

УДК 532.685+539.3

**ЭВОЛЮЦИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ
В МАССИВЕ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН**

Л. А. Назарова^{1,3}, Л. А. Назаров^{1,3}, М. И. Эпов^{2,3}, И. Н. Ельцов^{2,3}

¹*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
Красный пр., 54, 630091, г. Новосибирск, Россия*

²*Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,
пр. Академика Коптюга, 3, 630090, г. Новосибирск, Россия*

³*Новосибирский государственный университет,
ул. Пирогова, 2, 630090, г. Новосибирск, Россия*

Для описания эволюции геомеханических и гидродинамических полей при бурении глубоких скважин разработана и численно реализована 3D модель. Вычислительными экспериментами установлено, что при определенном соотношении прочностных свойств пород, давления бурового раствора и естественных горизонтальных напряжений в околоскважинном пространстве могут возникать области необратимых деформаций с низкой проницаемостью, которые приводят к формированию угловой анизотропии в распределении водонасыщенности и удельного электрического сопротивления в зоне проникновения фильтрата бурового раствора. Это оказывает существенное влияние на показания приборов геофизического исследования скважин, что необходимо учитывать при инверсии каротажных данных.

Породный массив, многофазная фильтрация, скважина, напряженное состояние, разрушение, зона проникновения, проницаемость, коллектор, удельное электрическое сопротивление

ВВЕДЕНИЕ

Мониторинг состояния породного массива комплексом геофизических методов стал обязательным элементом современных технологий бурения и эксплуатации разведочных и добычных скважин [1, 2]. Это позволяет не только выделять продуктивные интервалы, определять фильтрационно-емкостные характеристики и оценивать состояние обсадных колонн [3, 4], но и корректировать траекторию скважин при бурении [5]. Инверсия каротажных данных выполняется на основе гидродинамического моделирования процессов массопереноса в околоскважинном пространстве в предположении, что проницаемость пластов постоянна [6, 7].

В настоящее время глубина нефтяных скважин достигает 3–5 км [8], где литостатическое давление σ_V составляет 90–150 МПа, что сравнимо с пределом прочности на сжатие большинства осадочных горных пород [9]. При образовании скважины даже при использовании буровых растворов повышенной плотности в массиве могут формироваться зоны необратимых деформаций (разрушений), в которых существенно изменяются не только механические, но и

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке Интеграционного проекта СО РАН № 89 и Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 13-05-00782).

фильтрационные характеристики среды [10–12]. Теоретические оценки [13–16] и натурные наблюдения [17] показали, что линейные размеры этих зон зависят от соотношения прочностных характеристик пород и горизонтальных составляющих природного поля напряжений σ_h, σ_H и могут в несколько раз превышать диаметр полости.

ОЦЕНКА ГЛУБИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗМЕРОВ ЗОН РАЗРУШЕНИЙ

Вертикальная скважина радиусом r_0 проводится в однородном породном массиве плотностью ρ , занимающем полупространство $z \geq 0$. Плотность бурового раствора ρ_m , горизонтальные компоненты природного поля напряжений характеризуются коэффициентами бокового отпора q_h и q_H . Здесь для описания напряженно-деформированного состояния в горизонтальном сечении скважины применима [18] модель плоской деформации [19].

Для оценки размеров зоны возможных разрушений F в коллекторе рассмотрим два критерия: Треска

$$\tau = \tau_s \quad (1)$$

и Кулона – Мора

$$\tau = \tau_*, \quad (2)$$

где τ_s — предел прочности пород на сдвиг; $\tau_* = (\sigma_n - mp)k + \tau_c$, $k = \operatorname{tg} \varphi$; φ — угол внутреннего трения; τ_c — сцепление; m — пористость; p — давление флюида; τ и σ_n — максимальное касательное и нормальное напряжения на площадке с нормалью \vec{n} .

Равнокомпонентное поле внешних напряжений $q_h = q_H$. В этом случае упругопластическая задача о распределении напряжений в окрестности скважины имеет аналитическое решение [15, 20]. Положим $\sigma_V = \rho g z$, $\sigma_H = q_H \sigma_V$, $p_m = \rho_m g z$ (давление бурового раствора плотностью ρ_m) и пластовое давление $p_c = p_m$, тогда радиус r_* зоны F и глубина z_* , на которой она возникает, вычисляются по формулам:

для критерия (1)

$$r_* = r_0 \exp\left(\frac{\sigma_H - p_m}{2\tau_s} - \frac{1}{2}\right), \quad z_* = \frac{\tau_s}{g(q_H \rho - \rho_m)}; \quad (3)$$

для критерия (2)

$$r_* = r_0 \left[(1-k) \frac{k(\sigma_H - mp_m) + \tau_c}{k(1-m)p_m + \tau_c} \right]^{(1/k-1)/2}, \quad z_* = \frac{\tau_c}{g[(1-k)q_H \rho - (1-mk)\rho_m]}. \quad (4)$$

Как и следовало ожидать, при $\varphi \rightarrow 0$ и $\tau_s = \tau_c$ соотношения (4) превращаются в (3).

Многочисленные данные прямых измерений и косвенных оценок естественных горизонтальных напряжений в массивах горных пород [21] свидетельствуют о том, что на больших глубинах они незначительно отличаются от вертикальных σ_V . Например, на одном из нефтегазовых месторождений в диапазоне глубин 1950–2000 м коэффициенты бокового отпора изменялись в пределах: q_h от 0.74 до 1.02, q_H от 0.90 до 1.05 [22].

