

Моделирование показаний электрического каротажа при двухфазных гидродинамических исследованиях скважин

О.А. Шишкина^{1,2*}, И.М. Индрупский^{1,2}, Ю.В. Алексеева¹, А.А. Макарова², К.В. Коваленко^{1,2}

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

E-mail: *shishkinaolga.an@gmail.com

Аннотация. В статье сформулирована и решена прямая задача моделирования электрокаротажа при двухфазных гидродинамических исследованиях скважин. Разработан численный алгоритм и программная реализация решения двумерной прямой задачи электрокаротажа – эллиптического уравнения в частных производных для поля потенциала. Распределение электрического сопротивления рассчитывается по текущим распределениям водонасыщенности и минерализации, определяемым из численного решения прямой задачи гидродинамики – двухфазного течения с переменной минерализацией водной фазы. Программная реализация задачи электрокаротажа протестирована в сопоставлении с известными теоретическими решениями. Представлен пример совместного решения прямой задачи электрокаротажа при двухфазных исследованиях скважин.

Ключевые слова: двухфазные гидродинамические исследования, электрический каротаж, водонасыщенность, минерализация, прямая задача, удельное электрическое сопротивление, кажущееся сопротивление, боковое каротажное зондирование.

Для цитирования: Шишкина О.А., Индрупский И.М., Алексеева Ю.В., Макарова А.А., Коваленко К.В. Моделирование показаний электрического каротажа при двухфазных гидродинамических исследованиях скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art18>

Введение

Достоверная оценка исходных данных о свойствах пласта и флюидов является ключевой задачей информационного обеспечения для создания геолого-гидродинамических моделей, проектирования и анализа разработки месторождений. Важнейшие характеристики процесса вытеснения нефти – коэффициент вытеснения (Квыт) и кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) – традиционно определяются по результатам керновых исследований. С одной стороны, при этом возникают непреодолимые отклонения смачиваемости и других характеристик породы от реальных пластовых условий. С другой, на результаты оказывает влияние существенное различие масштаба фильтрационных процессов в лабораторном эксперименте и при разработке залежи [1].

Эффективным методом оценки фильтрационных параметров в реальных условиях пласта являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Классические

методы проведения ГДИС и теория интерпретации результатов преимущественно базируются на рассмотрении однофазных фильтрационных течений, что ограничивает их информационные возможности. В [2, 3] приводятся некоторые работы по обоснованию методик исследований с оценкой текущих или конечных значений ОФП для нефти и воды. Также можно отметить теоретическую работу по оценке функций ОФП [4].

Комплексный подход к оценке Квыт и кривых ОФП для нефти и воды в пластовых условиях развивается с 2001 г. специалистами ИПНГ РАН [5]. Он включает комбинацию специализированных двухфазных ГДИС с геофизическим контролем изменения насыщенности в околоскважинной зоне и анализом изменения минерализации водной фазы при смешении пластовой воды, закачиваемой воды и остаточных технологических растворов [6, 7].

Предшествующий опыт по отечественным объектам связан с обсаженными металлической колонной скважинами и применением импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) для контроля изменения водонасыщенности [5, 7]. Для обеспечения информативности метода осуществлялась закачка минерализованных водных растворов. В идейно близких исследованиях зарубежных специалистов [8] для скважины с открытым стволом в массивной карбонатной залежи применялась специальная разновидность многозондового электрического каротажа. Потенциальная сфера применения электрического каротажа при двухфазных ГДИС связана также с неметаллическими обсадными колоннами или использованием приборов электрокаротажа через колонну.

Для интерпретации результатов двухфазных ГДИС осуществляется решение обратной задачи с определением искомым характеристик пласта, включая функции ОФП для нефти и воды. В роли исходных данных для обратной задачи выступают замеренные на скважине динамики забойного давления, обводненности продукции, минерализации добываемой водной фазы [5, 7]. Кроме того, используются оценки водонасыщенности околоскважинной зоны, полученные из выполненных контрольных записей каротажа. При этом возникают погрешности, поскольку традиционные процедуры интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) не учитывают динамику двухфазного течения в пласте и изменения минерализации. Для преодоления данной проблемы необходимо переходить к совместному решению сначала прямой, а затем и обратной задач ГДИС и ГИС.

В данной статье рассматривается совместное решение прямой задачи двухфазных ГДИС и электрокаротажа. Прямая задача, в свою очередь, является необходимым элементом для итерационного решения обратной задачи [5].

Двухфазные ГДИС

Технология проведения двухфазных ГДИС обеспечивает формирование существенно двухфазного режима фильтрации в пласте, с широким диапазоном изменения водонасыщенности вблизи скважины. Идея метода схематично представлена на рис. 1.

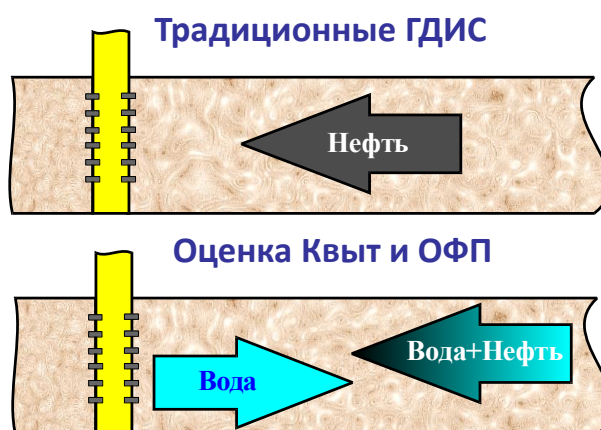


Рис. 1. Схема фильтрационных течений при традиционных и двухфазных ГДИС

В простейшем случае технология предполагает следующую последовательность смены режимов на скважине [5].

1. До момента времени T_1 скважина осуществляет добычу пластового флюида (нефти) с заданным (возможно, переменным) дебитом.
2. С T_1 до T_2 скважина останавливается для снятия кривой восстановления давления (КВД).
3. С T_2 до момента времени T_3 производится закачка в пласт воды с заданным (возможно, переменным) расходом и контролируемым составом (минерализацией), в общем случае отличающимся от пластовой воды.
4. С T_3 до T_4 скважина осуществляет отбор пластовой смеси (нефти и воды) с заданным (возможно, переменным) дебитом по жидкости.

Для реализации перечисленной последовательности операций применимы компоновки на основе струйного насоса, байпасных систем (Y-tool) и др. [6, 7].

