - \frac{(z_j + z_i + 2nh)^2}{4 \chi_z t} \right] \end{aligned} \right\} dt \quad (1)$$

$$j = 1 \div N$$

где $\Delta F_j = (F_{пл} - F_3)_j$ — депрессия для функции Лейбензона для j -го отверстия, кг·Па/м³; m_i — массовый дебит i -го отверстия, кг/с; μ — вязкость газа, Па·с; K_h — проницаемость по горизонтали, м²; χ — коэффициент пьезопроводности по направлениям x и y , м²/с; χ_z — коэффициент пьезопроводности по направлению z , м²/с; t — время, с; h — толщина пласта, м; n — число отображений; N — число перфорационных отверстий.

Распределение давления в горизонтальном стволе

В экспериментальном исследовании на перфорированной горизонтальной трубе [28] авторы показали сложность потока в горизонтальной скважине из-за двух эффектов. Во-первых, перфорация может увеличить шероховатость стенок трубы, следовательно, за счет этого увеличится падение давления. Во-вторых, поток из перфорационных отверстий в ствол скважины перпендикулярен транзитному потоку, и слияние притоков с транзитным потоком также приводит к дополнительным потерям давления.

Течение газа в перфорированном пологом и горизонтальном стволах было рассмотрено в работе [8] по аналогии со сборным трубопроводом [29]. В работе [8] были учтены эти два эффекта и была предложена следующая формула (2) с учетом развивающегося характера потока газа по перфорированному стволу.

$$P_i^2 e^{-bc} - P_{i+1}^2 = \frac{\lambda M_i^2 \bar{Z} \bar{R} T_i L}{S^2 D} \cdot \frac{1 - e^{-bc}}{b}. \quad (2)$$

Коэффициенты b и c определяются следующими формулами:

$$b = \frac{2g\Delta z}{ZRT_i}, \quad (3)$$

$$c = 1 + \frac{D\alpha}{\lambda L} \ln \left(\frac{2g\Delta z + \lambda L \omega_2^2}{2g\Delta z + \lambda L \omega_1^2} \right), \quad (4)$$

где P — давление в трубопроводе в точке с координатами (x, z) , Па; T — температура потока в точке с координатами (x, z) , К; ω — скорость потока в точке с координатами (x, z) , м/с; λ — коэффициент гидравлического сопротивления, б/р; D — внутренний диаметр трубы, м; S — площадь поперечного сечения трубы, м²; α — коэффициент, учитывающий характер потока, для ламинарных потоков $\alpha = 2$, для турбулентных $\alpha = 1,1$, б/р; M_i — масса газа, проходящего в единицу времени через сечение площадью S после i -го отверстия, кг/с; \bar{Z} — коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; \bar{R} — универсальная газовая постоянная, Дж/(кг·К); Δz — разность отметок конечной и начальной точек рассматриваемого участка, м; L — длина рассматриваемого участка, м.

Применяя формулу (2) на участках с перфорационными отверстиями, где местное сопротивление зависит от массового расхода m_i , и на участках без отверстий, где гидравлическое сопротивление в стволе зависит от скорости потока газа по стволу, можно найти депрессию для функции Лейбензона в районе каждого отверстия. При расчетах траектория ствола в про-

дуктивном пласте будет описываться набором прямолинейных участков, как показано на рисунке 3.

