

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.258-272>

EDN SDXMMC

УДК 622.279.23/.4

**Оценка влияния параметров конструкции скважины
и фильтрационно-емкостных свойств пласта
на производительность газовых скважин
с горизонтальным окончанием**

¹*Рохас М.-А., ¹Сохошко С.К., ²Марегатти Альварес М.-А., ²Ибрагимова А.Р.*

¹*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*

²*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

**Assessment of the influence of well design
and reservoir properties parameters
on the horizontal gas wells productivity**

¹*M.-A. Rojas, ¹S.K. Sokhoshko, ²M.-A. Maregatti Alvarez, ²A.R. Ibragimova*

¹*Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia*

²*Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia*

E-mail: m_maregattialvares2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассмотрена проблема определения производительности газовой скважины с горизонтальным окончанием. Проведен анализ существующих отечественных и зарубежных научных работ по заявленной проблеме моделирования притока газа. Приведена полученная математическая модель, которая состоит из уравнения притока газа из пласта-коллектора, основанная на теории потенциала точечного стока, и уравнения движения потока газа по трубе. Совместное решение этих двух уравнений позволяет определить дебит газовой скважины, построить эпюру скоростей и профиль забойного давления. Проведено сравнение результатов расчета с результатами моделирования в программном комплексе tNavigator, которое показало хорошую сходимость. Предлагаемая методика, реализованная в программном продукте, может быть использована для проведения многовариантных расчетов и подбора режима работы газовой скважины.

Ключевые слова: газовая залежь, горизонтальная скважина, однородно-анизотропный пласт, траектория ствола скважины, развивающийся поток, распределение давления, гидравлические сопротивления, стационарный режим, производительность скважины, фильтрационно-емкостные свойства пласта

Для цитирования: Рохас М-А., Сохошко С.К., Марегатти Альварес М-А., Ибрагимова А.Р. Оценка влияния параметров конструкции скважины и фильтрационно-емкостных свойств пласта на производительность газовых скважин с горизонтальным окончанием // Нефтяная провинция.-2025.-№3(43).- С. 258-272. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.258-272>. - EDN SDXMMC

Abstract. The article considers the problem of determining the performance of a gas horizontal well. An analysis of existing national and foreign scientific works on the stated problem of gas inflow modeling is carried out. The obtained mathematical model is presented, and consists of an equation of gas inflow from a reservoir, based on the theory of single source potential, and an equation of gas flow through a pipe. A joint solution of these two equations allows one to determine the gas well flow rate, build the velocity and a bottomhole pressure profiles. A comparison of the calculation results with the deliverables provided by the tNavigator software package is performed, showing a good convergence. The proposed methodology, implemented in a calculation program, can be used to conduct multi-variant calculations and select the operating mode of a gas well.

Key words: gas reservoir, horizontal well, homogeneous anisotropic formation, wellbore trajectory, developing flow, pressure distribution, flow resistance, steady state, well performance, reservoir properties

For citation: M-A. Rojas, S.K. Sokhoshko, M-A. Maregatti Alvarez, A.R. Ibragimova Otsenka vliyaniya parametrov konstruktсии skvazhiny i fil'tratsionno-yemkostnykh svoystv plasta na proizvoditel'nost' gazovykh skvazhin s gorizonta'nym okonchaniyem [Assessment of the influence of well design and reservoir properties parameters on the horizontal gas wells productivity]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(43), 2025. pp. 258-272. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.258-272>. EDN SDXMMC (in Russian)

Введение

Применение горизонтальных скважин позволяет создать гидродинамическую связь с большой площадью поверхности фильтрации, которая может варьироваться от нескольких десятков до нескольких сотен квадратных метров, снизить депрессию на пласт и отсрочить подтягивание водогазонефтяных контактов. Горизонтальные скважины особенно эффективны в пластах малой толщины, в расчлененных пластах и т. д. [1].

