

УДК 004.519.712:550.8.05

А.М. Корилов, В.Л. Сергеев, Д.В. Севостьянов, П.В. Сергеев, А.С. Аниканов

Технология проектирования адаптивной системы идентификации и прогноза производственных процессов в условиях неопределенности

Рассматриваются технология и алгоритмы проектирования адаптивной системы идентификации и прогноза производственных процессов в условиях неопределенности с учетом дополнительных априорных данных, экспертных оценок, факторов внешней и внутренней среды. Приводятся примеры исследования моделей, алгоритмов идентификации и прогноза добычи нефти, интерпретации нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина».

Ключевые слова: идентификация, прогноз, адаптация, априорная информация, интегрированные системы моделей, жизненный цикл продукции, гидродинамические исследования скважин, нефтяные месторождения.

В настоящее время в связи с ускорением научно-технического прогресса, разработкой и внедрением новых технологий, сокращением срока жизненного цикла продукции актуальным является повышение достоверности прогноза производственных процессов, показателей деятельности предприятия в условиях неопределенности, постоянно меняющейся внешней и внутренней среды. Однако использование классических методов исследования операций, теории игр, динамического программирования и т.п. в исследовании и прогнозировании сложных технических и социально-экономических систем связано с проблемами устойчивости и низкой точности решений в связи с неравновесностью, нелинейностью и многомерностью процессов, многокритериальностью решаемых задач, недостаточностью и недостоверностью исходных данных, неадекватностью моделей. Перспективным направлением в прогнозировании сложных технических и социально-экономических процессов в условиях неопределенности является системный подход, в рамках которого (и параллельно с ним) в настоящее время бурно развиваются такие направления, как синергетика, теория неравновесных систем, самоорганизация, предлагаются различные эволюционные методы и алгоритмы и т.п. [1, 2].

Предприятие (фирма, производственный процесс) с позиции системного подхода рассматривается как открытая, обучающаяся, адаптивная и самоорганизующаяся система. Системный подход, как методологическое средство, позволяет преодолеть реально существующую сложность решения комплекса проблем, связанных с неопределенностью, недостаточностью информации, многоцелевым назначением, противоречивостью целей путем создания системы динамических моделей с учетом всей имеющейся информации о внешней и внутренней среде предприятия.

В работе, основываясь на принципах системного подхода [3] и интегрированных системах идентификации [4–6], предлагается технология проектирования динамических моделей в адаптивной системе прогнозирования производственных показателей с учетом дополнительных априорных данных и экспертных оценок факторов внешней и внутренней среды. Преимущество данной технологии заключается в комплексном решении задач интеграции разнородной информации – исходных и дополнительных априорных данных, оптимизации решений прикладных задач, что обеспечивает устойчивость оценок в различных экстремальных ситуациях [5], повышает точность прогноза при малом объеме исходных данных.

В основе системы динамических моделей производственно-технологических процессов лежит понятие объекта-аналога, а именно, активного агента, несущего дополнительную априорную информацию, накопленный опыт и знания. Фирма, производственный процесс рассматриваются здесь как открытая система, и активные агенты аналоги образуют многомодельную интегрированную среду (МИС) вида [4–6]:

$$\begin{cases} Y_t^* = F(t, Y_{t-1}^*, X^*, U^*, \xi), t = \overline{1, n}, \\ \bar{V}_{jt} = \bar{F}_j(t, \bar{Z}_{jt-1}, Z_j, \eta_j), j = \overline{1, m}, \end{cases} \quad (1)$$

где Y_t^*, U_t^*, X_t^* – фактические значения показателей фирмы и производственного процесса Y , ее управляемых U - и неуправляемых X - переменных; $\bar{V}_{jt}, j = \overline{1, m}$ – фактические значения переменных моделей объектов-аналогов, представляют дополнительные априорные данные, экспертные оценки и т.д.; F, \bar{F}_j – динамические модели показателей предприятия и объектов-аналогов (в общем случае операторы); ξ, η_j – неконтролируемые случайные переменные, представляют различные ошибки. Входные переменные Z_j объектов-аналогов могут совпадать с переменными Y, U, X , а также представлять параметры, функции (функционалы).

