

# Нефтегазодобыча

УДК 622.276.5.001.42: 519.688

## АДАПТИВНАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЭВОЛЮЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ ФЕНОМЕНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

**Сергеев Виктор Леонидович,**

д-р техн. наук, профессор кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института геологии и нефтегазового дела ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30.  
E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru; SergeevVL1947@gmail.com

**Наймушин Антон Георгиевич,**

аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: nai-a@mail.ru

**Нгуен Куинь Хуи,**

магистр кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30.  
E-mail: kennho321988@gmail.com

**Актуальность работы** обусловлена необходимостью решения задачи структурной и параметрической идентификации феноменологических моделей процессов нефтегазодобычи.

**Цель работы:** разработка моделей и алгоритмов адаптивной идентификации эволюционных процессов нефтегазодобычи на основе интегрированных систем феноменологических моделей с переменными, зависящими от времени параметрами.

**Методы исследований:** использованы теоретические и практические разработки в области мониторинга и управления процессами нефтегазодобычи, системного анализа, идентификации систем с учетом дополнительной априорной информации, оптимизации функций и линейной алгебры. Решение задач структурной и параметрической идентификации проводилось теоретически на основе интегрированной системы феноменологической модели и экспериментально на основе промысловых данных годовой добычи нефти месторождения Томской области.

**Результаты:** Для решения задачи идентификации эволюционных процессов нефтегазодобычи предложено использовать интегрированные системы феноменологических моделей с учетом априорной информации с зависящими от времени параметрами. Предложены и исследованы алгоритмы адаптивной идентификации эволюционных процессов нефтегазодобычи на основе решения оптимизационных задач в условиях априорной непараметрической неопределенности, когда параметры интегрированных систем феноменологических моделей представлены неизвестными однозначными функциями времени. Показано, что учет априорной информации позволяет значительно повысить точность оценок прогноза добычи и извлекаемых запасов.

### **Ключевые слова:**

Идентификация, адаптация, процессы нефтегазодобычи, интегрированные системы, феноменологические модели, априорная информация.

### **Введение**

В настоящее время для решения задач мониторинга, контроля и управления разработкой месторождений нефти и газа большое значение уделяет-

ся феноменологическим динамическим моделям процессов нефтегазодобычи, представленным в общем виде нелинейными системами обыкновенных дифференциальных уравнений [1–4]

$$\frac{dY_t}{dt} = \mathbf{f}(t, Y, \boldsymbol{\alpha}) \quad (1)$$

с точностью до вектора неизвестных параметров  $\boldsymbol{\alpha}=(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ . Здесь  $Y_t=(y_1, y_2, \dots, y_r)$  – вектор показателей разработки (добычи нефти, газа, жидкости, воды, пластового давления и т. д.)

Однако при идентификации реальных процессов нефтегазодобычи  $Y_t^*$ , представленных, например, системой вероятностных моделей

$$Y_t^* = Y_t + \xi_t = \int_{t_0}^t \mathbf{f}(\tau, Y, \boldsymbol{\alpha}) d\tau + \xi_t, \quad (2)$$

проблемными моментами являются обратные задачи структурной и параметрической идентификации, которые заключаются в определении вида функций  $\mathbf{f}=(f_1, f_2, \dots, f_r)$  и параметров  $\boldsymbol{\alpha}$  в условиях действия случайных неконтролируемых факторов  $\xi_t$  и ограниченных объемах промысловых данных  $n$ .

Разнообразие и сложность процессов нефтегазодобычи требует соответствующего разнообразия и сложности моделей, отражающих их целостные системные свойства, что существенно затрудняет решение задачи структурной и параметрической идентификации [2, 3]. Усложнение структуры моделей для повышения их качества часто приводит к увеличению размерности вектора оцениваемых параметров  $m$ , что снижает эффективность алгоритмов идентификации, особенно на ранних стадиях разработки месторождений, когда объем промысловых данных мал. Например, при  $m > n$  процедура параметрической идентификации является типичной некорректно поставленной обратной задачей [5].

Для решения задачи параметрической идентификации в [6, 7] предлагается использовать интегрированные системы моделей и алгоритмы идентификации с учетом дополнительной априорной информации, что обеспечивает устойчивость и повышает точность оценок на ранних стадиях разработки месторождений по сравнению с традиционными методами идентификации.

