

ВЛИЯНИЕ СМАЧИВАЕМОСТИ ПЛАСТОВЫХ ПОРОД НА ПРИТОК К СКВАЖИНЕ

Различаются три основных типа пористых сред по отношению к насыщающим их несмешивающимся жидкостям — смачиваемые, несмачиваемые и смешанно-смачиваемые [1–3]. Последний тип пород характеризуется сменой знака капиллярного давления. В [4] предложен один из возможных вариантов математического моделирования фильтрации несмешивающихся жидкостей в смешанно-смачиваемых пористых средах.

В данной работе для систем несмешивающихся жидкостей типа нефть — вода при помощи вычислительного эксперимента анализируется влияние смачиваемости пластовых пород на продуктивность скважины при заводнении пласта. В расчетах учитывается наличие в окрестности скважины зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

1. Постановка задачи, разностная схема решения. Излагаемые ниже постановка задачи и разностная схема ее решения в основном аналогичны приведенным в [4], поэтому они приводятся в кратком виде. Пусть в пласте длины $L=1$ имеется начальное распределение «приведенной» нефтенасыщенности $s(x, t)$

$$s=0 \quad (0 \leq x \leq x_1), \quad s=1 \quad (x_1 < x \leq 1) \quad (1.1)$$

учитывающее существование зоны проникновения фильтрата. В частности, при $x_1=0$ пласт полностью занят нефтью. Через сечение $x=1$ производится закачка воды с заданным перепадом давления Δp .

Характер смачиваемости пласта моделируется функцией капиллярного давления

$$p_c^\lambda(s) = p^\circ \frac{s-\lambda}{\sqrt{s(1-s)}}, \quad 0 \leq \lambda \leq 1, \quad p^\circ = \text{const} > 0 \quad (1.2)$$

Такой вид функции p_c^λ является одной из возможных аппроксимаций вторичных кривых гистерезиса капиллярного давления в смешанно-смачиваемых пористых средах [3, 4]. Гистерезис капиллярного давления может иметь место, поскольку месторождения формируются посредством замещения пластовой воды углеводородами. Величина λ , вообще говоря, зависящая от x , определяет значение насыщенности, при котором происходит смена знака капиллярного давления. Формула (1.2) охватывает также варианты чисто гидрофильных ($\lambda=0$) и гидрофобных пород. Для $x_1=0$ отдельно рассматривается предельный случай разрыва смачивающих свойств породы — основная часть пласта гидрофобная, а зона проникновения фильтрата гидрофильная ($\lambda=0, 0 \leq x \leq x_1, \lambda=1, x_1 < x \leq 1$).

Процесс вытеснения описывается общепринятой системой уравнений фильтрации несмешивающихся жидкостей [4, 5] с функцией капиллярного давления, задаваемой в виде (1.2). В одномерном приближении упомянутая система уравнений редуцируется к одному уравнению для насыщенности [4]

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(n_\lambda(c) \frac{\partial s}{\partial x} + V(t) b(s) \right) \quad (1.3)$$

$$a_\lambda = k k_1 f f_1 R \frac{d p_c^\lambda}{d s}, \quad b = k_1 f_1 R, \quad R = (k f + k_1 f_1)^{-1}$$

$$f(s) = s^{3.5}, \quad f_1(s) = (1-s)^{3.5}$$

Здесь k_1, k — отнесенная к вязкостям полная проницаемость среды при $s=0$ и 1 соответственно, f_1, f — относительные проницаемости, m — пористость пласта. Суммарная скорость фильтрации V функциональным образом зависит от насыщенности

$$V = -(\Delta p - F(s(1, t))) J, \quad J = \left[\int_0^1 R dx \right]^{-1}, \quad F = \int_0^s k_1 f_1 R \frac{d p_c^\lambda}{d s} ds \quad (1.4)$$

При наличии зоны проникновения фильтрата бурового раствора и разрыва смачиваемости для каждой из подобластей фильтрации записывается свое уравнение

вида (1.3), а функция F в (1.4) заменяется на функцию

$$F_1 = \int_0^{s^-} k_1 f_1 R \frac{dp_c^0}{ds} - \int_{s(1,t)}^1 k_1 f_1 R \frac{dp_c^1}{ds} ds, \quad s^- = s(x_1 - 0, t)$$