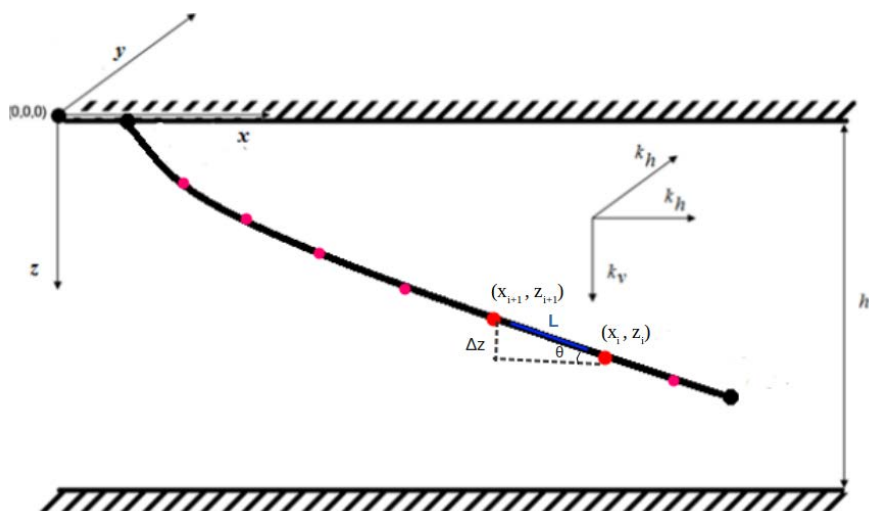


Рис. 3. Схема расположения скважины в пласте

Примем, что давление на уровне первого отверстия равно забойному давлению в начале ствола ($P_0 = P_3$).

Необходимо также учитывать местное сопротивление на поворот ствола по той причине, что, например, в случае сложно построенного профиля (см. рис. 2) ствол скважины и поток газа по стволу претерпевают поворот суммарно в 270° . Местное сопротивление на поворот очередного участка определяется по следующей формуле [9]:

$$\zeta_{\text{пов}} = 0,73 f_1(\gamma) f_2\left(\frac{R}{D}\right). \quad (5)$$

Радиус кривизны участка рассчитывается по формуле

$$R = \frac{L}{2 \sin(\theta)}, \quad (6)$$

$$f_1(\gamma) = 10^{-7}\gamma - 7 \cdot 10^{-5} \gamma^2 + 0,0179 \gamma - 0,0614, \quad (7)$$

$$f_2(R/D) = 0,3063 \left(\frac{R}{D}\right)^{-0,553}, \quad (8)$$

где R — радиус искривления, м; γ — угол поворота, $^\circ$; $\zeta_{\text{пов}}$ — потери напора на поворот, б/р; θ — угол рассматриваемого участка относительно горизонтальной оси x , $^\circ$.

Экспериментальная часть

Исходные данные, использованные для моделирования, представлены в таблице.

Исходные данные

Пластовое давление	12 МПа
Проницаемость по горизонтали	$100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Проницаемость по вертикали	$10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Пористость	0,12
Толщина	10 м
Вязкость	0,0001 Па·с
Внутренний диаметр	140 мм
Количество интервалов перфорации	5
Плотность перфорации	2 отв/м

Результаты и обсуждение

Система уравнений (1)–(2) с учетом (5)–(8) решается численно, методом итераций с заданием начального распределения массовых дебитов отверстий вдоль ствола. В результате определялись массовые дебиты отверстий, давление и скорость потока газа вдоль ствола. Были произведены расчеты двух вариантов: в первом случае дебиты всех стволов задавались одинаковыми, во втором случае одинаковой для всех стволов принималась депрессия.

Моделирование распределения потока газа при различных траекториях стволов и их одинаковом дебите

Дебит для всех траекторий принимался равным 0,5 млн м³/сут и рассчитывались распределение давления, массовые дебиты отверстий и скорость потока вдоль горизонтального ствола. Результаты расчета представлены на рисунке 4.