Однако актуальной является проблема структурной идентификации, для решения которой в данной работе предлагается использовать интегрированные динамические системы моделей с переменными, зависящими от времени параметрами  $\boldsymbol{\alpha}_i=(\alpha_1(t), \alpha_2(t), \dots, \alpha_p(t))$ , и адаптивные алгоритмы идентификации. Размерность (число неизвестных, зависящих от времени параметров) таких моделей может быть значительно меньше размерности, а значит, и сложности моделей (1), (2) с постоянными параметрами, что значительно упрощает решение задачи структурной идентификации.

#### Модели и алгоритмы адаптивной идентификации процессов нефтегазодобычи

Решение задачи адаптивной идентификации эволюционных процессов нефтегазодобычи рассмотрим на примере интегрированной вероятност-

ной системы феноменологической модели регрессионного вида [6, 7]

$$\begin{cases} y_n^* = y_n + \xi_n = f_0(\boldsymbol{\alpha}_n) + \xi_n, \\ \bar{z}_n = \mathbf{f}_a(y_n, \boldsymbol{\alpha}_n) + \boldsymbol{\eta}_n, \quad n = 1, 2, 3, \dots, \end{cases} \quad (3)$$

состоящую из двух систем уравнений, в которых параметры  $\boldsymbol{\alpha}_n=(\alpha_j(t_n), j=\overline{1, m})$  – неизвестные однозначные функции времени  $t_n, n=1, 2, 3, \dots$ . Первая система уравнений представляет вероятностную феноменологическую дискретную модель исследуемого процесса, где  $y_n^*=(y_i^*(t_i), i=\overline{1, n})$ ,  $f_0(\boldsymbol{\alpha}_n)=(f_0(t, \boldsymbol{\alpha}_n), i=\overline{1, n})$  – фактические и вычисленные на основе феноменологической модели  $f_0(t, \boldsymbol{\alpha})$  значения исследуемого эволюционного процесса. Вторая система – модель объектов аналогов,  $\mathbf{f}_a(y_n, \boldsymbol{\alpha}_n)=(f_{aj}(y_n, \boldsymbol{\alpha}_n), j=\overline{1, d})$ , позволяющих учитывать дополнительную априорную информацию  $\bar{z}_n=(\bar{z}_{kn}, k=\overline{1, d})$ , известную к моменту времени  $t_n$ . Модели исследуемого процесса и модели объектов аналогов  $f_0, f_{aj}$  – известные функции (функционалы), где функция  $f_0$  является решением уравнения вида (1);  $\xi_n, \boldsymbol{\eta}_n$  – векторы случайных неконтролируемых факторов (процессов).

Примером (3) является интегрированная дискретная система моделей накопленной к моменту времени  $t_n$  добычи нефти (газа)  $y^*(t_n)$  с учетом априорной информации об извлекаемых запасах  $\bar{z}_n$  [6]

$$\begin{cases} y_i^* = f_0(t_i, \boldsymbol{\alpha}(t_n)) + \xi_i = \\ = \alpha_1(t_n) / (1 - \exp(-\alpha_2(t_n)t_i)) + \xi_i, \quad i = \overline{1, n}, \\ \bar{z}_n = \int_{t_0}^{t_k} f_0(\tau, \boldsymbol{\alpha}(\tau)) d\tau + \boldsymbol{\eta}_n, \\ n = 1, 2, 3, \dots, \end{cases}$$

где  $f_0(t, \boldsymbol{\alpha}(t))$  – логистическая функция роста с зависящими от времени параметрами  $\boldsymbol{\alpha}(t_n)=(\alpha_1(t_n), \alpha_2(t_n))$ ,  $n=1, 2, 3, \dots$ ;  $t_0, t_k$  – время начала и завершения процесса разработки.