В результате описанных технологических действий в продуктивном пласте создаются разнонаправленные двухфазные фильтрационные течения. На всех этапах дистанционными датчиками регистрируется забойное давление, а также контролируется изменение обводненности и минерализации водной фазы на этапе 4. Кроме того, перед началом третьего этапа и несколько раз в течение 3–4 этапов осуществляется запись ГИС для контроля изменения водонасыщенности околоскважинной зоны.

В рамках прямой задачи для описания вышеизложенных процессов используется математическая модель неустановившейся осесимметричной (1D или 2D r-z) двухфазной фильтрации сжимаемых несмешивающихся жидкостей в сжимаемой пористой среде [5]. В данной работе мы ограничиваемся только плоскорадиальной (1D) постановкой гидродинамической задачи. Для 2D постановки применим тот же подход к сопряжению с прямой задачей электрокаротажа.

Уравнение неразрывности и обобщенный закон Дарси записываются в виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho_{\alpha} v_{\alpha}) = \frac{\partial}{\partial t} (m S_{\alpha} \rho_{\alpha}), \quad \alpha = n, v, \quad (1)$$

$$v_{\alpha} = - \frac{k_{\alpha}}{\mu_{\alpha}} \frac{\partial p_{\alpha}}{\partial r}, \quad (2)$$

где p_{α} – давление в фазе α (индекс $\alpha = n$ соответствует нефти, $\alpha = v$ – воде); ρ_{α} , μ_{α} и v_{α} – соответственно, плотность, вязкость и скорость фильтрации фазы α ; m, k – коэффициенты пористости и проницаемости пласта; $k_{\alpha} = k k_{r\alpha}$ – фазовая проницаемость для фазы α , где $k_{r\alpha}$ – ОФП для фазы α ; S_{α} – коэффициент насыщенности порового пространства фазой α ; r – пространственная координата, соответствующая расстоянию от оси скважины (вертикальной), t – время.

Подставляя (2) в (1) и переходя к логарифмической пространственной координате $u = \ln \frac{r}{R_{\kappa}}$, где R_{κ} – радиус внешней границы пласта (области дренирования), получаем систему нелинейных уравнений в частных производных:

$$\frac{\partial}{\partial u} \left(\frac{k k_{r\alpha} \rho_{\alpha}}{\mu_{\alpha}} \frac{\partial p_{\alpha}}{\partial u} \right) = R_{\kappa}^2 e^{2u} \frac{\partial}{\partial t} (m S_{\alpha} \rho_{\alpha}), \quad \alpha = n, v. \quad (3)$$

Для учета переменной минерализации водной фазы удобно в уравнениях (3) перейти к эффективной пористости и перенормировать насыщенности по эффективному поровому объему [5]. При этом связанная вода рассматривается отдельно, что позволяет учесть отличие ее минерализации от минерализации подвижной воды. Проницаемость в уравнениях (3) также соответствует эффективной, т.е. фазовой проницаемости по нефти

при остаточной (неснижаемой) водонасыщенности. Кроме того, система уравнений (3) дополняется уравнением баланса массы соли в воде:

$$\frac{\partial}{\partial u} \left(\frac{k k_{rB} \rho_B l}{\mu_B} \frac{\partial p_B}{\partial u} \right) = R_K^2 e^{2u} \frac{\partial}{\partial t} (m_{\text{эф}} \tilde{S}_B \rho_B l + M_{\text{св}} l_{\text{св}}), \quad (4)$$

где l – концентрация солей в подвижной воде (минерализация); $l_{\text{св}}$ – концентрация солей в связанной воде; $M_{\text{св}}$ – масса связанной воды; знак тильды означает нормирование насыщенности по эффективному поровому объему.

Система (3)–(4) решается относительно неизвестных p_n , \tilde{S}_B , l . Заданными считаются их начальные распределения, а также граничные условия в зависимости от этапа исследования [5]. Также учитываются замыкающие соотношения: зависимости плотностей и вязкостей фаз – от давления, капиллярного давления (разности давлений в нефти и воде) и ОФП – от водонасыщенности, минерализации связанной воды – от минерализации подвижной воды (в данной работе приняты равными), а также условие нормировки насыщенностей:

$$\tilde{S}_n + \tilde{S}_B = 1 \quad (51)$$

Полученная нелинейная краевая задача решается численно с использованием консервативной схемы на блочно-центрированной сетке. В результате рассчитываются на разные моменты времени распределения давления, водонасыщенности и минерализации.

Распределения водонасыщенности и минерализации на моменты записи ГИС являются основой для моделирования показаний электрокаротажного зондирования.

Моделирование электрокаротажа

Электрический каротаж относится к основным методам ГИС, обязательным для большинства бурящихся скважин. В основу метода положена возможность изучения флюидонасыщенного пласта по удельному электрическому сопротивлению (УЭС). Для его определения в скважину спускается электрический зонд. Регистрируемым параметром является кажущееся сопротивление (КС), которое рассчитывается по измеряемой разности потенциалов между приемными электродами зондовой установки М и N, вызванной источником тока (питающим заземлением) – электродом А (рис. 2).

Для определения КС широко используются два типа электрических зондов: потенциал-зонд и градиент-зонд. Их принципиальным отличием является взаимное расположение источника и приемников, а также точки О, которой соответствуют записываемые показания (см. рис. 2).



Рис. 2. Виды электрических зондов

Размер зонда определяет радиус (глубинность) исследования и конфигурацию кривых кажущегося сопротивления, зарегистрированных в неоднородных средах [9].

Чтобы получить распределение кажущегося сопротивления по всей толщине пласта, применяют боковое каротажное зондирование (БКЗ). При БКЗ осуществляют последовательные замеры КС каротажным зондом с заданным шагом по глубине.

Прямая задача электрокаротажа позволяет вычислить поле потенциала в пласте и показания КС для заданных параметров и положения зонда при известном распределении истинного (теоретического) удельного электрического сопротивления флюидонасыщенного пласта. Для одномерного случая и задач с простой геометрией неоднородности пласта и конфигурацией скважины можно получить аналитическое решение [10]. В иных случаях применяют численное моделирование.

Потенциал электрического поля U в пористой среде удовлетворяет дифференциальному уравнению:

$$\operatorname{div}(\sigma * \operatorname{grad}U) = -g, \quad (6)$$

$$\sigma = \frac{1}{\rho_{\text{res}}}, \quad (7)$$

где g – плотность тока (источниковый член); σ – электропроводность, а ρ_{res} – УЭС флюидонасыщенного пласта в данной точке.

