



УДК 622.276

**АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ АНАЛИТИЧЕСКИХ ФОРМУЛ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
РАЗЛИЧНОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ**

**ANALYSIS OF APPLICABILITY OF ANALYTICAL FORMULAS
OF DETERMINING THE DEBIT OF HORIZONTAL WELLS
OF VARIOUS PROTECTION**

Шубин Илья Георгиевич

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
madarasig19rus@gmail.com

Малышев Виктор Леонидович

кандидат физико-математических наук,
доцент кафедры разработка и эксплуатация
газовых и нефтегазоконденсатных месторождений,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
victor.l.malyshev@gmail.com

Аннотация. В данной научной статье представлен анализ применимости аналитических формул определения дебитов горизонтальных скважин различной протяженности.

Ключевые слова: выбор систем разработки, горизонтальные скважины.

Choubin Ilya Georgiyevich

Graduate Student,
Ufa state petroleum technological university
madarasig19rus@gmail.com

Malyshev Victor Leonidovich

Candidate of Physical
and Mathematical Sciences,
Associate professor of department
Development and exploitation of gas
and oil and gas condensate fields,
Ufa state petroleum technological university
victor.l.malyshev@gmail.com

Annotation. This article presents an analysis of the applicability of analytical formulas for the determination of horizontal well rates of various lengths.

Keywords: development system selection, horizontal wells.

На сегодняшний день большинство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений обусловлено трудноизвлекаемыми запасами. Для повышения выработки трудноизвлекаемых запасов горизонтальные скважины применяются все чаще, нежели вертикальные [1]. Горизонтальные скважины позволяют увеличить ее производительности при любых емкостных и фильтрационных свойствах продуктивных пластов за счет увеличения поверхности контакта с коллектором. Существуют различные методики расчета производительности горизонтальных скважин [2, 3, 4, 5]. Однако, применение разработанных методик часто расходится с практическими результатами. Поэтому, в представленной работе рассмотрен вопрос о применимости различных методик расчета дебитов горизонтальных скважин с результатами гидродинамического моделирования, а также определена погрешность методов для различной протяженности ствола скважины.

Методы вычисления дебитов горизонтальных стволов

Существуют различные методы определения производительности горизонтальных нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. В большинстве случаев данные, полученные при теоретических расчетах, практически неприемлемы в реальных условиях. На сегодняшний день нет регламентированных методов определения производительности горизонтальных скважин, не полностью вскрывших фрагменты полосообразной и секторной формы. Для определения дебитов горизонтальных скважин предложено значительное число методик определения их продуктивности, например:

1. Метод F.M. Giger, который допускает, что зона, дренируемая горизонтальной скважиной по площади, имеет форму эллипсоида:

$$Q_H = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \ln \left[\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_k}\right)^2}}{\frac{L}{2R_k}} + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_c} \right) \right]} \tag{1}$$



2. Метод Ю.П. Борисова, который допускает, что зона, дренируемая горизонтальной скважиной, имеет форму круга [2]:

$$Q_H = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{4R_k}{L} \right) + \frac{h}{L} \cdot \ln \left(\frac{h}{2\pi R_c} \right) \right]} \quad (2)$$

3. Метод S.D. Joshi, который допускает, что зона, дренируемая горизонтальной скважиной по площади, имеет форму эллипсоида [3]:

$$Q_H = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \ln \left[\frac{A + \sqrt{A^2 - \left(\frac{L}{2R_k} \right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \ln \cdot \frac{h}{2R_c} \right]} \quad (3)$$

$$A = \left(\frac{L}{2} \right) \cdot \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot R_k}{L} \right)^4} \right]^{0,5} \quad (4)$$

где $\chi = 2A/L$ – для эллипсоидной площади дренажа; L – длина горизонтальной скважины, м; R_k – радиус кругового контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; h – эффективная толщина пласта, м; A – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости, м; k – проницаемость пласта, м²; ΔP – перепад давления между границей контура питания и стенкой скважины, Па; μ – вязкость пластового флюида, Па·с.