Следует отметить, что используемая в задачах мониторинга разработки месторождений нефти и газа логистическая функция роста  $f_0(t, \boldsymbol{\alpha})$  (4) с постоянными параметрами  $\boldsymbol{\alpha}$  является решением обыкновенного дифференциального уравнения

$$\frac{dy_t}{dt} = f(t, y, \boldsymbol{\alpha}) = \alpha_1 y_t (1 - \alpha_2 y_t).$$

В условиях априорной неопределенности (часто называют непараметрической неопределенностью), когда параметры модели (3) являются неизвестными однозначными функциями времени, предлагается использовать локальную аппроксимацию функции  $f_0(t, \boldsymbol{\alpha}_i)$  вида

$$f_0(t, t^*) = f_0(t, \boldsymbol{\alpha}(t^*)), \quad (4)$$

где  $f_0(t, \boldsymbol{\alpha}(t^*))$  – известная в общем виде нелинейная функция времени, параметры которой  $\boldsymbol{\alpha}(t^*)$  могут быть определены в точке  $t^* \in [t_1, t_n]$  с использованием данных  $y_i^*, i \in \overline{1, n}$ , обучающего интервала обработки  $(t^* - \tau) \in [t_1, t_n]$ , сформированного с помощью

весовой функции  $K_h((t^*-\tau)/h)$  с управляющим параметром  $h$ .

Следует отметить, что частным случаем (4) является линейная по параметрам модель, используемая в методе локальной аппроксимации (сглаживания) неизвестной зависимости  $y(t)=f(x(t))$  по наблюдениям  $y_i^*, x_i^*, i=1, n$  в моменты времени  $t_i$  [8, 9]

$$f(x, x^*) = \sum_{j=1}^m \alpha_j(x^*) \varphi_j(x), \quad (5)$$

где  $\varphi_j(t)$  – известные функции,  $\alpha_j(x^*)$  – неизвестные в некоторой точке  $x^*$  параметры.

Процесс адаптивной идентификации, заключающийся в определении параметров модели (3) с использованием локальной аппроксимации (4), полагая  $t^*=t_n$ , можно представить в виде последовательного решения оптимизационных задач вида [7, 10, 11]

$$\alpha_n^*(h_n, \beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(t_n \alpha_n, h_n \beta_n), \quad (6)$$

$$h_n^*, \beta_n^* = \arg \min_{h_n, \beta_n} J_0(t_n^* \alpha_n^*(h_n, \beta_n)), \quad n = 1, 2, 3, \dots, \quad (7)$$

где запись  $\arg \min f(x)$  означает точку минимума  $x^*$  функции  $f(x)$  ( $f(x^*) = \min_x f(x)$ );  $\Phi(t_n, \alpha_n, h_n, \beta_n) = \Phi(J_0(t_n, \alpha_n, h), J_a(\alpha_n, \beta_n))$  – комбинированный эмпирический показатель качества системы моделей (3), представляющий заданную функцию (функционал)  $\Phi$  от частного показателя качества системы моделей исследуемого процесса нефтегазодобычи

$$J_0(t_n, \alpha_n, h) = \sum_{i=1}^n K_h((t_n - t_i)/h) \psi_0(y_i^* - f_0(\alpha_n))$$

и частного критерия качества системы моделей объектов аналогов

$$J_a(\alpha_n, \beta_n) = \sum_{k=1}^d \beta_{kn} \psi_a(\bar{z}_{kn} - f_{ak}(y_n \alpha_n)),$$

где  $\alpha_n^* = \alpha^*(t_n)$ ;  $y_i^*(t_i), i=1, n$  – фактические значения процессов в моменты времени  $t_i$ ;  $\beta_n = (\beta_{kn}, k=1, p)$  – вектор управляющих параметров, определяющих значимость (вес) дополнительных априорных сведений  $\bar{z}_{kn}$ ;  $\psi_0, \psi_a$  – известные функции.

Рассматриваемая технология адаптивной идентификации (6), (7) позволяет синтезировать достаточно широкий спектр алгоритмов для линейных и нелинейных интегрированных систем феноменологических моделей, а также для различных показателей качества, определяемых функциями  $\psi_0, \psi_a$ , и методов решения оптимизационных задач. Например, для линейной по параметрам  $\alpha(t_n) = (\alpha_1(t_n), \alpha_2(t_n), \dots, \alpha_m(t_n))$  дискретной интегрированной системы феноменологических моделей

$$\begin{cases} y_n^* = F_0 \alpha_n + \xi_n, \\ \bar{z}_n = F_a \alpha_n + \eta_n, \quad n = 1, 2, 3, \dots \end{cases} \quad (8)$$

и комбинированного показателя качества, выбранного в виде суммы взвешенных с весами  $K(h), W(\beta)$  частных квадратичных показателей качества

$$\Phi(t_n, \alpha, \beta) = \|y^* - F_0 \alpha_n\|_{K(h)}^2 + \|\bar{z}_n - F_a \alpha_n\|_{W(\beta)}^2 \quad (9)$$

