

УДК 532.546

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ С УЧЕТОМ КАПИЛЛЯРНОГО ЗАПИРАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Н. Т. Данаев, А. А. Кашеваров\*, В. И. Пеньковский\*

Институт механики и математики Казахского национального университета им. аль Фараби, 480012 Алматы

\* Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН, 630090 Новосибирск

Сопоставляются результаты расчетов притока несмешивающихся флюидов к эксплуатационной скважине при различных параметрах пласта и состояниях прискважинной зоны. Рассмотрены установившийся и неуставившийся режимы фильтрации. Расчеты показывают, что кислотная обработка прискважинной зоны приводит к увеличению дебита скважины.

Ключевые слова: двухфазная фильтрация, кислотная обработка, численное моделирование.

При закачке в пласт смеси кислот HCl/HF последняя реагирует с песчаной фракцией пород SiO<sub>2</sub>. Вследствие этого радиусы пор увеличиваются, что приводит к увеличению пористости  $m$  и проницаемости (коэффициента фильтрации) пласта  $k$  ( $k_f$ ).

Как показано в работе [1], линеаризованная модельная задача об увеличении радиуса отдельно взятого капилляра, внутри которого движется агрессивная жидкость, реагирующая с его внутренней поверхностью, сводится к решению системы дифференциальных уравнений вида

$$\frac{\partial c_1}{\partial x_1} = -c_1 + r_1 + 1, \quad \frac{\partial r_1}{\partial x_2} = a_1(1 - c_1) \quad (1)$$

с граничными данными

$$x_1 = 0, x_2 \geq 0: c_1 = 0; \quad x_2 = 0, x_1 \geq 0: r_1 = 0. \quad (2)$$

Здесь  $x_1 = ax/R_0$ ;  $x_2 = 2At/r_0 - ax/R_0$  — безразмерные характеристические переменные;  $x$  — физическая координата;  $t$  — время;  $A$  — константа скорости химической реакции второго порядка;  $a_1 = C_0/(2\rho_1)$ ;  $C_0$  — начальная концентрация реагирующей жидкости;  $R_0$  — начальный радиус капилляра;  $\rho_1$  — плотность реагирующего компонента в составе поверхности капилляра;  $r_1, c_1$  — малые относительные изменения радиуса и концентрации жидкости соответственно;  $a_1 = 2A/(\pi v_0)$ ;  $v_0$  — скорость течения жидкости.

Решение задачи Гурса (1), (2) легко получить методом преобразования Лапласа. Оно имеет вид

$$c_1(x_1, x_2) = 1 - e^{-x_1} J_0(2\sqrt{a_1 x_1 x_2}), \quad r_1(x_1, x_2) = e^{-x_1} \sqrt{a_1 x_2/x_1} J_1(2\sqrt{a_1 x_1 x_2}),$$

где  $J_0, J_1$  — функции Бесселя нулевого и первого порядка соответственно. Поскольку безразмерный параметр  $a_1$  мал (порядка  $10^{-3} \div 10^{-2}$ ), то, например, для вычисления относительной величины радиуса капилляра достаточно воспользоваться асимптотическим разложением приведенного выше соотношения для функции  $r_1$ . В результате получим

$$R/R_0 = 1 + a_0(l - x) e^{-\lambda x},$$

где  $\lambda = 2A/(R_0v_0)$ ;  $l = v_0t$  — глубина проникновения раствора;  $a_0 = 2Aa_1/(R_0v_0)$  — малый параметр.

