УДК 532.546

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВЫТЕСНЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НА ОСНОВЕ ОСЕСИММЕТРИЧНОЙ МОДЕЛИ

И. Б. Чернощук

Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН, 630090 Новосибирск
E-mail: irina@hydro.nsc.ru

Рассматривается осесимметричная задача о вытеснении пластовых флюидов фильтратом бурового раствора при бурении скважин с учетом образования глинистой корки. Анализируется распределение и изменение основных параметров процесса: объема фильтрата, толщины глинистой корки, нефтенасыщенности, давления. Определяется расположение фронтов водонасыщенности и концентрации солей. Полученные результаты сопоставляются с результатами геофизических исследований, выполненных при бурении вертикальных скважин.

Ключевые слова: зона проникновения, нефтенасыщенность, концентрация солей, давление, объем фильтрата, глинистая корка.

Введение. При бурении скважин возникает большой перепад давления, в результате чего фильтрат бурового раствора проникает в нефтенасыщенный пласт и вытесняет находящиеся в пласте воду и нефть, вызывая, таким образом, изменение физических свойств среды. Гидродинамический анализ этих процессов, основанный на результатах геофизических исследований прискважинной области, позволяет получить информацию о гидрофизических характеристиках пласта. Как правило, осесимметричная задача решается на первом этапе анализа структуры распределения нефтенасыщенности и концентрации солей. Полученные при этом данные позволяют проводить более точные исследования на основе пространственных моделей.

Гидродинамическая модель. Рассмотрим задачу в одномерной осесимметричной постановке (ось симметрии совпадает с осью скважины). Двухфазная фильтрация описывается уравнениями Баклея — Леверетта при дополнительном условии, налагаемом на сумму насыщенностей водной и нефтяной фаз. Уравнения переноса подвижных фаз имеют вид [1–3]

$$\frac{\partial}{\partial t}(rms_w) = \frac{\partial}{\partial r}\Big(rk_w\,\frac{\partial p}{\partial r}\Big); \tag{1}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(rms_{oil}) = \frac{\partial}{\partial r}\Big(rk_{oil}\,\frac{\partial p}{\partial r}\Big); \tag{2}$$

$$s_w + s_{oil} = 1, \tag{3}$$

где r — радиус ($r_b \leqslant r \leqslant L$); r_b — радиус скважины; L — граница области (радиус влияния скважины); t — время; p — разность истинного и начального пластового p_f давлений; s_w, s_{oil} — водо- и нефтенасыщенность; m — пористость пласта; $k_w(s_w)$, $k_{oil}(s_{oil})$ — фазовые проницаемости.

Работа выполнена в рамках Интеграционного проекта СО РАН № 75.

Зададим граничные условия на стенке скважины ($r = r_b$):
— для водонасыщенности

$$s_w\big|_{r=r_b} = 1; \tag{4}$$

— для давления [4]

$$-q = \Big(k_w \frac{\partial p}{\partial r}\Big)\Big|_{r=r_b} = \beta\big(p\big|_{r=r_b} - p_b(t)\big), \qquad \beta = \Big(\beta_0^{-1} + \frac{d}{k_g^0}\Big)^{-1}. \tag{5}$$

Параметр β определяет водообмен скважины с пластом, а также учитывает фильтрационное сопротивление в начальный момент вскрытия пласта β_0^{-1} и сопротивление d/k_g^0, обусловленное формированием глинистой корки ($k_g^0 = k_g/\mu_w$; k_g — проницаемость корки; μ_w — вязкость воды). Скорость роста глинистой корки пропорциональна объему фильтрата (вынос глинистых частиц в пласт и изменение пористости в прискважинной зоне не учитываются), поэтому толщина глинистой корки $d(t)$ определяется из уравнения

$$d_t' = \alpha(1 - d/d_{\max})^n q, \qquad n \geqslant 0. \tag{6}$$

Условие для давления на границе области

$$p\big|_{r=L} = 0. \tag{7}$$

В (5), (6) $p_b(t)$ — заданное давление внутри скважины; $d_{\max}$ — максимальная толщина глинистой корки; α — коэффициент, зависящий от пористости корки, доли глинистых частиц в буровом растворе и других параметров, определяющих условия роста корки [2].

