

УДК 532.546

## ОЦЕНКА СУММАРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

А. А. Кашеваров

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

Рассмотрена стационарная математическая модель, описывающая интегральное по времени воздействие на нефтенасыщенный пласт в процессе бурения. Проведено сравнение результатов расчетов с решением задачи в точной нестационарной постановке. На основе численного моделирования выявлены особенности формирования зоны проникновения при бурении вертикальных скважин применительно к водо- и нефтенасыщенным коллекторам.

**Ключевые слова:** моделирование, зона проникновения, коллектор, нефтенасыщенность, концентрация солей, скважина.

**Введение.** При бурении скважины под действием большого перепада давления буровой раствор проникает в нефтенасыщенный пласт и оттесняет поровые жидкости — водную и нефтяную фазы. По мере роста глинистой корки на стенке скважины процесс фильтрации быстро замедляется, а после прекращения бурения давления в скважине и пласте выравниваются. В буровом растворе и пластовой воде концентрации солей, как правило, различны. В результате вблизи скважины формируется зона проникновения с измененными электропроводящими свойствами. При проведении геофизических исследований скважины в зоне проникновения регистрируются изменения физических свойств, что позволяет выделять нефтенасыщенные коллекторы.

Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения позволяет оценить ее характеристики и установить зависимость между гидрофизическими параметрами пластов и результатами электромагнитного зондирования. Однако численное моделирование процесса бурения скважин и проникновения в пласт фильтрата бурового раствора требует больших вычислительных затрат. В ряде случаев информации о динамике формирования зоны проникновения не требуется, достаточно лишь знать ее характеристики по окончании процесса бурения. Для решения таких задач предлагается стационарная модель для интегрального по времени гидродинамического напора, позволяющая оценить суммарное воздействие на коллектор избыточного давления в скважине при бурении. Такая стационарная модель позволяет прогнозировать потери бурового раствора на различных интервалах проходки скважины, а также оценивать толщину глинистой корки и глубину зоны проникновения.

**Нестационарная гидродинамическая модель зоны проникновения.** При бурении скважин основными физическими факторами, определяющими процессы в прискважинном пространстве, являются циркуляция бурового раствора, увеличение толщины и разрушение глинистой корки на различных участках коллекторов, фильтрация жидкостей (воды и нефти) и процесс солепереноса.

Рассмотрим нестационарную гидродинамическую модель формирования зоны проникновения [1]. В цилиндрической системе координат двухфазная фильтрация описывается уравнениями Баклея — Леверетта при дополнительном условии на сумму насыщенностей водной и нефтяной фаз  $S_w + S_{oil} = 1$ . Уравнения переноса подвижных фаз имеют вид [2, 3]

$$\frac{\partial}{\partial t} (rmS_\xi) = \frac{\partial}{\partial r} \left( rk_\xi \frac{\partial h}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( rk_\xi \frac{\partial h}{\partial z} \right), \quad (r, z) \in \Omega = \{r_b < r < L, 0 < z < L_z\}. \quad (1)$$

Здесь индекс  $\xi$  соответствует флюиду:  $w$  — вода,  $oil$  — нефть; ось  $z$  системы координат направлена вниз и совпадает с осью скважины радиусом  $r_b$ ;  $h = p/(\rho g) - z$  — гидродинамический напор;  $p$  — давление;  $\rho$  — плотность поровой жидкости;  $m = m_0 + \varepsilon(p - p_0)$  — пористость пласта;  $\varepsilon$  — упругоёмкость;  $k_w = k_0 S_w^{n_1}$ ,  $k_{oil} = \mu_0 k_0 S_{oil}^{n_2}$  — функции, определяющие фазовые проницаемости водной и нефтяной фаз соответственно;  $\mu_0 = \mu_w/\mu_{oil}$  — отношение вязкостей воды и нефти;  $k_0 = k/\mu_w$ ;  $k$  — проницаемость пласта.

