

УДК 519.688:552.578.2.061.4

Адаптивная система идентификации нефтяных пластов методом интегрированных моделей в условиях нормальной эксплуатации скважин*

В.Л. СЕРГЕЕВ, Е.В. РОМАНОВА

*Томск, Институт природных ресурсов национального исследовательского
Томского политехнического университета*

Актуальность работы обусловлена необходимостью определения параметров нефтяных пластов в процессе нормальной эксплуатации скважин, оснащенных стационарными измерительными системами для гидродинамического мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений. Разработаны модели и алгоритмы адаптивной идентификации, позволяющие определять параметры нефтяных пластов в процессе нормальной эксплуатации скважин и учитывать дополнительную априорную информацию. Используются теоретические и практические разработки в области гидродинамических исследований скважин, системного анализа, идентификации систем с учетом дополнительной априорной информации, оптимизации функций и линейной алгебры. Решение задач идентификации проводилось на основе промысловых данных забойного давления и дебита скважин, оснащенных стационарными измерительными системами, с учетом экспертных оценок фильтрационных параметров пласта. Предложены технология, модели и алгоритмы проектирования адаптивной системы идентификации, позволяющие определять параметры нефтяных пластов в промысловых условиях в процессе нормальной эксплуатации скважин, оснащенных стационарными информационными измерительными системами. Показано, что разработанные алгоритмы адаптивной идентификации с учетом априорной информации позволяют значительно повысить точность оценок продуктивности скважин и пластового давления.

Ключевые слова: идентификация, адаптация, интегрированные системы моделей, алгоритмы, априорная информация, нефтяные месторождения, скважины, гидродинамические параметры.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на нефтяных месторождениях России большинство скважин механизированного фонда оборудованы телеметрическими системами, позволяющими осуществлять мониторинг гидродинамических параметров (забойное давление на приеме насоса, фазовый дебит скважины, температура и т. д.) в условиях нормальной эксплуатации скважин [1]. Однако традиционные, наиболее информативные технологии определения параметров нефтяных пластов по результатам нестационарных гидродинамических исследований скважин и пластов требуют проведения достаточно длительных остановок скважин с детальным анализом кривой восстановления давления (КВД) и ее производной, выделением на КВД участков радиального притока, использованием графо-аналитических методов интерпретации и т. п. [2, 3]. Данные технологии носят достаточно трудоемкий и затратный характер, поскольку интерпретация КВД производится после завершения заранее спланированных исследований, что часто приводит к продолжительным простоям скважин и значительной потере добычи нефти.

В этой связи актуальной задачей является создание адаптивной системы идентификации параметров нефтяных пластов, разработка соответствующих моделей и алгоритмов, позволяющих использовать их в автоматизированных системах оперативной обработки информации в промысловых условиях нормальной эксплуатации скважин, оснащенных стационарными информационно измерительными системами.

*Статья получена 11 декабря 2013 г.

В данной работе для решения отмеченной выше задачи предлагаются модели и алгоритмы адаптивной системы идентификации нефтяных пластов на основе метода интегрированных моделей дебита скважин с учетом дополнительной априорной информации.

1. АДАПТИВНАЯ СИСТЕМА ИДЕНТИФИКАЦИИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Основой адаптивной системы идентификации нефтяных пластов является интегрированная система моделей дебита скважины вида [4, 5]

$$\begin{cases} q_n^* = q_n + \xi_n = f_0(a_n, p_{3,n}) + \xi_n, \\ \bar{Z}_n = Z_n + \eta_n = F_a(a_n, q_n) + \eta_n, n = \overline{1, n_n}. \end{cases} \quad (1)$$

Особенность модели (1) заключается в том, что ее параметры $a_n = (\alpha_j(t_n), j = \overline{1, m})$ – неизвестные однозначные функции $\alpha_j(t_n)$ дискретного времени t_n . В модели (1) приняты следующие обозначения: $q_n^*, p_{3,n}$ – фактические значения дебита и забойного давления скважин в момент времени t_n (предполагается, что забойные давления измеряются точно либо с малой ошибкой); q_n – значения дебита скважины, полученные на основе модели $f_0(a_n, p_{3,n})$, заданной с точностью до вектора параметров $a_n = (a_{1n}, a_{2n}, \dots, a_{mn})$; \bar{Z}_n, Z_n – векторы известных к моменту времени t_n дополнительных априорных данных $\bar{Z}_n = (\bar{z}_{n1}, \bar{z}_{n2}, \dots, \bar{z}_{np})$ и сведений Z_n , полученных на основе моделей $F_a = (f_{a1}, f_{a2}, \dots, f_{ap})$; t_1, t_k – моменты времени начала и завершения режима нормальной эксплуатации скважин; ξ_n, η_n – случайные величины, представляющие погрешности измерений дебита и забойных давлений скважины, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок и т. п.

