

УДК 622.276

УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ЗАКОНА ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ РАСЧЕТЕ ДЕБИТА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

Сохошко Сергей Константинович,
sohoshkosk@tyuiu.ru

Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

Актуальность. В настоящее время для расчета дебита вертикальной газовой скважины применяется трехчленная формула, которая не учитывает тот факт, что вокруг вертикальной газовой скважины при промышленных дебитах существуют одновременно две зоны, в каждой из которых свой закон фильтрации. Размеры этих зон зависят как от фильтрационных параметров пласта, так и от рабочей депрессии на пласт.

Цель: определение зависимости дебита вертикальной газовой скважины от депрессии на пласт и фильтрационных параметров пласта с учетом размеров зон линейной и нелинейной фильтрации

Объекты: газовый пласт и несовершенная газовая скважина, линейный и нелинейный законы фильтрации газа.

Методы: аналитические методы подземной гидрогазодинамики.

Результаты. Для расчета дебита вертикальной газовой скважины в настоящее время используется известная трехчленная формула. Из данной формулы следует, что фильтрация газа происходит по нелинейному закону во всей области фильтрации от скважины до контура питания. В реальности же нелинейный закон фильтрации присутствует лишь в ограниченной зоне вокруг скважины. Не учет этого явления может приводить к увеличенной погрешности в расчетах фильтрационных коэффициентов, дебитов скважин и их продуктивности. Размер этой зоны зависит от дебита скважины, фильтрационных параметров пласта, свойств газа и т. д. С использованием аналитических методов подземной гидрогазодинамики получены формулы и алгоритм расчетов дебита газовой скважины, а также фильтрационных коэффициентов, учитывающих размер зоны нелинейной фильтрации. Радиус зоны нелинейной фильтрации находится из полученного уравнения с учетом значения критической скорости фильтрации, определяемой фильтрационными параметрами пласта. Получены выражения для фильтрационных коэффициентов трехчленной формулы притока газа к скважине. Произведен расчет дебитов газовой скважины по полученной формуле для различных значений рабочей депрессии на пласт. Различия в результатах расчетов дебитов скважины, вычисленных по традиционной и полученной формуле, уменьшаются с ростом депрессии по причине увеличения размеров зоны нелинейной фильтрации. Построены индикаторные диаграммы по полученной и традиционной формулам. По сравнению с традиционной трехчленной формулой изменяются выражения для фильтрационных коэффициентов A и B , которые теперь также зависят от размеров зоны нелинейной фильтрации.

Ключевые слова:

Вертикальная газовая скважина, дебит, трехчленная формула, фильтрационные коэффициенты, линейный и нелинейный законы фильтрации, критическая скорость фильтрации.

Введение

В настоящее время для расчета дебита вертикальной газовой скважины используют трехчленную формулу, полученную профессором Е.М. Минским [1]:

$$P_k^2 - P_c^2 = AQ + BQ^2, \quad (1)$$

где P_k – давление на контуре питания, Па; P_c – забойное давление, Па; Q – дебит скважины в стандартных условиях, м³/с; A , B – фильтрационные коэффициенты.

Из этой формулы следует, что закон фильтрации газа нелинейный. Однако закон фильтрации нелинейным может быть только в непосредственной близости от забоя скважины, где скорость фильтрации газа превышает критическую. На это указывал в своей статье профессор З.С. Алиев [2].

В работе профессора З.С. Алиева отмечено также, что поскольку в газовой залежи, разрабатываемой на истощение, происходит постоянное падение пластового давления, стационарного режима как такового быть не должно. Им получены формулы для расчета дебита газовой скважины с учетом постоянного падения пластового давления.

Здесь мы рассмотрим случай, когда падением пластового давления можно пренебречь и необходимо рассчитать дебит газовой скважины при заданном пластовом давлении с учетом изменения закона фильтрации.

Объект и методы исследования

Известно, что закон фильтрации газа в призабойной зоне вертикальной скважины нелинейный [1, 2 и др.]. В то же время в удаленной от забоя скважины зоне скорости фильтрации невелики и в результате закон фильтрации здесь линейный [3–6 и др.]. Рассмотрим схему притока газа к скважине (рис. 1).