оптимизационная задача (6) с использованием разложения (5) в точке  $t^*=t_n$  сводится к решению систем линейных алгебраических уравнений вида

$$A_n \alpha_n^*(h_n, \beta_n) = B_n, \quad (10)$$

$$A_n = (F_0^T K(h_n) F_0 + F_a^T W(\beta_n) F_a);$$

$$B_n = (F_0^T K(h_n) y^* + F_a^T W(\beta_n) \bar{z}_n),$$

где запись  $\|X\|_W^2$  означает квадратичную форму  $X^T W X$ ;  $y^* = (y_i^*(t_i), i=1, n)$  – вектор фактических значений процесса нефтегазодобычи  $y(t)$ ;  $\bar{z}_n = (\bar{z}_{kn}, k=1, d)$  – вектор дополнительных априорных сведений и экспертных оценок, известных к моменту времени  $t_n$ ;  $F_0 = (f_{j0}(x(t_i)), j=1, m, i=1, n)$  – матрица  $(m \times n)$  известных функций процесса  $x(t)$ , связанного с процессом  $y(t)$  линейной зависимостью

$$y(t) = \sum_{j=1}^m \varphi_j(x(t)) \alpha_j(t); \quad R = (r_{ik}, j=1, m, k=1, d) - \text{из-}$$

вестная матрица в модели объектов аналогов размерности  $(d \times m)$ ;  $W(\beta_n) = \text{diag}(\beta_{kn}, k=1, d)$  – диагональная матрица, определяющая значимость (вес) дополнительных априорных данных  $\bar{z}_n$ ;  $K(h_n) = \text{diag}(k((t_n - t_i)/h), i=1, n)$  – диагональная матрица значений весовой функции  $k((t - \tau)/h)$ . Примером простейшей весовой функции является зависимость  $k((t - \tau)/h) = 1$  при  $t \in [(t - \tau)/h]$  и  $k((t - \tau)/h) = 0$  при  $t \notin [(t - \tau)/h]$ . Для получения системы линейных уравнений (8) достаточно взять частные производные по параметрам  $\alpha_n$  от комбинированного функционала (9) и приравнять их к нулю.

#### Адаптивная идентификация процесса добычи нефти

На рис. 1–3 и в таблице приведены результаты решения актуальной задачи анализа мониторинга и контроля разработки лицензионных участков нефтяных месторождений, прогноза добычи нефти и оценки извлекаемых запасов.

Для решения задач адаптивной идентификации, прогноза добычи и оценки извлекаемых запасов использовалась линейная интегрированная система моделей накопленной добычи нефти вида

$$\begin{cases} y_i^* = \alpha_{1n} - \alpha_{2n} x_i + \xi_i, \quad i = \overline{1, n}, \\ \bar{z}_n = \alpha_{1n} + \eta_n, \quad n = 1, 2, 3, \dots, \end{cases} \quad (11)$$

следующая из (8) при  $m=2$  и  $R = \text{diag}(1, 0, \dots, 0)$ . Здесь  $y_i^*, i=1, n$  – фактические значения накопленной добычи нефти объектов разработки к моменту времени  $t_n$ ;  $x_i = q_i/y_i, i=1, n$  – отношение добычи нефти  $q_i$  за период времени  $\Delta t = t_i - t_{i-1}$  к накопленной с начала разработки к моменту времени  $t_i$  добыче нефти  $y_i$ ;  $\bar{z}_n$  – априорная информация об извлекаемых запасах, известная к моменту времени  $t_n$ .

Фактические значения годовой добычи нефти (в тыс. т) месторождения Томской области за 15 лет разработки изображены на рис. 1–3, линия 1. Линии 2–4 (рис. 1) представляют оценки

прогнозной добычи нефти  $\hat{Q}_n(t+\tau)$  начиная со второго года разработки

$$\hat{Q}_n(t_n + \tau) = \hat{y}(t_n + 1 + \tau) - \hat{y}(t_n + \tau), \quad n = 2, 3, 4; \tau = 1, \quad (12)$$

где

$$\hat{y}(t_n + \tau) = \alpha_{1n}^*(h_n^*, \beta_n^*) / (1 - \exp(-\frac{\alpha_{1n}^*(h_n^*, \beta_n^*)}{\alpha_{2n}^*(h_n^*, \beta_n^*)}(t_n + \tau)));$$

