УДК 519.688:622.276

В.Л. Сергеев, А.Г. Наймушин, Ч.Н. Лонг

Интегрированные системы идентификации характеристик вытеснения в задачах мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений

Для решения задач мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений предлагаются интегрированные системы моделей характеристик вытеснения с переменными параметрами с учетом дополнительной априорной информации и адаптивные алгоритмы идентификации. Приводятся результаты анализа качества моделей и алгоритмов прогноза добычи нефти и оценки технологической эффективности гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: идентификация, адаптация, интегрированные системы моделей, априорная информация, характеристики вытеснения, технологическая эффективность, гидроразрыв пласта, нефтяные месторождения.

В практике нефтегазодобычи для решения задач мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений (прогнозирование добычи, оценка эффективности геолотехнических мероприятий по интенсификации добычи, повышение нефтеотдачи пластов и скважин и т.д.) при обводненности продукции более 40% используются заданные, с точностью до вектора параметров $\boldsymbol{\alpha}$ модели накопленной добычи нефти $V_{\text{н}}(t)$ от накопленного отбора жидкости $V_{\text{ж}}(t)$ и воды $V_{\text{в}}(t)$, получивших название характеристик вытеснения нефти водой [1–6]

$$V_{\text{н}}(t) = f_x(t, \boldsymbol{\alpha}, V_{\text{ж}}(t), V_{\text{в}}(t)) . \tag{1}$$

Примеры характеристик вытеснения наиболее широко используемых в задачах мониторинга разработки нефтяных месторождений приведены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики вытеснения нефти водой

№	Модели характеристик вытеснения	Решения	Автор
1	$\frac{dV_{\text{ж}}}{dV_{\text{н}}} = ae^b V_{\text{н}}^{\,a-1}$	$\ln(V_{\text{н}}) = a + b\ln(V_{\text{ж}})$	Абызбаев Н.И. (1981)
2	$\frac{dV_{\text{ж}}}{dt} = (a + 2bV_{\text{н}})\frac{dV_{\text{н}}}{dt}$	$\ln(V_{\text{ж}}) = a + bV_{\text{н}}$	Сазонов Б.Ю. (1973)
3	$\frac{dV_{\text{ж}}}{dt} = \frac{-2b^2}{(V_{\text{н}} - a)^3}(a + 2b)\frac{dV_{\text{н}}}{dt}$	$V_{\text{н}} = a + b/\sqrt{V_{\text{ж}}}$	Пирвердян А.М. (1970)
4	$\frac{dV_{\text{ж}}}{dt} = \frac{-b}{(V_{\text{н}} - a)^2}(a + 2b)\frac{dV_{\text{н}}}{dt}$	$V_{\text{н}} = a - b/V_{\text{ж}}$	Камбаров С.Г. (1974)
5	$\frac{dV_{\text{ж}}}{dV_{\text{н}}} = \frac{1}{b}$	$V_{\text{н}} = a + bV_{\text{ж}}$	Метод постоянного нефтенасыщения

Более общей моделью характеристик вытеснения является зависимость [4]

$$\frac{dV_{\text{ж}}}{dV_{\text{н}}} = aV_{\text{н}}^b \; V_{\text{ж}}^{\text{c}}(V_{\text{н},\infty} - V_{\text{н}})^d , \tag{2}$$

из которой при определенных значениях параметров b, c, d следуют практически все известные эмпирические модели, в том числе и приведенные в табл.1.

Характеристики вытеснения нефти водой (1), (2), параметрическая и структурная идентификация которых осуществляется на обучающем и контрольном подмножествах на базовом участке истории разработки до проведения геолого-технических мероприятий, часто приводят к большим ошибкам прогноза добычи нефти и оценки эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ). В настоящее время основными проблемными моментами использования характеристик вытеснения в задачах мониторинга и управления разработки нефтяных месторождений являются [2]:

1. Выбор базового участка истории разработки (его обучающего подмножества) до проведения ГТМ.

2. Учет экспертных прогнозных значений накопленной добычи нефти.

