

УДК 532.546:550.820.7

## ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

А. А. Кашеваров, И. Н. Ельцов\*, М. И. Эпов\*

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

\* Институт геофизики СО РАН, 630090 Новосибирск

На основе математического моделирования гидродинамических процессов в пористых средах, заполненных двухкомпонентным флюидом, выявлены особенности формирования зоны проникновения при бурении вертикальных скважин применительно к водо- и нефтенасыщенным песчаным коллекторам. Использование гидродинамического моделирования для интерпретации практических диаграмм высокочастотного электромагнитного каротажа позволило построить непротиворечивые геоэлектрические и гидродинамические модели в коллекторах с различным флюидонасыщением. Полученные результаты хорошо согласуются с геологическими и геофизическими данными.

**Ключевые слова:** математическое моделирование, зона проникновения, коллектор, нефтенасыщенность, концентрация, электрическое сопротивление, скважина, каротаж.

**Введение.** В процессе бурения скважин под действием большого перепада давления буровой раствор проникает в нефтенасыщенный пласт и оттесняет поровые жидкости — водную и нефтяную фазы. За счет роста глинистой корки на стенке скважины процесс фильтрации быстро замедляется, а после прекращения бурения давления в скважине и пласте выравниваются. Дальнейшая эволюция вызвана медленными процессами — дифференциацией жидкостей разной плотности и многофазным течением под действием капиллярных сил. Концентрации солей в буровом растворе и пластовой воде, как правило, различны. Это различие в сочетании с неоднородностью распределения нефтяной фазы в прискважинной зоне вызывают значительное изменение электрических свойств пласта. Применение гидродинамического моделирования позволяет по электросопротивлению зоны проникновения восстановить распределение концентрации и водонасыщенности, а также определить гидрофизические свойства пласта с использованием обобщенной формулы Арчи.

**Гидродинамическая модель.** Основными факторами, определяющими процессы в околоскважинном пространстве при бурении вертикальных скважин, являются циркуляция бурового раствора, рост и разрушение глинистой корки на участках коллекторов, фильтрация жидкостей (воды и нефти) и солеперенос. Рассматривается начальная стадия формирования зоны проникновения, когда вертикальный дрейф из-за различной плотности жидких фаз и влияние капиллярных сил незначительны.

В цилиндрической системе координат двухфазная фильтрация описывается уравнениями Баклея — Леверетта при дополнительном условии на сумму насыщенностей водной и нефтяной фаз  $S_w + S_n = 1$  [1]. Для двумерной области  $\Omega = \{r_b < r < L, 0 < z < L_z\}$  имеется система двух уравнений переноса подвижных фаз:

---

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (код проекта 03-05-64210).

— для водонасыщенности  $S_w$

$$\frac{\partial}{\partial t}(rmS_w) = \frac{\partial}{\partial r}\left(rk_w \frac{\partial h}{\partial r}\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(rk_w \frac{\partial h}{\partial z}\right), \quad h = \frac{p}{\gamma} + z, \quad (r, z) \in \Omega; \quad (1)$$

— для нефтенасыщенности  $S_n$

$$\frac{\partial}{\partial t}(rmS_n) = \frac{\partial}{\partial r}\left(rk_n \frac{\partial h}{\partial r}\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(rk_n \frac{\partial h}{\partial z}\right), \quad m = m_0(z) + \delta(p - p_f(z)). \quad (2)$$

Здесь ось  $z$  системы координат направлена вверх и совпадает с осью скважины радиуса  $r_b$ ;  $p$  — давление;  $\delta$  — коэффициент упругоёмкости;  $h$  — гидродинамический напор;  $\gamma$  — плотность поровой жидкости;  $m$  — пористость пласта;  $k_w = k_0 S^{n_1}$ ,  $k_n = \mu_0 k_0 S^{n_2}$  — функции, определяющие фазовые проницаемости водной и нефтяной фаз соответственно;  $\mu_0 = \mu_w/\mu_n$  — отношение вязкостей воды и нефти.

С учетом остаточных водонасыщенности ( $s_{\min}^1$ ) и нефтенасыщенности ( $s_{\min}^2$ ) в уравнениях (1), (2) имеем  $S_w = (s_w - s_{\min}^1)/(1 - s_{\min}^1 - s_{\min}^2)$ ,  $S_n = (s_n - s_{\min}^2)/(1 - s_{\min}^1 - s_{\min}^2)$ , где  $s_w, s_n$  — насыщенности соответствующих фаз [2].

