

УДК 519.688:622.276

В.Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг, Д.Э. Хагай

Модели и алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков в процессе испытаний горизонтальных скважин

Рассматривается метод выделения фильтрационных потоков в процессе проведения испытаний скважин с горизонтальным окончанием по кривой восстановления давления с использованием модели логарифмической производной забойного давления и алгоритмов адаптивной идентификации. Приводятся результаты сравнительного анализа графоаналитического, аналитического и предложенного адаптивного метода диагностики потоков по промысловым данным испытаний двух горизонтальных скважин.

Ключевые слова: фильтрационные потоки, диагностика, испытания скважин, кривая восстановления давления, адаптация, идентификация, интегрированные системы моделей, дополнительная информация.

doi: 10.21293/1818-0442-2019-22-2-90-95

При решении задачи идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин (ГДИС) по кривой восстановления забойного давления возникает проблема выделения фильтрационных потоков [1–3]. Наиболее распространенными традиционными способами выделения потоков являются аналитические и графоаналитические методы [1–4].

В основе аналитического метода используются приведенные в табл. 1 формулы для определения моментов времени начала фильтрационных потоков. Недостатком аналитических методов выделения потоков является присутствие в формулах неизвестных значений горизонтальной k_y , вертикальной k_z проницаемости призабойной зоны скважин и эффективной (работающей) длины горизонтального ствола скважины L , для определения которых и проводятся гидродинамические исследования скважин [3–4] (см. табл. 1).

Таблица 1

Традиционные методы диагностики фильтрационных потоков горизонтальных скважин

| Фильтрационные потоки | Критерий графоаналитического метода [2, 5] | Критерий аналитического метода [3] |
|-----------------------|---|---|
| Ранний радиальный | $\frac{dP_3}{d \ln t} \approx \text{const}$ | $t_{\text{pp}} = \frac{160,9 L^2 \phi \mu c_t}{k_y}$ |
| Линейный | Наклон прямой равен $0,5 \pm \Delta$, $\Delta = 0,1 \div 0,15$ | $t_{\text{лп}} = \frac{2316,6 \phi \mu c_t D_z^2}{k_z}$ |
| Поздний радиальный | $\frac{dP_3}{d \ln t} \approx \text{const}$ | $t_{\text{пп}} = \frac{1904,8 L^2 \phi \mu c_t}{k_y}$ |

Графоаналитические методы выделения потоков, реализованные в ряде отечественных и зарубежных программ интерпретации ГДИС, основаны на анализе логарифмической производной забойного давления (ЛПЗД) [1, 2]

$$y(t) = \lg\left(\frac{d\Delta P_3(t)}{d \ln t}\right) = \alpha_1 + \alpha_2 \lg t, \quad (1)$$

где $\Delta P_3(t) = P_3(t) - P_3(t_0)$; $P_3(t)$ – забойное давление после остановки скважины; $P_3(t_0)$ – забойное давление в момент остановки скважины t_0 .

На рис. 1 для примера приведен диагностический график выделения потоков при использовании графоаналитического метода, где линиями 1, 2 изображены забойные давления $\Delta P_3(t)$ и ЛПЗД $y(t)$ в двойных логарифмических координатах ($\Delta P_3(t), y(t)$ – по оси Y ; $\lg t$ – по оси X). Логарифмическая производная забойного давления и параметр α_2 модели (1) являются диагностическими признаками фильтрационных потоков. Так, например, на участке линейного потока график функции $y(t)$ имеет вид прямой линии с наклоном, равным $\alpha_2 = 0,5 \pm \Delta$ (см. рис. 1 и табл. 1) [2, 5].

