

УДК 519.71: 622.3: 622.276

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

Интегрированные системы идентификации для мониторинга разработки нефтяных месторождений

Рассматривается проблема идентификации технологических показателей объектов разработки нефтяных месторождений в условиях неопределенности и предлагается метод ее решения, основанный на использовании интегрированных систем моделей. На примерах решения задач прогнозирования добычи нефти и оценки фильтрационных параметров нефтяных пластов по результатам гидродинамических исследований скважин показана эффективность предложенных моделей и алгоритмов идентификации.

Ключевые слова: Идентификация, адаптация, интегрированные системы, модели, априорная информация, технологические показатели разработки, прогноз, скважина, нефтяные пласты, месторождения, извлекаемые запасы, гидродинамические исследования, пластовое давление, гидропроводность, пьезопроводность, кривая восстановления забойного давления, относительная ошибка.

Введение

В последние годы в нефтяной промышленности в связи с широким внедрением информационных систем, современных технологий исследования скважин, систем регистрации разнобразной информации о состоянии объектов разработки, скважин, нефтяных пластов и месторождений возрос интерес к задачам построения математических моделей процессов нефтегазодобычи [1–3].

Проблемы построения математических моделей процессов нефтегазодобычи связаны с решением задач идентификации, которые часто называют обратными задачами. Задача идентификации заключается в построении оптимальных, в смысле заданных критериев качества, математических моделей технологических показателей разработки – ТПР (добычи нефти, жидкости, воды, извлекаемых запасов, пластовых и забойных давлений и т.д.) с использованием промысловых данных, результатов комплексных исследований скважин и нефтяных пластов [4].

Идентификация ТПР подразделяется на два крупных направления, имеющих свои цели и задачи. Первое направление представляет задачи идентификации для проектирования разработки нефтяных месторождений, которые решаются крупными коллективами в научных центрах нефтяных компаний, проектных институтах [5]. На стадии проектирования разработки месторождения создаются цифровые геолого-технологические модели нефтяных месторождений, позволяющие прогнозировать показатели разработки на достаточно длительный период (20–30 лет), создавать технологические схемы и проекты разработки, определять стратегию развития компании.

Второе направление – это рассматриваемые в данной работе задачи идентификации для мониторинга разработки нефтяных месторождений и гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Реальные условия нефтегазодобычи характеризуются неполнотой, неоднородностью, недостаточностью исходных данных о фильтрационных параметрах и энергетическом состоянии нефтяных пластов, различными ошибками регистрации технологических и геологических показателей разработки, неадекватностью моделей и т.п. В данных условиях использование классических методов идентификации технологических моделей показателей разработки часто связано с проблемами устойчивости и низкой точностью получаемых решений [6–7].

Перспективным направлением преодоления существующей сложности процессов нефтегазодобычи, недостаточности данных, повышения точности и устойчивости решений является использование интегрированных систем идентификации с учетом разного рода дополнительной априорной информации, накопленного опыта и знаний. Интегрированные системы

идентификации предоставляют возможность объединять математические (физически содержательные) модели ТПР и формализованные экспертные оценки лица, принимающего решения, в единую интегрированную систему моделей, отражающую целостные свойства реальных систем, что дает интегральный (синергетический) эффект при решении разнообразных задач идентификации и управления [8–10].

Основой предлагаемого подхода к моделированию сложных систем нефтегазодобычи в условиях неопределенности является интегрированная система моделей (ИСМ) вида [8]:

$$\begin{cases} \mathbf{Y}^* = \mathbf{F}(t, \mathbf{X}^*, \mathbf{U}^*, \xi), \\ \bar{\mathbf{Z}}_j^* = \bar{\mathbf{F}}_j(t, \mathbf{Z}_j, \eta_j), j = \overline{1, m}, \end{cases} \quad (1)$$

где $\mathbf{Y}^*, \mathbf{U}^*, \mathbf{X}^*$ – реализации выходных \mathbf{Y} и входных управляемых и неуправляемых переменных исследуемого объекта \mathbf{U}, \mathbf{X} ;

$\bar{\mathbf{Z}}_j^*$, – реализации выходных переменных моделей объектов аналогов, представляющих дополнительные априорные данные, экспертные оценки и т.д.;

$\mathbf{F}, \bar{\mathbf{F}}_j$ – модели исследуемого объекта разработки и объектов аналогов (в общем случае операторы);

ξ, η_j – случайные переменные представляют различные ошибки.

Переменные \mathbf{Z}_j объектов-аналогов могут соответствовать переменным объекта разработки, а также представлять параметры, функции (функционалы).

