

УДК 532.546+550.832

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ И НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

И. Н. Ельцов, Г. В. Нестерова, А. А. Кашеваров*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090 Новосибирск

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

E-mails: YeltsovIN@ipgg.nsc.ru, NesterovaGV@ipgg.nsc.ru

На основе численного моделирования исследованы гидродинамические процессы вытеснения пластовых флюидов в нефтенасыщенном коллекторе при бурении вертикальных скважин с учетом режима бурения и типа бурового раствора (водно-глинистого или на нефтяной основе). Изучено влияние гидродинамических характеристик зоны проникновения на удельное электрическое сопротивление в зависимости от типа бурового раствора. С использованием результатов численного моделирования для интерпретации диаграмм высокочастотного электромагнитного каротажа построены геоэлектрические и гидродинамические модели в коллекторах с различным флюидонасыщением.

Ключевые слова: математическое моделирование, зона проникновения, буровой раствор, удельное электрическое сопротивление, каротаж.

Введение. Геофизические методы исследований в нефтяных скважинах используются при изучении неизменной части пласта, которая рассматривается как объект с постоянными по радиусу свойствами. Иногда выделяются две зоны пласта, например промытая и окаймляющая. В то же время после вскрытия пласта в прискважинной зоне происходит перемещение пластовых флюидов, что вызывает изменение физических свойств зоны проникновения, которые определяются пористостью, проницаемостью и нефтенасыщенностью. В процессе бурения скважин под действием большого перепада давления буровой раствор проникает в нефтенасыщенный пласт и оттесняет поровые жидкости — водную и нефтяную фазы. Вследствие нарастания глинистой корки на стенке скважины процесс фильтрации быстро замедляется, а после прекращения бурения давления в скважине и пласте выравниваются. Концентрации солей в буровом растворе и пластовой воде, как правило, различаются, что в сочетании с неоднородностью распределения водной и нефтяной фаз вызывает значительное изменение электрических свойств пласта в прискважинной зоне.

Во многих работах изучаются процесс проникновения фильтрата глинистого бурового раствора на водной основе и его влияние на результаты скважинных электрических измерений. Значительно меньшее количество работ посвящено исследованию проникновения фильтрата бурового раствора на нефтяной основе в пласт, его воздействия на результаты скважинных измерений и соответствующего влияния на оценку петрофизических свойств пласта [1–5]. В данной работе рассмотрены условия внедрения в пласт бурового раствора

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (код проекта 10-05-00835-а).

и изучено изменение свойств прискважинной зоны при использовании буровых растворов двух типов: глинистых (на водной основе) и на нефтяной основе [6]. В разработанной гидродинамической модели формирования зоны проникновения учитываются нарастание глинистой корки и кольматация порового пространства твердыми частицами. На основе численного моделирования исследованы гидродинамические процессы вытеснения пластовых флюидов в нефтенасыщенном коллекторе при бурении вертикальных скважин с учетом режима бурения и типа бурового раствора.

Изменение электрического сопротивления и других геофизических характеристик в зоне проникновения является результатом перераспределения концентрации солей, нефти и водонасыщенности. Обобщенная формула Арчи позволяет преобразовать полученные распределения флюидов в распределение удельного электрического сопротивления. Проведены исследования влияния гидродинамических характеристик зоны проникновения на вид кривых удельного электрического сопротивления (УЭС) в зависимости от типа бурового раствора. Установлена связь между геоэлектрическими характеристиками, получаемыми в результате каротажа скважин, и гидродинамическими характеристиками (пористостью, проницаемостью, нефтенасыщенностью), определяющими фильтрационные процессы в пласте-коллекторе. При интерпретации результатов электромагнитного зондирования скважин из набора возможных геоэлектрических моделей рассматриваются только те модели, которые не противоречат гидродинамике прискважинной зоны.

