

УДК 519.688:622.276

АДАПТИВНАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА СИСТЕМ МЕТОДОМ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ФЕНОМЕНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ С ПЕРЕМЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

Сергеев Виктор Леонидович¹,

SergeevVL@ignd.tpu.ru

Нгуен Куинь Хаи¹,

kennho321988@gmail.com.

Нгуен Тхак Хоай Фыонг¹,

nguyenphuongtpu1512@gmail.com.

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения информативности методов идентификации и прогнозирования эволюционных процессов жизненного цикла систем на основе феноменологических моделей в условиях неопределенности при ограниченных объемах исходных данных.

Цель исследования: разработка моделей и алгоритмов адаптивной идентификации жизненного цикла систем на основе феноменологических моделей с переменными параметрами, с учетом дополнительной априорной информации.

Методы исследования. Использованы теоретические и практические разработки в области системного анализа, моделирования и идентификации систем с учетом дополнительной априорной информации, методов оптимизации функций и линейной алгебры. Решение задач проводилось теоретически и на основе промышленных данных и экспертных оценок показателей объектов разработки газовых месторождений России.

Результаты. Разработаны модели и алгоритмы адаптивной идентификации эволюционных процессов жизненного цикла на основе нелинейных интегрированных систем феноменологических моделей с переменными параметрами с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок. Для решения задачи идентификации использован метод локальной аппроксимации функций. Процесс адаптации феноменологических моделей жизненного цикла систем представлен в виде решения двух оптимизационных задач по определению параметров феноменологических моделей и управляющих параметров. Предложенный метод адаптации с учетом априорной информации позволяет синтезировать достаточно широкий спектр известных и новых алгоритмов адаптивной идентификации линейных и нелинейных феноменологических моделей жизненного цикла систем в условиях априорной неопределенности при малом объеме исходных данных. Показано, что в условиях неопределенности при ограниченном объеме промышленных данных разработанные феноменологические модели с переменными параметрами, алгоритмы идентификации, оценки прогноза годовой добычи газа и извлекаемых запасов газовых месторождений более точны и устойчивы по сравнению с феноменологическими моделями с постоянными параметрами и полученными на их основе алгоритмами идентификации и прогноза.

Ключевые слова:

Идентификация, адаптация, интегрированные системы феноменологических моделей с переменными параметрами, жизненный цикл систем, априорная информация, прогнозирование, оценка извлекаемых запасов, нефтяные и газовые месторождения.

Введение

В настоящее время для прогнозирования эволюционных процессов жизненного цикла систем (ЭП ЖЦС) большое внимание уделяется феноменологическим моделям (текущая емкость рынка инновационного товара, накопленная добыча нефти и газа в процессе разработки месторождений углеводородов, забойные давления при гидродинамических исследованиях скважин на неустановившихся режимах фильтрации и т. п.) [1–10]. Примеры простых, наиболее широко используемых феноменологических моделей ЭП ЖЦС приведены в табл. 1.

Следует отметить, что, несмотря на простой вид феноменологических моделей, приведенных в табл. 1, решение обратных задач структурной и параметрической идентификации по выбору подходящей модели и оценке их параметров с использованием традиционных методов идентификации (наименьших квадратов, максимального правдо-

подобия, методов регуляризации и т. д.) вызывает значительные трудности, особенно на ранней стадии ЭП ЖЦС при ограниченных объемах исходных данных.

Для решения задачи параметрической идентификации в [9] предлагается использовать интегрированные системы феноменологических моделей (ИСФМ) с учетом дополнительной априорной информации, что обеспечивает устойчивость и значительно повышает точность оценок на ранних этапах ЖЦС. В целях упрощения решения задачи структурной идентификации в [11] предлагается использовать линейные ИСФМ с переменными параметрами. Показано, что алгоритмы идентификации линейных ИСФМ с переменными параметрами практически не уступают по точности алгоритмам идентификации, полученным с использованием более сложных нелинейных феноменологических моделей с постоянными параметрами, что значительно упрощает решение задачи структур-

Таблица 1. Феноменологические модели эволюционных процессов жизненного цикла систем