Зададим граничные и начальные условия, предполагая, что в начальный момент времени напор равен пластовому  $h_f$ :

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

На левой границе ( $r = r_b$ ) условие задается с учетом положения забоя скважины ( $z = l_b(t)$ ):

$$\begin{aligned} -q &= (k_w + k_n) \frac{\partial h}{\partial r} \Big|_{r=r_b} = \beta(p|_{r=r_b} - p_b), \quad l_b \leq z \leq L_z, \\ \frac{\partial h}{\partial r} \Big|_{r=r_b} &= 0, \quad 0 \leq z < l_b. \end{aligned} \quad (3)$$

Если течение направлено от границы внутрь области  $\Omega$ , то на соответствующем ее участке необходимо задать значение водонасыщенности

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

Для скважины задаются расход бурового раствора  $Q(t)$  и скорость бурения  $V(t)$ . Будем считать, что буровой раствор несжимаем и его потерями на фильтрацию в пласт можно пренебречь. В этом случае распределение давления в циркуляционной системе вычисляется с использованием формулы Дарси — Вейсбаха по известной методике [3, 4]. Гидродинамические потери давления на участке длиной  $l$  равны

$$\Delta P = \lambda \gamma_b l v^2 / (8gR_h)$$

( $v = Q/\omega$  — средняя скорость течения;  $\omega$  — площадь сечения;  $R_h$  — гидравлический радиус;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $\gamma_b$  — плотность бурового раствора).

Коэффициент гидравлического сопротивления на различных участках скважины определяется в зависимости от вида течения. Турбулентное течение формируется при следующем условии на число Рейнольдса  $Re = vd\rho/\mu$ :

$$Re > Re^*,$$

где  $Re^* = 2100 + 7,3 He^{0,58}$ ;  $He = \rho d^2 \tau / \eta^2$  — число Хедстрема;  $d$  — диаметр просвета трубы;  $\tau$  — динамическое напряжение сдвига;  $\eta$  — пластическая (динамическая) вязкость;

$\rho$  — плотность. В этом случае для расчета  $\lambda$  в затрубном пространстве скважины (с диаметром просвета  $d$ ) можно использовать формулу  $\lambda = \lambda_0(k/d + b/\text{Re})^{0,25}$  [4]. Коэффициент шероховатости  $k$  различен для обсаженных и необсаженных участков скважины.

В устье скважины давление совпадает с атмосферным, поэтому, рассчитывая  $\Delta P$  на различных участках, можно вычислить распределение давления по всей скважине и его изменение во времени при проходке пластов.

Рассматривая течение раствора к забою скважины и учитывая перепад давления в буровом инструменте, можно вычислить гидродинамические потери давления во всей циркуляционной системе. Используя замеры расхода бурового раствора и напора его подачи (для разных глубин проходки), можно определить параметры модели и достаточно точно вычислить превышение давления в скважине над пластовым давлением.

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

$$\frac{\partial}{\partial t}(rmS_w C) + \frac{\partial}{\partial r}(v_r C) + \frac{\partial}{\partial z}(v_z C) = 0, \quad (4)$$

$$v_r = -rk_w \frac{\partial h}{\partial r}, \quad v_z = -rk_w \frac{\partial h}{\partial z}, \quad C|_{t=0} = C_f.$$

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

Скорость роста глинистой корки на стенке скважины пропорциональна расходу бурового раствора в пласт. Вынос глинистых частиц в пласт и изменение пористости в прискважинной зоне не учитываются. Толщина глинистой корки  $d(z, t)$  входит в параметр  $\beta = (\beta_0^{-1} + d/k_g)^{-1}$ , который определяет водообмен скважины с пластом и учитывает фильтрационное сопротивление в начальный момент вскрытия пласта  $\beta_0^{-1}$  и дополнительное сопротивление, обусловленное формированием глинистой корки ( $d/k_g$ ). Скорость роста глинистой корки пропорциональна скорости фильтрации из скважины в пласт и определяется уравнением

$$d'_t = -\alpha(1 - d/d_{\max})^n q, \quad n \geq 0,$$

где  $k_g$  — коэффициент фильтрации глинистой корки;  $d_{\max}$  — ее максимальная толщина. Значение  $\alpha$  зависит от пористости корки, доли глинистых частиц в буровом растворе и других параметров, определяющих условия роста корки.