Суть интегрированных систем идентификации заключается в формировании ИСМ вида (1) и ее адаптации. Так, например, при параметрическом представлении исследуемого объекта $\mathbf{Y}^* = f(t, \alpha, \mathbf{X}^*, \mathbf{Y}^*, \xi)$ и моделей объектов аналогов $\bar{\mathbf{Z}}_j^* = \bar{f}_j(t, \alpha, \mathbf{Z}_j, \eta_j), j = \overline{1, m}$, с точностью до вектора неизвестных параметров α , процедура адаптации ИСМ сводится к решению оптимизационных задач вида:

$$\alpha^*(\mathbf{K}), \mathbf{f}^*, \bar{\mathbf{f}}^* = \arg \min_{\alpha, \mathbf{f}, \bar{\mathbf{f}}} \Phi(\alpha, \mathbf{f}, \bar{\mathbf{f}}, \mathbf{K}), \mathbf{K}^* = \arg \min_{\mathbf{K}} J_0(\alpha^*, \mathbf{f}^*, \bar{\mathbf{f}}^*, \mathbf{K}), \quad (2)$$

где $\arg \min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции $f(x)$;

Φ – комбинированный функционал качества, состоящий из частных показателей качества $J_0, J_k, k = \overline{1, m}$ модели исследуемого объекта \mathbf{F} и моделей объекта аналогов $\bar{\mathbf{F}}_j, j = \overline{1, m}$;

\mathbf{K} – матрица весовых функций, представляющая значимость (вес) дополнительных априорных данных.

На основе (1)–(2) синтезирован широкий класс адаптивных моделей и алгоритмов идентификации для линейных, нелинейных, непараметрических, статических и динамических объектов управления, решен широкий спектр научно-технических задач [8–10].

Прогнозирование добычи нефти и оценка извлекаемых запасов нефтяных месторождений

Актуальной задачей мониторинга разработки нефтяных месторождений является повышение точности прогноза добычи нефти и оценки извлекаемых запасов на ранней стадии разработки месторождения, когда объем промысловых данных невелик. Для решения данной задачи предлагается использовать интегрированную систему моделей вида:

$$\begin{cases} \mathbf{Q}_n^* = \mathbf{Q}_n(\alpha) + \xi = \mathbf{f}_n(\alpha) + \xi, \\ \bar{\mathbf{S}} = S(T, \alpha) + \eta, \bar{\alpha}_l = \alpha + \nu_l, l = \overline{1, d}, \bar{\mathbf{Q}}_{nr} = f(t_n + \tau, \alpha) + \varepsilon, \end{cases} \quad (3)$$

где $\mathbf{Q}_n^* = (Q_i^*(t_i), i = \overline{1, n})$, $\mathbf{f}_n(\alpha) = (f(t_i, \alpha), i = \overline{1, n})$ – векторы фактических значений добычи нефти, полученные в процессе разработки месторождения и на основе модели $f(t, \alpha)$ за соответствующие промежутки времени $\Delta t = t_i - t_{i-1}$; $\bar{\mathbf{S}} = (\bar{S}_j, j = \overline{1, p})$, $\bar{\alpha}_l = (\bar{\alpha}_{lj}, j = \overline{1, p}), l = \overline{1, d}$, $\bar{\mathbf{Q}}_{nr} = (\bar{Q}_{nj}(t_n + \tau), j = \overline{1, r})$ – векторы экспертных оценок извлекаемых запасов нефти

$S(T, \alpha) = \int_{t_0}^T f(\tau, \alpha) d\tau$ за время разработки T , дополнительных априорных данных о парамет-

рах модели добычи $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ и прогнозных значений добычи нефти, полученных из разных источников информации, например, из проектных технологических документов на разработку месторождений; $\xi, \eta, v_l, \varepsilon$ – векторы случайных величин, представляющие погрешности измерения добычи нефти, ошибки, вызванные неадекватностью модели добычи, ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

Задача идентификации в данном случае сводится к решению оптимизационных задач по определению вектора параметров модели добычи нефти α и управляющих параметров β [4, 10]:

$$\alpha^* (\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha), \quad \beta^* = \arg \min_{\beta} (J_0). \quad (4)$$

Приведем результаты численных исследований, цель которых заключалась в получении относительных ошибок оценок прогноза добычи нефти $\delta_n(Q_n^*(t_n + \tau))$ и извлекаемых запасов $\delta_n(S^*)$ в зависимости от объема и точности исходных данных и дополнительных априорных сведений:

$$\delta_n(Q_n^*(t_n + \tau)) = \left| \frac{f(t_n + \tau, \alpha^*(\beta^*)) - f(t_n + \tau, \alpha)}{f(t_n + \tau, \alpha)} \right|, \quad (5)$$

$$\delta_n(S^*) = \left| \frac{S(T, \alpha^*(\beta^*)) - S(T, \alpha)}{S(T, \alpha)} \right|, \quad (6)$$

где $Q_n^*(t_n + \tau) = f(t_n + \tau, \alpha^*(\beta^*))$ – прогноз годовой добычи нефти на период времени τ ;

$S^* = S(T, \alpha^*(\beta^*))$ – оценка извлекаемых запасов за 50 лет разработки ($T = 50$);

$\alpha^*(\beta^*)$ – оценки параметров модели добычи нефти и управляющих параметров;

$f(t, \alpha) = \alpha_1 \exp(-\alpha_2 t) \cdot t^{\alpha_3} / (\alpha_4 + \alpha_5 t)$ – модель годовой добычи нефти.