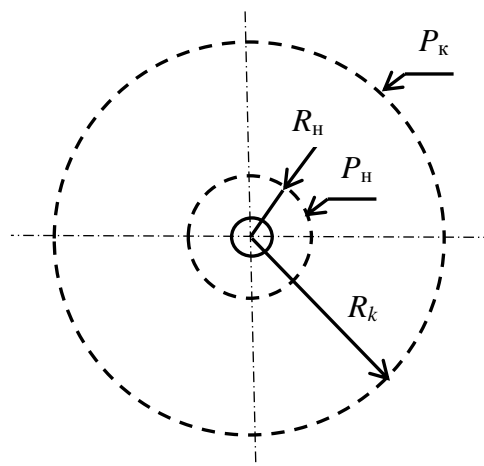


Рис. 1. Двухзонная схема притока газа к скважине
Fig. 1. Dual-zone diagram of gas influx into the well

Запишем уравнения для дебита скважин с радиусами r_c и R_n :

$$\begin{cases} P_k^2 - P_n^2 = \frac{QzP_{ат}T_{пл}}{2\pi khT_{ст}} \operatorname{Ln}\left(\frac{R_k}{R_n}\right); \\ P_n^2 - P_c^2 = AQ + BQ^2, \end{cases} \quad (2)$$

здесь P_n – давление на границе зоны нелинейной фильтрации, Па; μ – вязкость газа в пластовых условиях, Па·с; z – коэффициент сверхсжимаемости в пластовых условиях, б/р; $P_{ат}$ – атмосферное давление, Па; $T_{пл}$ – пластовая температура, °K; k – проницаемость пласта, м²; h – толщина пласта, м; $T_{ст}$ – стандартная температура, °K; R_k – радиус контура питания, м; R_n – радиус зоны нелинейной фильтрации, м.

Складывая уравнения (2) и избавляясь от неизвестного давления P_n , получаем уравнение для притока к газовой скважине с линейным законом фильтрации в удаленной зоне пласта и нелинейным законом в призабойной зоне:

$$P_k^2 - P_c^2 = \left[\frac{zP_{ст}T_{пл}}{2\pi khT_{ст}} \operatorname{Ln}\left(\frac{R_k}{R_n}\right) + A \right] Q + BQ^2, \quad (3)$$

здесь
$$A = \frac{zP_{ст}T_{пл}}{\pi khT_{ст}} \left[\operatorname{Ln}\left(\frac{R_n}{r_c}\right) + C_1 + C_2 \right],$$

$$B = \frac{\rho_{ст}zP_{ст}T_{пл}}{2\pi^2lh^2T_{ст}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_n} + C_3 + C_4 \right),$$

C_1, C_3 и C_2, C_4 – фильтрационные сопротивления соответственно по характеру и степени вскрытия пласта [3, 7–9].

После упрощения получаем уравнение притока газа к несовершенной газовой скважине с учетом радиуса зоны нелинейной фильтрации:

$$\begin{aligned} P_k^2 - P_c^2 = & \frac{zP_{ст}T_{пл}}{\pi khT_{ст}} \left[\operatorname{Ln}\left(\frac{\sqrt{R_k R_n}}{r_c}\right) + C_1 + C_2 \right] Q + \\ & + \frac{\rho_{ст}zP_{ст}T_{пл}}{2\pi^2lh^2T_{ст}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_n} + C_3 + C_4 \right) Q^2. \end{aligned} \quad (4)$$

Как видно, при $R_n=R_k$ уравнение (4) превращается в уравнение профессора Е.М. Минского.

Неизвестными в этом уравнении являются дебит скважины Q и радиус зоны, в которой наблюдается нелинейный закон фильтрации R_n . Радиус этой зоны можно определить, зная критическую скорость фильтрации газа $v_{кр}$ на цилиндрической поверхности радиуса R_n .

