

УДК 622.276.5.001.5
DOI: 10.15827/0236-235X.123.500-506

Дата подачи статьи: 26.04.18
2018. Т. 31. № 3. С. 500–506

Интерпретация межскважинных исследований карбонатных коллекторов методом двух режимов с помощью численных моделей

*И.В. Афанаскин*¹, к.т.н., ведущий научный сотрудник, ivan@afanaskin.ru

*С.Г. Вольпин*¹, к.т.н., зав. отделом, sergvolpin@gmail.com

*О.В. Ломакина*¹, научный сотрудник, ovllom@mail.ru

*Ю.М. Штейнберг*¹, зав. группой, yurash22@gmail.com

¹ Федеральний научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований РАН, г. Москва, 117218, Россия

Рассматривается метод двух режимов, используемый в числе прочих для исследования скважин при неустановившемся течении. Благодаря своему развитию в последние годы он позволяет определять тот же набор параметров, что и распространенный метод восстановления давления. Установлено, что при этом изучаются десятки метров вокруг скважины, редко – более глубокие зоны. Этот метод не требует остановки добывающих скважин, таким образом, потери в добыче нефти в результате проведения исследований уменьшаются. Недостатком метода является меньшая точность определения параметров.

Показано, что при существенной разнице дебитов между двумя режимами и достаточной длительности второго режима работы возмущающей скважины метод двух режимов можно рассматривать как альтернативу гидропрослушиванию. Тогда можно исследовать и межскважинную зону – сотни метров. В работе рассмотрена математическая модель двойной пористости для интерпретации гидродинамических исследований межскважинного пространства трещиновато-пористых карбонатных коллекторов. Эту модель можно использовать для интерпретации межскважинных исследований методом двух режимов.

Приведена оригинальная конечно-разностная схема типа «классики» для такой модели. Описано решение обратной задачи подземной гидродинамики методом Ньютона. На примере синтетической кривой забойного давления проиллюстрировано использование предлагаемого подхода и даны рекомендации по его применению. Рассмотрено несколько вариантов интерпретации для различных наборов уточняемых параметров пласта. Подтверждено, что относительная емкость трещин и параметр перетока матрица–трещины мало влияют на показания давления в реагирующей скважине в дальнейшем. Рекомендуется в качестве определяемых параметров выбирать проницаемость трещин, пористость матрицы и анизотропию проницаемости трещин по площади.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, метод двух режимов, гидропрослушивание, модель двойной пористости.

Важным источником информации о свойствах и строении нефте-, газо- и водонасыщенных пластов являются гидродинамические исследования скважин на неустановившихся режимах течения. Они позволяют определять энергетические и фильтрационно-емкостные параметры, изучать геометрию пласта и особенности его строения, вести контроль за разработкой. Для исследования околоскважинных зон пласта (десятки метров, иногда – первые сотни) используется метод восстановления давления, а межскважинного пространства – метод гидропрослушивания [1–9].

Особый интерес с точки зрения исследовательских работ и подробного изучения геологического строения представляют трещиновато-пористые коллекторы, поскольку они характеризуются высокой неоднородностью свойств и содержат сразу две системы емкостей – трещины и поры. Эти системы существенно различаются по своим свойствам, что усложняет разработку таких коллекторов. В силу некоторых особенностей трещиновато-пористых коллекторов многие стандартные методы изучения нефтяных и газовых пластов малоэффективны.

Метод двух режимов, используемый для исследования скважин [3, 10–14], обычно применяется и

для исследования околоскважинных зон пласта (десятки метров, иногда – первые сотни). Поскольку данный метод не требует остановки скважины (значит, нет потерь в добыче нефти), может быть исследовано большое количество добывающих скважин, что существенно повышает охват пласта исследованиями. Если при исследовании методом двух режимов разница дебитов значительна и длительность второго режима достаточна для существенного возмущения пласта, исследование можно рассматривать как аналог гидропрослушивания и, регистрируя давление на забое соседних скважин, исследовать межскважинную зону.

В связи с этим представляет интерес изучение способов интерпретации гидродинамических исследований межскважинного пространства трещиновато-пористых коллекторов методом двух режимов, в том числе с помощью численных моделей.

Математическая модель. Решение прямой задачи

Для решения прямой задачи запишем математическую модель, описывающую фильтрацию флюида при гидродинамических исследованиях меж-

скважинного пространства для любой геометрии пласта, расстановки и количества скважин, распределения свойств пласта по площади. Такая модель может быть только численной. Рассмотрим границы применимости описываемой математической модели фильтрации флюида в продуктивном пласте:

- фильтрация однофазная;
- жидкость слабосжимаемая;
- пласт упругий;
- гравитационными силами можно пренебречь;
- продуктивный пласт содержит поры и трещины;
- проницаемость трещин значительно больше проницаемости пор;
- пористость трещин значительно меньше пористости пор;
- участки пористой матрицы не обмениваются между собой флюидом;
- к скважине приток происходит только по трещинам;
- при снижении давления поры матрицы отдают флюид в трещины;
- в начальный момент времени матрица и трещины находятся в равновесии, перетоки отсутствуют;
- поток из матрицы в трещину установившийся, поэтому матрицу можно рассматривать как одну ячейку в одном блоке сетки.

Тогда уравнения сохранения объема флюида в поверхностных условиях отдельно для трещин и пор можно записать соответственно как

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi_f}{B} \right) + \text{div} \left(\frac{\vec{W}}{B} \right) = -\bar{q}_{well} + \bar{q}_{mf}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi_m}{B} \right) = -\bar{q}_{mf}, \quad (2)$$

где нижние индексы f и m означают трещины и пористую матрицу соответственно; ϕ – пористость; B – объемный коэффициент флюида; \vec{W} – вектор скорости фильтрации; \bar{q}_{well} – плотность потока в скважину; \bar{q}_{mf} – плотность перетока из пор матрицы в трещины [1, 2, 4, 15–17].

Скорость фильтрации определяется через закон Дарси:

$$\vec{W} = -\frac{k_f}{\mu} \text{grad} (P_f), \quad (3)$$

где k_f – проницаемость трещин; μ – вязкость флюида; P_f – давление в трещинах.

Уравнения (1)–(3) дополняются начальными условиями, граничными условиями и замыкающими соотношениями:

$$\phi_f = \phi_{f0} [1 + C_{rf} (P_f - P_0)], \quad (4)$$

$$\phi_m = \phi_{m0} [1 + C_{rm} (P_m - P_0)], \quad (5)$$

$$B = B_0 [1 - C_l (P_f - P_0)], \quad (6)$$

где ϕ_{f0} , ϕ_{m0} и B_0 – пористость трещин, пористость матрицы и объемный коэффициент флюида соответственно при начальном давлении P_0 ; C_{rf} , C_{rm} и C_l – сжимаемость трещин, пор и флюида соответственно.

Кроме замыкающих соотношений (4)–(6), необходимо задать источники членов в уравнениях (1) и (2). Поскольку поток из матрицы в трещину установившийся, его можно задать как

$$q_{mf} = T_{mf} (P_m - P_f), \quad (7)$$

где $T_{mf} = \frac{k_{mf}}{\mu B_{mf}} \sigma V_b$,

$$k_{mf} = \frac{2}{3} \left(\frac{k_{mx} k_{fx}}{k_{mx} + k_{fx}} + \frac{k_{my} k_{fy}}{k_{my} + k_{fy}} + \frac{k_{mz} k_{fz}}{k_{mz} + k_{fz}} \right),$$

$$\sigma = \frac{4n(n+2)}{x_m^2}, \quad B_{mf} = \frac{1}{2} [B(P_f) + B(P_m)],$$

T_{mf} – коэффициент трещинно-поровой проводимости; σ – фактор формы (шейп-фактор); V_b – элементарный объем пласта; k_{mx} , k_{my} , k_{mz} и k_{fx} , k_{fy} , k_{fz} – проницаемость пор и трещин вдоль осей X, Y, Z декартовой системы координат; n – параметр формы элемента (блока) пористой матрицы ($n = 1$ – плита, $n = 2$ – призма или цилиндр, $n = 3$ – куб или сфера); x_m^2 – характерный размер блоков матрицы [1, 2, 4, 15–17].

Приток флюида (источниковое слагаемое) к вертикальной скважине в псевдоустановившемся приближении [18] запишется как

$$q_{well} = PI (P_f - P_{well}), \quad (8)$$

где $PI = \frac{2\pi k_{eff} h_{eff}}{\mu B(P_f)} \cdot \frac{1}{\ln \left(\frac{R_c}{r_{well}} \right) + Skin}$, $k_{eff} = \sqrt{k_{fx} k_{fy}}$,

h_{eff} – эффективная толщина пласта; R_c – радиус контура питания; r_{well} – радиус скважины; $Skin$ – скин-фактор скважины.

Вычислим радиус контура питания для прямоугольной конечно-разностной вычислительной сетки:

$$(R_c)_{ij} = 0,28 \frac{\sqrt{\left(\frac{k_{fy}}{k_{fx}} \right)_{ij} \Delta x_{ij}^2 + \left(\frac{k_{fx}}{k_{fy}} \right)_{ij} \Delta y_{ij}^2}}{\sqrt{\left(\frac{k_{fy}}{k_{fx}} \right)_{ij}} + \sqrt{\left(\frac{k_{fx}}{k_{fy}} \right)_{ij}}},$$

где i и j – индексы ячейки сетки вдоль осей X и Y соответственно; Δx и Δy – размеры ячейки вдоль осей X и Y соответственно.

Уравнения (1) и (2) с учетом (4)–(6) можно переписать в виде

$$\phi_{f0} (C_{rf} + C_l) \frac{\partial P_f}{\partial t} = -B_0 \left[\bar{q}_{well} - \bar{q}_{mf} + \text{div} \left(\frac{\vec{W}}{B} \right) \right], \quad (9)$$

$$\phi_{m0} (C_{rm} + C_l) \frac{\partial P_m}{\partial t} = -B_0 \bar{q}_{mf}. \quad (10)$$

Запишем конечно-разностный аналог уравнения (9) для трещиноватой среды. Фильтрация двумерная, в горизонтальной плоскости. Численная схема – «классики». Неявное уравнение для давления в трещинах:

$$\begin{aligned} & \Delta x_{ij} \Delta y_{ij} \Delta z_{ij} (\phi_{f0})_{ij} (C_{rf} + C_l) \left[(P_f)_{ij}^{n+1} - (P_f)_{ij}^n \right] = \\ & = \Delta t^{n+1} B_0 \left\{ P_{ij}^n \left[(P_f)_{ij}^{n+1} - (P_{well})_{ij}^{n+1} \right] - \right. \\ & - (T_{mf})_{ij}^n \left[(P_m)_{ij}^{n+1} - (P_f)_{ij}^{n+1} \right] + \\ & + \lambda_{i+0,5j}^n (P_{i+1j}^{n+1} - P_{ij}^{n+1}) - \lambda_{i-0,5j}^n (P_{ij}^{n+1} - P_{i-1j}^{n+1}) + \\ & \left. + \lambda_{ij+0,5}^n (P_{ij+1}^{n+1} - P_{ij}^{n+1}) - \lambda_{ij-0,5}^n (P_{ij}^{n+1} - P_{ij-1}^{n+1}) \right\}, \end{aligned} \quad (11)$$

где Δt^{n+1} – переменный шаг по времени, определяемый в соответствии с рекомендациями [18] так, чтобы максимальное по всем блокам сетки изменение давления не превышало заданного значения (при расчетах отдельно задавалось предельное изменение давления в матрице и в трещинах),

$$\lambda_{i+0,5j}^n = \frac{(k_{fx})_{i+0,5j}}{\mu B_{i+0,5j}^n} \cdot \frac{\Delta y_{ij} \Delta z_{ij}}{\Delta x_{i+0,5j}},$$

$$(k_{fx})_{i+0,5j} = \frac{2(k_{fx})_{i+1j} (k_{fx})_{ij}}{(k_{fx})_{i+1j} + (k_{fx})_{ij}},$$

$$B_{i+0,5j}^n = \frac{1}{2} \left\{ B \left[(P_f)_{i+1j}^n \right] + B \left[(P_f)_{ij}^n \right] \right\},$$

$$x_{i+0,5j} = \frac{1}{2} (x_{i+1j} + x_{ij}),$$

аналогично для $\lambda_{i-0,5j}^n$, $\lambda_{ij+0,5}^n$ и $\lambda_{ij-0,5}^n$.

Явное уравнение для давления в трещинах:

$$\begin{aligned} & \Delta x_{ij} \Delta y_{ij} \Delta z_{ij} (\phi_{f0})_{ij} (C_{rf} + C_l) \left[(P_f)_{ij}^{n+1} - (P_f)_{ij}^n \right] = \\ & = \Delta t^{n+1} B_0 \left\{ P_{ij}^n \left[(P_f)_{ij}^{n+1} - (P_{well})_{ij}^{n+1} \right] - \right. \\ & - (T_{mf})_{ij}^n \left[(P_m)_{ij}^{n+1} - (P_f)_{ij}^{n+1} \right] + \\ & + \lambda_{i+0,5j}^n (P_{i+1j}^n - P_{ij}^n) - \lambda_{i-0,5j}^n (P_{ij}^n - P_{i-1j}^n) + \\ & \left. + \lambda_{ij+0,5}^n (P_{ij+1}^n - P_{ij}^n) - \lambda_{ij-0,5}^n (P_{ij}^n - P_{ij-1}^n) \right\}. \end{aligned} \quad (12)$$

Название «классики» для разностной схемы связано со способом обхода расчетных точек [19]. На каждом шаге по времени $n + 1$ обход точек пространственной сетки в одной (в нашем случае горизонтальной) плоскости совершается дважды. На первом и последующих шагах по времени с нечетным $n + 1$ вычисляются значения давления в ячейках с нечетной суммой $i + j$. Этот первый обход осу-

ществляется с помощью явной по давлению схемы. При втором обходе на том же шаге по времени вычисляются значения давления в ячейках с четной суммой $i + j$ с помощью неявной по давлению схемы, в соседних ячейках берутся значения давления, полученные на том же шаге по времени при первом обходе. На втором и последующих шагах по времени с четными $n + 1$ роли узлов с четной и нечетной суммой $i + j$ меняются. Кратко это можно резюмировать так: при $i + j + n + 1$ четном берется уравнение (12), а при нечетном – уравнение (11).

Запишем конечно-разностный аналог уравнения (10) для давления в пористой матрице:

$$\begin{aligned} & \Delta x_{ij} \Delta y_{ij} \Delta z_{ij} (\phi_{m0})_{ij} (C_{rm} + C_l) \left[(P_m)_{ij}^{n+1} - (P_m)_{ij}^n \right] = \\ & = -\Delta t^{n+1} B_0 (T_{mf})_{ij}^n \left[(P_m)_{ij}^{n+1} - (P_f)_{ij}^{n+1} \right]. \end{aligned} \quad (13)$$

Из (13) можно легко выразить давление в матрице на новом временном шаге $(P_m)_{ij}^{n+1}$ через давление в трещинах $(P_f)_{ij}^{n+1}$:

$$\begin{aligned} (P_m)_{ij}^{n+1} = & \frac{\Delta x_{ij} \Delta y_{ij} \Delta z_{ij} (\phi_{m0})_{ij} (C_{rm} + C_l) (P_m)_{ij}^n}{\Delta x_{ij} \Delta y_{ij} \Delta z_{ij} (\phi_{m0})_{ij} (C_{rm} + C_l) + \Delta t^{n+1} B_0 (T_{mf})_{ij}^n} + \\ & + \frac{\Delta t^{n+1} B_0 (T_{mf})_{ij}^n (P_f)_{ij}^{n+1}}{\Delta x_{ij} \Delta y_{ij} \Delta z_{ij} (\phi_{m0})_{ij} (C_{rm} + C_l) + \Delta t^{n+1} B_0 (T_{mf})_{ij}^n}. \end{aligned} \quad (14)$$

Подставляя (14) в (11) и (12), исключаем из них неизвестное давление в матрице на новом шаге по времени $(P_m)_{ij}^{n+1}$.

При расчете перетоков (7) для плоского случая 2D-геометрии будем считать $k_{fz} = \max \{ k_{fx}, k_{fy} \}$, $k_{mz} = \alpha_{mz} \sqrt{k_{mx} k_{my}}$, где α_{mz} – коэффициент вертикальной анизотропии проницаемости пористой матрицы.

Решение обратной задачи

Интерпретация гидродинамических исследований скважин сводится к совмещению расчетной и фактической кривых давления (или дебита) путем изменения параметров модели. Цель – получение наилучшего совмещения и определение параметров модели: фильтрационно-емкостных и (если такие есть) геометрических характеристик пласта. Таким образом, интерпретация гидродинамических исследований скважин сводится к обратной задаче, решаемой методами теории оптимизации. Рассмотрим один из методов решения такой задачи – метод Ньютона.

Пусть необходимо найти минимум функции многих переменных $f(X)$, где $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$. В данном случае функция $f(X)$ – это невязка между расчетными и фактическими точками давления, замеренного на забое скважины. Эта задача эквива-

лентна задаче нахождения значений X , при которых градиент функции $f(X)$ равен нулю:

$$\text{grad}(f(X)) = 0. \quad (15)$$

Применим к (15) метод Ньютона:

$$\text{grad}(f(X^j)) + H(X^j)(X^{j+1} - X^j) = 0, \quad (16)$$

где $j = 1, 2, 3, \dots, m$ – номер итерации; $H(X)$ – гессиан функции $f(X)$.

Напомним, что гессиан функции – это симметричная квадратичная форма, описывающая поведение функции во втором порядке:

$$H(X) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} x_i x_j,$$

где $a_{ij} = \partial^2 f / \partial x_i \partial x_j$; функция $f(X)$ задана на n -мерном пространстве вещественных чисел.

В более удобном для вычислений виде формулу (16) можно представить как

$$X^{j+1} = X^j - H^{-1}(X^j) \text{grad}(f(X^j)).$$

Метод Ньютона прост в реализации, но нахождение матрицы Гессе сопряжено с большими вычислительными затратами из-за необходимости нахождения большого количества частных производных. Однако ввиду некоторой простоты модели, принятой для решения прямой задачи, использование метода Ньютона вполне оправдано и дает приемлемое время счета.

Пример интерпретации гидродинамических исследований межскважинного пространства трещиновато-пористого коллектора методом двух режимов с помощью описанной модели

Для проверки описанной модели в качестве фактических данных будем использовать значения давления, полученные путем численного моделирования на сетке Вороного с помощью коммерческой программы для интерпретации гидродинамических исследований скважин и пластов Saphir компании Карра Engineering [5].

Геометрия рассматриваемой модели и расстановка скважин приведены на рисунке 1. Модель содержит три скважины. Две добывающие (возмущающие) скважины по очереди исследуются методом двух режимов (путем однократного изменения режима работы, то есть дебита [3, 10–14]). В третьей (реагирующей) скважине фиксируется изменение забойного давления в результате работы первых двух скважин. Все время исследования составляет 30 суток. Одна возмущающая скважина эксплуатируется 10 суток с дебитом $300 \text{ м}^3/\text{сут.}$, затем 20 суток с дебитом $100 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Другая возмущающая скважина эксплуатируется 20 суток с дебитом $300 \text{ м}^3/\text{сут.}$, затем 10 суток с дебитом $100 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Основные исходные данные для расчетов следующие:

- радиус скважины – 0,1 м;
- толщина пласта – 10 м;



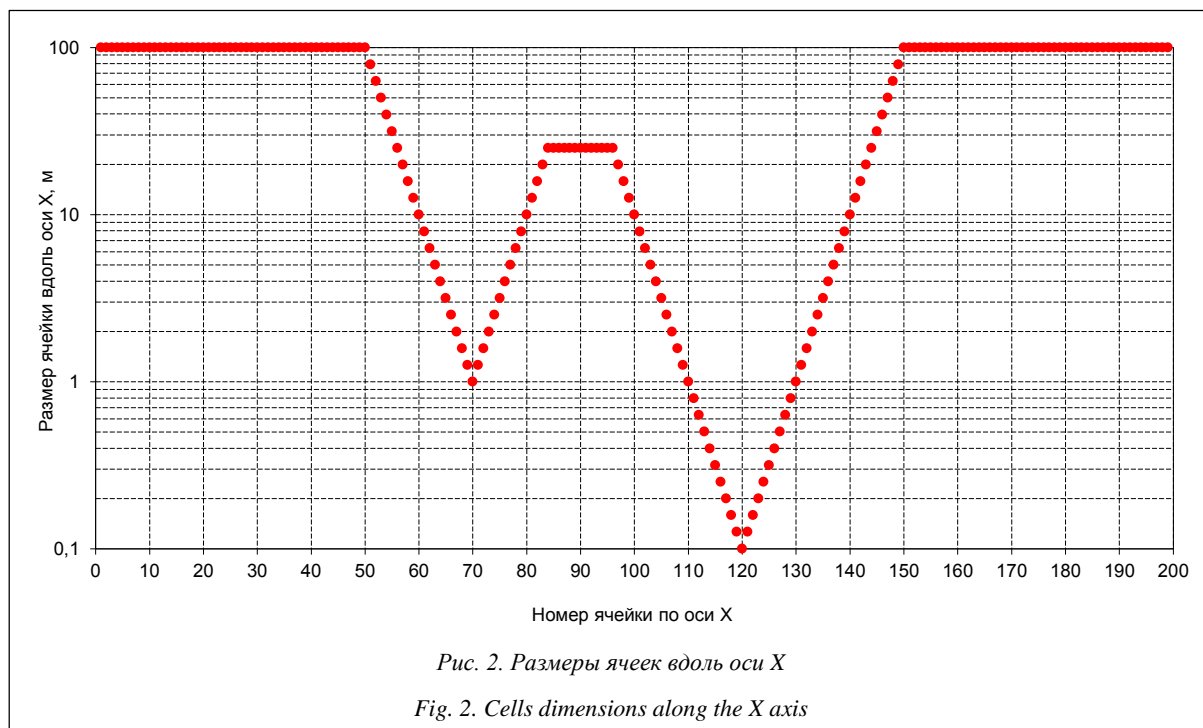
- расстояние между возмущающими и реагирующей скважинами – 500 м;
- объемный коэффициент – $1,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- вязкость – $1,3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$;
- общая сжимаемость – $4,3 \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{кгс}$;
- начальное пластовое давление – $250 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

Тензор проницаемости трещиноватой породы диагональный. Проницаемость трещинной части пласта зависит от направления фильтрации. Оси расчетной сетки сориентированы по осям тензора проницаемости. Сетка неравномерная, размеры ячеек по оси X приведены на рисунке 2. По оси Y размеры ячеек аналогичны. Реагирующая скважина находится в ячейке с координатами 120–120, которая имеет размеры $0,1 \times 0,1 \text{ м}$. Поскольку по формуле (8) невозможно определить забойное давление при нулевом дебите, в качестве забойного давления в реагирующей скважине принято давление в ячейке, которую она занимает. Поэтому приняты столь малые размеры ячейки.

При интерпретации гидродинамических исследований трещиновато-пористых пластов используются следующие специфические параметры:

$$\lambda = \sigma r_w^2 \frac{k_m}{k_f}, \quad \omega = \frac{(h\phi C_t)_f}{(h\phi C_t)_f + (h\phi C_t)_m}, \quad \text{где } \lambda \text{ – параметр, характеризующий перетоки между матрицей и трещинами; } \omega \text{ – отношение емкости трещин к общей емкости системы; } h \text{ – толщина пласта; } C_t \text{ – суммарная сжимаемость пласта и флюида [1, 2, 4, 15–17].}$$

При этом из параметра перетоков λ обычно определяют проницаемость матрицы k_m либо фак-



тор формы σ (по которому судят о размерах блоков матрицы), а из отношения емкостей ω – пористость трещин ϕ_f . Как правило, эти параметры имеют наибольшую степень неопределенности.

Рассмотрены три варианта интерпретации исследования с различным количеством уточняемых параметров.

1. Проницаемость трещин k_f , пористость матрицы ϕ_m , отношение емкостей ω , параметр перетоков λ , анизотропия проницаемости трещин по площади $(k_x/k_y)_f$.

2. Отношение емкостей ω , параметр перетоков λ .

3. Проницаемость трещин k_f , пористость матрицы ϕ_m , анизотропия проницаемости трещин по площади $(k_x/k_y)_f$.

Выбор уточняемых параметров обусловлен наибольшей неопределенностью в указанных параметрах, возникающей при анализе промысловых данных.

Результаты интерпретации приведены в таблице. Видно, что наилучшее качество уточнения

дает третья группа параметров, а наихудшее – первая, чего и следовало ожидать, так как параметры ω и λ незначительно влияют на показания давления в реагирующей скважине при больших временах [1, 16, 17], а большое количество параметров (первая группа) почти всегда плохо поддается уточнению при решении обратных задач методами теории оптимизации.

В качестве примера на рисунке 3 приведены результаты интерпретации для первого начального приближения.

Заключение

Рассмотрен подход к интерпретации гидродинамических исследований межскважинного пространства трещиновато-пористых коллекторов методом двух режимов с помощью численных моделей. Приведена оригинальная конечно-разностная схема.

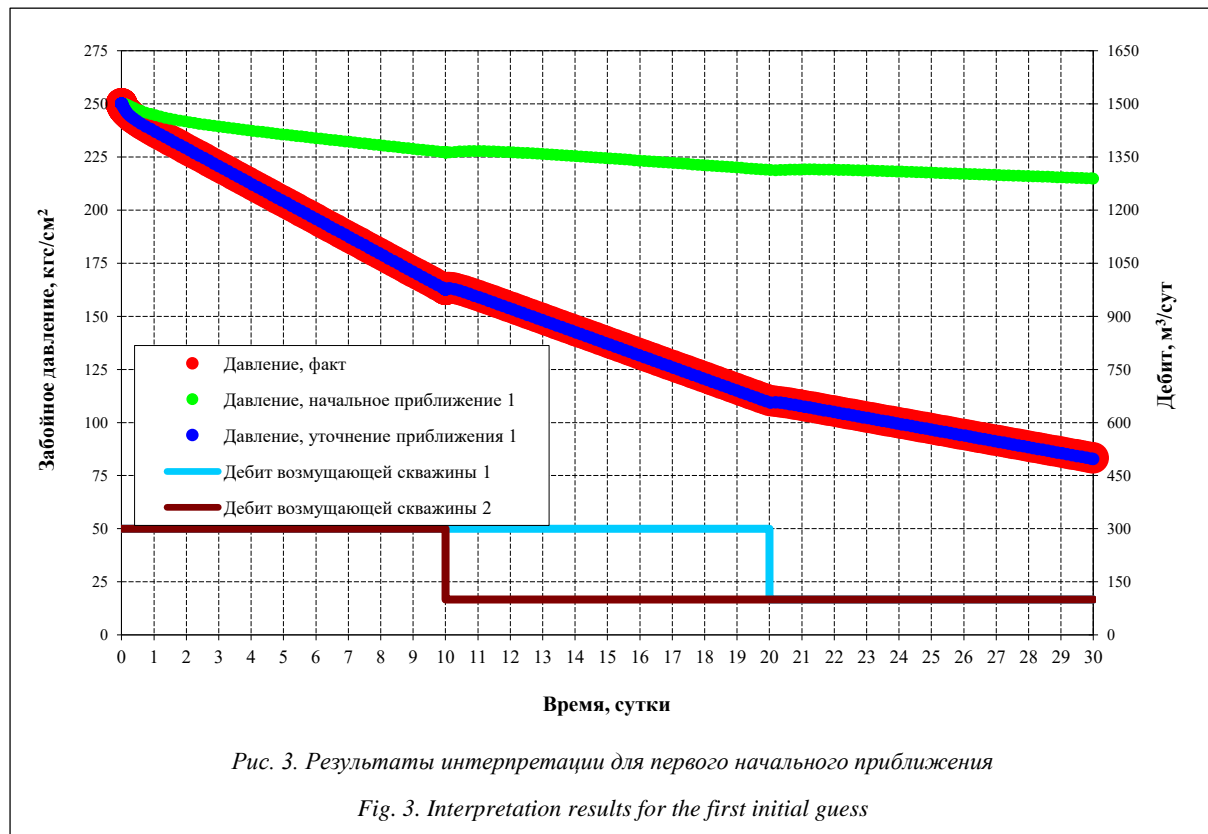
Рассмотрено несколько вариантов интерпретации для различных наборов уточняемых пара-

Начальное приближение и результаты интерпретации (уточненное приближение)

Initial guess and interpretation results (refined value)

Параметр	Факт	Нач. пригл. 1	Уточн. нач. пригл. 1	Нач. пригл. 2	Уточн. нач. пригл. 2	Нач. пригл. 3	Уточн. нач. пригл. 3
k_f , мД	350	<u>150</u>	<u>211</u>	350	350	<u>150</u>	<u>375</u>
ϕ_m , д.ед.	0,1	<u>0,2</u>	<u>0,08</u>	0,1	0,1	<u>0,2</u>	<u>0,09</u>
ω , д.ед.	0,1	<u>0,3</u>	<u>0,25</u>	<u>0,3</u>	<u>0,09</u>	0,1	0,1
λ , б/р	$1 \cdot 10^{-6}$	<u>$1 \cdot 10^{-5}$</u>	<u>$1 \cdot 10^{-5}$</u>	<u>$1 \cdot 10^{-5}$</u>	<u>$1,3 \cdot 10^{-6}$</u>	$1 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-6}$
$(k_x/k_y)_f$, д.ед.	0,1	<u>0,5</u>	<u>0,46</u>	0,1	0,1	<u>0,5</u>	<u>0,16</u>

Примечание: подчеркиванием выделены уточняемые параметры.



метров. Подтверждено, что параметры ω (относительная емкость трещин) и λ (параметр перетока матрица–трещины) мало влияют на показания давления в реагирующей скважине при больших временах.

Поэтому в качестве определяемых параметров рекомендуется выбирать проницаемость трещин, пористость матрицы и анизотропию проницаемости трещин по площади. Использовать в качестве определяемых параметров сразу все пять не рекомендуется.

Работа выполнена при поддержке Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук № 1.2.П27, заказ № 18-0111_П, НИР № 0065-2018-0111.

Литература

1. Деева Т.А., Камартинов М.Р., Кулагина Т.Е., Мангазеев П.В. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных. Томск: Изд-во ЦППС НД ТПУ, 2009. 243 с.
2. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. 200 с.
3. Эрлогер Р. мл. Гидродинамические методы исследования скважин. М.–Ижевск: Изд-во ИКИ, 2007. 512 с.
4. Bourdet D. Well Test analysis: the use of advanced interpretation models. Amsterdam: Elsevier Sc. B.V., 2002, 425 p.
5. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis. V 5.12. Kappa Engineering, 2017, 743 p.
6. Vela S., McKinley R.M. How areal heterogeneities affects pulse-test results. Soc. Pet. Eng. J., 1970, no. 2, pp. 181–191.
7. Jahns Hans O. Rapid method for obtaining a two-dimen-

sional reservoir description from well pressure response data. Soc. Pet. Eng. J., 1966, no. 4, pp. 315–327.

8. McKinley R.M., Vela S., Carlton L.A. A field application of pulse-testing for detailed reservoir description. JPT, 1968, vol. 20, no. 3, pp. 313 – 321.

9. Woods E.G. Pulse-test response of a two-zone reservoir. Soc. Pet. Eng. J., 1970, vol. 10, no. 3, pp. 245–256.

10. Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Ломакина О.В., Штейнберг Ю.М. Гидродинамические исследования вертикальных скважин в пластах с двумя границами методом двух режимов // Вестн. кибернетики. 2017. № 4. С. 45–54.

11. Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Штейнберг Ю.М., Ломакина О.В. Гидродинамические исследования горизонтальных скважин методом двух режимов // Вестн. кибернетики. 2017. № 2. С. 108–113.

12. Афанаскин И.В., Крыганов П.В., Вольпин С.Г., Штейнберг Ю.М., Вольпин И.А. Изучение свойств нефтяных пластов с помощью гидродинамических исследований скважин методом двух режимов – теория, моделирование и практика // Вестн. кибернетики. 2015. № 3. С. 86–107.

13. Афанаскин И.В., Крыганов П.В., Вольпин С.Г., Штейнберг Ю.М., Вольпин И.А. Оценка фильтрационных и энергетических параметров нефтяных пластов с помощью гидродинамических исследований скважин на двух режимах: теория, моделирование и практика // Тр. НИИСИ РАН. 2015. Т. 5. № 1. С. 41–55.

14. Russell D.G. Determination of formation characteristics from two rate flow test. JPT, 1963, vol. 15, pp. 1317–1355.

15. Бурде Д. Интерпретация результатов исследований скважин // Petroleum Engineering and Related Management Training Gubkin Academy: матер. лекций. М., 1994. 109 с. (рус.).

16. Гольф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986. 608 с.

17. Райс Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов. М.–Ижевск: Из-во ИКИ, 2012. 118 с.

18. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.–Ижевск: Изд-во ИКИ, 2004. 416 с.

19. Роуч П. Вычислительная гидродинамика. М.: Мир, 1980. 616 с.

Carbonate reservoirs crosswell survey interpretation by a two-rate test using numerical models

I.V. Afanaskin¹, Ph.D., Leading Researcher, ivan@afanaskin.ru
S.G. Volpin¹, Ph.D., Head of Department, sergvolpin@gmail.com
O.V. Lomakina¹, Researcher, ovllom@mail.ru
Yu.M. Shteynberg¹, Head of Group, yurash22@gmail.com

¹ Federal State Institution "Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences" (SRISA RAS), Moscow, 117218, Russian Federation

Abstract. The paper describes a two-rate well test method that is applied at transient flow. Due to recent development this method allows defining a set of parameters that is the as wide-spread pressure build up test. It is established that the method investigates few dozen meters area, rarely hundreds. The two-rate method doesn't require well shut-in, so oil output loss reduce during the research. A disadvantage of the method is that parameter calculation is not so precise.

The paper shows that at significant rate difference between two modes and sufficient second-rate longevity the two-rate method is a reasonable alternative to interference test. In this case, test area between wells increases to a hundreds of meters. The paper describes a dual-porosity mathematic model for crosswell carbonate fractured reservoir well test interpretation. This model is applicable for crosswell reservoir two-rate test data interpretation.

There is a "classic" original finite-difference calculation scheme for this model. The authors describe a reverse-problem subsurface hydrodynamic solution by Newton method. The method has been applied to synthetic downhole pressure curve with corresponding recommendations. Few interpretation variants presented for different reservoir parameters refinement. A relative fractured volume and matrix-fractures diffusivity coefficient have low influence on a tested well at late time pressure value. It is recommended to include fractures permeability, matrix porosity and area fractures anisotropy as defined parameters.

Keywords: well test, two-rate test, interference-test, dual-porosity model.

Acknowledgements. The article has been supported by the Program of Fundamental Scientific Research of State Academies of Sciences no. I.2.P27, Order no. 18-0111_P, Research no. 0065-2018-0111.

References

1. Deeva T.A., Kamartdinov M.R., Kulagina T.E., Mangazeev P.V. *Well Test: Data Analysis and Interpretation*. Tomsk, TsPPS ND TPU Publ., 2009, 243 p.
2. Kulpin L.G., Myasnikov Yu.A. *Investigation of Oil and Gas Reservoirs by Hydrodynamic Methods*. Moscow, Nedra Publ., 1974, 200 p.
3. Erloger R. jr. *Advances in Well Test Analysis*. Moscow–Izhevsk, IKI Publ., 2007, 512 p.
4. Bourdet D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam, Elsevier Science B.V. Publ., 2002, 425 p.
5. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. *Dynamic Data Analysis*. V 5.12. Kappa Engineering Publ., 2017, 743 p.
6. Vela Saul, McKinley R.M. How areal heterogeneities affects pulse-test results. *Soc. Pet. Eng. J.* 1970, pp. 181–191.
7. Jahns Hans O. Rapid method for obtaining a two-dimensional reservoir description from well pressure response data. *Soc. Pet. Eng. J.* 1966, pp. 315–327.
8. McKinley R.M., Vela Saul, Carlton L.A. A field application of pulse-testing for detailed reservoir description. *J. Pet. Tech.* 1968, pp. 313–321.
9. Woods E.G. Pulse-test response of a two-zone reservoir. *Soc. Pet. Eng. J.* 1970, pp. 245–256.
10. Afanaskin I.V., Volpin S.G., Lomakina O.V., Shteynberg Yu.M. Two-rate tests of vertical wells in formations with two boundaries. *Proc. in Cybernetics*. 2017, no. 4, pp. 45–54 (in Russ.).
11. Afanaskin I.V., Volpin S.G., Shteynberg Yu.M., Lomakina O.V. Two-rate tests of horizontal wells. *Proc. in Cybernetics*. 2017, no. 2, pp. 108–113 (in Russ.).
12. Afanaskin I.V., Kryganov P.V., Volpin S.G., Shteynberg Yu.M., Volpin I.A. Oil-bearing formations characterization by two-rate well tests results – theory, modeling and practice. *Proc. in Cybernetics*. 2015, no. 3, pp. 86–107 (in Russ.).
13. Afanaskin I.V., Kryganov P.V., Volpin S.G., Shteynberg Yu.M., Volpin I.A. Evaluation of oil-bearing formation flow and energy parameters by two-rate well tests results – theory, modeling and practice. *SRISA RAS Proc.* 2015, vol. 5, no. 1, pp. 41–55 (in Russ.).
14. Russell D.G. Determination of formation characteristics from two rate flow test. *J. Pet. Tech.* 963, pp. 1347–1355.
15. Burde D. *Interpretation of well test*. *Proc. Petroleum Engineering and Related Management Training Gubkin Academy*. Moscow, 1994, 109 p.
16. Golf-Rakht T.D. *Fundamental of Fractured Reservoir Engineering*. Moscow, Nedra Publ., 1986, 608 p.
17. Rays L. *Fundamentals of the Fractured Reservoirs Development*. Moscow–Izhevsk, IKI Publ., 2012, 118 p.
18. Aziz Kh., Settari E. *Petroleum Reservoir Simulation*. Moscow–Izhevsk, IKI Publ., 2004, 416 p.
19. Rouch P. *Computational Fluid Dynamics*. Moscow, Mir Publ., 1980, 616 p.