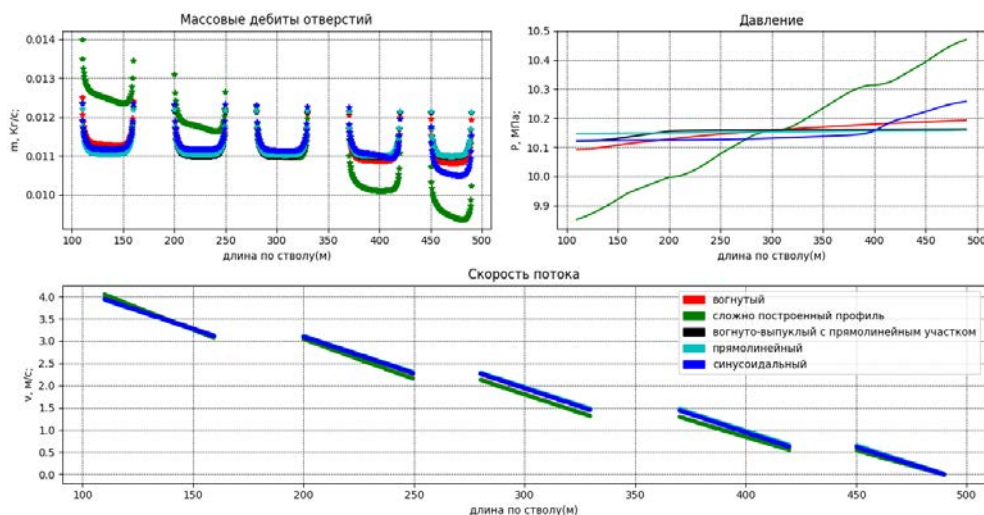


Рис. 4. Распределение параметров потока в скважине вдоль ствола (при одинаковых дебитах для всех траекторий стволов)

Из результатов расчета (см. рис. 4) видно, что скважина со сложной траекторией отличается от других, прежде всего, распределением давления со значительными потерями давления между началом и концом ствола, что связано с изменением направления траектории и в результате дополни-

тельными фильтрационными сопротивлениями. Для других траекторий наблюдается некоторое отклонение профиля давления по отношению к прямолинейной траектории, где давление практически постоянно.

Итак, из графика распределения массового расхода вдоль ствола на рисунке 4 видно, что для всех траекторий работа интервалов перфорации представлена в виде параболы, то есть перфорационные отверстия на концах каждого интервала работают лучше, чем в середине интервала, что объясняется эффектом интерференции между перфорационными отверстиями интервала.

Этот график также позволяет увидеть влияние типа траектории на работу скважины и проанализировать работу различных интервалов перфорации. Таким образом, все траектории имеют более или менее одинаковое распределение массового потока, за исключением случая ствола со сложной траекторией. Начало ствола работает интенсивно, а конец ствола работает слабо. Это связано с тем, что в начале ствола депрессия высокая, а в конце ствола низкая по причине высоких фильтрационных сопротивлений в стволе подобной траектории.

Моделирование распределения потока газа по различным траекториям ствола при одинаковом забойном давлении

Теперь зададим в начале горизонтального ствола забойное давление одинаковым для всех траекторий стволов и рассчитаем параметры потока, как это было сделано в первой части. Результаты расчета представлены на рисунке 5.

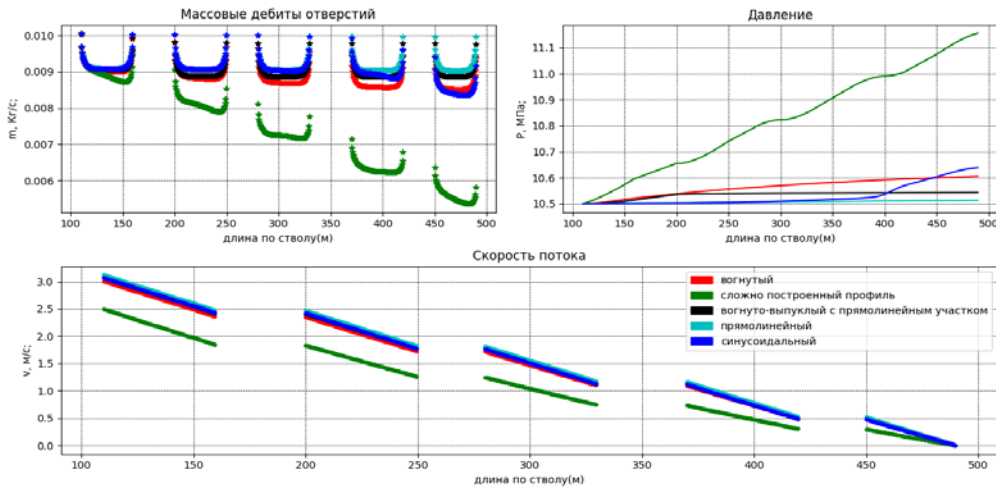


Рис. 5. Распределение параметров потока в скважине вдоль ствола (постоянное давление в начале всех траекторий стволов)

Как видно из на графике распределения давления (см. рис. 5), все траектории имеют одинаковое забойное давление в начале ствола (10,5 МПа), то есть депрессия составляет 1,5 МПа.