В табл. 1 при $\rho = 2800 \text{ кг/м}^3$, $\rho_m = 1000 \text{ кг/м}^3$ и различных коэффициентах бокового отпора приведена глубина z_* возникновения зон разрушения для значений параметров τ_s , φ и τ_c , характерных для горных пород низкой и средней прочности.

ТАБЛИЦА 1. Глубина возникновения зон разрушения, км

q_H	Критерий Треска		Критерий Кулона–Мора $\varphi = 20^\circ, m = 0.25$	
	$\tau_s = 20$ МПа	$\tau_s = 30$ МПа	$\tau_c = 15$ МПа	$\tau_c = 20$ МПа
0.7	2.56	3.13	4.44	5.92
0.8	2.03	2.44	2.91	3.88
0.9	1.64	1.97	2.16	2.87
1.0	1.39	1.67	1.72	2.29

В табл. 2 для тех же значений плотности и $q_H = 0.8$ показаны значения r_*/r_0 на различной глубине. Можно видеть, что даже если природное поле напряжений близко гидростатическому на глубинах свыше 2–3 км, в окрестности скважины можно ожидать появления зон разрушения, размеры которых увеличиваются с ростом пористости.

ТАБЛИЦА 2. Размеры зоны возможных разрушений

z , км	Критерий Треска		Критерий Кулона–Мора, $\varphi = 20^\circ$			
			$m = 0.25$		$m = 0.30$	
	$\tau_s = 25$ МПа	$\tau_s = 30$ МПа	$\tau_c = 10$ МПа	$\tau_c = 20$ МПа	$\tau_c = 10$ МПа	$\tau_c = 20$ МПа
2	—	—	1.006	—	1.014	—
3	1.28	1.18	1.095	—	1.108	—
4	1.64	1.39	1.160	1.006	1.177	1.014
5	2.10	1.71	1.209	1.054	1.230	1.065

Неравнокомпонентное поле внешних напряжений $q_h < q_H$. Аналитическое решение задачи об упругопластическом распределении напряжений при неравнокомпонентном растяжении плоскости с отверстием со свободным контуром при условии (1) найдено в [23] (задача Галина). Здесь выполнено ее обобщение на случай $p_m \neq 0$. Не вдаваясь в подробности, приведем лишь окончательные формулы.

Зона F — эллипс с полуосями

$$a_* = c(1 + \omega) \quad \text{и} \quad b_* = c(1 - \omega), \quad (5)$$

где $\omega = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2\tau_s}$, $c = r_0 \exp\left(\frac{\sigma_H + \sigma_h - 2p_m}{4\tau_s} - \frac{1}{2}\right)$. При $b_* > r_0$ происходит полный охват контура скважины зоной F , глубина возникновения которой

$$z_* = \frac{2\tau_s}{g[(q_H + q_h)\rho - 2\rho_m]}. \quad (6)$$

Очевидно, при $\sigma_h = \sigma_H$ полуоси $a_* = b_* = r_*$ и соотношения (5) и (6) совпадают с (3).

На рис. 1 при $z = 3000$ м, $\rho = 3000$ кг/м³, $\rho_m = 1000$ кг/м³ и $\tau_s = 25$ МПа показаны области изменения коэффициентов бокового отпора, где имеет место полный (темный тон) и неполный (светлый тон) охват.

Для критерия Кулона–Мора, а также при неполном охвате контура скважины зоной F для критерия Треска аналитического решения рассмотренной задачи не существует, поэтому кон-

фигурация и размеры зон разрушения находились численно с использованием алгоритма на основе МКЭ [13].

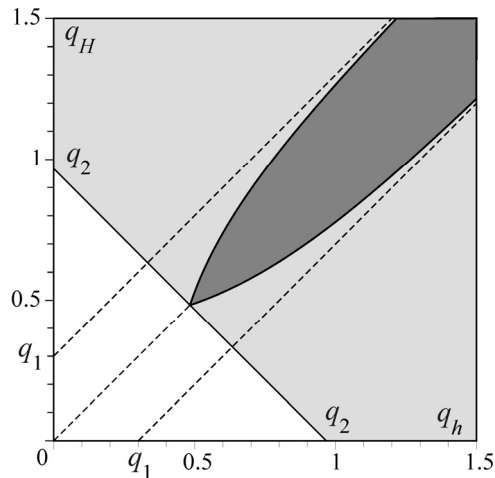


Рис. 1. Область изменения коэффициентов бокового отпора при полном и неполном охвате скважины зоной разрушения: $q_1 = 2\tau_s / \rho g z$, $q_2 = 2(p_m + \tau_s) / \rho g z$

В табл. 3 приведены отнесенные к r_0 наибольший a_* и наименьший b_* размеры области F при $q_H = 0.8$ на глубине $z = 4$ км для различных значений q_h . Оказалось, что зона F вытянута в направлении действия σ_h ; величину a_* определяет в основном максимальное горизонтальное напряжение σ_H , а b_* — разница между σ_H и σ_h .

ТАБЛИЦА 3. Линейные размеры зон разрушения в окрестности скважины в неравнокомпонентном поле внешних горизонтальных напряжений

q_h	Критерий Треска $\tau_s = 20$ МПа		Критерий Кулона–Мора $\varphi = 20^\circ$, $\tau_c = 15$ МПа, $m = 0.25$	
	a_*	b_*	a_*	b_*
0.66	2.40	1.05	1.17	0.83
0.68	2.38	1.18	1.16	0.97
0.70	2.33	1.31	1.15	0.93
0.75	2.23	1.68	1.13	1.06
0.80	2.10	2.10	1.12	1.12

ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ОТ НАПРЯЖЕНИЙ

Лабораторные данные [10, 24, 25] и натурные наблюдения [26] свидетельствуют, что проницаемость K горных пород при всестороннем сжатии может уменьшаться на 30–50 %. При этом экспериментальные данные хорошо аппроксимируются одним из соотношений:

$$K(\sigma) = K_0(1 - \alpha\sigma / B),$$

$$K(\sigma) = K_0 \exp(-\alpha\sigma / B),$$

где K_0 — исходное значение K ; σ — среднее напряжение; α — эмпирический коэффициент, который оценивается снизу величиной $1/(1 - m)$; B — модуль объемного сжатия.