Граничные и начальные условия задаются в предположении, что в начальный момент времени напор по всему коллектору равен пластовому напору  $h_f = \text{const}$ :

$$h|_{r=L} = h_f, \quad \frac{\partial h}{\partial z}|_{z=0, L_z} = 0, \quad h|_{t=0} = h_f.$$

На левой границе ( $r = r_b$ ), соответствующей стенке скважины, задается условие третьего рода, моделирующее взаимодействие скважины с пластом [1]. Забой скважины ( $z = l_b(t)$ ) перемещается в глубь пласта со скоростью, равной скорости проходки  $v_b$ :

$$-q = (k_w + k_{oil}) \frac{\partial h}{\partial r}|_{r=r_b} = \beta(h|_{r=r_b} - h_b), \quad 0 \leq z \leq l_b, \quad \frac{\partial h}{\partial r}|_{r=r_b} = 0, \quad l_b < z \leq L_z. \quad (2)$$

Если на некотором участке границы течение направлено внутрь области  $\Omega$ , то на нем необходимо задать значение водонасыщенности:

$$S_w|_{r=r_b} = 1, \quad S_w|_{r=L} = S_f, \quad S_w|_{t=0} = S_f. \quad (3)$$

Для скважины задается превышение гидродинамического напора  $h_b(t)$  по сравнению с начальным значением напора в коллекторе. В дальнейшем принимается  $h_f = 0$ .

Для моделирования солепереноса используется уравнение переноса консервативной примеси [2]. Для относительной концентрации солей  $C$ , переносимых водной фазой, выполняется уравнение

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (rmS_w C) + \frac{\partial}{\partial r} (v_r C) + \frac{\partial}{\partial z} (v_z C) &= 0, \\ v_r = -rk_w \frac{\partial h}{\partial r}, \quad v_z = -rk_w \frac{\partial h}{\partial z}, \quad C|_{t=0} &= C_f. \end{aligned} \quad (4)$$

Граничные условия для уравнения солепереноса задаются только на тех участках, на которых в пласт через границу области моделирования поступает водная фаза. На этих участках границы концентрация задается равной концентрации пластовой воды ( $C|_{r=L} = C_f$ ) или концентрации фильтрата бурового раствора ( $C|_{r=r_b} = C_b$ ).

Рассмотрим подмодель увеличения толщины глинистой корки, применимую для глинистых буровых растворов на водной основе. Толщина корки  $d(z, t)$  входит в параметр  $\beta = (\beta_0^{-1} + d/k_c^0)^{-1}$ , который определяет водообмен скважины с пластом и учитывает фильтрационное сопротивление кольматационного слоя, сформировавшегося в начальный момент вскрытия пласта ( $\beta_0^{-1}$ ), и дополнительное сопротивление, обусловленное наличием глинистой корки ( $d/k_c^0$ ) на стенке скважины ( $k_c^0 = k_c/\mu_w$ ;  $k_c$  — проницаемость корки).

Скорость увеличения толщины глинистой корки пропорциональна скорости фильтрации ( $q = -k_0 h_r|_{r=r_b}$ ) бурового раствора из скважины в пласт и определяется уравнением [1, 3]

$$d'_t = -\alpha q. \quad (5)$$

Здесь значение параметра  $\alpha = \delta / [(1 - \delta)(1 - m_c)]$  зависит от пористости корки  $m_c$  и доли глинистых частиц  $\delta$  в буровом растворе.

При численной реализации вместо уравнения для нефтенасыщенности использовалось уравнение для суммарного расхода [1], получаемое суммированием уравнений для водо- и нефтенасыщенности (1):

$$\frac{\partial}{\partial t} (rm) = \frac{\partial}{\partial r} \left( r(k_w + k_{oil}) \frac{\partial h}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( r(k_w + k_{oil}) \frac{\partial h}{\partial z} \right). \quad (6)$$

Начало расчета соответствует времени вхождения бурового инструмента в пласт, ограниченный сверху и снизу непроницаемыми глинистыми слоями. Следует отметить, что после выхода бурового инструмента из коллектора воздействие на пласт продолжается, так как давление в скважине в процессе ее бурения и промывки за счет циркуляции бурового раствора значительно больше пластового.

Численные расчеты выполнялись с использованием неявных конечно-разностных схем и итерационного метода переменных направлений [4]. Для уравнений переноса использовалась противопотоковая аппроксимация [5].