$\alpha_{jn}^*(h, \beta)$ ,  $j=1, 2$  – оценки параметров модели (11), полученные на основе (6), (9), по аналогии (10), путем решения системы линейных алгебраических уравнений

$$(F_0^T K_n F_0 + \beta I) \alpha_n^*(h_n, \beta_n) = F_0^T K_n y_n^* + \beta \bar{z}_n, \quad (13)$$

в которой  $F_0 = (1, x_i, i=1, n)$  – матрица размерности  $(n \times 2)$ ;  $K_n = \text{diag}(\exp((t_n - t_i)/h), i=1, n-1)$  – диагональная матрица весов. Оценки параметров  $h_n^*$ ,  $\beta_n^*$  определялись путем решения оптимизационной задачи

$$h_n^*, \beta_n^* = \arg \min_{h_n, \beta_n} \|y_n^* - F_0 \alpha_n^*(h_n, \beta_n)\|_{K_n}^2 \quad (14)$$

методом деформированного многогранника [12].

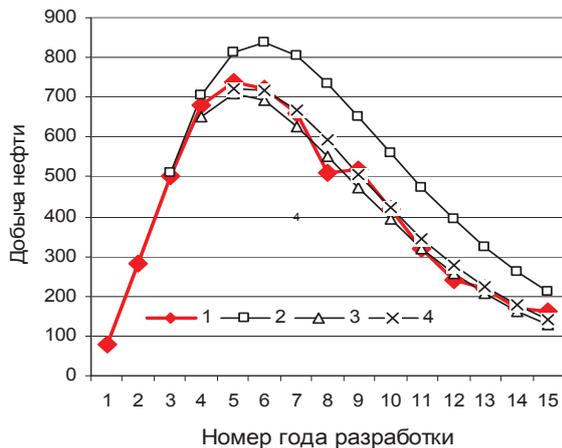


Рис. 1. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи нефти (линии 2-4) с использованием метода адаптивной идентификации (13), (14)

Корректировка априорной информации о запасах  $\bar{z}_n$  в модели (11) проводилась по схеме

$$\bar{z}_{n+1} = \alpha_1^*(h_n^*, \beta_n^*), n = 1, 2, \dots$$

Для сравнения качества прогноза на рис. 2 и 3 приведены прогнозные значения годовой добычи нефти

$$\hat{Q}_n(t_n + \tau) = f(t_n + \tau + 1, \alpha^*(\beta^*)) - f(t_n + \tau, \alpha^*(\beta^*)), \quad n = 2, 3, 4; \tau = 1, \quad (15)$$

полученные с использованием нелинейных трех- и четырех-параметрических феноменологических моделей накопленной добычи нефти с постоянными коэффициентами

$$y_t = f(t, \alpha) = \int_{t_0}^t \alpha_1 \exp(-\alpha_2 t) t^{\alpha_3} dt \quad (16)$$

$$y_t = f(t, \alpha) = \int_{t_0}^t \alpha_1 (1 - \exp(-\alpha_2 t))^{\alpha_3} \exp(-\alpha_4 t) dt \quad (17)$$

и нелинейной интегрированной системы феноменологических моделей накопленной добычи нефти с учетом априорной информации об извлекаемых запасах вида [10]

$$\begin{cases} y^* = f(\alpha) + \xi, \\ \bar{z} = f_a(t_k, \alpha) + \eta = \int_{t_0}^{t_k} f(\tau, \alpha) d\tau + \eta, \end{cases} \quad (18)$$

где  $y^* = (y_i^*, i=1, n)$ ,  $f_0(\alpha) = (f_0(t_i, \alpha), i=1, n)$  – векторы фактических и вычисленных на основе моделей (16), (17) значений накопленной добычи нефти;  $\bar{z}$ ,  $f_a(T, \alpha)$  – фактическая и вычисленная на основе моделей (16), (17) в момент завершения разработки месторождения  $t_i=30$  экспертная оценка извлекаемых запасов  $\bar{z}$ ;  $\xi$ ,  $\eta$  – случайные неконтролируемые факторы.