Экспериментальные исследования зависимости проницаемости от напряжений при деформировании пород за пределом упругости показывают, что значение K может как увеличиваться [11, 27], так и уменьшаться [10, 12, 24–26] в несколько раз. Возрастание K имеет место, как правило, для пород с низкой пористостью (уголь, мрамор, $m \sim 0.01$), склонных к хрупкому разрушению. Уменьшение проницаемости при неупругом деформировании характерно для высокопористых пород. Во всех экспериментах изменение пористости не превышало 20%, поэтому для оценки проницаемости горных пород при запредельном деформировании эмпирическая зависимость $K \sim m^2$ [28] или формула Козени $K = K_0(m/m_0)^3$ [29] непригодны. Здесь использовалась кусочно-линейная аппроксимация

$$\frac{K}{K_0} = \begin{cases} 1 - (1 - c_1)\tau / \tau_s, & \tau < \tau_s, \\ c_1 - (c_1 - c_2)\tau / \tau_s, & \tau \geq \tau_s, \end{cases} \quad (7)$$

где $c_1 = 0.7$, $c_2 = 0.3$.

ПОСТАНОВКА И МЕТОД РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ

В момент времени $t = 0$ вертикальная скважина радиусом r_0 вскрывает расположенный на глубине H_1 горизонтально-слоистый коллектор мощностью H . Поскольку давление на забое p_b больше пластового p_c , то в околоскважинном пространстве формируется несколько зон, схематично изображенных на рис. 2. Будем полагать, что зона возможных разрушений F возникает мгновенно, если выполнен один из критериев (1) или (2).

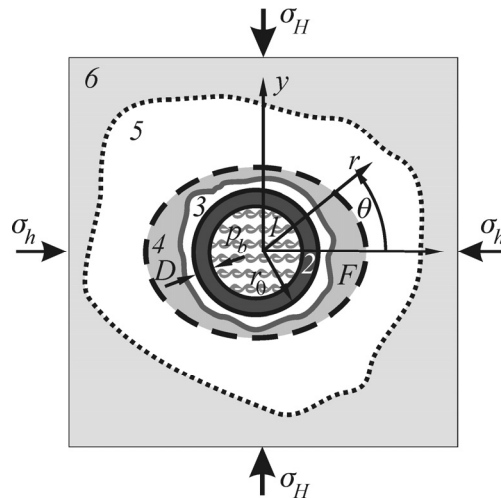


Рис. 2. Области вокруг скважины: 1 — буровой раствор; 2 — глинистая корка; 3 — зона кольматации; 4 — зона разрушений; 5 — зона проникновения; 6 — коллектор

Деформирование среды описывается упругопластической моделью [30], включающей: уравнения равновесия

$$\sigma_{ij,j} + \rho g \delta_{iz} = m p_{,i}, \quad (8)$$

соотношения Коши

$$\varepsilon_{ij} = 0.5(u_{i,j} + u_{j,i}), \quad (9)$$

закон Гука для упругих областей

$$\sigma_{ij} = \lambda(\varepsilon_{rr}^e + \varepsilon_{\theta\theta}^e + \varepsilon_{zz}^e)\delta_{ij} + 2\mu\varepsilon_{ij}^e, \quad (10)$$

а также критерий (1) или (2) и условие аддитивности тензора приращений деформаций

$$\Delta \varepsilon_{ij} = \Delta \varepsilon_{ij}^e + \Delta \varepsilon_{ij}^p, \quad (11)$$

где u_i , σ_{ij} и ε_{ij} — компоненты вектора смещений, тензоров напряжений и деформаций; $i, j = r, \theta, z$; r, θ, z — цилиндрические координаты, z направлена вертикально вниз по оси скважины; δ_{ij} — символ Кронекера; λ, μ — параметры Ламе; верхние индексы “ e ” и “ p ” означают упругую и пластическую составляющие деформаций; по повторяющемуся индексу производится суммирование.

Процесс массопереноса в околоскважинном пространстве (двухфазная фильтрация и солеперенос) описывается системой уравнений типа Баклея–Левретта [6, 7], в которую входят: закон сохранения массы для каждой фазы

$$(mS_n)_{,t} + \operatorname{div} \bar{w}_n = 0; \quad (12)$$

закон Дарси

$$\bar{w}_n = -\frac{K}{\eta_n} K_n \operatorname{grad} p; \quad (13)$$

линейная зависимость пористости от давления

$$m = m_0 + \beta p, \quad (14)$$

а также уравнения солепереноса

$$(mCS_1)_{,t} + \operatorname{div}(C\bar{w}_1) = 0 \quad (15)$$

и роста глинистой корки (рис. 2)

$$2\pi r_0 D_{,t} = \gamma Q / (1 - m_c), \quad (16)$$

где S_n — насыщенность ($n = 1$ — фильтрат бурового раствора, $n = 2$ — нефть, $S_1 + S_2 = 1$); $K_n = S_n^{\alpha_n}$ — относительная фазовая проницаемость, α_n — эмпирические параметры; \bar{w}_n — скорость; η_n — вязкость; β — сжимаемость, которая полагается одинаковой для пластовых флюидов и бурового раствора; C — соленость (масса солей, растворенных в единице объема бурового раствора); $\gamma = \xi / (1 - \xi)$, ξ — содержание глинистых частиц в буровом растворе, m_c и D — пористость и толщина глинистой корки; Q — удельный расход бурового раствора в сечении $z = \text{const}$, вычисляемый по формуле

$$Q(z, t) = 4r_0 \int_0^{\pi/2} (\bar{w}_1(R, \theta, z, t))_r d\theta,$$

где $R = r_0 - D$ — подвижная граница глинистой корки.