Процесс проектирования МИС (1) и адаптивной системы идентификации и прогноза производственных процессов и показателей деятельности фирмы включает этапы:

- 1) формирование МИС вида (1), исходных данных, дополнительных априорных сведений, экспертных оценок в соответствии с проблемами, поставленными целями и задачами;
- 2) идентификация, определение оптимальной по заданным показателям и критериям качества структуры и параметров моделей F, \bar{F}_j (1) при их параметрическом представлении;
- 3) прогнозирование процессов $Y^*(t + \tau)$ на период времени τ ;
- 4) оценка качества полученных решений и прогнозных оценок $Y^*(t + \tau)$;
- 5) адаптация, корректировка модели (1), дополнительных априорных сведений и экспертных оценок, принятие решений о завершении процесса либо возврата к пунктам 1–3.

Рассмотрим приведенную выше технологию проектирования на примерах исследования адаптивных алгоритмов прогноза добычи нефти, оценки извлекаемых запасов и интерпретации нестационарных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации с использованием соответственно системы моделей годовой добычи нефти пласта Ю₁ месторождения Томской области вида:

$$\begin{cases} y_n^* = y_n + \xi_n = f(t_n, \mathbf{a}_n) + \xi_n, \\ \bar{S}_{n-1} = S(T, \mathbf{a}_n) + \eta_j = \int_{t_0}^T f(t, \mathbf{a}_n) dt + \eta_n, n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (2)$$

и модели забойного давления в системе «пласт–скважина»:

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = f_3(\mathbf{a}_n, q_n^*) + \xi_n, \\ \bar{Z}_{n-1} = \mathbf{f}_a(\mathbf{a}_n, q_n^*) + \eta_n, n = 1, 2, 3, \dots, \end{cases} \quad (3)$$

где $y_n^*, P_{3,n}^*, q_n^*$ – фактические значения добычи нефти, забойного давления и дебита скважины №155 месторождения Тюменской области после ее остановки в момент времени t_n ; $y_n, f_3(\mathbf{a}_n, q_n)$ – значения добычи нефти и забойного давления, полученные на основе моделей, заданных с точностью до вектора параметров $\mathbf{a} = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$; $\bar{S}_{n-1}, \bar{Z}_{n-1} = (\bar{z}_{1,(n-1)}, \bar{z}_{2,(n-1)}, \dots, \bar{z}_{p,(n-1)})$ – известные к текущему моменту времени t_1 и скорректированные в процессе адаптации в последующие моменты времени экспертные оценки извлекаемых запасов $S(T, \mathbf{a})$ на период разработки T и экспертные оценки параметров пласта и скважины (пластовое давление, накопленная продукция в стволе скважины после ее остановки и т. п.); n_k – необходимый объем исходных данных; ξ_n, η_n – неконтролируемые случайные переменные.

Оптимальные значения параметров \mathbf{a}_n моделей (2), (3) и управляющих параметров $\mathbf{\beta}_n^*$ определяем путем решения соответствующих оптимизационных задач [4–6]:

$$\mathbf{a}_n^*(\mathbf{\beta}_n) = \arg \min_{\mathbf{a}_n} \Phi(\mathbf{a}_n, \mathbf{\beta}_n), n = \overline{1, n_k}, \quad (4)$$

$$\beta_n^* = \underset{\beta_n}{\operatorname{argmin}} J_0(\mathbf{a}_n^*(\beta_n)), \quad (5)$$

где запись $\operatorname{argmin}_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$);

$\Phi(\mathbf{a}_n, \beta_n) = \Phi(J_0(\mathbf{a}_n), \beta_{nk} J_k(\mathbf{a}_n), k = \overline{1, m})$ – комбинированный показатель качества, представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества $J_0(\mathbf{a}_n)$ модели объекта управления, производственных процесса и взвешенных весами $\beta_n = (\beta_{nk}, k = \overline{1, m})$ частных показателей качества $J_k(\mathbf{a}_n)$ моделей объектов аналогов (1).