В горизонтальной скважине, в зависимости от способа заканчивания, продукция может поступать в скважину с различных участков ствола и с

переменной скоростью по длине скважины. Заканчивание горизонтальных скважин можно разделить на открытую конструкцию забоя, заканчивание фильтром-хвостовиком и перфорацию. Продуктивность горизонтальной газовой скважины в значительной степени зависит от вида заканчивания.

При определении производительности горизонтальной скважины совместная работа системы скважина-пласт во многом зависит от распределения притока по стволу скважины, для чего необходим совместный учет притока газа из пласта и гидродинамические потери развивающегося потока газа как на трение, так и на смешение потока [2].

В работах Yula Tang [1] отмечено, что для газовых скважин с горизонтальным окончанием потери давления в стволе скважины могут составлять более 10–20% от общего падения давления, и что приток вдоль ствола скважины неравномерен, поскольку характеристики потока пластового флюида являются функциями фильтрационно-емкостных свойств пласта (ФЕС), геометрии ствола скважины, типа заканчивания, а также гидравлики в стволе скважины. По результатам ее работ предложена комплексная модель для оценки производительности горизонтальной скважины с обсаженным и перфорированным стволами, учитывающая влияние типа заканчивания скважины как на гидравлические сопротивления в стволе скважины, так и на дебит газа.

E.G. Anklam [3] считая, что давление в стволе скважины нельзя предполагать постоянным по всей длине горизонтального участка (как в вертикальной скважине), поскольку при движении флюида от носка к пятке происходит несколько эффектов, таких как потери на трение за счёт вязкого трения, кинетические потери, фазовые изменения, изменения силы тяжести и изменения импульса за счёт притока, представил метод определения производительности с точки зрения продуктивности нефтяной горизонтальной скважины с учетом гидравлических сопротивлений в стволе скважины.

В работах С.К. Сохошко [4, 5] решена задача определения профиля притока к пологому и горизонтальному перфорированному стволу газовой скважины на стационарном режиме. Для этой задачи необходимо совместно решать уравнение Лапласа для пласта, вскрытого пологой или горизонтальной перфорированной скважиной, и уравнение течения газа в перфорированном стволе.

В настоящее время скважины с горизонтальным окончанием широко применяются для разработки различных типов газовых залежей. Теоретические основы их применения не полностью изучены, поэтому в данной статье представлен комплексный метод расчёта производительности скважины с учетом гидравлических сопротивлений в газовых скважинах с горизонтальной траекторией ствола, а также параметров конструкции и заканчивания с точки зрения их влияния на производительность скважины.

Постановка задачи

Развитие гидродинамических методов для расчета технологических показателей разработки на газовых месторождениях горизонтальными скважинами со сложной траекторией ствола является в настоящее время актуальной задачей, поскольку они не могут быть выполнены с применением стандартных формул, используемых при оценке продуктивности вертикальных скважин. Определение суммарного дебита сегментов пологого или горизонтального окончания предполагает решение трехмерного уравнения Лапласа для давления с соответствующими граничными условиями и не имеет простого аналитического решения. Для этой пространственной задачи необходимо моделирование течения газа в горизонтальной плоскости к линейному стоку и притоку газа в вертикальной плоскости к точечному стоку в полосе шириной h . Итоговое пластовое давление на стенках ствола (сегментах) скважины с пологой или горизонтальной траекторией ствола рассчитывается как суперпозиция соответствующих решений этих

двух плоских задач. На рис. 1 [4] показана схема траектории пологого ствола и движения потока газа.

