

УДК 519.688:622.279.23

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЭВОЛЮЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА СИСТЕМ С УЧЕТОМ АПРИОРНОЙ ИНФОРМАЦИИ

А.Г. Наймушин, В.Л. Сергеев

Томский политехнический университет

E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru

Рассматриваются проблемы параметрической идентификации эволюционных процессов, для решения которых предлагается использовать интегрированные системы феноменологических моделей с учетом априорной информации. Приводятся примеры решения задачи идентификации и прогноза жизненного цикла накопленной продукции в процессе разработки нефтяного месторождения.

Ключевые слова:

Идентификация, феноменологические модели, процессы эволюции, жизненный цикл, априорная информация, нефтяное месторождение, извлекаемые запасы.

Key words:

Identification, phenomenological models, processes of evolution, life cycle, a-priori information, oil deposit, recoverable reserves.

Введение

В настоящее время в связи с возрастающей ролью системного подхода при проектировании и управлении в условиях неопределенности актуальным является решение задач идентификации и прогноза эволюционных процессов жизненного цикла сложных технических и социально-экономических систем. Именно проблема идентификации занимает исключительно важную роль, поскольку является наиболее «узким местом» при проектировании наукоемких и интеллектуальных систем управления и принятия решений [1, 2].

Для прогнозирования жизненного цикла большое внимание уделяется феноменологическим моделям

$$\frac{dy}{dt} = f(t, y, \alpha) \quad (1)$$

эволюционных процессов

$$y_t^* = y_t + \xi_t = y(t_0) + \int_{t_0}^t f(\tau, y, \alpha) d\tau + \xi_t, \quad t = \overline{1, n}, \quad (2)$$

отражающих их целостные системные свойства. Здесь y_t^* , y_t , $t = \overline{1, n}$ – фактические и вычисленные на основе модели значения процесса в различные моменты времени t ; $f(t, y, \alpha)$ – известные с точностью до вектора параметров $\alpha = (\alpha_j, j = \overline{1, m})$ функции; ξ_t , $t = \overline{1, n}$ – различного рода случайные факторы, представляющие погрешности расчета траектории процесса, ошибки измерения y_t , неточности при выборе модели процесса и т. д.

Следует отметить, что наряду с описанием эволюционного процесса в пространстве «вход–выход» (2) известна и другая форма представления феноменологических моделей эволюционных процессов в пространстве состояний, заданная двумя системами моделей, в принципе, сводимая к одной системе [2].

Примерами эволюционных моделей (1), (2) являются текущая емкость рынка инновационного товара, накопленная добыча нефти и газа в про-

цессе разработки месторождений углеводородов, забойные давления при гидродинамических исследованиях скважин на неустановившихся режимах фильтрации [3–5].

Однако при решении задачи параметрической идентификации, связанной с определением параметров феноменологической модели жизненного цикла (2), возникают проблемы обеспечения устойчивости, повышения точности оценок, учета дополнительной априорной информации, особенно на начальной стадии развития процесса, когда объем исходных данных n мал.

В данной работе для решения отмеченных выше проблем идентификации эволюционных процессов предлагается использовать интегрированные системы феноменологических моделей с учетом дополнительной априорной информации.

Модели и алгоритмы

идентификации эволюционных процессов

Основной задачи идентификации эволюционных процессов жизненного цикла является интегрированная система феноменологических моделей вида

$$\begin{cases} y_t^* = f_0(t, y, \alpha) + \xi_t, \quad t = \overline{1, n}, \\ \bar{x}_j = f_{aj}(y_t, \alpha) + \eta_j, \quad j = \overline{1, d}, \end{cases} \quad (3)$$

где первая система из n уравнений – стохастическая модель исследуемого эволюционного процесса жизненного цикла (2), а вторая система из d уравнений представляет модели объектов аналогов, позволяющих учитывать дополнительную априорную информацию \bar{x}_j , известную к моменту времени t . В качестве априорной информации могут быть использованы данные о параметрах эволюционного процесса $\bar{x}_j = \bar{\alpha}_j$, $j = \overline{1, m}$, известные к моменту времени t с погрешностью η_j , будущие значения траектории эволюционного процесса $\bar{x}_{(n+j)} = \bar{y}_{n+j}$, $j = \overline{1, l}$, в том числе и его предельные значения (аттракторы $\bar{x}_\infty = y_\infty$). Модели объектов аналогов $f_{aj}(y, \alpha)$ могут

представлять функции, функционалы, а в общем виде операторы f_{ij} от переменных y_i в классах линейных, нелинейных параметрических либо непараметрических моделей [1]; ξ_t, η_j – случайные неконтролируемые факторы.