**Численное моделирование.** При численной реализации вместо уравнения для нефтенасыщенности использовалось уравнение для суммарного расхода [1, 2], получаемое суммированием (1) и (2):

$$\frac{\partial}{\partial t}(rm) = \frac{\partial}{\partial r}\left(r(k_w + k_n)\frac{\partial h}{\partial r}\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(r(k_w + k_n)\frac{\partial h}{\partial z}\right). \quad (5)$$

Начало расчета соответствует времени вхождения бурового инструмента в пласт, ограниченный сверху и снизу непроницаемыми глинистыми слоями. В этом случае граничное условие (3) на стенке скважины относительно напоров в скважине  $h_b$  и пласте  $h$  можно записать в виде

$$-q = (k_w + k_n)\frac{\partial h}{\partial r}\Big|_{r=r_b} = \beta(h|_{r=r_b} - h_b), \quad l_b(t) \leq z \leq L_z.$$

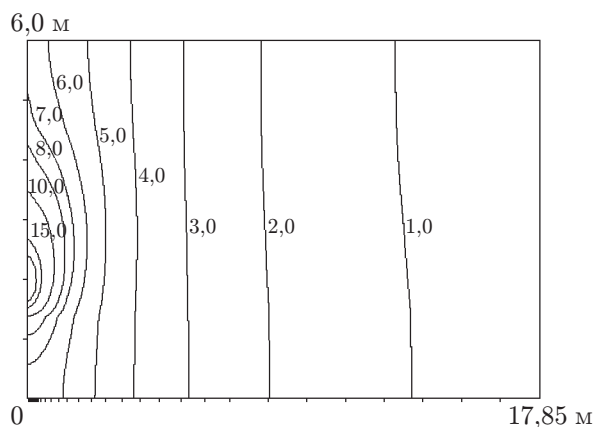


Рис. 1. Изолинии превышения гидродинамического напора в пласте

На кровле пласта задается дополнительное давление, позволяющее учесть различие плотностей бурового раствора и пластовой жидкости.

Численные расчеты выполнялись с использованием неявных конечно-разностных схем и итерационного метода переменных направлений [5]. Для уравнений переноса использовалась противопотоковая аппроксимация [6].

Решена модельная задача о вытеснении фильтратом бурового раствора нефти и пластовой воды из прискважинной зоны со следующими данными (пример 1). Область моделирования ( $L = 30$  м,  $L_z = 6$  м), представляющая собой изолированный пласт, разбита разностной сеткой с числом узлов 48, 41 по радиусу и вертикальной координате соответственно. На кровле и подошве пласта задано условие непротекания, на правой границе ( $r = L$ ) — постоянное давление, равное пластовому. Шаги сетки переменные по радиусу (минимальное значение вблизи скважины 0,025 м) и постоянные по вертикальной координате  $z$ . Технологические параметры: скорость бурения 200 м/сут, диаметр бурового инструмента 0,170 м, его длина 30 м, диаметр скважины 0,216 м. Глубина залегания нефтенасыщенного пласта 2000 м. Пласт толщиной 6 м разбит на четыре слоя толщиной по 1,5 м с одинаковыми гидрофизическими характеристиками ( $k = 0,15$  м/сут,  $m = 0,20$ ,  $\delta = 10^5$ ), но с различными значениями нефтенасыщенности:  $S_n = 0,9$  (от верхней кровли пласта до глубины 1,5 м),  $S_n = 0,75$  (от 1,5 до 3 м),  $S_n = 0,45$  (от 3 до 4,5 м),  $S_n = 0$  (от глубины 4,5 м до подошвы пласта). Показатели степени в формулах фазовых проницаемостей  $n_1 = n_2 = 2,5$ , отношение вязкостей пластовой воды и нефти  $\mu_0 = 0,3$ . Концентрация солей в пластовой воде  $C_f = 19,0$  г/л, в буровом растворе  $C_b = 0,9$  г/л, коэффициент фильтрации глинистой корки  $k_g = 8 \cdot 10^{-6}$  м/сут,  $\alpha = 0,06$ ,  $n = 0$ .

На рис. 1 приведены изолинии превышения напора  $h$  над начальным значением  $h_f$  при прохождении бурового инструмента через пласт ( $t = 0,02$  сут). На рис. 2 представлены распределения водонасыщенности и концентрации в прискважинной зоне в момент прекращения бурения ( $t = 0,5$  сут). На рис. 1–3 указаны размеры фрагментов области и разностная сетка.

Для рассмотренного временного интервала ширина зоны проникновения, определяемая по изменению концентрации, не превышает 0,4 м. Она максимальна в нефтенасыщенной части пласта и резко уменьшается в водонасыщенной части. Однако удельный объем фильтрата бурового раствора  $Q_0$ , проникшего в пласт, изменяется незначительно. Для средних частей слоев начиная с верхнего получены значения  $Q_0/\pi = 0,0066$ ; 0,0063; 0,0065; 0,0069 м<sup>2</sup>. Для двух верхних слоев отмечается наличие локального минимума в радиальном распределении электрического сопротивления. Такое изменение электрического сопротивления характерно только для продуктивных пластов и фиксируется при высокочастотном электромагнитном коротажном зондировании (ВЭМКЗ).