Таким образом, распределение давления снова показывает значительные потери давления в стволе сложной траектории, по сравнению

с другими траекториями. Но оно также показывает соотношение перепада давления между началом и концом ствола (превышает 0,7 МПа), и депрессии на пласт, которое в данном случае составляет порядка 0,5 (1,5 МПа/0,75 МПа = 0,5), что позволяет утверждать, что потерями давления в данном случае пренебрегать нельзя.

Из графика распределения массового потока (см. рис. 5) можно увидеть, как разница между распределениями давления, обусловленная типом траектории, влияет на работу различных интервалов перфорации, особенно в случае сложной траектории, где массовый поток перфорации значительно уменьшается от одного интервала к другому, до последнего интервала, где массовый поток перфорации составляет только 50 % по сравнению с другими траекториями.

Выводы

- Результаты моделирования, представленные в данном исследовании, подтвердили взаимосвязь между траекторией ствола скважины, дебитом и падением давления вдоль ствола скважины, а также показали влияние типа траектории на распределение и интенсивность притока газа к скважине.

- Тип траектории горизонтального ствола может влиять на интенсивность притока газа и, следовательно, на продуктивность скважины. Кроме того, пренебрежение потерями давления при сложных траекториях стволов по пласту может привести к значительным погрешностям в прогнозировании дебита газа и скорости его движения по стволу, а значит и в расчетах по обоснованию режима работы скважины.

Библиографический список

1. Борисов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю. П. Борисов, В. П. Пилатовский, В. П. Табаков. – Москва : Недра, 1964. – 154 с. – Текст : непосредственный.
2. Joshi, S. D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells (includes associated papers 24547 and 25308) / S. D. Joshi. – DOI 10.2118/15375-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 40, Issue 06. – P. 729–739.
3. Babu, D. K. Productivity of a Horizontal Well / D. K. Babu, A. S. Odeh. – DOI 10.2118/18298-PA. – Direct text // SPE Reservoir Engineering. – 1989. – Vol. 4, Issue 4. – P. 417–421.
4. Comprehensive-Simulation of Horizontal-Well Performance / M. Economides, F. X. Deimbachor, C. W. Brand, Z. E. Heinemann. – DOI 10.2118/20717-PA. – Direct text // SPE Formation Evaluation. – 1991. – Т. 6, № 4. – С. 418–426.
5. Furui, K. A Rigorous Formation Damage Skin Factor and Reservoir Inflow Model for a Horizontal Well / K. Furui, D. Zhu, A. D. Hill. – DOI 10.2118/84964-PA. – Direct text // SPE Production and Facilities. – 2003. – Т. 18, № 03. – С. 151–157.
6. Алиев, З. С. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин / З. С. Алиев, Л. В. Самуйлова, Д. А. Мараков ; Национальный исследовательский университет – РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва : МАКС Пресс, 2011. – 216 с. – Текст : непосредственный.
7. Алиев, З. С. Интенсивность притока газа к горизонтальному стволу и ее влияние на длину горизонтального участка и на производительность скважины / З. С. Алиев, Д. А. Мараков. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое производство — основа научно-технического прогресса и экономической стабильности. Материалы конференции,

посвященной 35-летию Оренбургского филиала РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина / Под общей редакцией С. Г. Горшенина. – Оренбург : РГУ, 2020. – С. 303–317.

8. Сохошко, С. К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Сохошко Сергей Константинович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2008. – 211 с. – Текст : непосредственный.

9. Колев, Ж. М. Разработка и исследование методов расчета продуктивности нефтяных скважин сложного профиля : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Колев Жеко Митков ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2015. – 139 с. – Текст : непосредственный.

10. Модель работы многозабойной скважины с различными типами конструкции забоев при стационарном режиме / М. В. Двойников, Ж. М. Колев, Д. Д. Водорезов, А. В. Ошибков. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 130–133.

11. Kamkom, R. Modeling performance of horizontal, undulating, and multilateral wells : a dissertation / R. Kamkom ; Texas A&M University. – Texas, 2007. – 137 p. – Direct text.

12. Доманюк, Ф. Н. Стационарный приток жидкости к скважине с волнообразным профилем / Ф. Н. Доманюк. – Текст : непосредственный // Нефтепромышленное дело. – 2011. – № 7. – С. 21–26.