Начальное распределение водонасыщенности постоянно:

$$s_w\big|_{t=0} = s_f. \tag{8}$$

Отметим, что уравнения (1), (2) записаны для подвижных фаз. Если учитывается влияние остаточных водо- и нефтенасыщенностей, то следует рассматривать общие уравнения, которые, в свою очередь, могут быть сведены к виду (1), (2) [5].

В случае несжимаемого пласта ($m = \mathrm{const}$) уравнения (1), (2) можно преобразовать. Сложив эти уравнения с учетом условия (3), получим выражение для суммарного расхода

$$r(k_w + k_{oil})\,\frac{\partial p}{\partial r} = -v(t). \tag{9}$$

Обозначим $s = s_w$ и введем функцию

$$F(s) = \frac{k_w(s)}{k_w(s) + k_{oil}(s)}. \tag{10}$$

Тогда из (9), (10) получим $-v(t)F(s) = rk_w(s)\,\partial p/\partial r$. Подставляя это соотношение в (1), имеем

$$rm\,\frac{\partial s}{\partial t} = -v(t)\,\frac{\partial F(s)}{\partial r}. \tag{11}$$

Перейдем к автомодельной переменной $y = (r^2 - r_b^2) \Big/ \Big(2\int\limits_0^t v(t)\,dt\Big)$. Тогда (11) принимает вид $my = dF/ds$ или $m(r^2 - r_b^2) \Big/ \Big(2\int\limits_0^t v(t)\,dt\Big) = dF/ds$. Граничное условие (4) выполнено, если $(dF/ds)\big|_{t=r_b} = 0$. Введя обозначение удельного объема фильтрата $V(t) = \int\limits_0^t v(t)\,dt$, окончательно получим

$$\frac{m}{2}\,\frac{r^2 - r_b^2}{V(t)} = \frac{dF}{ds}. \tag{12}$$

Уравнение (12) позволяет найти распределение насыщенности водной фазы s при любом значении V. В расчетах величина s полагалась заданной на сетке ($s_f \leqslant s \leqslant 1$) и отыскивались соответствующие значения $r = \sqrt{r_b^2 + (2V(t)/m)\,dF/ds}$. Следует учесть, что, во-первых, необходима однозначность распределения s, во-вторых, начиная с некоторого расстояния от оси скважины $r = l_s$ насыщенность остается неизменной и равной начальной пластовой s_f (8). Поэтому зависимость $s(r)$ определялась следующим образом: при $r < l_s$ величина s определяется по формуле (12), при $r \geqslant l_s$ $s = s_f$.

Найдем значение $r = l_s(t)$. Проинтегрировав уравнение (11) сначала по радиусу r от r_b до L, а затем по времени t от 0 до t, получим

$$\int\limits_{r_b}^{L} rm(s - s_f)\,dr = -(F(s_f) - 1)\int\limits_0^t v(t)\,dt = (1 - F(s_f))V(t).$$

Так как при $r \geqslant l_s$ $s = s_f$, то

$$\int\limits_{r_b}^{l_s} rm(s - s_f)\,dr = (1 - F(s_f))V(t). \tag{13}$$

Интеграл в (13) вычисляется методом трапеции. Суммирование по Δr ведется до тех пор, пока знак неравенства между правой и левой частями не сменится на противоположный. Таким образом определяется значение $r = l_s$. На рис. 1 показано распределение s по радиусу при фиксированном удельном (на единицу длины скважины) объеме фильтрата