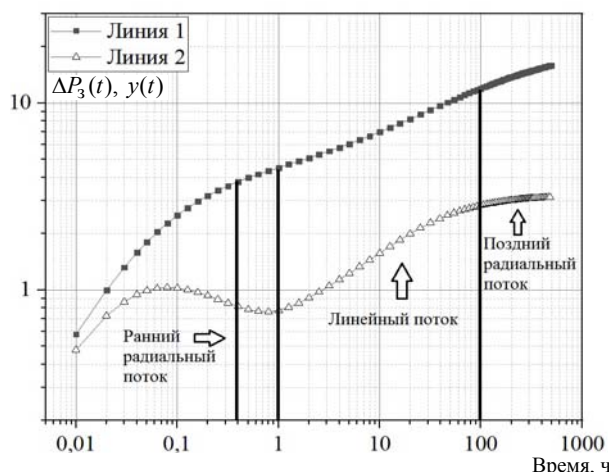


Рис. 1. Диагностический график горизонтальной скважины в двойных логарифмических координатах

В табл. 1 приведены диагностические критерии выделения потоков графоаналитического метода и формулы начала потоков аналитического метода, где D_z – наибольшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси Z ; k_y, k_z – проницаемости призабойной зоны скважины в направлении оси

Y и оси Z ; ϕ – пористость; μ – динамическая вязкость нефти; c_t – сжимаемость системы пласта; L – эффективная длина горизонтальной скважины.

Отметим, что использование традиционных аналитического и графоаналитического методов выделения потоков в процессе проведения испытаний скважин в промысловых условиях вызывает значительные трудности, поскольку требует достоверной информации о состоянии призабойной зоны скважин (аналитические методы) либо детального анализа производных забойного давления с привлечением квалифицированных интерпретаторов (графоаналитические методы).

В настоящее время в нефтегазовых компаниях широко используются стационарные информационно-измерительные телеметрические системы длительного мониторинга параметров разработки, что дает возможность применять адаптивные технологии идентификации и диагностики нефтяных и газовых пластов в процессе проведения испытаний скважин без участия квалифицированного интерпретатора в режиме реального времени [8–15].

В этой связи в работе для выделения фильтрационных потоков в процессе проведения испытаний горизонтальных скважин предлагается адаптивный метод диагностики с использованием модели (1).

Модели и алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков

Основой предлагаемого адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков является интегрированная система моделей (ИСМ) с учетом дополнительной априорной информации:

$$\begin{cases} y^*(t_n) = \alpha_1(t_n) + \alpha_2(t_n) \lg t_n + \xi_n, \\ h_{k,n} \bar{\alpha}_1 = \alpha_{1,n} + \eta_n, n = \overline{1, nk}, \end{cases} \quad (2)$$

где $y^*(t_n) = \ln\left(\frac{\Delta P^*(t_n) - \Delta P^*(t_{n-1})}{\ln t_n - \ln t_{n-1}}\right)$ – конечно-разностная аппроксимация ЛПЗД (1) на основе разности забойных давлений $\Delta P_3^*(t_n) = P_3^*(t_n) - P_3^*(t_0)$, полученных в процессе испытания скважины;

$P_3^*(t_n)$, $P_3^*(t_0)$ – значения забойных давлений в текущий момент времени t_n и в момент остановки скважины t_0 ; $\alpha_1(t_n)$, $\alpha_2(t_n)$ – параметры, представленные неизвестными однозначными функциями дискретного времени t_n ; $\bar{\alpha}_1$ – дополнительная информация о параметре α_1 ; $h_{k,n}$ – параметр корректировки; t_{nk} – момент времени завершения испытаний скважины; ξ_n , η_n – случайные величины, представляющие разного рода погрешности и ошибки модели (2).

Для использования адаптивного метода идентификации модель (2) удобно представить в матричном виде

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = \mathbf{F}_0 \mathbf{a}_n + \boldsymbol{\xi}_n, \\ \mathbf{\Gamma}_{k,n} \bar{\mathbf{a}} = \mathbf{F}_a \mathbf{a}_n + \mathbf{v}_n. \end{cases} \quad (3)$$

Тогда оптимальные оценки вектора параметров $\mathbf{a}_n^* = (\alpha_1(t_n), \alpha_2(t_n))$ могут быть получены путем решения оптимизационной задачи [8–10]

$$\mathbf{a}_n^* = \arg \min_{\mathbf{a}_n} \Phi(\mathbf{a}_n, \beta_n), \quad (4)$$