Моделирование течения бурового раствора в прискважинной зоне нефтенасыщенного пласта. Основными факторами, определяющими процессы в околоскважинном пространстве при бурении скважин, являются циркуляция бурового раствора, нарастание глинистой корки на интервалах коллекторов, фильтрация жидкостей (воды и нефти) и солеперенос. Под действием перепада давления в скважине и пластового давления происходит вытеснение пластовых флюидов фильтратом бурового раствора. Поскольку концентрации солей в буровом растворе и пластовой воде различаются, в зоне проникновения происходит перераспределение концентрации солей. Наличие в буровом растворе частиц глины приводит к формированию глинистой корки на стенке скважины. Скорость бурения скважины меняется в соответствии с изменением режима бурения.

Учет пространственной неоднородности течения пластовых флюидов, литологических особенностей строения коллектора и реальных условий проходки скважин требует создания сложных моделей формирования зоны проникновения. Ранее была разработана модель формирования зоны проникновения при бурении вертикальных скважин для глинистых буровых растворов на водной основе [7]. В данной работе предложена обобщенная модель зоны проникновения для буровых растворов на водной и нефтяной основе. При бурении с использованием буровых растворов на нефтяной основе эта основа смешивается с пластовой нефтью.

Модель течения флюидов. Для описания течения в прискважинной зоне используется модель Баклея — Леверетта [7–11]

$$\frac{\partial (r\varphi S_i)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left(rK_i \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(rK_i \frac{\partial P}{\partial z} \right), \quad (1)$$

где индекс $i = 1$ соответствует воде (пластовой и в буровом растворе), $i = 2$ — пластовой нефти, $i = 3$ — дополнительному компоненту в буровом растворе (нефтяной основе); S_i — доля i -й фазы в смеси; φ — пористость; K_i — фазовая проницаемость; P — превышение давления в прискважинном пространстве над начальным пластовым давлением; z — вертикальная координата; r — расстояние от оси скважины. Для каждой фазы функциональная зависимость фазовой проницаемости от параметров среды имеет вид $K_i = (k/\mu_i)S_i^{n_i}$ (k — абсолютная проницаемость; μ_i — вязкость i -й фазы; n_i — показатель степени, значение которого изменяется от двух до трех).

В модели со смешением пластовой нефти и нефтяной основы бурового раствора в системе (1) решаются уравнения для двух компонентов ($i = 1$ — вода, $i = 2$ — смесь нефтяной основы бурового раствора и пластовой нефти). Вязкость смеси задается как линейная комбинация вязкости пластовой нефти μ_{oil} и вязкости нефтяной основы μ_3 , зависящей от концентрации C_3 в смеси:

$$\mu_2 = C_3\mu_3 + (1 - C_3)\mu_{oil}.$$

Концентрация C_3 нефтяной основы бурового раствора в смеси определяется скоростью переноса второй фазой нефти, содержащейся в буровом растворе и пласте:

$$\frac{\partial(r\varphi S_2 C_3)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left(rK_2 \frac{\partial P}{\partial r} C_3 \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(rK_2 \frac{\partial P}{\partial z} C_3 \right). \quad (2)$$

Концентрации солей C в фильтрате бурового раствора и в пластовой воде различаются, и процесс солепереноса определяется движением водной фазы:

$$\frac{\partial(r\varphi S_1 C)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left(rK_1 \frac{\partial P}{\partial r} C \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(rK_1 \frac{\partial P}{\partial z} C \right). \quad (3)$$

При внедрении фильтрата бурового раствора в пласт задаются значения насыщенностей поступающих в пласт жидкостей и концентрация солей в водной фазе фильтрата:

$$S_1|_{r=R_b} = S_b, \quad S_3|_{r=R_b} = 1 - S_b, \quad C|_{r=R_b} = C_b.$$

Здесь R_b — радиус скважины; S_b — водонасыщенность фильтрата бурового раствора; C_b — концентрация солей в буровом растворе.