Примером (1) является линейная интегрированная система моделей дебита скважины с учетом априорной информации о продуктивности k_n , пластовом давлении p_n и накопленной добычи нефти \bar{v}_n

$$\begin{cases} q_n^* = q_n + \xi_n = k_n(p - p_{3,n}) + \xi_n, \\ \bar{k}_n = k_n + \eta_{1n}, \bar{p}_n = p_n + \eta_{2n}, \bar{v}_n = \int_{t_0}^{t_n} q_n(\tau) d\tau, n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (2)$$

Используя обозначения $a_{1,n} = k_n p_n, a_{2,n} = k_n$ и $\bar{Z}_n = (\bar{a}_{1,n}, \bar{a}_{2,n}, \bar{v}_n)$, нетрудно привести систему моделей (2) к стандартной форме (1) и к матричному виду (5).

Рассмотрим решение задачи адаптивной идентификации (1), (2), предполагая, без потери общности, что параметры $a(t_n) = \alpha_n = \text{const}$ постоянны на текущем интервале обработки $t \in [t_n, t_n - \tau] \in [t_1, t_k]$ с номером n , который может быть определен, например, с помощью весовой функции $w_i = 1$ при $t \in [t_n, t_n - \tau]$ и $w_i = 0$ при $t \notin [t_n, t_n - \tau]$.

С учетом приведенных допущений на параметры интегрированной системы моделей дебита скважины (1) процесс адаптивной идентификации с использованием технологии интегрированных моделей [4] можно представить в виде последовательного решения оптимизационных задач:

$$a_n^*(\beta_n, h_n) = \arg \min_{a_n} \Phi(a_n, \beta_n, h_n), \quad (3)$$

$$\beta_n^*, h^* = \arg \min_{\beta_n} J_0(a_n^*(\beta_n, h_n)), \quad n = \overline{1, n_k}, \quad (4)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$);

$\Phi(a_n, \beta_n, h_n) = \Phi(J_0(a_n, h_n), J_a(a_n, \beta_n))$ – комбинированный эмпирический показатель качества системы моделей (1), представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества модели дебита скважины $f_0(a_n, p_{3,n})$

$$J_0(a_n, h_n) = \sum_{i=1}^n w_i((t_n - t_i) / h_n) \cdot \Psi_0(q_i^* - f_0(a_n, p_{3,i}))$$

и частного критерия качества системы моделей дополнительных априорных сведений $F_a(a_n, q_n)$

$$J_a(a_n, \beta_n) = \sum_{k=1}^p \beta_{k,n} \Psi_{a,k}(\bar{z}^{k,n} - f_{a,k}(a_n, q_n)),$$

где $\beta_n = (\beta_{k,n}, k = \overline{1, p})$ – вектор управляющих параметров, определяющих значимость (вес) дополнительных априорных сведений \bar{Z}_n ; $w_i((t_n - t_i) / h)$ – значения весовой функции $w(x/h)$, заданной с точностью до параметра h ; $\Psi_0, \Psi_{a,j}$ – известные функции; a_n^*, β_n^*, h^* – оптимальные значения параметров системы моделей (1), управляющих параметров β_n^* и параметра h^* весовой функции $w(x/h)$, предназначенной для формирования текущего интервала обработки $t \in [t_n, t_n - \tau] \in [t_1, t_H]$.