Рассмотрим примеры интегрированных систем феноменологических моделей с учетом априорной информации. При использовании априорной информации о параметрах моделей эволюционного процесса $\bar{\alpha}_t$, полученных к моменту времени t , систему моделей (3) можно представить в виде

$$\begin{cases} y_t^* = f(t, y_t, \alpha) + \xi_t, & t = \overline{1, n}, \\ \bar{\alpha}_t = \alpha + \eta. \end{cases} \quad (4)$$

В случае логистической модели роста [3] и априорных сведений о ее аттракторе \bar{x}_∞ модель (4) принимает достаточно простой вид

$$\begin{cases} y_t^* = y(t_0) + \int_{t_0}^t (\alpha_1 y_\tau - \alpha_2 y_\tau^2) d\tau + \xi_t, & t = \overline{1, n}, \\ \bar{x}_\infty = \alpha_1 / \alpha_2 + \eta. \end{cases} \quad (5)$$

При использовании априорной информации о параметрах феноменологической модели $\bar{\alpha}$ и экспертных оценок будущих значений эволюционного процесса \bar{y}_{n+j} система моделей (3) принимает вид

$$\begin{cases} y_t^* = f_o(t, y_t, \alpha) + \xi_t, & t = \overline{1, n}, \\ \bar{\alpha} = \alpha + \eta, \quad \bar{y}_{n+j} = f(y_{n+j}, \alpha) + v_j, & j = \overline{1, l}. \end{cases} \quad (6)$$

Следует отметить, что уравнения вида (3)–(6) представляют простейшую интегрированную систему моделей первого уровня. По аналогии с [1] имеют место и многоуровневые иерархические интегрированные системы феноменологических моделей.

С позиции системного подхода процесс параметрической идентификации эволюционных моделей (3) можно представить как решение оптимизационных задач вида [1]

$$\alpha_n^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha, \beta), \quad (7)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta} J_0(\alpha_n^*(\beta)), \quad (8)$$

где запись $\arg \min f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); $\Phi(\alpha, \beta) = \Phi(J_0(\alpha), \beta_k J_k(\alpha_n), k = \overline{1, l})$ – комбинированный показатель качества системы моделей (3), представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества $J_0(\alpha_n)$ модели эволюционного процесса жизненного цикла и взвешенных весами β_k частных показателей качества $J_k(\alpha_n)$ моделей дополнительных априорных данных и экспертных оценок.

Следует отметить, что рассматриваемая технология выбора оптимальных решений (7), (8) позволяет синтезировать достаточно широкий спектр известных и новых алгоритмов идентификации для линейных и нелинейных интегрированных систем моделей эволюционных процессов (3), а также для различных показателей качества и методов решения оптимизационных задач. Например, для линейной

по параметрам α интегрированной системы моделей эволюционных процессов жизненного цикла

$$\begin{cases} y^* = F_0 \alpha + \xi, \\ \bar{x} = F_a \alpha + \eta \end{cases} \quad (9)$$

и комбинированного показателя качества Φ , выбранного в виде суммы взвешенных частных квадратичных показателей качества

$$\Phi(\alpha, \beta) = \|y^* - F_0 \alpha\|_W^2 + \|\bar{x} - F_a \alpha\|_{W(\beta)}^2, \quad (10)$$

оптимизационная задача (7) сводится к решению систем линейных уравнений вида

$$\begin{aligned} (F_0^T W F_0 + F_a^T W(\beta) F_a) \alpha^*(\beta) = \\ = (F_0^T W y^* + F_a^T W(\beta) \bar{x}), \end{aligned} \quad (11)$$