**Стационарная гидродинамическая модель оценки общего влияния скважины на пласт в процессе бурения.** Сделаем ряд предположений, позволяющих упростить исходную нестационарную модель зоны проникновения. При стандартных условиях бурения скважин из-за быстрого увеличения толщины глинистой корки объем фильтрата, поступившего в пласт, сравнительно небольшой. Поэтому глубина зоны проникновения, в которой произошло изменение распределения пластовых флюидов, также небольшая и, как правило, не превышает  $0,4 \div 0,6$  м. Однако изменение напора в пласте под действием избыточного давления в скважине происходит на значительном расстоянии от скважины и зависит от упругоэластичности пластов и проницаемости пород, слагающих коллектор. В зависимости от проницаемости пластов радиус влияния скважины составляет от нескольких десятков (при  $k = 1 \div 10$  мД) до сотен (при  $k > 100$  мД) метров ( $1 \text{ мД} \approx 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ). Вследствие этого изменение проницаемости пласта в зоне проникновения оказывает незначительное влияние на распределение напора в коллекторе, что позволяет вместо уравнения (6) использовать линейное уравнение

$$\frac{\partial}{\partial t} (rm) = \frac{\partial}{\partial r} \left( rk_f \frac{\partial h}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( rk_f \frac{\partial h}{\partial z} \right), \quad k_f = k_w(S_f) + k_{oil}(1 - S_f). \quad (6a)$$

Для слоев задаются постоянные проницаемости в соответствии с начальными значениями водонасыщенности  $S_f$ . Следует отметить, что данная модель наиболее точно описывает динамику изменения напора для среднепроницаемых и хорошо проницаемых пластов. Для водонасыщенных коллекторов ( $S_f = 1$ ) при использовании буровых растворов на водной основе уравнение (6a) выполняется точно.

Рассмотрим случай, когда буровой инструмент прошел моделируемый интервал, т. е. забой скважины находится ниже отметки подошвы коллектора. Это оправданно при высокой скорости бурения ( $8 \div 10$  м/ч), когда временем бурения маломощных пластов можно пренебречь. Ниже рассматривается возможность учета воздействия скважины на пласт при вскрытии коллектора.

С учетом сделанных предположений уравнение (6a) можно проинтегрировать по времени на всем интервале времени бурения  $[0, T]$ . Тогда для интегрального по времени на-

пора  $H = \int_0^T h dt$  получаем уравнение

$$\frac{\partial}{\partial r} \left( rk_f \frac{\partial H}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( rk_f \frac{\partial H}{\partial z} \right) = \Phi = \varepsilon r (p(r, z, T) - p_0). \quad (7)$$

Через несколько часов бурения на стенке пласта формируется глинистая корка, что приводит к резкому понижению пластового давления. После прекращения бурения ( $t \geq T$ ) и циркуляции бурового раствора в скважине устанавливается гидростатическое распределение давления. В соответствии с технологическими условиями вскрытия коллекторов гидростатические давления в скважине и пласте близки. Вследствие этого правую часть уравнения (7) с высокой точностью можно приравнять к нулю:  $\Phi = 0$ . Получаем стационарное уравнение, приближенно описывающее распределение интегрального напора во всей области моделирования.

Граничные условия непротекания на подошве и кровле пласта, а также условие первого рода на правой границе ( $r = L$ ) записываются следующим образом:

$$\frac{\partial H}{\partial z} \Big|_{z=0, L_z} = 0, \quad H \Big|_{r=L} = 0. \quad (8)$$

Граничное условие на стенке скважины запишем в терминах новой искомой функции  $H$ . С учетом соотношения (5) первое условие в (2) представляется в виде

$$d'_t = \alpha \beta (h_b - h|_{r=r_b}) = \alpha (d/k_c^0 + \beta_0^{-1})^{-1} (h_b - h|_{r=r_b}).$$

После интегрирования этого обыкновенного дифференциального уравнения получаем

$$\left( \frac{d}{k_c^0} + \beta_0^{-1} \right)^2 = \frac{2\alpha}{k_c^0} (H_b - H|_{r=r_b}) + \beta_0^{-2}, \quad H = \int_0^T h dt, \quad H_b = \int_0^T h_b dt.$$

Отсюда следует уравнение

$$d = k_c^0 \left( \sqrt{(2\alpha/k_c^0)(H_b - H|_{r=r_b}) + \beta_0^{-2}} - \beta_0^{-1} \right).$$

Из (5) также имеем

$$Q = \int_0^T q dt = -k_f H_r \Big|_{r=r_b} = \frac{d}{\alpha}.$$

С учетом уравнения для  $d$  это позволяет записать граничное условие на стенке скважины

$$-k_f H_r \Big|_{r=r_b} = (k_c^0/\alpha) \left( \sqrt{(2\alpha/k_c^0)(H_b - H|_{r=r_b}) + \beta_0^{-2}} - \beta_0^{-1} \right). \quad (9)$$

Таким образом, в случае  $\Phi = 0$  для интегрального напора  $H$  получаем замкнутую краевую задачу (7)–(9).