3. Низкая точность и неустойчивость оценок прогноза добычи и оценок технологической эффективности ГТМ при малом объеме исходных данных на базовом участке истории разработки.

Для решения задачи повышения точности и устойчивости оценок параметров характеристик вытеснения в [6,7] предлагалось использовать дополнительную априорную информацию и экспертные оценки. Однако проблемы выбора обучающего подмножества базового участка истории разработки и учета экспертных прогнозных оценок накопленной добычи нефти остаются открытыми.

В данной работе для решения отмеченных выше проблем, повышения точности прогнозирования добычи нефти, оценки технологической эффективности ГТМ предлагается использовать интегрированные системы моделей характеристик вытеснения с переменными, зависящими от времени параметрами $\boldsymbol{\alpha}(t)=(\alpha_1(t),\alpha_2(t),...,\alpha_m(t))$ с использованием дополнительной априорной информации, и адаптивные алгоритмы идентификации.

Модели и алгоритмы адаптивной идентификации. Основой алгоритмов адаптивной идентификации является интегрированная система моделей(ИСМ) характеристик обводнения с переменными параметрами с учетом дополнительной априорной информации вида[7]

$$\begin{cases} y_n^* = y_n + \xi_n = f_x(t_n, \boldsymbol{\alpha}_n, x_n) + \xi_n,\ n = n_б,\ n_б+1,\ n_б+2,\ ..., \\ \overline{\mathbf{z}}_n = \mathbf{f}_{a,1}(y_n, \boldsymbol{\alpha}_n, x_n) + \eta_n, \overline{\mathbf{z}_{n+\tau}} = f_{a,2}(y_{n+\tau},\ \boldsymbol{\alpha}_n,\ x_{n+\tau}) + \eta_{n+\tau},\ \tau = 1,2,3,..., \end{cases} \tag{3}$$

где y_n^*, y_n – фактические и вычисленные на основе модели характеристик вытеснения $f_x(t_n, \boldsymbol{\alpha}_n, x_n)$ с переменными параметрами $\boldsymbol{\alpha}(t_n)=(\alpha(t_{1,n}),\alpha(t_{2,n}),...,\alpha(t_{m,n}))=\boldsymbol{\alpha}_n$ значения накопленной добычи нефти в момент времени t_n; $\mathbf{f}_{a,1}(y_n, \boldsymbol{\alpha}_n, x_n)$, $f_{a,2}(y_{nb+\tau}, \boldsymbol{\alpha}_n, x_{nb+\tau})$ – модели объектов аналогов, позволяющих учитывать дополнительную априорную информацию; $\overline{\mathbf{z}}_{n,j}, \overline{\mathbf{z}}_{n+\tau}$ – векторы дополнительных априорных данных до и после проведения ГТМ; $x_n=(V_{n,ж}, V_{n,в})$ – фактические значения накопленной добычи жидкости и воды; $n_б = n_н + n_k$, $n_н$, n_k – объем данных базового, обучающего и соответственно контрольного интервалов истории разработки до проведения ГТМ; $\xi_n, \eta_n, \eta_{n+\tau}$ – случайные неконтролируемые факторы характеризующие разного рода ошибки задания дополнительных априорных сведений и экспертных оценок, неточностью модели характеристики вытеснения и т.д.

Следует отметить, что в (3) объем данных базового интервала $n_б$, а именно его обучающего подмножества $n_н$, определяется далее в процессе адаптивной идентификации (5), (6), а объем данных контрольного интервала n_k остается постоянным.