Table 1. Phenomenological models of evolutionary processes of a system lifecycle

Модели Models	Решения Solutions	Решения, приведенные к линейному виду Solutions in linear form
Логистическая Logistic $dV/dt = \alpha_1 V - \alpha_2 V^2$	$V = \frac{V_k}{1 + \left(\frac{V_k}{V_0} - 1 \right) e^{-\alpha_1 t}},$ $V_\infty = \alpha_1 / \alpha_2 = V_k$	$V = \beta_1 - \beta_2 Z, Z = Q/V$ $\left(V_\infty = \beta_1, \beta_1 = \alpha_1 / \alpha_2, \beta_2 = 1 / \alpha_2 \right)$
Бергаланфи Bertalanffy $dV/dt = A V^{1-l} (V_\infty^l - V^l)$	$V = V_\infty \left(1 - e^{-A l t} \right)^{1/l}$	$\frac{\sum_{i=1}^t \frac{dQ}{dt} \frac{V}{Q^2} \Delta t}{t} = K - A l \frac{\sum_{i=1}^t \frac{V}{Q} \Delta t}{t}$ $(K > 0; l < 1; K + l = 1)$
Гомпертц Gomperts $dV/dt = \gamma V \ln \left(\frac{A}{V} \right)$	$V = A e^{-\left(\frac{\alpha}{\gamma} e^{-\gamma t} \right)}$	$\frac{Q}{V} = \gamma \ln A - \gamma \ln V$ $(V_\infty = A)$
Эволюционное дифференциальное уравнение «насыщения» Evolution differential equations of «saturation» $dV/dt = A(V_\infty - V)^\alpha$	$V = V_\infty - [(1 - \alpha)(C - At)]^{1/(1-\alpha)}$ при $\alpha \neq 1$ $V = V_\infty - C e^{-At} \text{ при } \alpha = 1$	$\frac{\sum_{i=1}^t \left(\sum_{j=1}^t Q \Delta t \right) \Delta t}{t} = V_\infty + \alpha \frac{\sum_{i=1}^t (Q^2 / (dQ/dt)) \Delta t}{t}$
Кольрауш Kohlrausch $dV/dt = V \frac{\alpha}{t^\gamma}$	$V = A e^{\frac{\alpha(\gamma-1)}{t^{\gamma-1}}}$	$\ln \frac{Q}{V} = \ln \alpha - \gamma \ln t$

ной идентификации. Однако вопросы проектирования адаптивных алгоритмов идентификации нелинейных ИСФМ ЭП ЖЦС с переменными параметрами с учетом априорной информации остаются открытыми.

В данной работе для моделирования и прогнозирования ЭП ЖЦС предлагаются и исследуются нелинейные ИСФМ с переменными параметрами и алгоритмы адаптивной идентификации с учетом априорной информации.

Модели и алгоритмы адаптивной идентификации ЭП ЖЦС

Основой алгоритмов адаптивной идентификации ЭП ЖЦС является ИСФМ с переменными параметрами $\alpha(t)$ с учетом дополнительной априорной информации вида:

$$\begin{cases} y^*(t) = f_0(t, \alpha(t)) + \xi(t), \\ \bar{z}_{j,t} = f_{aj}(t, \alpha(t)) + \eta_j(t), j = \overline{1, p}, t \in [t_0, t_k], \end{cases} \quad (1)$$

где $\alpha(t) = (\alpha_j(t), j = \overline{1, m})$ – неизвестные однозначные функции времени t ; $y^*(t)$, $f_0(t, \alpha(t))$ – фактические и вычисленные на основе модели $f_0(t, \alpha(t))$ значения исследуемого эволюционного процесса; $f_{aj}(t, \alpha(t))$, $j = \overline{1, p}$ – модели объектов аналогов, позволяющих

учитывать дополнительную априорную информацию $\bar{z}_{j,t}, j = \overline{1, p}$, известную к моменту времени t . Модели исследуемого процесса и модели объектов аналогов $f_0(t, \alpha(t))$, $f_{aj}(t, \alpha(t))$ – известные функции (функционалы); $\xi(t)$, $\eta_j(t)$ – векторы случайных неконтролируемых факторов (процессов); t_0 , t_k – моменты времени начала и завершения эволюционного процесса $y^*(t)$.

Для решения задачи идентификации (1) используем метод локальной аппроксимации, представляя модели $f_0(t, \alpha(t))$, $f_{aj}(t, \alpha(t))$ с переменными параметрами функциями $f_0(t, \alpha(t^*))$, $f_{aj}(y(t), \alpha(t^*))$ с постоянными параметрами $\alpha(t^*)$ в окрестности некоторой точки $t^* \in [t_0, t_k]$. Параметры $\alpha(t^*)$ могут быть определены с использованием наблюдений $y^*(t_i)$, $i = \overline{1, n}$, эволюционного процесса $y^*(t)$ на интервале $(t^* - \tau) \in [t_1, t_k] \in [t_0, t_k]$, сформированного с помощью весовой функции $w((t^* - \tau)/h(t^*))$ с параметром забывания $h(t^*)$ [11–13].

Процесс адаптивной идентификации (1) при $t^* = t_n$ можно представить в виде последовательного решения оптимизационных задач вида [12–14]

$$\alpha_n^* (\beta_n, \gamma_n, h_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n, \gamma_n, h_n), \quad (2)$$

$$\beta_n^*, \gamma_n^*, h_n^* = \arg \min_{\beta_n, \gamma_n, h_n} (J_0 \alpha_n^* (\beta_n, \gamma_n, h_n)), \quad (3)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума

x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$);

$$\Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n, \gamma_n, h_n) = \Phi(J_0(t_n, \alpha_n, h_n), J_a \alpha, \beta, \gamma, n)$$

– комбинированный эмпирический показатель качества ИСФМ (1), представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества системы моделей эволюционного процесса $y^*(t)$

$$J_0(t_n, \alpha_n) = \sum_{i=1}^n w((t_n - t_i) / h_n) \psi_0(y^*(t_i) - f_0(\alpha_n))$$

