

*Зомарева Е.В.,*

*студентка магистратуры*

*2 курс, кафедра «Разработка нефтяных и газовых месторождений»*

*Тюменский индустриальный университет*

*Россия, г. Тюмень*

*Научный руководитель: Стрекалов А.В.,*

*Доктор технических наук, профессор кафедры РиЭНГМ*

## **СРАВНЕНИЕ ДЕБИТОВ ВЕРТИКАЛЬНОЙ, ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ И МНОГОСТВОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ**

***Аннотация:** Статья посвящена сравнению теоретических дебитов вертикальной, горизонтальной и многоствольной горизонтальной скважины методами расчета по формулам: Дюпюи, Борисова, Joshi, методу Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П. и методу Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. Задачей исследовательской работы является определение и сравнение оптимального дебита вертикальной, горизонтальной и многоствольной скважины при различных значениях длины горизонтального окончания ствола.*

***Ключевые слова:** Дюпюи, сравнение, проницаемость, дебит, горизонтальный ствол, многоствольная скважина, длина горизонтального окончания.*

***Annotation:** The article is devoted to the comparison of theoretical flow rates of a vertical, horizontal and multilateral horizontal well by calculation methods according to the formulas: Dupuy, Borisov, Joshi, Yu.P. Borisov method, V.P. Pilatovsky, V.P. Tabakov and the method of Griguletsky V.G. and Nikitin B.A. The task of the research work is to determine and compare the optimal flow rate of a vertical, horizontal and multilateral well for different values of the length of the horizontal end of the well.*

*Key words: Dupuy, comparison, flow rate, permeability, horizontal wellbore, multilateral well, horizontal end length.*

### **Расчет ожидаемого дебита одиночной горизонтальной скважины**

Решению задач о притоке жидкости к горизонтальным скважинам посвящен ряд теоретических и экспериментальных работ отечественных и зарубежных ученых. Дебиты и накопленная добыча таких скважин, как правило, намного больше соответствующих вертикальных скважин. Однако не всегда эта добыча соответствует расчетным данным, полученным по результатам гидродинамического моделирования или аналитическими методами [3, с. 64]. Несмотря на это, сновной целью являлось определение оптимальных параметров дренирования, по результатам расчета которых недропользователь получает информацию о степени влияния различных геолого-технологических факторов на показатели разработки, в том числе и о продуктивности скважин с горизонтальным окончанием.

Рассмотрим пример расчета входного дебита добывающей скважины в условиях пласта Ю<sub>1</sub> Крайнего месторождения. Для этого определим оптимальную длину горизонтального ствола скважины с помощью расчетов дебита для каждого из значений  $L = 100 \dots 600$  м и сравним с дебитом вертикальной скважины.

Исходные данные для расчётов представлены в таблице 1:

Таблица 1.

**Параметры пласта Ю<sub>1</sub> необходимые для расчета**

| Параметр  | Значение |
|---|----------|
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м    | 1,6      |
| Коэффициент нефтенасыщенная пласта, доли ед       | 0,43     |
| Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> ·мкм <sup>2</sup> | 5,1      |
| Начальное пластовое давление, МПа                 | 40       |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с        | 0,73     |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед.              | 1,233    |

Для определения дебита вертикальной скважины воспользуемся формулой Дюпюи (1), а для суммарного дебита нефти в одиночной горизонтальной скважине формулой Борисова (2) и Joshi (3) [1, с. 56]:

$$Q_v = \frac{2\pi kh * \Delta P}{\mu_n * \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (1)$$

$$Q_g = \frac{2\pi kh}{\mu_n B} * \frac{\Delta P}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} * \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (2)$$

$$Q_g = \frac{2\pi kh}{\mu_n B} * \frac{\Delta P}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} * \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (3)$$

$$a = \frac{L}{2} * \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}}$$

где  $Q_v$  – дебит нефти вертикальной скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$Q_g$  – дебит нефти горизонтальной скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;

$h$  – нефтенасыщенная толщина, м;

$\Delta P$  – депрессия на пласт, Па;

$\mu$  – вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с;

$B$  – объемный коэффициент нефти, д.ед.;

$L$  – длина горизонтальной части ствола скважины, м;

$R_k$  – радиус контура питания скважины, м;

$r_c$  – радиус скважины, м;

$\alpha$  – большая полуось эллипса дренирования, м.