Оценки α^*, β^* получены путем решения оптимизационных задач (2) с использованием метода оптимизации Нелдера и Мида (деформированного многогранника) [11] и комбинированного функционала качества модели (3), составленного из частных квадратичных показателей качества:

$$\Phi(\alpha, \beta) = \|Q_n^* - Q_n(\alpha)\|_{W_1}^2 + \|\bar{S} - S(T, \alpha)\|_{W_2}^2 + \sum_{l=1}^d W_{2l} (\bar{\alpha}_l - \alpha)^2 + \|\bar{Q}_{nr} - \bar{f}_n(\alpha)\|_{W_3}^2, \quad (7)$$

где $W_1 = \text{diag}(K(\frac{s(\alpha^0) - \bar{s}_{j_2}}{\beta_1}), j = \overline{1, p})$, $W_{2l} = \text{diag}(K(\frac{\alpha_{jl}^0 - \bar{\alpha}_{jl}}{\beta_2}), j = \overline{1, m})$,

$W_3 = \text{diag}(K(\frac{f(t_n + \tau_j, \alpha^0) - Q_n(t_n + \tau_j)}{\beta_3}), j = \overline{1, r})$ – диагональные матрицы весовых функций $K(u)$ с

управляющими параметрами $\beta = (\beta_1, \beta_2, \beta_3)$, учитывающими значимость (вес) дополнительных априорных данных и экспертных оценок; α^0 – вектор начальных приближений параметров модели добычи нефти; $\|X\|^2$ – норма вектора X .

Функции (ядра) $K(u)$, введенные по аналогии с непараметрическими оценками плотности вероятности и регрессии для сокращения размерности вектора управляющих параметров с $p + m + r$ до трех, обладают свойствами [12]:

$$K(x - u) / \beta \rightarrow 1, \quad \beta \rightarrow \infty; \quad K(x - u) / \beta \rightarrow 0, \quad \beta \rightarrow 0. \quad (8)$$

Векторы случайных величин $\xi = c_1 Q_n(\alpha) \xi_N$, $\eta = c_2 S(T, \alpha) \eta_N$, $v_l = c_3 \alpha v_{Nl}$, $l = \overline{1, d}$, $\varepsilon = c_4 f(t_n + \tau, \alpha) \varepsilon_N$ в модели добычи нефти (3) получены с использованием псевдослучайных чисел $\xi_N, \eta_N, v_{Nl}, \varepsilon_N$, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией; $c_i, i = \overline{1, 4}$ – константы, представляющие относительный уровень ошибок.

В таблице 1 приведены результаты расчета относительных ошибок прогноза добычи нефти (5) ($\tau = 3$) и извлекаемых запасов (6) в зависимости от вида модели добычи нефти (3) и уровня ошибок дополнительных априорных сведений. Для указания вида модели добычи нефти введены следующие обозначения: $\{Q_n^*\}$ – модель добычи нефти (априорная информация не учитывается); $\{Q_n^*, \bar{S}\}, \{Q_n^*, \bar{S}, \bar{\alpha}\}, \{Q_n^*, \bar{S}, \bar{\alpha}, \bar{Q}_n\}$ – интегрированные системы моделей с учетом экспертных оценок извлекаемых запасов, дополнительных данных о параметрах моделей и прогнозных значениях добычи нефти, для которых введены условные обозначения М1, М2, М3, М4.

Уровни ошибок дополнительных априорных данных и экспертных оценок имитировались следующие: добыча нефти 5% ($c_1 = 0,05$), извлекаемые запасы 2,5 и 10% ($c_2 = 0,02; 0,05; 0,1$), дополнительные априорные данные параметров модели добычи – 2% ($c_3 = 0,02$), а ошибка прогноза добычи нефти равна 5%, что соответствует приемлемым на практике уровням точности оценок. Длительность разработки составляла три года ($n = 3$). Количество дополнительных данных и экспертных оценок в (3) для каждого типа данных равнялось трем ($p = d = r = 3$). Вес дополнительных априорных данных и экспертных оценок при формировании матриц W_1, W_2, W_3 (7) рассчитывался с использованием функции $K(x) = \exp(-x^2)$.

