

ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИВЕДЕННОГО РАДИУСА СКВАЖИНЫ И ПРИВЕДЕННОЙ ПО ДАННОЙ СКВАЖИНЕ МОЩНОСТИ ПЛАСТА

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Под приведенным радиусом гидродинамически несовершенной скважины понимается радиус такой совершенной скважины, приток в которую при прочих равных условиях равен притоку в рассматриваемую скважину. Для вывода формулы данного параметра нужно взять геометрические части формул перепада давлений при притоке в эти скважины и приравнять их, а затем из полученного соотношения определить нужную величину. Формула перепада давлений при притоке в гидродинамически несовершенную скважину имеет вид:

$$P_{пл} - P_3 = \frac{Q_{пл} \mu}{2\pi k n} (G_s + G_\delta + G_R), \quad (1)$$

где $P_{пл}$ и P_3 — пластовое и забойное давления в ати; $Q_{пл}$ — приток в скважину нефти или иной жидкости в пластовых условиях в см³/сек; μ — вязкость нефти или иной жидкости в пластовых условиях в спз; k — проницаемость пласта в дарси; n — число отверстий в колонне (безразмерная величина); G_s , G_δ и G_R — геометрические характеристики зоны влияний отверстий, зоны сужения потока за счет неполноты перфорации и зоны плоскорадиального потока в 1/см. Формулы для определения этих величин приведены в статье [1]. Однако при работе с ними необходимо иметь в виду, что для определения радиуса влияния скважины следует пользоваться формулой

$$\frac{R^2}{\ln R - \ln x_0} = \frac{2V}{\pi m \alpha H \Delta P_s}, \quad (2)$$

где V — объем нефти или другой жидкости, отобранной из скважины в процессе испытания ее на первом режиме в см³; m — пористость пласта в долях единицы; α — сжимаемость нефти или иной жидкости в 1/ат; ΔP_s — депрессия на пласт на внешней границе зоны влияния отверстий в ати; x_0 — радиус влияния фильтра в см; H — мощность пласта в см.

Формула перепада давлений при притоке в условную совершенную скважину, радиус которой мы рассматриваем в качестве приведенного радиуса реальной скважины, будет следующей:

$$P_{пл} - P_3 = \frac{Q_{пл} \cdot \mu}{2\pi k H} \ln \frac{R}{r_{пр}}, \quad (3)$$

где $r_{пр}$ — приведенный радиус.

Сопоставляя геометрические части формул (1) и (3), получаем

$$\frac{1}{H} \ln \frac{R}{r_{\text{пр}}} = \frac{1}{n} (G_s + G_\delta + G_R), \quad (4)$$

откуда после соответствующих преобразований

$$\lg r_{\text{пр}} = \lg R - \frac{H}{2,3026n} (G_s + G_\delta + G_R). \quad (5)$$

Величины рассматриваемого параметра бывают очень малыми. Он измеряется миллионными и миллиардными долями микрона. В качестве примера рассмотрим приведенный радиус скважины 123 Оленьего нефтяного месторождения Томской области, исходные данные по которой приведены в статье [1]. Параметры эти таковы: мощность пласта 3700 см, радиус скважины $r_{\text{ск}} = 9,5$ см, радиус влияния скважины к концу работы на первом режиме 6978,6 см, число отверстий в колонне 120, геометрическая характеристика зоны влияния отверстий 1,0882 1/см, геометрическая характеристика зоны сужения потока за счет неполноты перфорации 0,2752 1/см и геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока 0,0439 1/см. Подставляя все это в выражение (5), получаем $\lg r_{\text{пр}} = \lg 6978,6 - \frac{3700}{2,3026 \cdot 120} \cdot (1,0882 + 0,2752 + 0,0439)$, (6)

откуда искомый параметр оказывается равным $9,9791 \cdot 10^{-16}$ см, или около одной миллиардной доли микрона.

Естественно, обращаться с такой величиной очень неудобно и потому вместо нее рекомендуется пользоваться приведенной по данной скважине мощностью пласта. Под этим термином понимается мощность пласта, вскрытого гидродинамически совершенной скважиной, которая по диаметру равна рассматриваемой гидродинамически несовершенной и которая при прочих равных условиях имеет такой же дебет, что и рассматриваемая.

Для вывода формулы этого параметра можно воспользоваться выражением (4), которое было исходным при выводе формулы приведенного радиуса, но при этом в него вместо приведенного радиуса $r_{\text{пр}}$ следует подставить реальный радиус скважины $r_{\text{ск}}$, а вместо вскрытой мощности пласта H подставить приведенную. После этого путем несложных преобразований из него получаем

$$h_{\text{пр}} = \frac{n \cdot \ln \frac{R}{r_{\text{ск}}}}{G_s + G_\delta + G_R}. \quad (7)$$

Это и будет формула для определения приведенной по данной скважине мощности пласта.

В качестве примера рассмотрим определение приведенной по скважине 123 Оленьего нефтяного месторождения мощности пласта. Для этого в формулу (7) подставляет относящиеся к этой скважине данные. В итоге получаем

$$h_{\text{пр}} = \frac{120 \cdot \ln \frac{6978,6}{9,5}}{1,0882 + 0,2752 + 0,0439}, \quad (8)$$

откуда путем соответствующих преобразований получаем 562,7 см.

Отношение приведенной мощности пласта к истинной называется коэффициентом несовершенства скважины

$$\hat{\eta} = \frac{h_{\text{пр}}}{H}. \quad (9)$$

В рассматриваемом случае этот коэффициент составляет 0,1521.

Решение многих задач подземной гидродинамики в настоящее время доводится до получения гидропроводности, которая выражается соотношением

$$\frac{kh}{\mu}, \quad (10)$$

где h — мощность пласта. Исследователи-практики в качестве этой мощности подставляют истинную мощность пласта и получают данные, которые не идут ни в какое сравнение с результатами исследования кернового материала в лабораториях.

Причина этого явления кроется в том, что при обработке данных о притоках в скважины, в результате которой получается гидропроводность, игнорируется тот факт, что скважина является гидродинамически несовершенной. Для учета несовершенства скважины достаточно в качестве расчетной мощности пласта в гидропроводность поставить приведенную мощность.

Изложенное, а также тот факт, что приведенная мощность пласта всегда соизмерима с истинной, делают данный параметр удобным средством для выражения гидродинамического несовершенства скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Л. А. Пухляков. Определение проницаемости пласта Ю-1 Оленьего нефтяного месторождения по притокам на установившихся режимах. «Известия ТПИ», т. 288, 1976.