где $\Phi = J_0 + J_a$ – общий показатель качества модели

(3); $J_0 = \|\mathbf{y}_n^* - \mathbf{F}_0 \mathbf{a}_n\|_{\mathbf{W}(h_{3,n})}^2$ – критерий качества модели

$\mathbf{F}_0 \mathbf{a}_n$ (3); $J_a = \mathbf{W}(h_{p,n}) \|\bar{\mathbf{a}} - \mathbf{F}_a \mathbf{a}_n\|_{\mathbf{\Gamma}_{k,n}}^2$ – показатель

качества модели $\mathbf{F}_a \mathbf{a}_n$ (3); $\mathbf{y}_n^* = (y^*(t_n), n = \overline{1, nk})$ – вектор конечно-разностных значений ЛПЗД (2);

$\mathbf{F}_0 = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ \lg t_1 & \lg t_2 & \dots & \lg t_{nk} \end{pmatrix}$, $\mathbf{F}_a = \text{diag}(0, 1)$ – матрицы;

$\mathbf{W}(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}), i = \overline{1, nk})$ – матрица

значений весовой функции для формирования обучающего интервала обработки с параметром забывания $h_{3,n}$; $\bar{\mathbf{a}} = (0, \bar{\alpha}_2)$ – вектор дополнительных све-

дений; $\mathbf{\Gamma}_{k,n} = \text{diag}(0, h_{k,n})$ $\mathbf{W}(h_{p,n}) = \text{diag}(0, h_{p,n})$ – матрицы с параметрами корректировки и регуляризации; $\beta_n = (h_{3,n}, h_{p,n}, h_{k,n})$ – вектор параметров забывания, регуляризации и корректировки соответственно; $\|\mathbf{x}\|_{\mathbf{W}}^2 = \mathbf{x}^T \mathbf{W} \mathbf{x}$ – квадратичная норма вектора \mathbf{x} .

В табл. 2 приведены критерии адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков в процессе проведения испытаний скважин, следующие из (2)–(4) и табл. 1.

Таблица 2

Критерии адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков горизонтальных скважин

| Фильтрационные потоки | Критерии адаптивного метода | Критерии моментов времени начала потоков |
|-----------------------|---|---|
| Ранний радиальный | $\alpha_2^*(\beta_n(t)) \approx 0$ | $t_{\text{ppп}} = \arg \min_t \alpha_2^*(\beta_n(t)) $ |
| Линейный | $\alpha_2^*(\beta_n(t)) = 0,5 \pm \Delta$, $\Delta = 0,1 \div 0,15$ | $t_{\text{лп}} = \arg \min_t (\alpha_2^*(\beta_n(t)) - 0,5)$ |
| Поздний радиальный | $\alpha_2^*(\beta_n(t)) \approx 0$ при $t > t_{\text{л}}$ | $t_{\text{ppп}} = \arg \min_t \alpha_2^*(\beta_n(t)) $ при $t > t_{\text{л}}$ |

Результаты диагностики потоков по промысловым испытаниям скважин

Результаты исследований моделей и алгоритмов адаптивного метода выделения фильтрационных потоков по данным испытаний горизонтальных скважин нефтяного месторождения Иркутской области приведены на рис. 3–5 и в табл. 4. Исходные данные приведены в табл. 1 и на рис. 2.

На рис. 2 изображены фактические значения забойных давлений $P_3^*(t_i)$, $i = \overline{1, n}$ (2), полученные в процессе проведения испытаний скважин, в полуло-

гарифмических координатах: $P_3^*(t_i)$ – по оси Y , $\lg t_i$ – по оси X .

