

Девиация  $PSNR$  для видео, закодированного с использованием двухпроходного алгоритма, оказалась в два раза меньше, чем для видео, кодируемого с использованием однопроходного алгоритма. Для видео, закодированного с использованием двухпроходного алгоритма,  $PSNR$  возросло на 0,2–0,5 дБ.

Тестирование показало, что применение описанного алгоритма позволяет значительно уменьшить девиацию  $PSNR$  за счёт распределения ресурса битов между кадрами пропорционально их сложности. Таким образом, обеспечивается практически постоянное качество закодированного видео на протяжении всей последовательности. Особенно эффективно применение описанного алгоритма для продолжительных видеопоследовательностей с переменной сложностью кодирования. Также преимуществом данного алгоритма является то, что он позволяет обеспечить высокую точность совпадения требуемого и полученного размеров видео.

## Литература

1. N. Mohsenian, R. Rajagopalan, C.A. Gonzales, Single-pass constant and variable bitrate MPEG2 video compression, IBM J. RES. DEVELOP. VOL. 43 NO. 4 JULY 1999.

2. Po-Yuen Cheng, Jin Li, and C.-C. Jay Kuo, Rate Control for an Embedded Wavelet Video Coder, IEEE TRANSACTIONS ON CIRCUITS AND SYSTEMS FOR VIDEO TECHNOLOGY, VOL. 7, NO. 4, AUGUST 1997.

---

**Потапов Павел Вячеславович**

Студент пятого курса кафедры автоматизированных систем управления ТУСУРа

Эл. почта: PotapovPavel@yandex.ru

P.V. Potapov

**2-pass video encoding mode**

This paper propose 2-pass rate control algorithm. Proposed second order rate-distortion model. Discussed advantages and disadvantages of using 2-pass algorithms.

---

УДК 519.71: 681.3

**Д.В. Севостьянов, В.Л. Сергеев**

## **Идентификация и прогноз продуктивности нефтяных скважин в процессе их эксплуатации на основе метода интегрированных моделей**

Предлагается и исследуется метод решения задачи идентификации пластового давления и продуктивности скважин в условиях их нормальной эксплуатации. Метод основан на современных принципах системного анализа, физически содержательных математических моделях процессов нефтегазодобычи и данных комплексных исследований скважин.

Актуальной задачей, обусловленной сложностью получения информации о продуктивности скважин в процессе их нормальной эксплуатации (без длительной остановки), является создание новых информационных технологий построения математических моделей процессов нефтегазодобычи, основанных на современных принципах системного анализа и теории систем [1–4].

Для ее решения в работе предлагается использовать технологию интегрированных моделей (ТИМ) [5–6], в основе которой использованы следующие принципы:

1) основой ТИМ являются физически содержательные математические модели процессов нефтегазодобычи и данные комплексных исследований скважин и пластов;

2) все «жесткие» ограничения отсутствуют;

3) технология предусматривает формализацию, учет и согласованность неоднородных, неточных дополнительных априорных данных, накопленного опыта и знаний лица, принимающего решения;

4) оптимизация решений задач идентификации и прогноза продуктивности скважин, в смысле сформулированных критериев качества, проводится с выполнением принципа устойчивости.

Предлагаемая технология реализована в интегрированной системе идентификации и прогноза продуктивности скважин (ИСИ ППС) нефтяных месторождений, состоящей из следующих основных компонентов [7]:

- 1) ввод исходных и дополнительных априорных данных;
- 2) формирование интегрированной системы моделей;
- 3) синтез оптимальных оценок фильтрационных параметров пласта и скважины (пластового давления, продуктивности);
- 4) адаптация оценок;
- 5) анализ точности и качества оценок методом статистического моделирования.

В основе ИСИ ППС используется стохастическая интегрированная система моделей показателей разработки вида [7]:

$$\begin{cases} y_j^*(t) = f_j(t, \alpha_j, y_k^*(t)) + \xi_t, & j, k = \overline{1, m}, \quad j \neq k, \quad t = \overline{1, n}; \\ \bar{Z}_j = \bar{F}_j(Z_j) + \eta_j, & j = \overline{1, L}, \end{cases} \quad (1)$$

где  $y_j^*(t)$ ,  $y_k^*(t)$  — данные показателей объекта разработки (добыча нефти, жидкости, забойное, пластовое давления, закачка флюидов и т.п.);

$\alpha_j$  — вектор фильтрационных параметров нефтяного пласта и призабойной зоны скважины;

$f_j, j = \overline{1, m}$  — модели показателей разработки;

$\bar{F}_j, j = \overline{1, L}$  — модели объектов аналогов, используемых для описания дополнительных априорных сведений  $\bar{Z}_j$ , в качестве которых могут использоваться различные экспертные (проектные) оценки показателей разработки, экспертные оценки фильтрационных параметров пласта и т.п.;

$\xi_t, \eta_j$  — ошибки измерений показателей разработки и ошибки дополнительных априорных данных.