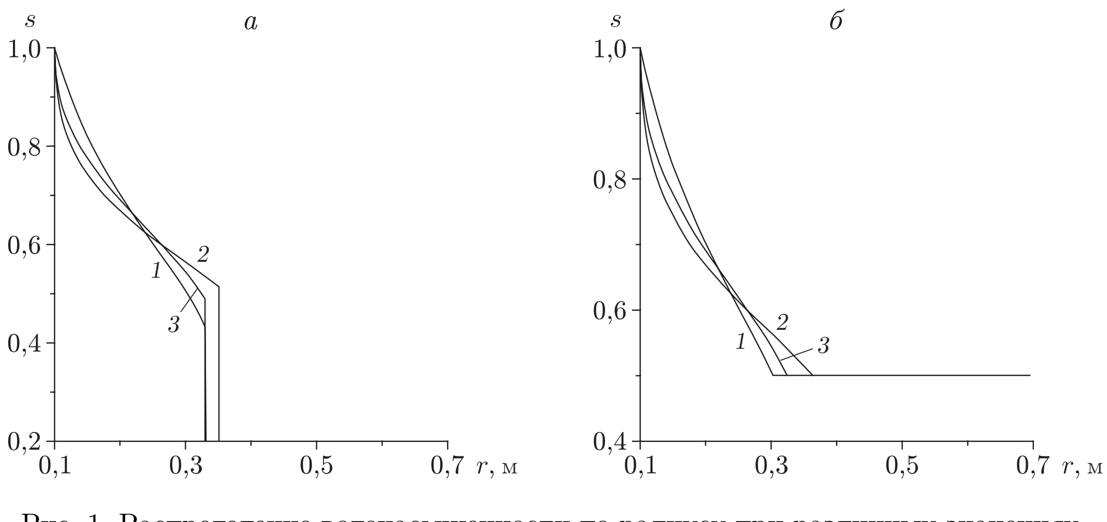

Рис. 1. Распределение водонасыщенности по радиусу при различных значениях фазовой проницаемости:
а — $s_f = 0{,}2$; *б* — $s_f = 0{,}5$

$V(t) = 0{,}005$ м^2 и значениях пластовой водонасыщенности $s_f = 0{,}2$; $0{,}5$ ($r_b = 0{,}1$ м, $\mu_0 = 0{,}4$, $m = 0{,}2$, $k = 1$ мД $\approx 1{,}02 \cdot 10^{-15}$ м^2, $\mu_w = 1$ сП $\approx 10^{-3}$ Па$\cdot$с). Кривые *1, 2* различаются зависимостями $k_w = k_0 s^{n_w}$, $k_{oil} = k_0\mu_0(1-s)^{n_{oil}}$ ($k_0 = k/\mu_w$; k — проницаемость пласта; $\mu_0 = \mu_w/\mu_{oil}$ — отношение вязкостей воды и нефти): для кривых *1* $n_w = n_{oil} = 2$, для кривых *2* $n_w = n_{oil} = 3$. Кривые *3* соответствуют более универсальному виду выражений для фазовых проницаемостей: $k_w = k_0[\delta s^{\alpha_1} + (1-\delta)s^{\beta_1}]$, $k_{oil} = k_0\mu_0[\delta s^{\alpha_2} + (1-\delta)(1-s)^{\beta_2}]$, $0 \leqslant \delta(s) \leqslant 1$. В данном случае $\alpha_1 = \alpha_2 = 3$, $\beta_1 = \beta_2 = 2$, $\delta(s) = s$. Отметим, что использование данной интерполяционной формулы для задания вида фазовых проницаемостей позволяет получить распределение нефтяной фазы в зоне проникновения и согласовать результаты расчета по гидродинамической модели с данными геофизических исследований и лабораторных испытаний образцов керна.

При бурении скважин концентрации солей в буровом растворе и пластовой воде различны, поэтому внедрение фильтрата бурового раствора в пласт приводит к перераспределению концентрации и электрического сопротивления в прискважинной зоне [4]. Для моделирования процесса солепереноса водной фазой используется уравнение переноса консервативной примеси [1]

$$\frac{\partial}{\partial t}(rmsc) = \frac{\partial}{\partial r}(-Fvc), \qquad c\big|_{r=r_b} = c_w, \qquad c\big|_{t=0} = c_f, \tag{14}$$