В настоящее время актуальной проблемой в области рационального использования природных ресурсов является задача мониторинга и контроля извлекаемых запасов месторождений углеводородов, прогнозирование технологических показателей разработки месторождений углеводородов: добычи нефти, газа, жидкости, извлекаемых запасов на ранних стадиях их разработки.

На рис. 1–3 представлены результаты решения задачи мониторинга разработки в рамках системы моделей добычи нефти (2). На рис. 1 приведены фактические y_n^* и прогнозные значения годовой добычи нефти $\hat{y}(t_n + \tau)$ за первые 4 года разработки с учетом (см. рис. 1, а) и без учета априорной информации об извлекаемых запасах (см. рис. 1, б). На рис. 2 и 3 приведены оценки извлекаемых запасов $S(T, \mathbf{a}_n^*(\beta_n))$ и их относительные ошибки δ_n за 15 лет разработки с учетом (кривая 2) и без учета априорной информации (кривая 1). Расчет оценок проводился по формулам:

$$\hat{y}(t_n + \tau) = f(t_n + \tau, \mathbf{a}_n^*(\beta_n^*)); S_n^*(T, \mathbf{a}_n^*(\beta_n^*)) = \int_{t_0}^T f(t, \mathbf{a}_n^*(\beta_n^*)) dt; \delta_n = \operatorname{abs}((S_n^*(T, \mathbf{a}_n^*(\beta_n^*)) - S_u) / S_u), \quad (6)$$

где $n = \overline{1, 4}, \tau = \overline{1, 15 - n}; \bar{S}_0 = 1020$ тыс. т – экспертные оценки извлекаемых запасов; $S_u = 740$ тыс. т – фактические значения извлекаемых запасов за 30 лет разработки; $f(t, \mathbf{a}) = \alpha_1(1 - \exp(1 - \alpha_2 t))^{\alpha_3} \exp(-\alpha_4 t)$ – модель годовой добычи нефти. Для решения оптимизационной задачи (3) использовался метод Гаусса–Ньютона. Управляющий параметр β_n^* определялся согласно (4) методом одномерного поиска.