Примером (3) является линейные ИСМ характеристик вытеснения вида

$$\begin{cases} \varphi(V_{n,н}^*) = V_{n,н} + \xi_n = \sum_{j=1}^{m} \alpha_{j,n} f_{x,j}(V_{n,ж}, V_{n,в}) + \xi_n, n = n_б + i,\ i+1,\ 2,\ 3,\ ..., \\ \overline{\boldsymbol{\alpha}}_n = \boldsymbol{\alpha}_n + \varepsilon_n, \overline{V}_{n+\tau,n} = V_{n+\tau,n} + \eta_{n+\tau} = \sum_{j=1}^{m} \alpha_{j,n} f_{x,j}(V_{n+\tau,ж}, V_{n+\tau,в}) + \eta_{n+\tau}, \tau = 1,\ 2,\ 3,\ ...,\ l, \end{cases} \tag{4}$$

где $V_{n,н}^*, V_{n,ж}, V_{n,в}$ – фактические значения накопленной добычи нефти, жидкости и воды на интервале разработки до проведения ГТМ; $\overline{\boldsymbol{\alpha}}_n$ – априорные данные и экспертные оценки параметров характеристики вытеснения; $\overline{V}_{n+\tau}, V_{n+\tau,n}$ – экспертные прогнозные значения накопленной добычи нефти до проведения ГТМ и вычисленные на основе модели; $V_{nb+\tau,ж}, V_{nb+\tau,в}$ – значения накопленной добычи нефти и воды в прогнозируемом периоде после проведения ГДМ $t_{n+\tau}$; $\varphi(\bullet), f_{x,j}(\bullet,\bullet)$ – известные функции; $\xi_n, \varepsilon_n, \eta_{n+\tau}$ – случайные неконтролируемые факторы.

Процесс адаптивной параметрической идентификации ИСМ (3) можно представить в виде последовательного решения оптимизационных задач вида [8, 9]

$$\boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n) = \arg\min_{\boldsymbol{\alpha}_n} \Phi(t_n, \boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\beta}_n)), \tag{5}$$

$$\boldsymbol{\beta}_n^* = \arg\min_{\boldsymbol{\beta}_n} (J_k(\boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n)), \tag{6}$$

где запись $\arg\min_x f(x)$ означает точку минимума (максимума) x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); $\Phi(t_n, \boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\beta}_n) = \Phi(J_0(t_n, \boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\beta}_{1,n}), J_{a,1}(\boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\beta}_{2,n}), J_{a,2}(\boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\beta}_{3,n}))$ – комбинированный эмпирический показатель качества, представляющий заданную функцию (функционал) Ф от частного показателя качества моделей характеристик вытеснения

$$J_0(\boldsymbol{\alpha}_n, \beta_{1,n}) = \sum_{i=1}^{n} w_1((t_n - t_i)/\beta_{1,n}) \psi_0(y_i^* - f_x(t_i, \boldsymbol{\alpha}_n, x_i)),$$

частных критериев качества моделей объектов аналогов

$$J_{a,1}(\boldsymbol{\alpha}_n, \beta_{j+1,n}, \beta_{j+2,n}, ..., \beta_{d+1,n}) = \sum_{j=1}^{d+1} \beta_{j+1,n} \psi_{a,j,1}(\bar{z}_{j,n} - f_{a,j,1}(y_n, \boldsymbol{\alpha}_n, x_n)),$$

$$J_{a,2}(\boldsymbol{\alpha}_n, \beta_{m+2,n}) = \sum_{\tau=1}^{l} w_2(\tau/\beta_{m+2,n}) \psi_{a,2}(\bar{z}_{n+\tau} - f_{a,2}(y_{n+\tau}, \boldsymbol{\alpha}_n, x_{n+\tau}))$$

и показателя качества

$$J_k(\boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n)) = \sum_{i=1}^{n_k} \omega_1((t_n - t_i)/\beta_{1,n}) \psi_0(y_i^* - f_x(t_i, \boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n), x_i))$$

для выбора подходящей модели характеристики вытеснения и управляющих параметров $\boldsymbol{\beta}_n = (\beta_{k,n}, k = \overline{1, m+2})$ на контрольном интервале истории разработки с объемом данных $n_k \geq 3$; $w_1((t_n - t_i)/\beta_{1,n})$ – значения весовой функции $\omega_1((t-\tau)/\beta_1)$ с параметром $\beta_{1,n}$ для организации процесса адаптивной идентификации и определения базового участка истории разработки; $\beta_{j+1,n}, j = \overline{1, m+1}$ – управляющие параметры определяющих значимость (вес) дополнительных априорных сведений $\bar{z}_{j,n}$; $w_2(\tau/\beta_{m+2,n})$ – значения весовой функции ($W_2(\tau/\beta)$) для определения значимости экспертных прогнозных значений накопленной добычи нефти $\bar{\mathbf{z}}_{n+\tau}$ (при $\tau \to \infty$ либо $\beta_{m+2,n} \to 0$, $w_2(\tau/\beta_{m+2,n} \to 0)$; $\psi_0, \psi_{a,j,1}, \psi_{a,2}$ – известные функции.