где c — относительная концентрация вещества, переносимого водной фазой; функции $v(t)$ и $F(s)$ определены в (9) и (10) соответственно. Влияние гидродинамической дисперсии считается несущественным. Решение гиперболического уравнения (14) имеет вид ступенчатой функции: до прохождения фронта $c = c_w$ при $r \leqslant l_c(t)$, после прохождения фронта $c = c_f$ (c_w, c_f — относительные концентрации фильтрата и пластовой воды соответственно). В результате нормировки $\tilde{c} = (c - c_f)/(c_w - c_f)$ (знак "$\sim$" в дальнейшем опускается) получаем $c = 1$ при $r < l_c(t)$, $c = 0$ при $r > l_c(t)$.

Определим уравнение фронта $r = l_c(t)$. Проинтегрировав уравнение (14) сначала по r от r_b до L, а затем по t от 0 до t, с учетом граничных и начальных условий, а также вида функции c получим

$$\int\limits_{r_b}^{l_c} rms\,dr = \int\limits_0^t v(t)\,dt = V(t). \tag{15}$$

Значение $r = l_c$ находится из уравнения (15) по алгоритму, аналогичному алгоритму, использованному для нахождения зависимости $l_s(t)$ из уравнения (13).

Оценка параметров l_s и l_c. Соотношение координат фронтов водонасыщенности и концентрации является одним из факторов, определяющих структуру зоны проникновения. При электромагнитном зондировании нефтенасыщенных пластов различные структуры могут быть легко идентифицированы [6, 7]. Выясним, в каких случаях выполняется условие $l_s(t) > l_c(t)$. Как сказано выше, положение фронтов $l_s(t)$ и $l_c(t)$ определяется из соотношений (13) и (15) соответственно. Соотношение (13) можно записать в виде

$$\int\limits_{r_b}^{l_s} rms\,dr = \int\limits_{r_b}^{l_s} rms_f\,dr + (1 - F(s_f))V(t) = ms_f\,\frac{l_s^2 - r_b^2}{2} + (1 - F(s_f))V(t). \tag{16}$$

Если $l_s(t) > l_c(t)$, то $\int\limits_{r_b}^{l_s} rms\,dr > \int\limits_{r_b}^{l_c} rms\,dr$. Тогда из (13), (16) следует

$$0 < -F(s_f)V(t) + ms_f(l_s^2 - r_b^2)/2. \tag{17}$$

Используя известное соотношение на фронте вытеснения $r = l_s$ [3], условие (17) можно записать в виде

$$\frac{F(s_f)}{s_f} < \frac{F(s^-)}{s^-}, \qquad s^- = \lim_{r\to(l_s-0)} s.$$

В случае, когда водонасыщенность s не имеет разрыва на фронте, из (17) следует

$$\frac{dF}{ds}\Big|_{s(l_s)} > \frac{F(s_f)}{s_f}.$$

Расчеты показали, что при рассмотрении реальных пластов с высокой нефтенасыщенностью ($s_f < 0{,}5$) фронт концентрации солей отстает от фронта водонасыщенности. Так, на рис. 1,*а* для кривых *1* $l_s = 0{,}330$, $l_c = 0{,}288$, для кривых *2* $l_s = 0{,}351$, $l_c = 0{,}291$, для кривых *3* $l_s = 0{,}329$, $l_c = 0{,}286$. Такие же результаты получены при геофизических исследованиях скважин. Следует отметить, что капиллярные силы и гидродинамическая дисперсия, как правило, приводят к "размазыванию" фронтов нефтенасыщенности и концентрации солей. Однако данная оценка позволяет получить общие представления о характере распределения флюидов в зоне проникновения.