Далее рассмотрим пример расчета для горизонтальной скважины с параметрами (анизотропия пласта не учтена):

$$L = 100 \text{ м};$$

$$R_k = 200 \text{ м};$$

$$r_c = 0,1 \text{ м};$$

$$\Delta P = 5 \text{ МПа}.$$

По формуле Борисова (2):

$$Q_r = \frac{2\pi kh}{\mu_n B} * \frac{\Delta P}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} * \ln \frac{h}{2\pi r_c}} =$$
$$= \frac{2 * 3,14 * 5,1 * 10^{-9} * 1,6}{0,73 * 10^{-3} * 1,233} * \frac{5 * 10^6 * 86400}{\ln \frac{4 * 200}{100} + \frac{1,6}{100} * \ln \frac{1,6}{2 * 3,14 * 0,1}} = 5,87 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Также, для сравнения произведем расчет с помощью формулы Joshi (3):

$$a = \frac{L}{2} * \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}} = \frac{100}{2} * \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 * 200}{100}\right)^4}} = 203,15$$

$$Q_r = \frac{2\pi kh}{\mu_n B} * \frac{\Delta P}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} * \ln \frac{h}{2\pi r_c}} =$$
$$= \frac{2 * 3,14 * 5,1 * 10^{-9} * 1,6}{0,73 * 10^{-3} * 1,233} *$$

$$* \frac{5 * 10^6 * 86400}{\ln \frac{54,06 + \sqrt{54,06^2 - \left(\frac{100}{2}\right)^2}}{\frac{100}{2}} + \frac{1,6}{100} * \ln \frac{1,6}{2 * 3,14 * 0,1}} = 5,87 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Дебит вертикальной скважины рассчитаем по формуле Дюпюи (1):

$$Q_v = \frac{2\pi kh * \Delta P}{\mu_n * \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{2 * 3,14 * 5,1 * 10^{-9} * 1,6 * 5 * 10^6 * 86400}{0,73 * 10^{-3} * \ln \frac{200}{0,1}} = 3,99 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Результаты расчетов дебита скважины по формулам Борисова и Joshi при длине горизонтального участка  $L=100\dots 600$  м представлены в таблице 2.

По полученным данным можно сделать вывод о том, что как формула Борисова так формула S. Joshi работают корректно, но не могут дать точного значения дебита по ряду причин.

В рассмотренном примере прогнозирования дебита ГС приняты следующие допущения:

- 1 – параметр анизотропии опущен;
- 2 – радиус контура питания в расчетах принят на 100 метров больше чем длина горизонтального участка, от которого зависит большая полуось эллипса дренирования дебита и соответственно дебит ГС;
- 3 – депрессия на пласт равна 5 МПа;
- 4 – параметры проницаемости, нефтенасыщенной толщины и вязкости нефти взяты для конкретного пласта, без учета их изменения в пространстве.

**Таблица 2**

**Дебиты скважины, м<sup>3</sup>/сут**

| Метод   | L, м |      |      |      |      |      |
|---------|------|------|------|------|------|------|
|         | 100  | 200  | 300  | 400  | 500  | 600  |
| Борисов | 5,87 | 6,83 | 7,32 | 7,62 | 7,82 | 7,97 |
| Joshi   | 5,87 | 6,83 | 7,32 | 7,62 | 7,82 | 7,96 |

Оптимальной длиной горизонтального участка скважины можно считать  $L = 300$  м, т.к. дальнейшее увеличение длины горизонтального участка не дает значительного прироста дебита скважины.

Расчетный дебит горизонтальной скважины с длиной горизонтального окончания  $L = 300$  м превышает расчетный дебит вертикальной скважины в 1,8 раза.

### **Расчет ожидаемого дебита многоствольной горизонтальной скважины с двумя, тремя и четырьмя горизонтальными стволами**

Рассмотрим пример расчета входного дебита добывающей многозабойной горизонтальной скважины в условиях пласта Ю<sub>1</sub> Крайнего месторождения. Для этого определим оптимальную длину горизонтального ствола скважины с помощью расчетов дебита для каждого из значений  $L = 100 \dots 600$  м и сравним с дебитом горизонтальной скважины.

Определим дебит многоствольной горизонтальной скважины по уравнению Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П. Для этого воспользуемся формулой (4). А также воспользуемся методикой Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. по формуле (5):

$$Q_m = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln R_k - \ln \frac{L * \sin \alpha}{4} + \frac{h}{L * n} * \ln \frac{h * \sin \alpha}{2\pi r_c}} \quad (4)$$

$$\varepsilon = \frac{k * h}{\mu}$$

$$Q_m = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{\beta h}{L * n} * \ln \frac{\beta h}{2\pi r_c}} \quad (5)$$

где  $Q_m$  – дебит нефти многоствольной горизонтальной скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;

$h$  – нефтенасыщенная толщина, м;

$\Delta P$  – депрессия на пласт, Па;

$\mu$  – вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с;

$\beta$  – параметр анизотропии проницаемости пласта, д.ед.;

$L$  – длина горизонтальной части ствола скважины, м;

$R_k$  – радиус контура питания скважины, м;

$r_c$  – радиус скважины, м;

$n$  – количество горизонтальных стволов многоствольной скважины;

$\varepsilon$  – гидропроводность пласта;

$\alpha$  – угол наклона горизонтального ствола относительно вертикальной оси, °.