Отметим, что (15) с учетом (12) сводится к эволюционному уравнению

$$mS_1 C_{,t} + \bar{w}_1 \operatorname{grad} C = 0. \quad (17)$$

Система (8)–(11) с условием (1) или (2) решается в области $G \cup [z_1, z_2]$, на границе которой формулируются следующие условия:

$$\sigma_{rr}(r_0, \theta, z) = p_m(z), \quad \sigma_{r\theta}(r_0, \theta, z) = \sigma_{rz}(r_0, \theta, z) = 0;$$

$$\sigma_{rr}(r_c, \theta, z) = (q_h \cos^2 \theta + q_H \sin^2 \theta) \sigma_V(z), \quad \sigma_{r\theta}(r_c, \theta, z) = 0.5 \sigma_V(z) (q_H - q_h) \sin 2\theta, \quad \sigma_{rz}(r_c, \theta, z) = 0;$$

$$\begin{aligned} \sigma_{zz}(r, \theta, z_1) = \sigma_V(z_1), \quad \sigma_{\theta z}(r, \theta, z_1) = \sigma_{rz}(r, \theta, z_1) = 0; \\ u_z(r, \theta, z_2) = 0, \quad \sigma_{\theta z}(r, \theta, z_2) = \sigma_{rz}(r, \theta, z_2) = 0; \\ u_\theta(r, \theta, z) = 0, \quad \sigma_{r\theta}(r, \theta, z) = \sigma_{\theta z}(r, \theta, z) = 0 \quad \text{при } \theta = 0, \pi/2, \end{aligned} \quad (18)$$

где $G = \{r_0 \leq r \leq r_c, 0 \leq \theta \leq \pi/2\}$, r_c — радиус зоны влияния скважины ($r_0 \ll r_c$).

Для системы (12)–(16), рассматриваемой в области $G \cup [H_1, H_2]$ ($H_2 = H_1 + H$) формулируются начальные

$$p(r, \theta, z, 0) = p_c, \quad S_1(r, \theta, z, 0) = S_0, \quad C(r, \theta, z, 0) = C_0, \quad D(z, 0) = 0 \quad (19)$$

и граничные условия:

$$p(R, \theta, z, t) = p_m(z), \quad S_1(R, \theta, z, t) = S_m, \quad C(R, \theta, z, t) = C_m; \quad (20)$$

$$p(r_c, \theta, z, t) = p_c, \quad S_1(r_c, \theta, z, t) = S_0, \quad C(r_c, \theta, z, t) = C_0; \quad (21)$$

$$p_{,\theta}(r, \theta, z, t) = 0, \quad S_{1,\theta}(r, \theta, z, t) = 0, \quad C_{,\theta}(r, \theta, z, t) = 0 \quad \text{при } \theta = 0, \pi/2; \quad (22)$$

$$p_{,z}(r, \theta, z, t) = 0, \quad S_{1,z}(r, \theta, z, t) = 0, \quad C_{,z}(r, \theta, z, t) = 0 \quad \text{при } z = H_1, H_2, \quad (23)$$

где S_0 и C_0 — начальные водонасыщенность и соленость пластовых флюидов, а S_m и C_m — водонасыщенность и соленость фильтрата бурового раствора.

Постановка задачи (8)–(23) требует небольших пояснений. Соотношения (20) соответствуют условию симметрии, а (22) — непроницаемости верхней и нижней границ пласта. При бурении на репрессии давление бурового раствора на забое незначительно превышает пластовое, как правило $p_b = 1.05 p_c$. Тем не менее со временем на внутренней поверхности скважины формируется глинистая корка, проницаемость K_c которой на 2–3 порядка меньше K_0 , поэтому, как показали оценки [16]:

- градиент давления в правой части (8) практически не влияет на напряженно-деформированное состояние среды, начальные условия для u_i , σ_{ij} и ε_{ij} можно не задавать;
- условия (19) ставятся на подвижной границе $r = R$;
- форма и размеры зон разрушений не меняются со временем.

Решение системы (8)–(23) осуществляется по следующей схеме.

1. Методом конечных элементов с использованием модифицированного алгоритма [13, 16] находится 3D распределение напряжений и деформаций при $p = 0.5(p_c + p_m)$, а также конфигурация зоны F .

2. Из (7) по известным напряжениям определяется проницаемость K в расчетной области. Следует отметить, что начальная соленость пластовых флюидов C_0 очень низкая (около 1 г/л), а бурового раствора C_m в 10–20 раз больше; отношение водонасыщенностей S_0/S_m может достигать 5. Поэтому на контуре скважины при $t = 0$ функции S и C имеют сильный разрыв. В таких условиях для обеспечения устойчивости используемых разностных схем проводилось (при необходимости) сглаживание функции K на ∂F .

3. Из (12)–(14) можно получить уравнение

$$\beta p_{,t} = \operatorname{div} \left[K \left(\frac{K_1}{\eta_1} + \frac{K_2}{\eta_2} \right) \operatorname{grad} p \right],$$

которое на каждом временном слое $t = t_l$ решается конечно-разностным методом переменных направлений [31], при этом значения K_1 и K_2 вычислялись в момент $t = t_{l-1}$.