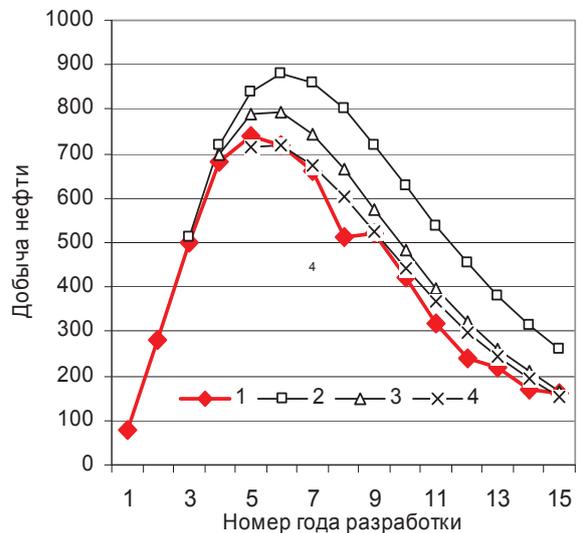


Рис. 2. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи нефти (линии 2-4) с использованием МИМ (19), (20) и модели (16)

Оценки параметров интегрированной феноменологической системы моделей (18)  $\alpha_i^*(\beta)$  и управляющий параметр  $\beta^*$  определялись на основе метода интегрированных моделей (МИМ) путем решения оптимизационных задач [6, 7]

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} (\|y^* - f_0(\alpha)\|^2 + \beta (\bar{z} - f_a(t_k, \alpha))^2), \quad (19)$$

$$\beta^* = \arg \min_{\beta} (\|y^* - f_0(\alpha(\beta))\|^2) \quad (20)$$

методами деформированного многогранника и золотого сечения [12]. Корректировка априорной информации о запасах  $\bar{z}$  в модели (18) проводилась по схеме.

$$\bar{z}_{n+1} = f_a(t_k, \alpha_n^*(\beta_n^*)), n = 1, 2, 3, \dots$$

Из рис. 1-3 видно, что прогнозы добычи нефти (12), полученные с использованием линейной системы феноменологической модели с двумя переменными параметрами (11) и метода адаптивной

идентификации (13), (14) практически не уступают по точности долгосрочным прогнозам добычи нефти (15), полученным с использованием более сложных нелинейных феноменологических моделей (16), (17).

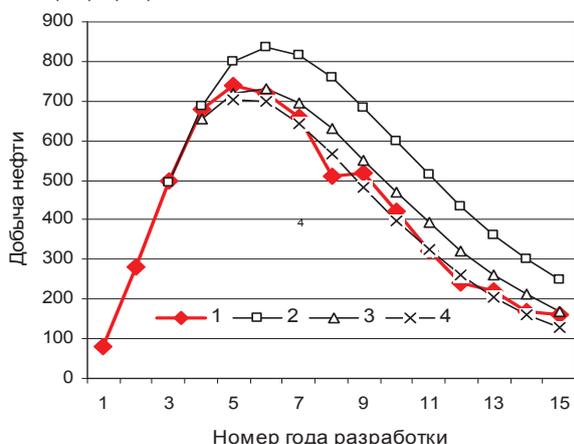


Рис. 3. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи нефти (линии 2–4) с использованием МИМ (19), (20) и модели (17)

В таблице приведены значения относительных ошибок оценок извлекаемых запасов  $\alpha_{1n}^*$  ( $h_n^*$ ,  $\beta_n^*$ ) за первые 6 лет разработки нефтяного пласта

$$\delta_n = abs(\alpha_{1n}^*(h_n^*, \beta_n^*) - \bar{z}(t_k)) / \bar{z}(t_k), n = \overline{2, 6},$$

полученные на основе метода адаптивной идентификации (МАИ) (13), (14) с использованием феноменологической модели (11) с учетом ( $\beta_n = \beta_n^*$ ) и без учета ( $\beta_n = 0$ ) априорной информации об извлекаемых запасах, и относительные ошибки

$$\delta_n = abs((f(t_k, \alpha_n^*(\beta_n^*)) - \bar{z}(t_k)) / \bar{z}(t_k)), n = \overline{2, 6},$$

полученные на основе метода интегрированных моделей (МИМ) (18)–(20) с использованием моделей (16), (17), с учетом и без учета априорной информации. Точные значения извлекаемых запасов за 30 лет разработки нефтяного пласта составили  $\bar{z}(t_k) = 6,9 \cdot 10^6$  тонн. Априорная информация об извлекаемых запасах к началу разработки  $t_0$  принималась равной  $\bar{z}_0 = 5 \cdot 10^6$  тонн с ошибкой порядка 30 %.