Таблица 3

Исходные данные горизонтальных скважин

| Исходные данные | Скважины | |
|---|----------------------|----------------------|
| | № 1 | № 2 |
| 1. Радиус скважины r_c , м | 0,108 | 0,108 |
| 2. Пористость ϕ | 0,13 | 0,13 |
| 3. Эффективная мощность h , м | 5,4 | 7,2 |
| 4. Динамическая вязкость μ , сП | 3,92 | 3,92 |
| 5. Температура при стандартном условии $T_{ст}$ (+20 °C) К | 293 | 293 |
| 6. Пластовая температура $T_{пл}$, К | 298 | 298 |
| 7. Сжимаемость системы пласта c_t , атм ⁻¹ | $4,72 \cdot 10^{-4}$ | $4,72 \cdot 10^{-4}$ |
| 8. Стандартное давление $P_{ст}$, атм | 1,033 | 1,033 |
| 9. Дебит скважины до остановки q_0^* , м ³ /сут | 137 | 163,2 |
| 10. Экспертная оценка пластового давления, атм | 142 | 150 |
| 11. Экспертная оценка эффективной длины горизонтального ствола L , м | 600 | 500 |
| 12. Экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового \bar{T} , ч | 300 | 500 |
| 13. Экспертная оценка латеральной проницаемости, мД | 1100 | 300 |
| 14. Экспертная оценка проницаемости k_z , мД | 14 | 12 |
| 15. Экспертная оценка проницаемости k_y , мД | 1100 | 300 |
| 16. Наибольшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси Z , D_z , м | 2,7 | 3,6 |

На рис. 3, 4 приведены фактические $y^*(t_n)$ и восстановленные

$$\hat{y}(t_n) = \alpha_1^*(\beta_n(t_n) + \alpha_2^*(\beta_n(t_n))) \lg t_n \quad (5)$$

значения ЛПЗД (2) в двойных логарифмических координатах (линии (1, 2) и оценки параметра $\alpha_2^*(\beta_n)$ модели (2) (линия 3) двух горизонтальных скважин, полученные путем решения системы линейных алгебраических уравнений (СЛУ)

$$A_n \alpha_n^*(\beta_n) = B_n, \quad (6)$$

$$A_n = (F_0^T W(h_{3,n}) F_0 + F_a^T W(h_{p,n}) F_a),$$

$$B_n = (F_0^T W(h_{3,n}) y_n^* + F_a^T W(h_{p,n}) W(h_{k,n}) \bar{\alpha}).$$

Следует отметить, что при использовании квадратичных показателей качества оптимизационная задача (4) сводится к решению СЛУ (6) [14].

Расчет оценок параметров $\alpha_n^*(\beta_n)$ в (6) проводился при постоянных единичных значениях весовой функции $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n})$ в текущем интервале

обработки $[t_n - t_{n-4}]$, содержащем 5 значений забойного давления ($h_{3,n} = 5$), ($w_n((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 1$ при $t_n - t_{n-i} \leq h_{3,n} = t_n - t_{n-4}$ и $w_n((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 0$ при $(t_n - t_{n-i}) > h_{3,n}$, $i = \overline{0, n-1}$).

Оценки параметров корректировки $h_{k,n}^*$ определялись путем решения оптимизационной задачи

$$h_{k,n}^* = \arg \min_{h_{k,n}} \|y_n^* - F_0 \alpha_n(h_{k,n})\|_{W(h_{3,n})}^2 \quad (7)$$

методом дихотомии [17] при заданном значении параметра регуляризации $h_p = 0,01$.

