



УДК 622.276.001

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА РАСЧЕТА ДЕБИТОВ НЕФТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

JUSTIFICATION OF THE METHOD OF CALCULATING OIL FLOW RATES OF HORIZONTAL WELLS OF AN OIL FIELD

Брылкин Никита Сергеевич

студент, магистр,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
brylkinn@gmail.com

Мугатабарова Альбина Акрамовна

Кандидат технических наук, доцент,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Аннотация. В данной статье представлен обзор основных методик расчета дебита горизонтальных скважин. Проведены расчеты дебитов скважины на примере нефтяного месторождения и сопоставление с фактическими данными.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, дебит нефти, методики, разработка месторождений.

Brylkin Nikita Sergeevich

Master's Student,
Ufa State Petroleum Technical University
brylkinn@gmail.com

Mugatabarova Albina Akramovna

Candidate of sciences, Associate Professor,
Ufa State Petroleum Technical University

Annotation. This article provides an overview of the main methods for calculating the flow rate of horizontal wells. Calculations of well flow rates on the example of an oil field and comparison with actual data were carried out.

Keywords: horizontal well, oil flow rate, methods, development fields.

Горизонтальная скважина (ГС) – это скважина конечной длины, ось которой проходит между кровлей и подошвой пласта с углом наклона 80–100° относительно вертикали. ГС особенно эффективны при разработке трещиноватых коллекторов горизонтальной проницаемостью; при освоении залежей углеводородного сырья ограниченной площадью для установки бурового оборудования; для повышения нефтеотдачи пластов при доразработке месторождений на поздней стадии эксплуатации; при разработке продуктивных коллекторов в условиях интенсивного образования газового и водного конусов; локальных залежей углеводородного вещества и др. [1].

Однако возникает проблема с прогнозированием добычи нефти ГС. Течение жидкости к ГС сильно отличается от притока к вертикальной скважине. Если для вертикальной скважины при увеличении толщины продуктивного пласта, дебит также увеличивается, то с ГС ситуация иная. Для ГС поток происходит и в вертикальном и горизонтальном направлениях. А, как известно, значения проницаемости горных пород в горизонтальном и вертикальном направлении обычно отличаются. В литературе не приводится точного аналитического решения для определения дебита, но есть приближенные формулы для расчета, выведенные различными авторами. Цель работы заключается в изучении методов определения дебитов горизонтальных скважин и выборе наиболее достоверного из них на примере нефтяного месторождения 1.

Рассмотрим пять основных методик для определения производительности горизонтальных нефтяных скважин. Эти методики имеют следующие условия: стационарный режим фильтрации, пласт однородный и горизонтальный участок ствола скважины располагается симметрично по толщине, но отличие их в принятии геометрии зон дренирования.

1. **Метод Ю.П. Борисова**, который предполагает, что зона дренирования имеет форму круга [1]:

$$Q_H = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot B \cdot \left[\ln\left(\frac{4 \cdot R_k}{L}\right) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2 \cdot r_c}\right) \right]} \tag{1}$$

2. **Метод S.D. Joshi** предполагает, что зона дренирования имеет форму эллипсоида [2]:

$$Q_H = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot B \cdot \left[\ln\left(\frac{A + \sqrt{A^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2 \cdot r_c}\right) \right]} \tag{2}$$

где $A = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot R_k}{L}\right)^4}}$.



3. **Метод F.M. Giger**, в котором, как и по Joshi, форма зоны дренирования принимается за эллипсоид [3]:

$$Q_H = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot B \cdot \left[\frac{L}{h} \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_K} \right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_K}} \right) + \ln \frac{h}{2 \cdot r_c} \right]} \quad (3)$$

4. **Метод G.I. Renard, J.M. Dupuy**, который допускает, как по Joshi и Giger, что зона дренирования имеет форму эллипсоида [4–5]:

$$Q_H = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot B \cdot \left(\text{Arch}(X) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c} \right) \right)}, \quad (4)$$

где $X = \frac{2 \cdot A}{L}, A = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot R_K}{L} \right)^4}}$.