Основная трудность при использовании моделей вида (1) заключается в формализации и учете информации о пластовом давлении. Наиболее полной моделью пластового давления является уравнение многофазной фильтрации [8–9], представляющее собой дифференциальное уравнение в частных производных. Однако использование уравнения многофазной фильтрации при решении практических задач оперативного управления разработкой и, в частности, прогноза продуктивности скважин связано с проблемами определения полей фильтрационных параметров пласта (относительных фазовых проницаемостей нефти, газа, воды в каждой точке пласта), что представляет достаточно сложную самостоятельную задачу.

В этой связи в работе используются более простые и часто используемые регрессионные уравнения материального баланса, которые устанавливают зависимость пластового давления в исследуемой скважине от коэффициента компенсации, равного отношению объема закачанной воды в соседние нагнетательные скважины к отбору жидкости из скважин окружения. В данном случае интегрированную систему моделей (1) при использовании линейного закона фильтрации флюидов можно представить в виде

$$\begin{cases} q_{ж}^*(t_i, \mathbf{x}) = f(t_i, \mathbf{x}, \sigma(t_i), P_{nl}(t_i), P_3^*(t_i)) + \xi(t_i) = \sigma(t_i, \mathbf{x})(P_{nl}(t_i, \mathbf{x}) - P_3^*(t_i, \mathbf{x})) + \xi(t_i); \\ \bar{V}_n(t_i, \mathbf{x}) = F_1(t_i, \mathbf{x}, \alpha_i, \bar{V}_{ж}) = \int_{t_0}^{t_i} f(\tau, \mathbf{x}, \sigma(\tau), P_{nl}(\tau), P_3^*(\tau)) d\tau + \eta(t_i); \\ \bar{k}_0(t_i, \mathbf{x}) = F_2(t_i, \beta_i, P_{nl}(t_i, \mathbf{x})) + v(t_i), \quad i = \overline{1, n}, \end{cases} \quad (2)$$

где  $q_{ж}^*(t_i, \mathbf{x})$ ,  $P_3^*(t_i, \mathbf{x})$ ,  $P_{nl}(t_i, \mathbf{x})$ ,  $\sigma(t_i, \mathbf{x})$  — значения добычи жидкости, забойного, пластового давлений и продуктивности скважины с координатами забоя  $\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3)$  в моменты времени  $t_i, i = \overline{1, n}$ ;

$\bar{V}_n(t_i, \mathbf{x})$  — накопленная к моменту времени  $t_i$  добыча нефти;

$\bar{V}_ж(t_i, \mathbf{x})$  — накопленная к моменту времени  $t_i$  добыча жидкости;

$\alpha_i$  — вектор неизвестных параметров характеристики вытеснения  $F_1$  в момент времени  $t_i$ ;

$\bar{k}_0(t_i, \mathbf{x}) = \sum_{l=1}^{d_1} Q_{закл}(t_i, \mathbf{x}_l) / \sum_{k=1}^{d_2} Q_{жк}(t_i, \mathbf{x}_k)$  — коэффициент компенсации выделенного объекта

разработки, содержащий скважину с координатами  $\mathbf{x}$ ;

$Q_{закл}(t_i, \mathbf{x}_l), l = \overline{1, d_1}$  — объемы закачки воды в нагнетательные скважины с координатами забоя  $\mathbf{x}_l$  выделенного объекта разработки;

$Q_{жк}(t_i, \mathbf{x}_k), k = \overline{1, d_2}$  — объемы отобранной жидкости из скважин окружения с координатами  $\mathbf{x}_k$ ;

$d_1, d_2$  — количество нагнетательных и добывающих скважин объекта разработки;

$\beta_i$  — вектор неизвестных параметров модели коэффициента компенсации  $F_2$  в момент времени  $t_i$ .