Вышеперечисленные формулы предполагают следующие допущения: стационарный режим фильтрации, горизонтальный ствол размещен симметрично по толщине, однако отличаются эти способы геометрией зоны дренирования. Сравнение предложенных методов в работе [6], говорит о том, что хотя формулы и отличаются друг от друга, определенные дебиты оказались довольно близкими, разница между ними заключается исключительно с принятой геометрией зоны дренирования. Для данных формул и принятых форм зоны дренирования лимитация на длину горизонтального ствола не вводится. Во всех способах, при полном вскрытии принятой зоны дренирования горизонтальным стволом величина забойного и контурного давлений совпадают, что делает полученные расчётные формулы для определения дебита нефти неустойчивыми. Это обозначает, что множество из предложенных формул становится неприемлемыми в областях длин горизонтального ствола, близких к параметрам контура питания.

В современных работах существуют новые методики расчета дебита для горизонтальных стволов, одна из них представлена в статье [5]. В данной работе, получен расчет производительности горизонтальных скважин, позволяющий выполнять оценку дебитов ГС, как в оптимальной геометрии, так и в произвольной конфигурации сетки скважин.

$$Q_H = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \ln \cdot \left(\frac{4A}{\gamma_1 C_A L^2} \right) + \frac{h^*}{L} \cdot \ln \cdot \frac{h^*}{2\pi r'_w \sin \frac{\pi h_p}{h}} \right)} \quad (5)$$

где $h^* = h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$, $r'_w = 0,5r_w \left(1 + \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right)$, h_p – расстояние от скважины до кровли пласта, м; C_A – форм-фактор; $\gamma_1 = e^\gamma \approx 1,781$; γ – постоянная Эйлера; A – площадь, приходящаяся на одну скважину, м²; $\frac{k_h}{k_v}$ – отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной; B – объемный фактор.

Основной задачей является расчет дебита жидкости горизонтальных скважин и исследование факторов, оказывающих влияние на скважины при установившемся режиме фильтрации. Проведем анализ применимости предложенных методов для определения дебита горизонтальных скважин.



Для сравнения результатов, рассмотрим следующие исходные данные: радиус горизонтального ствола составляет 0,078 м. Пласт эффективной толщиной 10 м и проницаемостью $5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Площадь составляет 500000 м², на одну скважину длиной 1000 м. Забойное давление добывающих скважин – 10 МПа, нагнетательных – 30 МПа. Отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной – 10, скин-фактор – 0, вязкость нефти – 12 мПа·с, объемный фактор – 1,24.

Современное определение дебитов преимущественно опирается на результаты гидродинамического моделирования. В нефтедобывающей отрасли роль гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений значительно выросла за последние два десятилетия. На сегодняшний день моделирование является инструментом, позволяющим просчитать различные сценарии разработки и выбрать наиболее эффективный вариант. Поэтому сопоставление аналитических расчетов по предложенным формулам (1)–(5) будет проводиться с гидродинамическим симулятором ROXAR Tempest More. Для создания корректных условий сравнения использовалась рядная система разработки, представленная на рисунке 1.

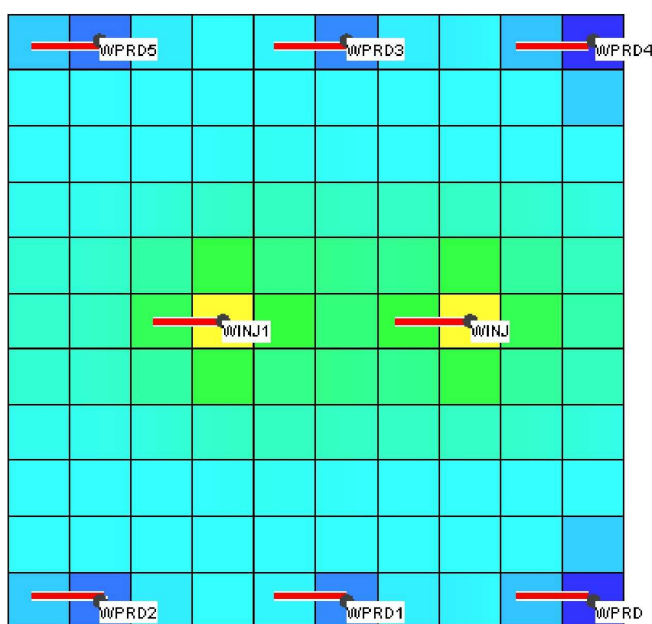


Рисунок 1 – Рядная система разработки горизонтальными скважинами

На рисунке 2 в результате подстановки исходных данных, получен стационарный дебит горизонтальных скважин в Tempest More. Время расчета 1 год.