В модели (1)–(3) учитывается вертикальная неоднородность резервуара — наличие слоев с различными значениями проницаемости, пористости, сжимаемости скелета и нефтенасыщенности. На кровле и подошве пласта-коллектора задается условие непротекания (нулевой поток). На формирование зоны проникновения оказывают влияние процесс бурения, начальная кольматация пласта, нарастание и смыв корки со стенки скважины. Программная реализация модели (1)–(3) позволяет моделировать течения с меньшим количеством фаз: однофазное (водонасыщенный коллектор и глинистый буровой раствор на водной основе), двухфазное (нефтенасыщенный коллектор и глинистый буровой раствор на водной основе или водонасыщенный коллектор и буровой раствор на нефтяной основе).

Модель динамики нарастания глинистой корки. В предлагаемой модели глинистой корки используется граничное условие третьего рода, позволяющее осуществлять сопряжение нормальной компоненты скорости фильтрационного течения через корку. Течение фильтрата через глинистую корку подчиняется закону Дарси, что позволяет в явном виде выписать соотношение, связывающее расход фильтрата бурового раствора Q с перепадом давлений на внешней и внутренней поверхностях корки [7, 10, 11]:

$$Q = -R_b K_f \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=R_b} = R_b (f_c + f_{col})^{-1} (P_b - P|_{r=R_b}).$$

Здесь P_b — давление в скважине; $P|_{r=R_b}$ — давление на границе с пластом; K_f — коэффициент фильтрации пласта; f_c , f_{col} — фильтрационные сопротивления внешней глинистой корки и зоны кольматации:

$$f_c = R_b \int_{R_b-d}^{R_b} (rK_c)^{-1} dr, \quad f_{col} = R_b \int_{R_b}^{R_b+h} (rK_{col})^{-1} dr,$$

$d(t)$, h — толщины внешней глинистой корки и зоны кольматации; K_c , K_{col} — коэффициенты фильтрации корки и зоны кольматации. Если средний коэффициент фильтрации K_c

внешней глинистой корки постоянен, то $f_{col} = R_b \ln(1 + d/(R_b - d))K_c^{-1}$, а при малой толщине корки $f_c \approx d/K_c$.

На пробуренном участке пласта $0 < z < l = \min(l_b, L_z)$ (l_b — глубина забоя скважины; L_z — мощность пласта) задается граничное условие

$$Q = -R_b K_f \left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=R_b} = R_b \left(\frac{d}{K_c} + b_0 \right)^{-1} (P_b - P|_{r=R_b}), \quad b_0 = f_{col}^{-1}. \quad (4)$$

На участке $l < z < L_z$ задается условие осевой симметрии (нулевой поток). Динамика нарастания глинистой корки моделируется обыкновенным дифференциальным уравнением

$$d_t = \alpha Q - \gamma v_b, \quad d(0) = 0.$$

Здесь $\alpha = \delta/[R_b(1 - m_c)(1 - \delta)]$; δ — объемная доля частиц глины в буровом растворе; m_c — пористость корки; γ — параметр, характеризующий процесс смыва частиц с поверхности корки; v_b — вертикальная скорость течения бурового раствора.

Параметры глинистой корки m_c , K_c зависят как от типа бурового раствора, так и от условий проходки скважины, определяющих процесс формирования корки. Параметр кольтматации f_{col} зависит от размера частиц в буровом растворе, размеров поровых каналов в породе и условий формирования глинистой корки. Превышение давления в скважине над пластовым давлением P_b и скорость течения бурового раствора в скважине v_b зависят как от расхода и давления нагнетания бурового раствора, так и от компоновки бурового снаряда.

Моделирование формирования зоны проникновения. На основе предлагаемой модели решены задачи моделирования зоны проникновения при бурении вертикальной скважины с использованием водно-глинистого и нефтяного буровых растворов с одними и теми же для всех вариантов параметрами. Численные расчеты выполнялись с использованием неявных конечно-разностных схем и итерационного метода переменных направлений, для уравнений переноса использовалась противопотоковая аппроксимация.