где запись $\|X\|_W^2$ означает квадратичную форму $X^T W X$; $y^* = (y_t^*, t = \overline{1, n})$ – вектор фактических значений эволюционного процесса; $\bar{x} = (\bar{x}_j, j = \overline{1, d})$ – вектор дополнительных априорных сведений и экспертных оценок; $F_0 = (\varphi_{ij}(t_{i-1}, y_j), j = \overline{1, m}, i = \overline{1, n})$ – матрица известных функций $\varphi_{ij}(t_{i-1}, y_j)$ в модели исследуемого объекта размерности $(m \times n)$; $F_a = (\varphi_{aj}(y_j), j = \overline{1, d}, k = \overline{1, m})$ – матрица известных функций $\varphi_{aj}(y_j)$ в модели объектов аналогов размерности $(d \times m)$; $W(\beta) = \text{diag}(\beta_k, k = \overline{1, m})$ – диагональная матрица весовых функций, определяющих значимость (вес) априорных данных \bar{x} ; W – известная матрица вероятностно-статистических характеристик случайных величин $\xi_t, t = \overline{1, n}$. Для получения системы линейных уравнений (11) достаточно взять частные производные по параметрам α от комбинированного функционала (10) и приравнять их к нулю.

Для нелинейной интегрированной системы моделей эволюционных процессов жизненного цикла вида

$$\begin{cases} y^* = f_0(\alpha) + \xi, \\ \bar{x} = f_a(\alpha) + \eta, \end{cases} \quad (12)$$

и комбинированного показателя качества Φ

$$\Phi(\alpha, \beta) = \|y^* - f_0(\alpha)\|_W^2 + \|\bar{x} - f_a(\alpha)\|_{W(\beta)}^2$$

оптимизационная задача (7) при использовании метода Гаусса–Ньютона [6] сводится к последовательному решению систем линейных уравнений вида

$$\begin{cases} \alpha_i^* = \alpha_{i-1}^* + h_i \Delta \alpha_{i-1}^*, & i = 1, 2, 3, \dots, \\ (D_0^T W D_0 + D_a^T W(\beta) D_a)_{i-1} \Delta \alpha_{i-1}^* = \\ = (D_0^T W e_0 + D_a^T W(\beta) e_a)_{i-1}, \end{cases} \quad (13)$$

где

$$D_0 = \left(\frac{\partial f_o(t_i, y_i, \alpha)}{\partial \alpha_j}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m} \right)_{nm},$$

$$D_a = \left(\frac{\partial f_{a,k}(t, y, \alpha)}{\partial \alpha_j}, k = \overline{1, l}, j = \overline{1, m} \right)_{lm}$$

– матрицы частных производных от моделей исследуемого процесса и моделей объектов аналогов; $\mathbf{e}_0 = (\mathbf{y}^* - \mathbf{f}_0(\boldsymbol{\alpha}))$, $\bar{\mathbf{e}}_a = (\bar{\mathbf{x}} - \mathbf{f}_a(\boldsymbol{\alpha}))$ – векторы невязок, h_i – параметр шага.

Отметим, что приведенные выше оценки параметров интегрированных систем феноменологических моделей (9), (12) при определенных значениях управляющих параметров и дополнительных априорных сведений соответствуют многим традиционным методам идентификации. Например, из (11) при нулевых значениях априорных данных $\bar{x}_j = 0, j = \overline{1, d}$ и $F_a = W = I, \beta_k = \beta, k = \overline{1, m}$ (где I – единичная матрица) следуют известные Ridge-приближения и регуляризирующие по Тихонову оценки параметров линейных регрессионных моделей [6]

$$\boldsymbol{\alpha}^* = (F_0^T F_0 + I \beta)^{-1} F_0^T \mathbf{y}^*, \quad (14)$$

позволяющие получать устойчивые решения при вырожденности либо плохой обусловленности матрицы $F_0^T F_0$. Следует отметить, что оценки (14) являются оптимальными приближениями параметров, доставляющих минимум стабилизирующего функционала А.Н. Тихонова [7]

$$\Phi(\boldsymbol{\alpha}, \beta) = \|\mathbf{y}^* - F_0 \boldsymbol{\alpha}\|_w^2 + \beta \|\boldsymbol{\alpha}\|^2,$$

следующего из комбинированного показателя качества (10).

