

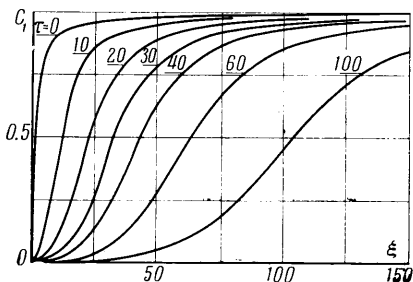
О ФИЛЬТРАЦИИ ДВУХ СМЕШИВАЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОЙ СРЕДЕ В ПОЛЕ СИЛ ТЯЖЕСТИ

Р. М. КАЦ, А. К. КУРБАНОВ, З. С. ЮСУПОВА

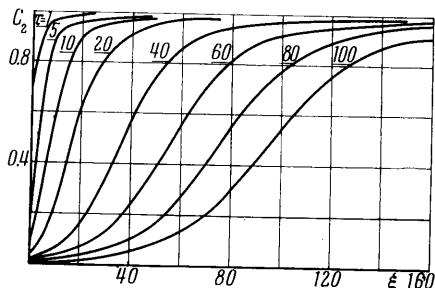
(Москва)

Рассматривается одномерная задача вытеснения жидкости (нефти), насыщающей трещиновато-пористую среду, другой жидкостью, смешивающейся с ней во всех отношениях в поле сил тяжести. Получена система двух нелинейных уравнений в частных производных гиперболического типа относительно концентраций одной из жидкостей в трещинах и блоках. Система интегрируется численно методом характеристик. На основе расчетов получены универсальные зависимости для распределения концентраций по пласту и нефтеотдачи.

1. В трещиновато-пористых коллекторах нефть в основном содержится в пористых блоках, а гидравлическая проводимость среды почти целиком обусловлена си-



Фиг. 1



Фиг. 2

стемой трещин. Характерной особенностью фильтрации в трещиновато-пористых средах является обмен жидкостью между блоками и трещинами. В тех случаях, когда размеры трещин малы по сравнению с размерами области фильтрации, среду можно рассматривать как сплошную. Основные положения теории фильтрации в трещиновато-пористых средах при таком подходе были сформулированы в работах [1, 2].

В связи с разработкой трещиновато-пористых пластов большой мощности возникает необходимость учитывать в гидродинамических расчетах влияние силы тяжести. Ниже рассматривается задача вытеснения нефти полностью смешивающейся с ней жидкостью (растворителем).

2. В соответствии с [1, 2] полагаем, что гидравлическая проводимость трещин во много раз больше проводимости блоков, а доля объема, приходящаяся на систему трещин, намного меньше пористости блоков. Тогда уравнения неразрывности двухкомпонентной смеси для трещин и блоков будут иметь вид

$$\operatorname{div}(V\gamma_1 l_1) - q(\gamma_2 l_2 - \gamma_1 l_1) = 0 \quad (2.1)$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\gamma_2 l_2) + q(\gamma_2 l_2 - \gamma_1 l_1) = 0$$

Здесь V — скорость фильтрации, γ_i — плотность смеси ($i = 1, 2$), l_i — массовая доля нефти, m — пористость блоков, q — интенсивность обмена жидкостью между блоками и трещинами в единицу времени (расход) в единице объема пласта, t — время, индекс 1 относится к трещинам, индекс 2 — к блокам. Жидкости считаются несжимаемыми, диффузией пренебрегается.

Очевидно, в данном случае обмен жидкостью между блоками и трещинами будет происходить только за счет гравитации. Применяя метод размерностей, имеем

$$q = \alpha k (\gamma_2 - \gamma_1) (\mu l)^{-1} \quad (2.2)$$

где k — проницаемость блоков, μ — вязкость смеси в блоках, α — безразмерный коэффициент. Так, если принять, что все блоки имеют форму куба с ребром l , то $\alpha = 1^4$.

Введем объемную концентрацию для нефти в смеси

$$C_1 = \gamma_1 l_1 \gamma_+^{-1}, \quad C_2 = \gamma_2 l_2 \gamma_+^{-1}$$

¹ Легко показать для блока произвольной формы высотой l , что это минимальное значение.