В этом варианте течение рассматривается только до момента смыкания основного фронта вытеснения с границей разрыва смачиваемости, поскольку далее необходимо учесть гистерезис кривой капиллярного давления в зависимости от знака производной $\partial s / \partial t$ [4]. Поэтому условия сопряжения на границе $x = x_1$ имеют вид

$$a_0 \frac{\partial s}{\partial x} + Vb = 0 \quad (x = x_1 - 0), \quad s = 1 \quad (x = x_1 + 0) \quad (1.5)$$

Первое условие (1.5) задает нулевой поток воды в точке разрыва. Краевые условия на внешних границах имеют вид

$$a_\lambda \frac{\partial s}{\partial x} + Vb = V \quad (x = 1) \quad (1.6)$$

$$s = 0 \quad (x_1 > 0, \lambda = 0, x = 0), \quad s = 1 \quad (x_1 = 0, \lambda = 1, x = 0) \quad (1.7)$$

$$(\lambda - s) \left(a_\lambda \frac{\partial s}{\partial x} + Vb \right) = 0 \quad (x_1 = 0, x = 0)$$

Здесь условие (1.6) означает отсутствие потока вытесняемой фазы (нефти) на входе. Первые два условия (1.7) учитывают концевой эффект (равенство давлений в жидкостях) [5] на выходе при совместном истечении жидкостей для гидрофильной и гидрофобной прискважинных зон пласта, а последнее условие показывает, что при заводнении гидрофильного пласта (а также и смешанно-смачиваемого) вода не выходит до тех пор, пока на выходе давления в жидкостях не станут равны [5].

Разностная схема и аппроксимация краевых условий, применяемые при численном решении указанных выше задач, здесь не приводятся, поскольку они аналогичны используемым в [4, 6]. Отметим лишь, что расчет насыщенности проводился методом простой итерации с помощью трехточечной прогонки. Итерации проводились до выполнения условия $\max_i |s_i^{q+1} - s_i^q| < 10^{-3}$ (q — номер итерации). Ин-

тегралы в функционале V аппроксимировались по формуле трапеций, а значения насыщенности брались с предыдущей итерации.

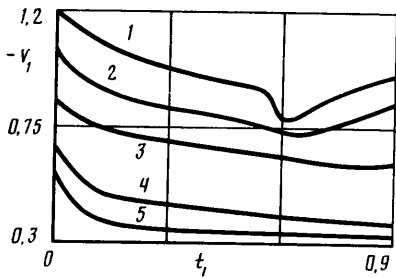
2. Результаты численных расчетов. Численное моделирование проводилось с целью определить, как изменение характера смачиваемости пластовых пород влияет на величину дебита скважины, скорость продвижения фронта вытеснения и соответственно время безводной нефтеотдачи. Варьировались отношение вязкостей воды и нефти $\alpha = k/k_1$ и относительный перепад давления $\Delta p^0 = \Delta p/p^0$. Под фронтом вытеснения понимается такой максимальный узел x_i , в котором величина насыщенности равняется предельной, $s_i = 1$.

На фиг. 1 показано изменение величины безразмерного суммарного расхода $V_1 = LV/k_1 p^0$ в зависимости от безразмерного времени $t_1 = tk_1 p^0 L^{-2} m^{-1}$, $\alpha = 1$, $\Delta p^0 = 5$. Кривая 1 относится к случаю вытеснения в гидрофильном пласте, $x_1 = 0$, $\lambda = 0$. По мере продвижения фронта суммарный расход несколько снижается; затем, к моменту подхода фронта вытеснения к выходу, резко падает и далее, после прорыва воды, возрастает, т. е. происходит обводнение скважины.

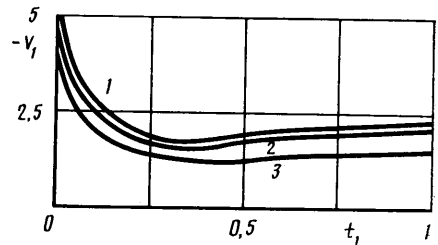
Кривые 2, 3 отражают поведение суммарного расхода при заводнении в смешанно-смачиваемом ($x_1 = 0$, $\lambda = 0,5$) и гидрофобном ($x_1 = 0$, $\lambda = 1$) пластах соответственно.