В таблицах 2–3 приведены значения относительных ошибок прогноза добычи нефти (5) ($\tau = 3$) и извлекаемых запасов (6) в зависимости от числа лет разработки и вида интегрированной модели добычи нефти. Уровень ошибок имитируемых значений дополнительных данных об извлекаемых запасах и прогнозных значениях добычи составлял 5%. Уровень ошибок имитируемых значений дополнительных априорных сведений о параметрах модели добычи нефти составлял 2%.

Таблица 1
Относительные ошибки оценок прогноза добычи нефти и извлекаемых запасов, %

Оценки	Вид интегрированной модели добычи нефти									
	1	2			3			4		
	М1	М2			М3			М4		
	Уровень ошибок экспертных оценок извлекаемых запасов									
	2	5	10	2	5	10	2	5	10	
$Q_n^*(t_n + \tau)$	53	2,6	3,2	5,1	2,2	2,8	4,5	1,9	2,3	3,1
S^*	49	2,3	3,1	4,6	1,8	2,6	3,5	1,4	2,2	2,8

Таблица 2
Относительная ошибка оценок прогноза добычи нефти, %

Модель добычи нефти	Длительность разработки (номер года)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
М1	–	–	53	42	23	16,1	11,3	8,7	6,9	5,3
М2	51	39	23	15,6	12,4	9,7	7,1	5,6	4,8	4,2
М3	45	34	19	13,6	9,7	7,4	5,2	4,7	4,1	3,6
М4	26	14	8,4	6,9	5,2	3,9	3,1	2,6	2,3	2,1

Таблица 3
Относительная ошибка оценок извлекаемых запасов, %

Модель добычи нефти	Длительность разработки (номер года)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
М1	–	–	49	37	21	14,6	9,3	7,2	5,7	4,9
М2	46	34	20	15,6	11,6	9,5	7,2	5,9	4,6	3,8
М3	40	29,6	17	12,3	10,2	8,1	5,9	5,2	4,6	3,3
М4	25	13	8,8	6,5	5,1	3,7	3,2	2,8	2,3	1,9

Из таблиц 1–3 видно, что учет дополнительных априорных данных и экспертных оценок приводит к существенному увеличению точности оценок прогноза добычи нефти и извлекаемых запасов на ранних стадиях разработки месторождения (3–6 лет) по сравнению с оценками $S^* = S(T, \alpha^*(0))$ на основе модели добычи нефти М1, где априорная информация не учитывается. Например, относительная ошибка извлекаемых запасов, полученная к третьему году разработки, составляет 49% (табл. 3), а с учетом априорной информации (6) – порядка 9%.

Оценка параметров нефтяных пластов по результатам гидродинамических исследований скважин

Задачей идентификации гидродинамических исследований скважин (ГДИС) является построение оптимальной, в смысле заданных критериев качества, математической модели пластовой системы и оценки неизвестных параметров по результатам измерений забойного давления и дебитов скважин. Методы идентификации ГДИС [13–14] позволяют получать данные о фильтрационных и динамических свойствах нефтяных пластов и призабойной зоны скважины, определять параметры трещин ГРП, уточнять пластовое давление, оценивать геометрические параметры пласта и т.д. На основе ГДИС осуществляются процессы добычи флюидов, составляются технологические проекты разработки нефтяных и газовых месторождений, создаются геолого-технологические модели процессов нефтегазодобычи.

Одним из основных методов ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации является метод кривой восстановления забойного давления (КВД) [13]. Наиболее общим решением задачи идентификации ГДИС по КВД является метод интегрированных моделей, который позволяет учитывать различную неоднородную, дополнительную априорную информацию, дает оптимальное решение задачи идентификации с обеспечением устойчивости решения, согласованности исходных данных и дополнительных априорных сведений [15].

В данной работе рассматривается технология идентификации ГДИС по КВД на основе разработанного в [9] непараметрического метода аналогов (НМА), который обладает гибким механизмом учета дополнительной априорной информации, представленной классом непараметрических моделей. Необходимость использования непараметрических методов связана с отсутствием достоверной информации о моделях дополнительных априорных сведений и экспертных оценок о параметрах пласта.

Предлагаемый подход к идентификации ГДИС основан на стохастической непараметрической интегрированной системе моделей КВД вида:

$$\begin{cases} \mathbf{P}_s^* = P_s(\alpha, \mathbf{q}) + \xi, \\ \bar{\mathbf{P}}_{nl} = \varphi(P_s(\alpha, q(T)) + \eta, \\ \bar{\alpha}_k = f_k(\alpha_k) + v_k, \quad k = \overline{1, l}, \end{cases} \quad (9)$$

где $\mathbf{P}_s^* = (P_s^*(t_i), i = \overline{1, n})$, $\mathbf{P}_s(\alpha, \mathbf{q}) = (P_s(t_i, \alpha, q(t_i)), i = \overline{1, n})$ – векторы измеренных на скважине значений забойного давления в моменты времени t_i и вычисленных на основе модели КВД $P_s(t, \alpha, q(t))$, заданной с точностью до вектора неизвестных параметров $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$;