Область моделирования представляла собой гидродинамически изолированный коллектор мощностью 9 м, состоящий из пяти слоев, характеристики которых приведены в таблице. На кровле и подошве задавалось условие непротекания, на правой границе ($r = L$) — постоянное давление, равное начальному пластовому давлению P_f . Шаги сетки выбирались переменными по радиусу (минимальная длина шага вблизи скважины равна 0,02 м) и постоянными по вертикальной координате z .

Для всех слоев были выбраны следующие параметры: коэффициент упругости $\varepsilon = 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$, скорость бурения 200 м/сут, диаметр скважины 0,216 м, показатели степени в формулах для фазовых проницаемостей $n_1 = n_2 = 2,5$, отношение вязкостей пластовой воды и пластовой нефти $\mu_0 = 0,4$. Для скважины задаются расход бурового раствора $Q(t)$ и скорость бурения $V(t)$. Граничные условия для уравнения солепереноса задаются только на тех участках скважины, на которых в пласт через границу области моделирования поступает жидкость, что приводит к изменению концентрации солей. В этом

Фильтрационно-емкостные параметры моделируемого коллектора

| Номер слоя | z , м | φ | $k \cdot 10^{15}$, м ² | S_{oil} |
|------------|-------------|-----------|------------------------------------|-----------|
| I | 0 ÷ 1,74 | 0,14 | 40 | 0,76 |
| II | 1,74 ÷ 2,94 | 0,21 | 150 | 0,75 |
| III | 2,94 ÷ 5,10 | 0,16 | 50 | 0,73 |
| IV | 5,10 ÷ 7,62 | 0,19 | 100 | 0,65 |
| V | 7,62 ÷ 9,00 | 0,14 | 60 | 0,60 |

случае концентрация солей задается равной концентрации пластовой воды ($C|_{r=L} = C_f$) или концентрации фильтрата бурового раствора ($C|_{r=r_b} = C_b$). Скорость нарастания глинистой корки на стенке скважины пропорциональна расходу бурового раствора. Вынос частиц глины в пласт и изменение пористости в прискважинной зоне не учитываются.

В процессе проникновения бурового раствора в пласт и формирования зоны проникновения можно выделить три основные стадии. На первой стадии при бурении вблизи забоя скважины в зоне наиболее активной циркуляции бурового раствора возникает область повышенного давления с большим перепадом напора не только по радиальной координате, но и по оси скважины. На второй стадии важным фактором формирования зоны проникновения является образование на стенке скважины глинистой корки, существенно затрудняющей водообменные процессы между скважиной и пластом. В начальные моменты времени происходит отеснение пластовой воды и нефтяной фазы от забоя скважины, а течение флюидов имеет пространственный характер. На третьей стадии после выхода бурового инструмента из пласта процесс вытеснения обусловлен в основном превышением постоянного гидродинамического напора в скважине над пластовым давлением и имеет преимущественно радиальный характер. На рис. 1 приведены распределения концентрации солей, водонасыщенности и УЭС по радиусу в средней части одного из слоев. Удельное сопротивление ρ рассчитано по обобщенной формуле Арчи (см., например, [12, 13])

$$\rho = A(C + C_0)^{-p}(S + S_0)^{-g}(\varphi + \varphi_0)^{-q},$$

где S — водонасыщенность. Константы A , C_0 , S_0 , φ_0 и показатели степеней p , g , q —