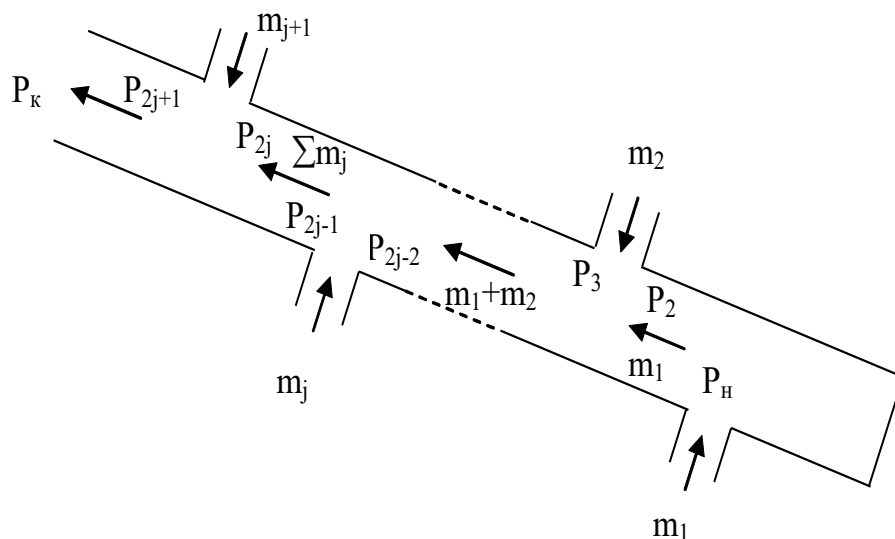


Рис. 1. Схема потока по стволу пологой газовой скважины

Рассмотрена задача о стационарном течении газа в пористой среде. Одиночная горизонтальная скважина длиной L дренирует область, ограниченную контуром питания с радиусом R_k . Толщина пласта - h , проницаемости в горизонтальном и вертикальном направлениях - K_z и K_v , соответственно, динамическая вязкость - μ , давление на контуре питания - p_k , давление в точке входа в пласт - p_c , радиус скважины - r_c . Требуется определить дебит скважины.

Далее рассмотрен комплексный метод, позволяющий моделировать стационарный приток газа к стволу горизонтальной скважины в однородно-анизотропном газовом пласте с непроницаемыми кровлей и подошвой, с постоянным давлением на контуре питания (R_k). Для проведения исследования была выбрана газовая скважина с горизонтальным окончанием, вскрывающая анизотропный пласт толщиной $h = 21$ м, угол наклона к вертикали (зенитный угол) 84° , длина ствола скважины составляет 200 м, весь интервал, находящийся между кровлей и подошвой оборудован фильтром-хвостовиком. Горизонтальная траектория скважины в координатах $X-Z$ и $Y-Z$ пока-

зана на рис. 2. Также на рис. 3 представлен планшет скважины с параметрами ствола и фильтрационно-емкостные свойства пласта приняты для расчетов.

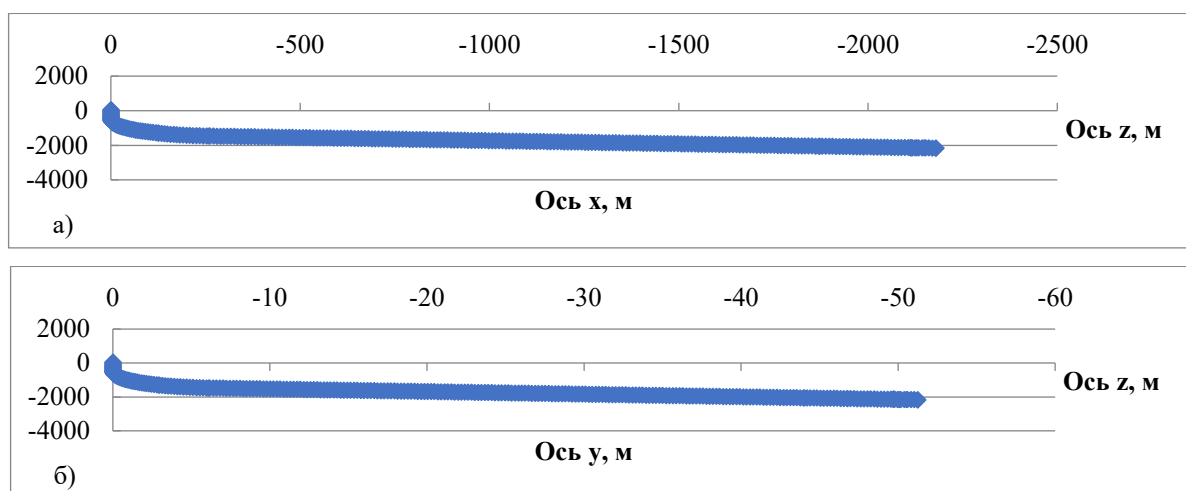


Рис. 2. Газовая скважина с горизонтальным окончанием:

а) – Траектория в координатах X- Z; б – Траектория в координатах Y- Z

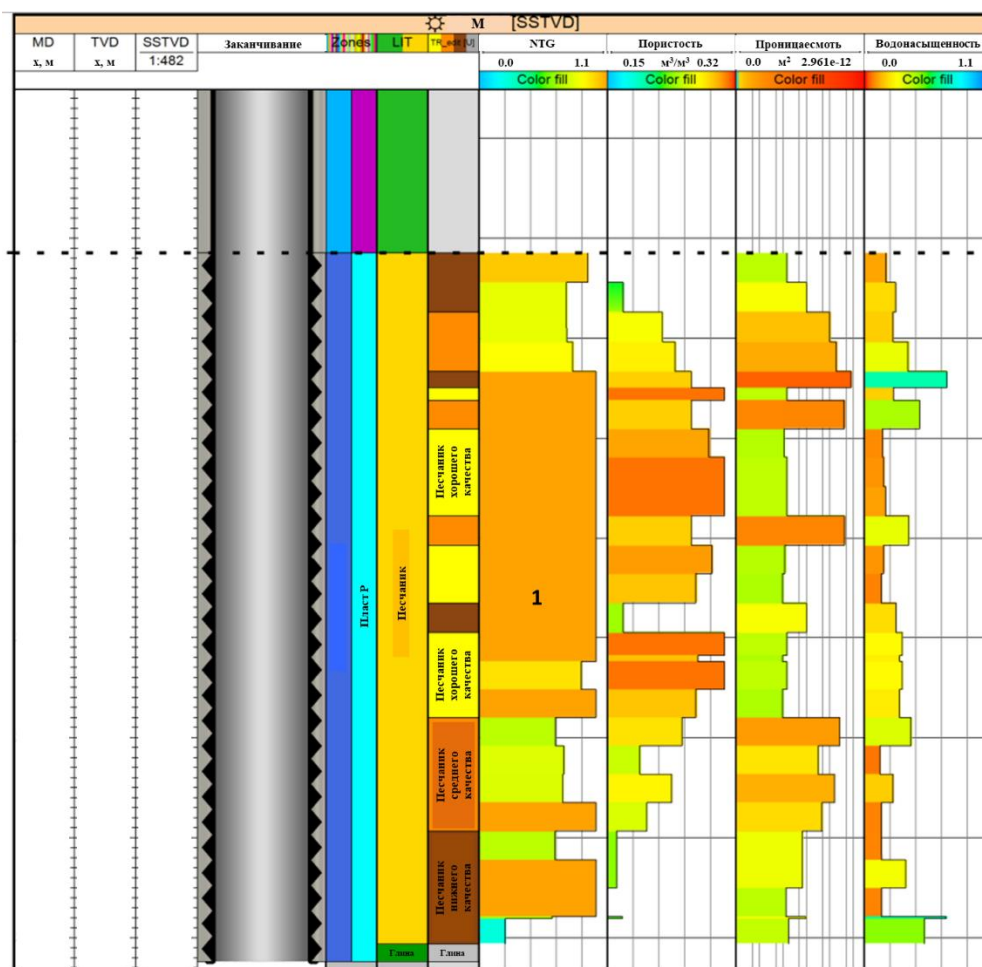


Рис. 3. Планшет скважины M

Численные модели

Приведем некоторые зависимости, позволяющие моделировать стационарный приток газа к стволу горизонтальной пологой скважины в одно-родно-анизотропном газовом пласте с непроницаемыми кровлей и подошвой, с постоянным давлением на контуре питания (R_k). Для прогнозирования коэффициента продуктивности горизонтальной газовой скважины S.D. Joshi [6] была предложена корректировка уравнения горизонтальных нефтяных скважин с учетом разницы сжимаемости и вязкости между нефтью (слабосжимаемой) и газом (сжимаемым). Таким образом, уравнение для нашего объекта исследования (анизотропный пласт) будет иметь вид [6, 7]:

$$J = \frac{0.703 K_r h \mu Z}{T \left(\ln(R) + \left(\frac{\beta^2 h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right)} \quad (1)$$