Процедура синтеза оптимальных оценок параметров интегрированной системы моделей (2) проводится путем решения оптимизационных задач вида

$$\sigma_i^*(\mathbf{h}), P_{nli}^*(\mathbf{h}), \alpha_i^*(\mathbf{h}), \beta_i^*(\mathbf{h}) = \arg \min_{\sigma, P_{nli}, \alpha, \beta} (\Phi_i = \mathbf{J}_i + \mathbf{Q}_{i1} + \mathbf{Q}_{i2}), i = \overline{1, n}, \quad (3)$$

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

$\Phi_i^x$  — комбинированный функционал качества модели (2) в момент времени  $t_i$ ;

$\mathbf{J}_i = \|\mathbf{q}^* - \mathbf{f}(\sigma_i, P_{nli})\|_{K_i}^2$  — частный квадратичный функционал качества уравнения линейной фильтрации;

$\mathbf{Q}_{i1} = \|\bar{V}_n - F_1(\sigma_i, P_{nli}, \alpha_i)\|_{w_{1i}}^2$  — частный квадратичный функционал качества модели характеристики вытеснения  $F_1$ ;

$\mathbf{Q}_{i2} = \|\bar{k}_0 - F_2(P_{nli}, \beta_i)\|_{w_{2i}}^2$  — частный квадратичный функционал качества модели коэффициента компенсации;

$\mathbf{K}_i = \text{diag} \left( K_i \left( \frac{t_i - t_j}{h_1} \right), j = \overline{1, n} \right)$  — диагональная матрица весовых функций;

$W_{1i} = \text{diag} \left( K_i \left( \frac{t_i - t_j}{h_1} \right) w_1 \left( \frac{F_1(\sigma_i^0, P_{nli}^0, \alpha_i^0) - \bar{V}_j}{h_2} \right), j = \overline{1, n} \right)$  — диагональная матрица произведения весовых функций  $K(x)w_1(x)$ ;

$W_{2i} = \text{diag} \left( K_i \left( \frac{t_i - t_j}{h_1} \right) w_1 \left( \frac{F_2(\sigma_i^0, P_{nli}^0, \beta_i^0) - \bar{k}_{0j}}{h_3} \right), j = \overline{1, n} \right)$  — диагональная матрица произведения весовых функций  $K(x)w_2(x)$ ;

$\sigma_i^0, P_{nli}^0$  — начальные приближения продуктивности скважины и пластового давления в момент времени  $t_i$ ;

$\alpha_i^0, \beta_i^0$  — начальные приближения параметров модели характеристики приближения и параметров модели коэффициента компенсации в момент времени  $t_i$ ;

$\mathbf{h} = (h_1, h_2, h_3)$  — вектор управляющих параметров весовых функций  $K, w_1, w_2$  соответственно;

$\|X\|$  — норма вектора  $X$ ;

$\mathbf{q}^* = (q_{ж}^*(t_j, \mathbf{x}), j = \overline{1, n})^T$  — вектор-столбец фактических значений добычи жидкости скважиной с координатами  $\mathbf{x}$  за соответствующие промежутки времени  $\Delta t = t_i - t_{i-1}, i = \overline{1, n}$  (год, месяц);

$\mathbf{f}(\sigma_i, P_{nli}) = \sigma(t_i, \mathbf{x})(P_{nл}(t_i, \mathbf{x}) - P_3^*(t_j, \mathbf{x}), j = \overline{1, n})^T$  — вектор-столбец значений добычи жидкости, полученный на основе линейной модели фильтрации;

$\overline{\mathbf{V}}_n = (\overline{V}_n(t_j, \mathbf{x}), j = \overline{1, n})^T$  — вектор-столбец накопленной добычи нефти;

$F_1(\sigma_i, P_{nli}, \alpha_i) = (F_1(t_j, \mathbf{x}, \alpha, \overline{V}_ж(t_{j-1})) + \sigma_i(P_{nли} - P_{3j}^*), j = \overline{1, n})^T$  — вектор-столбец накопленной добычи нефти, полученный на основе характеристики вытеснения  $F_1$ ;

$\overline{\mathbf{k}}_0 = (\overline{k}_0(t_j, \mathbf{x}), j = \overline{1, n})^T$  — вектор-столбец фактических значений коэффициентов компенсации;

$F_2(P_{nли}, \beta_i) = (F_2(t_j, \beta_i, P_{nл}(t_j, \mathbf{x}), j = \overline{1, n})^T$  — вектор-столбец значений коэффициентов компенсации, вычисленный на основе модели.