Пусть справедлив логнормальный закон распределения условных (гидравлических) радиусов пор  $\rho$  по их размерам с плотностью  $F(\rho)$  в пористой среде:

$$F(\rho) = n_0 \exp[-\ln^2(\rho/\rho_0)/(2\sigma^2)],$$

где  $\rho_0$  — мода распределения радиусов капилляров;  $n_0$  — параметр, связанный с дисперсией и числом капилляров. Тогда в предположении неизменности дисперсии и общего числа капилляров в единичном сечении образца породы применительно к осесимметричному проникновению кислотного раствора в пласт для измененных фильтрационных характеристик можно выписать следующие соотношения:

для пористости

$$m(r) = m_0[1 + 2a_0(R_* - r)e^{-\lambda r}]; \quad (3)$$

для проницаемости

$$k(r) = k_0[1 + 4a_0(R_* - r)e^{-\lambda r}]; \quad (4)$$

для капиллярного давления

$$p_c(s) = p_c^0 \varphi(s)[1 - a_0(R_* - r)e^{-\lambda r}]. \quad (5)$$

Здесь  $r$  — текущая радиальная координата;  $R_*$  — радиус обработанной зоны. Формулы (3)–(5) получены разложениями соответствующих моментов функции распределения по малому параметру  $a_0$  с сохранением первых двух членов. Указанный параметр и константа  $\lambda$  связаны с параметрами уравнений кинетики реакций и технологией обработки: временем закачки реагента  $T$ , объемом реагента  $Q_*$  и его концентрацией  $C_0$ , мощностью пласта  $M$ . Очевидно, для радиуса  $R_*$  обработанной кислотой зоны имеет место соотношение  $R_* = \sqrt{Q_*/(\pi M m_0)}$ . Упомянутые выше константы таковы:  $\lambda \sim (1 - 5)m^{-1}$ ,  $a_0 \sim (10^{-2} \div 10^{-1})m^{-1}$ .

Исходные параметры пласта — пористость  $m_0$ , проницаемость  $k_0$  и характерное капиллярное давление  $p_c^0$  — сохраняются неизменными при  $r \geq R_*$ . Входящая в уравнение (3) безразмерная функция  $\varphi(s)$  (аналог функции Леверетта) может быть задана в виде  $\varphi(s) = \sqrt{s(\varepsilon - 1)/(\varepsilon - s)}$  или  $\varphi(s) = \sqrt{s/(1 - s)}$ , где  $s$  — нефтенасыщенность, а параметр  $\varepsilon$  обычно находится в пределах  $1,1 \div 1,3$  в зависимости от физико-химических свойств пласта.

Общепринятая в исследованиях процессов фильтрации несмешивающихся жидкостей система уравнений классифицируется как вырождающаяся эллипτικο-параболическая система [2]. Представляется целесообразным в теоретическом плане и в плане практических приложений при выводе основных уравнений, описывающих процесс несмешивающегося вытеснения, учитывать сжимаемости скелета и движущихся фаз. При этом, как будет видно из дальнейшего, система уравнений становится просто параболической.

Выпишем законы сохранения масс нефти и воды

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho s) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r\rho f(s)k_f \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad \frac{\partial}{\partial t}(m\rho_w s_w) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r\rho_w f_w(s_w)k_{fw} \frac{\partial p_w}{\partial r} \right). \quad (6)$$

Здесь  $s$ ,  $s_w$  — насыщенности;  $m$  — пористость пласта;  $\rho$ ,  $\rho_w$  — плотности;  $p$ ,  $p_w$  — давления;  $k_f$ ,  $k_{fw}$  — коэффициенты фильтрации;  $f$ ,  $f_w$  — фазовые проницаемости; индекс  $w$  относится к водной фазе. В соответствии с линейной теорией упругого режима фильтрации [3] имеем при  $s = 1$ :  $m \simeq m_0(1 + \epsilon_m p)$ ,  $\rho \simeq \rho_0(1 + \epsilon_\rho p)$ ; аналогично при  $s_w = 1$ :  $m \simeq m_0(1 + \epsilon_{mv} p_v)$ ,  $\rho_v \simeq \rho_{0v}(1 + \epsilon_{\rho v} p_v)$ , где величины  $\epsilon$  с индексами — малые, экспериментально определяемые константы. В общем случае  $s \neq 0$  и  $s \neq 1$  коэффициенты сжимаемости будут функциями насыщенности  $s$ . В первом приближении их можно считать

некоторыми средневзвешенными величинами. С точностью до величин второго порядка малости имеем аппроксимации:

$$m\rho \simeq m_0\rho_0(1 + \beta p), \quad m\rho_w \simeq m_0\rho_w(1 + \beta_w p_w),$$