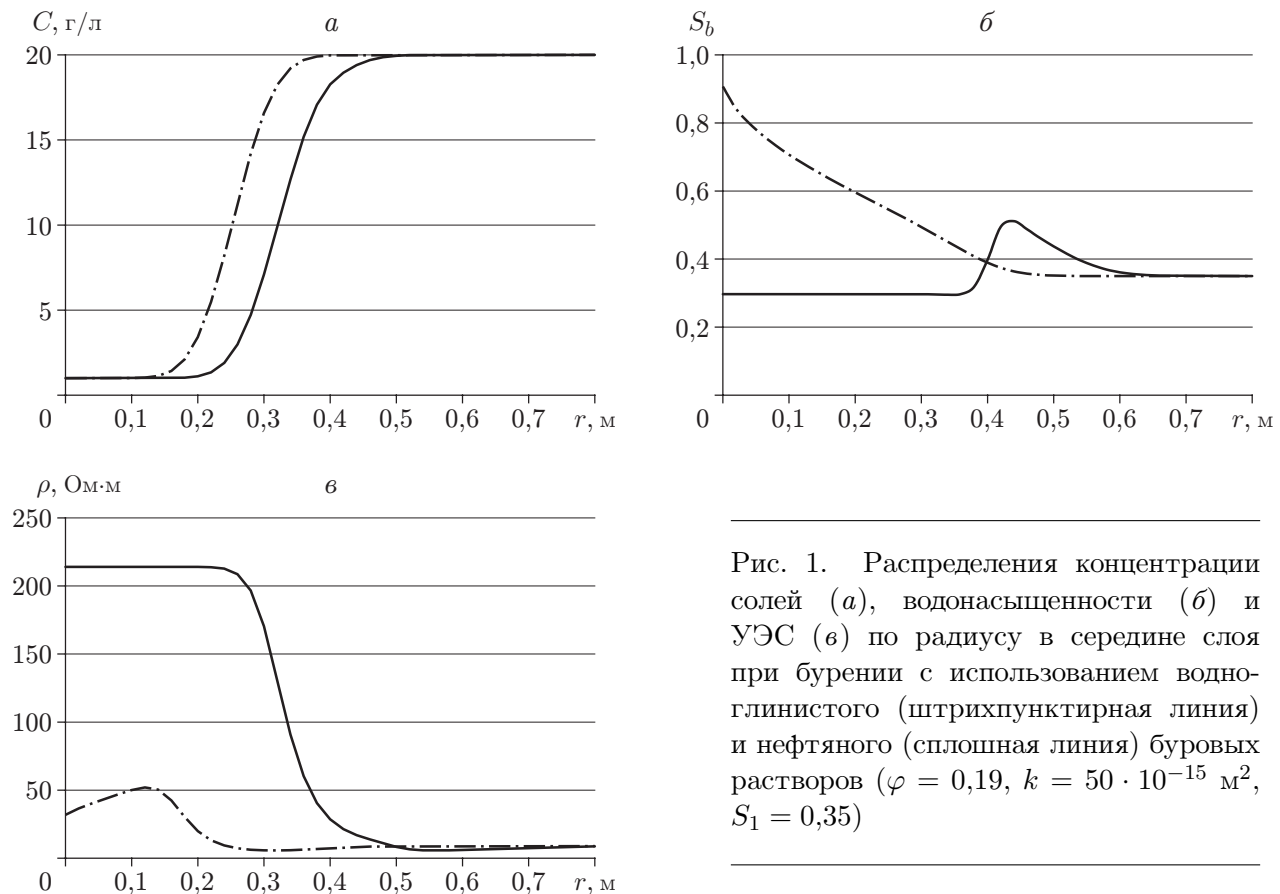


Рис. 1. Распределения концентрации солей (а), водонасыщенности (б) и УЭС (в) по радиусу в середине слоя при бурении с использованием водно-глинистого (штрихпунктирная линия) и нефтяного (сплошная линия) буровых растворов ($\varphi = 0,19$, $k = 50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $S_1 = 0,35$)