$\mathbf{q} = (q(t_i), i = \overline{1, n})$ – значения дебита жидкости в скважине после ее останова;

$\bar{\mathbf{P}}_{nl} = (\bar{P}_{nlj}, j = \overline{1, r})$, $\bar{\alpha}_k = (\bar{\alpha}_{kl}, l = \overline{1, p}), k = \overline{1, l}$ – дополнительные априорные данные, экспертные оценки пластового давления и параметров модели КВД;

$P_s(\alpha, q(T))$ – значение пластового давления, полученное на основе модели КВД (T – гарантированное время исследований порядка 200 часов для низкодебитных скважин);

$\varphi, f_k, k = \overline{1, l}$ – неизвестные однозначные функции;

$\xi = (\xi(t_i), i = \overline{1, n})$, $\eta = (\eta_j, j = \overline{1, r})$, $\mathbf{v}_k = (v_{ik}, i = \overline{1, p}), k = \overline{1, l}$ – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления и ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

Задача идентификации заключается в оценивании неизвестных фильтрационных параметров α в условиях непараметрической априорной неопределенности, когда функции

$\varphi, f_k, k = \overline{1, l}$ неизвестны. Можно предполагать, что эти функции обладают достаточно широким спектром свойств. Однако формализовать эти свойства в рамках определенного класса параметрических моделей достаточно сложно, можно предполагать об их ограниченности, непрерывности, существовании производных и т.д. В условиях данного вида априорной неопределенности (часто говорят о непараметрической априорной неопределенности) возникает потребность в использовании непараметрических методов [12].

Задача идентификации (9) состоит в решении двух оптимизационных задач вида:

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha); \beta^* = \arg \min_{\beta} \left\| P_s^* - P_s(\alpha^*(\beta), q^*) \right\|^2. \quad (10)$$

Приведем решение задачи идентификации по определению параметров $\alpha^*(\beta)$ с использованием метода Гаусса–Ньютона и комбинированного функционала качества:

$$\Phi(\alpha) = \left\| P_s^* - P_s(\alpha^*(\beta), q^*) \right\|^2 + \left\| \bar{P}_{nl} - P_s(\alpha^*(\beta), q^*) \right\|_{W_1}^2 + \sum_{k=1}^l \left\| \bar{\alpha}_k - \alpha_k \right\|_{W_{2k}}^2, \quad (11)$$

$$W_1 = \text{diag}(w(P_{nl}(\alpha^0, q^*) - \bar{P}_{nlj}) / \beta_1, j = \overline{1, r}),$$

$$W_{2k} = \text{diag}(w(\alpha_j^0 - \bar{\alpha}_{jk}) / \beta_2, j = \overline{1, 2}, k = \overline{1, l}),$$

где W_1, W_{2k} – диагональные матрицы весовой функции с управляющими параметрами $\beta = (\beta_1, \beta_2)$;

α^0 – начальные оценки фильтрационных параметров;

$q^* = (q^*(t_i), i = \overline{1, n})$ – оценки дебита жидкости в стволе скважины.

Весовые функции (ядра) $w(u)$ обладают свойствами, приведенными в (8).

Тогда, согласно [10, 15], алгоритм определения оптимальных параметров $\alpha^*(\beta)$ (10) сводится к рекуррентной процедуре

$$\alpha^i = \alpha^{i-1} + \gamma_i \cdot \Delta \alpha^{i-1}, \quad i = 1, 2, 3, \dots \quad (12)$$

где приращение $\Delta \alpha^{i-1}$ вектора фильтрационных параметров α на каждом шаге определяется из решения систем линейных уравнений:

$$A^{i-1} \cdot \Delta \alpha^{i-1} = B^{i-1},$$

$$A^{i-1} = (D_s^T D_s + D_{nl}^T W_1 D_{nl} + \sum_{k=1}^l W_{2k})^{i-1},$$

$$B^{i-1} = (D_s^T e_s + D_{nl}^T W_1 e_{nl} + \sum_{k=1}^l W_{2k} \Delta \bar{\alpha}_k)^{i-1};$$

$D_s = \left(\frac{\partial P_s(\alpha, q^*(t_i))}{\partial \alpha_j}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, 3} \right)$ – матрица частных производных от функции забойного

давления по параметрам α ;

$D_{nl} = \left(\frac{\partial P_s(\alpha, q(T))}{\partial \alpha_j}, j = \overline{1, 3} \right)$ – вектор частных производных от модели пластового давления

$P_s(\alpha, q(T))$ по параметрам α ;

$\bar{e}_s = (P_s^*(t_i) - P_s(\alpha^0, q(t_i)), i = \overline{1, n})^T, \bar{e}_{nl} = (P_{nl}^j - P_s(\alpha^0, q(T)), j = \overline{1, r}), \Delta \bar{\alpha}_k = \bar{\alpha}_k - \alpha^0, k = \overline{1, l}$ – векторы невязок между имитируемыми значениями забойного давления, экспертными оценками пластового давления, экспертными оценками параметров модели КВД и их значениями, полученными на основе моделей;

W_1, W_{2k} – диагональные матрицы (11);

α^0 – начальные приближения параметров модели КВД;

γ_i – параметр шага в методе Гаусса–Ньютона ($\gamma_i = 1$).