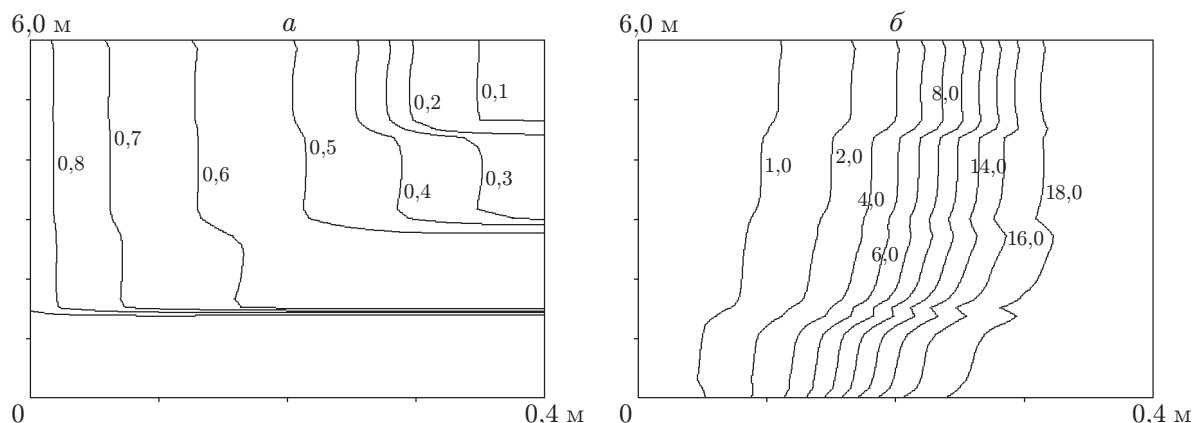


Рис. 2. Изолинии водонасыщенности (а) и концентрации солей (б) в зоне проникновения

Отметим основные физические особенности проникновения бурового раствора в пласт и формирования зоны проникновения. В этом процессе можно выделить три стадии. На первой при бурении вблизи забоя скважины из-за затрудненных условий циркуляции бурового раствора имеется зона повышенного давления с большим перепадом напора не только по радиальной координате, но и по оси скважины. На второй стадии важным фактором формирования зон проникновения является образование глинистой корки на стенке скважины, существенно затрудняющей водообменные процессы между скважиной и пластом. В начальные моменты времени происходит оттеснение пластовой воды и нефтяной фазы от забоя скважины, а течение флюидов имеет пространственный характер. После выхода бурового инструмента из пласта процесс вытеснения обусловлен в основном превышением постоянного гидродинамического напора в скважине над пластовым и имеет преимущественно радиальный характер. Третья стадия образования зоны проникновения наступает после прекращения процесса бурения. Циркуляция бурового раствора прекращается, и в скважине устанавливается гидростатическое распределение давления. Как и на второй стадии, это приводит к радиальному вытеснению жидкости из прискважинной зоны. Давления в пласте и скважине быстро выравниваются. Увеличение глубины зоны проникновения на третьей стадии обусловлено длительным временем воздействия относительно небольших перепадов напоров в скважине и пласте.

**Электрическое сопротивление зоны проникновения и решение обратной задачи.** Распределение электрического сопротивления в зоне проникновения является результатом взаимодействия распределений концентрации и водонасыщенности. Для его вычисления может быть использована обобщенная формула Арчи [7]

$$R = A(C + C_0)^{-p}(S + S_0)^{-q}(m + m_0)^{-q}f(T). \quad (6)$$

При заданных значениях нефтенасыщенности, концентраций бурового раствора и пластовой воды формула (6) позволяет получить достаточно точную аппроксимацию электрического сопротивления, определенного по данным каротажного зондирования скважины. Для этого необходимо использовать значения сопротивлений в ближайших к скважине точках, в которых, как правило, полностью вытесняется пластовая вода, и на большом удалении от скважины вне зоны проникновения.