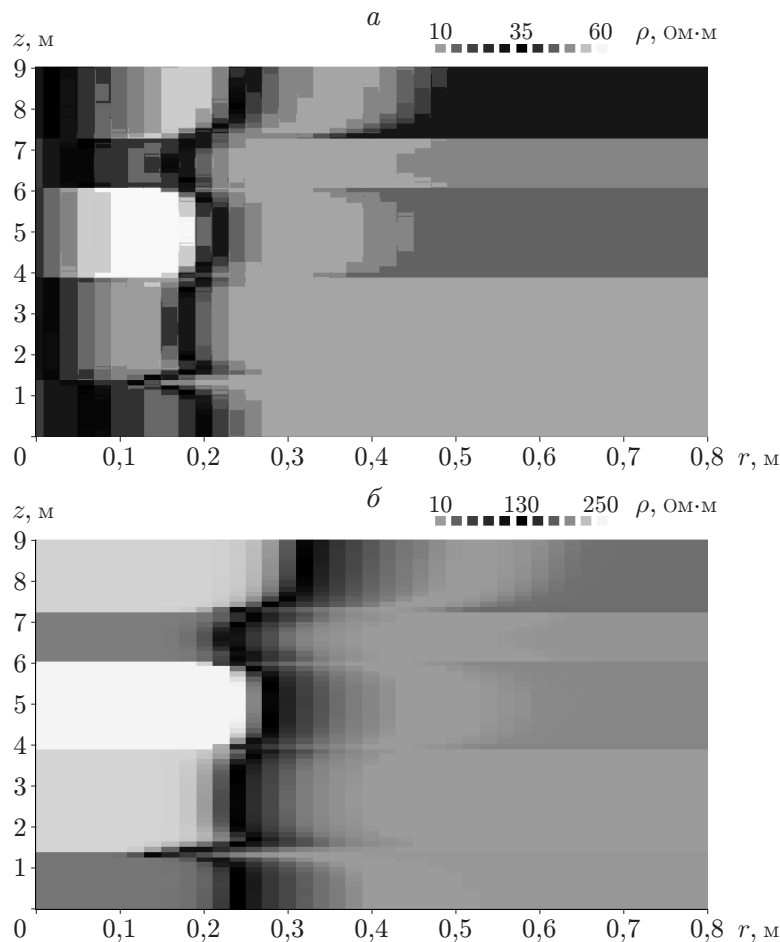


Рис. 2. Распределение УЭС в зоне внедрения бурового раствора в пласт через 6 ч:
a — буровой раствор на водной основе; *б* — буровой раствор на нефтяной основе

зависящие от петрофизических свойств пласта и режима бурения параметры, имеющие следующие значения: $A = 1,2$, $S_0 = 0,03$, $\varphi_0 = 0$, $p = 1,0$, $q = 1,9$, $g = 1,9$. Значения C_0 меняются от слоя к слою. Для слоев I–V (см. таблицу) $C_0 = 1,2; 0; 0,1; 0; 0,8$ соответственно. То же распределение УЭС можно восстановить по данным электромагнитного зондирования. Таким образом, устанавливается связь между диаграммами электромагнитного каротажа и распределением флюидов [10, 11, 14, 15]. На рис. 2 показано распределение УЭС в зоне проникновения бурового раствора в пласт через 6 ч.

Поскольку УЭС в прискважинной зоне зависит от вертикального перетока флюидов между слоями, данные каротажа искажаются, что должно учитываться при обработке результатов геофизических измерений.

На рис. 3 показано влияние типа бурового раствора на рассчитанные показания зондов прибора высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) [16] через 6 ч после начала бурения модельного пласта, характеристики которого приведены в таблице. Обладающий высоким сопротивлением буровой раствор на нефтяной основе наиболее существенное влияние оказывает на показания коротких зондов (ближняя к скважине зона).

Заключение. Разработан алгоритм и создана программа для моделирования процессов фильтрации смеси, включающей водную фазу бурового раствора и пластовой жидкости, нефтяную основу бурового раствора и нефтяную фазу пластовой жидкости.