Следует отметить, что при значениях управляющих параметров $\beta = 0$ априорная информация не учитывается и оценки фильтрационных параметров совпадают с классическими оценками метода наилучшего совмещения [13–14]:

$$\alpha^i = \alpha^{i-1} + \gamma_i \Delta \alpha^{i-1}, i = 1, 2, 3, \dots; (\mathbf{D}_3^T \mathbf{D}_3)^{i-1} \cdot \Delta \alpha^{i-1} = (\mathbf{D}_3^T \mathbf{e}_3)^{i-1}. \quad (13)$$

Приведем результаты численных исследований точности оценок параметров нефтяных пластов с использованием модели КВД, учитывающей приток жидкости в скважине после ее остановки [13]:

$$P_3(\alpha, q(t)) = P_3(t_0) + \frac{1}{4\pi\alpha_1} \int_{t_0}^t \frac{(q(t_0) - q(\tau, \alpha_3))}{t - \tau} \exp\left(-\frac{r_c^2}{4\alpha_2 \cdot (t - \tau)}\right) \cdot d\tau, \quad (14)$$

где α_1 – гидропроводность нефтяного пласта,

α_2 – его пьезопроводность;

$q(\tau, \alpha_2) = q(t_0) \exp(-\alpha_3 \tau)$ – модель дебита притока жидкости в скважину;

$q(t_0)$ – дебит скважины в момент ее остановки t_0 ;

$P_3(t_0)$ – начальное значение забойного давления;

$r_c = 0,1$ метра – радиус скважины;

векторы случайных величин $\xi = c_1 P_3(\alpha, q) \xi_N$, $\eta = c_2 P_3(\alpha, q(T)) \eta_N$, $\mathbf{v}_k = c_3 \alpha_k \mathbf{v}_{Nk}$, $k = \overline{1, l}$ в модели (9) получены с использованием псевдослучайных чисел $\xi_N, \eta_N, \mathbf{v}_{Nr}$, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией;

$c_i, i = \overline{1, 3}$ – константы, представляющие относительный уровень ошибок.

Оценки управляющих параметров β^* определялись путем решения второй оптимизационной задачи (10) методом деформированного многогранника [11]. Начальные приближения параметров α^0 в (12) рассчитывались по регуляризованному методу наилучшего совмещения [16]

$$\alpha^i = \alpha^{i-1} + \gamma_i \Delta \alpha^{i-1}, i = 1, 2, 3, \dots; (\mathbf{D}_3^T \mathbf{D}_3 + h \cdot I)^{i-1} \cdot \Delta \alpha^{i-1} = (\mathbf{D}_3^T \mathbf{e}_3)^{i-1} \quad (15)$$

с параметром регуляризации h , который выбирался путем решения оптимизационной задачи $h^* = \arg \min_{\beta} \|P_3^* - P_3(\alpha^*(h), q)\|^2$ методом дихотомии [11].

Относительные ошибки оценок пластового давления $P_{nl}^* = P_3(\alpha^*(h^*, \beta^*), q^*(T))$ фильтрационных параметров пласта гидропроводности $\alpha_1^*(h^*, \beta^*)$ и пьезопроводности $\alpha_2^*(h^*, \beta^*)$ в зависимости от длительности исследований скважины $t_n = n$ определялись по формулам

$$\delta_n(P_{nl}^*) = abs((P_{nl}^* - P_{nl}) / P_{nl}); \delta_{nj}(\alpha_j^*) = abs((\alpha_j^*(h^*, \beta^*) - \alpha_j) / \alpha_j), j = 1, 2. \quad (16)$$

В качестве примера в таблице 4 приведены результаты расчета относительных ошибок оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта в зависимости от вида интегрированной модели КВД (9) и уровня погрешностей дополнительных априорных данных и экспертных оценок.