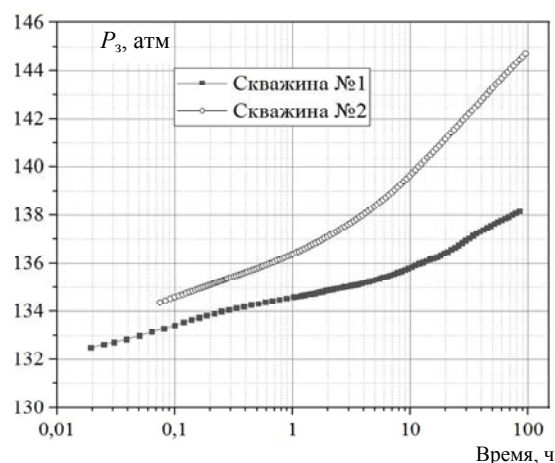


Рис. 2. Фактические значения забойных давлений горизонтальных скважин

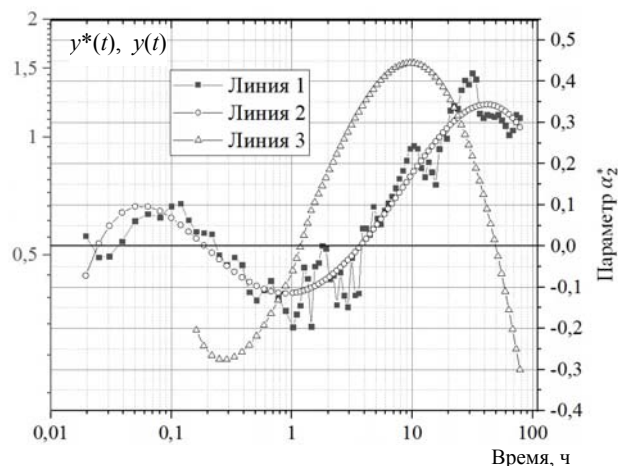


Рис. 3. Фактические (линия 1), восстановленные (линия 2) значения ЛПЗД и оценки параметра $\alpha_2^*(\beta_n)$ (линия 3) скважины № 1

На рис. 5 для примера приведены оценки параметра $\alpha_2^*(\beta_n)$ (линия 1) с использованием фактических $y^*(t_i)$ (2) и восстановленных (5) значений ЛПЗД скважины №2 (линия 2).

Из рис. 5 видно, что использование восстановленных значений ЛПЗД (6) позволяет получить более гладкие значения оценок параметра $\alpha_2^*(\beta_n)$, используемого в диагностических критериях, приведенных в табл. 2. Так, на участке раннего и позд-

него радиальных потоков параметр $\alpha_2(\beta_n)$ равен нулю, а в средней части линейного потока принимает значение, равное 0,35, что соответствует приведенным в табл. 2 критериям.

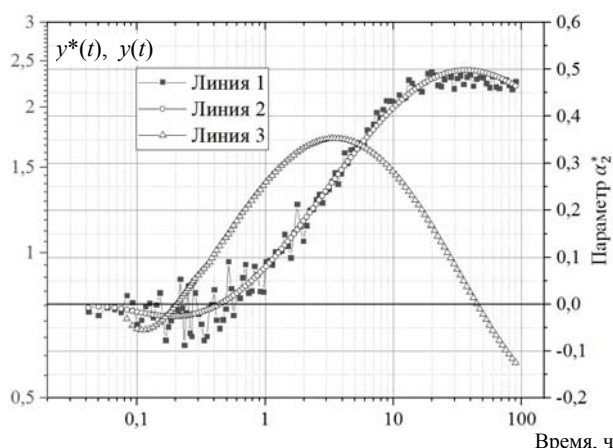


Рис. 4. Фактические (линия 1), восстановленные (линия 2) значения ЛПЗД и оценки параметра $\alpha_2(\beta_n)$ (линия 3) скважины № 2

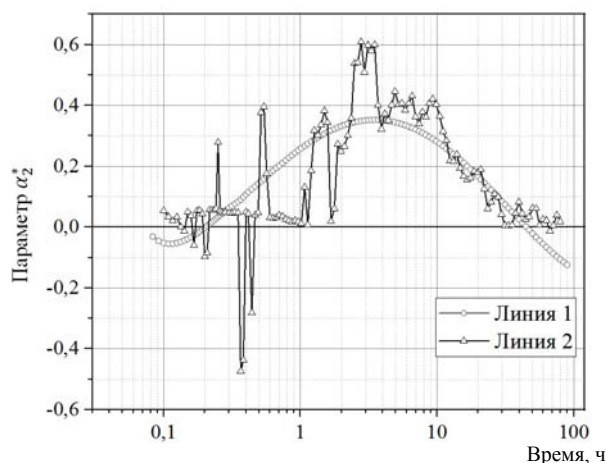


Рис. 5. Оценки параметра $\alpha_2(\beta_n)$ скважины № 2

В табл. 4 приведены результаты сравнительного анализа моментов времени начала фильтрационных потоков двух горизонтальных скважин графоаналитического, аналитического и адаптивного методов с использованием приведенных в табл. 2 экспертных значений проницаемости пласта.