Скорость фильтрации v_ϕ на расстоянии R_n от скважины должна быть равна критической скорости фильтрации:

$$v_\phi = \frac{Qz_{ст}P_{ст}T_{пл}}{2\pi hmR_n z_{ст}P_{ст}T_{пл}} = v_{кр}, \quad (5)$$

здесь m – пористость пласта, д.е.

Откуда

$$Q = \frac{2\pi hmR_n z_{ст}P_{ст}T_{пл}}{z_{ст}P_{ст}T_{пл}} v_{кр}. \quad (6)$$

Подставляя значение Q в (3) получаем:

$$\begin{aligned} P_k^2 - P_c^2 = & \left[\frac{zP_{ст}T_{пл}}{2\pi khT_{ст}} \operatorname{Ln}\left(\frac{R_k}{R_n}\right) + A \right] \frac{2\pi hmR_n z_{ст}P_{ст}T_{пл}}{z_{ст}P_{ст}T_{пл}} v_{кр} + \\ & + B \left(\frac{2\pi hmR_n z_{ст}P_{ст}T_{пл}}{z_{ст}P_{ст}T_{пл}} v_{кр} \right)^2. \end{aligned} \quad (7)$$

Критерием справедливости линейного закона фильтрации служит число Рейнольдса [10], б/р:

$$\operatorname{Re} = \frac{v_\phi a \rho}{\mu}, \quad (8)$$

где v_ϕ – скорость фильтрации, м/с; ρ – плотность жидкости, кг/м³; μ – коэффициент вязкости жидкости, Па·с; a – характерный размер пористой среды, м, который разные авторы определяют по-разному.

Если число Рейнольдса, определенное по формуле (8), не превосходит некоторого критического значения $Re_{кр}$, то линейный закон фильтрации Дарси сохраняется. Для вычисления значения критической скорости фильтрации существует ряд формул [4 и др.] различных авторов. В.Н. Щелкачев [4] определил диапазон значений $1 < Re_{кр} \leq 12$ при

$$a = \frac{10\sqrt{k}}{m^{2,3}}. \quad (9)$$

При расчете дебита газовой скважины находим значение критической скорости фильтрации, используя уравнения (9) и (8). Из нелинейного уравнения (7) находим неизвестное значение R_n , а затем из уравнения (6) искомое значение дебита скважины Q .

Результаты. Обсуждение

Проведем расчеты для совершенной газовой скважины [3, 6, 11–16] при следующих значениях исходных данных: толщина пласта $h=12$ м, проницаемость $k=10^{-12}$ м², пластовое давление $P_k=10$ МПа, плотность газа в стандартных условиях $\rho=0,8$ кг/м³, вязкость газа $\mu=4 \cdot 10^{-4}$ мПа·с, радиус контура питания $R_k=800$ м, радиус скважины $r_c=0,1$ м, коэффициент макрошероховатости $l=8,5 \cdot 10^{-4}$, коэффициент сверхсжимаемости в пластовых условиях $z=0,85$, коэффициент сверхсжимаемости в стандартных условиях $z_{ст}=0,8$, пластовая температура $T=303$ °K, стандартная температура $T_{ст}=293$ °K, пористость $m=0,2$.

Критическую скорость фильтрации в пластовых условиях из уравнения (8) получаем равную $v_{кр}=0,0015$ м/с. Для различных значений депрессии получаем следующие значения радиуса зоны нелинейной фильтрации R_n и дебит скважины Q (таблица).

Как видим, радиус зоны нелинейной фильтрации растет с увеличением депрессии на пласт. В формуле (5) при расчете критической скорости фильтрации следует учитывать также остаточную водонасыщенность, насыщенность коллектора конденсатом в призабойной зоне [17–21]. Поэтому в данных случаях радиус зоны нелинейной фильтрации будет больше. Расчетный дебит скважины по формулам (6) и (7) больше, чем по традиционной двучленной формуле.

С увеличением депрессии эта разница уменьшается. Для несовершенной скважины следует учесть также фильтрационные сопротивления, обусловленные перфорацией и несовершенством по степени вскрытия пласта [3, 13, 17].