Из таблицы видно, что оценки извлекаемых запасов, полученные на основе метода адаптивной идентификации с использованием линейной феноменологической модели накопленной добычи неф-

ти (11), практически не уступают по точности оценкам, полученным с использованием нелинейных феноменологических моделей (16), (17). Учет и корректировка априорной информации об извлекаемых запасах позволяет существенно повысить точность оценок.

Таблица. Относительные ошибки оценок извлекаемых запасов, %

Методы и модели	Априорная информация	Длительность разработки (номер года)				
		2	3	4	5	6
МАИ	$\beta_n = 0$	0,856	0,514	0,462	0,325	0,029
	$\beta_n = \beta_n^*$	0,486	0,249	0,148	0,084	0,063
МИМ, модель (16)	$\beta = 0$	0,803	0,519	0,336	0,273	0,017
	$\beta = \beta^*$	0,438	0,207	0,121	0,066	0,051
МИМ, модель (17)	$\beta = 0$	0,915	0,621	0,416	0,323	0,024
	$\beta = \beta^*$	0,354	0,019	0,105	0,063	0,048

### Выводы

1. Для решения задачи идентификации эволюционных процессов нефтегазодобычи предложено использовать интегрированные системы феноменологических моделей с зависящими от времени параметрами с учетом дополнительной априорной информации.
2. Предложены алгоритмы адаптивной идентификации эволюционных процессов нефтегазодобычи на основе решения оптимизационных задач в условиях априорной непараметрической неопределенности, когда параметры интегрированных систем феноменологических моделей представлены неизвестными однозначными функциями времени.
3. Показано, что полученные прогнозные значения добычи и оценки извлекаемых запасов нефтяного месторождения практически не уступают по точности аналогичным оценкам, полученным с использованием более сложных нелинейных феноменологических моделей, что существенно упрощает решение задачи структурной и параметрической идентификации на ранних стадиях разработки месторождения, когда объем промысловых данных мал.
4. Учет и корректировка априорной информации позволяет значительно повысить точность оценок прогноза добычи и извлекаемых запасов.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соколов В.А. Эволюционные уравнения как феноменологические модели разработки нефтяных залежей // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2006. – С. 1–36. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Sokolov/SokolovVA\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Sokolov/SokolovVA_1.pdf) (дата обращения: 28.08.2013).
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность. Неравномерность. Неопределенность. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 386 с.
3. Сергеев В.Л., Квесько Б.Б., Севостьянов Д.В. Интегрированные системы идентификации для мониторинга и управления

разработкой нефтяных месторождений // в кн: Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2007. – С. 159–169.

4. Давыдов А.В. Анализ и прогноз разработки нефтяных залежей. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 316 с.
5. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 392 с.
6. 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.

7. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
8. Катковник В.Я. Линейные оценки и стохастические задачи оптимизации. – М.: Наука, 1976. – 488 с.
9. Сергеев В.Л. Об использовании оценок локальной аппроксимации плотности вероятности // Автоматика и телемеханика. – 1979. – № 7. – С. 56–61.
10. Журавский В.В., Сергеев В.Л. Оценка извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений на основе метода интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 116–118.
11. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина» методом интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 72–75.
12. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

Поступила 02.09.2013 г.

UDC 622.276.5.001.42: 519.688

## THE ADAPTIVE IDENTIFICATION IN EVOLUTIONARY PROCESSES OF OIL AND GAS PRODUCTION BASED ON INTEGRATED SYSTEMS OF PHENOMENOLOGICAL MODELS

**Viktor L. Sergeev,**

Dr. Sc., Tomsk Polytechnic University, Russia, 634050, Tomsk,  
Lenin Avenue, 30. E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru; SergeevVL1947@gmail.com

**Anton G. Naymushin,**

Tomsk Polytechnic University,  
Russia, 634050, Tomsk, Lenin Avenue, 30. E-mail: nai-a@mail.ru

**Nguen Kuin Khui,**

Tomsk Polytechnic University,  
Russia, 634050, Tomsk, Lenin Avenue, 30. E-mail: kennho321988@gmail.com