4. При известном распределении давления находятся водонасыщенность S_1 и соленость из (12)–(14) и (17) тем же разностным методом.

5. Методом Эйлера решается обыкновенное дифференциальное уравнение (16) для каждого значения $z \in [H_1, H_2]$.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Проведем сравнительный анализ геомеханических и электрогидродинамических полей в ненарушенном околоскважинном пространстве и при возникновении зоны разрушения.

В качестве прообраза объекта выбрана окрестность одной из скважин Когалымского месторождения, верхняя граница слоистого коллектора расположена на глубине $H_1 = 2518$ м, его мощность $H = 20$ м. В табл. 4 приведены значения основных параметров коллектора, плотность вмещающих пород $\rho = 2500$ кг/м³, деформационные свойства среды $\lambda = \mu = 20$ ГПа.

ТАБЛИЦА 4. Значения параметров коллектора модели и размер зон разрушения

Номер слоя	I	II	III	IV	V	VI	VII
Мощность, м	1.0	3.2	0.8	5.6	3.4	2.2	3.8
m_0	0.205	0.213	0.170	0.203	0.189	0.174	0.164
ρ , кг/м ³	2450	2490	2100	2420	2245	2390	2375
S_0	0.298	0.291	0.700	0.349	0.423	0.468	0.606
K_0 , мД	43.65	87.62	11.00	33.91	10.72	8.80	6.14
τ_s , МПа	10	10	12	10	12	12	12
r^* , см	19.45	19.52	16.02	19.65	16.18	16.20	16.25

В последней строке показаны размеры зоны F по критерию (1) в равнокомпонентном поле внешних горизонтальных напряжений $q_h = q_H = 0.8$.

Расчеты проводились при следующих значениях параметров модели: $r_0 = 0.1$ м, $z_1 = 2478$ м, $z_2 = 2558$ м, $r_c = 2.1$ м, $\rho = 1050$ кг/м³, $p_c = 0.95 p_m$, $\xi = 0.45$, $m_c = 0.2$, $K_c = 0.002$ мД, $\eta_1 = 0.001$ Па·с, $\eta_2 = 0.004$ Па·с, $\alpha_1 = 2$, $\alpha_2 = 3$, $\beta = 10^{-9}$ 1/Па.

Если внешнее поле напряжений *равнокомпонентное*, то задача (8)–(21) обладает осевой симметрией. На рис. 3 в вертикальном сечении $\theta = \text{const}$ показано изменение во времени толщины глинистой корки без и с учетом зон разрушений. Можно видеть, что во втором случае величина D заметно меньше у границ слоев, контрастных по проницаемости (II и III, V и VI), а также на низкопроницаемых интервалах. Это необходимо принимать во внимание при интерпретации данных кавернометрии, поскольку толщина глинистой корки служит одним из важнейших индикаторов наличия продуктивного слоя: в окрестности высокопроницаемых участков D значительно больше. На рис. 4 представлено распределение водонасыщенности S_1 в момент времени $t = 24$ ч (на рис. 4б тоном выделены зоны F):

- в зависимости от величины c_2 скорость проникновения фильтрата бурового раствора может уменьшиться на 30–50 % при возникновении зон разрушения;
- на границах слоев с контрастными фильтрационно-емкостными свойствами и/или различной начальной обводненностью S_0 имеют место высокие градиенты S_1 , но в срединной

области слоев, мощность которых превышает 2 м, распределение S_1 достаточно однородно по z (изолинии $S_1 \geq 0.5$ практически вертикальны). Это дает основание использовать 2D модели для исследования процессов массопереноса в горизонтальных сечениях объектов рассматриваемого типа.

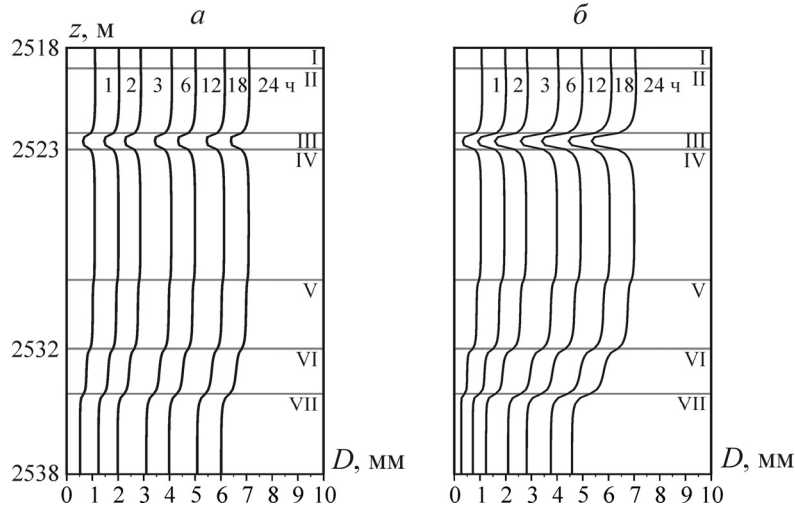


Рис. 3. Изменение во времени толщины глинистой корки: *a* — разрушение отсутствует; *б* — зона *F* существует