Таблица. Результаты расчетов
Table. Results of the calculation

Депрессия, МПа Pressure drop, MPa	Радиус зоны нелинейной фильтрации, м Radius of the nonlinear filtration zone, m	Дебит скважины по формуле (7), м ³ /сут Well flow rate according to the formula (7), m ³ /day	Дебит скважины по традиционной формуле, м ³ /сут Well flow rate according to the traditional formula, m ³ /day	Отклонение результатов от традиционной формулы, % Deviation of results from the traditional formula, %
0,05	0,32	243000	161000	33,51
0,1	0,55	426000	306000	28,33
0,2	0,91	724000	559000	22,78
0,3	1,21	970000	780000	19,58
0,4	1,47	1180000	977000	17,42
0,5	1,70	1370000	1160000	15,83
0,6	1,91	1550000	1320000	14,59
0,7	2,10	1710000	1480000	13,60
0,8	2,28	1860000	1620000	12,79
0,9	2,45	2000000	1760000	12,10
1,0	2,61	2130000	1890000	11,51

По результатам расчетов построены индикаторные линии (ИЛ) [2, 17] для двух случаев: линейный+нелинейный закон и нелинейный закон (рис. 2).

Из уравнения (4) следует, что по сравнению с формулой нелинейного закона фильтрации (1) в нем изменились коэффициенты *A* и *B*. В абсолютном выражении наиболее значительно изменяется коэффициент *A*. Как видно из рис. 2, коэффициент *A* изменился на 30 % (пересечение графиков с осью ординат).

Было произведено сравнение индикаторных линий, построенных по двум формулам, с индикаторной линией, построенной по фактическим замерам. В качестве фактической была взята средняя индикаторная характеристика разведочной скважины пласта ПК₁ Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения. Усредненные по 10 разведочным скважинам исходные данные для расчетов ИЛ: проницаемость пласта $k=510 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, толщина пласта $h=17,2 \text{ м}$, перфорированная толщина $h_p=16,4 \text{ м}$, вязкость газа $\mu=10^{-4} \text{ Па}\cdot\text{с}$, коэффициент сжимаемости $z=0,85$, пластовая температура $T=293 \text{ }^\circ\text{К}$, плотность перфорации $n=12 \text{ отв/м}$, радиус перфорационных каналов $r_0=0,005 \text{ м}$, пластовое давление $P_k=6 \text{ МПа}$, радиус контура питания $R_k=800 \text{ м}$, радиус скважины $r_c=0,1 \text{ м}$.

Построены индикаторные линии для случаев: линейный+нелинейный законы, нелинейный закон, фактическая индикаторная линия (рис. 3).