Отметим, что рассматриваемая технология адаптивной идентификации (5), (6) позволяет синтезировать достаточно широкий спектр алгоритмов для линейных и нелинейных ИСМ характеристик вытеснения с переменным параметрами, а также для различных показателей качества, определяемых функциями $\psi_0, \psi_{a,j,1}, \psi_{a,2}$, и методов решения оптимизационных задач. Например, для линейной ИСМ характеристик вытеснения с переменными параметрами представленной в матричном виде

$$\begin{cases} \mathbf{Y}_n^* = \mathbf{F}_0 \boldsymbol{\alpha}_n + \xi_n, \ n = n_б + i, \ i + 1, 2, 3, ..., \\ \bar{\boldsymbol{\alpha}}_n = \mathbf{F}_{a,1} \boldsymbol{\alpha}_n + \varepsilon_{1,n}, \ \bar{\mathbf{V}}_{n+\tau,n} = \mathbf{F}_{a,2} \boldsymbol{\alpha}_n + \eta_{2,n} \end{cases} \tag{7}$$

и комбинированного показателя качества

$$\Phi(\boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\beta}_n) = \left\| \mathbf{Y}_n^* - \mathbf{F}_0 \boldsymbol{\alpha}_n \right\|_{\mathbf{W}_1}^2 + \left\| \bar{\boldsymbol{\alpha}}_n - \mathbf{F}_{a,1} \boldsymbol{\alpha}_n \right\|_{\mathbf{R}}^2 + \left\| \bar{\mathbf{V}}_{n+\tau,n} - \mathbf{F}_{a,2} \boldsymbol{\alpha}_n \right\|_{\mathbf{W}_2}^2$$

оптимизационная задача (5) сводится к решению систем линейных алгебраических уравнений вида

$$\mathbf{A}_n \boldsymbol{\alpha}_n^*(\boldsymbol{\beta}_n) = \mathbf{B}_n, \tag{8}$$

$$\mathbf{A}_n = (\mathbf{F}_0^T \mathbf{W}_1 \mathbf{F}_0 + \mathbf{RI} + \mathbf{F}_{a,2}^T \mathbf{W}_3 \mathbf{F}_{a,2}),$$

$$\mathbf{B}_n = (\mathbf{F}_0^T \mathbf{W}_1 \mathbf{Y}_n^* + \mathbf{F}_{a,1}^T \mathbf{R} \bar{\boldsymbol{\alpha}}_n + \mathbf{F}_{a,2}^T \mathbf{W}_2 \bar{\mathbf{V}}_{n+\tau,n}),$$

где запись $\|\mathbf{X}\|^2_{\mathbf{W}}$ означает квадратичную форму $\mathbf{X}^T\mathbf{W}\mathbf{X}^T$; $\mathbf{Y}^*_n=(y^*_i, i=\overline{1,n})$ – вектор фактических значений накопленной добычи нефти V_n; $\mathbf{F}_0=(1, f_{x,j}(V_{i,\text{ж}}, V_{i,\text{в}}), j=\overline{1,m-1}, i=\overline{1,n})$ – матрица ($n\times m$) известных функций $f_{x,j}(V_{n,\text{ж}}, V_{n,\text{в}})$, вычисленных в моменты времени t_n; $\mathbf{F}_{a,2}=(1, f_{x,j}(V_{n+\tau,\text{ж}}, V_{n+\tau,\text{в}}), j=\overline{1,m-1}, \tau=\overline{1,l})$ – матрица ($l\times m$); $\mathbf{W}_1=\text{diag}(w_1((t_n-t_i)/\beta_{1,n}, i=\overline{1,n})$ – диагональная матрица весовой функции $w_1((t-\tau)/\beta_1)$; $\mathbf{W}_2=\text{diag}(\tau/\beta_{m+2,n}, \tau=\overline{1,l})$ – диагональная матрица весовой функции $w_2(\tau/\beta_{m+2})$; $\mathbf{R}=\text{diag}(\beta_{j,n}, j=\overline{2,m+1})$ – диагональная матрица управляющих параметров $\beta_{j,n}, j=\overline{2,m+1}$.