При аналогичных условиях оценки параметров (13) для нелинейных моделей совпадают с устойчивыми оценками метода Левенберга–Марквардта [6]

$$\begin{cases} \boldsymbol{\alpha}_i^* = \boldsymbol{\alpha}_{i-1}^* + h_i \Delta \boldsymbol{\alpha}_{i-1}^*, \quad i = 1, 2, 3, \dots, \\ (D_0^T D_0 + I \beta)_{i-1} \Delta \boldsymbol{\alpha}_{i-1}^* = (D_0^T \mathbf{e}_0 + W(\boldsymbol{\beta}) \bar{\mathbf{e}}_a)_{i-1}, \end{cases} \quad (15)$$

а при $\beta = 0$ – с методом Гаусса–Ньютона

$$\begin{cases} \boldsymbol{\alpha}_i^* = \boldsymbol{\alpha}_{i-1}^* + h_i \Delta \boldsymbol{\alpha}_{i-1}^*, \quad i = 1, 2, 3, \dots, \\ (D_0^T D_0)_{i-1} \Delta \boldsymbol{\alpha}_{i-1}^* = (D_0^T \mathbf{e}_0)_{i-1}. \end{cases} \quad (16)$$

Следует также отметить, что задача (8) по определению оптимальных значений вектора управляющих параметров $\boldsymbol{\beta}_n^*$ не имеет аналитического решения и решается методами последовательных приближений.

Идентификация эволюционного процесса накопленной добычи нефти

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

Для решения задачи интеграции геологической и технологической информации и идентификации эволюционного процесса использовалась интегрированная система моделей накопленной добычи нефти вида

$$\begin{cases} y_t^* = f(t, \boldsymbol{\alpha}) + \xi_t = \\ y(t_0) + \alpha_1 \int_{t_0}^t \exp(-\alpha_2 \tau) \tau^{\alpha_3} d\tau + \xi_t, \quad t = \overline{1, n}, \\ \bar{z}_\infty = \bar{\kappa} Q + \eta = f(\infty, \boldsymbol{\alpha}) + \eta, \end{cases} \quad (17)$$

где y_t^* , $t = \overline{1, n}$ – фактические значения добычи нефти объектов разработки за период времени Δt ; $y(t_0)$ – накопленная к начальному моменту времени t_0 добыча нефти; \bar{z}_∞ – априорная информация об извлекаемых запасах; Q – геологическая оценка балансовых запасов; $\bar{\kappa}$ – экспертная оценка коэффициента извлечения.

Фактические значения накопленной добычи нефти пласта Ю₂¹ нефтяного месторождения Томской области за 23 года разработки приведены на рис. 1–3 сплошной линией 1. Линии 2–5 представляют оценки прогнозной добычи нефти $\hat{y}(t_n + \tau)$, начиная со второго года разработки

$$\begin{aligned} \hat{y}(t_n + \tau) &= f(t_n + \tau, \boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n^*)), \\ t_n &= n, n = \overline{1, 5}, \tau = \overline{1, 23 - n}, \end{aligned} \quad (18)$$

где $\boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n^*)$ – оценки параметров модели (17), полученные на основе (13) при соответствующих значениях матриц частных производных от модели годовой добычи нефти, векторов невязок и при оптимальном значении управляющего параметра $\boldsymbol{\beta}_n^*$ (3), полученного с использованием метода золотого сечения.

Точные значения извлекаемых запасов за все время разработки нефтяного пласта Ю₂¹ составили $z_\infty = 7,4 \cdot 10^6$ тонн. Априорная информация об извлекаемых запасах выбиралась равной $\bar{z}_\infty = 5 \cdot 10^6$ тонн с ошибкой порядка 30 %.

Корректировка априорной информации \bar{z}_∞ в модели (17) проводилась по схеме

$$\bar{z}_{\infty, n} = f(T, \boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n^*)), n = \overline{2, 3, \dots},$$

где T соответствует времени завершения разработки нефтяного пласта ($T = 43$).

В таблице приведены значения относительных ошибок оценок извлекаемых запасов за первые 7 лет разработки нефтяного пласта

$$\delta_n = \text{abs}((f(T, \boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n^*)) - z_\infty) / z_\infty), n = \overline{2, 7},$$

полученные на основе (13) и условно названные методом интегрированных моделей (МИМ), методом Гаусса–Ньютона (МГН) (16) и методом Левенберга–Марквардта (МЛМ) (15).

Из таблицы видно, что метод интегрированных моделей позволил улучшить экспертную оценку извлекаемых запасов с 30 до 5 % ошибки, что отражено и на графиках рис. 1 (линии 2–4), демонстрирующих достаточно быструю сходимость прогнозных значений накопленной добычи нефти (18) к их фактическим значениям.