где

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 + \left(\frac{L}{2} \right)^2}}{\frac{L}{2}} \quad (2);$$

$$\beta = \sqrt{\frac{K_r}{K_b}} \quad (3);$$

Для расчета газового потока:

В виде квадратов давлений [6, 7]:

$$Q_g = J(P_k^2 - P_c^2) \quad (4)$$

В виде псевдадавления [6, 7]:

$$Q_g = J(\varphi_k - \varphi_c) \quad (5)$$

где

K_r - проницаемость пласта в горизонтальном направлении, м²;

h - толщина пласта, м;

P_k - давление на контуре питания, МПа;

P_c - давление на забое скважины, МПа;

T - температура, К;

μ - динамическая вязкость газа, Па·с;

Z - коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р;

a - большая полуось удаленного эллипса, на котором поддерживается постоянное давление P_k , м;

r_{eh} - радиус дренирования горизонтальной скважины, м;

L - длина скважины, м;

r_w - радиус скважины, м;

β - коэффициент анизотропии; б/р

K_B - проницаемость по вертикали; м²

φ_k - псевдодавление на контуре питания, МПа;

φ_c - псевдодавление на забое скважины, МПа

Численно-аналитическое решение

Предлагаемый авторами метод состоит из двух математических уравнений, уравнения движения газа, и уравнения притока газа из пласта, которые дополняются уравнением сохранения импульса и уравнением состояния. Уравнение притока, описывает распределение функции Лейбензона в пласте, которое позволяет найти значения массовых расходов m_i линий точечных стоков, моделирующих каждый сегмент [8]. Совместное решение этих уравнений позволяет рассчитать потери давления во всех участках траектории, с учетом гидравлического сопротивления на вязкое трение в горизонтальном стволе.

Алгоритм расчета

Алгоритм расчета профиля притока к стволу горизонтальной газовой скважины следующий:

1. Определить массовый расход (M_j) в стволе для каждого из сегментов (j -го):

$$M_j = \sum_{i=1}^j m_i \quad (6)$$

2. Рассчитать распределение давления вдоль сегментов газовой скважины:

$$P_H^2 e^{-bc} - P_K^2 = \frac{\lambda M^2 z R T L}{F^2 D} \cdot \frac{1 - e^{-bc}}{b} \quad (7)$$

где

P_H - давление на контуре питания, Па;

P_K - забойное давление, Па;

M - массовый расход газа, кг/с;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления участка ствола, б/р;

z - коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р;

R - универсальная газовая постоянная, Дж/(кг·К);

T - температура потока газа, К;

L - длина рассматриваемого участка ствола, м;

b - коэффициент, учитывающий геометрию ствола, б/р;

c - коэффициент, учитывающий изменение скорости газа, б/р;

F - площадь поперечного сечения ствола, м²;

D - внутренний диаметр ствола, м.

3. Найти распределение плотности и скорости газа и вычислить гидравлическое сопротивление для каждой части траектории. По данным работы [4] в пологом стволе скважины возникают гидравлические потери на местные сопротивления.