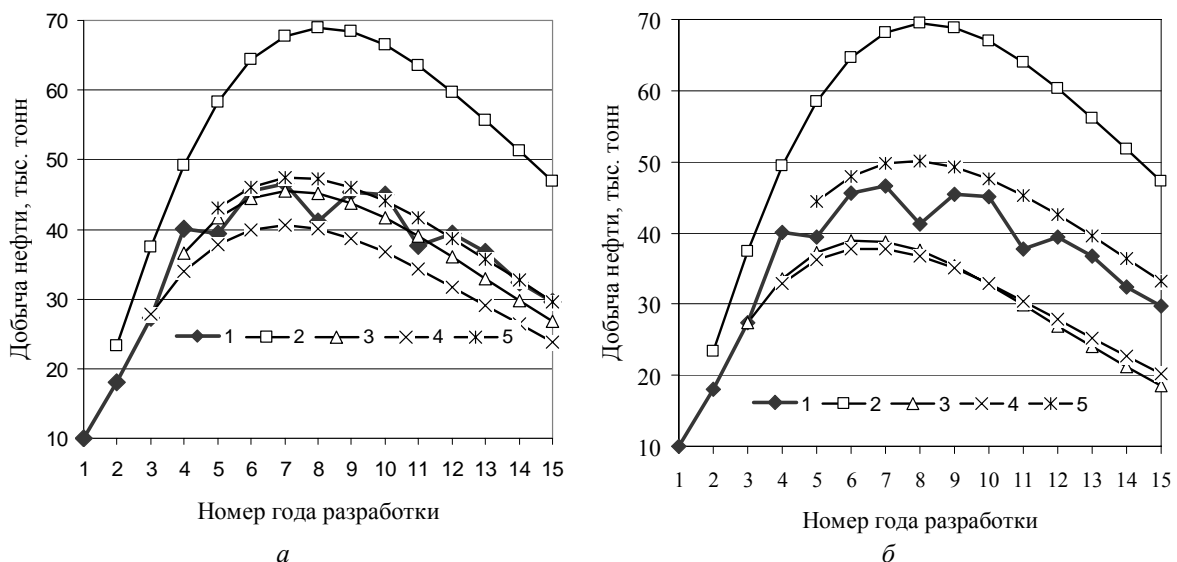


Рис. 1. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи нефти (линии 2–5) с учетом – а и без учета информации о запасах – б

Комбинированный показатель качества выбирался в виде суммы квадратичных показателей качества моделей добычи нефти и извлекаемых запасов (2).

$$\Phi(\mathbf{a}_n, \beta_n) = J_1(\mathbf{a}_n) + \beta J_2(\mathbf{a}_n) = \left\| Y_n^* - F(\mathbf{a}_n) \right\|^2 + \beta_n (\bar{S}_{n-1} - S(T, \mathbf{a}_n))^2, \quad (7)$$

где $Y_n^* = (y_n^*, n = \overline{1, n_k}), F = (f(t_n, \mathbf{a}_n, n = \overline{1, n_k}))$ – векторы; $\|X\|$ – норма вектора X .

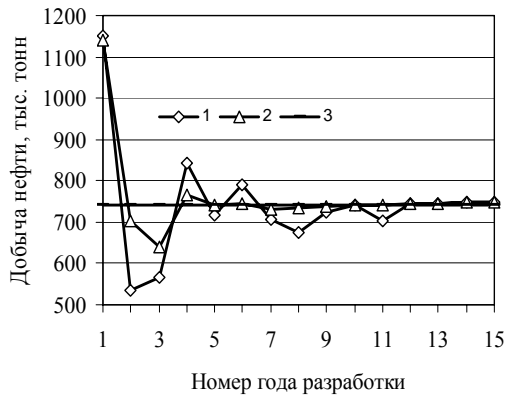


Рис. 2. Прогнозные (линии 1, 2) и фактические значения извлекаемых запасов (линия 3)

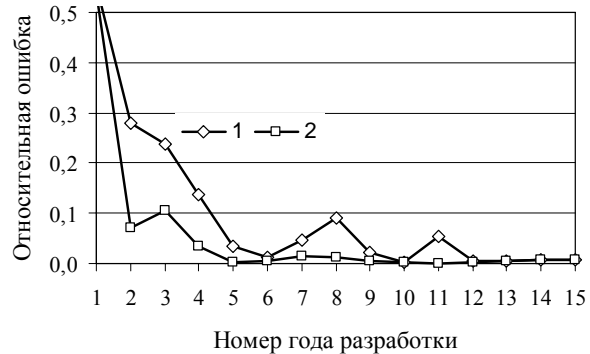


Рис. 3. Относительные ошибки оценок извлекаемых запасов

Из рис. 1–3 видно, что адаптивные алгоритмы (6) существенно повышают точность прогноза добычи нефти, оценок извлекаемых запасов на ранних стадиях разработки месторождений при ограниченных объемах исходных геолого-промысловых данных.

В связи с усложнением структуры газонефтяных залежей, освоением трудноизвлекаемых запасов, развитием методов повышения газонефтеотдачи актуальной задачей в настоящее время являются идентификация и интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации [7].

На рис. 4–7 приведены решение задачи идентификации и интерпретации нестационарных ГДИС с использованием системы моделей (3). На рис. 1 приведены значения забойного давления $P_n^* - P(t_0)$, ат и дебита притока продукции в скважине q_n^* , см³/с, полученные в результате проведения нестационарных ГДИС, а на рис. 5–7 результаты идентификации и интерпретации. Здесь $P(t_0) = 82$ ат начальное давление в момент остановки скважины.

