

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 крупным 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

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

где S — скин-эффект, то есть эффект всей заглинизированной зоны (безразмерная величина), $k_{\text{гл}}$ — проницаемость заглинизированной зоны в дарси или миллидарси, $k_{\text{нз}}$ — проницаемость незаглинизированной зоны в тех же единицах, $R_{\text{гл}}$ — радиус заглинизированной зоны в см и $r_{\text{ск}}$ — 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

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

где R — радиус влияния скважины в см, $r_{\text{ск}}$ — радиус скважины перед спуском обсадной колонны в см, $r_{\text{от}}$ — 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, β — сжимаемость нефти в $1/ат$ и ΔP_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 κ — 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

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

где $G_{гл}$ — геометрическая характеристика заглинизированной зоны в $1/см$ и $\sum G_1$ — 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

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

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 неполнотой 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.
-