Далее рассмотрим пример расчета для двуствольной ( $n = 2$ ) горизонтальной скважины с параметрами (анизотропия пласта не учтена):

$$L = 100 \text{ м};$$

$$R_k = 200 \text{ м};$$

$$r_c = 0,1 \text{ м};$$

$$\beta = 1;$$

$$\alpha = 85^\circ;$$

$$\Delta P = 5 \text{ МПа}.$$

По формуле Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П. (4):

$$\varepsilon = \frac{k * h}{\mu} = \frac{5,1 * 10^{-15} * 1,6}{0,73 * 10^{-3}} = 11,18 * 10^{-12}$$
$$Q_m = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln R_k - \ln \frac{L * \sin \alpha}{4} + \frac{h}{L * n} * \ln \frac{h * \sin \alpha}{2\pi r_c}} =$$
$$= \frac{2 * 3,14 * 11,18 * 10^{-12} * 5 * 10^6 * 86400}{\ln 200 - \ln \frac{100 * \sin 85^\circ}{4} + \frac{1,6}{100 * 2} * \ln \frac{1,6 * \sin 85^\circ}{2 * 3,14 * 0,1}} = 14,51 \text{ м}^3/\text{сут}$$

По формуле Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. (5):

$$Q_m = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{\beta h}{L * n} * \ln \frac{\beta h}{2\pi r_c}} =$$
$$= \frac{2 * 3,14 * 11,18 * 10^{-12} * 5 * 10^6 * 86400}{\ln \frac{4 * 200}{100} + \frac{1 * 1,6}{100 * 2} * \ln \frac{1 * 1,6}{2 * 3,14 * 0,1}} = 14,53 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Результаты расчетов дебита скважины по формулам Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П., а также Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. при длине горизонтального участка  $L = 100 \dots 600$  м представлены в таблице 3:

Таблица 3

Дебиты скважины, м<sup>3</sup>/сут

| Метод | L, м  |       |       |       |       |       |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|       | 100   | 200   | 300   | 400   | 500   | 600   |
| 1     | 14,51 | 16,85 | 18,05 | 18,78 | 19,27 | 19,62 |
| 2     | 14,53 | 16,89 | 18,09 | 18,82 | 19,31 | 19,67 |

На основе данных расчетов можно сделать вывод, что оптимальной длиной горизонтального окончания скважины для каждого из стволов является  $L = 500$  м, по аналогии с одноствольной горизонтальной скважиной. Дебит многоствольной горизонтальной скважины превышает дебит одноствольной в 2,6 раза, а вертикальной в 4,8 раза.

По уравнению Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П. и Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. аналогично предыдущему этапу, произведем расчет для скважин с тремя и четырьмя горизонтальными стволами. Результаты расчетов представлены в таблице 4:

Таблица 4

Дебиты скважины, м<sup>3</sup>/сут

| n | Метод | L, м  |       |       |       |       |       |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|   |       | 100   | 200   | 300   | 400   | 500   | 600   |
| 3 | 1     | 14,52 | 16,87 | 18,06 | 18,78 | 19,27 | 19,63 |
|   | 2     | 14,55 | 16,90 | 18,10 | 18,83 | 19,32 | 19,68 |
| 4 | 1     | 14,53 | 16,87 | 18,06 | 18,79 | 19,28 | 19,63 |
|   | 2     | 14,56 | 16,91 | 18,10 | 18,83 | 19,32 | 19,68 |

Анализируя данные расчетов можно сделать вывод, что увеличение числа горизонтальных стволов не дает кратного увеличения значения расчётного дебита, и, поэтому не является целесообразным.

Подводя итог всем произведённым расчетам, можно сказать, что наиболее продуктивной является скважина с двумя горизонтальными стволами – ее дебит превышает дебит одноствольной в 2,6 раза, а вертикальной в 4,8 раза.

### **ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ**

1. Бердин, Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин [Текст] / Т. Г. Бердин. – М.: Недра, 2001. – 187 с.

2. Кочетков, Л.М. Методы интенсификации процессов выработки остаточных запасов нефти [Текст] / Л.М. Кочетков. – Сургут: РИИЦ «Нефть приобья», 2005. – 112 с.

3. Стрекалов, А.В. Обоснование показателей гидроразрыва пласта для горизонтальных скважин / А.В. Стрекалов, А.С. Ушаков, М.С. Королев // Территория нефтегаз. – 2010. – №5. – С. 64-66.