Таблица 4

Результаты диагностики фильтрационных потоков горизонтальных скважин № 1 и 2

| № скважины | Метод диагностики потоков | Время начала потоков, ч | | |
|------------|---------------------------|-------------------------|----------------|--------------------------|
| | | Ранний радиальный поток | Линейный поток | Поздний радиальный поток |
| 1 | Графоаналитический | 0,8 | 1,2 | 40 |
| | Аналитический | 0,021 | 0,29 | 149,9 |
| | Адаптивный | 1,1 | 1,4 | 50,1 |
| 2 | Графоаналитический | 0,12 | 0,97 | 26,9 |
| | Аналитический | 0,065 | 0,6 | 381,8 |
| | Адаптивный | 0,25 | 1,1 | 30,95 |

В табл. 5 приведены относительные ошибки диагностики фильтрационных потоков аналитического и адаптивного методов и их средние значения. За точное время начала потоков принимается значение, полученное графоаналитическим методом (см. табл. 4).

Таблица 5

Относительные ошибки диагностики фильтрационных потоков горизонтальных скважин № 1 и 2

| Метод диагностики потоков | № скважины | Относительные ошибки диагностики потоков, % | | |
|---------------------------|------------------|---|----------------|--------------------------|
| | | Ранний радиальный поток | Линейный поток | Поздний радиальный поток |
| Аналитический | 1 | 97,4 | 75,8 | 273,5 |
| | 2 | 45,8 | 38,1 | 1319 |
| | Среднее значение | 71,6 | 57 | 796,3 |
| Адаптивный | 1 | 37,5 | 16,7 | 25,3 |
| | 2 | 108,3 | 13,4 | 15,1 |
| | Среднее значение | 72,9 | 15,1 | 20,2 |

Анализ результатов, приведенных на рис. 3, 4 и в табл. 4, 5, показывает, что оценки времени начала фильтрационных потоков, полученные с использованием диагностических критериев графоаналитического и адаптивного методов, практически совпадают. Так, например, для скважины № 1 линейный поток появляется через час после остановки скважины, а заканчивается через 30 ч. Однако адаптивный метод позволяет определять фильтрационные потоки на кривой забойного давления горизонтальных скважин в процессе проведения испытаний в промысловых условиях.

Использование аналитического метода и экспертных оценок проницаемости пласта, приведенных в табл. 3, приводит к значительным ошибкам определения фильтрационных потоков (см. табл. 4, 5).

Выводы

Предложены модели и алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков с использованием логарифмической производной забойного давления с переменными параметрами с учетом и корректировкой дополнительной информации и адаптивных алгоритмов идентификации для решения задачи параметрического синтеза в процессе проведения нестационарных исследований скважин с горизонтальным окончанием.

По результатам исследований двух скважин с горизонтальным окончанием нефтяного месторождения показано, что разработанные модели и алгоритмы диагностики не уступают по точности графоаналитическому методу и позволяют определять фильтрационные потоки в процессе проведения испытаний скважин.

Литература

1. Кременецкий М.И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтя-

ных и газовых скважин / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов, Д.Н. Гуляев. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.

2. Bourdet D. Well test analysis: The use of advanced interpretation models. – Amsterdam: Elsevier Science, 2002. – 426 p.

3. Odeh A.S. Transient flow behavior of horizontal well: Pressure drawdown and buildup analysis / A.S. Odeh, D.K. Babu // Society of Petroleum Engineers. – 1990. – No. 18802. – P. 7–15.

4. Goode P.A. Pressure drawdown and buildup analysis of horizontal wells in anisotropic media / P.A. Goode, R.K.M. Thambynayagam // Society of Petroleum Engineers. – 1987. – No. 14250. – P. 683–697.