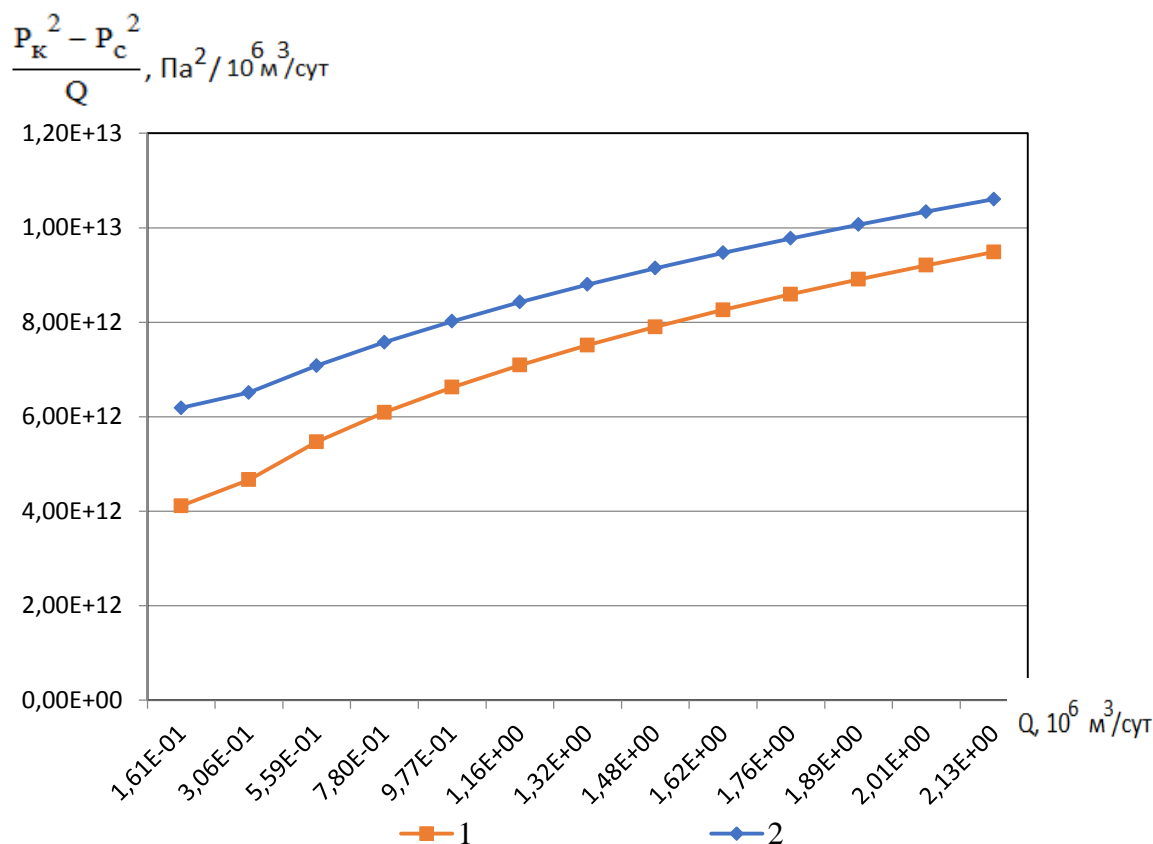


Рис. 2. Индикаторные линии: 1 – линейный+нелинейный законы; 2 – нелинейный закон
Fig. 2. Indicator lines: 1 – linear+non-linear laws; 2 – nonlinear law