где  $\beta = \epsilon_m + \epsilon_\rho$ ;  $\beta_w = \epsilon_{mw} + \epsilon_{\rho w}$ . Подставляя эти соотношения в уравнение (6) и пренебрегая в правой части членами  $\epsilon_\rho p$  и  $\epsilon_{\rho w} p_w$ , малыми по сравнению с единицей, уравнения двухфазной фильтрации с учетом пьезопроводности пласта и изменения его фильтрационных свойств в прискважинной зоне запишем так:

$$\begin{aligned} m(r) \frac{\partial s}{\partial t} + \beta \frac{\partial}{\partial t} (ps) &= \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r f(s) \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \\ m(r) \frac{\partial s_w}{\partial t} + \beta_w \frac{\partial}{\partial t} (p_w s_w) &= \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r f(s_w) \frac{k}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial r} \right), \end{aligned} \quad (7)$$

$$p = p_w + p_c^0 \psi(r) \varphi(s).$$

Приведем оценку эффективности кислотной обработки пристволенной зоны скважины для установившегося режима фильтрации с учетом капиллярного запираания водной фазы.

Это случай, когда существенную роль в процессе фильтрации играют капиллярные силы ( $p_c^0 \neq 0$ ), а водная фаза неподвижна, поскольку в ней сохраняется постоянное давление  $p_w = p_c = \text{const}$ ,  $p_c = p_0 - \Delta p$  ( $p_0$  — пластовое давление,  $\Delta p$  — заданная депрессия). Негативную роль капиллярных сил иллюстрирует простой пример. Пусть  $R$  — контур питания скважины, на котором сохраняются пластовое давление  $p = p_0$  и нефтенасыщенность  $s = s_0$ , а водонасыщенность  $s_w = 1 - s_0$  остается неизменной, равной первоначальной насыщенности месторождения материнской водой. Если капиллярные силы отсутствуют и, следовательно, отсутствует эффект капиллярного запираания, то фильтрационное течение в пласте будет однородным, скорость притока нефти  $q_0 = k_f f(s_0) \Delta p / \ln(R/r_b)$  ( $r_b$  — радиус скважины) и скорость притока воды  $q_w \neq 0$ . Напротив, если принимаются во внимание капиллярные силы, то из равенства давлений на скважине в водной и нефтяной фазах следует, что  $s(0) = 0$ , и, интегрируя выражение для относительной скорости притока нефти

$$q_c = r f(s) k_f p_c^0 \frac{d(\varphi(s))}{dr}$$

по  $r$  от  $r_b$  до  $R$  и по  $s$  от 0 до  $s_0$ , найдем

$$q_c = I(s_0) k_f p_c^0 / \ln(R/r_b).$$

Приток воды в этом случае будет отсутствовать. Таким образом, степень уменьшения притока нефти выразит отношение

$$\eta = q_c/q_0 = I(s_0)/[\varphi(s_0)f(s_0)].$$

Здесь и выше

$$I(s_0) = \int_0^{s_0} f(s) d\varphi(s),$$

и если фазовую проницаемость принять в виде  $f(s) = s^{3,5}$ , то этот интеграл может быть выражен через элементарные функции.

В условиях месторождений Казахстана нефтенасыщенность  $s_0$  лежит в пределах  $0,60 \div 0,65$ . Простой подсчет показывает, что  $\eta(0,6) = 0,446$ ,  $\eta(0,7) = 0,522$ . Таким образом, вследствие эффекта капиллярного запираания приток нефтяной фазы к скважине

сокращается вдвое. Заметим, что в выражение для относительной величины притоков  $\eta$  при  $p_0 - p_c = p_c^0 \varphi(s_0)$  вообще не входит радиус влияния  $R$  и все определяется начальной нефтенасыщенностью месторождения  $s_0$ .