5. Escobar F.H. Conventional analysis for the determination of the horizontal permeability from the elliptical flow of horizontal wells / F.H. Escobar, M. Montelegrè // Society of Petroleum Engineers. – 2007. – No. 105928. – P. 1–8.

6. Bourdet D. Use of pressure derivative in well test interpretation / D. Bourdet, J.A. Ayoub, Y.M. Piard // Society of Petroleum Engineers. – 1984. – No. 12777. – P. 293–302.

7. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.

8. Кориков А.М. Технология проектирования адаптивной системы идентификации и прогноза производственных процессов в условиях неопределенности / А.М. Кориков, В.Л. Сергеев, Д.В. Севостьянов, П.В. Сергеев, А.С. Аниканов // Доклады ТУСУР. – 2011. – № 2(24), ч. 2. – С. 189–194.

9. Романова Е.В. Адаптивная идентификация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков / Е.В. Романова, В.Л. Сергеев // Изв. Том. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2013. – Т. 323, № 5. – С. 20–25.

10. Sergeev V.L. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: Challenges and perspectives / V.L. Sergeev, Dong Van Hoang // Proc. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 43, No. 1. – P. 1–6.

11. Сергеев В.Л. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта / В.Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг // Изв. Том. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 3. – С. 103–110.

12. Сергеев В.Л. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины / В.Л. Сергеев, К.Д. Ву // Доклады ТУСУР. – 2016. – Т. 19, № 3. – С. 98–102.

13. Гаврилов К.С. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина» методом интегрированных моделей / К.С. Гаврилов, В.Л. Сергеев // Изв. Том. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2012. – Е321, № 5. – С. 72–75.

14. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Том. политехн. ун-та, 2011. – 198 с.

15. Сергеев В.Л. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации / В.Л. Сергеев, А.С. Аниканов // Изв. Том. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2010. – Т. 317, № 5. – С. 50–52.

16. Koshel R.J. Enhancement of the downhill simplex method of optimization // International Optical Design Conference. – 2002. – Vol. 4832. – P. 270–282.

17. Пантелеев А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах / А.В. Пантелеев, Т.А. Летова. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

Сергеев Виктор Леонидович

Д-р техн. наук, профессор каф. автоматизированных систем управления Томского государственного ун-та систем управления и радиоэлектроники (ТУСУР)
Ленина пр-т, д. 40, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: +7-905-992-92-31
Эл. почта: SergeevVL1947@gmail.com

Донг Ван Хоанг

Аспирант отд. нефтегазового дела инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета (НИ ТПУ)
Ленина пр-т, д. 30, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: +7-952-153-44-99
Эл. почта: hoang.tpu@gmail.com

Хагай Данил Эдуардович

Зам. директора по геологии, ООО «Альтаир»
Иркутский тракт, д. 71Д, г. Томск, Россия, 634062
Тел.: +7-999-316-00-00
Эл. почта: hagayd@mail.ru

Sergeev V.L., Dong V.H., Khagay D.E.

Models and algorithms of adaptive method to detect filtration flow during horizontal well testing

The article presents the solution that allows identifying filtration flow during horizontal well testing. The method is based on pressure buildup curve by using models of logarithmic derivatives of bottom-hole pressure and algorithms of adaptive identification. The results of comparative analysis of graph-analytical method, analytical method and proposed adaptive diagnostic method for filtration flow are based on field data of two horizontal wells.

Keywords: filtration flows, diagnostics, well test, pressure build-up curve, adaptation, identification, integrated systems of models, a priori information.

doi: 10.21293/1818-0442-2019-22-2-90-95

References

1. Kremeneckij M.I., Ipatov A.I., Guljaev D.N. *Informacionnoe obespechenie i tehnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya nefjanyh i gazovyh skvazhin* [Information and technology of hydrodynamic modeling of oil and gas deposits]. Moscow, Izhevsk, Institute of computer research Press, 2012. 896 p. (in Russ.).