Весовые функции (ядра)  $K, w_1, w_2$  обладают следующими свойствами [6]:

$$1) K((x-u)/h) \rightarrow C, \quad h \rightarrow \infty; \quad (4)$$

$$2) K((x-u)/h) \rightarrow 0, \quad h \rightarrow 0.$$

При  $C = 1$  ядро  $K$  нормированное. В качестве ядер часто используют функции:

$$1) K(u) = \exp(-u^2/2);$$

$$2) K(u) = \exp(-|u|); \quad (5)$$

$$3) K(u) = \begin{cases} 1 - |u| & \text{при } 0 < |u| \leq 1, \\ 0 & \text{при } |u| > 1. \end{cases}$$

Для определения управляющих параметров проводится адаптация оценок (3), которая заключается в решении оптимизационной задачи вида

$$\mathbf{h}^* = \arg \min_{\mathbf{h}} \sum_{j=n}^{n-\tau} (q_{ж}^*(t_j) - \sigma_{j-1}^*(\mathbf{h}) \cdot (P_{nл(j-1)}^*(\mathbf{h}) - P_3^*(t_j, \mathbf{x})))^2, \quad (6)$$

где  $(t_{n-\tau}, t_n)$  — контрольный участок истории разработки с объемом выборки  $\tau$ .

Метод определения продуктивности скважин и пластового давления в условиях нормальной эксплуатации скважин, основанный на решении оптимизационных задач (3), (6), условимся называть методом интегрированных моделей (ИМ).

Интегрированная система идентификации и прогноза продуктивности скважин, основанная на методе ИМ, позволяет на качественно новом уровне решать широкий спектр задач контроля и оперативного управления разработкой, исключая многие проблемы, характерные для традиционных методов идентификации, такие как неустойчивость решения, неоднородность, ограниченность, «зашумленность», несогласованность исходных и дополнительных априорных данных и т.д.

Отметим следующее: при выборе управляющих параметров  $h_2 = h_3 = 0$  априорная информация о накопленной добыче жидкости и коэффициенте компенсации не учитывается, что следует из свойств ядер (4). В данном случае приближения продуктивности и пластового давления (3) метода ИМ соответствуют оценкам взвешенного метода наименьших квадратов (НК).

## Анализ точности оценок методом статистического моделирования

Анализ точности оценок продуктивности скважин и пластового давления проводился методом статистического моделирования с использованием стохастической динамической интегрированной системы моделей вида

$$\begin{cases} \mathbf{q}^* = \mathbf{f}(\sigma, \mathbf{P}_{nл}, \mathbf{P}_3^*) + c_1 \xi; \\ \overline{\mathbf{V}}_n = \mathbf{F}_2(\sigma, \mathbf{P}_{nл}, \alpha, \mathbf{P}_3^*) + c_2 \eta; \\ \overline{\mathbf{k}}_0 = \mathbf{F}_2(\mathbf{P}_{nл}, \beta) + c_3 \nu, \end{cases} \quad (7)$$

где переменные  $\mathbf{q}^*, \overline{\mathbf{V}}_n, \overline{\mathbf{k}}_0$  и вектор-функции  $\mathbf{f}, \mathbf{F}_1, \mathbf{F}_2$  определены в (3);

$\xi = (\xi_i, i = \overline{1, n})^T$  — вектор-столбец случайных величин, полученных с использованием датчика псевдослучайных чисел и представляющих различные ошибки измерений дебита нефти, ошибки модели и т.д.;

$\eta = (\eta_i, i = \overline{1, n})^T$  — вектор-столбец случайных величин, полученных с использованием датчика псевдослучайных чисел и представляющих ошибки воспроизведения по характеристике вытеснения  $F_1$  накопленной добычи нефти;

$v = (v_i, i = \overline{1, n})^T$  — вектор столбец случайных величин, полученных с использованием датчика псевдослучайных чисел и представляющих ошибки воспроизведения по модели коэффициента компенсации  $F_2$ ;

$c_1, c_2, c_3$  — некоторые константы, представляющие относительный уровень ошибок случайных величин  $\xi_i, \eta_i, v_i$ , распределенных по нормальному закону с нулевым средним значением и единичной дисперсией  $N(0, 1)$ .