где γ_+ — плотность «чистой» нефти в пластовых условиях. Воспользуемся соотношениями, основанными на аддитивности парциальных объемов [3]

$$\gamma_1 = \gamma_+ C_1 + \gamma_- (1 - C_1), \quad \gamma_2 = \gamma_+ C_2 + \gamma_- (1 - C_2) \quad (2.3)$$

Здесь γ_- — плотность чистого растворителя в пластовых условиях. Подставляя (2.3) в (2.2) и учитывая $\alpha = 1$, получаем

$$q = k\Delta\gamma(C_2 - C_1) (\mu l)^{-1},$$

$$\Delta\gamma = \gamma_+ - \gamma_- \quad (2.4)$$

Теперь уравнения (2.1) приобретают вид

$$V \operatorname{grad} C_1 - \frac{k\Delta\gamma(C_2 - C_1)^2}{\mu l} = 0, \quad (2.5)$$

$$m \frac{\partial C_2}{\partial t} + \frac{k\Delta\gamma(C_2 - C_1)^2}{\mu l} = 0$$

Рассмотрим случай одномерного вытеснения, когда вектор скорости фильтрации совпадает по направлению с вектором силы тяжести. Упростим задачу, приняв, что вязкость смеси в блоках (вообще говоря, функция концентрации C_2) постоянна и равна вязкости пластовой нефти μ_+ . Это допущение при $\mu_+ > \mu_-$ приведет, очевидно, к некоторому замедлению гравитационного обмена. Введем безразмерные величины

$$\xi = \frac{k\Delta\gamma x}{\mu_+ l V}, \quad \tau = \frac{k\Delta\gamma t}{\mu_+ l m}$$

где x — пространственная координата, и перепишем систему (2.5) в безразмерном виде

$$\frac{\partial C_1}{\partial \xi} - (C_2 - C_1)^2 = 0, \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial C_2}{\partial \tau} + (C_2 - C_1)^2 = 0$$

Начальные и граничные условия зададим, исходя из очевидных физических соображений

$$C_2(\xi, 0) = 1 \quad C_1(0, \tau) = 0 \quad (2.7)$$

Подставив (2.7) в (2.6), найдем начальное распределение для C_1 и граничное условие для C_2 при $\xi = 0$.

$$C_1(\xi, 0) = \xi(1 + \xi)^{-1},$$

$$C_2(0, \tau) = (1 + \tau)^{-1} \quad (2.8)$$

3. Система нелинейных уравнений гиперболического вида (2.6) с начальными и граничными условиями

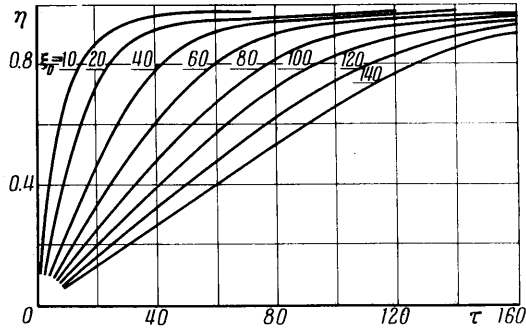
(2.7), (2.8) решалась численно методом характеристик.

На фиг. 1, 2 приведены результаты расчетов распределения концентрации нефти соответственно в трещинах и блоках по длине пласта для разных моментов времени τ . На фиг. 3 дана безразмерная нефтеотдача

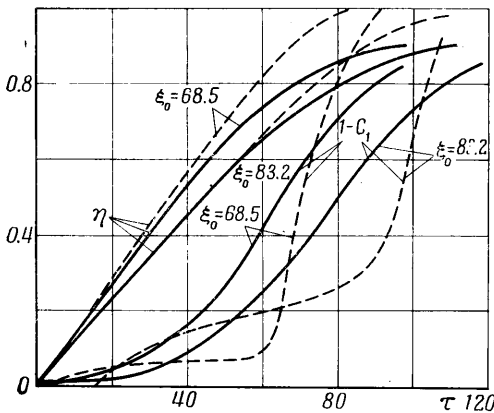
$$\eta = 1 - \xi_0^{-1} \int_0^{\xi_0} C_2(\xi, \tau) d\xi$$

где ξ_0 — безразмерная длина пласта. Отметим, что при увеличении ξ_0 в фиксированном диапазоне τ кривые нефтеотдачи стремятся к прямым линиям.