2. Bourdet D. Well test analysis: The use of advanced interpretation models. Amsterdam, Elsevier Science, 2002, 426 p.

3. Odeh A.S., Babu D.K. Transient flow behavior of horizontal well: Pressure drawdown and buildup analysis. *Society of Petroleum Engineers*, 1990, no. 18802, pp. 7–15.

4. Goode P.A., Thambynayagam R.K.M. Pressure drawdown and buildup analysis of horizontal wells in anisot-

ropic media. *Society of Petroleum Engineers*, 1987, no. 14250, pp. 683–697.

5. Escobar F.H., Montelegrè M. Conventional analysis for the determination of the horizontal permeability from the elliptical flow of horizontal wells. *Society of Petroleum Engineers*, 2007, no. 105928, pp. 1–8.

6. Bourdet D., Ayoub J.A., Piard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation. *Society of Petroleum Engineers*, 1984, no. 12777, pp. 293–302.

7. Iktisanov V.A. *Opreделение filtracionnyh parametrov plastov i reologicheskikh svoystv dispersnyh sistem pri razrabotke nefjnykh mestorozhdenij* [Determination of reservoir parameters and rheological properties of dispersed systems in oil fields development]. Moscow, «VNIOJENG» Publ., 2001. 212 p.

8. Korikov A.M., Sergeev V.L., Sevostyanov D.V., Sergeev P.V., Anikanov A.S. Adaptive system of identification applied to stochastic models of industrial processes. *Proceedings of TUSUR University*, 2011, no. 2(24), pp. 189–194 (in Russ.).

9. Romanova E.V. Sergeev V.L. Adaptive interpretation of pressure recovery curve of horizontal well with diagnostic flow. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2013, vol. 323, no. 5, pp. 20–25 (in Russ.).

10. Sergeev V.L. Dong Van Hoang. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: Challenges and perspectives. *Proc. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43, no. 1, pp. 1–6.

11. Sergeev V.L. Dong Van Hoang. Identification of filtration flow regimes in hydrodynamic studies of horizontal wells with hydraulic fractures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 3, pp. 103–110 (in Russ.).

12. Sergeev V.L., Vu K.D. Optimization of adaptive algorithms for identification and interpretation of hydrodynamics research considering wellbore storage. *Proceedings of TUSUR University*, 2016, vol. 19, no. 3, pp. 98–102 (in Russ.).

13. Gavrilov K.S., Sergeev V.L. [Adaptive interpretation of transient well test in the «layer–well» system by the method of integrated models]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic Uni-*

versity. Geo Assets Engineering, 2012, vol. 321, no. 5, pp. 72–75 (in Russ.).

14. Sergeev V.L. *Integrirovannye sistemy identifikacii* [Integrated identification system]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2011. 198 p.

15. Sergeev V.L., Anikanov A.S. [The method of adaptive identification of wells test with a priori information]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2010, vol. 317, no. 5, pp. 50–52 (in Russ.).

16. Koshel R.J. Enhancement of the downhill simplex method of optimization. *International Optical Design Conference*, 2002, vol. 4832, pp. 270–282.

17. Panteleev A.V., Letova T.A. *Metody optimizacii v primerah i zadachah* [Optimization methods in examples and problems]. Moscow, Vysshaja shkola Publ., 2002. 544 p.

Viktor L. Sergeev

Doctor of Engineering, professor,
Department of Automated Control Systems, Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics (TUSUR)
40, Lenin pr., Tomsk, Russia, 634050
Phone: +7-905-992-92-31
Email: SergeevVL1947@gmail.com

Dong Van Hoang

PhD student, Division for Oil and Gas Engineering,
School of Earth Sciences & Engineering,
National Research Tomsk Polytechnic University
30, Lenin pr., Tomsk, Russia, 634050
Phone: +7-952-153-44-99
Email: hoang.tpu@gmail.com

Khagay D.E.

Deputy Director for Geology, «Altair» Company
71D, Irkutskij st., Tomsk, Russia, 634062
Phone: +7-999-316-00-00
Email: hagayd@mail.ru