Наконец, кривые 4, 5 показывают, как наличие зоны проникновения фильтрата бурового раствора ($x_1 = 0,1$) понижает суммарный расход; при этом кривая 4 получена для гидрофильного пласта, а кривая 5 относится к случаю, когда основная часть пласта гидрофобная, а зона проникновения гидрофильная. Сравнение указанных кривых приводит к выводу, что при $\alpha \leq 1$ характер смачиваемости пласта и прискважинной зоны существенно влияет на дебит скважины. Расчеты показывают, что с уменьшением α разница расходов увеличивается.

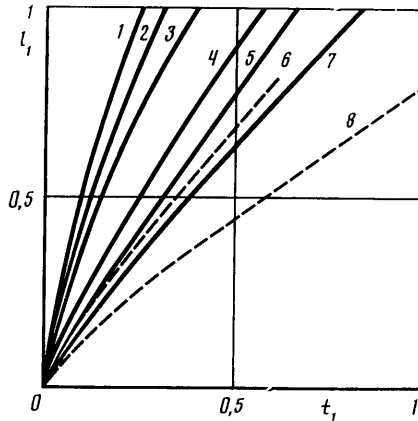
Иная картина наблюдается, если $\alpha > 1$. На фиг. 2 приводятся зависимости суммарного расхода от времени при $\alpha = 5$, $\Delta p^0 = 5$, $x_1 = 0$. Кривые 1-3 получены для гидрофильного, смешанно-смачиваемого и гидрофобного пластов соответственно. Заметно, что различие в характере смачиваемости не столь существенно отражается на суммарном расходе. Поведение кривой суммарного расхода при учете зоны проникновения весьма сходно с соответствующими кривыми 2, 3 на фиг. 2 и поэтому не указано. С ростом α это сходство оказывается все более близким. По-видимому,



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3

это можно объяснить тем, что при $\alpha \gg 1$ процесс заводнения принимает характер, близкий к поршневному вытеснению.

Если рассмотреть движение фронта вытеснения $l, l_1 = 1 - l$ (фиг. 3), то будет наблюдаться несколько обратная ситуация. Так, кривые 1-3 на фиг. 3 показывают движение фронта вытеснения при $\alpha = 1, \Delta p^\circ = 5, x_1 = 0$ для гидрофильного, смешанно-смачиваемого и гидрофобного пластов соответственно. Аналогичные кривые 4, 5, 7 приведены для $\alpha = 5, \Delta p^\circ = 5$. Из сравнения указанных кривых видно, что при $\alpha > 1$ различия во времени безводной нефтеотдачи в зависимости от характера смачиваемости пласта более значительны, чем для $\alpha \leq 1$.

Кривые 6, 8 на фиг. 3 отражают движение вытесняющей жидкости до момента слияния с фильтратом для гидрофильного (кривая 6) и гидрофобного (кривая 8) пластов, $\alpha = 5, \Delta p^\circ = 5, x_1 = 0,1$.

При увеличении Δp° наблюдается сближение абсолютных значений суммарного расхода, полученных для различных по смачиваемости пластов. Например, рассчитанные на интервале времени $0 \leq t_1 \leq 1$ значения суммарного расхода в гидрофильном и гидрофобном пластах для $\Delta p^\circ = 50, \alpha = 1, x_1 = 0$ в среднем различаются не более чем на 10%, а при $\alpha = 0,2$ - на 25%.

Таким образом, численный анализ показал, что в реальных пластовых условиях вытеснения ($\alpha < 1$) характер смачиваемости пласта и наличие зоны проникновения могут оказывать существенное влияние на продуктивность скважины. Кроме того, существование зоны проникновения фильтрата приводит к снижению скорости вытеснения. Роста скорости вытеснения в гидрофобных и смешанно-смачиваемых пластах и дебита скважины, по-видимому, можно добиться, используя буровые растворы на углеводородной основе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коллинз Р. Течения жидкостей через пористые материалы. М.: Мир, 1964. 350 с.
2. Morrow N. R., McCaffery F. G. Displacement studies in uniformly wetted porous media. Wetting: Spreading and adhesion. N. Y.: Acad. Press, 1978. Sec. 13. P. 289-319.
3. Batycky J. P., McCaffery F. G., Hodgins P. K., Fisher D. B. Interpreting relative permeability and wettability from unsteady-state displacement measurements // Soc. Petrol. Eng. J. 1981. V. 21. № 3. P. 296-308.
4. Доманский А. В., Пеньковский В. И. Двухфазная фильтрация в смешанно-смачиваемых пористых средах // ПМТФ. 1988. № 3. С. 123-129.

5. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР (1917–1967). М.: Наука, 1969. 545 с.

6. Коновалов А. Н. Задачи фильтрации многофазной несжимаемой жидкости. Новосибирск: Наука, 1988. 165 с.

Новосибирск

Поступила в редакцию
1.VI.1989

УДК 533.6.011.55

© 1990 г.

С. А. ГОРОХОВ, В. В. ЕРЕМИН, А. М. ПОЛЯКОВ

ГИПЕРЗВУКОВОЕ ОБТЕКАНИЕ ТРЕУГОЛЬНЫХ КРЫЛЬЕВ С ЗАТУПЛЕННЫМИ КРОМКАМИ

Рассматривается гиперзвуковое установившееся обтекание идеальным газом треугольного крыла со сферическим носком и цилиндрическими передними кромками.

Исследованию этой задачи посвящен ряд теоретических и экспериментальных работ [1–3]. Среди них отметим работу [2], где впервые аналитически установлен эффект растекания газа в окрестности плоскости симметрии крыла.

В работах [4, 5] разрабатывались численные методы и алгоритмы решения этой задачи, однако численные результаты получены для малых удлинений крыла $\lambda = x/r_0 \leq 10$ (фиг. 1) в ограниченном диапазоне определяющих параметров задачи — числа M_∞ , угла стреловидности χ и угла атаки α .

В настоящей работе предложен метод, позволяющий проводить расчеты гиперзвукового обтекания идеальным газом треугольных крыльев с затупленными кромками для удлинений $\lambda = 100–200$. Проведены систематические расчеты обтекания крыльев в диапазонах $6 \leq M_\infty \leq 20$, $0 \leq \alpha \leq 20^\circ$, $60^\circ \leq \chi \leq 80^\circ$, результаты обработаны в параметрах гиперзвукового подобия.

Рассмотрим стационарное сверхзвуковое обтекание идеальным газом треугольного крыла с цилиндрическими кромками, затупленного в носке по сфере (фиг. 1). В поле течения выделим три характерные области: область носового притупления (I); область вблизи кромок с большими градиентами газодинамических параметров (II); область над плоскими наветренной и подветренной сторонами крыла (III).

В каждой из областей I–III введем свои системы координат: соответственно сферическую, цилиндрическую и декартову.

Уравнения, описывающие стационарное сверхзвуковое течение идеального газа, в указанных областях имеют вид

$$\frac{d}{dq_1} \iint_S a dq_2 dq_3 = \oint_\Gamma [(c - a \xi^{q_2}) dq_2 - (b - a \xi^{q_3}) dq_3] + \iint_S f dq_2 dq_3 \quad (1)$$

$$a = a_0 \begin{bmatrix} \rho u \\ p + \rho u^2 \\ \rho uv \\ \rho uw \end{bmatrix}, \quad b = b_0 \begin{bmatrix} \rho v \\ p + \rho v^2 \\ \rho vw \end{bmatrix}, \quad c = c_0 \begin{bmatrix} \rho w \\ \rho vw \\ p + \rho w^2 \end{bmatrix}$$

Здесь Γ — некоторый замкнутый контур, ограничивающий площадку S на поверхности $q_1 = \text{const}$, вектор $\xi = dn/dq_1$, где dn — проекция смещения Γ на свою внешнюю нормаль n и ξ^{q_2} , ξ^{q_3} — проекции вектора ξ на оси q_2 и q_3 ; q_1, q_2, q_3 — обобщенная ортогональная система координат.

В декартовой системе координат

$$q_1 = x, \quad q_2 = y, \quad q_3 = z, \quad a_0 = b_0 = c_0 = 1, \quad f = 0$$

В цилиндрической системе координат

$$q_1 = x, \quad q_2 = r, \quad q_3 = \varphi, \quad a_0 = b_0 = 1, \quad c_0 = r$$

$$f = \frac{\rho}{r} \begin{bmatrix} v \\ uv \\ v^2 - w^2 \\ 2vw \end{bmatrix}$$

В сферической системе координат

$$q_1 = \theta, \quad q_2 = r, \quad q_3 = \varphi, \quad a_0 = r \sin \theta, \quad b_0 = r^2 \sin^2 \theta, \quad c_0 = r$$