Учет процесса коркообразования. Рассмотрим подробнее граничные условия (5), (6), моделирующие процесс роста корки. Отметим, что при $r = r_b$ из (9) следует $v(t) = -r_b k_w(1)(\partial p/\partial r)\big|_{r=r_b}$. Обозначим $Q(t) = \int\limits_0^t q(t)\,dt$. Тогда

$$v(t) = r_b q(t), \qquad V(t) = r_b Q(t). \tag{18}$$

Из (6) получаем выражение $d' = \alpha(1 - d/d_{\max})^n Q'$, где штрих означает полную производную по времени. Проинтегрировав это равенство и определив из начальных условий константу интегрирования, найдем толщину глинистой корки d:

$$d = d_{\max} - d_{\max}\Big(\frac{\alpha(n-1)}{d_{\max}}\,Q + 1\Big)^{1/(1-n)}. \tag{19}$$

Отметим, что после достижения d максимального значения $d_{\max}$ рост глинистой корки прекращается. Подставляя (19) в (5), получаем

$$\frac{dQ}{dt} = -\Big(\beta_0^{-1} + \frac{d_{\max}}{k_g^0}\Big(1 - \Big(\frac{\alpha(n-1)}{d_{\max}}\,Q + 1\Big)^{1/(1-n)}\Big)\Big)^{-1}\big(p\big|_{r=r_b} - p_b(t)\big),$$

откуда следует

$$\frac{d}{dt}\Big(Q\beta_0^{-1} + \frac{Qd_{\max}}{k_g^0} - \frac{d_{\max}^2}{k_g^0\alpha(n-1)}\,\frac{1-n}{2-n}\Big(\frac{\alpha(n-1)}{d_{\max}}\,Q + 1\Big)^{(2-n)/(1-n)}\Big) = -\big(p\big|_{r=r_b} - p_b(t)\big). \tag{20}$$

Определим давление на границе скважины. Проинтегрировав (9) и определив константу интегрирования из условия (7), получим

$$p(t,r) = v(t)\int\limits_r^D \frac{dr}{r(k_w(s) + k_{oil}(s))}. \tag{21}$$

Найдем приближенное решение рассматриваемой задачи. Обычно глубина зоны проникновения, в которой произошло изменение распределения пластовых флюидов, не превышает $0{,}4\div 0{,}6$ м, т. е. значительно меньше радиуса влияния скважины L, который варьируется от нескольких десятков до сотен метров. Вследствие этого изменение проницаемости пласта в зоне проникновения оказывает незначительное влияние на распределение давления. Следовательно, с большой точностью при $r = r_b$ выполняется соотношение

$$p(t, r_b) = v(t) \int\limits_{r_b}^{L} \frac{dr}{r(k_w(s) + k_{oil}(s))} \approx v(t) \int\limits_{r_b}^{L} \frac{dr}{r(k_w(s_f) + k_{oil}(s_f))}.$$

Подставляя полученное выражение в (20) и интегрируя по времени от 0 до t (с учетом (18)), находим уравнение для приближенной оценки объема фильтрата $V(t)$:

$$\Big(\frac{\beta_0^{-1}}{r_b} + \frac{d_{\max}}{k_g^0 r_b} + \frac{\ln(L/r_b)}{k_w(s_f) + k_{oil}(s_f)}\Big)V + \frac{d_{\max}^2}{k_g^0 \alpha(2-n)}\Big(\frac{\alpha(n-1)}{d_{\max} r_b} V + 1\Big)^{(2-n)/(1-n)} =$$

$$= \int\limits_0^t p_b(t)\, dt + \frac{d_{\max}^2}{k_g^0 \alpha(2-n)}.$$

Определение давления. Выше приведено численное решение, в котором при заданном объеме фильтрата $V(t)$ определялось распределение водонасыщенности s в зависимости от радиуса r. В соответствии с (21) для точного определения давления необходимо суммарный расход $v(t)$ выразить через объем фильтрата $V(t)$. Для этого используем определение (9) при $r = r_b$ и граничные условия (5)–(7) при $\beta_0^{-1} = 0$, $n = 0$:

$$v(t) = -\frac{k_g^0 r_b^2}{\alpha V(t)} \big(p\big|_{r=r_b} - p_b(t)\big).$$

С учетом выражения (21) для давления p при $r = r_b$ получим

$$v(t) = \frac{k_g^0 r_b^2}{\alpha V(t)} p_b(t) \Big(1 + \frac{k_g^0 r_b^2}{\alpha V(t)} \int\limits_{r_b}^{L} \frac{dr}{r(k_w(s) + k_{oil}(s))}\Big)^{-1}.$$