5. **Метод 3.С. Алиева, В.В. Шеремета**, который допускает, что зона дренирования имеет форму полосообразного пласта, полностью вскрытого горизонтальным стволом:

$$Q_H = \frac{2 \cdot k \cdot L \cdot \Delta P}{\mu \cdot B \cdot \left[\left(1 + \frac{2 \cdot r_c}{h - 2 \cdot r_c} \ln \left(\frac{2 \cdot r_c}{h} \right) \right) + \frac{R_K - (h - 2 \cdot r_c)}{2 \cdot h} \right]}, \quad (5)$$

где k – коэффициент проницаемости, m^2 ; h – эффективная толщина пласта, m ; $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$ – депрессия на пласт, $Па$; μ – вязкость нефти, $Па \cdot c$; L – длина горизонтального ствола, m ; R_K – радиус контура питания, m ; r_c – радиус скважины, m ; B – объемный коэффициент нефти, д. ед.

На примере горизонтальной скважины нефтяного месторождения 1 проведём анализ применимости расчетных формул дебита нефти. В таблице 1 приведены физические характеристики пласта, свойства нефти и технологические параметры скважины, взятые в качестве исходных данных для расчета.

Таблица 1 – Исходные данные

Параметры	Значения
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5
Коэффициент пористости, д. ед.	0,185
Пластовое давление, МПа	2,613
Забойное давление, МПа	2,3
Коэффициент проницаемости, мкм ²	0,051
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	2,05
Вязкость нефти, МПа·с	0,57
Плотность нефти, $\frac{кг}{м^3}$	831
Радиус контура питания, м	250
Длина горизонтального участка, м	280
Радиус скважины, м	0,108

За средний дебит горизонтальной скважины принята величина $140 м^3/сут$. Рассчитаем по выше-приведенным методикам производительность скважины и сведем результаты вычислений в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов дебитов ГС

Параметр / Методика	Ю.П. Борисова	S.D. Joshi	F.M. Giger	G.I. Renard, J.M. Dupuy	3.С. Алиева, В.В. Шеремета
$Q_H, м^3/сут$	198,668	200,394	215,826	200,394	183,466

При сопоставлении фактического и рассчитанных по 5-ти методикам значений дебита получено, что результаты по всем формулам превышают фактический дебит ГС. Наиболее близкая величина расчета дебита ГС получена по методике 3.С. Алиева и В.В. Шеремета. Поэтому для прогноза дебитов нефти планируемых для бурения горизонтальных скважин нефтяного месторождения 1 рекомендуется применять методику 3.С. Алиева и В.В. Шеремета.

**Литература:**

1. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю.П. Борисов [и др.]. – М. : Недра, 1964.
2. Joshi S.D. Horizontal well technology // Ph. D. Joshi Technologies International, Inc. – Tulsa, OK, U.S.A., 1990.
3. Karcher B.J., Giger F.M., Cobe J. Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior // SPE 15430. – 1986.
4. Rehard G.I., Dupug J.M. Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells // SPE 19414. – 1990.
5. Ханнанов А.Д., Мугатабарова А.А. Выбор методики расчета дебитов нефти горизонтальных скважин Ромашкинского месторождения // Рассохинские чтения, 03-04 февраля 2022. – Т. 2.

References:

1. Development of oil fields by horizontal and multi-hole wells/ Yu.P. Borisov [et al.]. – M. : Nedra, 1964.
2. Joshi S.D. Horizontal well technology // Ph. D. Joshi Technologies International, Inc. – Tulsa, OK, U.S.A., 1990.
3. Karcher B.J., Giger F.M., Cobe J. Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior // SPE 15430. – 1986.
4. Rehard G.I., Dupug J.M. Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells // SPE 19414. – 1990.
5. Khannanov A.D., Mugatabarova A.A. Choice of Method for Calculating Oil Rates of Horizontal Wells at the Romashkinskoye Field // Rassokhinskiye chteniya. – 2022. – Vol. 2.