Распределения флюидов, полученные в результате численного моделирования в предыдущем пункте (см. пример 1), с помощью формулы (6) можно трансформировать в пространственное распределение электрического сопротивления вокруг скважины. На рис. 3 приведены распределения сопротивлений для средних частей слоев, построенные при сле-

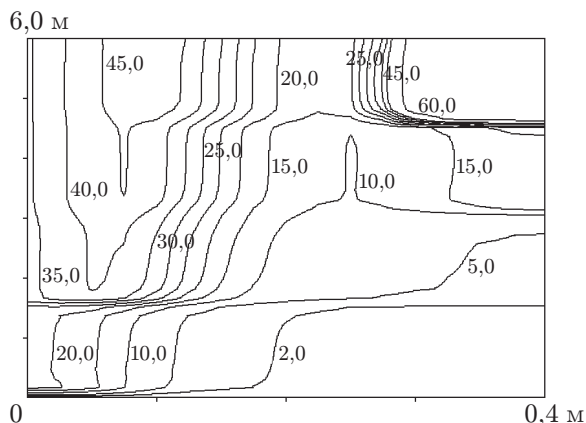


Рис. 3. Изолинии электрического сопротивления в зоне проникновения

дующих значениях параметров в формуле Арчи:  $A = 1,4$ ,  $p = 1$ ,  $q = 2$ . Это распределение можно также восстановить по данным электромагнитного зондирования. Таким образом, устанавливается модельная связь между результатами инверсии диаграмм электромагнитного каротажа и распределением флюидов. Результаты гидродинамического моделирования хорошо согласуются с результатами каротажа [8].

При решении обратной задачи использовались данные ВЭМКЗ. Прибор ВЭМКЗ включает девять трехкатушечных зондов. Сигналы генерируются в диапазоне  $0,875 \div 14,0$  МГц. Длина зондов составляет  $0,5 \div 2,0$  м. На сближенных приемных катушках регистрируются разности фаз [9].

По результатам инверсии диаграмм в системе МФС ВИКИЗ получены радиальные распределения электрического сопротивления [10]. На основе прямого двумерного гидродинамического моделирования аппроксимированы функции распределения концентрации  $C = \varphi_1(r, d_1)$  на интервале  $l_1 < r < l_2$  и водонасыщенности  $S_w = \varphi_2(r, d_2)$  в зоне проникновения  $r_b < r < l_2$  ( $l_1, l_2$  — геометрические параметры задачи, определяющие пространственное распределение концентрации и водонасыщенности). Параметры  $d_1, d_2$  позволяют учесть особенности физических процессов при бурении конкретной скважины (размазывание фронтов, вытеснение нефтяной фазы) и определяют характер кривых распределения концентрации и водонасыщенности. На функции  $\varphi_i$  налагаются дополнительные условия

$$\varphi_1(r, d_1) = C_b, \quad r \leq l_1, \quad \varphi_1(l_2, d_1) = C_f, \quad \varphi_2(r_b, d_2) = 1, \quad \varphi_2(l_2, d_2) = S_f.$$

В качестве аппроксимирующих функций для водонасыщенности использовалось аналитическое решение осесимметричной задачи ( $m = \text{const}$ ), учитывающее размазывание фронта в интервале  $(l_2 - d_2/2, l_2 + d_2/2)$ , а для аппроксимации концентрации — зависимость

$$C(r) = C^0 F(r) + C_b, \quad C^0 = \frac{C_f - C_b}{F(l_2)}, \quad F(r) = \frac{(r - l_1)^{3+d_1}}{3 + d_1} - (l_2 - l_1) \frac{(r - l_1)^{2+d_1}}{2 + d_1}.$$

Зона проникновения разбивалась на интервалы  $(r_{i-1}, r_i)$ , на которых вычислялось электрическое сопротивление  $R(r)$  по формуле Арчи. Для определения геометрических параметров  $l_1, l_2$  решалась задача минимизации функционала, построенного для восстановления замеренных значений интегральной проводимости  $\sigma_i$ :

$$J_\sigma = \sum_{i=1}^N \lambda_i \left( (r_i - r_{i-1}) / \int_{r_{i-1}}^{r_i} R(r) dr - \sigma_i \right)^2,$$

где  $N$  — число интервалов;  $\lambda_i$  — весовые коэффициенты.