и частного критерия качества моделей объектов аналогов

$$J_a(\alpha_n, \beta_n, \gamma_n) = \sum_{j=1}^p \beta_{j,n} \psi_{a,j}(\gamma_{j,n} \cdot \bar{z}_{j,n} - f_{a,j}(\alpha_n)),$$

где $\beta_i = (\beta_{j,n}, j = \overline{1, p})$ – вектор управляющих параметров, определяющих значимость (вес) дополнительных априорных сведений $\bar{z}_{j,n}$; $\gamma_n = (\gamma_{j,n}, j = \overline{1, p})$ – вектор параметров корректировки экспертных оценок $\bar{z}_{j,n}$; Φ, ψ_0, ψ_a – известные функции (функционалы).

Отметим, что рассматриваемая технология (1)–(3) позволяет синтезировать достаточно широкий спектр известных и новых алгоритмов адаптивной идентификации для линейных и нелинейных интегрированных систем феноменологических моделей и моделей объектов аналогов, а также для различных показателей качества, определяемых функциями Φ, ψ_0, ψ_a .

Например, для ИСФМ (1) при использовании метода оптимизации Гаусса–Ньютона оптимизационная задача (2) (по аналогии с [12, 13]) сводится к решению систем линейных алгебраических уравнений вида

$$A_n \cdot \Delta \alpha_{(i-1),n}^* = B_n, i = 1, 2, 3, \dots \quad (4)$$

$$A_n = (D_{0,n}^T K(h_n) D_{0,n} + D_{a,n}^T W(\beta_n) D_{a,n})_{(i-1),n},$$

$$B_n = (D_{0,n}^T K(h_n) e_{0,n} + D_{a,n}^T W(\beta_n) e_{a,n}(\gamma_n))_{i-1}$$

на каждом шаге итерационного процесса с номером i

$$\alpha_{i,n}^* = \alpha_{i-1,n}^* + \delta_{i,n} \Delta \alpha_{(i-1),n}^*,$$

где

$$D_{0,n} = \left(\frac{\partial f_0(t_i, \alpha_n)}{\partial \alpha_{j,n}}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m} \right)_{n,m},$$

$$D_{a,n} = \left(\frac{\partial f_{a,k}(t_n, \alpha_n)}{\partial \alpha_{j,n}}, k = \overline{1, p}, j = \overline{1, m} \right)_{p,m}$$

– матрицы частных производных от модели ЭП ЖЦС и моделей объектов аналогов;

$$e_{0,n} = (y_i^* - f_0(t_i, \alpha_n), i = \overline{1, n}),$$

$$e_{a,n}(\gamma_n) = (\gamma_{n,j} \cdot \bar{z}_{j,n} - f_{a,j}(\alpha_n), j = \overline{1, p})$$

– векторы невязок; $\delta_{i,n}$ – параметр шага;

$$W(\beta_n) = \text{diag}(\beta_{1,n}, \beta_{2,n}, \dots, \beta_{p,n}),$$

$$W(\gamma_n) = \text{diag}(\gamma_{1,n}, \gamma_{2,n}, \dots, \gamma_{p,n}),$$

$$K(h_n) = \text{diag}(w((t_n - t_i) / h_n), i = \overline{1, n})$$

– диагональные матрицы управляющих параметров, переменных корректировки экспертных оценок и значений весовой функции $w((t_n - t) / h(t_n))$ в моменты времени $t_i, i = \overline{1, n}$.

Отметим, что при матрице весовых функций $K(h_n) = I$ и матрице параметров корректировки экспертных оценок $W(\gamma_n) = I$ (единичная диагональная матрица) оценки (4) совпадают с приближениями, полученными для ИСФМ с постоянными параметрами при $\alpha(t) = \alpha$ [9]. При дополнительных априорных данных, равных нулю, $\bar{z}_n = 0$, $K(h_n) = I$, $W(\gamma_n) = I$ и $W(\beta) = \beta I$ из (4) следуют оценки параметров нелинейных функций с параметром регуляризации β [9, 14–18]

$$\begin{cases} \alpha_i^* = \alpha_{i-1}^* + h_i \Delta \alpha_{i-1}^*, i = 1, 2, 3, \dots, \\ (D_0^T D_0 + \beta I)_{i-1} \cdot \Delta \alpha_{i-1}^* = (D_0^T e_0)_{i-1}, \end{cases}$$

Для линейных ИСФМ с переменными параметрами решение оптимизационной задачи (2) приведено в [11].

Следует также отметить, что оптимизационная задача (3) не имеет аналитического решения и оценки управляющих параметров, переменных корректировки экспертных оценок и параметра забывания следует определять методом последовательных приближений.

Адаптивная идентификация и прогнозирование процесса добычи газа

На рис. 1–6 и в табл. 2, 3 приведены результаты решения актуальной задачи прогноза добычи газа и оценки извлекаемых запасов по промышленным данным разработки Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения (ГКМ) и залежи J1-I Толон-Мастахского ГКМ с использованием моделей и алгоритмов (1)–(4). В качестве дополнительной априорной информации в (1) использовалась экспертная оценка извлекаемых запасов $\bar{z}(t_0)$ с последующей корректировкой.