4. Найти депрессию для функции Лейбензона для каждого сегмента с использованием теории потенциала точечного стока [9]. Для точечных стоков, работающих в газовом пласте и моделирующих приток к сегментам ствола скважины, получена система уравнений:

$$\Delta F_j = \sum_{i=1}^N m_i S_{ij}$$

$$S_{ij} = -\frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\begin{aligned} &\left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_z(z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} + \\ &+ \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_z(z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ &-0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j + x_k)^2 + \chi_h(y_j + y_k)^2 + \chi_z(z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ &-0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j + x_k)^2 + \chi_h(y_j + y_k)^2 + \chi_z(z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ &-0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j + x_k)^2 + \chi_h(y_j - y_k)^2 + \chi_z(z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ &-0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j + x_k)^2 + \chi_h(y_j - y_k)^2 + \chi_z(z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} \end{aligned} \right) \quad j = 1 \div N \quad (8)$$

где

$\Delta F_j = (F_{пл} - F_3)_j$ - разность функций Лейбензона для пластового и забойного давлений для j-го отверстия, кг·Па/м³;

m_i - массовый дебит i-го отверстия, кг/с;

x_j и z_j - координаты точек, в которых определяется функция Лейбензона, м;

x_i и z_i - координаты сегментов скважин, м;

h - толщина пласта, м;

$k_{eq} = \sqrt{k_h \cdot k_z}$ - эквивалентная проницаемость пласта (по М. Маскету), б/р;

k_h - проницаемость пласта по горизонтали, м²;

k_z - проницаемость пласта по вертикали, м²;

$\chi_h = \sqrt{k_{eq}/k_h}$ и $\chi_z = \sqrt{k_{eq}/k_z}$ - анизотропия по горизонтали и вертикали, соответственно, б/р;

N - число сегментов, ед.;

$x_k = y_k$ - расстояние до контура питания, м.

6. Вычислить новые значения массовых расходов сегментов m_i вдоль ствола путем совместного решения уравнений (7) и (8).

7. Сравнить значения начального распределения массовых расходов m_i^0 и вычисленного m_i . $\max |m_i - m_i^0| > \varepsilon$, если необходимая точность решения не достигнута, возвращение ко второму шагу и повторение всех шагов алгоритма с новыми значениями распределения массовых расходов m_i .

Исходные параметры ствола скважины и фильтрационно-емкостные свойства пласта для проведения расчетов по предлагаемой методике представлены в табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные для исследуемого сценария

Параметр	Значение
Пластовое давление, МПа	28
Забойное давление, МПа	27
Проницаемость по горизонтали, м ²	5.278e-13
Проницаемость по вертикали, м ²	5.278e-14
Пористость, %	23
Эффективная толщина пласта (h), м	21
Вязкость (при среднем арифметическом давлении), Па·с	0,0000382
Z (при среднем арифметическом давлении), б/р	0,883
Температура, К	300
Внутренний диаметр, мм	0,088
Длина сегмента скважины, м	20
Длина ствола, м	200

Результаты вычислительного эксперимента

Рассмотрены результаты расчёта профиля притока к траектории ствола газовой скважины с горизонтальным окончанием, рассчитанные по предложенному авторами численно-аналитическому решению и формулам S.D. Joshi (квадраты давлений и псевдодавление). С целью сравнения

также создана газовая скважина с горизонтальным окончанием на глубине 2000 м, мощностью пласта 21 м в программном комплексе tNavigator. Задано количество ячеек расчетной сетки в направлениях X – 448, Y – 289, Z – 214, и общее количество активных блоков – 517677. Значение проницаемости принято в направлениях X и Z равно $5,278 \times 10^{-13}$ и $5,278 \times 10^{-14} \text{ м}^2$ соответственно. Для задания свойств пластового газа установлены необходимые компонентный состав, вязкость, коэффициент сверхжимаемости газа и таблицы относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и кривых капиллярного давления (ККД) в системе «газ-вода». На рис. 4 показан 3Д вид горизонтальной скважины при вскрытии продуктивного газового пласта. Сводная таблица по полученным результатам расчетов приведена в табл. 2.