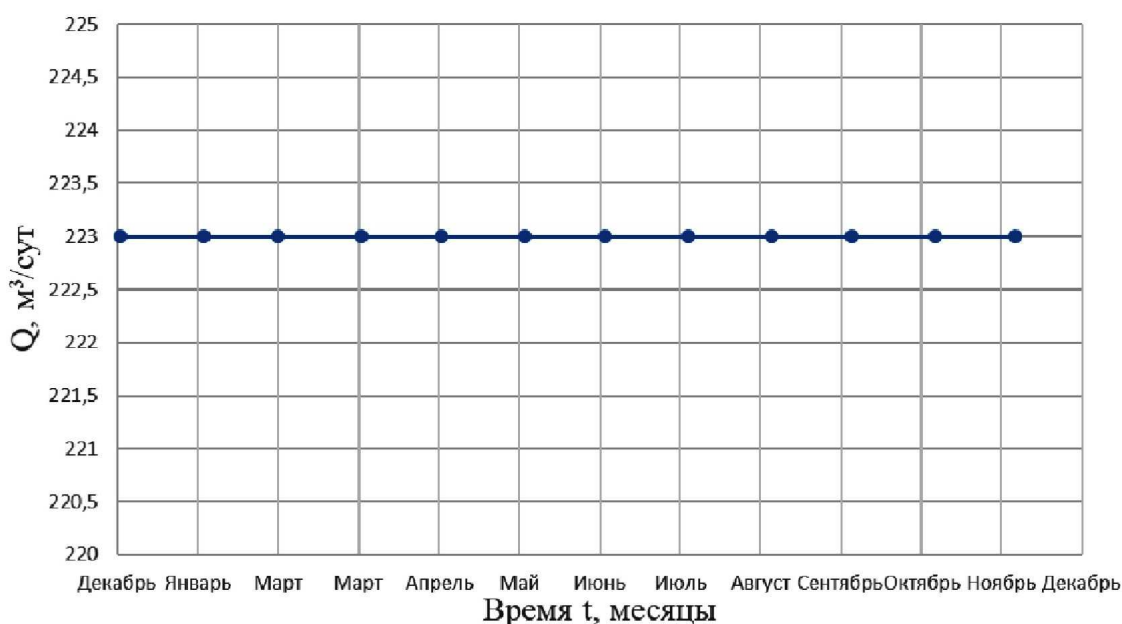


Рисунок 2 – Дебит горизонтальных скважин, за 1 год эксплуатации



Результаты расчета дебита жидкости различными методами приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета дебита жидкости

Метод	Дебит, м ³ /сут.
Tempest More	223
Борисова	31,25
Джоши	30,06
Джиггера	749,5
Формула (5)	239

Проведем исследование влияния длины ствола на изменение дебита.

Таблица 2 – Влияние длины ствола на изменение дебита

Метод	Изменение дебита от длины ствола, м ³ /сут.				
	50 м	250 м	500 м	750 м	1000 м
Tempest More	18,6	59,6	95,4	133,78	223
F.M.Giger	5,268	10,351	16,414	27,056	749,537
Ю.П. Борисова	5,267	10,279	15,628	22,142	31,256
S.D. Joshi	5,267	10,275	15,607	21,935	30,064
Формула (5)	31,32	73,68	116,57	167,86	239,19

На рисунке 3, изображен график погрешностей вышеперечисленных методик от длины ствола.