На рис. 1, 2 приведены результаты прогноза годовой добычи газа $\hat{Q}_n(t_n + \tau)$ Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения (А-Т ГКМ)

$$\begin{aligned} & \hat{Q}_n(t_n + \tau, \alpha_n^*(r_n^*)) = \\ & = \hat{y}(t_n + \tau, \alpha_n^*(r_n^*)) - \hat{y}(t_n + \tau - 1, \alpha_n^*(r_n^*)), n = 4, 5, 6 \quad (5) \end{aligned}$$

после 4, 5 и 6 лет разработки (линии 2–4), полученные с использованием в (1) модели Бергаланфи [4]

$$y(t) = f_0(t, \alpha(t)) = \alpha_1(t)(1 - \exp(\alpha_2(t) \cdot t))^{\alpha_3(t)} \quad (6)$$

с постоянными параметрами при $\alpha(t) = \alpha$ (рис. 1) и переменными параметрами (рис. 2).

На рис. 3, 4 приведены результаты прогноза годовой добычи газа (5) Толон-Мастахского газоконденсатного месторождения (J1-I Т-М ГКМ) после 4,

5, 6 и 7 лет разработки (линии 2–5), полученные при использовании логистической модели [5, 19]

$$y(t) = f_0(t, \alpha(t)) = \alpha_1(t) / (1 + \exp(-\alpha_2(t) \cdot t)) \quad (7)$$

с постоянными параметрами $\alpha(t) = \alpha$ (рис. 3) и с переменными параметрами (рис. 4).

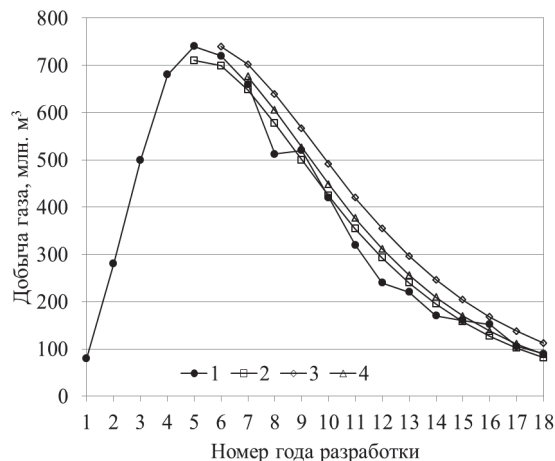


Рис. 1. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи газа на основе модели Бераланфи с постоянными параметрами (линии 2–4) по данным шести лет разработки

Fig. 1. Real (line 1) and predicted values of gas production on the basis of Bertalanffy model with constant parameters (lines 2–4) according to six years of exploitation

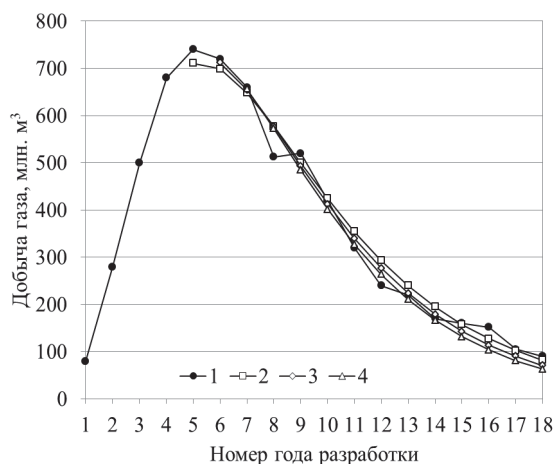


Рис. 2. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи газа на основе модели (6) с переменными параметрами (линии 2–4) по данным шести лет разработки

Fig. 2. Real (line 1) and predicted values of gas production on the basis of model (6) with variable parameters (lines 2–4) according to six years of exploitation

На рис. 5, 6 приведены результаты прогноза годовой добычи газа (5) Толон-Мастахского газоконденсатного месторождения (J1-I-T-M ГКМ) после 3, 4, 5 и 6 лет разработки (линии 2–5), полученные с использованием в (1) модели Гомпертца [19]

$$y(t) = f_0(t, \alpha(t)) = \alpha_1(t)(\exp(-(1/\alpha_2(t)) \cdot e^{-\alpha_2(t)t})) \quad (8)$$

с постоянными (рис. 5) и переменными параметрами (рис. 6).