Для оценки эффективности предложенной модели было проведено сопоставление расчетных данных с результатами экспериментов. Эксперименты проводились на



Фиг. 3



Фиг. 4

кернах, трещины в которых создавались искусственным путем. Для сопоставления было выбрано два образца. В первом ($\xi_0 = 68.5$) имелась одна вертикальная трещина, второй ($\xi_0 = 83.2$) имел одну вертикальную и 8 наклонных (под 45°) трещин. На фиг. 4 представлены экспериментальные и расчетные кривые изменения нефтеотдачи и концентрации растворителя ($1 - C_1$) на выходе во времени. Пунктирные линии соответствуют экспериментальным данным.

Для обоих образцов расчетные кривые $\eta(\tau)$ неплохо согласуются с экспериментальными, в то же время для концентрации $1 - C_1(\tau)$ получено существенное расхождение, причем оно больше для образца с одной вертикальной трещиной. Это объясняется, по-видимому, неполной адекватностью используемой модели сплошной среды керну с небольшим числом трещин. Так, в условиях экспериментов на кернах наблюдался заметный конвективный поток в блоках, которым пренебрегается (см. (2.1)) в расчетной модели.

Авторы благодарны В. М. Ентову за обсуждение работы.

Поступило 28 XI 1971

ЛИТЕРАТУРА

1. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина И. Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. ПММ, 1960, т. 24, вып. 5.
2. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. Докл. АН СССР, 1960, т. 132, № 3.
3. Сейдж Б. Х. Термодинамика многокомпонентных систем. М., «Недра», 1969.
4. Thompson J. L., Mungan N. A laboratory study of gravity drainage in fractured systems under miscible Conditions society of petr. Eng. Journal, 1969, vol. 9, No. 2.

УДК 532.546.013.3

О СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В КУПОЛООБРАЗНОМ НЕОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ

Ю. С. АБРАМОВ, В. А. КИСЕЛЬ

(Киев)

Решена задача о пространственной фильтрации однородной несжимаемой жидкости в мощном искривленном пласте. Рассмотрены различные варианты изменения проницаемости и пористости среды в вертикальном разрезе. В известных работах [1, 2] изучены фильтрационные потоки в однородных «тонких» (т. е. с исчезающе малой мощностью) искривленных пластах.

1. Рассматривается фильтрация в куполообразном пласте, непроницаемая кровля и подошва которого образованы поверхностями концентрических полусфер радиусов b и a соответственно (фиг. 1). Пласт дренирован точечным стоком обильности q в точке со сферическими координатами $(r_0, \theta_0, \varphi_0)$ на периферии купола. Кольцевой вырез $A - A$ ($b \leq r \leq a$, $\theta = \pi/2$) является поверхностью питания, на которой сохраняется постоянное давление u_0 . Пористая среда анизотропна. Проницаемость $k_{\theta\varphi}$ вдоль координатных поверхностей $r = \text{const}$, проницаемость k_r вдоль координатных поверхностей $\theta = \text{const}$ и пористость m являются функциями координаты r .

Можно показать, что распределение давления $u(r, \theta, \varphi)$ в пласте описывается уравнением

$$\begin{aligned} r^2 \frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + r \left[2 + r \frac{\partial}{\partial r} \left(\ln \frac{k_r}{m} \right) \right] \frac{\partial u}{\partial r} + \\ + \kappa^2 \left(\text{ctg } \theta \frac{\partial u}{\partial \theta} + \frac{\partial^2 u}{\partial \theta^2} + \frac{1}{\sin^2 \theta} \frac{\partial^2 u}{\partial \varphi^2} \right) = \\ = \frac{q\mu m \delta (r - r_0)}{2\pi k_r} [\delta(1 - \cos \psi_1) - \delta(1 - \cos \psi_2)] \quad (\kappa^2 = k_{\theta\varphi}/k_r) \end{aligned} \quad (1.1)$$