При численной реализации стационарной модели (7)–(9) использовался итерационный алгоритм, позволяющий свести нелинейную задачу к последовательности линейных. Для  $n$ -го итерационного шага решалась краевая задача

$$\frac{\partial}{\partial r} \left( rk_f \frac{\partial H^n}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( rk_f \frac{\partial H^n}{\partial z} \right) = \frac{H^n - H^{n-1}}{\tau}, \quad (r, z) \in \Omega = \{r_b < r < L, 0 < z < L_z\},$$

$$-k_f H_r^n \Big|_{r=r_b} = Q^n = \frac{2(H_b - H^n \Big|_{r=r_b})}{\sqrt{(2\alpha/k_c^0)(H_b - H^{n-1} \Big|_{r=r_b}) + \beta_0^{-2} + \beta_0^{-1}}},$$

$$\frac{\partial H^n}{\partial z} \Big|_{z=0, L_z} = 0, \quad H^n \Big|_{r=L} = 0$$

( $\tau$  — параметр регуляризации).

Следует отметить, что уравнения переноса пластовых флюидов и концентрации солей не могут быть записаны в терминах интегральных по времени функций. Однако получаемые с помощью стационарной модели значения объемов фильтрата бурового раствора для различных слоев коллектора позволяют оценить средние характеристики фронтов вытеснения пластовых флюидов.

С использованием нестационарной (1)–(6) и стационарной (7)–(9) моделей решены три задачи бурения вертикальной скважины со следующими общими для всех вариантов данными. Область моделирования ( $L = 40$  м,  $L_z = 12$  м), представляющая собой изолированный коллектор, разбивалась на ячейки разностной сеткой с числом узлов по радиусу и вертикальной координате 61 и 31 соответственно. На кровле и подошве пласта задавалось условие непротекания, на правой границе ( $r = L$ ) — постоянное давление, равное начальному пластовому  $h_f = 0$ . Шаги сетки выбирались переменными по радиусу (минимальное значение вблизи скважины равно 0,03 м) и постоянными по вертикальной координате  $z$ . Коллектор мощностью 12 м состоит из пяти слоев ( $z_i$  — глубина, на которой находится нижняя граница  $i$ -го слоя), имеющих следующие гидрофизические характеристики:

- 1)  $z_1 = 3$  м,  $k = 10$  мД,  $m_0 = 0,22$ ;
- 2)  $z_2 = 6$  м,  $k = 20$  мД,  $m_0 = 0,20$ ;
- 3)  $z_3 = 8$  м,  $k = 5$  мД,  $m_0 = 0,19$ ;
- 4)  $z_4 = 10$  м,  $k = 10$  мД,  $m_0 = 0,16$ ;
- 5)  $z_5 = 12$  м,  $k = 30$  мД,  $m_0 = 0,18$ .

Упругоэластичность для всех слоев одинакова:  $\varepsilon = 10^{-5}$  атм $^{-1}$ . Режим бурения скважины задавался следующим образом: до момента времени  $T - 0,05$  превышение напора в скважине равно  $h_b = 300$  м (время бурения), на отрезке времени  $[T - 0,05, T]$   $h_b = 0,01$  м (время простоя скважины без циркуляции бурового раствора). Технологические параметры процесса: скорость бурения 200 м/сут, диаметр скважины 0,2 м. Параметры пластовых флюидов: вязкость воды равна 1 сП  $\approx 10^{-3}$  Па·с, концентрация солей в пластовой воде  $C_f = 20$  г/л, в буровом растворе  $C_b = 1$  г/л. Проницаемость глинистой корки задавалась равной  $k_c = 4 \cdot 10^{-3}$  мД,  $\alpha = 0,06$ . Значения пластовой водонасыщенности для разных вариантов менялись.

*Пример 1.* Нефтенасыщенный коллектор. В каждом из пяти слоев коллектора задавалось значение начальной водонасыщенности: 1)  $S_f = 0,3$ ; 2)  $S_f = 0,33$ ; 3)  $S_f = 0,35$ ; 4)  $S_f = 0,42$ ; 5)  $S_f = 0,38$ . Показатели степени в выражениях для фазовых проницаемостей  $n_1 = n_2 = 3$ , отношение вязкостей пластовой воды и нефти  $\mu_0 = 0,3$ . В момент времени  $t = 0$  забой скважины находится ниже подошвы пласта:  $l_b(0) > L_z$ .