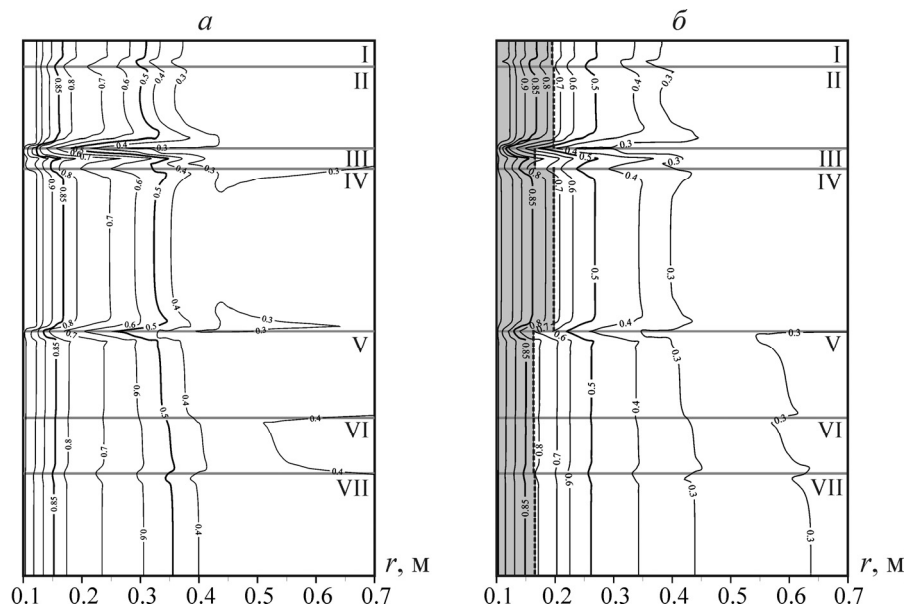


Рис. 4. Изолинии водонасыщенности S_1 в момент времени $t = 24$ ч

Формирование *неравнокомпонентного* поля внешних горизонтальных напряжений может быть обусловлено как структурными особенностями породного массива (крутопадающие разломы, рельеф), так и региональной тектоникой [32, 33]. В этом случае зона *F* имеет форму, близкую к эллипсу, большая ось которого ориентирована в направлении действия σ_h . Если σ_H и σ_h различаются незначительно, то *F* полностью охватывает контур скважины, в противном случае имеет место неполный охват (см. рис. 1). Именно для этих ситуаций и проведено сравнение электрогидродинамических полей.

Используемые в настоящее время зонды для каротажа скважин генерируют осесимметричные электромагнитные сигналы [34], поэтому наибольший интерес представляет распределение S_1 , C и удельного электрического сопротивления Ω в горизонтальных сечениях, где при $\sigma_H \neq \sigma_h$ может возникнуть угловая анизотропия этих полей из-за появления зоны разрушения.

Изолинии S_1 в сечении $z = 2525$ м в момент времени $t = 48$ ч при $q_H = 0.7$ показаны на рис. 5а ($q_h = 0.62$ — полный охват) и на рис. 5б ($q_h = 0.55$ — неполный охват). Здесь отчетливо видно, что незначительное (около 10 %) уменьшение минимального горизонтального напряжения σ_h вызывает качественное изменение в распределении водонасыщенности S_1 : размеры зоны проникновения фильтра бурового раствора резко увеличиваются в направлении действия σ_H — возникает выраженная угловая анизотропия.

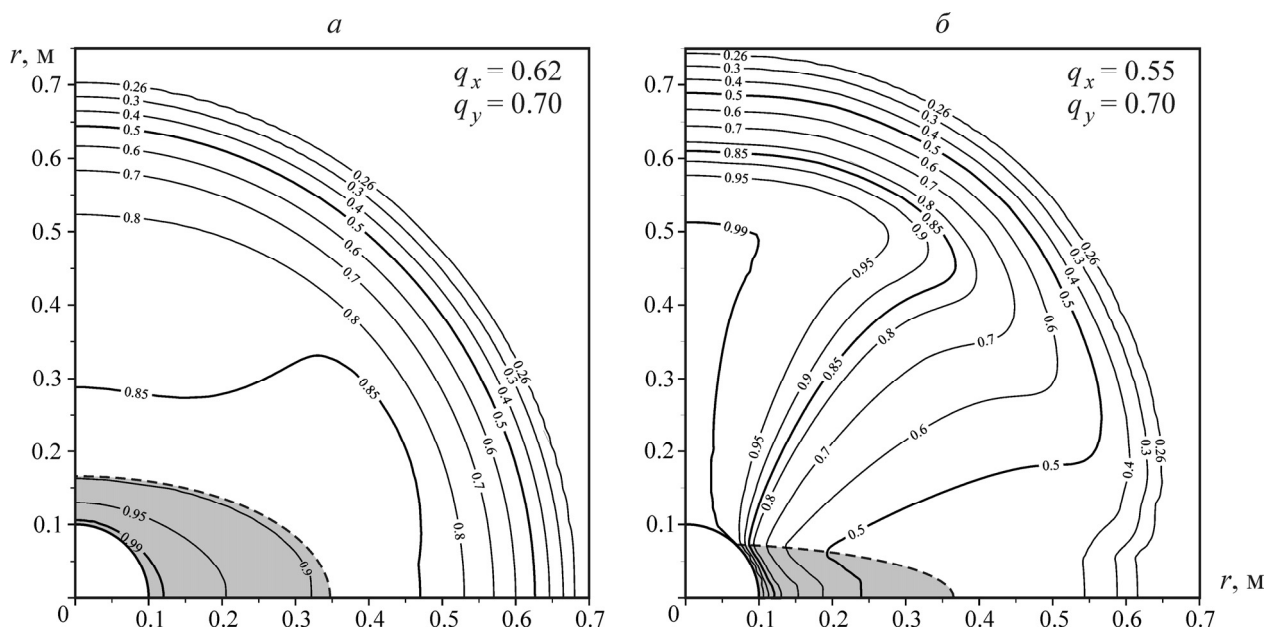


Рис. 5. Распределение водонасыщенности в окрестности скважины для момента $t = 48$ ч в неравнокомпонентном поле внешних напряжений

Пластовые флюиды имеют, как правило, низкое содержание солей и, следовательно, высокое удельное электрическое сопротивление Ω . Соленость бурового раствора C_m на порядок больше C_0 , поэтому в зоне проникновения C возрастает, а Ω падает. Пространственное распределение S_1 и C качественно схоже.