Примером простых весовых функций $w_1((t-\tau/\beta_1)$ и $w_2(\tau/h)$ являются зависимости

$$w_1((t-\tau)/\beta_1)=\begin{cases}1 \text{ при } t\in|(t-\tau)/\beta_1| \\ 0 \text{ при } t\notin|(t-\tau)/\beta_1|\end{cases}, \tag{9}$$

$$w_2(\tau/\beta_{m+2})=\exp(-\tau/\beta_{m+2}). \tag{10}$$

С помощью весовой функции $w_1((t-\tau)/\beta_1)$ осуществляется выбор обучающего подмножества базового интервала истории разработки до проведения ГТМ и, в частности, оптимального оценивания объема данных обучающего интервала $n^*_{\text{н}}$, что осуществляется соответствующим выбором управляющего параметра β^*_1 (4). Функция $w_2(\tau/\beta_{m+2})$ предназначена для формирования весовых коэффициентов экспертным прогнозным значениям накопленной добычи нефти $\overline{V}_{n+\tau,n}, \tau=\overline{1,l}$ по принципу «более далеким экспертным оценкам $\overline{V}_{n+\tau,n}$ меньший вес», что существенно сокращает количество управляющих параметров до одного переменного β_{m+2}.

Результаты оценки качества моделей и алгоритмов. Результаты анализа точности идентификации алгоритмов идентификации, прогноза накопленной добычи нефти и оценки технологической эффективности гидроразрыва пласта (ГРП) на скважинах № 482 и 579 месторождения Томской области приведены на рис. 1–4 и в табл. 2, 3.

На рис. 1–4 линией *1* представлены фактические значения добычи нефти до и после проведения на 30 мес разработки ГРП. Обводненность продукции на момент проведения ГРП (за 11 лет с начала разработки) составляла порядка 56% на скважине № 482 и 62% на скважине № 579. Линией *2* изображены прогнозные значения добычи нефти $\hat{V}_{\text{н},(n+\tau)}(\beta^*_n)$ на 35 мес разработки после проведения ГРП, полученные на основе интегрированной системы моделей (4) с использованием характеристики вытеснения Б.Ю. Сазонова

$$\hat{V}_{\text{н},(n+\tau)}(\beta^*_n)=a^*_n(\beta^*_n)+b^*_n(\beta^*_n)\ln(V_{\text{ж},n}(n+\tau)),\ n=30,\ \tau=\overline{1,35}, \tag{11}$$

где оценки a^*_n, b^*_n – результат решения системы линейных уравнений (8), оценки управляющих параметров $\beta^*_n=((\beta_{k,n}, k=\overline{1,4}))$ – результат решения оптимизационной задачи (6) методом деформированного многогранника [10] с использованием весовых функций (9), (10) и квадратичного функционала качества

$$J_k(\alpha^*_n(\beta_n))=\sum_{i=0}^{n_k}\omega_1((t_n-t_{n-i})/\beta_{1,n})(V^*_{n-i}-a^*_n(\beta_n)+b^*_n(\beta_n)\ln(V_{\text{ж},n-i}))^2$$

на контрольном интервале $\Delta t_k\in[t_n-t_k]$ с объемом данных $n_k=3$.