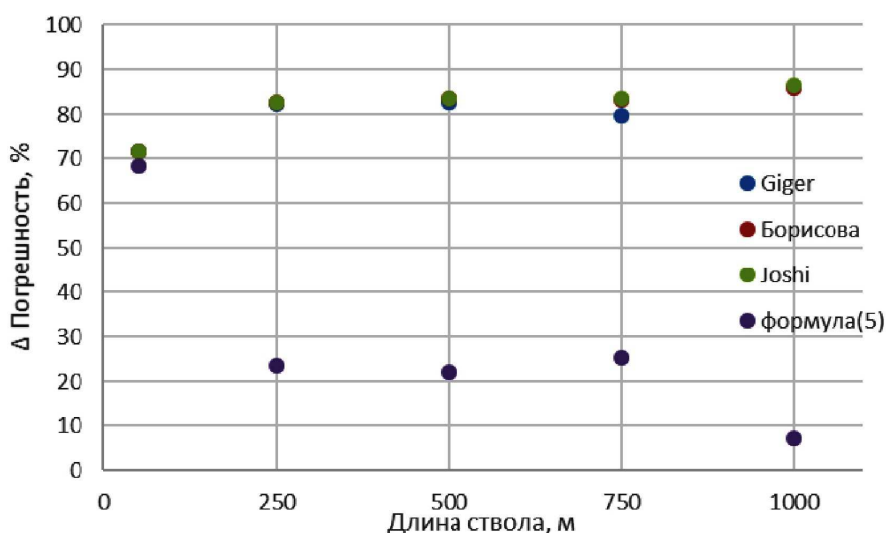


Рисунок 3 – Зависимость погрешности от длины ствола

Анализируя полученные данные из таблицы 2 и рисунка 3, можно заметить аномальную динамику увеличения дебита в методике Giger. Он показал значительную разницу при увеличении длины горизонтального ствола. При изменении длины горизонтального ствола более 750 м, а также уменьшении радиуса контура менее 650 м дебит стремится к бесконечности. Из этого можно сделать вывод, что данный способ годится для расчета при изменении длины не более 750 м. Хорошо согласуются результаты методов Борисова и Joshi, при изменении длины до 750 м. Полученные значения погрешностей на графике говорят нам о том, что методики Борисова и Joshi при увеличении длины ствола, так же увеличиваются. В свою очередь, формула (5), хорошо согласуется с результатами гидродинамического моделирования и показывает удовлетворительную динамику погрешностей по сравнению с другими методами определения производительности горизонтальных скважин.

Литература:

1. Шарф И.В., Борзенкова Д.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2–16. – С. 3593–3597.



2. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных и газовых месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М. : Недра. – 1964. – 320 с.
3. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // SPE 15375. – 1988. – V. 40. – N 6. – P. 768–869.
4. Renard G., Dupuy J.M. Formation damage effects on horizontalwell flow efficiency. – 1991. – Vol. 7. – P. 768–869.
5. Хасанов М.М., Мельчаева О.Ю., Рощектаев А.П., Ушмаев О.С. Стационарный дебит горизонтальных скважин в рядных системах разработки // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 48–51.
6. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кравцовское Д-6 // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. – 2015. – № 3. – С. 81–99.

References:

1. Scarf I.V., Borzenkov D.N. Hardly removable reserves of oil: concept, classification approaches and stimulation of development // Basic researches. – 2015. – No. 2–16. – P. 3593–3597.
2. Borisov Yu.P., Pilatovsky V.P., Tabakov V.P. Development of oil and gas fields by horizontal and multibottom-hole wells. – М. : Nedra. – 1964. – 320 p.
3. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // SPE 15375. – 1988. – V. 40. – N 6. – P. 768–869.
4. Renard G., Dupuy J.M. Formation damage effects on horizontalwell flow efficiency. – 1991. – Vol. 7. – P. 768–869.
5. Chasanoff M.M., Melchayeva O.Yu., Roshchektayev A.P., Ushmayev O.S. A stationary output of horizontal wells in the line systems of development // Oil economy. – 2015. – No. 1. – P. 48–51.
6. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Definition of influence of geological and technology factors on productivity of horizontal wells on the example of the sea Kravtsovskoye oil field D-6 // Branch scientific and applied researches: Sciences about the earth. – 2015. – No. 3. – P. 81–99.