Естественно, при кислотной обработке с изменением химико-физических свойств пласта в прискважинной зоне на расстоянии  $R_* < R$  показатель  $\eta$  будет зависеть от отношения этих величин и оценка эффективности кислотной обработки производится численно.

Для осесимметричной модели двухфазной фильтрации, основанной на уравнениях (6), разработан вычислительный алгоритм расчета нестационарных задач массопереноса в прискважинной зоне. В модели учитываются упругоэластичность пласта, капиллярные силы и пространственная неоднородность распределения гидрофизических характеристик вмещающего пласта.

Систему уравнений (6) с учетом условия  $s_w + s = 1$  и капиллярного скачка  $p_w = p + p_c(s_v)$  можно преобразовать к эквивалентной, состоящей согласно [2] из параболического уравнения относительно давления  $p_w$  в водной фазе

$$r \frac{\partial}{\partial t} m = \frac{\partial}{\partial r} \left( r(k_w(s_w) + k(s)) \frac{\partial p_w}{\partial r} + rk \frac{\partial p_c}{\partial r} \right), \quad r_b < r < L \quad (8)$$

и гиперболического уравнения переноса для водонасыщенности ( $s_w$ )

$$r \frac{\partial}{\partial t} (ms_w) = \frac{\partial}{\partial r} \left( rk_w \frac{\partial p_w}{\partial r} \right), \quad m = m_0(r) + \delta p_w, \quad r_b < r < L. \quad (9)$$

Дополнительно задаются граничные и начальные условия

$$\begin{aligned} p_w|_{r=r_b} = p_w^0, \quad p_w|_{r=L} = p_w^1, \quad s_w|_{r=r_b} = s_w^0, \quad s_w|_{r=L} = s_w^1, \\ p_v|_{t=0} = p_0, \quad s_v|_{t=0} = s_0. \end{aligned} \quad (10)$$

Для решения этой задачи использовался итерационный процесс, который на дифференциальном уровне может быть записан следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (rm^n) &= \frac{\partial}{\partial r} \left( r(k_w(s_w^{n-1}) + k(1 - s_w^{n-1})) \frac{\partial p_w^n}{\partial r} \right) + F^{n-1}, \\ \frac{\partial}{\partial t} (rm^n s_w^n) &= \frac{\partial}{\partial r} \left( rk_w(s_w^n) \frac{\partial p_w^n}{\partial r} \right), \quad m^n = m_0(r) + \delta p_w^n. \end{aligned}$$

Здесь  $n$  — номер итерационного шага;  $F^{n-1} = \frac{\partial}{\partial r} \left( rk(1 - s_w^{n-1}) \frac{\partial p_c(s_w^{n-1})}{\partial r} \right)$ .

На  $n$ -м итерационном шаге из первого уравнения находится давление в водной фазе, а затем из второго уравнения определяется водонасыщенность. Если выполнены условия  $\max_{r_b < r < L} |s_w^n - s_w^{n-1}| < \varepsilon_1$ ,  $\max_{r_b < r < L} |p_w^n - p_w^{n-1}| < \varepsilon_2$ , то итерационный процесс прекращается.

При численных расчетах конечно-разностным методом использовались неявные консервативные разностные схемы, которые решались методом прогонки [4]. На каждом временном слое разностное решение находилось с помощью описанного итерационного алгоритма. Этот алгоритм при выборе достаточно малых значений шагов по времени сходится и позволяет решать задачу в общей постановке.

В случае жесткого режима фильтрации  $\delta = 0$  из уравнения (8) следует, что суммарная скорость

$$V = - \left( rk_w(s_w) \frac{\partial p_w}{\partial r} + rk(1 - s_w) \frac{\partial p}{\partial r} \right)$$

является только функцией времени  $V = V(t)$ , и в этом случае вычислительный алгоритм может быть упрощен [2]. Приближенное значение суммарной скорости  $V^n$  на  $n$ -м итерационном шаге определяется по формуле

$$V^n = - \int_{r_b}^L r^{-1} (k_w(s_w^{n-1}) + k(1 - s_w^{n-1}))^{-1} dr [p_w^1 - p_w^0 + \Phi(s_w^1) - \Phi(s_w^0)].$$