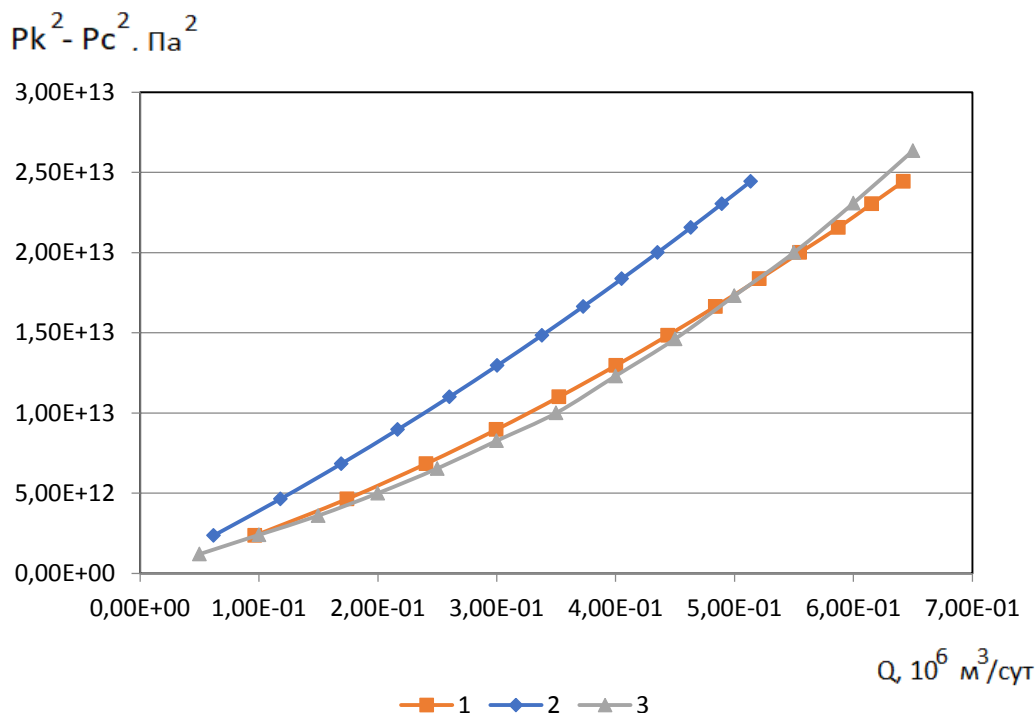


Рис. 3. Индикаторные линии в координатах $(P_k^2 - P_c^2; Q)$: 1 – линейный+нелинейный законы; 2 – нелинейный закон; 3 – фактическая для средней скважины пласта PK_1 Бованенковского НГКМ

Fig. 3. Indicator lines in the coordinate $(P_k^2 - P_c^2; Q)$: 1 – linear+non-linear laws; 2 – nonlinear law; 3 – actual for the average well of the PK_1 formation of the bovanenkovsky field

Как видно из рис. 3, фактическая ИЛ и построенная по предлагаемой формуле показывают хорошее совпадение, в том числе по форме.

Выводы

1. Получена формула для расчета дебита газовой скважины, учитывающая размеры зоны нелинейной фильтрации газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Минский Е.М. О турбулентной фильтрации в пористых средах // Сборник вопросов добычи, транспорта и переработки природных газов. – М.: Гостоптехиздат, 1951. – С. 74–78.
2. Алиев З.С. Об ошибочности классической теории фильтрации газа к скважине на стационарных режимах // НТЖ Технологии нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 60–64.
3. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – Ижевск: Изд-во АНО «Институт компьютерных исследований», 2005. – 488 с.
4. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. – М.: Недра, 2003. – 880 с.
5. Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 85–89.
6. Щелкачев В.Н. Избранные труды. – М.: Недра, 1990. – Т. II. – 493 с.
7. Якупов Р.Р., Яркеева Н.Р. Оптимизация работы газовых скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 41–49.
8. Технологические подходы к эксплуатации скважин в осложненных условиях / Е.В. Мандрик, С.А. Мельников, А.А. Плосков, В.И. Шулятиков, С.Г. Памужак // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 3. – С. 50–55.
9. Ермолаев А.И., Моисеев В.В., Шулятиков В.И. Методика выбора обводняющихся газовых скважин для применения газ-

2. По сравнению с традиционной трехчленной формулой изменяются фильтрационные коэффициенты A и B .
3. При равенстве радиуса зоны нелинейной фильтрации радиусу контура питания полученная формула совпадает с традиционной трехчленной формулой.
4. Предложенная формула может использоваться для обработки индикаторной линии.

- лифта // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 71–76.
10. Ушакова А.В. Обоснование режима работы горизонтальных газовых скважин // Вестник науки и образования. – 2019. – № 9-3 (63). – С. 12–14.
11. Попов Е.В., Тугушев Р.М., Савастюк С.С. Анализ динамики давления в процессе эксплуатации сеноманских газовых залежей южной части надым-пурской нефтегазоносной области // Газовая промышленность. – 2019. – № 1 (779). – С. 48–53.
12. Алиев Р.М., Курбанов Ш.М. Раннее прогнозирование самоглушения газовых и газоконденсатных скважин // Газовая промышленность. – 2020. – № 1 (795). – С. 46–49.
13. Barenblatt G.I., Lobkovsky L.I., Nigmatulin R.I. A mathematical model of gas outflow from gas-saturated ice and gas hydrates // Doklady Earth Sciences. – 2016. – V. 470. – № 2. – P. 1046–1049.
14. Joshi S.D., Horizontal and multi-lateral wells: performance analysis – an art or a science // Journal of Canadian Petroleum Technology. – October 2000. – V. 39. – № 10. – P. 19. 11
15. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. – June 1988. – V 40 № 6 – P. 729–739.12
16. Xiaoping L., Yun L. A new way to analyze productivity of gas wells // Nat Gas. – 2004. – V. 24. – P. 76–77.13
17. Chaudhry A. Gas well testing handbook // Nat Gas. – 2003. – V. 24. – P. 76–77.
18. Asadi M.B., Zendejboudi S. Evaluation of productivity index in unconventional reservoir systems: an extended distributed