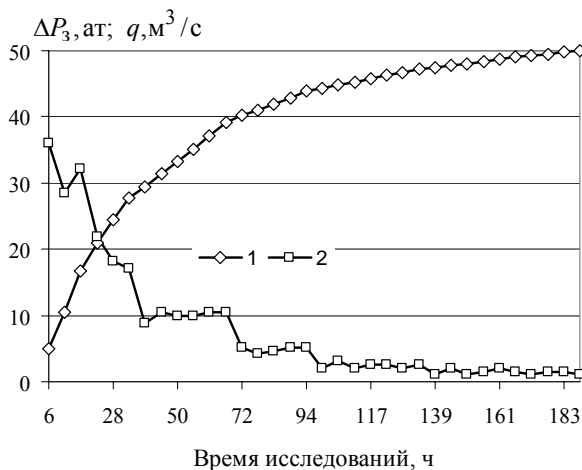


Рис. 4. Забойное давление и дебит скважины

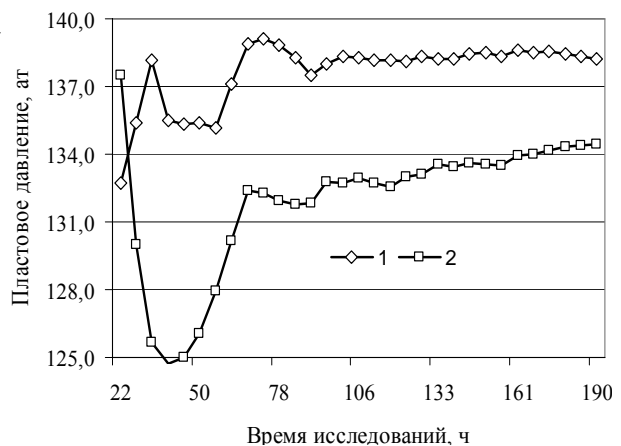


Рис. 5. Оценки пластового давления с учетом (1) и без учета экспертных оценок

Оценки пластового давления $P_{пл}^*(n)$, их относительные ошибки δ_n , оценки гидропроводности нефтяного пласта σ_n^* вычислялись по формулам:

$$P_{пл}^*(n) = P_3(t_0) + (q_0 - q_n^*)[\alpha_{1,n}^*(\beta_n^*) + \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \ln T], \quad \sigma_n^* = q_0 / 4\pi\alpha_{2n}^*(\beta_n^*), \quad \delta_n = \text{abs}((P_{пл}^*(n) - P_{пл}) / P_{пл}), \quad (8)$$

где $\alpha_{1n}^*(\beta_n^*), \alpha_{2n}^*(\beta_n^*)$ – текущие оценки параметров модели забойного давления однородно-пористого нефтяного пласта с учетом притока продукции в скважине после ее остановки (3), полученные к моменту времени t_n ; $T = 300$ ч – время восстановления забойного давления до пластового. В качестве дополнительных априорных данных в (3), (7) использовались экспертные оценки пла-

стового давления $\bar{z}_{1,0} = \bar{P}_{пл,0} = 250$ ат и гидропроводности пласта $\bar{z}_{2,0} = \bar{\sigma}_0 = 1,2$ Дсм/сПс с последующей их корректировкой по схеме $\bar{P}_{пл,n} = P_{пл}^*(n), n = \overline{1, n_k}, \bar{\sigma}_n = (q_0 - q_n^*) / 4\pi\alpha_{2n}^*(\beta_n^*)$.

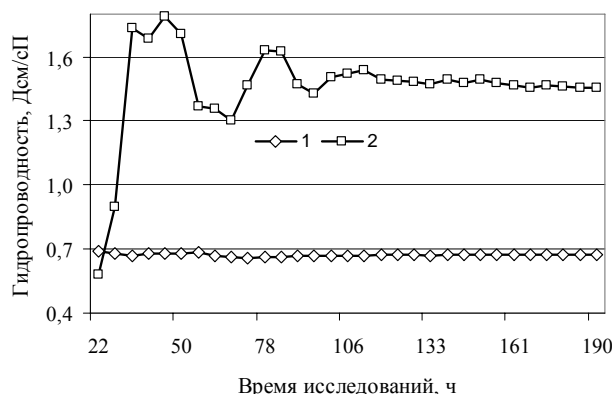


Рис. 6. Оценки гидропроводности с учетом (1) и без учета экспертных оценок (2)