При электрокаротаже скважин регистрируют удельное электрическое сопротивление комплексом методов, имеющих различную пространственную разрешимость. Все методы используют зонды, генерирующие “осесимметричные” сигналы, поэтому определяется некоторая величина $\bar{\Omega}(r, z)$, которая является результатом аппаратного осреднения реального поля:

$$\bar{\Omega}(r, z) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \Omega(r, \theta, z) d\theta.$$

При этом, очевидно, теряется полезная информация, значения фильтрационно-емкостных параметров коллектора, полученные при интерпретации таких осредненных данных, могут существенно отличаться от реальных.

Удельное электрическое сопротивление связано с гидродинамическими и геомеханическими параметрами модели эмпирической формулой Арчи [3] в модификации [35]:

$$\Omega = \frac{A}{m^2 C (S_1 + S_0)^2},$$

где константа A характеризует петрофизические свойства пород коллектора. На рис. 6 показаны изолинии Ω/A при полном (а) и неполном (б) охвате контура скважины зоной разрушения при тех же условиях, что и для рис. 5. Здесь, как и у водонасыщенности, наблюдается качественное различие распределений: при неполном охвате в направлении действия σ_h расположена высокоомная зона, значения Ω в которой в несколько раз выше, чем при полном охвате.

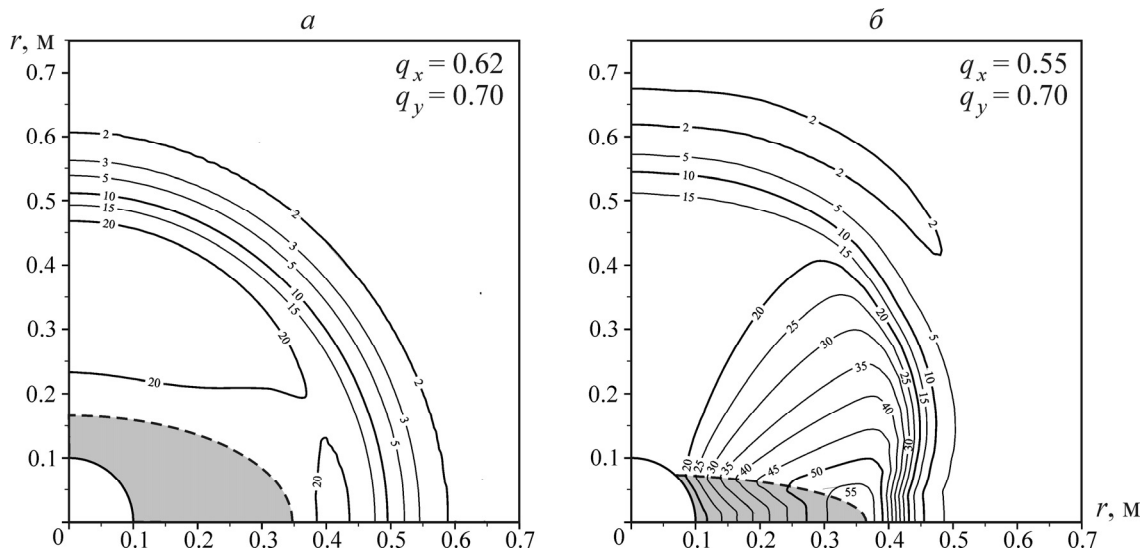


Рис. 6. Изолинии удельного электрического сопротивления (г/л) в окрестности скважины для момента времени $t = 48$ ч в неравнокомпонентном поле внешних напряжений

Эти обстоятельства необходимо учитывать при инверсии данных скважинной геоэлектрики, полученных с помощью существующих методов (БК, БКЗ, ВИКИЗ). В перспективе необходимо создавать аппаратуру, генерирующую направленный зондирующий сигнал, а также соответствующую методику интерпретации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При глубоком бурении в окрестности скважины могут возникать зоны разрушения, деформационные и фильтрационные свойства в которых существенно отличаются от таковых для вмещающих пород. Конфигурация и размеры этих зон зависят от соотношения прочностных характеристик пород и горизонтальных напряжений в естественном поле, а также от ориентации скважины.