- volumetric sources method // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. – V. 61. – P. 1–17.
19. Goode P.A., Kuchuk F.J. Inflow performance of horizontal wells // Society of Petroleum Engineers. 1991. URL: <https://doi.org/10.2118/21460-PA> (дата обращения 03.10.2020).
20. Dias-Couto L.E., Golan M. General inflow performance relationship for solution-gas reservoir wells // Society of Petroleum Engineers. 1982. URL: <https://doi.org/10.2118/9765-PA> (дата обращения 03.10.2020).
21. Jikhio S.A., Tiab D. Establishing inflow performance relationship (IPR) for gas condensate wells // Society of Petroleum Engineers. 2002. URL: <https://doi.org/10.2118/75503-MS> (дата обращения 03.10.2020).

Поступила 18.11.2020 г.

Информация об авторах

Сохошко С.К., доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета.

UDC 622.276

ACCOUNTING FOR CHANGES IN THE FILTRATION LAW WHEN CALCULATING THE FLOW RATE OF A GAS WELL

Sergey K. Sokhoshko,
sohoshkosk@tyuiu.ru

Tyumen Industrial University,
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

Relevance. For the time being, when calculating the flow rate of a vertical gas well, a trinomial formula is used, which discounts the fact that at cost-efficient flow rates there are two simultaneous zones around a vertical gas well, where each zone has its own Darcy's law. The extents of these zones depend both on the formation's permeability/porosity parameters and on formation's draw-down pressure.

The aim of the research is to determine a relationship between the flow rate of a vertical gas well and the formation's draw-down pressure, as well as the formation's permeability/porosity parameters, taking into account the extents of areas of linear and nonlinear gas flows.

Objects: gas formations and perfect gas well, laws of linear and non-linear gas flow.

Methods: analytical methods of subsurface hydrodynamics.

Results. Currently, to calculate a flow rate of a vertical gas well, the well-known trinomial formula is used. This formula implies that gas flow is governed by nonlinear law throughout the entire flow area starting from the well through to the external reservoir boundary. Whereas in reality, the law of nonlinear flow only occurs in a narrow area around the well. The extent of this area depends on the flow rate of the well, formation parameters, gas properties, etc. The use of analytical subsurface hydrodynamics methods enables to find formulas and an algorithm for calculating the flow rate of a gas well, as well as to determine flow coefficients, accounting for the extents of the non-linear flow areas. The radius of the nonlinear flow area can be determined from the derived equation taking into account the critical flow rate calculated based on the formation's permeability/porosity parameters. Equations of flow coefficients have been derived for the trinomial formula of the gas inflow to the well. The derived formula was used to calculate gas well production rate with various values of formation's draw-down pressure. The difference in calculation results of flow rates obtained using traditional versus the derived formula decreases after the draw-down pressure growth due to the increase in the extent of the non-linear flow area. Indicator charts are constructed according to the obtained and traditional formulas. Inflow performance relationship curves were plotted based on the derived and traditional formulas. Compared to the traditional trinomial formula, the equations for the A and B flow coefficients are changed, which now also account for the extents of the non-linear flow area.

Key words:

Vertical gas well, flow rate, trinomial formula, flow coefficients, laws of linear and nonlinear flow, critical flow rate.