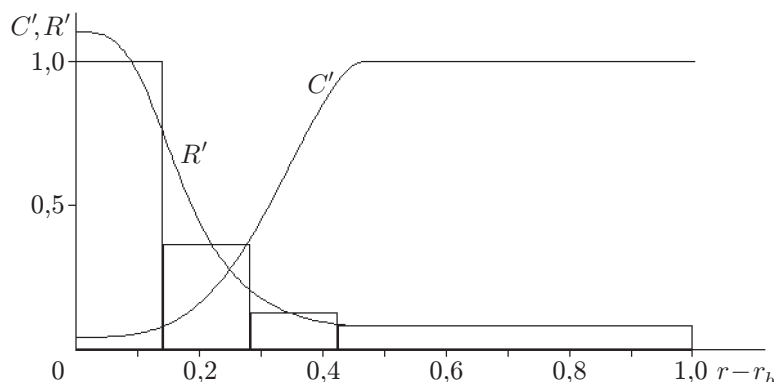


Рис. 4. Распределение концентрации и электрического сопротивления по радиусу

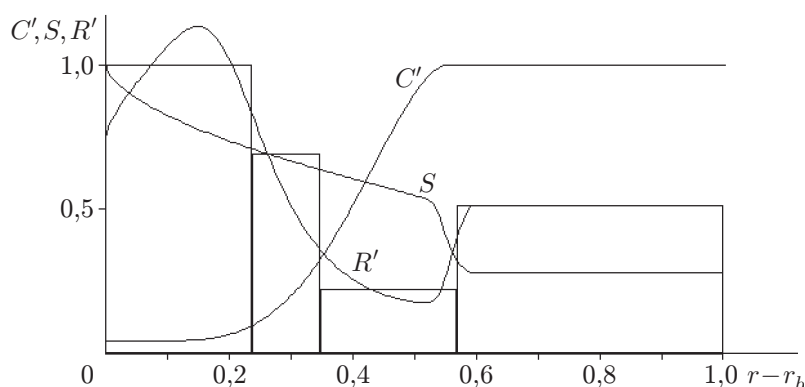


Рис. 5. Распределение концентрации, водонасыщенности и электрического сопротивления по радиусу

Электрическое сопротивление неизменной части пласта  $R_f = 1/\sigma_N$  за зоной проникновения ( $r > l_2$ ) использовалось для нормировки петрофизических характеристик пласта. После выяснения особенностей процесса проникновения фильтрата в пласт дополнительные параметры  $d_1, d_2$  позволяют согласовать результаты интерпретации с характеристиками соседних пластов. При постоянном режиме бурения скважины для пластов с близкими петрофизическими характеристиками параметры  $d_1, d_2$  практически одинаковы.

Для грубой оценки пористости использовались два значения электрического сопротивления, соответствующие замерам вблизи скважины (в зоне полного вытеснения пластовой воды) и в неизменной части пласта. Для уточнения величины пористости и определения коэффициента фильтрации использовались балансовые соотношения для объемов фильтрата бурового раствора и вытесненной из зоны проникновения нефтяной фазы. Наибольшая трудность в решении обратной задачи заключается в том, что величина коэффициента  $A$  в формуле (6) неизвестна. Если коэффициент задан, то при известном соотношении концентраций пластовой воды и фильтрата бурового раствора можно определить пористость пласта. В противном случае можно получить только значение некоторого обобщенного параметра  $M = A(m + m_0)^{-q}$ .

После решения обратной задачи проводится гидродинамическое моделирование на основе двумерной модели формирования зоны проникновения с подобранными параметрами, и результаты сравниваются с данными электромагнитного каротажа.

Приведем результаты интерпретации экспериментальных материалов, полученных в одной из разведочных скважин Западной Сибири (рис. 4, 5). Каротаж выполнен через

10 сут после бурения на участках водонасыщенных и продуктивных коллекторов (примеры 2, 3). Концентрация солей в этих пластах принималась равной  $C_f = 19$  г/л, концентрация в буровой жидкости  $C_0 = 0,9$  г/л. В рассмотренных примерах параметры  $A = 1,4$ ,  $m_0 = 0$  постоянны.

Параметры геоэлектрической модели, полученные по результатам инверсии коротажных диаграмм (удельные электрические сопротивления  $\rho_i$ , Ом·м и толщины цилиндрических оболочек вокруг скважины  $\Delta r_i$ , м), имеют следующие значения:  $\rho_1 = 18,1$ ,  $\Delta r_1 = 0,142$ ,  $\rho_2 = 6,65$ ,  $\Delta r_2 = 0,142$ ,  $\rho_3 = 2,40$ ,  $\Delta r_3 = 0,142$ ,  $\rho_4 = 1,54$ ,  $\Delta r_4 = 1,0$  (пример 2);  $\rho_1 = 46,18$ ,  $\Delta r_1 = 0,265$ ,  $\rho_2 = 18,46$ ,  $\Delta r_2 = 0,176$ ,  $\rho_3 = 9,80$ ,  $\Delta r_3 = 0,32$ ,  $\rho_4 = 23,22$ ,  $\Delta r_4 = 1,0$  (пример 3). На рис. 4, 5 приведены распределения относительной концентрации ( $C' = C/C_f$ ), относительного электрического сопротивления ( $R' = R/\rho_1$ ) и водонасыщенности по радиусу, полученные при решении обратной задачи (примеры 2, 3 соответственно). Замеренные зависимости электрического сопротивления  $\rho_i$  от радиуса показаны прямоугольниками.