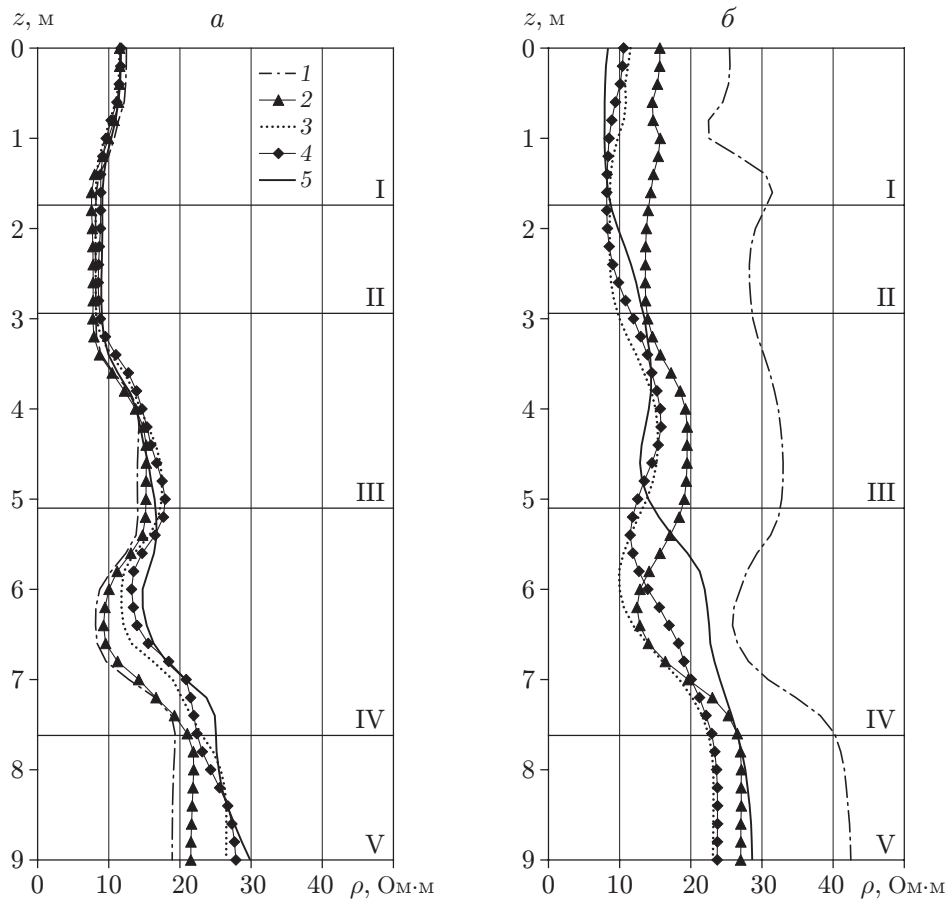


Рис. 3. Расчетные диаграммы показаний зондов прибора ВИКИЗ различной длины l в случае использования бурового раствора на водной (*а*) и нефтяной (*б*) основе:

I–V — номер слоя (см. таблицу); 1 — $l = 0,5$ м, 2 — $l = 0,7$ м, 3 — $l = 1,0$ м, 4 — $l = 1,4$ м, 5 — $l = 2,0$ м

Проведено численное моделирование гидродинамических процессов вытеснения пластовых флюидов и формирования зоны проникновения в нефтенасыщенном коллекторе при бурении вертикальных скважин с учетом режима бурения и типа бурового раствора. Установлено, что вид радиальных профилей УЭС и диаграмм показаний зондов прибора ВИКИЗ зависит от типа бурового раствора. Использование гидродинамического моделирования для интерпретации синтетических диаграмм высокочастотного электромагнитного каротажа позволило построить геоэлектрические и гидродинамические модели в коллекторах с различным флюидонасыщением. Прогнозирование характеристик и структуры зоны проникновения позволяет повысить точность геофизических моделей при интерпретации результатов электромагнитного зондирования скважин.