Таблица 2

Сравнение расчетных дебитов

Формула	ГС Joshi (квадраты давлений)	ГС Joshi (псевдо-давление)	Численно-аналитическая модель авторов	Численная модель tNavigator
Дебит газа, тыс.м ³ /сут	3500	3516	3001	3576

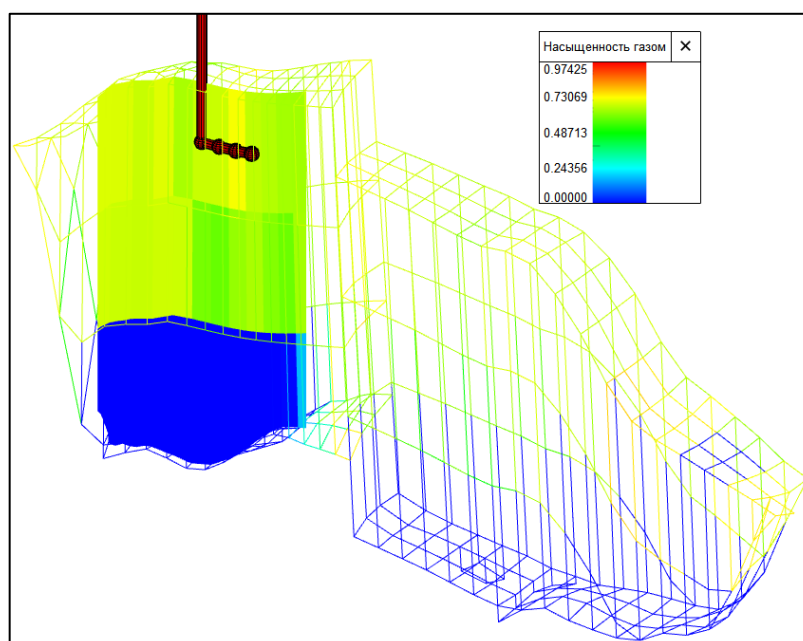


Рис. 4. 3Д модель газовой скважины с горизонтальной траекторией ствола в программном комплексе tNavigator

Выводы

Авторами предложен комплексный метод, позволяющий рассчитать дебит горизонтальной газовой скважины с учётом гидравлических сопротивлений вдоль траектории ствола скважины, её длины и типа заканчивания. Также проведена оценка качества предлагаемой численно-аналитической модели путем сравнения расчетных дебитов с формулами S.D. Joshi и программным комплексом tNavigator, расхождение не превышает 15-17%. Полученные результаты показывают применимость предложенного метода для проведения экспресс-оценки продуктивности скважины с горизонтальным окончанием.

Список литературы

1. Yula Tang. Optimization of horizontal well competition. Ph.D. dissertation. University of Tulsa. 2001. pp. 57.
2. Сохошко, С.К. Моделирование работы пологой нефтяной скважины в слоистом пласте / С.К. Сохошко, Ж.М. Колев, Н.В. Назарова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 3(105). – С. 72-77. – EDN SGXDQX.
3. Elizabeth G. Anklam. Horizontal well productivity and wellbore pressure behavior incorporating wellbore hydraulics. Ph.D. dissertation. Norman, Oklahoma. 2001.
4. Сохошко, С.К. Профиль притока к пологому стволу газовой скважины на стационарном режиме/ С.К. Сохошко // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2016. – № 5. – С. 26–29.
5. S.K. Sokhoshko and M.A. Rojas-Mikheeva. Features of Gas Inflow into the Slanted Gas Wells. European Association of Geoscientists & Engineers. Conference Proceedings, Horizontal Wells 2019 Challenges and Opportunities, May 2019, Volume 2019, p. 1 – 5.
6. 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.
7. Almuraikhi, Abdullah A., "Productivity Index of Horizontal Gas Well" (2017). Graduate Theses, Dissertations, and Problem Reports. 5081.
8. С.Ф. Мулявин. Численно-аналитическая модель для расчета производительности нефтяной скважины сложной геометрии / С.Ф. Мулявин, Ж.М. Колев, Т.В. Рогозина [и др.] // Естественные и технические науки. – 2021. – № 11(162). – С. 255-259. – EDN MZCCRT.
9. Лейбензон Л.С. Собрание трудов: В 4 т.: М.: Изд-во АН СССР, 1951-1955: Т. 2. Подземная гидрогазодинамика. 1953. 544 с.