Здесь функция  $\Phi$  определяется равенством

$$\Phi = \int_0^{s_w} \frac{k(1-s)}{k_w(s) + k(1-s)} \frac{\partial p_c(s)}{\partial s} ds.$$

В случае зависимости коэффициентов уравнений от насыщенности вида

$$k_w(s_w) = k_0 s_w^2, \quad k(1-s_w) = k_0(1-s_w)^2, \quad p_c(s_w) = p_c^0 \sqrt{(1-s_w)/s_w} \quad (11)$$

значение  $\Phi$  может быть вычислено явно.

Используя представление

$$r k_w(s_w) \frac{\partial p_w}{\partial r} = - \frac{k_w(s_w)}{k_w(s_w) + k(1-s_w)} V - \frac{r k_w(s_w) k(1-s_w)}{k_w(s_w) + k(1-s_w)} \frac{\partial p_c}{\partial r},$$

численно решаем нелинейное параболическое уравнение

$$\frac{\partial}{\partial t} (r m^n s_w^n) = - \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k_w(s_w^n)}{k_w(s_w^n) + k(1-s_w^n)} V^n + \frac{r k_w(s_w^n) k(1-s_w^n)}{k_w(s_w^n) + k(1-s_w^n)} \frac{\partial p_c(s_w^n)}{\partial r} \right),$$

и определяем следующее итерационное приближение для водонасыщенности.

Численная реализация модели выполнена на основе языка C++. В программе организован диалоговый режим ввода исходной информации и предусмотрена возможность графической интерпретации расчетов. Программа позволяет решать задачу в осесимметричной и одномерной постановках с условиями первого и второго рода на правой границе ( $r = L$ ). Гидрофизические характеристики пласта могут меняться в зависимости от расстояния до скважины и задаются в виде кусочно-постоянных функций. Локальное изменение свойств пласта вблизи скважины в результате кислотной обработки задается согласно формулам (3)–(5). Результаты расчетов выводятся в виде таблиц или графиков. После анализа и модификации данных расчеты могут быть продолжены с использованием полученных результатов, интерпретируемых как новые начальные данные.

Как известно [3], в задачах несмешивающейся фильтрации с учетом капиллярных сил теоретически допускается безграничный рост нормальной производной от насыщенности при приближении координаты к радиусу эксплуатационной скважины. Поэтому при численной реализации задачи использовалась неравномерная сетка со сгущением в окрестности скважины. Консервативность схемы позволяет снизить влияние ошибки аппроксимации насыщенности в прискважинной зоне.

На основе разработанной программы выполнены расчеты, оценивающие расход поступления нефти в откачную скважину в зависимости от вида модели и с учетом кислотной обработки прискважинной зоны. Коэффициенты уравнений задавались в виде (11). Расчеты проводились при следующих данных осесимметричной задачи.

Постоянные параметры задачи: радиус скважины  $r_b = 0,1$  м; пористость  $m = 0,15$ ; коэффициент фильтрации  $k_0 = 0,2$  м/сут; длина области  $L = 30$  м; начальная водонасыщенность  $s_w = 0,4$ ; отношение вязкостей воды и нефти  $\mu_0 = 0,2$ ; понижение напора на

Таблица 1

$t$ , сут	$q/q_w$ ( $\delta = 0,0001, p_c^0 = 0$ )	$q/q_w$ ( $\delta = 0,0001, p_c^0 = 0,8$ )
0,5	0,335/0,734	0,159/0,798
10	0,321/0,708	0,147/0,778
100	0,321/0,708	0,147/0,781

Таблица 2

$t$ , сут	$q/q_w$ ( $p_c^0 = 0$ )	$q/q_w$ ( $p_c^0 = 0,8$ )	$q^0/q_w^0$ ( $p_c^0 = 0$ )	$q^0/q_w^0$ ( $p_c^0 = 0,8$ )
0,5	0,417/0,914	0,234/0,974	1,245/1,245	1,472/1,221
10	0,399/0,881	0,218/0,946	1,243/1,244	1,483/1,216
100	0,398/0,883	0,218/0,950	1,243/1,244	1,483/1,216

скважине по сравнению с пластовым  $\Delta p = p_w^1 - p_w^0 = 20$  м ( $p_w^0 = 0$ ). В расчетах варьировались характерные значения капиллярного скачка ( $p_c^0$ ) и коэффициент сжимаемости пласта ( $\delta$ ).