Очевидно, что по аналогии с моделями, предложенными в работах [7, 10, 11] для водных растворов, для растворов на нефтяной основе можно построить электрогидродинамические модели зоны проникновения с использованием результатов интерпретации данных электромагнитного каротажа по всему разрезу многослойного коллектора, а также результатов петрофизических исследований.

В случае глинистого бурового раствора на водной основе изменение УЭС в зоне проникновения позволяет надежно выделять нефтенасыщенные пласты и определять гидрофизические параметры слоев, в то время как использование буровых растворов на нефтяной основе приводит к значительному увеличению УЭС вблизи скважины, что может усложнить его оценку в зоне проникновения и неизменной части пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Попов С. Б., Ярмахов И. Г.** Влияние зоны проникновения фильтрата полимерной промывочной жидкости на результаты индукционного каротажа // Каротажник. 2005. № 1. С. 101–109.
2. **La Vigne J., Barber T., Bratton T.** Strange invasion profiles: what multiarray induction logs can tell us about how oil-based mud affects the invasion process and wellbore stability // Proc. of the 38th Annual logging symp., Houston, 15–18 June 1997. S. 1.: SPWLA, 1997. Paper 97B.
3. **Malik M., Salazar J., Torres-Verdín C., et al.** Effects of petrophysical properties on array-induction measurements acquired in the presence of oil-base mud-filtrate invasion // Petrophysics. 2008. V. 49, N 1. P. 74–92.
4. **Salazar J. M., Torres-Verdín C.** Quantitative comparison of processes of oil- and water-based mud-filtrate invasion and corresponding effects on borehole resistivity measurements // Geophysics. 2009. V. 74, N 1. P. E57–E73.
5. **Salazar J. M., Torres-Verdín C., Wang G. U.** Effect of surfactant-emulsified oil-based mud on borehole resistivity measurements // SPE J. 2011. V. 16, N 3. P. 608–624.
6. **Басарыгин Ю. М.** Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002.
7. **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.
8. **Корсакова Н. К., Пеньковский В. И.** Электромагнитное зондирование пластов, содержащих нефть и газ // ПМТФ. 2004. Т. 45, № 6. С. 65–71.
9. **Корсакова Н. К., Пеньковский В. И., Эпов М. И.** Гидродинамическая и электромагнитная модель пластов, насыщенных нефтью и свободным газом // Докл. АН. 2005. Т. 400, № 2. С. 200–203.
10. **Нестерова Г. В., Кашеваров А. А., Ельцов И. Н.** Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и гидродинамического моделирования // Каротажник. 2008. № 1. С. 52–68.
11. **Ельцов И. Н., Нестерова Г. В., Кашеваров А. А.** Петрофизическая интерпретация повторных электромагнитных зондирований в скважинах // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 6. С. 852–861.
12. **Ельцов И. Н., Кашеваров А. А., Эпов М. И.** Обобщение формулы Арчи и типы радиального распределения удельного электрического сопротивления в прискважинной зоне // Геофиз. вестн. 2004. № 7. С. 9–14.
13. **Эпов М. И., Ельцов И. Н., Кашеваров А. А. и др.** Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования // Геология и геофизика. 2004. Т. 45, № 8. С. 1033–1044.
14. **Макаров А. И., Кашеваров А. А., Ельцов И. Н.** Оценка проницаемости пласта по толщине глинистой корки // Каротажник. 2010. № 1. С. 97–114.
15. **Кашеваров А. А., Ельцов И. Н., Гладких М. Н. и др.** Формирование зоны проникновения по данным натурного эксперимента // Каротажник. 2010. № 4. С. 109–119.
16. **Технология** исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: Метод. рук. / И. Н. Ельцов, С. С. Жмаев, А. Н. Петров и др. / Под ред. М. И. Эпова, Ю. Н. Антонова. Новосибирск: Науч.-издат. центр Объед. ин-та геологии, геофизики и минералогии, 2000.

*Поступила в редакцию 23/VI 2011 г.,
в окончательном варианте — 17/X 2011 г.*