13. Доманюк, Ф. Н. Моделирование продуктивности нефтяных скважин со сложной траекторией горизонтального ствола / Ф. Н. Доманюк. – Текст : непосредственный // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2011. – № 3 (264). – С. 37–47.

14. Сохошко, С. К. Приток к скважине со сложной траекторией ствола в слоистом пласте / С. К. Сохошко, Ж. М. Колев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 110–112.

15. Brito, R. Effect of Well Trajectory on Liquid Removal in Horizontal Gas Wells / R. Brito, E. Pereyra, C. Sarica. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26–28 September, Dubai, UAE. – 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/181423-MS>. – Published: September, 26, 2016.

16. Norris III, H. L. The Use of a Transient Multiphase Simulator to Predict and Suppress Flow Instabilities in a Horizontal Shale Oil Well / H. L. Norris III. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 8–10 October, San Antonio, Texas, USA. – 2012. – URL: <https://doi.org/10.2118/158500-MS>. – Published: October, 08, 2012

17. Quintero, L. Dynamics of Multiphase Flow Regimes in Toe-Up and Toe-Down Horizontal Wells / L. Quintero, M. Azari, F. Hamza. – Text : electronic // SPWLA 23rd Formation Evaluation Symposium of Japan, 11–12 October, Chiba, Japan. – 2017. – URL: <https://onepetro.org/SPWLAJFES/proceedings-abstract/JFES17/All-JFES17/SPWLA-JFES-2017-M/29201>. – Published: October, 11, 2017.

18. Malekzadeh, R. A Modelling Study of Severe Slugging in Wellbore / R. Malekzadeh, R. F. Mudde. – Text : electronic // North Africa Technical Conference and Exhibition, 20–22 February, Cairo, Egypt. – 2012. – URL: <https://doi.org/10.2118/150364-MS>. – Published: February, 20, 2012.

19. Hill, A. D. The Relative Importance of Wellbore Pressure Drop and Formation Damage in Horizontal Wells / A. D. Hill, D. Zhu. – DOI 10.2118/100207-PA. – Direct text // SPE Production and Operations. – 2008. – Vol. 23, Issue 02. – P. 232–240.

20. Impact of Completion Design on Unconventional Horizontal Well Performance / R. Yalavarthi, R. Jayakumar, C. Nyaaba, R. Rai. – Text : electronic // SPE Unconventional Resources Technology Conference, 12–14 August, Denver, Colorado, USA. – 2013. – URL: <https://doi.org/10.1190/urtec2013-134>. – Published: September, 26, 2013.

21. Тагиров, К. М. Эксплуатация горизонтальных газовых скважин : учебное пособие / К. М. Тагиров, Т. А. Гунькина, А. В. Хандзель ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Северо-Кавказский федеральный университет. – Ставрополь : СКФУ, 2017. – 150 с. – Текст : непосредственный.

22. Actual wellbore tortuosity evaluation using a new quasi-three-dimensional approach / J. Jing, W. Ye, C. Cao, X. Ran. – Text : electronic // Petroleum. – 2021. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.03.008>. – Published: April, 14, 2021.