На рис. 4 представлены результаты для водонасыщенного пласта (глубина залегания 1035 м), удельное электрическое сопротивление которого  $\rho_f \approx 1,54$  Ом·м. Глубина зоны проникновения приблизительно равна 0,4 м. В наиболее промытой зоне электрическое сопротивление составляет примерно 18 Ом·м, с удалением от скважины оно быстро уменьшается. По литологической характеристике рассматриваемый пласт представлен умеренно сцементированными песчаниками, коэффициент цементации  $q \approx 2,0$ . Пористость, определенная в результате интерпретации, составляет 0,215 ( $C_0 = 0,7$ ).

На рис. 5 приведены результаты интерпретации в нефтенасыщенном ( $S_w \approx 0,72$ ) слое на глубине 2300 ÷ 2310 м. Максимальная глубина проникновения бурового раствора приблизительно равна 0,57 м. Вблизи скважины в промытой зоне сопротивление составляет 23,6 Ом·м, далее расположена окаймляющая зона с пониженным электрическим сопротивлением. На рис. 5 приведены полученные в результате интерпретации распределения концентрации  $C$ , водонасыщенности  $S$  и сопротивления  $R$ , вычисленного по формуле Арчи. Пористость, определенная при интерпретации, составляет 0,22 ( $C_0 = 0,54$ ,  $S_0 = 0,07$ ).

Дополнительная информация о физических свойствах флюидов и режиме бурения позволяет уменьшить параметрическую неопределенность гидродинамической интерпретации.

**Гидродинамический анализ на основе балансовых соотношений.** Предположим, что в прискважинной зоне происходит внедрение бурового раствора в пласт. После прекращения бурения в момент времени  $T$  давление в пласте выравнивается, а глубина зоны проникновения не превышает величины  $L$ . Пространственный характер течения флюидов приводит к размазыванию фронтов концентрации и водонасыщенности, что можно учесть введением фиктивной гидродинамической дисперсии. В этом случае балансовые характеристики массопереноса могут быть оценены с использованием одномерных уравнений.

Приведенные в данном пункте оценки являются приближенными и справедливы только для средней части достаточно мощных слоев (более 1 м), когда процессами водообмена между слоями можно пренебречь. Полученные формулы для балансовых характеристик позволяют оценить степень достоверности гидродинамической интерпретации и контролировать точность инверсии данных электромагнитного каротажа.

Рассмотрим уравнения (1), (4), (5) для одномерного осесимметричного случая. Проинтегрировав их по радиусу  $r$  и времени  $t$ , получим следующие балансовые соотношения:

$$I_1 \equiv \pi \int_{r_b}^L r m \bar{s} dr \Big|_T = -\pi \int_0^T v_w dt \Big|_{r=L} + \pi \int_0^T v_w dt \Big|_{r=r_b} = -Q_w(L) + Q_w(r_b), \quad \bar{s} = S_w - S_f; \quad (7)$$



$$I_2 \equiv \pi \int_{r_b}^L rm\bar{c}S_w dr|_T = \pi \int_0^T v_w dt|_{r=r_b} = Q_w(r_b), \quad \bar{c} = \frac{C - C_f}{C_b - C_f},$$

$$Q_0(L) = \pi \int_0^T v dt|_{r=L} = \pi \int_0^T v dt|_{r=r_b} = Q_0(r_b) = Q_w(r_b), \quad v = v_w + v_n,$$

где  $v_w, v_n$  — функции, определяющие расход водной и нефтяной фаз соответственно;  $Q_w$  — интегральный по времени расход воды.

Считая, что на правой границе ( $r = L$ ) справедливо предположение о пропорциональной зависимости расходов фаз от их подвижности, находим

$$Q_w(L) = \frac{k_w(S_f)}{k_w(S_f) + k_n(1 - S_f)} Q_0(L) = \chi(S_f) Q_0(L) = \chi(S_f) Q_w(r_b).$$

С учетом последнего равенства в (7) получаем соотношение

$$I_1 = (1 - \chi(S_f)) Q_w(r_b) = (1 - \chi(S_f)) I_2. \quad (8)$$

Аналогично для водонасыщенного пласта ( $S_w = 1$ ) имеем

$$I_3 \equiv \pi \int_{r_b}^L rm\bar{c} dr|_T = \pi \int_0^T v dt|_{r=r_b} = Q_0(r_b).$$

Из уравнения для суммарного расхода (5) после интегрирования по времени получим

$$(rkP_r)_r = 0, \quad P = \int_0^T h dt.$$

Следовательно, решение можно записать в виде

$$P(r) = P(D) + k^{-1} Q_0 \ln(D/r),$$

где  $D > L$  — радиус влияния скважины.