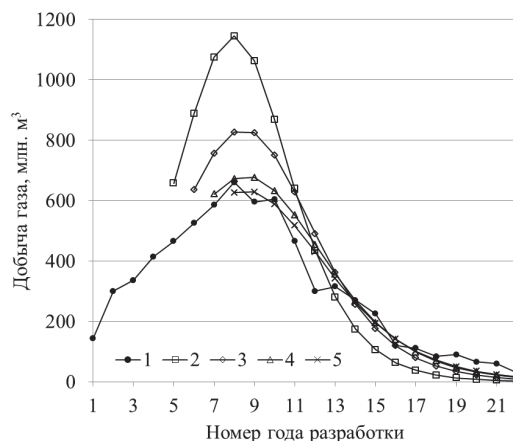


Рис. 3. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи газа на основе логистической модели с постоянными параметрами (линии 2–5) по данным семи лет разработки

Fig. 3. Real (line 1) and predicted values of gas production on the basis of logistic model with constant parameters (lines 2–5) according to seven years of exploitation

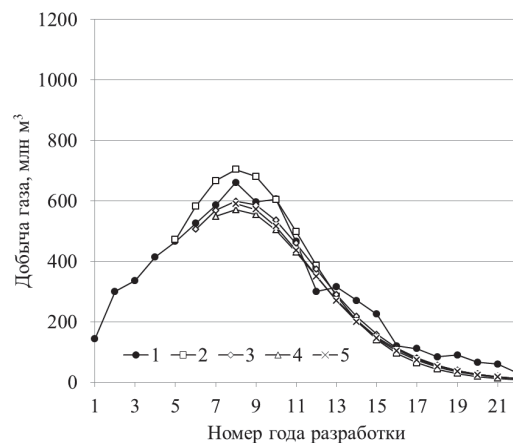


Рис. 4. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи газа на основе модели (7) с переменными параметрами (линии 2–5) по данным семи лет разработки

Fig. 4. Real (line 1) and predicted values of gas production on the basis of model (7) with variable parameters (lines 2–5) according to seven years of exploitation

Оценки параметров $\alpha_n^*(r_n^*)$ (5) феноменологических моделей (6)–(8) получены с использованием алгоритма (4) при $r_n^* = (\beta_n^*, \gamma_n^*, h_n^*)$. Решение оптимизационной задачи (3) по выбору управляющего параметра β_n^* , параметра корректировки экспертной оценки извлекаемых запасов газа γ_n^* и параметра забывания h_n^* проводилась методом деформированного многогранника [20] с использованием квадратичного показателя качества

$$J_0(t_n, \alpha_n^*(r_n^*)) = \sum_{i=1}^n w((t_n - t_i) / h_n^*) (y^*(t_i) - f_0(t_i, \alpha_n^*(r_n^*)))^2.$$

В табл. 2, 3 приведены относительные ошибки δQ_n оценок прогноза добычи (5) и относительные ошибки δS_n оценок извлекаемых запасов газа

$S_n^* = \alpha_{1,n}^*(r_n^*)$ Анастасиевско-Троицкого ГКМ и залежи J1-I Толон-Мастахского ГКМ, полученные на основе ИСФМ (1) и моделей (6)–(8) с постоянными и переменными параметрами

$$\delta Q_n = \left| \frac{Q_n^*(t_{n+\tau}) - \hat{Q}_n(t_{n+\tau})}{Q_n^*(t_{n+\tau})} \right|, \quad \delta S_n^* = \left| \frac{S - S_n^*}{S} \right|,$$

где $Q_n^*(t_{n+\tau})$, S – фактические значения годовой добычи газа и извлекаемых запасов.

Отметим, что фактические значения извлекаемых запасов за все время разработки Анастасиевско-Троицкого ГКМ составили $S = 6,9 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, а залежи J1-I Толон-Мастахского ГКМ – $S = 7 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. Априорная информация об начальных извлекаемых запасах для двух месторождений выбиралась равной $\bar{z}(t_0) = 9 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ с ошибкой порядка 30 %.

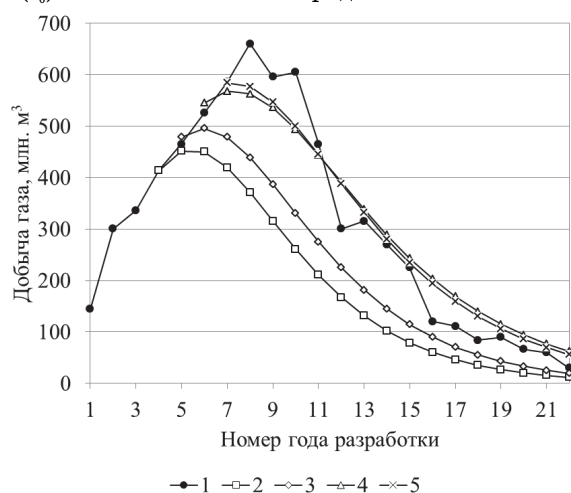


Рис. 5. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи газа на основе модели Гомперца с постоянными параметрами (линии 2–5) по данным семи лет разработки

Fig. 5. Real (line 1) and predicted values of gas production on the basis of Gompertz model with constant parameters (lines 2–5) according to seven years of exploitation

