

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКИН-ЭФФЕКТА НЕФТЕРАЗВЕДОЧНЫХ  
СКВАЖИН ПО ПРИТОКАМ НА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ**

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(ПРЕДСТАВЛЕНА КАФЕДРОЙ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ)

Долгое время существовало мнение, что в процессе бурения вокруг стенок скважин образуется тонкий слой заглинизированных пород, который среди американских авторов получил наименование скин [6]. В отечественной литературе этот слой называют глинистой коркой. Однако позже было установлено, что по наиболее крупных порам глинистый раствор проникает в пласт на значительные расстояния. Особенно интересно это проникновение идет тогда, когда за счет отбора из пласта жидкости пластовое давление оказывается пониженным. Так, в тридцатые—сороковые годы, когда в нашей стране внедрялось роторное бурение, при проходке эксплуатирующихся пластов в бурящихся скважинах происходили катастрофические поглощения глинистого раствора. Одновременно прекращалось поступление нефти в соседние работающие скважины. Происходило это вследствие глинизации пластов.

Для оценки степени изменения пласта за счет глинизации М. Хоукинс [5] предложил пользоваться следующей формулой

$$S = \left( \frac{k_{нз}}{k_{гл}} - 1 \right) \ln \frac{R_{гл}}{r_{ск}}, \quad (1)$$

где  $S$  — скин-эффект, то есть эффект всей заглинизированной зоны (безразмерная величина),  $k_{гл}$  — проницаемость заглинизированной зоны в дарси или миллидарси,  $k_{нз}$  — проницаемость незаглинизированной зоны в тех же единицах,  $R_{гл}$  — радиус заглинизированной зоны в см и  $r_{ск}$  — радиус скважины перед спуском обсадной колонны — половина диаметра долота в см.

Большинство авторов, например К. Гетлин [1], Б. А. Лысов [2] и др. для определения скин-эффекта рекомендуют пользоваться результатами исследования скважин на неустановившихся режимах. Можно для этого воспользоваться результатами исследования скважин и на установившихся режимах.

В основе излагаемого метода лежит новая формула для определения радиуса влияния скважины

$$\frac{R^2}{\ln R - \ln(r_{ск} + y + r_{от})} = \frac{2V_1}{\pi H m \beta \Delta P_s}, \quad (2)$$

где  $R$  — радиус влияния скважины в см,  $r_{ск}$  — радиус скважины перед спуском обсадной колонны в см,  $r_{от}$  — радиус влияния отверстий, или половина среднего расстояния между соседними отверстиями в фильтре

скважины в  $см$ ,  $y$  — глубина канала при отверстии в  $см$ ,  $V_1$  — объем жидкости, отработанной из пласта в процессе испытания скважины на первом режиме в  $см^3$ ,  $H$  — мощность пласта в  $см$ ,  $m$  — пористость пласта в долях единицы,  $\beta$  — сжимаемость нефти в  $1/at$  и  $\Delta P_s$  — депрессия на пласт на внешней границе зоны влияния отверстий на первом режиме. Методики определения каждого из этих параметров изложены в статьях [3, 4] и здесь не приводятся.

После определения радиуса влияния скважины на первом режиме, определяется пьезопроводность пласта, а затем радиусы влияния ее на других режимах. Но теперь расчет ведется по формуле

$$R_2 = 2,246 \kappa t, \quad (3)$$

где  $\kappa$  — пьезопроводность пласта в  $см^2/сек$  и  $t$  — суммарное время работы скважины в процессе ее испытания в  $сек$ .

Затем в соответствии с упомянутыми методиками определяются эффективные проницаемости пласта на различных режимах  $k_1$ ,  $k_2$  и т. д. а также проницаемость в незаглинизированной части пласта  $k_{нз}$  и по керну — проницаемость пласта в заглинизированной части  $k_{гл}$ . Полученные данные подставляются в формулу

$$G_{гл} = \frac{\Sigma G_1 (k_{нз} - k_1)}{k_{нз} - k_{гл}}, \quad (4)$$

где  $G_{гл}$  — геометрическая характеристика заглинизированной зоны в  $1/см$  и  $\Sigma G_1$  — сумма геометрических характеристик на первом режиме в тех же единицах.

По скважине 123 Оленьего нефтяного месторождения получены следующие данные: радиус влияния скважины на первом режиме 6979  $см$ , геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока 0,0439  $1/см$ , сумма геометрических характеристик по скважине в целом на этом режиме 1,4073  $1/см$ , эффективная проницаемость на этом режиме 7,691 миллидарси, проницаемость в заглинизированной части пласта 6,5 миллидарси и проницаемость в незаглинизированной части пласта 217,9 миллидарси. Подставляя все это в формулу (4), получаем

$$G_{гл} = \frac{1,4073 \cdot (217,9 - 7,691)}{217,9 - 6,5} = 1,3994 \quad 1/см. \quad (5)$$

Недостаток полученной величины до 1,4073 составляет 0,0079  $1/см$ , что меньше геометрической характеристики зоны плоскорадиального потока (0,0439) на 0,0360  $1/см$ . Эта величина подставляется в формулу для определения радиуса зоны глинизации

$$G_R^{гл} = \frac{n}{H} \ln \frac{R_{гл}}{\delta_{\max}}, \quad (6)$$

где  $G_R^{гл}$  — геометрическая характеристика заглинизированной части зоны плоскорадиального потока в  $1/см$ ,  $n$  — число отверстий в пределах фильтра скважины (безразмерная величина),  $H$  — мощность пласта в  $см$  и  $\delta_{\max}$  — максимальная компонента неполноты перфорации, равная в рассматриваемом случае 1800  $см$ . Подставляя эти величины в формулу (6), получаем

$$0,0360 = \frac{120}{3700} \ln \frac{R_{гл}}{1800}, \quad (7)$$

откуда

$$\ln \frac{R_{г.л}}{1800} = \frac{0,0360 \cdot 3700}{120}, \quad (8)$$

Производя в этом выражении соответствующие преобразования, находим, что в рассматриваемом случае радиус зоны глинизации оказался равным 5461 см.

Наконец, подставляя найденную величину и другие приведенные выше данные в формулу Хоукинса, получаем

$$S = \left( \frac{217,9}{6,5} - 1 \right) \frac{5461}{9,5} = (33,5 - 1) \ln 574,2 = 206,5. \quad (9)$$

Это и будет скин-эффект скважины 123 Оленьего нефтяного месторождения для скважины 125 этот параметр оказался равным 38,0 и для скважины 129—393.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. К. Гетлин. Бурение и заканчивание скважин (перев. с англ.). М., Гостоптехиздат, 1963.
  2. Б. А. Лысов. Некоторые принципы и вопросы методики гидродинамических расчетов при кислотной обработке пласта. Информационный сборник трудов вычислительного центра Иркутского государственного университета, вып. 4. «Количественные методы геолого-геометрических и нефтепромысловых исследований в Приленском районе Сибирской платформы». Иркутск, 1971.
  3. Л. А. Пухляков. Определение проницаемости пласта Ю-1 Оленьего нефтяного месторождения по притокам на установившихся режимах. Известия ТПИ, т. 288, 1976.
  4. Л. А. Пухляков. О гидродинамическом несовершенстве скважин, связанном с неполной их перфорации. Известия ТПИ, т. 281, 1976.
  5. M. F. Hawkins. A Note on the Skin Effect. Journall of Petroleum Technology. № 12, 1956.
  6. W. Hurst. Establishment of the Skin Effect and its impediment to Fluid Flow into a Well Bore. The Petroleum Engineer Oct. 1953.
-