

*Миглей Анна Валерьевна*

студентка

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

г. Тюмень, Тюменская область

практикант

ООО «ГеоПрайм»

г. Тюмень, Тюменская область

## **РАСЧЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

*Аннотация:* в статье речь идет о системах разработки со строительством боковых горизонтальных стволов скважин (БГС), которые в последние годы все больше стали применяться в нефтедобыче. По мнению автора, это является перспективным направлением по увеличению добычи нефти.

*Ключевые слова:* нефть, нефтедобыча, скважины.

В последние годы в нефтедобыче все больше стали применяться системы разработки со строительством боковых горизонтальных стволов скважин (БГС), что является перспективным направлением по увеличению добычи нефти.

Известны следующие преимущества горизонтальных скважин перед вертикальными:

- кратное увеличение дебита из-за большей длины ствола, вскрывшего продуктивную зону. Это можно использовать для увеличения суммарной добычи по месторождению или для снижения числа скважин, необходимых для достижения заданного уровня добычи;
- уменьшение образования конусов воды и газа благодаря меньшей депрессии на пласт, в результате чего увеличивается безводный период добычи нефти;
- снижение падения давления в прискважинной зоне;
- более обширный и более эффективный дренаж приводит к увеличению суммарного коэффициента извлечения запасов нефти.

Обозначения и сокращения:

БГС – боковые горизонтальные стволы.

*Расчет производительности горизонтального ствола скважины.*

Расчет дебита вертикальной скважины.

Дебит вертикальной скважины определяется по формуле 1.1:

$$Q_e = \frac{2\pi}{2.3} \frac{kh}{\mu} \lg \frac{R_k}{R_c} \cdot 86400 \quad (1.1)$$

Порядок расчета производительности горизонтального ствола скважины.

Имеются два способа определения прогнозных дебитов нефти горизонтальных стволов скважин:

- по промысловым данным эксплуатации горизонтальных стволов скважин в аналогичных условиях;
- по расчетным формулам.

Пример расчета производительности горизонтального ствола скважины 371.

В настоящее время предложено большое количество решений для определения производительности горизонтальных стволов скважин. Наиболее простой способ в оценке дебитов БГС возможен по формуле Joshi (1.2):

$$Q_e = \frac{2\pi}{2.3} \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{P_{nl} - P_3}{\lg \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \lg \frac{h}{2\pi \cdot r_c}} \cdot 86400 \quad (1.2)$$

где:

$Q_e$  – дебит горизонтального ствола скважины, м<sup>3</sup>/сут;

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

$h$  – толщина пласта, м;

$P_{nl}$ ,  $P_3$  – пластовое и забойное давление, соответственно, ат;

$r_c$  – радиус скважины, м;

$L$  – длина горизонтального участка ствола, м;

$a$  – большая полуось эллипса (контура питания), м;

$$a = \frac{L}{2} \cdot \left[ \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left( \frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{1/2} \quad (1.3)$$

где  $R_k$  – радиус контура питания, м.

$$Q_g = \frac{2\pi}{2,3} \frac{k}{\mu} \left( \frac{1}{h} \lg \frac{r_k}{L/2 \cdot \sqrt{2}} + \frac{1}{2h} + \frac{\lg h/r_c}{2\pi L} \right) \quad (1.4)$$

Дано: длина горизонтального участка  $L = 250$  м; толщина пласта  $h = 16$  м; проницаемость пласта  $k = 21$  мД; вязкость нефти  $\mu = 2,2$  мПа·с;  $P_{пл} = 19,7$  МПа;  $P_3 = 18,5$  МПа; радиус скважины  $r_c = 0,108$  м; радиус контура питания  $R_k = 200$  м.

1. Определяем коэффициент  $a$ :

$$a = \frac{L}{2} \left[ \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left( \frac{2 \cdot R_k}{L} \right)^4} \right]^{1/2} = \frac{250}{2} * \left[ \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left( \frac{2 \cdot 200}{250} \right)^4} \right]^{1/2} = 275,113 \text{ м}$$

2. Вычисляем производительность БГС:

$$\begin{aligned} Q_g &= 86,4 * \frac{2\pi * kh}{\mu} * \frac{P_{пл}-P_3}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \frac{L^2}{2}}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} * \ln \frac{h}{2\pi * r_c}} \\ Q_g &= 86,4 * \frac{2 * 3,14 * 16 * 10^{-15}}{2,2 * 10^{-3}} * \\ &* \frac{(19,7 - 18,5) * 10^9}{\ln \frac{275,113 + \sqrt{275,113^2 - \frac{250^2}{2}}}{\frac{250}{2}} + \frac{12}{250} * \ln \frac{16}{2 * 3,14 * 0,108}} = \\ &= 106,415 \text{ м}^3/\text{сут.} \end{aligned}$$

Вывод: при эксплуатации горизонтального бокового ствола скважины №4175 дебит по жидкости составит  $106,415 \text{ м}^3/\text{сут.}$

### *Заключение*

Зарезка боковых стволов способствует увеличению конечной нефтеотдачи за счет дополнительного вовлечения запасов нефти «туниковых» и заводненных зон, появляется возможность разработки сложнопостроенных залежей с близким

расположением к эксплуатационным объектам газоносных и водоносных пластов; Производительность боковых стволов с горизонтальным окончанием (либо горизонтальных скважин) значительно выше производительности, как обычных вертикальных скважин, так и боковых стволов с наклонно-направленным окончанием, прежде всего за счет увеличения площади дренирования.

Ввод новых боковых горизонтальных стволов скважин на Лянторском месторождении экономически выгоден.

### ***Список литературы***

1. Ермилов О.М. Физика пласти, добыча и подземное хранение газа / О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Л.И. Ширковский, Л.С. Чугунов. – М.: Наука, 1996. – 541 с.
2. Назаретов М.Б. Технический прогресс в добыче нефти и его роль в развитии нефтяной промышленности / М.Б. Назаретов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №3.
3. Технологическая схема разработки Лянторского месторождения: проектный документ: в 7 т. Т. 2 / под общ. ред. Ю.Е. Батурина. – М.: ВНИ-Инефть, 1976. – 257 с.
4. Проект разработки Лянторского месторождения: проектный документ: в 5 т. Т. 3 / ТО СургутНИПИнефть; под общ. ред. Ю.Е. Батурина. – Тюмень: ТО СургутНИПИнефть, 2008. – 237 с.