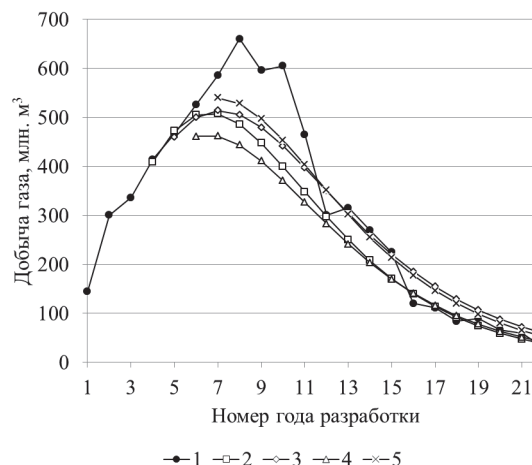


Рис. 6. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи газа на основе модели (8) с переменными параметрами (линии 2–5) по данным семи лет разработки

Fig. 6. Real (line 1) and predicted values of gas production on the basis of model (8) with constant parameters (lines 2–5) according to seven years of exploitation

Из табл. 2, 3 видно, что оценки прогноза добычи газа и извлекаемых запасов, полученные на основе метода адаптивной идентификации с использованием нелинейных ИСФМ с переменными параметрами (1) и алгоритмов адаптивной идентификации (4), более точны по сравнению с аналогичными оценками, полученными на основе ИСФМ с постоянными параметрами.

Выводы

1. Для решения задачи идентификации и прогнозирования эволюционных процессов жизненного цикла систем предложено использовать нелинейные интегрированные системы феноменологических моделей с переменными параметрами с учетом дополнительной априорной информации и алгоритмы адаптивной идентификации.

Таблица 2. Относительные ошибки извлекаемых запасов газа

Table 2. Relative errors of recoverable gas reserves

Модели Models	Параметры Parameters	Объект разработки Exploitation object	Номер года разработки Years of exploitation					
			3	4	5	6	7	8
Бергаланфи (нелинейные ИСФМ) Bertalanffy (nonlinear ISFM)	Постоянные Constant	А-Т ГКМ A-T GCM	–	0,009	0,136	0,053	0,020	0,058
	Переменные Variable		–	0,008	0,011	0,032	0,026	0,151
Логистическая (линейные ИСФМ) Logistic (linear ISFM)	Постоянные Constant	J1-I T-M ГКМ J1-I T-M GCM	0,240	0,202	0,169	0,143	0,125	0,108
Логистическая (нелинейные ИСФМ) Logistic (nonlinear ISFM)	Переменные Variable		–	0,241	0,102	0,011	0,023	0,033
Гомперц (линейные ИСФМ) Gomperts (linear ISFM)	Постоянные Constant		0,371	0,264	0,029	0,045	0,026	0,028
Гомперц (линейные ИСФМ) Gomperts (linear ISFM)	Переменные Variable		0,143	0,045	0,172	0,014	0,018	0,015

Таблица 3. Относительные ошибки оценок прогноза добычи

Table 3. Relative errors of estimates of predicted production

Модели Models	Параметры Parameters	Объект разработки Exploitation object	Номер года разработки Years of exploitation					
			3	4	5	6	7	8
Бергаланфи (нелинейные ИСФМ) Bertalanffy (nonlinear ISFM)	Постоянные Constant	А-Т ГКМ A-T GCM	–	0,016	0,005	0,001	0,019	0,008
	Переменные Variable		–	0,016	0,004	0,001	0,015	0,011
Логистическая (линейные ИСФМ) Logistic (linear ISFM)	Постоянные Constant	J1-I T-M ГКМ J1-I T-M GCM	0,115	0,121	0,108	0,087	0,063	0,063
Логистическая (нелинейные ИСФМ) Logistic (nonlinear ISFM)	Переменные Variable		0,116	0,050	0,013	0,010	0,004	0,008
Гомпертц (линейные ИСФМ) Gomperts (linear ISFM)	Постоянные Constant		0,001	0,008	0,009	0,001	0,024	0,012
Гомпертц (линейные ИСФМ) Gomperts (linear ISFM)	Переменные Variable		0,004	0,004	0,029	0,017	0,018	0,007

- Предложена технология синтеза широкого спектра известных и новых оптимальных алгоритмов адаптивной идентификации эволюционных процессов жизненного цикла систем на основе интегрированных систем феноменологических моделей с переменными параметрами.
- На примерах эволюционных процессов добычи газа показано, что адаптивные алгоритмы