Численные расчеты выполнены по нестационарной и стационарной моделям. Рассмотрено два варианта продолжительности бурения скважины:  $T = 0,30$ ; 0,55 сут. Проведено сравнение результатов расчетов (толщины глинистой корки и распределения интегрального напора в прискважинной зоне в моменты времени  $T$ ), полученных по обоим моделям. В табл. 1 приведены значения толщины глинистой корки, сформировавшейся за время бурения. На рис. 1 приведены изолинии интегрального напора  $H$  при  $T = 0,55$  сут.

Таблица 1

Значения толщины глинистой корки  $d$  (мм),  
вычисленные по нестационарной и стационарной моделям (пример 1)

$z$ , м	Нестационарная модель		Стационарная модель		Водонасыщенный коллектор ( $T = 0,55$ сут)
	$T = 0,3$ сут	$T = 0,55$ сут	$T = 0,3$ сут	$T = 0,55$ сут	
0	4,262	7,307	4,251	7,310	8,269
0,8	4,370	7,446	4,254	7,313	8,270
1,6	4,385	7,466	4,265	7,325	8,272
2,4	4,420	7,503	4,298	7,360	8,279
3,2	4,587	7,660	4,505	7,573	8,319
4,0	4,615	7,686	4,534	7,603	8,324
4,8	4,602	7,670	4,524	7,590	8,321
5,6	4,531	7,594	4,454	7,511	8,305
6,4	4,006	7,077	3,775	6,777	8,173
7,2	3,797	6,822	3,606	6,557	8,121
8,0	2,547	5,517	2,029	4,550	7,680
8,8	1,954	4,663	1,670	3,883	7,461
9,6	2,530	5,455	2,036	4,471	7,629
10,4	4,734	7,799	4,670	7,726	8,342
11,2	4,802	7,872	4,742	7,814	8,361
12,0	4,813	7,884	4,751	7,826	8,364

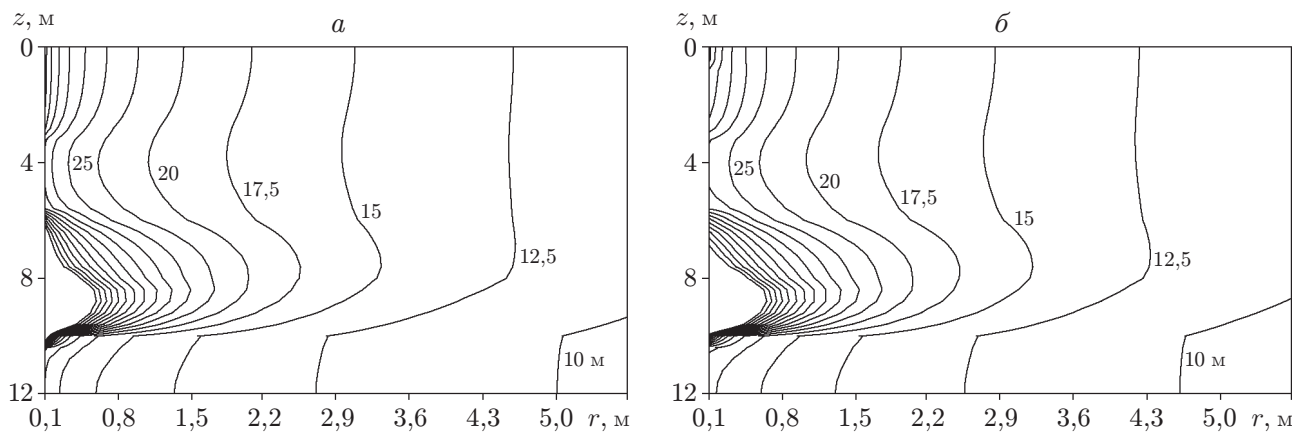


Рис. 1. Распределение интегрального напора  $H$  в прискважинной зоне при  $T = 0,55$  сут (пример 1):

$a$  — стационарная модель;  $b$  — нестационарная модель

Для плохо проницаемых пластов ( $k < 10$  мД) фильтрационные сопротивления пласта и глинистой корки близки, поэтому в данном случае модель коркообразования чувствительна к вариациям проницаемости, что оказывает влияние на расчетные значения толщины корки для слоя 4 при  $z = 8 \div 10$  м (см. табл. 1). Для хорошо проницаемых пластов изменение проницаемости слабо влияет на толщину глинистой корки.