Линией *3* изображены прогнозные значения добычи нефти после проведения ГРП, полученные методом наименьших квадратов без использования априорных сведений

$$\hat{V}_{\text{н},(n+\tau)}(0)=a^*_n(0)+b^*_n(0)\ln(V_{\text{ж},n}(n+\tau)),\ n=30,\ \tau=\overline{1,35}, \tag{12}$$

где $a^*_n(0), b^*_n(0)$ – оценки параметров характеристики вытеснения Б.Ю. Сазонова, следующие из (8), при значениях управляющих параметров $\beta^*_{2,n}=\beta^*_{3,n}=\beta^*_{4,n}=0$.

Процесс адаптивной идентификации (5), (6) проводился на основе промысловых данных накопленной добычи нефти и жидкости $V^*_{i,\text{н}}, V^*_{i,\text{ж}}, i=\overline{1,30}$ за 30 мес до проведения ГРП с объемом данных начального базового и обучающего интервалов $n_\text{б}=6$, $n_\text{н}=3$.

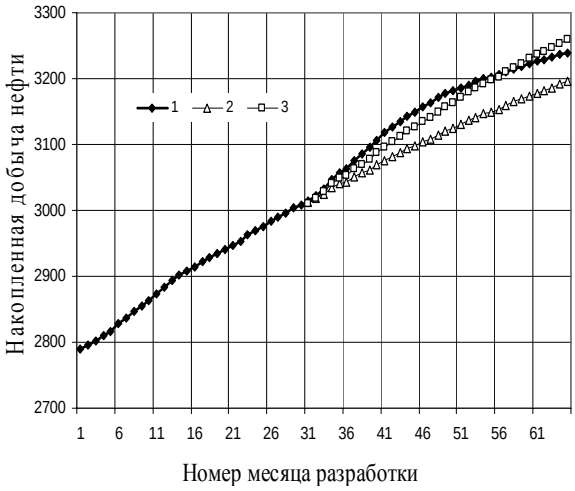

Рис. 1. Фактические (линия *1*) и прогнозные значения накопленной добычи нефти на скважине № 482 (линии *2*, *3*), тыс. т

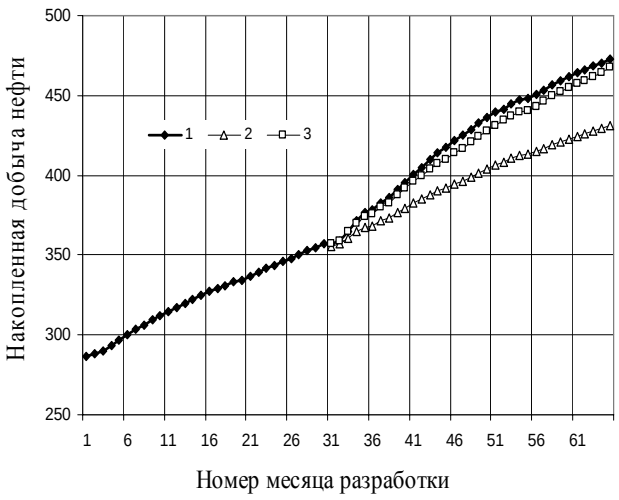

Рис. 2. Фактические (линия *1*) и прогнозные значения накопленной добычи нефти на скважине № 579 (линии *2*, *3*), тыс. т

В качестве экспертных прогнозных значений накопленной добычи нефти $\overline{V}_{n+\tau,n}=\alpha_1+\alpha_2(n+\tau)$, $n=30$, $\tau=24$ использовались данные линейной экстрополяции накопленной добычи нефти с оценкой параметров α_1,α_2 метода наименьших квадратов. В качестве априорных данных параметров характеристик обводнения на начальном базовом интервале использовались оценки (12) $\overline{a}_{n\text{б}}=a^*_{n\text{б}}(0)$, $\overline{b}_{n\text{б}}=b^*_{n\text{б}}(0)$ с последующей их корректировкой по схеме

$$\overline{a}_{n\text{б}+i}=a^*_{n\text{б}+i}(\beta^*_{n\text{б}+i}),\ \ \overline{b}_{n\text{б}+i}=b^*_{n\text{б}+i}(\beta^*_{n\text{б}+i}),\ i=\overline{1,30-n_\text{б}}\ .$$