Рассмотренная технология адаптивной системы идентификации (3), (4) позволяет синтезировать достаточно широкий спектр алгоритмов для линейных и нелинейных моделей дебита скважин f_0 , моделей объектов аналогов F_a , а также для различных показателей качества, определяемых функциями $\Psi_0, \Psi_{a,k}$. Например, для линейной по параметрам a_n дискретной интегрированной системы моделей дебита скважин (2)

$$\begin{cases} Y_n^* = F_0 a_n + \xi_n, \\ \bar{Z}_n = F_a a_n + \eta_n \end{cases} \quad (5)$$

и показателя качества, выбранного в виде суммы частных квадратичных показателей качества

$$\Phi(a, \beta) = \|Y_n^* - F_0 a_n\|_{K(h)}^2 + \|\bar{Z}_n - F_a a_n\|_{W(\beta)}^2 \quad (6)$$

оптимизационная задача (3) сводится к решению систем линейных алгебраических уравнений вида

$$(F_0^T K(h_n) F_0 + F_a^T W(\beta_n) F_a) a_n = (F_0^T K(h_n) Y_n^* + F_a^T W(\beta_n) \bar{Z}_n), \quad (7)$$

где запись $\|X\|_W^2$ означает квадратичную форму $X^T W X^T$; $Y_n^* = (q_i^*, i = \overline{1, n})$ – вектор фактических значений дебита скважин; $\bar{Z}_n = (\bar{a}_{1,n}, \bar{a}_{2,n}, \bar{v}_n)$ – дополнительные априорные данные и экспертные оценки, известные к моменту времени t_n ; $F_0 = (1, p_{3,i}, i = \overline{1, n})$ – матрица размерно-

сти ($2 \times n$); $F_a^T = \begin{bmatrix} 1, 0, 1 \\ 0, 1, X_n \end{bmatrix}$ – матрица размерности (2×3); $W(\beta_n) = \text{diag}(\beta_{1,n}, \beta_{2,n}, \beta_{3,n})$ – диагональная матрица управляющих параметров β_n ; $K(h_n) = \text{diag}(w_i((t_n - t_{n-i}) / h_n), i = \overline{1, n-i})$ – диагональная матрица значений весовой функции $w(x/h)$. Для получения системы линейных уравнений (7) достаточно взять частные производные по параметрам α_n от комбинированного функционала $\Phi(\alpha_n, \beta_n, h_n)$ и приравнять их к нулю.

2. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА МОДЕЛЕЙ И АЛГОРИТМОВ

Результаты экспериментальной оценки качества моделей и алгоритмов адаптивной системы идентификации нефтяных пластов с использованием промышленных данных нормальной эксплуатации скважины № 535 нефтяного месторождения Томской области приведены на рис. 1–3. На рис. 1 для примера приведены суточные значения забойного давления (рис. 1, а) и дебита скважины (рис. 1, б) за 260 дней ее работы.

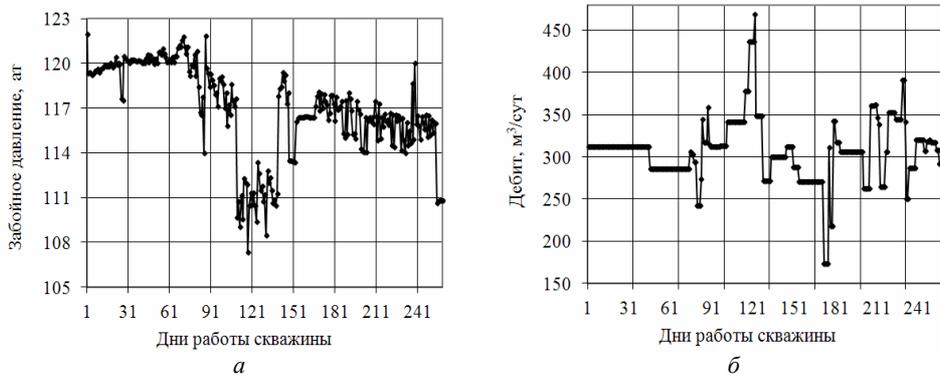


Рис. 1. Значения забойного давления (а) и дебита скважины (б)

На рис. 2 (линия 1) приведены оценки коэффициента продуктивности $k_n^*(u_n^*)$ скважины (рис. 1, а) и пластового давления $p_n^*(u_n^*)$ (рис. 2, б), полученные методом адаптивной идентификации (3), (4)

$$k_n^*(u_n^*) = \alpha_{2,n}^*(u_n^*), \quad p_n^*(u_n^*) = \alpha_{1,n}^*(u_n^*) / \alpha_{2,n}^*(u_n^*), \quad u_n^* = (\beta_n^*, h_n^*), n = \overline{40, 260} \quad (8)$$