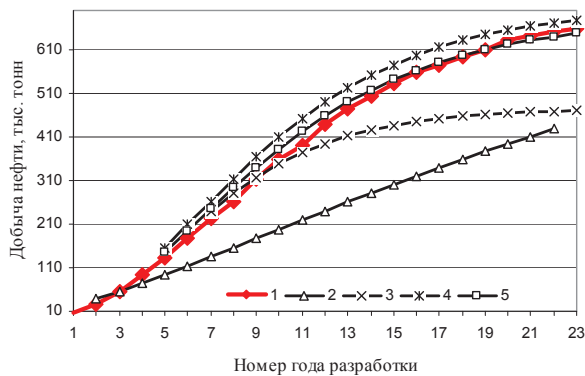


Рис. 1. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи нефти (линии 2–5) с учетом априорной информации о запасах

Таблица. Относительная ошибка оценок извлекаемых запасов, %

Методы	Длительность разработки (номер года)					
	2	3	4	5	6	7
МИМ	0,461	0,244	0,173	0,086	0,059	0,046
МГН	–	8,405	6,537	0,369	0,469	0,319
МЛМ	3,483	0,363	0,312	0,343	0,349	0,301

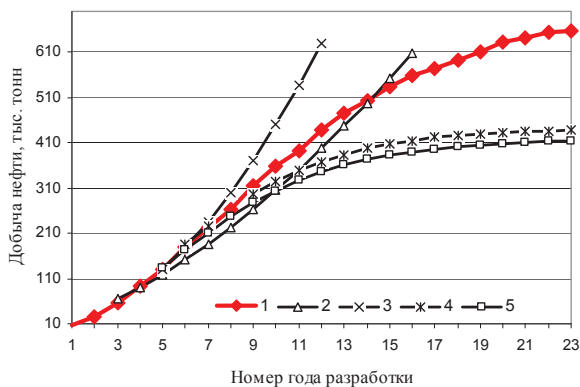


Рис. 2. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи нефти (линии 2–5) с использованием метода Гаусса–Ньютона

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 198 с.
2. Анфилатов В.С., Емельянов А.А., Кукушкин А.А. Системный анализ в управлении. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 368 с.
3. Кожухова В.Н., Семенычев Е.В. Методы идентификации логистической динамики и жизненного цикла продукта моделью Верхулста // Экономика и математические методы. – 2012. – Т. 48. – № 2. – С. 108–115.
4. Кемерова П.А., Сергеев В.Л., Анисанов А.С. Адаптивная идентификация и интерпретация нестационарных гидродинамиче-

ских исследований с учетом притока продукции в скважине // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 4. – С. 43–46.

Для сравнения качества прогноза на рис. 2 и 3 приведены прогнозные значения накопленной добычи нефти, полученные с использованием метода Гаусса–Ньютона, начиная с третьего года разработки, и метода Левенберга–Марквардта, – со второго года разработки.

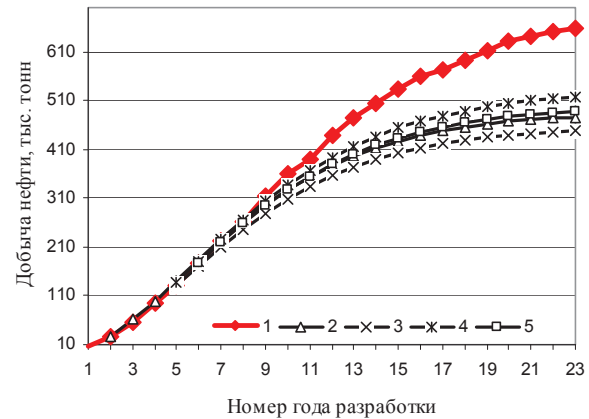


Рис. 3. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи нефти (линии 2–5) с использованием метода Левенберга–Марквардта

Выводы

1. Для идентификации эволюционных процессов жизненного цикла систем предложено использовать интегрированные системы феноменологических моделей с учетом априорной информации.
2. Приведен метод синтеза и примеры оптимальных, в смысле квадратичных показателей качества, оценок параметров линейных и нелинейных интегрированных систем феноменологических моделей.
3. На примере идентификации эволюционного процесса накопленной добычи нефти показано, что предлагаемые модели и алгоритмы, условно названные методом интегрированных моделей, позволяют при малом объеме промышленных данных получить более точные оценки извлекаемых запасов по сравнению с классическими алгоритмами Гаусса–Ньютона и Левенберга–Марквардта.

5. 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.
6. Демиденко Е.З. Линейная и нелинейная регрессии. – М.: Финансы и статистика, 1981. – 300 с.
7. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 392 с.

Поступила 24.12.2012 г.