Таблица 4

Относительные ошибки оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта, %

Оценки	Вид интегрированной модели									
	1	2			3			4		
	$\{P^*\}$	$\{P^*, \overline{P_{nl}}\}$			$\{P^*, \overline{\alpha}\}$			$\{P^*, \overline{P_{nl}}, \overline{\alpha}\}$		
	–	Уровень ошибок априорных данных в %								
c_2			c_3			c_2, c_3				
	2	5	10	2	5	10	2	5	10	
P_{nl}^*	12,0	3,2	5,3	7,2	3,1	4,2	6,8	1,4	2,4	4,2
α_1^*	8,3	2,6	4,8	5,7	2,2	3,9	4,7	1,3	2,1	3,8
α_2^*	9,8	4,4	5,6	7,4	4,6	4,3	6,9	1,6	2,3	4,3

Для указания вида модели КВД введены обозначения: $\{p^*\}$ – априорная информация отсутствует; $\{p^*, \overline{p_{пл}}\}$ – учет дополнительных априорных данных и экспертных оценок пластового давления; $\{p^*, \overline{\alpha}\}$ – учет априорных данных и экспертных оценок и фильтрационных параметров пласта; $\{p^*, \overline{p_{пл}}, \overline{\alpha}\}$ – учет априорных данных и экспертных оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта.

Уровень ошибок забойного давления составлял порядка 1%, что соответствует точности манометров, используемых при гидродинамических исследованиях скважин [17]. Для имитации забойных давлений с относительным уровнем ошибок 1% параметр выбирался равным $c_1 = 0,01$. Для имитации векторов дополнительных априорных сведений и экспертных оценок о пластовом давлении и фильтрационных параметрах пласта при $(r = l = 3)$ с относительным уровнем ошибок 2, 5 и 10% параметры c_2, c_3 выбирались равными 0,02; 0,05 и 0,1 соответственно. Данный уровень ошибок соответствует допустимым в практике нефтегазодобычи границам уровня погрешностей оценок гидродинамических параметров нефтяных пластов [17]. Забойное давление (14) рассчитывалось для среднедебитной скважины $q(t_0) = 130 \text{ м}^3/\text{сут}$ при значениях гидропроводности $\alpha_1 = 80 \text{ МПа}/\text{сП}$, пьезопроводности $\alpha_2 = 2500 \text{ см}^2/\text{с}$, начальном забойном давлении $P_s(t_0) = 16,5 \text{ МПа}$ [17, с. 59]. Параметр α_3 в модели дебита (14) рассчитывался с учетом продолжительности притока жидкости в скважину равном 3600 с.

В таблице 5 приведены значения относительных ошибок пластового давления в зависимости от длительности исследований $t_n = n$ в часах при 5% уровне ошибок задания дополнительных априорных сведений.

В таблице 6 приведены результаты расчета длительности исследования скважин, которая необходима для обеспечения заданной точности оценок, при ошибках дополнительных априорных данных и экспертных оценок пластового давления и фильтрационных параметров пласта 2 и 10%.

Расчет требуемой длительности исследований производился с использованием уравнений

Таблица 5

Относительная ошибка оценок пластового давления, %

Модель КВД	Длительность исследований скважины $t_n = n$, ч									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\{p^*\}$	–	–	46	35	12	8,1	6,3	5,7	4,9	4,3
$\{p^*, \overline{p_{пл}}\}$	41	32	16	7,4	5,3	4,8	4,4	4,1	3,8	3,4
$\{p^*, \overline{\alpha}\}$	39	28	14	6,5	4,2	4,1	3,9	3,6	3,4	3,3
$\{p^*, \overline{p_{пл}}, \overline{\alpha}\}$	21	16	7,7	3,1	2,4	2,35	2,23	2,15	2,1	2,08

Таблица 6

Требуемая длительность исследования скважины n^* в часах

Модель КВД	Уровень ошибок априорных данных, %					
	$\epsilon_j = 0,02, j = \overline{1,3}$			$\epsilon_j = 0,1, j = \overline{1,3}$		
	$P_{пл}^*$	α_1^*	α_2^*	$P_{пл}^*$	α_1^*	α_2^*
$\{p^*\}$	13,4	12,5	14,5	6,2	5,7	6,3
$\{p^*, \overline{p_{пл}}\}$	9,4	8,6	9,2	5,4	5,1	5,6
$\{p^*, \overline{\alpha}\}$	8,3	7,8	8,3	5,1	4,9	5,3
$\{p^*, \overline{p_{пл}}, \overline{\alpha}\}$	6,5	6,2	6,4	3,2	3,15	3,6

$$\delta_{jn}(\alpha_j^*) = \varepsilon_j, j=1,2; \delta_n(P_{пл}^*) = \varepsilon_3, \quad (17)$$

где $\varepsilon_j, j=1,2,3$ – заданные значения относительных ошибок гидропроводности, пьезопроводности и пластового давления (16) для определения требуемой длительности исследований n^* .

Анализ результатов, приведенных в таблицах, показывает, что учет дополнительных априорных сведений и экспертных оценок позволяет значительно увеличить точность оценок пластового давления, гидропроводности и пьезопроводности по сравнению с оценками параметров метода наилучшего совмещения (13–14), где априорная информация не учитывается (табл. 4, 5), сократить длительность исследований (табл. 6), простои скважин и увеличить добычу нефти.

