

УДК 532.5:532.6

## УЧЕТ НАНОЯВЛЕНИЙ В РАСЧЕТАХ МНОГОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

© 2011 г.

*А.Я. Хавкин*

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва

aykhavkin@yandex.ru

*Поступила в редакцию 24.08.2011*

За время работы в нефтяной отрасли у автора сформировалось устойчивое убеждение в том, что несовпадение результатов расчетов технологических показателей добычи нефти с фактическими показателями объясняется неучетом физико-химических наноразмерных явлений при многофазной фильтрации в пористых средах: капиллярного гистерезиса и ионообмена между закачиваемой водой и пластовой системой «нефть–вода–порода».

*Ключевые слова:* расчеты технологических показателей, добыча нефти, наноразмерные явления, капиллярный гистерезис, ионообмен.

### **Наноявления в системе «нефть–вода–порода»**

К числу основных наноявлений при вытеснении нефти относятся капиллярный гистерезис и ионообмен между закачиваемой водой и пластовой системой «нефть–вода–порода» [1–8].

Капиллярный гистерезис определяет движение ганглии нефти и направлен против ее движения и в гидрофильной, и в гидрофобной пористых средах. Поэтому пренебрежение капиллярными силами при расчетах процессов вытеснения нефти означает пренебрежение удерживающей нефть силой, что приводит к представлению о том, что нефть можно вытеснить из пор любого размера, т.е. что нефть из пор малого размера вытесняется обязательно. Такое представление ошибочно. Автором обоснована гидродинамическая модель многофазной фильтрации с учетом капиллярного гистерезиса, показавшая влияние на эффективность нефтевытеснения таких параметров, как скорость вытеснения, проницаемость пористой среды, расстояние между скважинами, абсолютные значения вязкостей фаз.

Автором также разработана гидродинамическая модель многофазной фильтрации с учетом ионообмена между закачиваемой водой и пластовой системой «нефть–вода–порода», особенно значимого в коллекторах с активным глинистым цементом. Расчеты показали, что учет ионообмена между закачиваемой водой и пластовой системой «нефть–вода–порода» позволяет вскрыть особенности заводнения неоднородных терригенных коллекторов и выявить роль водоподготовки для

заводнения.

Анализ структуры распределений насыщенностей в пористых средах с учетом наноявлений выявил значительное влияние наноявлений на распределение фаз в пористых средах.

### **Гидродинамическая модель с учетом капиллярного гистерезиса**

Традиционные обобщения закона Дарси на случай вытеснения нефти водными растворами (модель Баклея – Леверетта и ее развитие) постулировали, что каждая фаза при этом движется по своей системе поровых каналов. Это позволяло считать, что каждая фаза образует свой отдельный континуум (кластер, ганглию) на всей длине от точки закачки до точки отбора, что основным аргументом у фазовых проницаемостей является значение насыщенности пористой среды данной фазой, что различие давлений в фазах можно учесть капиллярным давлением на разделе фаз и на этой основе проводить расчеты технологических показателей.

Анализ физико-химической литературы показал, что при контакте воды и нефти происходит диспергирование последней. С учетом этого автором сформулирована закономерность вытеснения нефти в пористых средах, заключающаяся в том, что при вытеснении нефти из пласта путем нагнетания в него водного раствора нефть диспергируется на отдельные части (агрегаты, ганглии, блобы, целики, кластеры – макродиспергируется), распределение которых по размерам определяется капиллярным гистерезисом в системе

«нефть–вода–порода».

Предложенная автором запись закона фильтрации с указанием на различные размеры кластеров нефти (введением индекса  $u$  длины кластера нефти) имеет (без учета нелинейных эффектов) вид:

$$U_i = \frac{k}{\mu_i} \frac{\Delta P_i}{l_R}, \quad (1)$$

где  $U_i$  – скорости движения фаз ( $i=1$  относится к водной фазе),  $k$  – проницаемость,  $f_i$  – относительные фазовые проницаемости,  $\mu_i$  – вязкости фаз,  $l_R$  – длина ганглии.

Скорость движения ганглии нефти  $U_2$  может быть найдена из соотношения

$$U_2 = U_1 (B_1 - B_2 / l), \quad l = l_R / l_1, \quad (2)$$

$$B_1 = \frac{f_2 \mu_1}{f_1 \mu_2 \gamma_1} \left( \gamma_5 + \frac{k f_1 G_3}{\mu_1 U_1} - \gamma_4 \frac{k f_1 G_2^*}{\mu_1 U_1} \right),$$

$$B_2 = \frac{f_2 \mu_1 \gamma_2}{f_1 \mu_2 \gamma_1 \gamma_3},$$

$$l_0 (G_2^*) = \frac{k f_1 P_{12}^*}{\mu_1 U_1} \left( 1 - \frac{k f_1 G_2}{\mu_1 U_1} \right)^{-1}, \quad l_1 = l_0(0),$$

