

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА ПО ПРИТОКАМ В СКВАЖИНУ НА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариним)

Обычно определение проницаемости пласта ведется либо по образцам пород, отобранным из скважин, либо по притоку в скважину на неустановившемся режиме (по кривым восстановления давления). Недостатком первого из этих методов является то, что посредством его определяется не та проницаемость, которую имеет пласт в призабойной зоне, а та, которую имеет образец породы, очищенный от глинистой корки. Проницаемость же пород в призабойной зоне скважины является более низкой по сравнению с нею прежде всего благодаря глинизации пласта. Определенным образом на этом параметре сказывается способ перфорации.

Второй из упомянутых методов определения проницаемости дает именно то значение ее, которое необходимо знать промысловикам. Однако этот метод требует очень сложных исследований, которые под силу лишь специализированным организациям. Силами работников промыслов или нефтеразведочных предприятий такие исследования не проводятся. Своими силами эти предприятия исследуют скважины лишь на установившихся режимах. Однако определение проницаемости пластов по результатам этих исследований обычно не производится.

Дело в том, что до настоящего времени в основе всех гидродинамических расчетов лежит формула притока Дюпюи, которую можно записать в следующем виде:

$$P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R}{r}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{пл}}$  и  $P_{\text{заб}}$  — пластовое и забойное давления в атмосферах,  $Q$  — приток в скважину в см<sup>3</sup>/сек.,  $\mu$  — вязкость жидкости в сантипуазах,  $k$  — проницаемость пород в дарси,  $h$  — мощность пласта в сантиметрах, наконец,  $R$  и  $r$  — радиус влияния скважины и радиус скважины в одних и тех же единицах. Между тем формула эта пригодна для расчета притока только в гидродинамически совершенные скважины, то есть такие скважины, которые не обсажены обсадными колоннами и вскрывают пласт на полную мощность. А все современные нефтяные скважины являются гидродинамически несовершенными — все они обсаживаются обсадными колоннами, которые перфорируются с определенной плотностью. Таким образом, если для обработки данных по этим скважинам пользоваться формулой Дюпюи, то получатся заведомо ошибочные результаты.

Известны попытки усовершенствовать формулу Дюпюи путем введения в нее так называемых коэффициентов В. И. Щурова, величины которых зависят от числа отверстий, их диаметров и других параметров [1, стр. 165—168]. Однако введение этих коэффициентов не делает формулу Дюпюи достаточно точной, ибо даже после введения их из данной формулы будет вытекать, что на всем пути нефти от некоторой удаленной точки до забоя скважины движение ее будет подчинено одному закону. А на самом деле в зоне влияния отверстий жидкость будет перемещаться как бы вдоль радиусов сфер, описанных вокруг отдельных отверстий в колонне, а за пределами этой зоны — вдоль радиусов круга, лежащего в плоскости пласта. Таким образом, здесь налицо два закона движения жидкости.

Принимая во внимание сказанное, была выведена новая формула притока в гидродинамически несовершенную скважину, которую можно записать в следующем виде:

$$P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \frac{Q' \mu}{2\pi K} \left( \frac{s - \lambda}{s\lambda} - \frac{0,25}{r} \ln \frac{s}{\lambda} + 0,0625 \frac{s - \lambda}{r^2} - \right. \\ \left. - 0,0117187 \frac{s^2 - \lambda^2}{r^3} + 0,0026042 \frac{s^3 - \lambda^3}{r^4} - 0,00079346 \frac{s^4 - \lambda^4}{r^5} + \right. \\ \left. + 0,0002075 \frac{s^5 - \lambda^5}{r^6} - 0,0000610 \frac{s^6 - \lambda^6}{r^7} + \dots + \frac{1}{h'} \ln \frac{R}{r+s} \right), \quad (2)$$

где  $P_{\text{пл}}$  и  $P_{\text{заб}}$  — пластовое и забойное давления в атмосферах,  $Q'$  — приток в скважину на одно отверстие в см<sup>3</sup>/сек.,  $\mu$  — вязкость нефти в сантипуазах,  $\lambda$  — средний радиус отверстий в см,  $s$  — радиус влияния отверстий (половина среднего расстояния между соседними отверстиями) в см,  $h'$  — мощность пласта на одно отверстие в см,  $R$  — радиус влияния скважины (его можно принимать равным половине расстояния между соседними скважинами) в см,  $r$  — радиус скважины перед спуском обсадной колонны в см

Пользуясь этой формулой, можно получить проницаемость пласта в призабойной зоне по притоку на установившемся режиме. В качестве примера рассмотрим определение проницаемости по продуктивному пласту скважины 24 месторождения Ключевого НПУ Хадыженнефть, которым здесь является майкопская свита.

Исходные данные для расчета. Глубина фильтра 2091—2106 м, отсюда длина фильтра 1500 см (15 м). Диаметр долота (диаметр скважины перед спуском обсадной колонны) — 20 см (8"). Плотность перфорации 7 отверстий на метр. Перфорация пулевая, отсюда расчетный диаметр отверстий ( $\lambda$ ) принимается равным 0,6 см. Плотность сепарированной нефти ( $\gamma$ ) 0,829 г/см<sup>3</sup>. Объемный коэффициент нефти ( $b$ ) 1,48. Вязкость пластовой нефти ( $\mu$ ) 0,52 сантипуаза. Среднее расстояние между скважинами 420 м, отсюда радиус влияния скважины ( $R$ ) можно принять равным 21000 см (210 м). Испытание скважины на приток велось при четырех режимах. Первый режим: забойное давление 214 атм., приток 93 т/сут. Второй режим: забойное давление 205 атм., приток 117 т/сут. Третий режим: забойное давление 197 атм., приток 129 т/сут. Четвертый режим: забойное давление 190 атм., приток 198 т/сут.