23. Browning, S. Effects of Toe-Up Vs Toe-Down Wellbore Trajectories on Production Performance in the Cana Woodford / S. Browning, R. Jayakumar. – Text : electronic // Unconventional Resources Technology Conference, 1–3 August, San Antonio, Texas, USA. – 2016. – URL: <https://doi.org/10.15530/urtec-2016-2461175>. – Published: August, 03, 2016.
24. Сохошко, С. К. Профиль притока к пологому стволу газовой скважины на стационарном режиме / С. К. Сохошко. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 26–29.
25. Сохошко, С. К. Приток к пологой газовой скважине с боковым стволом в полосообразном пласте / С. К. Сохошко. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2008. – № 3. – С. 45–46.
26. Сохошко, С. К. Моделирование работы пологого ствола газовой скважины с песчаной пробкой на забое / С. К. Сохошко, А. И. Мамчистова, А. А. Хакимов. – Текст : непосредственный // Нефть и газ Западной Сибири. – 2013. – С. 195–198.
27. Al Rbeawi S. Effect of the Number and Length of Zonal Isolations on Pressure Behavior of Horizontal Wells / S. Al Rbeawi, D. Tiab. – Text : electronic // SPE Production and Operations Symposium, 27–29 March, Oklahoma, USA. – 2011. – URL : <https://doi.org/10.2118/142177-MS>. – Published: March, 27, 2011.
28. The Experimental and Model Study on Variable Mass Flow for Horizontal Wells With Perforated Completion / W. Jianguang, L. Xuesong, L. Xuemei, M. Yuanyuan. – DOI 10.1115/1.4037026. – Text : electronic // ASME. Journal of Energy Resources Technology. – 2017. – Vol. 139, Issue 6. – URL: <https://doi.org/10.1115/1.4037026>. – Published: July, 17, 2017.
29. Бобровский, С. А. Движение газа в газопроводах с путевым отбором / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, М. А. Гусейн-Заде. – Москва : Наука, 1972. – 192 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Borisov, Yu. P., Pilatovskiy, V. P., & Tabakov, V. P. (1964). Razrabotka neftnyanikh mestorozhdeniy gorizontal'nymi i mnogozaboynymi skvazhinami. Moscow, Nedra Publ., 154 p., (In Russian).
2. Joshi, S. D. (1988). Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells (includes associated papers 24547 and 25308). Journal of Petroleum Technology, 40(06), pp. 729-739. (In English). DOI: 10.2118/15375-PA
3. Babu, D., & Odeh, A. S. (1989). Productivity of a Horizontal Well. SPE Reservoir Engineering, 4(4), pp. 417-421. (In English). DOI: 10.2118/18298-pa
4. Economides, M., Deimbachor, F. X., Brand, C. W., & Heinemann, Z. E. (1991). Comprehensive-Simulation of Horizontal-Well Performance. SPE Formation Evaluation, 6(4), pp. 418-426. (In English). DOI: 10.2118/20717-pa
5. Furi, K., Zhu, D., & Hill, A. (2003). A Rigorous Formation Damage Skin Factor and Reservoir Inflow Model for a Horizontal Well. SPE Production & Facilities, 18(03), pp. 151-157. (In English). DOI: 10.2118/84964-pa
6. Aliyev, Z. S., Samuylova, L. V. & Marakov, D. A. (2011). Natural gas reservoirs and wells test analysis. Moscow, MAKS Press Publ., 216 p. (In Russian).
7. Aliyev, Z. S., & Marakov, D. A. (2020). Intensivnost' pritoka gaza k gorizontal'nomu stволу i ee vliyanie na dlinu gorizontal'nogo uchastka i na proizvoditel'nost' skvazhiny. Neftgazovoe proizvodstvo - osnova nauchno-tehnicheskogo progressa i ekonomicheskoy stabil'nosti. Materialy konferentsii, posvyashchennoy 35-letiyu Orenburgskogo filiala RGU nefti i gaza (NIU) imeni I. M. Gubkina. Orenbug, pp. 303-317. (In Russian).
8. Sokhoshko, S. K. (2008). Razvitie teorii fil'tratsii k pologim i gorizontal'nym gazovym i neftyanym skvazhinam i ee primeneniye dlya resheniya prikladnykh zadach. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 211 p. (In Russian).
9. Kolev, Zh. M. (2015). Razrabotka i issledovanie metodov rascheta produktivnosti neftnyanikh skvazhin slozhnogo profilya. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 139 p. (In Russian).