Тогда

$$p(t, r) = \frac{k_g^0 r_b^2}{\alpha V(t)} p_b(t) \Big(1 + \frac{k_g^0 r_b^2}{\alpha V(t)} \int\limits_{r_b}^{L} \frac{dr}{r(k_w(s) + k_{oil}(s))}\Big)^{-1} \int\limits_{r}^{L} \frac{dr}{r(k_w(s) + k_{oil}(s))}.$$

На рис. 2 представлены зависимости давления p от радиуса r при $r_b = 0{,}1$ м, $\mu_0 = 0{,}4$, $m = 0{,}2$, $p_b = 400$ м, $L = 100$ м, $k_g = 0{,}001$ мД, $\alpha = 0{,}08$, $s_f = 0{,}2$. Из рис. 2 следует, что при фиксированной проницаемости пласта с увеличением объема фильтрата кривые приближаются к оси абсцисс. В пластах с разной проницаемостью распределение давления существенно различается: в хорошо проницаемых пластах давление вблизи скважины быстро понижается, а в плохо проницаемых слоях его значение в течение достаточно длительного времени остается очень высоким. Этот факт является существенным при формировании вертикальных обменных потоков между соседними слоями с разной проницаемостью.

Приведенные в данной работе алгоритмы позволяют с большой точностью решать осесимметричную задачу. Зная только объем фильтрата $V(t)$, можно восстановить все основные характеристики гидродинамических процессов, определяющих формирование зоны проникновения. Таким образом, появляется возможность эффективно решать обратные задачи послойной гидродинамической интерпретации нефтяных коллекторов, в которых важным искомым параметром является именно объем фильтрата [4, 6].

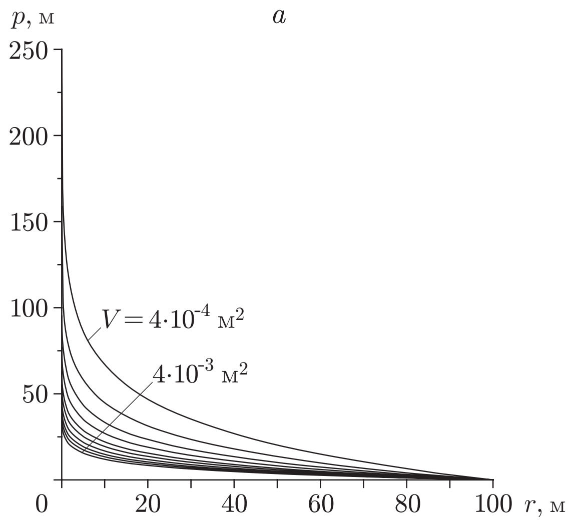

Рис. 2. Зависимости давления от радиуса:
а — $k = 1$ мД, $\Delta V = 4 \cdot 10^{-4}$ м^2; *б* — $V(t) = 4 \cdot 10^{-4}$ м^2 (*1* — $k = 100$ мД; *2* — $k = 10$ мД; *3* — $k = 1$ мД)

Определение времени. Для того чтобы установить связь режима бурения скважины с воздействием на пласт, необходимо знать время, при котором в зону проникновения поступает определенный объем фильтрата. Зависимость объема фильтрата от времени устанавливается на основе решения эволюционной разностной задачи. Для объема фильтрата можно записать разностное уравнение

$$\frac{dV}{dt} \approx \frac{V_{j+1} - V_j}{\tau_j} = v_{j+1/2} = \frac{v_{j+1} + v_j}{2},$$

где j — номер временного шага; V_j, v_j — значения соответствующих сеточных функций в момент времени $t_j = \sum\limits_{k=1}^{j} \tau_k$.