Весьма важную роль при определении проницаемости играет правильное определение пластового давления. Приведенные выше данные позволяют определить эту величину методом коэффициента продуктивности, то есть по формуле

$$P_{\text{пл}} = \frac{P_1 q_2 - P_2 q_1}{q_2 - q_1}, \quad (3)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  — забойные давления при разных режимах, а  $q_1$  и  $q_2$  — соответствующие им притоки.

В данном случае при сопоставлении первого и второго режимов величина пластового давления оказалась равной 248,9 атм., при сопоставлении первого и третьего режимов — 257,9 атм., при сопоставлении первого и четвертого режимов — 253,3 атм., при сопоставлении второго и третьего — 283,0 атм., при сопоставлении второго и четвертого 226,7 атм., наконец, при сопоставлении третьего и четвертого — 210 атм. Среднее арифметическое из этих значений оказалось равным 246,6 атм., или округленно 247 атм. Эту величину и примем за величину пластового давления в рассматриваемом случае.

Дальнейшая обработка данных проводится в следующем порядке.

1. Определяется общее число отверстий в фильтре  $n$ .

$$n = h \cdot 7 = 15 \cdot 7 = 105 \text{ отв.}$$

2. Определяется мощность пласта на одно отверстие  $h'$ .

$$h' = \frac{100}{7} = 14,286 \text{ см.}$$

3. Определяется среднее расстояние между отверстиями  $l$ . При высокой плотности перфорации эту величину можно определять, как описано ранее [2], через площадь на одно отверстие  $F$ , которая выражается соотношением

$$F = \pi \cdot D \cdot h' = \pi \cdot 20 \cdot 14,286 = 897,62 \text{ см}^2.$$

Искомая величина в таких случаях определяется через корень квадратный из этой площади

$$l = \sqrt{F} = \sqrt{897,62} = 29,96 \text{ см.}$$

4. Определяется радиус влияния отверстий  $s$ , равный половине расстояния между отверстиями, в данном случае

$$s = \frac{1}{2} l = \frac{1}{2} \cdot 29,96 = 14,98 \text{ см,}$$

или приближенно 15 см.

5. Определяется приток на одно отверстие в пластовых условиях  $Q'$ . Расчет ведется по формуле

$$Q' = q \frac{b \cdot 1000000}{n \gamma \cdot 86400}, \quad (4)$$

подставляя в которую  $q = 93$  т/сут.,  $n = 105$  отв.,  $b = 1,48$  и  $\gamma = 0,829$  г/см<sup>3</sup>, получаем

$$Q'_1 = \frac{93}{5,0815} = 18,3 \text{ см}^3/\text{сек.}$$

6. Полученные значения подставляются в формулу (2), в итоге для первого режима получаем

$$\begin{aligned} 247 - 214 = & \frac{18,30 \cdot 0,52}{2\pi K} \left( \frac{15,0 - 0,6}{15,0 \cdot 0,6} - \frac{0,25}{10} \ln \frac{15}{0,6} + 0,0628 \frac{15 - 0,6}{100} - \right. \\ & - 0,0117187 \frac{15^2 - 0,6^2}{10^3} + 0,0026042 \frac{15^3 - 0,6^3}{10^4} - 0,0007935 \frac{15^4 - 0,6^4}{10^5} + \\ & \left. + 0,0002075 \frac{15^5 - 0,6^5}{10^6} - 0,000061 \frac{15^6 - 0,6^6}{10^7} + \frac{1}{14,286} \ln \frac{21000}{15 + 10} \right) \end{aligned}$$

или после соответствующих преобразований

$$33 = \frac{18,3}{12,083 k} \cdot \left( 1,5264 + \frac{6,7335}{14,286} \right),$$

откуда

$$k = \frac{18,3}{12,083 \cdot 33} \cdot 1,9967 = 0,0916 \text{ дарси}$$

или 91,6 миллиарди.

Продолжая считать аналогичным методом, находим, что для второго режима проницаемости оказывается равной 90,6, для третьего 82,8, для четвертого 113 и средняя по всему пласту 94,8 миллиарди.

Примечание. Формула (2) остается справедливой при условии, что радиус влияния отверстия  $s$  не превышает диаметра скважины ( $2r$ ). Если это условие нарушается, то есть если расстояния между отверстиями более чем вдвое превышают диаметр скважины, то для расчета характеристик притока следует пользоваться формулой

$$P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \frac{Q' \mu}{2\pi k} \left( \frac{1}{\lambda} - 0,14362 \frac{1}{r} - \frac{0,25}{r} \ln \frac{2r}{\lambda} - \frac{0,5}{s'} - 0,125 \frac{r^2}{s^3} - \right. \\ \left. - 0,005625 \frac{r^4}{s^5} + \frac{1}{h'} \ln \frac{R}{r + s'} \right). \quad (5)$$

#### ЛИТЕРАТУРА

1. И. М. Муравьев, Р. С. Андриасов, Ш. К. Гиматудинов, Г. Л. Говорова, В. Т. Полозков. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Изд-во «Недра» 1965.
2. Л. А. Пухляков, М. В. Самойлова. К вопросу притока нефти в гидродинамически несовершенную скважину. Известия ТПИ, том 196, 1969.