В случае двухфазных ГДИС из решения прямой задачи гидродинамики известны распределения водонасыщенности и минерализации на каждый момент записи электрокаротажа. Тогда расчет теоретического УЭС пористой флюидонасыщенной среды в каждой ячейке сетки производится, например, по обобщенной формуле Дахнова-Арчи [11]:

$$\rho_{res} = a \cdot \phi^{-m} \cdot R_w(r, t) \cdot S_w(r, t)^{-n}, \quad (8)$$

где a – эмпирический параметр; ϕ – открытая пористость; m – показатель степени цементации; R_w – УЭС воды; S_w – водонасыщенность, n – показатель насыщения. Параметры a , m и n зависят от типа породы и структуры порового пространства и для конкретного пласта определяются по данным петрофизического анализа.

Для определения расчетного УЭС воды используется эмпирическая формула Дарли [12]:

$$R_w(r, t) = \left(0.0123 + \frac{3647.5}{C_s^{0.955}(r, t)} \right) \cdot \frac{82}{1.8T + 39}, \quad (9)$$

где C_s – концентрация солей в воде (в ppm), T – температура в градусах Цельсия.

Следует отметить, что распределения параметров, получаемые из решения прямой задачи гидродинамики, имеют отличные от используемых в формулах (8)–(9) нормировку и единицы измерения. Поэтому необходимо осуществить перевод значений безразмерной концентрации солей в воде в единицы ppm, а в формулу (8) подставить выражения открытой пористости и водонасыщенности через эффективную пористость и водонасыщенность, нормированную по эффективному поровому объему. В случае учета отличий минерализации свободной и связанной воды необходимо также применение соответствующих моделей для расчета УЭС, например, приведенных в [13].

В общем случае (6) представляет собой уравнение эллиптического типа с неоднородным коэффициентом. Методом конечных объемов оно сводится к системе линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) относительно неизвестных значений потенциала U в узлах сетки.

Применительно к двухфазным ГДИС прямая задача электрокаротажа решается в двумерной осесимметричной постановке. В случае одномерного решения задачи гидродинамики пласт разбивается на набор одинаковых по свойствам слоев, распределение параметров в которых соответствует решению гидродинамической задачи для текущего момента времени. Выше кровли и ниже подошвы продуктивного пласта добавляются дополнительные слои со значениями УЭС, характерными для глин, для учета их влияния на кривые КС. Сетка вдоль радиальной координаты дополняется «внутрискважинными» ячейками в области $r_3 \leq r \leq r_c$, где r_3 – внешний радиус зонда, r_c – радиус скважины. В них УЭС задается равным УЭС воды. Уравнение для прямой задачи электрокаротажа принимает вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \sigma(r, z, t) \frac{\partial U}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\sigma(r, z, t) \frac{\partial U}{\partial z} \right) = -g. \quad (10)$$

Граничные условия задаются следующим образом:

$$\left. \frac{\partial U}{\partial r} \right|_{r=r_3} = U|_{r=R_k} = U|_{z=\pm \frac{h}{2}} = 0,$$

где h – толщина моделируемой области, а вертикальная координата z отсчитывается от средней глубинной отметки. Данные условия соответствуют достаточному удалению внешнего контура и верхней и нижней граней расчетной области от питающего заземления, а также наличию только вертикального (вдоль зонда) тока на зонде.

Используя замену переменных $x = \ln(r)$ для получения равномерной сетки с сохранением логарифмического сгущения по исходной радиальной координате, преобразуем уравнение (10) для потенциала U к виду:

$$e^{-2x} \frac{\partial}{\partial x} \left(\sigma \frac{\partial U}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\sigma \frac{\partial U}{\partial z} \right) = -g. \quad (11)$$

Интегрируя уравнение (11) по объему ячейки с индексами i по координате u и j по z , получим конечно-объемную аппроксимацию:

$$\begin{aligned} Zu_i \left(\alpha_{i+\frac{1}{2}}^j U_{i+1}^j - \left(\alpha_{i+\frac{1}{2}}^j + \alpha_{i-\frac{1}{2}}^j \right) U_i^j + \alpha_{i-\frac{1}{2}}^j U_{i-1}^j \right) + \\ + Du_i \left(\beta_i^{j+\frac{1}{2}} U_i^{j+1} - \left(\beta_i^{j+\frac{1}{2}} + \beta_i^{j-\frac{1}{2}} \right) U_i^j + \beta_i^{j-\frac{1}{2}} U_i^{j-1} \right) = -q, \end{aligned} \quad (12)$$

где q – источниковый член, равный объемной плотности тока в ячейке с питающим заземлением и нулю в остальных ячейках, а коэффициенты имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} \alpha_{i+\frac{1}{2}}^j = \frac{\sigma_{i+\frac{1}{2}}^j}{\Delta x_{i+\frac{1}{2}}}; \quad \alpha_{i-\frac{1}{2}}^j = \frac{\sigma_{i-\frac{1}{2}}^j}{\Delta x_{i-\frac{1}{2}}}; \quad \beta_{i+\frac{1}{2}}^j = \frac{\sigma_i^{j+\frac{1}{2}}}{\Delta z_i^{j+\frac{1}{2}}}; \quad \beta_{i-1/2}^j = \frac{\sigma_i^{j-\frac{1}{2}}}{\Delta z_i^{j-\frac{1}{2}}}; \\ Zu_i = \frac{1}{(r_{i+\frac{1}{2}}^j)^2 - (r_{i-\frac{1}{2}}^j)^2}; \quad Du_i = \frac{1}{2\Delta z^j}. \end{aligned} \quad (13)$$

Здесь величины с половинными индексами соответствуют граням между соответствующими соседними ячейками или (для величин со знаком Δ) расстоянию между центрами соседних ячеек в соответствующем направлении; Δz^j – толщина j -го слоя сетки. Для расчета электропроводности на гранях используется гармоническое осреднение.

Решение полученной системы линейных уравнений (13) осуществляется методом бисопряженных градиентов. По полученному полю потенциала U на заданный момент

времени и при заданном положении зонда можно рассчитать кажущееся сопротивление пласта в точке О [9]:

$$\rho = K \frac{\Delta U}{I}, \quad (14)$$

где K – коэффициент зонда (зависит от типа и геометрических параметров зонда), ΔU – разность потенциалов на электродах-приемниках М и N, I – электрический ток, подаваемый в пласт питающим заземлением А.

Для построения расчетной каротажной кривой кажущегося сопротивления решение повторяется для каждого положения зонда по вертикали в пределах моделируемой области с выбранным шагом.

Алгоритм расчета БКЗ представлен в виде принципиальной блок-схемы на рис. 3.