Следует отметить, что наличие слоев с разными гидрофизическими характеристиками приводит к формированию в прискважинной зоне течения со сложной структурой. Увеличение толщины глинистой корки обуславливает выравнивание объемов фильтра-

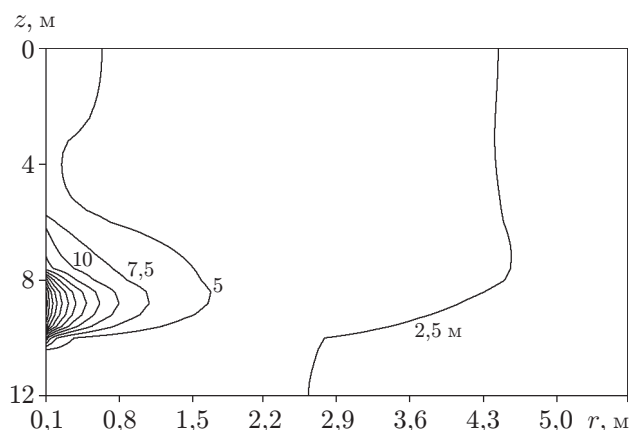


Рис. 2. Распределение интегрального напора  $H$  в прискважинной зоне при  $T = 0,55$  сут (пример 2, стационарная модель)

тов бурового раствора, поступивших из скважины в различные слои. Однако разгрузка фильтрационного течения в системе гидродинамически связанных пластов происходит в основном по хорошо проницаемым слоям, что приводит к формированию обменных вертикальных перегородок между слоями с разной проницаемостью. На расстоянии от скважины, равном нескольким десяткам метров, происходит практически полное выравнивание давления между слоями и течение пластовых флюидов становится близким к радиальному.

Стационарная модель позволяет определить объем фильтрата, поступившего в коллектор, и оценить обменные потоки между соседними слоями.

*Пример 2.* Водонасыщенный коллектор. В случае водонасыщенного коллектора в зоне проникновения изменяется только распределение концентрации солей. Если кольматационные процессы имеют место только в узкой зоне вблизи стенки скважины, то проницаемость пород при бурении не меняется. В этом случае нестационарная и стационарная модели должны давать одинаковые результаты расчетов толщины корки и интегрального напора. Рассмотрим вариант водонасыщенного коллектора, когда во всех слоях пласта нефтяная фаза отсутствует:  $S_f = 1$ . Численное моделирование показывает, что в коллекторе толщина глинистой корки изменяется в диапазоне  $7,461 \div 8,364$  мм (см. табл. 1). Различие толщины корки, полученной в расчетах по стационарной и нестационарной моделям, составляет менее  $0,0005$  мм, что соответствует численной ошибке. На рис. 2 приведено распределение интегрального напора в прискважинной зоне, полученное по стационарной модели и совпадающее с распределением, полученным по нестационарной модели. Таким образом, в случае водонасыщенного коллектора результаты расчетов по обеим моделям совпадают.

В примере 2 значение напора в прискважинной зоне существенно меньше значений, полученных при решении задачи с нефтенасыщенным коллектором (см. пример 1). Это обусловлено тем, что при наличии нефти проницаемость пласта резко уменьшается по сравнению с проницаемостью водонасыщенного коллектора. В этом случае объем фильтрата бурового раствора, поступившего из скважины в пласт, уменьшается, что ведет к уменьшению толщины глинистой корки, сформировавшейся за время бурения нефтенасыщенного коллектора.

*Пример 3.* Учет процесса бурения в коллекторе. Рассмотрим водонасыщенный коллектор, когда во всех слоях пласта нефтяная фаза отсутствует:  $S_f = 1$ . В начальный момент времени забой скважины находится на отметке кровли пласта:  $l_b(0) = 0$ . Скорость проходки скважины составляет  $200$  м/сут.