с использованием интегрированной системы моделей дебита скважины (2), (5) и экспертных оценок коэффициента продуктивности $\bar{k} = 4 \text{ м}^3/\text{сут ат}$ и пластового давления $\bar{p} = 180 \text{ ат}$. Линией 2 (рис. 2) изображены оценки коэффициента продуктивности скважины $k_n^*(\lambda_n^*, h_n^*)$ и пластового давления $p_n^*(\lambda_n^*, h_n^*)$, полученные по аналогии с (8) адаптивным методом идентификации с регуляризацией по А.Н. Тихонову [6] путем решения системы линейных уравнений

$$(F_0^T K(h_n) F_0 + \lambda_n \mathbf{I}) a_n(\lambda_n, h_n) = F_0^T K(h_n) Y_n^*, \quad (9)$$

следующей из (7) при $\bar{Z}_n = 0$, $W(\beta_n) = \lambda_n \mathbf{I}$, где λ_n – параметр регуляризации, \mathbf{I} – единичная диагональная матрица, а матрицы K, F_0 и вектор Y^* определены в (7). Диагональная матрица $K(h_n)$ в (8) и (9) выбиралась в виде $K(h_n) = \text{diag}(w_i = \exp(-(t_n - t_{n-i}) / h_n), i = \overline{1, n-i})$. Оценки

управляющих параметров $\beta_n^*, \lambda_n^*, h_n^*$ определялись путем решения оптимизационной задачи (4) методом деформированного многогранника [7]. Линией 3 (рис. 2) изображены оценки коэффициента продуктивности скважины $k_n^*(0, h_n^*)$ и пластового давления $P_n^*(0, h_n^*)$, полученные с использованием метода наименьших квадратов путем решения системы линейных уравнений

$$(F_0^T K(h_n) F_0) a_n(0, h_n) = F_0^T K(h_n) Y_n^*, \quad (10)$$

следующей из (9) при $\lambda_n = 0$ и $w_i = 1, i = \overline{1, n}, n_n \leq n \leq n_k$, что соответствует последовательному увеличению интервала обработки от начального значения $n_n = 5$ до предельного значения $n_k = 260$, когда интервал обработки содержит все исходные данные дебита и забойного давления скважины $q_i, p_{3,i}, i = \overline{1, 260}$. Оценки параметра h_n^* определялись путем решения оптимизационной задачи (4) методом золотого сечения [7]. Следует отметить, что при $n < 40, n < 140$ и $n < 60$ оценки продуктивности скважины и пластового давления (см. рис. 2, линии 1, 2, 3 соответственно) не приводятся, поскольку выходят за пределы их допустимых значений.

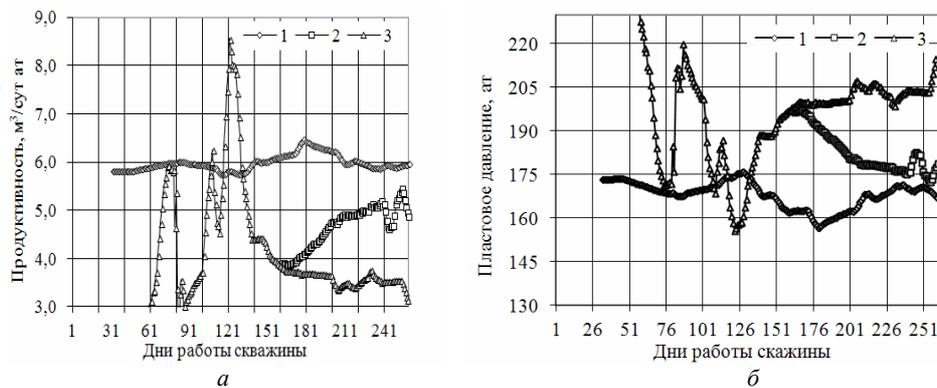


Рис. 2. Оценки продуктивности скважины (а) и пластового давления (б)