*The urgency of the discussed issue is caused by the need to resolve the problems in structural and parametric identification of phenomenological models in oil and gas production.*

*The main aim of the study is to develop models and algorithms for adaptive identification in evolutionary processes of oil and gas production based on integrated systems of phenomenological models with variable time-dependent parameters.*

*The methods used in the study are: the theoretical and practical developments in the monitoring and management of oil and gas production, system analysis, system identification with additional a priori information, optimization of functions and linear algebra. The problems in structural and parametric identification were solved theoretically based on integrated systems of phenomenological models and experimentally based on field data of oil annual output field in Tomsk region.*

*The results: The authors proposed to use the integrated systems of phenomenological models based on a priori information with variable time-dependent parameters in order to solve problems of identification in evolutionary process of oil and gas production. They proposed and investigated algorithms of adaptive identification in evolutionary processes of oil and gas production on the basis of solving optimization problems under conditions of a priori nonparametric uncertainty, when the parameters of the integrated systems of phenomenological models are presented by unknown unambiguous time functions. It was shown as well that the inclusion of a priori information can improve significantly the accuracy in estimating forecast production and recoverable reserves.*

### **Key words:**

*Identification, adaptation, oil and gas production, integrated systems, phenomenological models, a-priori information.*

### **REFERENCES**

1. Sokolov V.A. *Evolutsionnye uravneniya kak fenomenologicheskie modeli razrabotki neftyanykh zalezhey* [Evolution equations as phenomenological models of development of oil fields]. *Neftgazovoe delo – Petroleum Engineering, electronic scientific journal*, 2006, pp.1–36. Available at: [http://www.ogbus.ru/authors/Sokolov/SokolovVA\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Sokolov/SokolovVA_1.pdf) (accessed 28 August 2013).
2. 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.
3. Sergeev V.L., Kvesko B.B., Sevostyanov D.V. *Integrirovannye sistemy identifikatsii dlya monitoringa i upravleniya razrabotkoy neftyanykh mektorozhdeniy* [Integrated identification system for monitoring and managing the development of oil deposits]. *Geologiya, razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mektorozhdeniy s trudnoizvlekaemyimi zapasami* [Geology, development and exploitation of oil fields with hard-stock]. Moscow, Neft i gaz Publ., 2007. pp. 159–169.
4. Davydov A.V. *Analiz i prognoz razrabotki neftyanykh zalezhey* [Analysis and forecast of development of oil fields]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2007. 316 p.
5. Tikhonov A.N., Arsenin V.Ya. *Metody resheniya nekorrektnykh zadach* [Methods of solving ill-posed problems]. Moscow, Nauka, 1979. 392 p.

6. Naymyshin A.G., Sergeev V.L. Identifikatsiya evolyutsionnykh protsessov zhiznennogo tsikla system s uchedom apriornoy informatsii [Identification in evolutionary processes of life cycle considering priori information]. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 5, pp. 42–45.
7. Sergeev V.L. *Integrirrovannye sistemy identifikatsii* [Integrated identification system]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2011. 198 p.
8. Katkovnik V.Ya. *Lineynye otsenki i stokhasticheskie zadachi optimizatsii* [Linear estimation and stochastic optimization problem]. Moscow, Nauka, 1976. 488 p.
9. Sergeev V.L. Ob ispolzovanii otsenok lokalnoy approksimatsii plotnosti veroyatnosti [The use of estimates of the local approximation of probability density]. *Automatics and telemechanics*, 1979, no. 7, pp. 56–61.
10. Zhuravskiy V.V., Sergeev V.L. Otsenka izvlekaemykh zapasov gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy na ocнове metoda integrirrovannykh modeley [The estimated recoverable reserves of gas and gas condensate fields based on integrated modelling method]. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 116–118.
11. Gavrilov K.S., Sergeev V.L. Adaptivnaya interpretatsiya nestatsionarnykh gidrodinamicheskikh issledovaniy kvvazhin v sisteme «plast–skvazhina» metodom integrirrovannykh modeley [Adaptive interpretation of transient well testing in system «reservoir–well» by integrated modelling method]. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 5, pp. 72–75.
12. Panteleev A.V., Letova T.A. *Metody optimizatsii v primerakh i zadachakh* [Optimization methods in examples and problems]. Moscow, Higher school, 2002. 544 p.