Рис. 3. Принципиальная блок-схема алгоритма расчета БКЗ

Реализация описанного алгоритма выполнена в виде модуля на языке C++ и включает передачу результатов решения гидродинамической прямой задачи (распределений водонасыщенности и минерализации) в задачу электрокаротажа на каждый исследуемый момент времени. Далее, согласно блок-схеме (см. рис. 3), модуль производит вычисление соответствующих кривых КС от глубины для выбранных вариантов зонда (по типу и геометрии).

Тестирование алгоритма

Достоверность решения прямой задачи электрокаротажного зондирования проверена сопоставлением с аналитическим решением для задачи моделирования теоретических кривых КС в случае пересечения последовательным идеальным ($MN \rightarrow 0$) градиент-зондом границы двух однородных сред [9]. Полученные в результате численного решения кривые наложены на теоретические на рис. 4 и демонстрируют корректность реализации расчетного алгоритма.

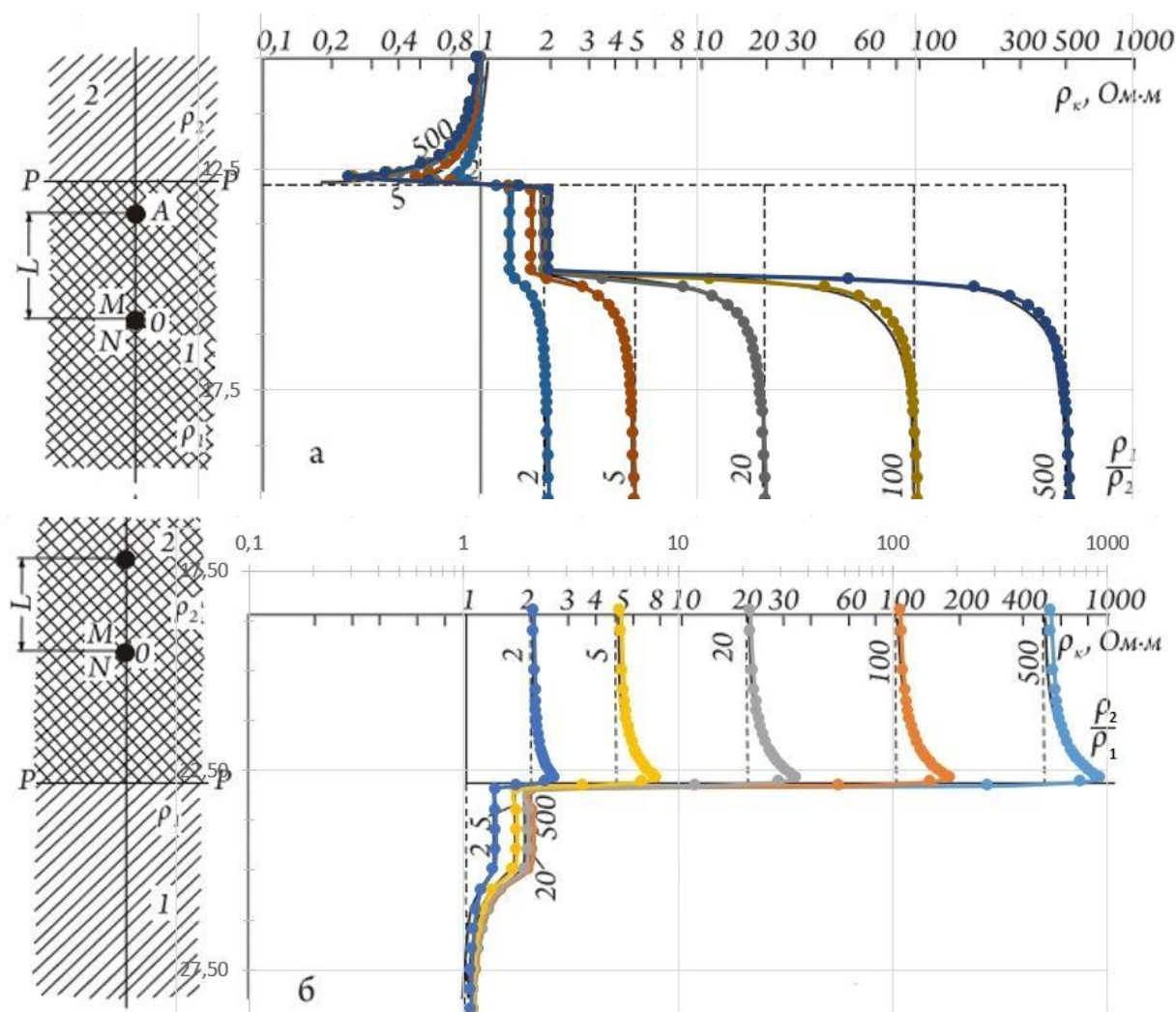


Рис. 4. Теоретические (сплошные черные линии) и смоделированные (цветные линии с точками) кривые КС для случая пересечения последовательным идеальным ($MN \rightarrow 0$) градиент-зондом границы двух однородных сред с УЭС, равными ρ_1 и ρ_2 :
а – $\rho_1 > \rho_2$, где $\rho_2 = 1$, шифр кривых – ρ_1/ρ_2 ;
б – $\rho_2 > \rho_1$, где $\rho_1 = 1$, шифр кривых – ρ_2/ρ_1
 (пунктиром показаны значения удельных сопротивлений сред)

Пример совместного решения прямой задачи двухфазных ГДИС и электрокаротажа

Для тестирования совместного решения прямой задачи двухфазных ГДИС и электрокаротажа и анализа особенностей изменения КС в процессе исследования был рассмотрен синтетический пример. Основные исходные данные представлены в табл. 1. Зависимости свойств флюидов от давления, ОФП и капиллярного давления от водонасыщенности соответствуют исходным данным примера из [5].

Таблица 1

Исходные данные синтетического примера

Характеристики пласта	
Конфигурация пласта (расчетной области)	круговой, кусочно-неоднородный (со скин-зоной), с непроницаемой внешней границей
Радиус внешней границы пласта, м	500
Радиус скважины, м	0,1
Глубина кровли расчетной области, м	2000
Общая толщина (включая глины), м	40
Толщина нефтенасыщенного пласта, м	15
УЭС глин, Ом·м	2
Эффективная пористость пласта, д.ед.	0,16
Эффективная проницаемость пласта, мкм ²	0,5
Начальная пластовая температура, °С	50
Начальное пластовое давление, бар (1 бар=10 ⁵ Па)	200
Условная протяженность скин-зоны, см	3,2
Условная проницаемость скин-зоны, мкм ²	0,025
Эквивалентный скин-фактор	5,275
Характеристики флюидов	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	810
Плотность воды в стандартных условиях, г/см ³	1300
Насыщенность связанной водой и начальная водонасыщенность (нормировка по открытому / эффективному поровому объему), д.ед.	0,2 / 0
Остаточная нефтенасыщенность (нормировка по открытому / эффективному поровому объему)	0,2 / 0,25

Коэффициенты для расчета теоретического УЭС флюидонасыщенного пласта приведены в табл. 2.

Таблица 2

Параметры для формулы Дахнова-Арчи

a	m	n
1,0	2,0	2,0

Схема и параметры этапов исследования представлены на рис. 5.

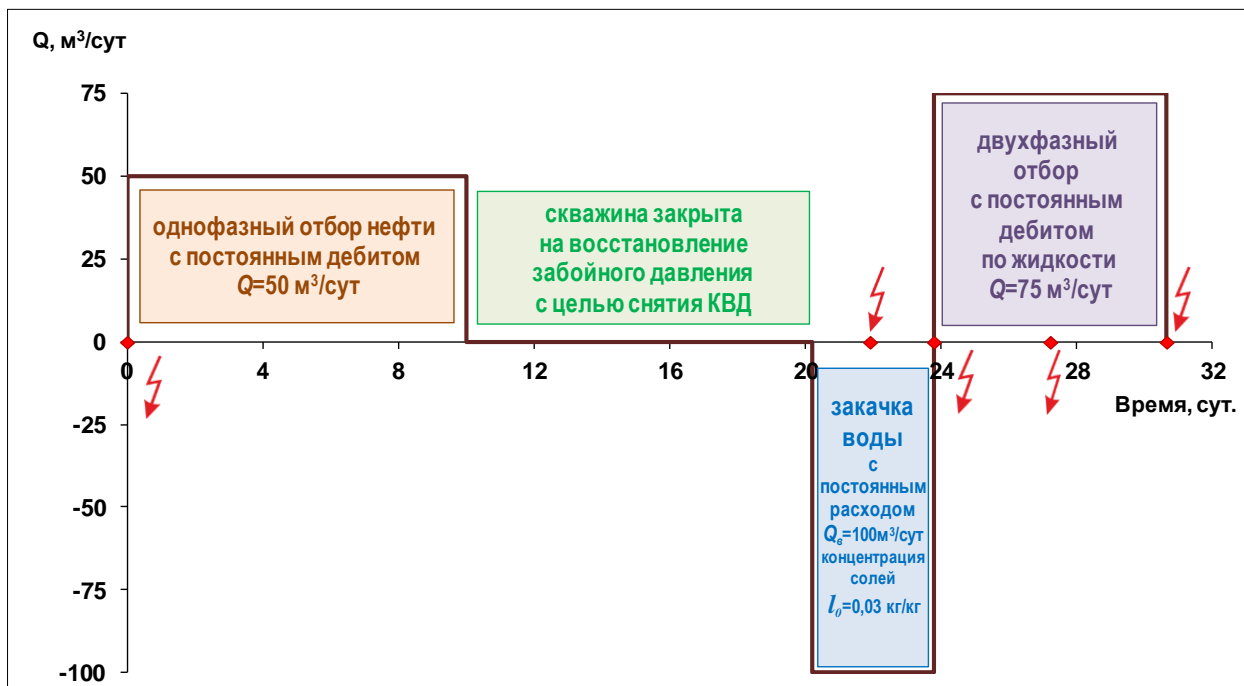


Рис. 5. Схема и параметры этапов исследования для синтетического примера.

Молниями отмечены моменты проведения БКЗ:

- начало исследования ($t = 0$ ч),
- середина этапа закачки воды в пласт ($t = 526$ ч),
- конец этапа закачки воды в пласт ($t = 560$ ч),
- середина этапа отбора двухфазной смеси ($t = 642$ ч),
- конец этапа отбора двухфазной смеси ($t = 736$ ч)

Рассмотрены два случая по распределению минерализации связанной воды в пласте на момент начала исследования (рис. 6):

1. Значение минерализации постоянно и равно начальной минерализации пластовой воды (рис. 6а).

2. В ближней к скважине зоне минерализация соответствует неизвлеченной при отработке скважины (неподвижной) части технологического раствора, попавшего в пласт и заместившего пластовую воду при вторичном вскрытии и спуско-подъемных операциях

(рис. 6б). Такое распределение отмечалось при проведении двухфазных ГДИС на реальной скважине.

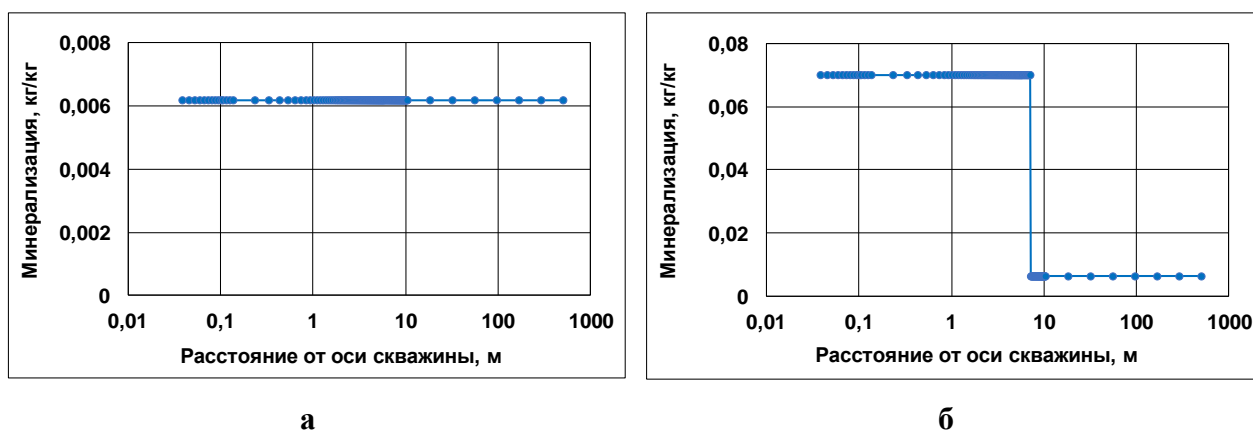


Рис. 6. Начальное распределение минерализации связанной воды в пласте:
а – случай 1, б – случай 2

Поскольку для оценки изменения насыщенности при двухфазных ГДИС важна хорошая расчленяющая способность зонда, целесообразно использовать градиент-зонд. В этом случае коэффициент зонда в формуле (14) рассчитывается как [9]

$$K_{ГЗ} = 4 \cdot \pi \cdot \frac{AM \cdot AN}{MN}. \quad (15)$$

С учетом толщины пласта, для моделирования выбрано два градиент-зонда разного размера. Зонд А2М0.5N соответствует расстоянию $AO=2$ м, $MN=0,5$ м; зонд А4М0.5N – $AO=4$ м, $MN=0,5$ м. Сила тока на источнике $I = 0,5$ А. Показания КС рассчитывались с неравномерным шагом движения зонда вдоль вертикальной оси скважины (шаг в глинах больше, чем в продуктивном пласте).

Результаты моделирования кривых КС (в логарифмическом масштабе) представлены для первого случая распределения начальной минерализации на рис. 7–8, для второго – на рис. 9–10.

Из рис. 7–10 видно, что характер изменения показаний кажущегося сопротивления во времени хорошо отражает процессы, протекающие при двухфазных ГДИС. Закачка воды приводит к уменьшению КС. Последующий отбор двухфазной смеси с постепенным ростом доли нефти в околоскважинной зоне характеризуется соответствующим обратным увеличением КС. Отчетливое различие кривых на разные моменты времени проведения БКЗ свидетельствует о возможности получения надежных данных об изменении водонасыщенности околоскважинной зоны.

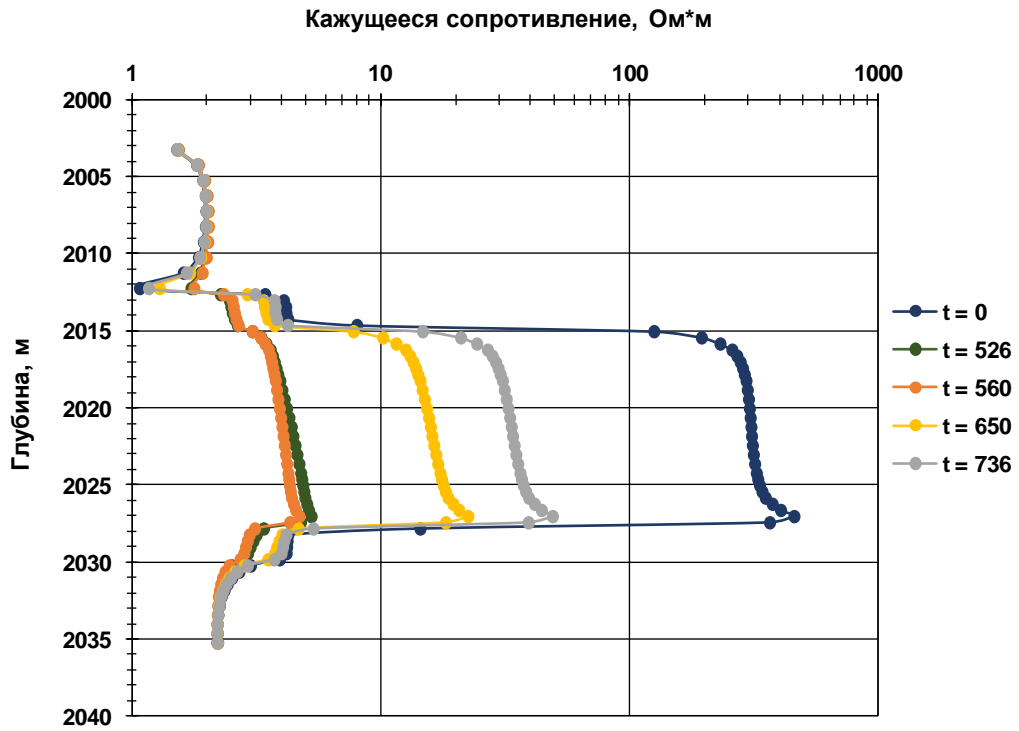


Рис. 7. Расчетные кривые КС для зонда А2М0.5N (первый случай)

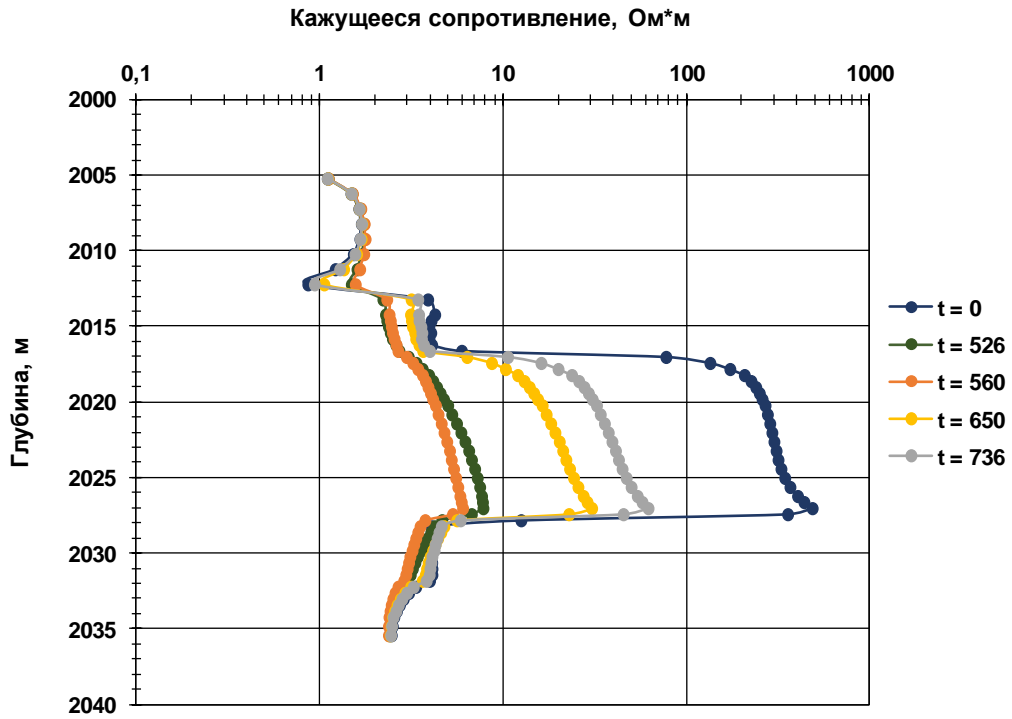


Рис. 8. Расчетные кривые КС для зонда А4М0.5N (первый случай)

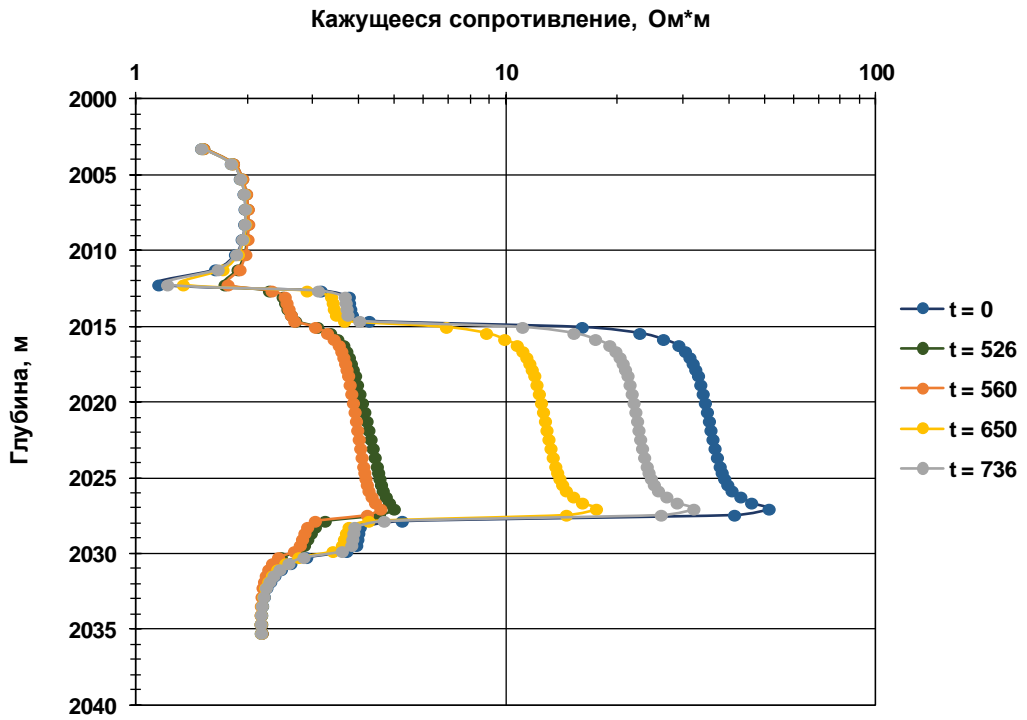


Рис. 9. Расчетные кривые КС для зонда А2М0.5N (второй случай)

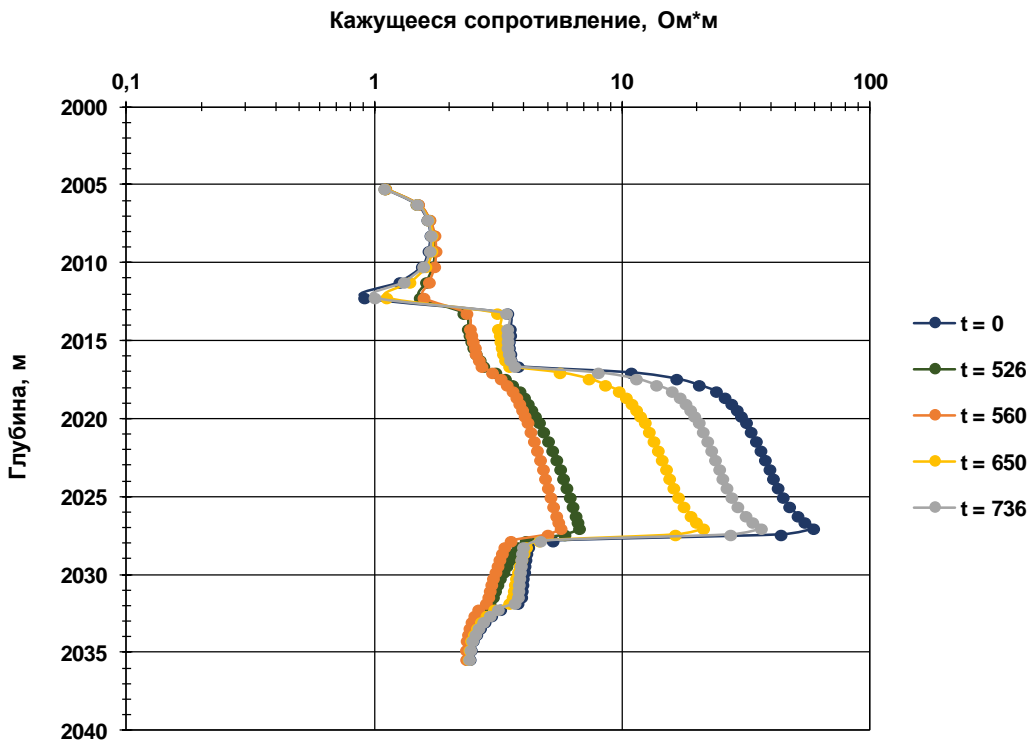


Рис. 10. Расчетные кривые КС для зонда А4М0.5N (второй случай)

Попарное сравнение рис. 7 и 9, 8 и 10 указывает на существенное количественное различие кривых КС для двух случаев распределения начальной минерализации. Несмотря на одинаковую динамику изменения водонасыщенности околоскважинной зоны, различная минерализация формируемой в ближней зоне пласта смешанной водной фазы существенно сказывается на показаниях кажущегося сопротивления как до, так и после этапа закачки. Следовательно, подтверждаются выводы работы [7]. А именно, для достоверной интерпретации разновременных записей ГИС необходимо комплексирование с контролем состава проб отбираемой воды и анализом истории операций на скважине до начала исследований.

Наблюдаемая на рис. 7–8 и 9–10 разница в форме кривых и значениях КС по данным двух зондов связана с их размерами. Во-первых, эффект экранирования у кровли пласта сильнее влияет на зонд большего размера. Во-вторых, специфика возникающего распределения потенциала при работе зонда такова, что показания КС в наибольшей степени отражают удельное электрическое сопротивление кольцевой зоны пласта, находящейся на расстоянии от скважины, примерно равном размеру зонда. Обе отмеченные закономерности соответствуют известным сведениям из теории и практики и подтверждают адекватность результатов моделирования с применением разработанного алгоритма.

Заключение

Представленная в работе постановка совместной прямой задачи двухфазной фильтрации и электрокаротажа позволяет корректно моделировать и интерпретировать разновременные показания бокового каротажного зондирования при комплексных двухфазных исследованиях скважин.

Разработанные численный алгоритм и программная реализация на языке C++ обеспечивают согласованный обмен данными и возможность расчета кривых электрокаротажного зондирования на любой момент исследования.

Разработанный модуль расчета показаний БКЗ протестирован сопоставлением с известными теоретическими решениями. Моделирование синтетического примера двухфазных ГДИС подтвердило адекватность получаемых результатов и возможность достоверной оценки изменения водонасыщенности околоскважинной зоны с учетом смешения закачиваемой воды с пластовой водой и остаточными технологическими растворами.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания по темам: «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований», АААА-А19-119022090096-5 (Шишкина О.А., Индрупский И.М., Алексеева Ю.В.) и «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6 (Коваленко К.В.).

Литература

1. Николаев В.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С. Эксперименты по вытеснению вязких нефтей различными рабочими агентами // Газовая промышленность. 2010. № 2. С. 35–37.

2. Kamal M.M., Abbaszadeh M., Cinco-Ley H. et al. Transient well testing. SPE Monograph Henry L. Doherty Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA. 2009. Vol. 23. 849 p.

3. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 896 с.

4. Chen S., Li G., Peres A., Reynolds A.C. A well test for in-situ determination of relative permeability curves // SPE Res. Eval. & Eng. Feb. 2008. P. 95–107. <https://doi.org/10.2118/96414-MS>

5. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.

6. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. и др. Проведение исследований по определению функций ОФП для нефти и воды в пластовых условиях // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16–18 October 2012, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/162011-RU>

7. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. и др. Оценка коэффициента вытеснения и функций фазовых проницаемостей по нефти и воде в пластовых условиях по данным комплексных исследований скважин на разведочно-пилотной стадии // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 24–26 October 2016, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/181967-RU>

8. *Kuchuk F.J.* et al. Determination of in situ two-phase flow properties through downhole fluid movement monitoring // SPE Res. Eval. & Eng. Aug. 2010. P. 575–587. <https://doi.org/10.2118/116068-PA>

9. Антонов Ю., Кожевников Д.А., Козяр В.Ф., Неретин В.Д. Теория геофизических методов исследований скважин. М.: Нефть и газ, 2014. 618 с.

10. Иванов В.Т., Масютина М.С. Методы решения прямых и обратных задач электрокаротажа. М.: Наука, 1983. 143 с.

11. *Archie G.E.* The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics // Petroleum Transactions of the AIME. 1942. P. 54–62.

12. *Darley H.C.H., Gray G.R.* Composition and properties of drilling and completion fluids. Houston: Gulf Professional Publishing, 1988. 643 p. <https://doi.org/10.1016/C2015-0-04159-4>

13. Афанасьев С.В., Афанасьев А.В., Тер-Степанов В.В. Обобщенная модель электропроводности терригенной гранулярной породы и результаты ее опробования // Каротажник. 2008. № 12(177). С. 36–61.

Simulation of resistivity logging during two-phase well testing

O.A. Shishkina^{1,2*}, I.M. Indrupskiy^{1,2}, Yu.V. Alekseeva¹, A.A. Makarova², K.V. Kovalenko^{1,2}

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow;

2 – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

E-mail: *shishkinaolga.an@gmail.com

Abstract. The forward problem of resistivity logging simulation for two-phase wells testing is formulated and solved in this paper. A numerical algorithm and a software implementation are developed for the solution of the 2D forward problem of resistivity logging based on elliptical partial differential equation for electrical potential. The distribution of reservoir resistivity is calculated from the current distributions of water saturation and salinity, which are determined by the numerical solution of the direct problem of two-phase flow in the reservoir with variable salinity of the water phase. The software implementation for the resistivity logging problem is tested with known theoretical solutions. An example of resistivity logging simulation for a two-phase well tests is presented.

Keywords: two-phase well test, resistivity logging, water saturation, salinity, forward problem, formation resistivity, apparent resistivity, lateral logging.

Citation: Shishkina O.A., Indrupskiy I.M., Alekseeva Yu.V., Makarova A.A., Kovalenko K.V. Simulation of resistivity logging during two-phase well testing // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.ar18> (In Russ.).

References

1. Nikolaev V.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S. The displacement experiments for oils with increased viscosity using different injection agents // Gas Industry. 2010. No. 2. P. 35–37. (In Russ.).
2. Kamal M.M., Abbaszadeh M., Cinco-Ley H. et al. Transient well testing. SPE Monograph Henry L. Doherty Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA. 2009. Vol. 23. 849 p.
3. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Information and technology of hydrodynamic modeling of oil and gas reservoirs. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research, 2012. 896 p. (In Russ.).
4. Chen S., Li G., Peres A., Reynolds A.C. A well test for in-situ determination of relative permeability curves // SPE Res. Eval. & Eng. Feb. 2008. P. 95–107. <https://doi.org/10.2118/96414-MS>
5. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al. New principles and technologies for oil and gas fields development. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research, 2009. 484 p. (In Russ.).

6. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* et al. Well test for in-situ determination of oil and water relative permeabilities // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16–18 October 2012, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/162011-MS>

7. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P.* et al. In-situ determination of displacement efficiency and oil and water relative permeability curves through integrated well test study at exploration-to-pilot stage of the oilfield development project // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 24–26 October 2016, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/181967-MS>

8. *Kuchuk F.J.* et al. Determination of in situ two-phase flow properties through downhole fluid movement monitoring // SPE Res. Eval. & Eng. Aug. 2010. P. 575–587. <https://doi.org/10.2118/116068-PA>

9. *Antonov Yu.N., Kozhevnikov D.A., Kozyar V.F., Neretin V.D.* The theory of geophysical methods for well logging. Moscow: Neft i Gaz, 2014. 618 p. (In Russ.).

10. *Ivanov V.T., Masyutina M.S.* Methods for solving forward and inverse problems of electric logging. Moscow: Nauka, 1983. 143 p. (In Russ.).

11. *Archie G.E.* The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics // Petroleum Transactions of the AIME. 1942. P. 54–62.

12. *Darley H.C.H., Gray G.R.* Composition and properties of drilling and completion fluids. Houston: Gulf Professional Publishing, 1988. 643 p. <https://doi.org/10.1016/C2015-0-04159-4>

13. *Afanasiev S.V., Afanasiev A.V., Ter-Stepanov V.V.* A generalized model for terrigenous granular rock conductivity and the model's test results // Karotazhnik. 2008. No. 12(177). P. 36–61. (In Russ.).