Рассмотрим условие третьего рода на левой границе ( $r = r_b$ )

$$-r_b q(t) = r_b k p_r|_{r=r_b} = r_b (k_0/d(t))(h - h_b(t))|_{r_b}. \quad (9)$$

Отсюда с учетом линейного закона коркообразования ( $d_t = \alpha q$ ,  $n = 0$ ) следует  $d(t) = \alpha \int_0^t q dt$ . Тогда из (9) для удельного объема фильтрата  $Q_0(t) = \pi r_b \int_0^t q dt$  имеем

$$-(Q_0^2)_t/2 = \pi^2 (r_b k_0/\alpha) (h - h_b(t))|_{r_c}.$$

Интегрируя последнее равенство по времени, получим

$$-0,5 Q_0^2 = \pi^2 \frac{r_b k_0}{\alpha} (P - F)|_{r_c}, \quad F(t) = \int_0^t h_b dt. \quad (10)$$

Таким образом, уравнение (10) позволяет связать удельный объем фильтрата  $Q_0$  с интегральным давлением в скважине параметром  $F$ , зависящим от режима бурения и конструкции скважины.

Из анализа результатов гидродинамического моделирования следует, что объем фильтра бурового раствора  $Q_0$ , поступившего в коллектор, определяется в основном режимом бурения и слабо зависит от коэффициента фильтрации. Для рассмотренных примеров 2 и 3 получены значения  $0,0183\pi$  и  $0,0192\pi$  соответственно. В случае наличия в пласте нефтяной фазы, занимающей часть порового пространства, существенно увеличивается глубина зоны проникновения по сравнению с водонасыщенным пластом. Для нефтенасыщенного пласта (см. пример 3) балансовая характеристика водной фазы имеет значение  $I_1 = 0,0173\pi$ . Так как в этом случае  $Q_0 = I_2$ , то из (8) следует  $\chi(S_f) = 0,0862$ , что хорошо согласуется с использованными зависимостями фазовых проницаемостей при гидродинамической интерпретации  $\chi(S_f) = 0,0945$  при  $n_1 = n_2 = 2,5$ ,  $S_f = 0,28$ ,  $\mu_0 = 0,4$ .

**Заключение.** Разработана система интерпретации данных высокочастотного электромагнитного каротажа на основе электрогидродинамической модели, использование которой при анализе практических диаграмм ВЭМКЗ позволяет строить непротиворечивые геоэлектрические и гидродинамические модели в коллекторах с различным флюидонасыщением.

Для построения замкнутой гидродинамической модели зоны проникновения необходимо учитывать результаты интерпретации данных электромагнитного каротажа по всему комплексу пластов для рассматриваемой скважины, а также результаты петрофизических исследований геологического разреза соседних скважин.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР. М.: Наука, 1969.
2. Жумагулов Б. Т., Зубов Н. В., Монахов В. Н., Смагулов Ш. С. Новые компьютерные технологии в нефтедобыче. Алма-Ата: Илым, 1966.
3. Гукасов Н. А. Справочное пособие по гидравлике и гидродинамике в бурении. М.: Недра, 1982.
4. Леонов Е. Г., Исаев В. И. Гидроаэромеханика в бурении. М.: Недра, 1987.
5. Самарский А. А. Теория разностных схем. М.: Наука, 1977.
6. Кашеваров А. А. Математическое моделирование процессов солепереноса взаимосвязанными течениями подземных и поверхностных вод // ПМТФ. 1998. Т. 39, № 4. С. 118–126.
7. Zhang J. H., Hu Q., Liu Z. H. Estimation of true formation resistivity and water saturation with a time-lapse induction logging method // Soc. Professional Well Log Analysts. 1999. V. 40, N 2. P. 138–148.
8. Yeltsov I., Epov M., Kashevarov A., et al. Applying inverse problems of geoelectrics and hydrodynamics for characterization of reservoir properties // Abstr. of the 1st Intern. conf. "Inverse problems: Modeling and simulation", Fethiye, Turkey, 14–21 July, 2002. Fethiye: Kocaeli Univ., 2002. P. 175, 176.
9. Петров А. Н., Каюров К. Н., Эпов М. И. и др. Новый программно-аппаратурный девятизондовый комплекс высокочастотного электромагнитного каротажа // Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах. Новосибирск: Объед. ин-т геологии, геофизики и минералогии СО РАН, 1999. С. 122–130.
10. Ельцов И. Н., Эпов М. И., Ульянов В. Н. и др. Анализ и инверсия каротажных диаграмм в системе МФС ВИКИЗ-98 // Каротажник. 2000. № 74. С. 70–84.