прогноза годовой добычи газа и оценки извлекаемых запасов на основе интегрированных нелинейных систем феноменологических моделей с переменными параметрами более точны по сравнению с аналогичным оценкам, полученным с использованием феноменологических моделей с постоянными параметрами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Кожухова В.Н., Семенычев Е.В. Методы идентификации логистической динамики и жизненного цикла продукта моделью Верхульста // Экономика и математические методы. – 2012. – Т. 48. – № 2. – С. 108–115.
- Соколов В.А. Эволюционные уравнения как феноменологические модели разработки нефтяных залежей // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2006. – № 2. URL: http://ogbus.ru/authors/SokolovVA/SokolovVA_1.pdf (дата обращения 28.05.2014).
- Хасанов М.М., Карачурин Н.А., Тяжев Е.А. Оценка извлекаемых запасов на основе феноменологических моделей // Вестник инженерного центра ЮКОС. – 2001. – № 2. – С. 3–7.
- Мираджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность. Неравновесность. Неопределенность. – М: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 386 с.
- Семенычев В.К., Коробецкая А.А., Кожухова В.Н. Предложения экономического инструментария моделирования и прогнозирования эволюционных процессов: монография. – Самара: САГМУ, 2015. – 384 с.
- Possible Trends of Chinese Oil Supply through 2030 / L. Feng, Y. Hu, Ch. Hall, J. Wang // The Chinese Oil Industry. Briefs in Energy. – 2013. – P. 47–69.
- Li J., Zheng Y., Lin Zh. Recursive identification of time-varying systems: Self-tuning and matrix RLS algorithms // Systems & Control Letters. – 2014. – V. 66. – P.104–110.
- Goldfeld S.M., Quandt R.E. Nonlinear methods in econometrics. – Amsterdam: North-Holland, 1977. – 452 p.
- Наймушин А.Г., Сергеев В.Л. Идентификация эволюционных процессов жизненного цикла систем с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 5. – С. 42–45.
- Сергеев В.Л., Наймушин А.Г. Оценка извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений адаптивным методом падения давления // Газовая промышленность. Вузовская наука нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 695. – С. 79–81.
- Сергеев В.Л., Наймушин А.Г., Нгуен Куинь Хаи. Адаптивная идентификация эволюционных процессов нефтегазодобычи на основе интегрированных систем феноменологических моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 323. – № 1. – С. 177–183.
- Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive Identification Method of a Signal from Stray Magnetic Field Sensor for Turbogenerator Diagnostics // Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics. – 2015. – № 8 (2). – P. 201–207.
- Sergeev V.L., Kalayda V.T., Polishchuk V.I. Models and Algorithms of Non-Stationary Signal Identification in Conditions of Uncertainty // International Siberian Conference on Control and Communications. – Moscow, Russia, 2016. – P. 265–268.
- Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 198 с.
- Haykin S. Adaptive Filter Theory. – NJ, Upper Saddle River: Prentice-Hall, 2002. – 590 p.
- Ljung L. System Identification: Theory for the User. – NJ, Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1987. – 519 p.
- Bolovin E.V., Glazyrin A.S., Brendakov V.N. The Influence of the Design Method for Induction Motor with Stationary Rotor on Identification of its Parameter // International Siberian Conference on Control and Communications. – Omsk, Russia, 2015. – P. 193–199.
- Tikhonov A., Arsenin V. Solutions of Ill-Posed Problems. – New York: Wiley, 1977. – 272 p.
- Chilingar G.V., Gorfunkel M.V., Knoring L.D. Strategies for Optimizing Petroleum Exploration: Evaluate Initial Potential and Forecast Reserves. – Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1999. – 368 p.
- Koshel R.J. Enhancement of the downhill simplex method of optimization // International Optical Design Conference. – Tucson, Arizona United States, 2002. – V. 4832. – P. 270–282.

Поступила 30.09.2016 г.

Информация об авторах

Сергеев В.Л., доктор технических наук, профессор кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Нгуен Куинь Хаи, магистр кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Нгуен Тхак Хоай Фьонг, аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 519.688:622.276

ADAPTIVE IDENTIFICATION OF SYSTEM LIFECYCLE BY THE METHOD OF INTEGRATED PHENOMENOLOGICAL MODELS WITH VARIABLE PARAMETERS

Viktor L. Sergeev¹,
SergeevVL@ignd.tpu.ru

Huy Q. Nguyen¹,
kennho321988@gmail.com

Phuong T.H. Nguyen¹,
nguyenphuongtpu1512@gmail.com

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the discussed issue is caused by the need to increase information content of identification methods and predicting evolutionary processes of the system lifecycle based on phenomenological models under uncertainty with limited amounts of initial data.

The main aim of the study is to develop the models and algorithms for adaptive identification in evolutionary processes of the system lifecycle based on phenomenological models with variable parameters and with a priori information.

The methods used in the study are theoretical and practical developments in system analysis, system modeling, and identification with additional prior information, optimization methods of functions and linear algebra. The problem was solved theoretically based on the filed data and expert estimates of performance indicators of gas fields exploitation objects in Russia.

The results. The authors have proposed to develop the models and algorithms for adaptive identification in evolutionary processes of the system lifecycle based on non-linear integrated systems of phenomenological models with variable parameters, additional a priori information and expert estimates. To solve the identification problems the authors used the local approximation function method. Adaptive process of phenomenological models of the system lifecycle is introduced in the form of two optimization problems solutions by determining phenomenological models parameters and control parameters. The proposed adaptive method, taking into account a priori information, allows synthesizing a wide range of the known and new algorithms for adaptive identification of linear and nonlinear phenomenological models of system lifecycle in the condition of a priori uncertainty with small amount of input data. It is shown that under uncertainty with limited field data the development of phenomenological models with variable parameters, identification algorithms, prediction of annual gas production and recoverable reserves of gas fields are more accurate and stable in comparison with phenomenological models with constant parameters measured on the basis of their identification algorithms and prediction.