10. Dvoynikov, M. V., Kolev, Zh. M., Vodorezov, D. D., & Oshibkov, A. V. (2014). Numerical model of multilateral well performance during steady flow regime considering different types of completion. *Oil Industry*, (11), pp. 130-133. (In Russian).
11. Kamkom, R. (2007). Modeling performance of horizontal, undulating, and multilateral wells: a dissertation. Texas, Texas A&M University Publ., 137 p. (In English).
12. Domanyuk, F. H. (2011). Steady-state liquid flow towards an undulating well. *Oilfield engineering*, (7), pp. 21-26. (In Russian).
13. Domanyuk, F. N. (2011). Modeling productivity of oil wells with complex trajectories of horizontal trunk. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, (3(264)), pp. 37-47. (In Russian).
14. Sokhoshko, S. K., & Kolev, Zh. M. (2014). Oil inflow to a well with complicated wellbore trajectory in layered reservoir. *Oil Industry*, (10), pp. 110-112. (In Russian).
15. Brito, R., Pereyra, E., & Sarica, C. (2016). Effect of Well Trajectory on Liquid Removal in Horizontal Gas Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, September, 26-28, 2016*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/181423-MS>
16. Norris III, H. L. (2012). The use of a transient multiphase simulator to predict and suppress flow instabilities in a horizontal shale oil well. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. San Antonio, Texas, USA, October, 8-10, 2012*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/158500-MS>
17. Quintero, L., Azari, M., & Hamza, F. (2017). Dynamics of Multiphase Flow Regimes in Toe-Up and Toe-Down Horizontal Wells. *SPWLA 23rd Formation Evaluation Symposium of Japan. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. Chiba, Japan, October 11-12, 2017*. (In English). Available at: <https://onepetro.org/SPWLAJFES/proceedings-abstract/JFES17/All-JFES17/SPWLA-JFES-2017-M/29201>
18. Malekzadeh, R., & Mudde, R. F. (2012). A Modelling Study of Severe Slugging in Wellbore. *North Africa Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Cairo, Egypt*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/150364-MS>
19. Hill, A. D., & Zhu, D. (2008). The Relative Importance of Wellbore Pressure Drop and Formation Damage in Horizontal Wells. *SPE Production & Operations*, 23(02), pp. 232-240. (In English). DOI: 10.2118/100207-PA
20. Yalavarthi, R., Jayakumar, R., Nyaaba, C., & Rai, R. (2013). Impact of Completion Design on Unconventional Horizontal Well Performance. *Unconventional Resources Technology Conference. Society of Exploration Geophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers. Denver, Colorado, USA, August, 12-14, 2013*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1190/urtec2013-134>
21. Tagirov, K. M., Gun'kina, T. A., & Khandzel', A. V. (2017). *Ekspluatatsiya gorizonta'nykh gazovykh skvazhin. Stavropol, North-Caucasus Federal University Publ.*, 150 p. (In Russian).
22. Jing, J., Ye, W., Cao, C., & Ran, X. (2021). Actual wellbore tortuosity evaluation using a new quasi-three-dimensional approach. *Petroleum*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.03.008>
23. Browning, S., & Jayakumar, R. (2016). Effects of Toe-Up Vs Toe-Down Wellbore Trajectories on Production Performance in the Cana Woodford. *Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, USA, August, 1-3, 2016*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.15530/urtec-2016-2461175>
24. Sokhoshko, S. K. (2016). Profile of the inflow to a sloping gas well bore in the stationary mode. *Oil Field Engineering*, (5), pp. 26-29. (In Russian).
25. Sokhoshko, S. K. (2008). Pritok k pologoy gazovoy skvazhine s bokovym stvolom v polosobraznom plaste. *Neft. Gas. Novacii*, (3), pp. 45-46. (In Russian).
26. Sokhoshko, S. K., Mamchistova, A. I., Khakimov, A. A., & Gurbanov, I. I. (2013). Modelirovanie raboty pologogo stvola gazovoy skvazhiny s peschanoy probkoy na zaboe. *Neft' i Gaz Zapadnoy Sibiri*, pp. 195-198. (In Russian).

27. Al Rbeawi, S., & Tiab, D. (2011). Effect of the Number and Length of Zonal Isolations on Pressure Behavior of Horizontal Wells. SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma, USA, March, 27-29, 2011. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/142177-MS>
28. Jianguang, W., Xuesong, L., Xuemei, L., & Yuanyuan, M. (2017). The Experimental and Model Study on Variable Mass Flow for Horizontal Wells With Perforated Completion. ASME. Journal of Energy Resources Technology, 139(6). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1115/1.4037026>
29. Bobrovskiy, S. A., Shcherbakov, S. G., & Guseyn-Zade, M. A. (1972). Dvizhenie gaza v gazoprovodakh s putevym otborom. Moscow, Nauka Publ., 192 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Information about the authors

Сохошко Сергей Константинович, *д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru*

Sergey K. Sokhoshko, *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru*

Мадани Салах, *аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Salah Madani, *Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen*