

УДК 622.276.5.001.42

**ЭМПИРИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МЕТОДОМ
НАИЛУЧШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И СКВАЖИН
С ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА,
РАБОТАЮЩИХ С ПЕРЕМЕННЫМ ДЕБИТОМ**

И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин, Ю. Б. Чен-лен-сон, Ю. М. Штейнберг
*ФГУ «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных
исследований Российской академии наук»*
Ivan@Afanaskin.ru

В статье рассматриваются вопросы интерпретации гидродинамических исследований с переменным дебитом горизонтальных скважин и скважин с трещиной гидроразрыва пласта методом наилучшего совмещения. Для интерпретации предлагаются новые эмпирические модели, позволяющие проводить оперативную (оценочную) интерпретацию исследований без использования специализированного программного обеспечения. Приведены интервалы параметров, для которых были получены модели. На синтетических примерах оценена погрешность определения параметров с помощью эмпирических моделей по сравнению с точным решением. Для различных параметров в среднем она составляет 21 %.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, исследования скважин с переменным дебитом, горизонтальные скважины, вертикальные скважины с ГРП, эмпирическая модель.

**EMPIRICAL MODELS FOR INTERPRETATION BY BEST MATCHING
OF HORIZONTAL WELLS AND FRACTURED WELLS,
OPERATED AT VARIABLE RATE, DURING FLOW TESTS**

I. V. Afanaskin, S. G. Volpin, Yu. B. Chen-len-son, Yu. M. Shteinberg
System Research Institute, Russian Academy of Sciences
Ivan@Afanaskin.ru

The article describes issues of interpretation of pressure transient analyses with a variable production rate of horizontal wells and wells with hydraulic fractures using the best-match method. New empirical interpretation models are proposed. These models allow prompt interpretation without specialized software. Models are tested at a specified range of parameters. The simulated examples are used to estimate the accuracy of parameter determination with the help of empirical models in comparison with the exact solution. It is around 21% for different parameters.

Keywords: pressure transient analysis, survey of wells with variable production rate, horizontal wells, vertical wells with fractures, empirical model.

подавляющее большинство нефтяных месторождений России разрабатывается с применением заводнения и уже находится на поздней стадии разработки: обводненность продукции добывающих скважин превышает 80–90 %. В этих условиях для эффективной добычи оставшихся запасов необходим контроль разработки и ее регулирование. Одним из методов контроля разработки являются гидродинамические исследования (далее – ГДИ). Большинство видов таких исследований высокоинформативны, поскольку позволяют определять фильтрационно-емкостные свойства пласта, его неоднородность, а также параметры скважин. Но эти исследования подразумевают остановку скважин, что приводит к потерям в добыче нефти. Как правило, нефтяные компании неохотно идут на такие исследования. В результате охват

фонда скважин исследованиями редко превышает 25–30 % от требований руководящих документов (РД). Все это особенно актуально в низкопроницаемых коллекторах, разрабатываемых горизонтальными скважинами и вертикальными скважинами с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП), так как в этих условиях возрастает необходимое для определения параметров время остановки скважин. Поэтому большое внимание уделяется гидродинамическим исследованиям без остановки скважин: так называемому «production analysis» [3, 4, 8], методу двух режимов [5] и пр. Исследования скважин без остановки имеют меньшую точность, но позволяют существенно повысить охват фонда исследованиями. Поэтому данная работа посвящена эмпирическим моделям для интерпретации методом наилучшего совмещения гидродинамических исследований горизонтальных скважин и скважин с трещиной гидроразрыва пласта, работающих с переменным дебитом. Такие модели позволяют проводить оперативную (оценочную) интерпретацию исследований.

1. Интерпретация исследований горизонтальных скважин с переменным дебитом

Основные методы интерпретации гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах – метод линеаризации и метод наилучшего совмещения.

При исследовании горизонтальных скважин с переменным дебитом можно выделить три режима течения:

1. Ранний радиальный приток к горизонтальному стволу в вертикальной плоскости.
2. Линейный приток к горизонтальному стволу в горизонтальной плоскости.
3. Поздний радиальный (псевдорadiaльный) приток к скважине в горизонтальной плоскости, которая в этом масштабе времени воспринимается как точка.

При интерпретации методом линеаризации для каждого режима течения можно записать уравнение притока:

1. Ранний радиальный приток

$$\frac{p_i - p_w}{q_N} = m_3 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \lg(t - t_{j-1}) \right) + p_3, \quad (1)$$

2. Линейный приток

$$\frac{p_i - p_w}{q_N} = m_2 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \sqrt{t - t_{j-1}} \right) + p_2, \quad (2)$$

3. Поздний радиальный (псевдорadiaльный) приток

$$\frac{p_i - p_w}{q_N} = m_1 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \lg(t - t_{j-1}) \right) + m_0, \quad (3)$$

где p_i – пластовое давление (бар), p_w – забойное давление (бар), q_i – дебит скважины на j -ом режиме ($\text{м}^3/\text{сут}$), t – время с начала исследования (час), t_j – время начала j -ого режима (час), p_2 и p_3 – коэффициенты ($\text{бар} \cdot \text{сут}/\text{м}^3$),

$$m_0 = m_1 \left[0,8686s + \lg \left(\frac{k_r}{\phi \mu c_i L_e^2} \right) + 3,0923 \right], \quad (4)$$

$$m_1 = \frac{21,5B\mu}{k_r h}, \quad m_2 = \frac{1,246B}{hL_e} \sqrt{\frac{\mu}{k_r \phi c_i}}, \quad m_3 = \frac{21,5B\mu}{L_e \sqrt{k_r k_z}}, \quad (5)$$

$$s = s_m + s_h, \quad s_h \approx 1 - \frac{h}{L_e} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \ln \left(\frac{4\pi^2 r_w z_w}{h^2} \sqrt{\frac{k_z}{k_r}} \right) + \ln \left(\frac{2,7 r_w}{L_e} \right), \quad (6)$$

s – общий скин-фактор (безразм.), s_m – механический скин-фактор (безразм.), s_h – геометрический скин-фактор горизонтального ствола (безразм.), k_r – проницаемость в горизонтальной плоскости (мД), ϕ – пористость (д.ед.), μ – вязкость жидкости в пластовых условиях (мПа·с), c_i – суммарная сжимаемость системы пласт-флюид (1/бар), L_e – эффективная длина горизонтального ствола (м), B – объемный коэффициент (м³/м³), h – толщина пласта (м), k_z – вертикальная проницаемость (мД), r_w – радиус скважины (м), z_w – расстояние от подошвы пласта до горизонтального участка ствола скважины (м).

Формулы этого раздела получены с использованием материалов работ [1] и [5]. Формула для геометрического скин-фактора s_h заимствована из [2].

Для интерпретации исследования методом линеаризации необходимо для каждого режима работы скважины построить диагностический график Бурде [6–8] и по характерному поведению производной изменения давления по функции суперпозиции определить границы режимов течения. Затем для каждого режима работы построить графики в координатах

$$\frac{p_i - p_w}{q_N} \text{ от } \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \lg(t - t_{j-1}) \right) \text{ и } \frac{p_i - p_w}{q_N} \text{ от } \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \sqrt{t - t_{j-1}} \right).$$

На первом графике найти два линейных участка, соответствующих раннему и позднему радиальному притоку (учитывая график Бурде), аппроксимировать их линейной зависимостью и определить параметры m_0 , m_1 и m_3 . На втором графике необходимо найти линейный участок, соответствующий линейному притоку (учитывая график Бурде), аппроксимировать его линейной зависимостью и определить параметр m_2 . Затем определить необходимые свойства из зависимостей (4)–(6). После такой интерпретации каждого режима работы нужно согласовать между собой свойства, полученные по разным режимам.

При интерпретации методом наилучшего совмещения совмещается фактическая и расчетная кривые путем подбора значений параметров модели. Наилучшим считается совмещение, характеризующееся наименьшим суммарным по всем точкам квадратом отклонения расчетной кривой от фактической. При этом для расчетов используется решение в изображениях уравнения упругого режима фильтрации. Авторами было экспериментально установлено, что для инженерных расчетов можно использовать более простую (эмпирическую) форму записи решения. Для случая горизонтальной скважины в однородном бесконечном пласте уравнение имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{p_i - p_w}{q_N} = & a_1 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \sqrt[4]{t - t_{j-1}} \right) + a_2 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \sqrt{t - t_{j-1}} \right) + \\ & + a_3 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \lg(t - t_{j-1}) \right) + a_4 \end{aligned}, \quad (7)$$

где константы a_1 , a_2 , a_3 и a_4 можно статистически связать с комплексными параметрами, описывающими свойства пласта и конструкцию скважины m_0 , m_1 , m_2 и m_3 . Для получения такой связи с помощью моделирования в программе Saphir компании Kappa Engineering было получено большое количество кривых забойного давления и дебита от времени для различных сочетаний параметров модели. С этими кривыми были совмещены кривые, полученные с помощью расчетов по формуле (7), и определены константы a_1 , a_2 , a_3 и a_4 . Расчеты по совмещению

методом Ньютона проводились с помощью надстройки «Поиск решения» программы Microsoft Excel. Затем с помощью надстройки «Анализ данных» были получены статистические зависимости a_1 , a_2 , a_3 и a_4 от m_0 , m_1 , m_2 и m_3 и наоборот (с точностью до трех значащих цифр):

$$\begin{aligned} a_1 &= -0,0108m_0 - 0,0553m_1 - 2,61m_2 + 2,72m_3 + 0,00725, \quad R^2 = 0,904, \\ a_2 &= 0,00391m_0 - 0,00437m_1 + 0,441m_2 - 0,650m_3 - 0,00435, \quad R^2 = 0,808, \\ a_3 &= 0,00236m_0 + 0,201m_1 + 0,431m_2 - 1,32m_3 - 0,00179, \quad R^2 = 0,971, \\ a_4 &= 1,06m_0 + 10,9m_1 - 2,77m_2 - 9,47m_3 - 0,0655, \quad R^2 = 1,000, \end{aligned} \quad (8)$$

и наоборот

$$\begin{aligned} m_0 &= 36,9a_1 + 269a_2 - 68,1a_3 + 0,339a_4 + 0,881, \quad R^2 = 0,968, \\ m_1 &= -3,96a_1 - 26,4a_2 + 5,40a_3 + 0,0598a_4 - 0,0813, \quad R^2 = 0,979, \\ m_2 &= -0,619a_1 - 0,995a_2 - 1,08a_3 - 0,00436a_4 + 0,00145, \quad R^2 = 0,995, \\ m_3 &= -0,238a_1 - 0,142a_2 - 1,10a_3 + 0,00156a_4 - 0,00187, \quad R^2 = 0,997, \end{aligned} \quad (9)$$

где R^2 – коэффициент детерминации (доля дисперсии зависимой переменной, объясняемая рассматриваемой моделью зависимости). Для удовлетворительных моделей считается, что коэффициент детерминации должен быть не меньше 0,5. Модели с коэффициентом детерминации выше 0,8 признаются хорошими. Значение коэффициента детерминации 1 соответствует функциональной зависимости между переменными. В формуле a_4 от m_0 , m_1 , m_2 и m_3 системы (8) значение $R^2 = 1,000$ получено в результате округления до трех знаков после запятой, как это обычно делается. На самом деле $0,999 < R^2 < 1,000$.

Системы (8) и (9) получены для следующих условий:

1. Количество режимов 2–4 шт.
2. Пластовое давление 250–450 бар.
3. Отношение дебитов $\frac{q_N - q_{N-1}}{q_N}$ 0,1–0,5 ед.
4. Радиус скважины 0,1 м.
5. Механический скин-фактор 0–10 безразм.
6. Объемный коэффициент 1,0–1,2 м³/м³.
7. Вязкость 0,5–3,0 мПа·с.
8. Суммарная сжимаемость $4,3 \cdot 10^{-5}$ – $1,0 \cdot 10^{-4}$ 1/бар.
9. Проницаемость в горизонтальной плоскости 3–30 мД.
10. Отношение проницаемостей $\alpha_z = k_z / k_r$ 0,06–1,00 д.ед.
11. Толщина пласта 5–30 м.
12. Пористость 0,05–0,18 д.ед.
13. Эффективная длина скважины 100–1000 м.

Рассмотрим пример использования предлагаемого подхода. Будем интерпретировать кривую, полученную с помощью моделирования в Saphir Kappa Engineering, рис. 1, поскольку для нее мы точно знаем параметры и можем оценить погрешность их определения.

Пусть горизонтальная скважина запускается в работу из пластового давления и последовательно отрабатывается на 4 режимах с возрастающим дебитом в течение 8 суток. Исходные данные для расчета прямой задачи в Saphir Kappa Engineering следующие:

1. Радиус скважины 0,1 м.
2. Толщина пласта 19 м.

3. Пористость 0,05 д.ед.
4. Объемный коэффициент $1,17 \text{ м}^3/\text{м}^3$.
5. Вязкость $0,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.
6. Суммарная сжимаемость $8,99 \cdot 10^{-5} \text{ 1/бар}$.
7. Проницаемость 3 мД.
8. Эффективная длина горизонтального ствола 200 м.
9. Отношение проницаемостей $\alpha_z = k_z / k_r$ 0,19 д.ед.
10. Пластовое давление 350 бар.
11. Механический скин-фактор 0,0 безразм.

На рис. 2 приведен диагностический график Бурде для четвертого режима работы скважины (с дебитом $100 \text{ м}^3/\text{сут}$). На графике однозначно определяется модель горизонтальной скважины в однородном бесконечном пласте.

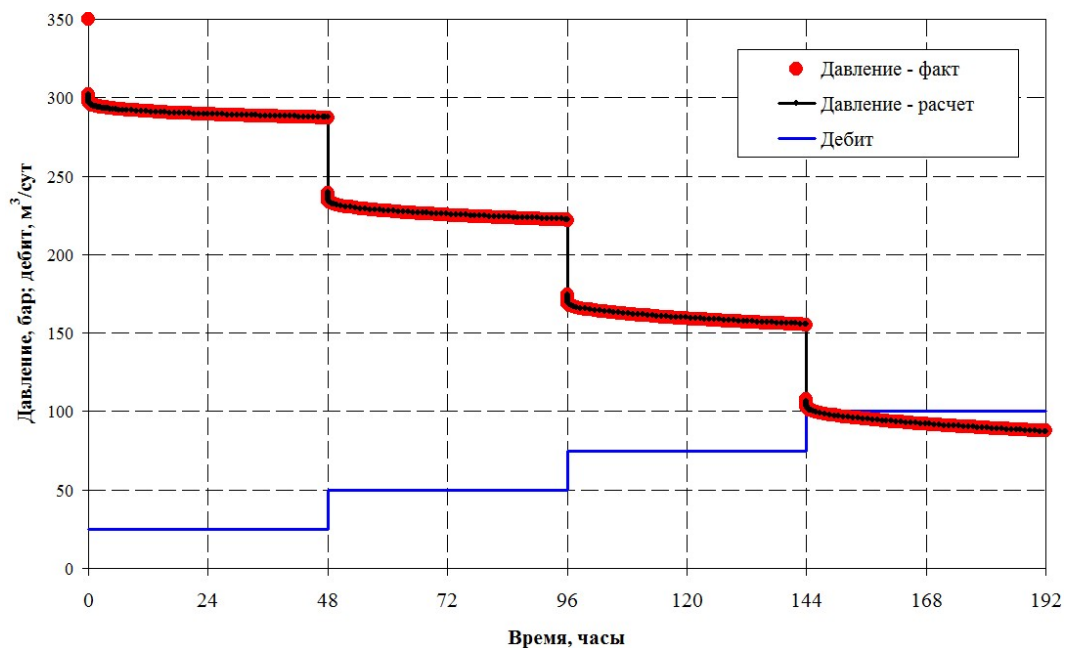


Рис. 1. Пример обработки ГДИ горизонтальной скважины с переменным дебитом методом наилучшего совмещения по эмпирической модели

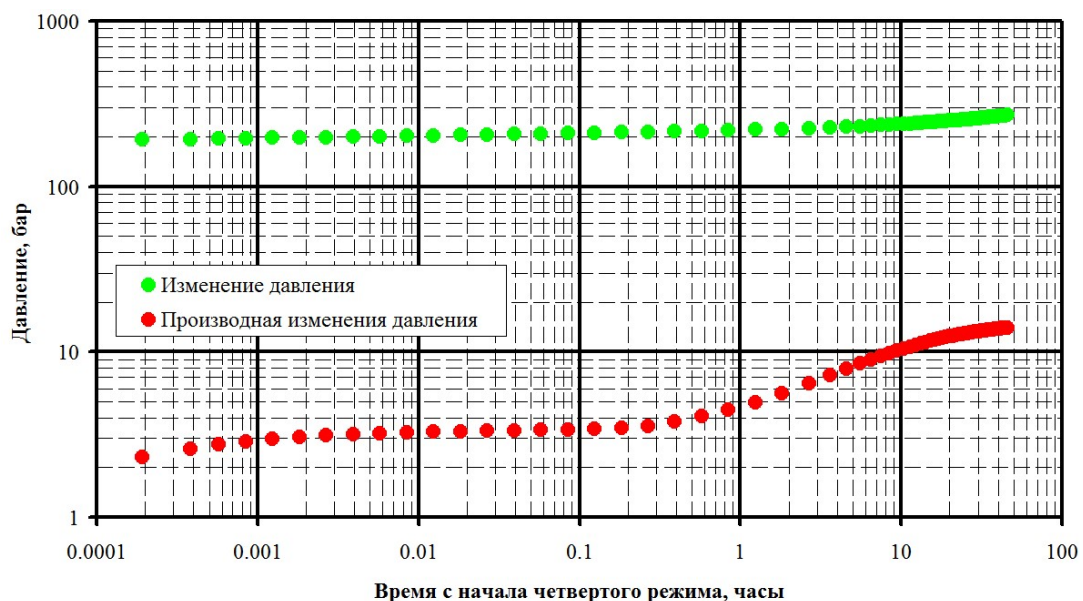


Рис. 2. Диагностический график Бурде для четвертого режима работы горизонтальной скважины

В результате интерпретации семейства кривых забойное давление-дебит (для горизонтальной скважины, работающей с переменным дебитом) методом наилучшего совмещения по предлагаемой эмпирической модели, см. рис. 1, получены следующие погрешности определения параметров модели:

1. Проницаемость 16 %.
2. Эффективная длина горизонтального ствола 6 %.
3. Отношение проницаемостей $\alpha_z = k_z / k_r$ 42 %.
4. Механический скин-фактор 15 %.
5. Общий (суммарный) скин-фактор 16 %.

2. Интерпретация исследований вертикальных скважин с трещиной ГРП, работающих с переменным дебитом

При исследовании вертикальных скважин с ГРП, работающих с переменным дебитом, можно выделить три режима течения:

- 1) билинейный поток к трещине ГРП и по трещине к скважине;
- 2) линейный приток к трещине ГРП;
- 3) поздний радиальный (псевдорadiaльный) приток к скважине с ГРП в горизонтальной плоскости, которая в этом масштабе времени воспринимается как точка.

При интерпретации методом линеаризации для каждого режима течения можно записать уравнение притока:

1. Билинейный поток

$$\frac{p_i - p_w}{q_N} = n_3 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \sqrt[4]{t - t_{j-1}} \right) + p_3, \quad (10)$$

2. Линейный приток

$$\frac{p_i - p_w}{q_N} = n_2 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \sqrt{t - t_{j-1}} \right) + p_2, \quad (11)$$

3. Поздний радиальный (псевдорadiaльный) приток

$$\frac{p_i - p_w}{q_N} = n_1 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \lg(t - t_{j-1}) \right) + n_0, \quad (12)$$

где

$$n_0 = n_1 \left[0,8686s + \lg \left(\frac{k}{4\phi\mu c_t x_f^2} \right) + 3,0923 \right], \quad n_1 = \frac{21,5B\mu}{kh}, \quad n_2 = \frac{0,623B}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu}{k\phi c_t}}, \quad (13)$$

$$n_3 = \frac{6,154B\mu}{h\sqrt{kF_c}} \sqrt[4]{\frac{k}{\phi\mu c_t}}, \quad C_{fd} = \frac{k_f \omega}{k x_f}, \quad F_c = C_{fd} k x_f, \quad (14)$$

$$s = s_m + s_f, \quad s_f = f - \ln \left(\frac{x_f}{r_w} \right), \quad f = \frac{1,65 - 0,328u + 0,116u^2}{1 + 0,18u + 0,064u^2 + 0,005u^3}, \quad u = \ln(C_{fd}), \quad (15)$$

k – проницаемость пласта (мД), x_f – половина длины трещины ГРП, k_f – проницаемость трещины ГРП (мД), ω – раскрытость (ширина) трещины ГРП (м), C_{fd} – безразмерная проводимость трещины ГРП (ед.), F_c – проводимость трещины ГРП (мД·м), s_f – геометрический скин-фактор трещины ГРП (безразм.), f – псевдоскин-функция (безразм.).

Формулы этого раздела получены с использованием материалов работ [1] и [5].

Для интерпретации исследования методом линеаризации необходимо для каждого режима работы скважины построить диагностический график Бурде [6–8] и по характерному поведению производной изменения давления по функции суперпозиции определить границы режимов течения. Затем для каждого режима работы построить графики в координатах $\frac{p_i - p_w}{q_N}$ от $\sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \sqrt[4]{t - t_{j-1}} \right)$, $\frac{p_i - p_w}{q_N}$ от $\sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \sqrt{t - t_{j-1}} \right)$ и $\frac{p_i - p_w}{q_N}$ от

$\sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \lg(t - t_{j-1}) \right)$. На этих трех графиках найти линейные участки, соответствующие билинейному, линейному и псевдорадиальному притокам (учитывая график Бурде), аппроксимировать их линейной зависимостью и определить параметры n_0 , n_1 , n_2 и n_3 . Затем определить необходимые свойства из зависимостей (10)–(15). После такой интерпретации каждого режима работы нужно согласовать между собой свойства, полученные по разным режимам.

При интерпретации методом наилучшего совмещения для расчетов используется решение в изображениях уравнения упругого режима фильтрации. Авторами было экспериментально установлено, что для инженерных расчетов можно использовать более простую (эмпирическую) форму записи решения. Для случая горизонтальной скважины в однородном бесконечном пласте уравнение имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{p_i - p_w}{q_N} = & b_1 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \sqrt[4]{t - t_{j-1}} \right) + b_2 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \sqrt{t - t_{j-1}} \right) + \\ & + b_3 \sum_{j=1}^N \left(-\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \lg(t - t_{j-1}) \right) + b_4 \end{aligned} \quad (16)$$

где константы b_1 , b_2 , b_3 и b_4 можно статистически связать с комплексными параметрами, описывающими свойства пласта и конструкцию скважины n_0 , n_1 , n_2 и n_3 . Для получения такой связи с помощью моделирования в программе Saphir компании Kappa Engineering было получено большое количество кривых забойного давления и дебита от времени для различных сочетаний параметров модели. С этими кривыми были совмещены кривые, полученные с помощью расчетов по формуле (16) и определены константы b_1 , b_2 , b_3 и b_4 . Расчеты по совмещению методом Ньютона проводились с помощью надстройки «Поиск решения» программы Microsoft Excel. Затем с помощью надстройки «Анализ данных» были получены статистические зависимости b_1 , b_2 , b_3 и b_4 от n_0 , n_1 , n_2 и n_3 и наоборот (с точностью до трех значащих цифр):

$$\begin{aligned} b_1 = & -0,0729n_0 - 0,226n_1 - 2,25n_2 - 0,456n_3 + 0,173, \quad R^2 = 0,991, \\ b_2 = & -0,00761n_0 - 0,0744n_1 + 0,260n_2 + 0,144n_3 - 0,0173, \quad R^2 = 0,977, \\ b_3 = & 0,0556n_0 + 0,0840n_1 + 0,574n_2 - 0,228n_3 - 0,0551, \quad R^2 = 0,828, \\ b_4 = & 0,807n_0 + 0,800n_1 - 3,56n_2 - 0,435n_3 + 0,288, \quad R^2 = 0,998, \end{aligned} \quad (17)$$

и наоборот

$$\begin{aligned}
 n_0 &= 0,854b_1 + 10,7b_2 + 1,94b_3 + 1,15b_4 + 0,123, \quad R^2 = 0,999, \\
 n_1 &= -1,93b_1 - 9,90b_2 - 1,86b_3 - 0,0797b_4 - 0,0591, \quad R^2 = 0,996, \\
 n_2 &= -0,186b_1 - 0,319b_2 - 0,351b_3 - 0,0681b_4 + 0,127, \quad R^2 = 0,830, \\
 n_3 &= -0,760b_1 + 0,275b_2 - 2,19b_3 + 0,159b_4 - 0,0366, \quad R^2 = 0,999,
 \end{aligned}
 \tag{18}$$

где R^2 – коэффициент детерминации (доля дисперсии зависимой переменной, объясняемая рассматриваемой моделью зависимости).

Системы (17) и (18) получены для следующих условий:

1. Количество режимов 2–4 шт.
2. Пластовое давление 250–450 бар.
3. Отношение дебитов $\frac{q_N - q_{N-1}}{q_N}$ 0,1–0,5 ед.
4. Радиус скважины 0,1 м.
5. Механический скин-фактор 0,0–2,2 безразм.
6. Объемный коэффициент 1,0–1,2 м³/м³.
7. Вязкость 0,5–3,0 мПа·с.
8. Суммарная сжимаемость $4,3 \cdot 10^{-5}$ – $1,0 \cdot 10^{-4}$ 1/бар.
9. Проницаемость 1–15 мД.
10. Проводимость трещины ГРП 400–1200 мД·м.
11. Толщина пласта 2–20 м.
12. Пористость 0,05–0,18 д.ед.
13. Половина длины трещины ГРП 60–140 м.

Рассмотрим пример использования предлагаемого подхода. Будем интерпретировать кривую, полученную с помощью моделирования в Saphir Karra Engineering (рис. 3), поскольку для нее мы точно знаем параметры и можем оценить погрешность их определения.

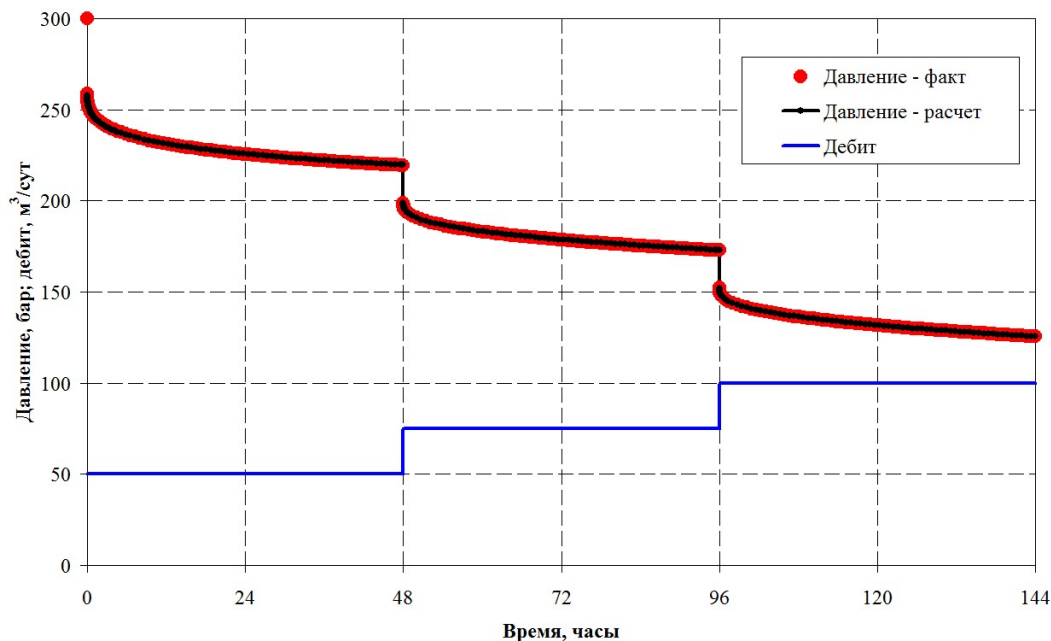


Рис. 3. Пример обработки ГДИ вертикальной скважины с трещиной ГРП, работающей с переменным дебитом, методом наилучшего совмещения по эмпирической модели

Пусть горизонтальная скважина запускается в работу из пластового давления и последовательно отрабатывается на 4 режимах с возрастающим дебитом в течение 8 суток. Исходные данные для расчета прямой задачи в Saphir Kappa Engineering следующие:

1. Радиус скважины 0,1 м.
2. Толщина пласта 10 м.
3. Пористость 0,1 д.ед.
4. Объемный коэффициент $1,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$.
5. Вязкость $1,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.
6. Суммарная сжимаемость $1,0 \cdot 10^{-4} \text{ 1/бар}$.
7. Проницаемость 5 мД.
8. Половина длины трещины ГРП 60 м.
9. Проводимость трещины ГРП 600 мД·м.
10. Пластовое давление 300 бар.
11. Механический скин-фактор 2,0 безразм.

На рис. 4 диагностический график Бурде для третьего режима работы скважины (с дебитом $100 \text{ м}^3/\text{сут}$). На графике однозначно определяется модель вертикальной скважины с трещиной ГРП в однородном бесконечном пласте.

В результате интерпретации семейства кривых забойное давление-дебит (для вертикальной скважины с трещиной ГРП, работающей с переменным дебитом) методом наилучшего совмещения по предлагаемой эмпирической модели, см. рис. 3, получены следующие погрешности определения параметров модели:

1. Проницаемость 12 %.
2. Половина длины трещины ГРП 21 %.
3. Проводимость трещины ГРП 32 %.
4. Механический скин-фактор 23 %.
5. Общий (суммарный) скин-фактор 31 %.