Key words:

Identification, adaptation, integrated systems of phenomenological models with variable parameters, system lifecycle, a priori information, prediction, estimated recoverable reserves, oil and gas fields.

REFERENCES

- Kozhukhova V.N., Semenychev E.V. Identification methods for logical dynamic and product life cycle by the Verhulst model. *Ekonomika i matematicheskie metody – Economics and mathematical methods*, 2012, vol. 48, no. 2, pp. 108–115. In Rus.
- Sokolov V.A. *Evolutsionnye uravneniya kak fenomenologicheskie modeli razrabotki neftyanykh zalezhey* [Evolution equations as phenomenological models of development of oil fields]. *Neftegazovoe delo – Petroleum Engineering*, 2006, pp. 1–36. Available at: http://ogbus.ru/authors/SokolovVA/SokolovVA_1.pdf (accessed 28 May 2014).
- Khasanov M.M., Karachurin N.A., Tyazhev E.A. Estimation of recoverable reserves based on phenomenological models. *Vestnik inzhenernogo tsentra YuKOS – Bulletin of Engineering Center YuKOS*, 2001, no. 2, pp. 3–7. In Rus.
- Mirzadzhanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. *Modelirovanie protsessov neftegazodobychi. Nelineynost. Neravnovesnost. Neopredelennost* [Modelling of oil and gas production processes. Nonlinearity. Nonequilibrium. Uncertainty]. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Science, 2004. 386 p.
- Semenychev V.K., Korobetskaya A.A., Kozhukhova V.N. *Predlozheniya ekonomicheskogo instrumentariya modelirovaniya i prognozirovaniya evolyutsionnykh protsessov: monografiya* [Suggestion of economic modeling and forecasting tools of evolutionary processes: monograph]. Samara, SamNTs RAN Publ., 2011. 364 p.
- Feng L., Hu Y., Hall Ch., Wang J. Possible Trends of Chinese Oil Supply through 2030. *The Chinese Oil Industry. Briefs in Energy*, 2013, pp. 47–69.
- Li J., Zheng Y., Lin Zh. Recursive identification of time-varying systems: Self-tuning and matrix RLS algorithms. *Systems & Control Letters*, 2014, vol. 66, pp. 104–110.
- Goldfeld S.M., Quandt R.E. *Nonlinear methods in econometrics*. Amsterdam, North-Holland, 1977. 452 p.
- Naymushin A.G., Sergeev V.L. Identification in evolutionary processes of life cycle considering prior information. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 5, pp. 42–45. In Rus.
- Sergeev V.L., Naymushin A.G. Otsenka izvlekayemykh zapasov gazovykh i gazokondyensatnykh mestorozhdeniy adaptivnym metodom padeniya davleniya [Estimate of recoverable reserves of gas and gas-condensate fields by the adaptive pressure drop method]. *Gazovaya promyshlennost. Vuzovskaya nauka neftegazovoy otrasli – Gas Industry. University Science oil and gas industry*, 2013, no. 695, pp. 79–81.
- Sergeev V.L., Naymushin A.G., Nguen Kuin Khui. Adaptive identification in evolutionary processes of oil and gas production based on integrated systems of phenomenological models. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 323, no. 1, pp. 177–183. In Rus.
- Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive Identification Method of a Signal from Stray Magnetic Field Sensor for Turbogenerator Di-

- agnostics. *Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics*, 2015, no. 8 (2), pp. 201–207.
13. Sergeev V.L., Kalayda V.T., Polishchuk V.I. Models and Algorithms of Non-Stationary Signal Identification in Conditions of Uncertainty. *International Siberian Conference on Control and Communications*. Moscow, Russia, 2016. pp. 265–268.
 14. Sergeev V.L. *Integrirovannyye sistemy identifikatsii* [Integrated identification system]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2011. 198 p.
 15. Haykin S. *Adaptive Filter Theory*. Upper Saddle River, NJ, Prentice-Hall, 2002. 590 p.
 16. Ljung L. *System Identification: Theory for the User*. Englewood Cliffs, NJ, Prentice-Hall, 1987. 519 p.
 17. Bolovin E.V., Glazyrin A.S., Brendakov V.N. The Influence of the Design Method for Induction Motor with Stationary Rotor on Identification of its Parameter. *International Siberian Conference on Control and Communications*. Omsk, Russia, 2015. pp. 193–199.
 18. Tikhonov A., Arsenin V. *Solutions of Ill-Posed Problems*. New York, Wiley, 1977. 272 p.
 19. Chilingar G.V., Gorfunkel M.V., Knoring L.D. *Strategies for Optimizing Petroleum Exploration: Evaluate Initial Potential and Forecast Reserves*. Houston, Texas, Gulf Publishing Company, 1999. 368 p.
 20. Koshel R.J. Enhancement of the downhill simplex method of optimization. *International Optical Design Conference*. Tucson, Arizona United States, 2002. Vol. 4832, pp. 270–282.

Received: 30 September 2016.

Information about the authors

Viktor L. Sergeev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Huy Q. Nguyen, master, National Research Tomsk Polytechnic University.

Phuong T.H. Nguyen, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.