В качестве констант  $c_1, c_2, c_3$  использовались величины

$$c_{1i} = f(\sigma_i, P_{nli})\delta_1; \quad c_{2i} = F_1(\sigma_i, P_{nli}, \alpha_i)\delta_2; \quad c_{3i} = F_2(P_{nli}, \beta_i)\delta_3, \quad (8)$$

где  $\delta_1$  — относительная ошибка имитируемых значений фактической добычи жидкости за промежуток времени  $\Delta t = t_i - t_{i-1}$ ;

$\delta_2$  — относительная ошибка имитируемых значений накопленной добычи нефти;

$\delta_3$  — относительная ошибка имитируемых значений коэффициента компенсации.

Вектор измеренных значений забойного давления  $P_{zi}^* = (P_{zi}^*, i = \overline{1, n})^T$  моделировался как некоторый марковский случайный процесс с уравнениями состояния и измерений вида

$$P_{zi} = k_3 P_{z(i-1)} + \xi_{zi}, \quad P_{zi}^* = P_{zi} + P_{zi} \delta_{заб} \eta_{zi}, \quad i = \overline{1, n}, \quad (9)$$

где  $\xi_{zi}, i = \overline{1, n}$  — случайные величины, распределенные по нормальному закону со средним значением  $M\xi_{zi} = 130$  атм и дисперсией  $D_\xi = N(0, D_\xi)$ , полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел;

$\eta_{zi}, i = \overline{1, n}$  — случайные величины, распределенные по нормальному закону с нулевым средним и единичной дисперсией  $N(0, 1)$ , полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел;

$\delta_{заб}$  — относительный уровень ошибок измерений забойного давления.

Вектор значений пластового давления  $P_{nli} = (P_{nli}, i = \overline{1, n})^T$  за время проведения исследований считался постоянной величиной, равной 250 атм.

Продуктивность скважины с течением времени исследований изменялась по линейному закону  $\sigma_i = 3 + 0,5 \cdot i, i = \overline{1, n}$ .

Технология статистического моделирования по определению точности продуктивности скважин и пластового давления сводится к выполнению следующей последовательности действий.

1. Формирование интегрированной системы моделей добычи нефти (7). Для выбранной структуры модели добычи нефти на основе линейного уравнения фильтрации, заданных значений продуктивности скважины, пластового и забойного давлений, уровней ошибок формируется последовательность имитируемых значений фактической добычи нефти  $q^*$ .

Для выбранной модели характеристики вытеснения, заданных значений параметров  $\alpha$ , уровня относительных ошибок формируется последовательность имитируемых значений накопленной добычи нефти  $\overline{V}_n$ . Используемые модели характеристик вытеснения приведены в табл. 1. Значения параметров характеристик вытеснения за время проведения исследований считались постоянными.

Для линейной модели зависимости коэффициента компенсации от пластового давления

$$\overline{k}_{i0} = \beta P_{nli}, \quad i = \overline{1, n}, \quad (10)$$

заданных значений параметра  $\beta$ , уровня относительных ошибок формируется последовательность имитируемых значений коэффициента компенсации  $\overline{k}_0$ .

2. Синтез оптимальных оценок (3). Процедура синтеза оптимальных оценок продуктивности скважин и пластового давления состоит из двух этапов. На первом этапе производится оценка параметров характеристики вытеснения и параметра модели коэффициента компенсации (10) методом наименьших квадратов.

На втором этапе производится оценка продуктивности и пластового давления при использовании оценок параметров характеристики вытеснения и модели коэффициента компенсации. Для решения оптимизационной задачи (3) использован метод деформированного многогранника (Недлера — Мида) [10]. В качестве начальных приближений продуктивности

скважин и пластового давления использовались их оценки, полученные по методу НК. Ядра в функционалах качества (3) рассчитывались с использованием третьей функции (4).

3. Адаптация оценок. Адаптация оценок продуктивности скважин и пластового давления заключается в определении оптимальных значений управляющих параметров. Для решения оптимизационной задачи (6) использован метод деформированного многогранника. Объем выборки контрольного интервала равен 5 ( $\tau = 5$ ). Объем обучающей выборки  $n = 27$ .