Таблица 2

Значения толщины глинистой корки  $d$  (мм),  
вычисленные по нестационарной и стационарной моделям (пример 3)

$z$ , м	Нестационарная модель		Стационарная модель	
	$t = 0,25$ сут	$t = 0,55$ сут	$t = 0,25$ сут	$t = 0,55$ сут
0	5,793	8,272	5,790	8,271
0,8	5,748	8,240	5,742	8,238
1,6	5,702	8,209	5,695	8,205
2,4	5,660	8,181	5,652	8,178
3,2	5,650	8,187	5,642	8,183
4,0	5,606	8,158	5,597	8,153
4,8	5,554	8,121	5,543	8,115
5,6	5,490	8,072	5,476	8,065
6,4	5,311	7,906	5,294	7,897
7,2	5,212	7,821	5,192	7,810
8,0	4,737	7,350	4,710	7,334
8,8	4,477	7,095	4,451	7,081
9,6	4,579	7,224	4,558	7,212
10,4	5,209	7,893	5,197	7,888
11,2	5,175	7,878	5,161	7,871
12,0	5,126	7,847	5,107	7,837

В стационарной модели для приближенного учета процесса бурения в коллекторе зададим переменное по глубине значение интегрального напора в скважине

$$H_b = \int_{z/v_b}^T h_b dt.$$

Предполагается, что основное воздействие на часть коллектора, расположенную на глубине  $z$ , начинается с момента времени  $t_1(z) = z/v_b$ , т. е. с момента прохождения забоя скважины через данную отметку.

Продолжительность бурения скважины  $T = 0,55$  сут. В табл. 2 приведены расчетные значения толщины глинистой корки, сформировавшейся за время  $t = 0,25$  сут и за все время бурения  $T$ . На рис. 3 показаны изолинии интегрального напора  $H$ , рассчитанные по стационарной и нестационарной моделям. Наличие обменных потоков между пластами

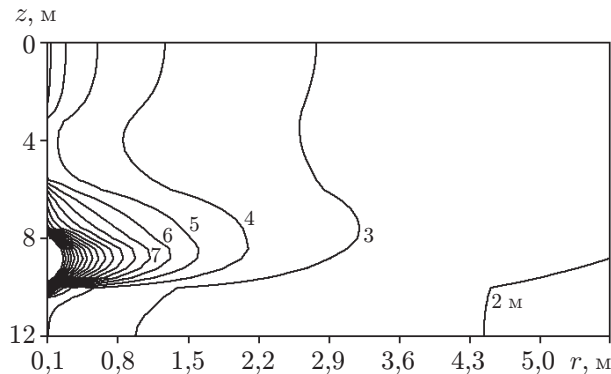


Рис. 3. Распределение интегрального напора  $H$  в прискважинной зоне при  $T = 0,55$  сут (пример 3)



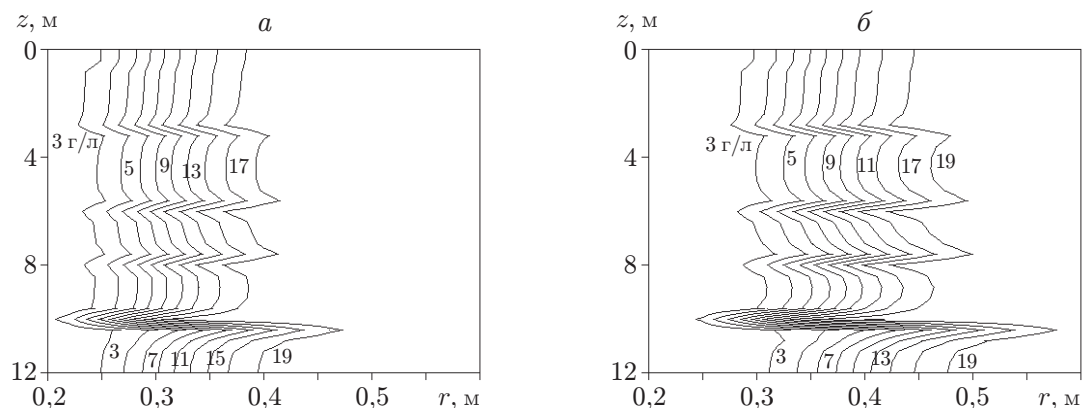


Рис. 4. Распределение концентрации  $C$  солей в прискважинной зоне (пример 3, нестационарная модель):  
 а —  $t = 0,25$  сут; б —  $t = 0,55$  сут

приводит к сложному перераспределению концентрации солей в зоне проникновения. На рис. 4 представлены рассчитанные по нестационарной модели распределения концентрации солей в прискважинной зоне.