REFERENCES

- Minsky E.M. O turbulentnoy filtratsii v poristyykh sredakh [On turbulent filtration in porous media]. *Sbornik voprosov dobychi, transporta i pererabotki prirodnykh gazov* [A collection of production, transportation and processing of natural gas]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1951. pp. 74–78.
- Aliiev Z.S. Ob oshibochnosti klassicheskoy teorii filtratsii gaza k skvazhine na statsionarnykh rezhimakh [On the error of the classical theory of gas filtration to the well in stationary modes]. *Technologies of oil and gas*, 2008, no. 4, pp. 60–64.
- Basniev K.S., Kochina I.N., Maximov V.M. *Podzemnaya gidromekhanika* [Underground hydraulic engineering]. Izhevsk, Institute of computer research Publ. house, 2005. 488 p.
- Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliiev Z.S. *Osnovy tekhnologii dobychi gaza* [Fundamentals of gas production technology]. Moscow, Nedra Publ., 2003. 880 p.
- Panikarovskiy V.V., Panikarovskiy E.V. Exploitation of gas wells at the late stage of field development. *News of higher educational institutions. Oil and gas*, 2017, no. 5, pp. 85–89. In Rus.
- Shchelkachev V.N. *Izbrannyye trudy* [Selected works]. Moscow, Nedra Publ., 1990. Vol. II. 493 p.
- Yakupov R.R., Yarkееva N.R. Optimization of gas wells at the Yamburg oil and gas condensate field. *Oil and Gas business*, 2018, vol. 16, no. 3, pp. 41–49. In Rus.
- Mandrik E.V., Melnikov S.A., Ploskov A.A., Shulyatikov V.I., Pamuzhak S.G. Technological approaches to the operation of wells in complicated conditions. *Oilfield business*, 2018, no. 3, pp. 50–55. In Rus.
- Ermolaev A.I., Moiseev V.V., Shulyatikov V.I. Metodika vybora obvodnyayuschikhnya gazovykh skvazhin dlya primeneniya gazlifta [Method of selecting water-filled gas wells for gas lift application]. *Scientific and technical collection of gas science News*, 2018, no. 1 (33), pp. 71–76.
- Ushakova A.V. Obosnovanie rezhima raboty gorizontalnykh gazovykh skvazhin [Justification of the mode of operation of horizontal gas wells]. *Bulletin of science and education*, 2019, no. 9-3 (63), pp. 12–14.
- Popov E.V., Tugushev R.M., Savastuyuk S.S. Analysis of pressure dynamics during exploitation of Cenomanian gas deposits in the southern part of the Nadym-purskaya oil and gas bearing region. *Gas industry*, 2019, no. 1 (779), pp. 48–53. In Rus.
- Aliyev R.M., Kurbanov Sh.M. Early prediction of self-extinguishing gas and gas condensate wells. *Gas industry*, 2020, no. 1 (795), pp. 46–49. In Rus.
- Barenblatt G.I., Lobkovskiy L.I., Nigmatulin R.I. A mathematical model of gas outflow from gas-saturated ice and gas hydrates. *Doklady Earth Sciences*, 2016, vol. 470, no. 2, pp. 1046–1049.
- Joshi S.D. Horizontal and multi-lateral wells: performance analysis – an art or a science. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, October 2000, vol. 39, no. 10, pp. 19.
- Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, June 1988, vol. 40, no. 6, pp. 729–739.
- Xiaoping L., Yun L. A new way to analyze productivity of gas wells. *Nat Gas*, 2004, vol. 24, pp. 76–77.
- Chaudhry A. Gas well testing handbook. *Nat Gas*, 2003, vol. 24, pp. 76–77.
- Asadi M.B., Zendejboudi S. Evaluation of productivity index in unconventional reservoir systems: an extended distributed volumetric sources method. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, vol. 61, pp. 1–17.
- Goode P.A., Kuchuk F.J. Inflow performance of horizontal wells. *Society of Petroleum Engineers*, 1991. Available at: <https://doi.org/10.2118/21460-PA> (accessed 3 October 2020).
- Dias-Couto L.E., Golan M. General inflow performance relationship for solution-gas reservoir wells. *Society of Petroleum*

- Engineers*, 1982. Available at: [https:// doi.org/10.2118/9765-PA](https://doi.org/10.2118/9765-PA) (accessed 3 October 2020).
2002. Available at: <https://doi.org/10.2118/75503-MS> (accessed 3 October 2020).
21. Jokhio S.A., Tiab D. Establishing inflow performance relationship (IPR) for gas condensate wells. *Society of Petroleum Engineers*,

Received: 18 November 2020.

Information about the authors

Sergey K. Sokhoshko, Dr. Sc., professor, Tyumen Industrial University.