На рис. 3 приведены относительные ошибки $\delta_n(k_i^*) = \text{abs}((k_i^* - k^0) / k^0)$, $i = 1, 2, 3$ оценок продуктивности скважины $k_1^* = k_n^*(u_n^*)$ (8), $k_2^* = k_n^*(\lambda_n^*, h_n^*)$ (9), $k_3^* = k_n^*(0, h_n^*)$ (10) и относительные ошибки $\delta_n(p_i^*) = \text{abs}((p_i^* - p^0) / p^0)$, $i = 1, 2, 3$ (рис. 3, б) оценок пластового давления $p_1^* = p_n^*(u_n^*)$ (8), $p_2^* = P_n^*(\lambda_n^*, h_n^*)$ (9), $p_3^* = P_n^*(0, h_n^*)$, (10), где значения продуктивности скважины $k^0 = 6,1 \text{ м}^3/\text{сут ат}$ и пластового давления $p^0 = 165 \text{ ат}$ получены по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) по кривой восстановления давления после 260 дней ее работы.

Достоверность значений продуктивности k^0 и пластового давления p^0 , полученных по результатам ГДИС, нетрудно проверить, используя, например, закон Дарси [8] $q = k \Delta p$, где q – дебит скважин, $\Delta p = p - p_z$ – депрессия. Действительно, при пластовом давлении $p = p^0 = 165 \text{ ат}$, забойном давлении $p_z = 115 \text{ ат}$ и дебите скважины $300 \text{ м}^3/\text{сут}$ (рис. 1) согласно закону Дарси продуктивность скважины $k = 6 \text{ м}^3/\text{сут ат}$, что согласуется с оценкой продуктивности $k^0 = 6,1 \text{ м}^3/\text{сут ат}$, полученной по результатам ГДИС.

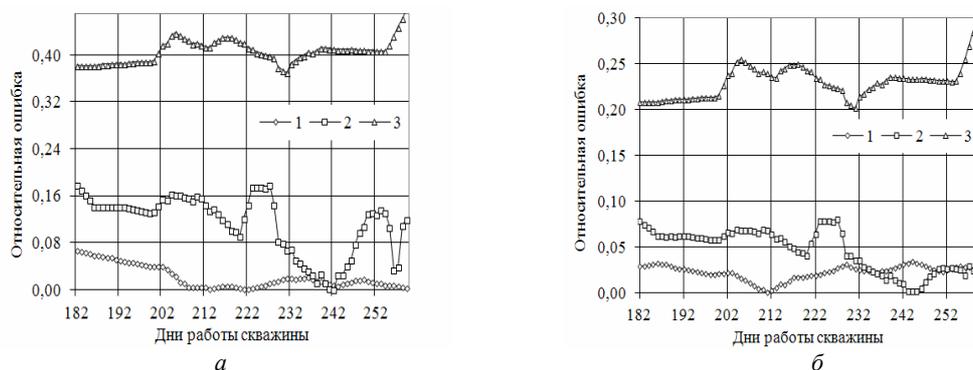


Рис. 3. Относительные ошибки оценок продуктивности скважины (а) и пластового давления (б)

Из рис. 2, 3 видно, что оценки продуктивности скважины и пластового давления (8), полученные по технологии адаптивной идентификации с учетом априорной информации и изображенные линией 1, более точны и устойчивы по сравнению с традиционными оценками, изображенными линиями 2 и 3 соответственно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье предложена технология проектирования адаптивной системы идентификации, позволяющая определять параметры нефтяных пластов в промышленных условиях в процессе нормальной эксплуатации скважин, оснащенных стационарными информационными измерительными системами. Предложенная технология позволяет синтезировать достаточно широкий спектр оптимальных алгоритмов идентификации параметров нефтяных пластов в зависимости от вида интегрированной системы моделей дебита скважин, заданных показателей качества моделей и статистических характеристик случайных неконтролируемых факторов.