С использованием разработанной трехмерной геомеханико-гидродинамической модели установлены основные факторы, влияющие на процесс эволюции физических полей в околоскважинном пространстве. Показано, что в неравнокомпонентном поле внешних напряжений распределение водонасыщенности, солености и удельного электрического сопротивления в зоне проникновения бурового раствора обладает угловой анизотропией, что необходимо учитывать при интерпретации данных ГИС для оценки фильтрационно-емкостных параметров коллекторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геофизические исследования** и работы в скважинах. ГОСТ Р 53709-2009. — М.: Стандартинформ, 2010.
2. **Lyons W. C., Plisga G. J.** Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (2nd edition), Elsevier, 2005.
3. **Дахнов В. Н.** Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. — М.: Недра, 1985.
4. **Стандарт** компании по определению качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин на месторождениях ОАО НК “Роснефть”. — М.: ОАО НК “Роснефть”, 2005.
5. **Ayala N. M., Patino A. H., Torne J., Kessler C.** Applications of geomechanical models in Northern Mexico using information from boreholes imaging and electric logs to reduce drilling non-productive time and to characterize fractured reservoirs, SPWLA 48th Annual Logging Well Symposium, June 3-6, 2007.
6. **Кашеваров А. А., Ельцов И. Н., Эпов М. И.** Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // ПМТФ. — Т. 44. — № 6.
7. **Ельцов И. Н., Нестерова Г. В., Кашеваров А. А.** Петрофизическая интерпретация повторных электромагнитных зондирований в скважинах // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52. — № 6.
8. **Калинин А. Г.** Бурение нефтяных и газовых скважин. — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008.
9. **Справочник** (кадастр) физических свойств горных пород. — М.: Недра, 1975.
10. **Keaney G. M. J., Meridith P. G., Murrell S. A. F.** Laboratory study of permeability evolution in a “tight” sandstone under non-hydrostatic stress conditions, SPE /ISRM EuRock’98. Trondheim: SPE, 1998, SPE/SRM 47265.
11. **Ставрогин А. Н., Тарасов Б. Г.** Экспериментальная физика и механика горных пород. — СПб.: Наука, 2001.
12. **Holt R. M.** Permeability reduction induced by a nonhydrostatic stress field, SPE Formation Evaluation, 1990, No 5.
13. **Назарова Л. А., Назаров Л. А., Козлова М. П.** Роль дилатансии в формировании и эволюции зон дезинтеграции в окрестности неоднородностей в породном массиве // ФТПРПИ. — 2009. — № 5.
14. **Назаров Л. А., Назарова Л. А., Ельцов И. Н., Киндюк В. А.** Некоторые геомеханические аспекты бурения глубоких скважин в массиве горных пород // ФТПРПИ. — 2010. — № 6.
15. **Назарова Л. А., Назаров Л. А., Эпов М. И., Ельцов И. Н.** Эволюция полей деформаций и фильтрационных параметров породных массивов в зонах возможных разрушений в окрестности глубоких скважин // Физ. мезомеханика. — 2010. — № 13.
16. **Ельцов И. Н., Назаров Л. А., Назарова Л. А., Нестерова Г. В., Эпов М. И.** Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения // Докл. РАН. — 2012. — Т.12. — № 6.
17. **Шемякин Е. И., Курленя М. В., Опарин В. Н. и др.** Открытие № 400 СССР. Явление зональной дезинтеграции горных пород вокруг подземных выработок // Бюл. изобр. — 1992. — № 1.
18. **Barton N.** Rock quality, seismic velocity, attenuation and anisotropy, Taylor and Francis Group, London, UK, 2007.
19. **Работнов Ю. Н.** Механика деформируемого твердого тела. — М.: Наука, 1979.
20. **Дементьев А. Д., Назаров Л. А., Назарова Л. А.** Прикладные задачи теории упругости. — Новосибирск: НГАУ, 2002.
21. **Heidbach O.** World Stress Map, <http://dc-app3-14.gfz-potsdam.de>.
22. **Tuefel L. W. Mac Kinnon, Robert J.,** Rock Mechanics : Key to Energy Production 27TH U.S. Symposium on Rock Mechanics, Capter 98 In Situ Stress and Natural Fracture Distribution at Depth in the Piceance Basin, Colorado: Implications to Stimulation and Production of Low Permeability Gas Reservoirs, SME, 1982.

23. **Галин Л. А.** Плоская упруго-пластическая задача // ПИММ. — 1946. — Т. 10. — Вып. 5–6.
24. **Randall M. S., Conway M., Salter G., Miller S.** Pressure-Dependant Permeability in Shale Reservoirs Implications for Estimated Ultimate Recovery, AAPG Search and Discovery Article N 9012.2011, AAPG Hedberg Conference, December 5-10, 2010, Austin, Texas.
25. **Zhu W., Montesi L., Wong T.-F.** Characterizing the permeability-porosity relationship during compactive cataclastic flow. 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium, USRMS, San Francisco: ARMA, 2008.
26. **Fatt I. Davis D. H.** Reduction in permeability with overburden pressure. Petroleum transaction, AIME, 1952, No 195.
27. **Rhett D. W., Teufel L. W.** Effect of Reservoir Stress Path on Compressibility and Permeability of Sandstones. SPE 24756, presented at 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineering, Washington, DC, October, 1992, 4-7.
28. **Ромм Е. С.** Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. — М.: Недра, 1966.
29. **Голф-Рахт Т. Д.** Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. — М.: Недра, 1986.
30. **Николаевский В. Н.** Геомеханика и флюидодинамика. — М.: Недра, 1996.
31. **Самарский А. А.** Введение в теорию разностных схем. — М.: Наука, 1971.
32. **Cox A., Hart R. B.** Plate Tectonics: How It Works. Palo Alto, Calif.: Blackwell Scientific Publications, 1986.
33. **Mandl G.** Mechanics of Tectonic Faulting. Models and Basic Concepts. Elsevier. Amsterdam, Oxford, New-York, 1988.
34. **Дарлинг Т.** Практические аспекты геофизических исследований скважин. — М.: ООО “Премиум Инжиниринг”, 2008.
35. **Ельцов И. Н., Кашеваров А. А., Эпов М. И.** Обобщение формулы Арчи и типы радиального сопротивления удельного электрического сопротивления в прискважинной зоне // Геофиз. вестн. — 2004. — № 7.

Поступила в редакцию 22/VIII 2013