УДК 622.243.24

В.В.ФЕЛЛЕР
Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ И СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проведено исследование притока пластовой жидкости в скважину и выявлено сильное влияние анизотропии пласта. Описана методика расчета бурения горизонтальной скважины по дуговому и линейному профилям, опробованная на Ярактинском месторождении Иркутской области.

In the project a research in oil influx to the well has been done, and a significant influence of the formation anisotropy has been found. In accordance with this conclusion a design procedure is given for horizontal well drilling in the arc and lineal profiles. As a result of this investigation a well was drilled at the Yaraktinskoe oil deposit of the Irkutsk region.

В мировой практике так называемые горизонтальные технологии стали одним из важнейших направлений научно-технического прогресса в области разработки нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений и вовлечения в промышленное освоение трудноизвлекаемых запасов. Ряд компаний США за счет внедрения такой технологии произвел переоценку извлекаемых запасов, при этом запасы нефти были увеличены вдвое, а газа – более чем в 5 раз. Эти технологии в Великобритании, Канаде и других странах позволяют увеличивать текущие дебиты скважин в 2-10 раз и более по сравнению с дебитами обычных вертикальных скважин.

Средний показатель прибыли от горизонтальных скважин в США составляет 1,6, в Канаде 1,8. Анализ данных за 2000 г., полученных из нефтяных регионов России, свидетельствует, что этот показатель практически не превышает единицы.

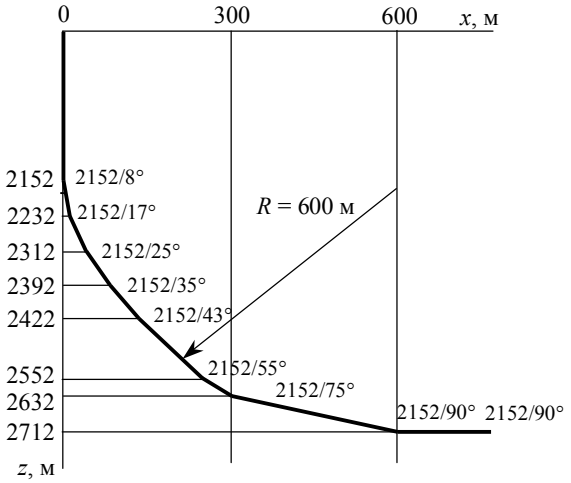
Известно, что на приток жидкости в скважину влияют дополнительные фильтрационные сопротивления, обусловленные гидродинамическим несовершенством скважин по степени и характеру вскрытия, нарушением закона Дарси, наличием тонкого слоя кольматации на стенках скважины, которые учитываются в расчетах коэффициентом скин-фактора. На приток в горизонтальную скважину существенное влияние оказывает одна из важнейших составляющих скин-фактора – анизотропия пласта, которую можно представить в виде зависимости $S_а = \sqrt{K_в / K_г}$, где $S_а$ – скин-фактор, учитывающий анизотропию пласта; $K_в$ и $K_г$ – коэффициенты вертикальной и горизонтальной проницаемости. Соответственно продуктивность скважины является функцией длины пласта, дренированного скважиной.

Для сравнения продуктивности горизонтальной и вертикальной скважин в том же самом пласте без учета степени кольматации стенок скважины можно воспользоваться формулой

$$П = \frac{L}{h}\sqrt{\frac{K_в}{K_г}},$$

где L – длина горизонтального ствола скважины в пласте, м; h – мощность нефтяного пласта, м.

Пусть пласт мощностью 10 м, вертикальная и горизонтальная проницаемости которого равны, вскрыт горизонтальной скважиной длиной 10 м. В этом случае потенциал П = 1. Если в этом пласте будет пройден горизонтальный ствол длиной 50 м, то потенциал такой скважины П = 5. В анизотропном пласте при $K_в = 0{,}01K_г$ потенциал



Профиль горизонтальной скважины Ярактинского месторождения (на кривой в числителе – длина ствола в метрах, в знаменателе – зенитный угол в данной точке)

горизонтальной скважины длиной 50 м П = 0,5.

Для планирования траектории горизонтальной скважины наиболее перспективными являются двухмерные планы, учитывающие дуговой и линейный профили. По сравнению с методикой расчета радиуса кривизны и минимального изгиба, широко применяемой в отечественной и мировой практике, данная методика приводит к более точным результатам.

Отклонение траектории от вертикали и азимута в функции от глубины определяют по линейным уравнениям

$$\alpha = \alpha_s + \frac{N_\alpha}{\lambda}(L - L_s);$$

$$\varphi = \varphi_s + \frac{N_\varphi}{\lambda}(L - L_s),$$

где α – угол отклонения, °; φ – азимутальный угол, °; α_s – угол отклонения в начале участка, °; φ_s – азимутальный угол в начале участка, °; N_α – степень набора угла, °/м; N_φ – степень (интенсивности) набора азимутального угла, °/м; L – глубина интервала, м; L_s – глубина интервала в начале участка; λ – постоянная интенсивности, $\lambda = 30 \div 50$ м.

Для профиля участка с поддержанием отклонения при постоянной интенсивности азимутального отклонения длина горизонтального участка

$$\Delta L = \lambda \Delta\varphi_h / N_\varphi,$$

где $\Delta\varphi_h$ – азимутальное изменение, °.

Если задано отклонение $\alpha_т$, а интенсивность изменения азимута $\Delta\varphi_h$, то горизонтальное перемещение на участке Δh можно рассчитать по выражению

$$\Delta L' = \frac{360 \sin\alpha_т \sin\frac{\Delta\varphi}{2}}{\pi N_\varphi} = \frac{57{,}3\lambda \sin\alpha_т \sin\varphi}{N_\varphi}.$$

Расчет интенсивности изменения отклонения и азимута для различных глубин производится по уравнениям

$$N_\alpha = \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{L_2 - L_1};$$

$$N_\varphi = \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{L_2 - L_1}.$$

Предельным параметром глубины вскрытия продуктивных нефтяных пластов горизонтальными скважинами в сложившейся отечественной практике строительства с учетом состояния технической оснащенности является глубина 3000 м. Для условий Ярактинского месторождения (Иркутская область) был выполнен расчет профиля горизонтальной скважины при кустовом бурении с обсадной технической колонной 168 мм до входа в горизонтальный ствол на глубине 2712 м (см. рисунок).

Научный руководитель д.т.н. проф. *Н.И.Слюсарев*