где  $G_j$  – начальные градиенты для фильтрации фаз,  $\gamma_j$  – параметры, показывающие, в какое количество раз увеличивается от воздействия активной примесью вязкость нефти ( $j=1$ ), гистерезис капиллярного давления  $P_{12}$  ( $j=2$ ), длина  $l_R$  целика нефти ( $j=3$ ) и начальный градиент для фильтрации нефти ( $j=4$ ), уменьшается подвижность закачиваемого агента ( $j=5$ );  $l_0$  и  $l_1$  – характерные линейные размеры неподвижных блоков неньютоновской и ньютоновской нефти,  $G_3$  – начальный градиент для фильтрации водной фазы.

Математическое ожидание объема закачанной воды в момент достижения всеми элементами длины больше  $R$  добывающей скважины, выраженного в долях порового объема  $V$ , и математическое ожидание доли добытой нефти из целиков длины больше  $R$  из всего пласта (нефтеотдача)  $\eta$  в момент  $V$  в принятых обозначениях ( $\varphi(x, l)$  – распределение ганглий по координате и длинам) равны:

$$\eta(R) = \frac{R_1 R_1}{R_1 R_1} \int_0^R \int_0^R L_0 h_1(l) N \varphi(x, l) dl dx, \quad (3)$$

$$V(R) = \frac{L_0}{mL(1-S_0)} \int_0^{R_1} \frac{(R_1 - y)}{B_1} \int_R^{R_1} \frac{\varphi(y, l) dl}{1 - pl^{-1}} dy. \quad (4)$$

Конкретный вид  $\varphi(x, l)$  зависит от свойств флюидов и условий вытеснения.

### Гидродинамическая модель с учетом ионообмена в системе «нефть–вода–порода»

Пусть  $\omega = \omega(c, s)$  – количество адсорбированной воды,  $W$  – полное водосодержание единицы объема пористой среды,  $m_0$  – начальная пористость,  $\Delta m$  – изменение пористости,  $U_i$  – скорости фильтрации фаз (индекс  $i=1$  относится к воде);  $a = a(C, S)$  – количество сорбированных солей в единице объема пористой среды;  $D$  – коэффициент диффузии;  $f$  – относительные фазовые проницаемости;  $\mu_i$  – вязкости фаз;  $P_i$  – давление в фазах;  $P$  – капиллярное давление;  $\sigma$  – эффективное поверхностное натяжение на разделе фаз;  $J$  – функция Леверетта,  $\rho^*$  – отношение плотности воды в поровом пространстве к плотности воды в адсорбированном состоянии.

Тогда система уравнений с учетом ионообмена в системе «нефть–вода–порода» имеет вид:

$$\frac{\partial W}{\partial t} + \text{div} U_1 = 0, \quad W = mS + \omega, \quad (5)$$

$$m = m_0 - \Delta m, \quad \Delta m = \rho^* \omega,$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [m(1-S)] + \text{div} U_2 = 0,$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (mSC + a) + \text{div}(CU_1) = \text{div}(D \text{grad} C),$$

$$U_i = -k(C, S) f_i(S, C) / \mu_i(C) \text{grad} P_i, \quad i = 1, 2,$$

$$P_2 - P_1 = P(S, C) = \sigma \sqrt{m/k} J(S, C).$$

#### Список литературы

1. Хавкин А.Я. Государственный фонд алгоритмов и программ СССР, ПОО3958, 1979, 12 с. Алгоритмы и программы. Информ. бюлл. ВНИИЦентра. М., 1980. №1. С. 51.
2. Хавкин А.Я. // Нефтяное хозяйство. 1991. №5. С. 23–27.
3. Хавкин А.Я. // Нефть и битумы. Казань, 1994. Т. II. С. 458–463.
4. Хавкин А.Я. // Докл РАН. 1998. Т. 358, №2. С. 193–195.
5. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами. М.: МО МАНПО, 2000. 525 с.
6. Хавкин А.Я. // Отечественная геология. 2007. №2. С. 36–43.
7. Хавкин А.Я. // Вестник РАН. 2009. №6. С. 519–522.
8. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа. М.: ИИКИ, 2010. 692 с.

**ACCOUNTING FOR NANOPHENOMENA IN THE ANALYSIS OF MULTIPHASE FILTRATION  
IN POROUS MEDIA***A. Ya. Khavkin*

As a result of the working experience in the oil industry, the author has come to believe that the discrepancy between the results of calculations of oil recovery technological parameters and the actual parameters is explained by not accounting for the physical and chemical nano-dimensional phenomena of multiphase filtration in porous media: a capillary hysteresis and ion-exchange between the injected water and the «oil–water–rock» system.

*Keywords:* technological parameters calculations, oil recovery, nano-dimensional phenomena, capillary hysteresis, ion-exchange.