References

1. Yula Tang. Optimization of horizontal well competition. Ph.D. dissertation. University of Tulsa. 2001. pp. 57. (in English)
2. S.K. Sokhoshko. Profi l' pritoka k pologoy skvazhine [Modeling operation of a slanted oil well in a layered formation] / S.K. Sokhoshko, J.M. Kolev, N.V. Nazarova // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz [News of higher educational institutions. Oil and gas], 2014. – № 3(105). – 72-77 p. – EDN SGXDQX. (in Russian)
3. Elizabeth G. Anklam. Horizontal well productivity and wellbore pressure behavior incorporating wellbore hydraulics. Ph.D. dissertation. Norman, Oklahoma. 2001. (in English)
4. S.K. Sokhoshko. Profi l' pritoka k pologomu stvolu gazovoy skvazhiny na statsionarnom rezhime [Inflow profile to a flat-bottomed gas well in a steady state] / S.K. Sokhoshko // Neftepromyslovoedelo. – M.: OAO "VNIOENG" [Oil field business. - M.: JSC "VNIO-ENG"], 2016. – № 5. – 26–29 p. (in Russian)
5. S.K. Sokhoshko and M.A. Rojas-Mikheeva. Features of Gas Inflow into the Slanted Gas Wells. European Association of Geoscientists & Engineers. Conference Proceedings, Horizontal Wells 2019 Challenges and Opportunities, May 2019, Volume 2019, p. 1 – 5. (in English)
6. 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. (in English)
7. Almuraikhi, Abdullah A., "Productivity Index of Horizontal Gas Well" (2017). Graduate Theses, Dissertations, and Problem Reports. 5081. (in English)
8. S.F. Mulyavin. Chislenno-analiticheskaya model' dlya rascheta proizvoditel'nosti neftyanoy skvazhiny slozhnoy geometrii [Numerical and analytical model for calculating the productivity of an oil well with complex geometry] / S.F. Mulyavin, Zh.M. Kolev, T.V. Rogozina [et al.] / S.F. Mulyavin, Zh.M. Kolev, T.V. Rogozina [i dr.] // Yestestvennyye i tekhnicheskiye nauki [Natural and technical sciences], 2021. – No. 11 (162). – 255-259 p. – EDN MZCCRT. (in Russian)
9. Leybenzon L.S. Sobraniye trudov: V 4 t. [Collection of works]: M.: Izd-vo AN SSSR [Publishing House of the USSR Academy of Sciences], 1951-1955: T. 2. Podzemnaya gidrogazodinamika [Subsurface fluid dynamics]. 1953. 544 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Рохас Мария Александра, аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38
E-mail: ale.rojas.mikheeva@gmail.com

Сохошко Сергей Константинович, доктор технических наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38
E-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru

Марегатти Альварес Мигель Анхель, кандидат технических наук, главный специалист Управления геологии и разработки новых и зарубежных проектов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: m_maregattialvares2@tnnc.rosneft.ru

Ибрагимова Алина Руслановна, специалист Управления геологии и разработки новых и зарубежных проектов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: AR_Ibragimova@tnnc.rosneft.ru

Authors

M-A. Rojas, Ph.D. fellow at the Faculty of Oil and Gas Fields Development, Tyumen Industrial University
38, Volodarskogo Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: ale.rojas.mikheeva@gmail.com

S.K. Sokhoshko, Doctor of Science in Engineering, Professor of Oil and Gas Field Development Faculty, Tyumen Industrial University
38, Volodarskogo Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru

M-A. Maregatti Alvarez, Ph.D., Senior Specialist of the Department of Geology and Development of New and Foreign Projects, Tyumen Petroleum Research Center LLC
79/1, Osipenko Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: m_maregattialvares2@tnnc.rosneft.ru

A.R. Ibragimova, Specialist of the Department of Geology and Development of New and Foreign Projects, Tyumen Petroleum Research Center LLC
79/1, Osipenko Str., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: AR_Ibragimova@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 09.06.2025
Принята к публикации 16.09.2025
Опубликована 30.09.2025