На рис. 3 приведена зависимость объема фильтрата от времени при различных значениях проницаемости пласта ($r_b = 0{,}1$ м, $\mu_0 = 0{,}4$, $m = 0{,}2$, $p_b = 400$ м, $L = 100$ м, $s_f = 0{,}2$,

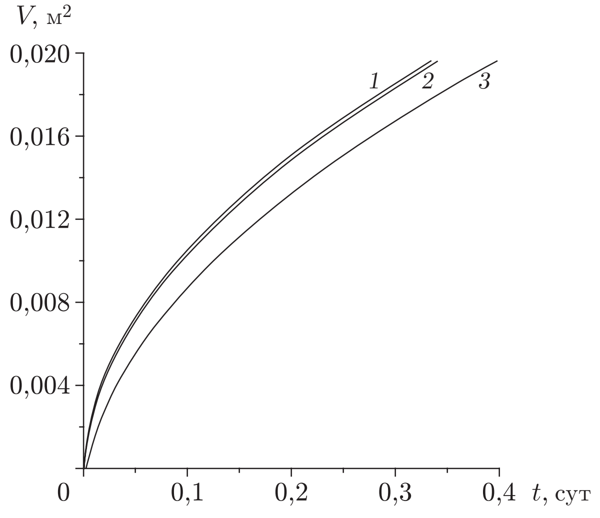

Рис. 3. Зависимость объема фильтрата от времени при различных значениях проницаемости пласта:
1 — $k = 100$ мД; *2* — $k = 10$ мД; *3* — $k = 1$ мД

$\alpha = 0{,}08$, $k_g = 0{,}005$ мД). Видно, что объем фильтрата, а следовательно, и толщина глинистой корки увеличиваются с наибольшей скоростью в начальный момент вскрытия пласта, затем эта скорость уменьшается. Кроме того, различие объема фильтрата в хорошо проницаемых и среднепроницаемых пластах незначительно, объем фильтрата существенно уменьшается только в плохо проницаемых пластах.

Сравнение с экспериментальными данными. Геофизические исследования скважин позволяют определить некоторые характеристики рассмотренной модели [4, 6]. Параметры модели задавались с учетом данных геологического строения коллекторов и результатов геофизических исследований различных скважин. При кавернометрии скважины измеряется ее внутренний диаметр, что позволяет определить толщину глинистой корки d. Также можно использовать результаты электромагнитного зондирования скважины, в ходе которого измеряется электрическое сопротивление в прискважинной зоне на основе инверсии диаграмм в многофункциональной системе высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования [6]. Положение полученной границы зоны изменения сопротивления может быть сопоставлено с положением фронта вытеснения нефтяной фазы в гидродинамической модели, т. е. можно сравнить полученное в расчетах значение $r = l_s$ с соответствующим экспериментальным значением r_2. Ниже приводятся результаты сравнения численного решения и экспериментальных данных по этим двум параметрам на примере разведочной скважины Западно-Сибирского нефтяного месторождения. Исходные данные и полученные результаты приведены в табл. 1, 2. Кроме того, при проведении численных расчетов для описания процессов в данной сква-

Таблица 1

Исходные параметры (эксперимент)

Номер слоя	z, м	$s_{oil}\vert_{t=0}$	t, ч	m	k_0, м/сут
1	2519,4–2520,6	0,7045	39,63	0,1964	0,019 89
2	2520,6–2521,4	0,7352	39,30	0,2055	0,043 52
3	2521,4–2523,2	0,7748	38,87	0,2081	0,054 97
4	2524,6–2526,0	0,6559	37,87	0,1915	0,012 95
5	2526,0–2529,2	0,5988	37,10	0,1777	0,004 22
6	2532,2–2533,0	0,6598	35,43	0,1964	0,019 89
7	2535,2–2536,0	0,7606	34,43	0,2109	0,070 48
8	2538,2–2539,6	0,5970	33,33	0,1955	0,018 44
9	2539,6–2540,2	0,5236	33,00	0,1798	0,004 68