Рис. 3. Фактические (линия *1*) и прогнозные значения добычи нефти на скважине № 482 (линии *2*, *3*)

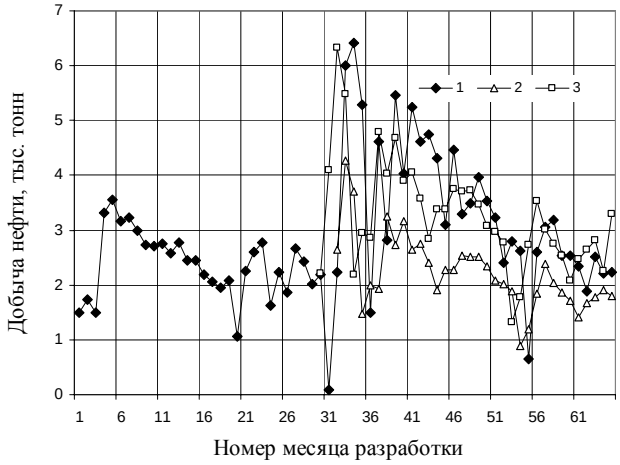

Рис. 4. Фактические (линия *1*) и прогнозные значения добычи нефти на скважине № 579 (линии *2*, *3*)

В табл. 2, 3 для скважин № 482 и 579 и приведены значения оценок объема данных обучающего подмножества $n_\text{н}^*=\beta_1^*$ перед проведением ГРП, дополнительной добычи нефти, полученной за 24 мес после проведения ГРП

$$\Delta V_\text{н}=V^*_\text{н}-\widehat{V}_\text{н}$$

и относительной ошибки прогноза накопленной добычи нефти на контрольном интервале

$$\delta V = \sum_{\tau=1}^{3} \left| \frac{V^*_{27+\tau} - \widehat{V}_{\text{н},(27+\tau)}}{V^*_{27+\tau}} \right| \cdot 100 ,$$

полученные методом адаптивной идентификации (5), (6) (АИ_МИМ) на основе технологии интегрированных моделей (3), (4) и традиционным методом наименьших квадратов без учета дополнительной априорной информации (АИ_МНК) для пяти характеристик вытеснения (см. табл. 1). Здесь $V^*_н, V^*_{27+\tau}$ – фактические, а $\widehat{V}_\text{н}$, $\widehat{V}_{\text{н},27+\tau}$ – прогнозные значения накопленной добычи нефти.

Таблица 2

Оценки точности методов идентификации и эффективности ГРП на скважине № 482

Методы идентификации	Модели	Обучающий интервал (число месяцев – $n^*_\text{н}$)	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Относительная ошибка прогноза добычи нефти, %
АИ_МИМ	Сазонов Б.Ю.	5	54,05	0,015
	Абызбаев Н.И.	3	55,73	0,0029
	Камбаров С.Г.	4	51,19	0,0016
	Пирвердян А.М.	6	55,25	0,0015
	Постоянного нефтенасыщения	3	55,33	0,007
АИ_МНК	Сазонов Б.Ю.	7	11,88	0,124
	Абызбаев Н.И.	8	17,28	0,012
	Камбаров С.Г.	8	7,93	0,006
	Пирвердян А.М.	7	10,64	0,0055
	Постоянного нефтенасыщения	6	–16,11	0,012

Таблица 3

Оценки точности методов идентификации и эффективности ГРП на скважине № 579

Методы идентификации	Модели	Обучающий интервал (число месяцев – $n^*_\text{н}$)	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Относительная ошибка прогноза добычи нефти, %
АИ_МИМ	Сазонов Б.Ю.	5	31,36	0,002
	Абызбаев Н.И.	6	30,97	0,011
	Камбаров С.Г.	5	33,62	0,004
	Пирвердян А.М.	6	32,47	0,002
	Постоянного нефтенасыщения	7	32,32	0,005
АИ_МНК	Сазонов Б.Ю.	12	6,81	0,011
	Абызбаев Н.И.	8	–2,23	0,089
	Камбаров С.Г.	8	11,3	0,046
	Пирвердян А.М.	9	12,96	0,014
	Постоянного нефтенасыщения	10	–8,7	0,078

Из табл. 2, 3 видно, что учет дополнительной информации позволяет значительно повысить точность и устойчивость оценок прогноза добычи нефти и технологической эффективности ГРП на меньшем объеме данных обучающего интервала.