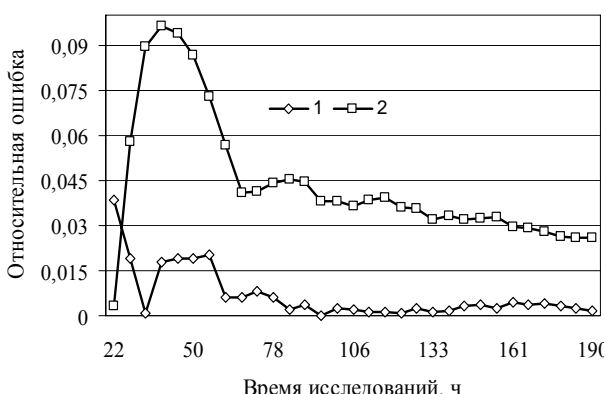


Рис. 7. Относительная ошибка оценок пластового давления с учетом (1) и без учета экспертных оценок (2)

Комбинированный показатель качества системы моделей (3) выбирался по аналогии с (6):

$$\Phi(\mathbf{a}_n, \beta_n) = J_1(\mathbf{a}_n) + \beta_1 J_1(\mathbf{a}_n) + \beta_2 J_2(\mathbf{a}_n) = \left\| \mathbf{P}_3^* - \mathbf{F} \mathbf{a}_n \right\|_{W_1}^2 + \left\| \bar{\mathbf{Z}}_n - \mathbf{F}_a \mathbf{a}_n \right\|_{W_2}^2. \quad (9)$$

В данном случае оптимизационная задача (4) для показателя качества (9) имеет точное аналитическое решение, а именно сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений

$$(\mathbf{F}^T \mathbf{W}_1 \mathbf{F} + \mathbf{F}_a^T \mathbf{W}_2 \mathbf{F}_a) \cdot \mathbf{a}_n(\beta) = (\mathbf{F}^T \mathbf{W}_1 \mathbf{P}_{3,n}^* + \mathbf{F}_a^T \mathbf{W}_2 \bar{\mathbf{Z}}_n), \quad (10)$$

где запись $\|\mathbf{X}\|_W^2$ означает квадратичную форму $\mathbf{X}^T \mathbf{W} \mathbf{X}$; $\mathbf{F} = (1, \ln(n), n = \overline{1, n_k})$ – матрица размерности $(n_k \times 2)$; $\mathbf{F}_a = \begin{bmatrix} 1, 0 \\ 1, \ln(T) \end{bmatrix}$ – матрица размерности (2×2) ; $\bar{\mathbf{Z}}_n = (\bar{\alpha}_{2,n} = 1 / (4\pi\bar{\sigma}_n), \bar{P}_{пл,n})$ – вектор экспертных оценок; $\mathbf{P}_{3,n}^* = (P_{3,n}^*, n = \overline{1, n_k})$ – вектор забойных давлений; $\mathbf{W}_1 = \text{diag}(w(n), n = \overline{1, n_k})$ – диагональная матрица весовой функции $w(t)$, определяющая вес $P_{3,n}^*$ в текущий момент времени t_n ; $\mathbf{W}_2 = \text{diag}(\beta_{1n}, \beta_{2n})$ – диагональная матрица управляющих параметров $\beta_n = (\beta_{1n}, \beta_{2n})$, определяющих значимость (вес) дополнительных данных $\bar{\mathbf{Z}}_n$. Элементы матрицы \mathbf{W}_1 формировались с использованием стратегии «скользящего интервала», где в обработке участвуют данные из интервала $[n_H + \Delta n + i]$, $1 \leq i \leq n_k - \Delta n$, $n_H = 0$, $\Delta n = 3$, что достигается соответствующим выбором значений весовых функций $w(n), n = \overline{1, n_k}$, где i – номер текущего интервала обработки; $n_H, \Delta n$ – количество измерений забойного давления в начальном участке КВД $[t_0, t_H]$ и, соответственно, в интервале обработки; Для получения системы линейных алгебраических уравнений (10) достаточно взять частные производные по параметрам \mathbf{a}_n от функционала (9) и приравнять их к нулю. Задача (5) по определению оптимальных значений вектора управляющих параметров β_n^* решалась с использованием метода деформированного многогранника.