Таблица 2

Экспериментальные данные и результаты численного моделирования

Номер слоя	d, м		l_s, м (расчет)	r_2, м (эксперимент)	V, м^2 (расчет)
	Расчет	Эксперимент			
1	0,0087	0,0088	0,67	0,46	0,0160
2	0,0087	0,0088	0,65	0,73	0,0159
3	0,0086	0,0086	0,62	0,71	0,0158
4	0,0083	0,0084	0,70	0,56	0,0154
5	0,0080	0,0080	0,71	0,61	0,0151
6	0,0085	0,0090	0,67	0,65	0,0150
7	0,0080	0,0087	0,58	0,49	0,0149
8	0,0078	0,0078	0,67	0,49	0,0145
9	0,0075	0,0075	0,65	0,40	0,0141

жине использованы следующие значения параметров задачи, не определенные экспериментально: $k_g = 0{,}003$ мД, $\mu_0 = 0{,}4$, $n_w = n_{oil} = 3$, плотность пластовой жидкости $\rho_f = 1{,}055 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3, плотность бурового раствора $\rho_s = 1{,}065 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3, объемная концентрация твердых частиц в буровом растворе $n_s = 0{,}034$, пористость глинистой корки $m_g = 0{,}4$, $\alpha = n_s/[(1 - n_s)(1 - m_g)]$. Скорость бурения порядка 72 м/сут, давление в скважине при бурении $p_b = \gamma z$ (z — глубина залегания данного слоя; $\gamma = (\rho_s - \rho_f)/\rho_w + \gamma_0$; $\gamma_0 = 0{,}14$; $\rho_w = 10^{-3}$ кг/м^3 — плотность воды). Параметр γ учитывает превышение гидростатического давления в скважине над пластовым и динамические потери давления при циркуляции бурового раствора.

Из табл. 1, 2 следует, что при использовании предложенной модели толщина глинистой корки определяется с достаточно большой точностью для всех рассмотренных слоев. При сопоставлении положения фронта вытеснения нефтяной фазы в гидродинамической модели и положения границы зоны изменения сопротивления следует учитывать факторы, ухудшающие согласование экспериментальных и расчетных значений. Во-первых, положение граничащих с глинами слоев в верхней части коллектора (слой 1 в табл. 1, 2) и слоев с достаточно малыми значениями нефтенасыщенности (слои 8, 9 в табл. 1, 2) при электромагнитном зондировании неточно определяет глубину зоны проникновения. Во-вторых, между слоями с различной проницаемостью существуют потоки, вызывающие перераспределение в пласте фильтрата и пластовых флюидов. Тем не менее в целом численные и экспериментальные данные удовлетворительно согласуются.

Заключение. В работе в достаточно общей постановке рассмотрена одномерная осесимметричная задача о вытеснении пластовых флюидов фильтратом бурового раствора при бурении вертикальных скважин с учетом образования глинистой корки. Полученные соотношения можно использовать для решения обратных задач и проведения исследований на основе пространственных моделей.

Автор выражает благодарность А. А. Кашеварову за помощь в работе.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Развитие** исследований по теории фильтрации в СССР. М.: Наука, 1969.
2. **Коллинз Р.** Течения жидкостей через пористые материалы. М.: Мир, 1964.
3. **Ентов В. М.** Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи / В. М. Ентов, А. Ф. Зазовский. М.: Недра, 1989.
4. **Кашеваров А. А., Ельцов И. Н., Эпов М. И.** Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // ПМТФ. 2003. Т. 44, № 6. С. 148–157.
5. **Жумагулов Б. Т.** Новые компьютерные технологии в нефтедобыче / Б. Т. Жумагулов, Н. В. Зубов, В. Н. Монахов, Ш. С. Смагулов. Алматы: Гылым, 1996.
6. **Ельцов И. Н., Кашеваров А. А., Соболев А. Ю. и др.** Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования // Геология и геофизика. 2004. Т. 45, № 8. С. 97–108.
7. **Ельцов И. Н., Кашеваров А. А., Соболев А. Ю. и др.** Обобщение формулы Арчи и типы радиального удельного электрического распределения в прискважинной зоне // Геофиз. вестн. 2004. № 7. С. 9–14.

Поступила в редакцию 21/VI 2004 г.,
в окончательном варианте — 18/V 2007 г.