На примере промышленных данных дебита и забойного давления скважины нефтяного месторождения Томской области в условиях ее нормальной эксплуатации показано, что предложенные алгоритмы адаптивной идентификации с учетом априорной информации позволяют значительно повысить точность оценок продуктивности скважин и пластового давления. Предложенная система адаптивной идентификации нефтяных пластов, соответствующие модели и алгоритмы могут быть использованы в автоматизированных системах оперативной обработки промышленных данных интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно-измерительными системами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Ипатов А.И. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1. – С. 52–55.
- [2] Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД / Р.Г. Шагиев. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
- [3] Bourdet D. Use of pressure derivative in well test interpretation / D. Bourdet, J.A. Ayoub, Y.M. Pirard // SPE. – 1984. – № 12777. – P. 293–302.
- [4] Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации / В.Л. Сергеев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
- [5] Сергеев В.Л. Интегрированные модели и алгоритмы идентификации дебита скважин нефтяных месторождений / В.Л. Сергеев, Д.В. Севастьянов // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 321. – № 6. – С. 149–152.
- [6] Тихонов А.Н. Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин. – М.: Наука, 1979. – 392 с.
- [7] Пантелеев А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах / А.В. Пантелеев, Т.А. Летова. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.
- [8] Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

REFERENCES

- [1] **A.I. Ipatov, M.I. Kremenetskiy, D.N. Gulyaev.** Sovremennye tehnologii gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin i ih vozrastayuschaya rol' v razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodov [Modern technologies of well testing and their increasing role in the development of hydrocarbon deposits]. Neftyanoe hozyaystvo, 2009, no.1, pp. 52–55.
- [2] **Shagiev R.G.** Issledovanie skvazhin po KVD [study wells CRP]. M.: Nauka, 1998, 304 p.
- [3] **Bourdet D.** Use of pressure derivative in well test interpretation / D. Bourdet, J.A. Ayoub, Y.M Pirard. SPE, 1984, no. 12777, pp. 293–302.
- [4] **Sergeev V.L.** Integrirovannye sistemy identifikatsii [Integrated models identification]. Tomsk: Izd-vo Tomskogo poli-tehnicheskogo universiteta, 2011, 198 p.
- [5] **Sergeev V.L., D.V. Sevast'yanov.** Integrirovannye modeli i algoritmy identifikatsii debita skvazhin nef-tyanyh mestorozhdeniy [Integrated models and algorithms identify well discharge of oil fields]. Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta, 2006, vol. 321, no. 6, pp. 149–152.
- [6] **Tihonov A.N., V.Ya. Arsenin.** Metody resheniya nekorrektnykh zadach [Methods for solving ill-posed problems]. M.: Nauka, 1979, 392 p.
- [7] **Panteleev A.V., T.A. Letova.** Metody optimizatsii v primerah i zadachah [Optimization methods in the examples and problems]. M.: Vysshaya shkola, 2002, 544 p.
- [8] **Mischenko I.T.** Skvazhinnaya dobycha nefi [Oil Production]. M. Izd-vo «Neft' i gaz» RGU nefi i gaza im.I.M.Gubkina, 2003, 816 p.

Сergeev Виктор Леонидович, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры автоматизированных систем управления Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. Основное направление научных исследований – системный анализ и идентификация процессов нефтегазодобычи. Имеет более 90 научных публикаций, 2 монографии. E-mail: SergeevVL1947@gmail.com

Романова Екатерина Валерьевна, аспирант института природных ресурсов национального исследовательского Томского политехнического университета. Основное направление научных исследований – гидродинамические исследования скважин нефтяных месторождений. Имеет 3 научные публикации. E-mail: Romanova88EV@mail.ru.

V.L. Sergeev, E.V. Romanova

Adaptive system identification oil reservoirs under normal operating wells by integrated models

Relevance of the work due to the process parameters of oil reservoir in the course of normal operation of wells equipped with stationary measuring systems for monitoring and control of hydrodynamic oil development. To develop models and algorithms for adaptive identification allowing to determine the parameters of oil reservoirs during the normal operation of wells and consider additional a priori information. Used theoretical and practical developments in the field of hydrodynamic research wells, system analysis, system identification based on additional a priori information, optimization of functions and linear algebra. Solving problems of identification was based on field data and bottomhole pressure workover equipped stationary measuring systems, taking into account expert assessments filtration reservoir parameters. The proposed technology, models and algorithms for designing adaptive identification system for defining the parameters of oil reservoirs in field conditions during the normal operation of wells equipped with stationary measuring systems information. It is shown that the developed adaptive identification algorithms based on a priori information can significantly improve the accuracy of estimates of well productivity and reservoir pressure.

Key words: identification, adaptation, integrated systems models, algorithms, a-priori information, oil fields, wells, hydrodynamic parameters.