Результаты расчетов дебита необработанной скважины приведены в табл. 1, где числитель соответствует расходу притока нефти, знаменатель — расходу воды.

Численное моделирование двухфазного течения при кислотной обработке скважины проводилось при значениях гидрофизических параметров пласта  $\delta = 0,0001$ ,  $p_c^0 = 0$  и  $p_c^0 = 0,8$  и значениях параметров обработанной прискважинной зоны  $a_0 = 0,05$ ,  $\lambda = 1$ ,  $R_* = 2$  (табл. 2). Возрастание дебита обработанной скважины наблюдается как для модели, учитывающей капиллярные силы ( $p_c^0 = 0,8$ ), так и без их учета ( $p_c^0 = 0$ ). В последних двух столбцах табл. 2 приведены значения отношения расходов при кислотной обработке и без нее ( $q^0$  — для нефти,  $q_w^0$  — для воды).

На рис. 1 приведены распределения давления и нефтенасыщенности без кислотной обработки для слабосжимаемого пласта. Для моментов времени больше 10 сут значения нефтенасыщенности практически не изменяются.

Следует особо отметить влияние сжимаемости пласта. В отличие от жесткого режима фильтрации решения задач упругого режима существенно зависят от динамики изменения давления в пласте. Это наглядно видно в случае отсутствия капиллярного скачка. Система уравнений Баклея — Леверетта ( $\delta = 0$ ) при однородной водонасыщенности пласта в начальный момент времени ( $s|_{t=0} = s_0 = \text{const}$ ) и граничном условии  $s|_{r=L} = s_0$  имеет решение в виде константы  $s_w(r, t) = s_0$ . Однако при упругом режиме фильтрации решение имеет совершенно другой вид: водонасыщенность и нефтенасыщенность не являются монотонными функциями, зависящими от времени. Влияние сжимаемости сказывается также и при наличии капиллярного скачка, особенно сильно — для больших значений коэффициента сжимаемости ( $\delta = 0,005$ ), которые могут быть обусловлены наличием газовой фазы в пласте. В этом случае при прохождении волны сброса напора вблизи скважины резко изменяются распределения нефтенасыщенности и, кроме того, в начальные моменты времени градиенты давления вблизи нее становятся достаточно большими (рис. 2). Эти особенности процесса позволяют объяснить более высокие значения притока нефти в скважину в начальный момент времени (табл. 3) по сравнению с результатами, полученными для слабосжимаемых пластов ( $\delta = 0,0001$ ) (см. табл. 1).

Из серии проведенных расчетов можно сделать общий вывод. Кислотная обработка приствольной зоны эксплуатационной скважины при прочих равных условиях может быть