При  $t = 0,25$  сут давление в коллекторе отличается от начального пластового, и, следовательно, для стационарной модели условие  $\Phi = 0$  не выполнено. Однако ошибка в определении толщины глинистой корки по сравнению с расчетом по нестационарной модели незначительная.

Сравнение результатов расчетов с учетом бурения в коллекторе (пример 3) и без учета бурения (пример 2) показывает, что при больших скоростях бурения этот фактор оказывает незначительное влияние. Однако при малых скоростях бурения (например, при бурении с отбором керна) гидродинамические процессы в призабойной зоне оказывают существенное влияние на формирование зоны проникновения.

**Определение глубины зоны проникновения для водонасыщенного коллектора.** Для водонасыщенных пластов глубина зоны проникновения  $R_n$  в средней части слоев может быть оценена в предположении поршневого вытеснения пластовых флюидов фильтратом бурового раствора. Удельный объем фильтрата  $V$  определяется по толщине глинистой корки  $d_c$  в средней части слоя:

$$R_n = \sqrt{2V/m + r_b^2}, \quad V = r_b Q = r_b \int_0^T q dt = \frac{r_b d_c}{\alpha}.$$

В то же время при условии радиального вытеснения положение средней изолинии концентрации  $C_c = (C_b + C_f)/2$  близко к положению фронта концентрации солей при полном вытеснении пластовой воды. Используя результаты расчетов нестационарной задачи (см. рис. 4), можно определить расстояние от средней изолинии концентрации до центра скважины  $R_p$ .

Приведенные в табл. 3 для примера 2 расчетные ( $R_p$ ) и теоретические ( $R_n$ ) значения глубины зоны проникновения достаточно хорошо согласуются. Расчетное значение удельного объема фильтрата  $V$  для различных слоев варьируется в небольшом диапазоне. Однако при наличии нефтяной фазы для плохо проницаемых слоев удельный объем фильтрата резко уменьшается по сравнению со среднепроницаемыми и хорошо проницаемыми слоями.

Таблица 3

Оценка глубины зоны проникновения (пример 2)

Номер слоя	$t = 0,25$ сут				$t = T = 0,55$ сут			
	$d_c$ , мм	$V$ , м <sup>2</sup>	$R_n$ , м	$R_p$ , м	$d_c$ , мм	$V$ , м <sup>2</sup>	$R_n$ , м	$R_p$ , м
1	5,70	0,009 50	0,310	0,304	8,21	0,013 67	0,366	0,365
2	5,57	0,009 28	0,321	0,315	8,14	0,011 57	0,383	0,380
3	5,22	0,008 70	0,319	0,315	7,83	0,013 05	0,384	0,384
4	4,46	0,007 42	0,320	0,310	7,09	0,011 82	0,397	0,385
5	5,17	0,008 62	0,325	0,324	7,88	0,013 13	0,395	0,398

Оценка глубины зоны проникновения по объему фильтрата применима только для средних частей достаточно мощных пластов коллектора. Из-за вертикальных перетоков на границах слоев нарушается условие радиального вытеснения пластовых флюидов. Вблизи границы между слоями с разной проницаемостью происходит характерное немонотонное перераспределение пластовых флюидов в соответствии с направлением обменных потоков. При геофизических исследованиях скважин регистрация наличия таких зон флюидообмена позволит определить соотношение проницаемостей соседних пластов.

Приближенная оценка глубины зоны проникновения с использованием рассмотренной методики применима также для нефтенасыщенных коллекторов. В этом случае необходимо использовать автомодельные решения задачи о радиальном вытеснении пластовых флюидов при объеме фильтрата, рассчитанном по стационарной модели.

Предложенный подход к получению оценки влияния скважины на пласт в процессе бурения легко обобщается на пространственный случай, что позволяет применять его при моделировании бурения наклонных и горизонтальных скважин.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. 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.
2. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР. М.: Наука, 1969.
3. Коллинз Р. Течение жидкостей через пористые материалы. М.: Мир, 1964.
4. Самарский А. А. Теория разностных схем. М.: Наука, 1977.
5. Кашеваров А. А. Математическое моделирование процессов солепереноса взаимосвязанными течениями подземных и поверхностных вод // ПМТФ. 1998. Т. 39, № 4. С. 118–126.

*Поступила в редакцию 6/III 2007 г.*