Выводы. Для решения задач мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений предложены интегрированные системы моделей характеристик вытеснения нефти водой с переменными параметрами с учетом дополнительной априорной информации и алгоритмы адаптивной идентификации, позволяющие определять оптимальный объем данных базового интервала истории разработки.

С использованием промысловых данных накопленной добычи нефти и жидкости на двух скважинах нефтяного месторождения Томской области показано, что предложенные интегрированные системы моделей характеристик вытеснения и алгоритмы адаптивной идентификации позволяют существенно повысить точность и устойчивость оценок прогноза добычи нефти и технологической эффективности гидроразрыва пласта.

Литература

1. Казаков А.А. Прогнозирование показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения нефти водой // РНТС Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. – С. 5–7.
2. Казаков А.А. Некоторые замечания по поводу методов оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 5. – С. 39–43.
3. Пьянков В.Н. Алгоритмы идентификации параметров модели Баклея–Леверетта в задачах прогноза добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №10. – С. 62–65.
4. Мирзаджанзаде А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бах-тизин. – Уфа: Гилем, 1999. – 462 с.
5. Савельев В.А. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи / В.А. Савельев, М.А. Токарев, А.С. Чинаров. Ижевск: Изд-во Удмурт. Ун-та, 2008. – 147 с.
6. Севостьянов Д.В. Оценка эффективности ГТМ методом интегрированных моделей // Проблемы геологии освоения недр: труды IX Междунар. симп. им. акад. М.А. Усова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – С. 449–451.
7. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. Том. политехн. ун-т. – Томск: Изд-во Том. политех. ун-та, 2011. – 198 с.
8. Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация эволюционных процессов нефтегазодобычи на основе интегрированных систем феноменологических моделей / В.Л. Сергеев, А.Г. Наймушин, Нгуен Куинь Хуи // Изв. Том. политех. ун-та. – 2014. – Т. 323, № 1. – С. 42–45.
9. Интегрированные системы идентификации для мониторинга разработки нефтяных месторождений / А.М. Кориков, Д.В. Севостьянов, П.В. Сергеев, В.Л. Сергеев // Доклады ТУСУРа. – 2009. – № 1(19), ч. 1. – С. 116–125.
10. Пантелеев А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах / А.В. Пантелеев, Т.А. Летова. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

Сергеев Виктор Леонидович
Д-р техн. наук, профессор каф. геологии и разработки нефтяных месторождений
института природных ресурсов НИ ТПУ,
профессор каф. автоматизированных систем управления ТУСУРа
Тел.: 8-905-992-92-31
Эл. почта: SergeevVL@ignd.tpu.ru

Наймушин Антон Георгиевич
Аспирант каф. геологии и разработки нефтяных месторождений института природных ресурсов НИ ТПУ
Эл. почта: nai-a@mail.ru

Лонг Чан Нгуен
Магистр каф. геологии и разработки нефтяных месторождений института природных ресурсов НИ ТПУ
Эл. почта: nguyenlongtpu@gmail.com

Sergeev V.L., Naimushin A.G., Long T.N.

Integrated system of identification of displacement characteristics in problems of monitoring and managing oil field development

In the present paper we offer an integrated system of the characteristic models of displacement with variable parameters taking into account additional a priori information and adaptive algorithms of identifications for solving problems of monitoring and managing the oil field development. The results of the analysis of the quality of models and algorithms for prediction of oil production and evaluation of technological efficiency of hydraulic fracturing are given.

Keywords: identification, adaptation, integrated models, a priori information, characteristics of displacement, technological efficiency, hydraulic fracturing, oil fields.