Заключение

Интегрированные системы идентификации процессов нефтегазодобычи с учетом дополнительной априорной информации, накопленного опыта и знаний являются актуальным, интенсивно развивающимся в настоящее время направлением гидродинамического мониторинга и управления разработкой месторождений углеводородов.

Разработанные интегрированные модели и алгоритмы адаптации позволяют учитывать дополнительную априорную информацию, обеспечивают устойчивость и повышают точность оценок при решении актуальных задач мониторинга разработки нефтяных месторождений.

Проведенные исследования показывают, что предложенные интегрированные модели, алгоритмы идентификации позволяют существенно повысить точность прогноза добычи нефти, оценок извлекаемых запасов на ранних стадиях разработки месторождений при ограниченных объемах геолого-промысловых данных, значительно повысить точность оценок пластового давления, гидропроводности, пьезопроводности и сократить продолжительность исследований скважин по сравнению с традиционными методами идентификации, где априорная информация не учитывается.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Уфа : Гилем, 1999. – 462 с.
2. Костюченко С.В. Мониторинг и моделирование нефтяных месторождений / С.В. Костюченко, В.З. Ямпольский. – Томск : Изд-во НТЛ, 2000. – 246 с.
3. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. РД 153-39.0-047-00. – М. : ВНИИ, 2000. – 120 с.
4. Севостьянов Д.В. Интегрированные системы идентификации показателей разработки нефтяных месторождений / Д.В. Севостьянов, В.Л. Сергеев // Доклады ТУСУР. – 2004. – №2(10). – С. 87–93.
5. Регламент составления проектно технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-95. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – 202 с.
6. Васильев Ю.Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений. – М. : Недра, 1987. – 141 с.
7. Хургин Я.И. Проблемы неопределенности в задачах нефти и газа. – М. ; Ижевск : Институт компьютерных технологий, 2004. – 320 с.
8. Адаптивные интегрированные системы идентификации и управления. Вопросы проектирования и развития / А.М. Кориков, Д.В. Севостьянов, В.Л. Сергеев, П.В. Сергеев // Электронные средства и системы управления: доклады международной научно-практической конференции. Ч. 2. – Томск : Изд-во ИОА СО РАН, 2005. – С. 58–61.
9. Сергеев В.Л. Идентификация систем с учетом априорной информации. – Томск : Изд-во НТЛ, 1999. – 146 с.
10. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации : учебное пособие. – Томск : Изд-во НТЛ, 2004. – 238 с.

11. Пантелеев А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах / А.В. Пантелеев, Т.А. Летова. – М. : Высшая школа, 2002. – 544 с.
12. Тарасенко Ф.П. Непараметрическая статистика. – Томск : Изд-во Томского гос. ун-та, 1975. – 292 с.
13. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М. : Наука, 1998. – 304 с.
14. Кульпин Л.Г. Гидродинамические методы исследований нефтегазовых пластов / Л.Г. Кульпин, Ю.А. Мясников. – М. : Недра, 1974. – 200 с.
15. Сергеев П.В. Идентификация гидродинамических исследований скважин на основе метода интегрированных моделей / П.В. Сергеев, В.Л. Сергеев // Доклады ТУСУР. – 2004. – №2 (10). – С. 99–106.
16. Тихонов А.Н. Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин. – М. : Наука, 1979. – 288 с.
17. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Э.И. Хисамов, Р.Г. Сулейманов, Р.Г. Фахруллин, О.А. Никашев. – М. : ВНИИОЭНГ, 1999. – 227 с.

Кориков Анатолий Михайлович

Доктор техн. наук, профессор, заведующий кафедрой автоматизированных систем управления ТУСУРа
Эл. почта: korikov@asu.tusur.ru

Сергеев Виктор Леонидович

Доктор техн. наук, профессор кафедры АСУ ТУСУРа
Тел.: (3822) 55-42-27
Эл. почта: SVL@mail.tomsknet.ru

Севостьянов Дмитрий Владимирович

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

Сергеев Павел Викторович

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

A.M. Korikov, V.L. Sergeev, D.V. Sevostyanov, P.V. Sergeev

Identification Integrated Systems Intended to Evaluate Parameters of Oil-Field Development Process

The paper discusses identification problems of oil-development process variables in conditions of uncertainty and represents the method solving this problem based on integrated identification systems. Efficiency of the method is proved on the tasks of oil production prediction and evaluation of oil reservoir filtration characteristics solved on the data of hydrodynamic well surveys.

Key words: Identification, adaptation, integrated systems, models, a priori considerations, oil production process-dependent parameters, prognosis, oil well, oil reservoir, oil field, mineable resources, of hydrodynamic well surveys, reservoir pressure, water permeability of bed, piezoconductivity of bed, recovery characteristic hydrostatics of bottomhole pressure, relative error.