Из рис. 5–7 видно, что оценки пластового давления и гидропроводности, полученные с учетом экспертных оценок, более точны по сравнению с оценками не использующих дополнительную априорную информацию и экспертные оценки параметров пласта.

В заключение следует отметить, что рассмотренная технология проектирования моделей и алгоритмов идентификации с новыми свойствами дает существенное улучшение качества технологических процессов. Так, использование приведенной технологии проектирования для мониторинга и контроля извлекаемых запасов позволяет существенно повысить точность прогноза добычи нефти,

оценок извлекаемых запасов на ранних этапах разработки месторождения, когда объем промышленных данных мал. Для гидродинамических исследований скважин технология адаптивной идентификации с учетом дополнительных априорных данных и экспертных оценок, интеграции всей имеющейся информации в системе «пласт – скважина», позволяет обеспечить устойчивость и повысить точность оценок фильтрационных параметров и энергетического состояния пласта, что позволяет значительно сократить время простоя скважин.

Литература

1. Емельянов В.В. Теория и практика эволюционного моделирования / В.В. Емельянов, В.М. Курейчик, В.В. Курейчик. – М.: Физматлит, 2003. – 432 с.
2. Синергетика и проблемы теории управления / под ред. А.А. Колесникова. – М.: Физматлит, 2004. – 504 с.
3. Кориков А.М. Теория систем и системный анализ / А.М. Кориков, С.Н. Павлов: учеб. пособие. – 2-е изд., доп. и перераб. – Томск: Том. гос. ун-т систем управления и радиоэлектроники, 2008. – 264 с.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во НТЛ, 2004. – 238 с.
5. Сергеев В.Л. Идентификация систем с учетом априорной информации. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 146 с.
6. Адаптивные динамические системы идентификации и управления в условиях неопределенности / А.М. Кориков, В.Л. Сергеев, Д.В. Севостьянов и др. // Доклады ТУСУРа. – 2010. – № 2(22), ч. 2. – С. 230–233.
7. Аниканов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации / А.С. Аниканов, В.Л. Сергеев // Известия ТПУ. – 2010. – Т. 317, № 5. – С. 50–52.

Кориков Анатолий Михайлович

Д-р техн. наук, профессор, зав. каф. автоматизированных систем управления ТУСУРа
Эл. почта: korikov@asu.tusur.ru
Тел.: 8-382-2-41-42-79

Сергеев Виктор Леонидович

Д-р техн. наук, профессор каф. автоматизированных систем управления ТУСУРа
Эл. почта: SVL@mail.tomsknet.ru

Севостьянов Дмитрий Владимирович

Канд. техн. наук, менеджер проекта ООО «Оригма», г. Томск
Эл. почта: Sevostjanov@aurigma.com

Сергеев Павел Викторович

Канд. техн. наук, менеджер проекта ООО «АКСИС – МЕДИА», г. Томск
Эл. почта: SVL@mail.tomsknet.ru

Аниканов Александр Сергеевич

Аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений
института природных ресурсов НИТПУ, г. Томск
Эл. почта: AnikanovAS@siamoil.ru

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

The paper analyzes the approach to automatic system of identification for industrial processes under conditions of uncertainty. The approach incorporates a-priori data, forecasts given by experts, internal and external factors. The work includes examples of designing system of identification for product life cycle model and model used in the tests of hydrodynamic oil wells.

Keywords: identification, forecast, adaptation, a-priority data, integrated model systems, life cycle, hydrodynamic tests, oil fields.