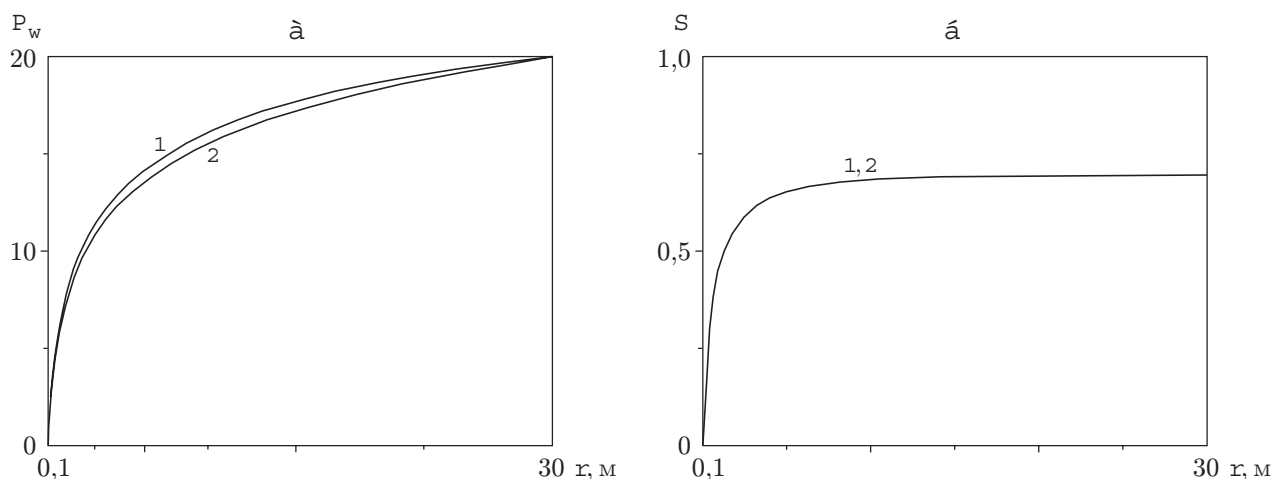


Рис. 1. Графики распределения давления (а) и нефтенасыщенности (б) при  $\delta = 0,0001, p_c^0 = 0,8$ :  
 1 —  $t = 10$  сут; 2 —  $t = 100$  сут

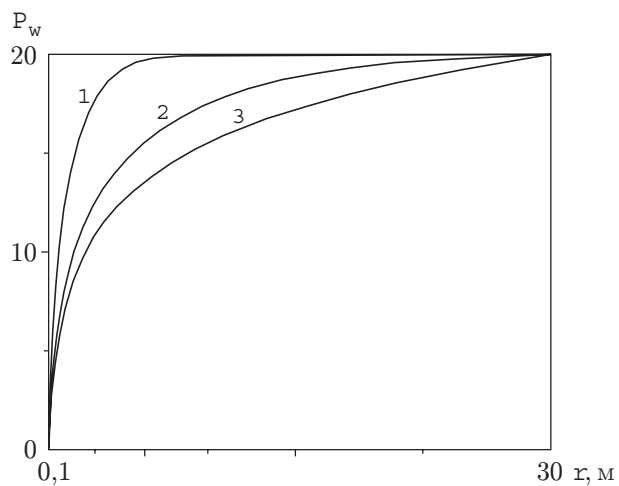


Рис. 2. Графики распределения давления при  $\delta = 0,005$ :  
 1 —  $t = 0,5$  сут; 2 —  $t = 10$  сут; 3 —  $t = 100$  сут

Таблица 3

$t, \text{сут}$	$q/q_w$ ( $\delta = 0,005, p_c^0 = 0$ )	$q/q_w$ ( $\delta = 0,005, p_c^0 = 0,8$ )
0,5	0,566/0,993	0,317/1,096
10	0,389/0,730	0,186/0,808
100	0,389/0,730	0,186/0,808

эффективным методом повышения притока нефти. Естественно, степень эффективности этого метода зависит от технологии обработки и физико-химических параметров пластов. Например, из результатов, представленных в табл. 2, видно, что большую роль в увеличении притока нефти (примерно в 1,5 раза) играет уменьшение отрицательного воздействия капиллярных сил.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. **Пеньковский В. И.** Две модельные задачи о движении агрессивной жидкости в пористой среде // ПМТФ. 1968. № 6. С. 155–158.
2. **Антонцев С. Н., Доманский А. В., Пеньковский В. И.** Фильтрация в прискважинной зоне пласта и проблемы интенсификации притока. Новосибирск: Ин-т гидродинамики СО АН СССР, 1989.
3. **Коллинз Р.** Течение жидкостей через пористые материалы. М.: Мир, 1964.
4. **Чарный И. А.** Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963.
5. **Самарский А. А.** Теория разностных схем. М.: Наука, 1977.

*Поступила в редакцию 12/II 2003 г.,  
в окончательном варианте — 1/IX 2003 г.*

---