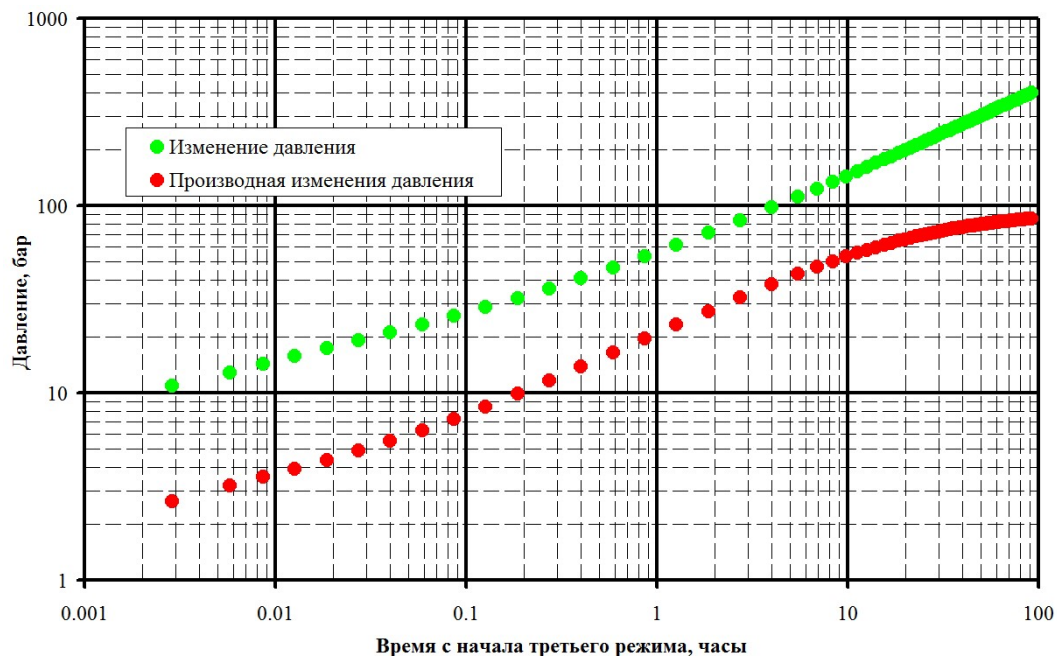


Рис. 4. Диагностический график Бурде для третьего режима работы скважины с трещиной ГРП

Заключение. Для горизонтальных скважин и вертикальных скважин с трещинами ГРП для увеличения охвата фонда скважин исследованиями и преодоления дефицита информации, возникающего в результате противоречия между необходимостью регистрации длительных

кривых восстановления давления и планом добычи, можно использовать исследования скважин с переменным дебитом.

Предложены эмпирические модели, позволяющие проводить оперативную (оценочную) интерпретацию таких исследований методом наилучшего совмещения без привлечения специализированного программного обеспечения.

Приведены интервалы параметров, для которых были получены модели. На синтетических примерах оценена погрешность определения параметров с помощью эмпирических моделей по сравнению с точным решением. Для различных параметров в среднем она составляет 21 % и колеблется в пределах 6–42 %.

Показано, что для интерпретации гидродинамических исследований скважин с переменным дебитом методом наилучшего совмещения можно использовать более простое (по сравнению с решением в изображениях) выражение.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 18-07-00503 А.

Литература

1. Деева Т. А., Камартдинов М. Р., Кулагина Т. Е. и др. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных. Томск : ЦППС НД ТПУ, 2009. 243 с.
2. Евченко В. С., Захарченко Н. П., Каган Я. М. и др. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами. М. : Недра, 1986. 278 с.
3. Ипатов А. И., Кременецкий М. И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. Ижевск : Регулярная и хаотическая механика, 2010. 780 с.
4. Кременецкий М. И., Ипатов А. И., Гуляев Д. Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М. : Ижевск : ИКИ, 2012. 869 с.
5. Эрлагер Р. мл. Гидродинамические методы исследования скважин. М. : Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2007. 512 с.
6. Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. 1983. May. P. 95–106.
7. Bourdet D. Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam ; Boston : Elsevier Science, 2002. 426 p.
8. Houze O., Viturat D., Fjaere O. S. Dynamic Data Analysis. V 5.12. Kappa Engineering Publ., 2017. 743 p.