4. Расчет относительных ошибок оценок. В качестве показателей точности оценок продуктивности скважин и пластового давления использовались средние значения их относительных ошибок, вычисленные на контрольном интервале выборки:

$$\Delta_{\sigma} = \frac{1}{\tau} \sum_{i=1}^{\tau} \left| \frac{\sigma_i^*(\mathbf{h}^*) - \sigma_i}{\sigma_i} \right|, \quad \Delta_{nл} = \frac{1}{\tau} \sum_{i=1}^{\tau} \left| \frac{P_{nлi}^*(\mathbf{h}^*) - P_{nлi}}{P_{nлi}} \right|. \quad (11)$$

5. Представление результатов в виде таблиц и графиков. Результаты статистического моделирования по исследованию точности оценок продуктивности скважин и пластового давления приведены в табл.1 и на рис. 1–2.

Таблица 1

Значения относительных ошибок, полученные методами НК и ИМ

Характеристика вытеснения	Относительная ошибка, %							
	Метод НК				Метод ИМ			
	$\Delta_{\sigma}$		$\Delta_{nл}$		$\Delta_{\sigma}$		$\Delta_{nл}$	
	$\delta_1$		$\delta_1$		$\delta_1$		$\delta_1$	
	0,05	0,1	0,05	0,1	0,05	0,1	0,05	0,1
1. $V_n = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(V_{ж})$	15	27	10	17	4	6	2	3
2. $V_n = \alpha_1 - \alpha_2 V_{ж}^{-1}$	21	34	13	24	5	8	3	5
3. $V_n = \alpha_1 - \alpha_2 V_{ж}^{-1/2}$	18	29	11	20	3	5	4	6
4. $V_n / V_{ж} = \alpha_1 - \alpha_2 V_H$	14	21	15	27	2	3	3	4
5. $V_n = \alpha_1 + \alpha_2 \ln V_H$	5	16	8	14	1	2	1	2



Рис. 1 — Относительные ошибки оценки продуктивности скважины методами ИМ и НК

В табл. 1 приведены значения относительных ошибок, полученные методами НК и ИМ (3),(6) для наиболее широко используемых в практике нефтегазодобычи характеристик вытеснения, наиболее вероятных значений ошибок измерений добычи жидкости, порядка пяти и десяти процентов ( $\delta_1 = 0,05; 0,1$ ), и наиболее вероятных значений ошибок накопленной добычи нефти, забойного давления, коэффициента компенсации порядка одного процента ( $\delta_2 = \delta_3 = \delta_{заб} = 0,01$ ) (7).

На рис. 1 приведены графики относительных ошибок оценок продуктивности скважины в зависимости от длительности разработки, полученных в идентичных условиях методами ИМ и НК. На рис. 2 приведены графики относительных ошибок оценок пластового давления в зависимости от длительности разработки, полученных в идентичных условиях методами ИМ и НК.

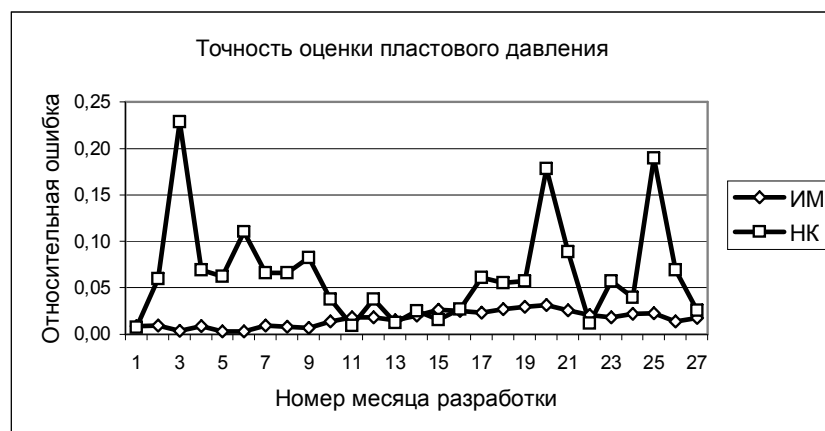


Рис. 2 — Относительные ошибки оценки пластового давления методами ИМ и НК

Из табл. 1 и рис. 1–2 видно, что оценки продуктивности скважины и пластового давления, полученные методом ИМ (3),(6), более точные и стабильные по сравнению с оценками метода НК и обеспечивают приемлемый для решения практических задач средний уровень ошибок порядка 2–5 %.

В заключение следует отметить, что предложенный метод оценки продуктивности скважин и пластового давления (3),(6) позволяет:

- 1) обеспечить устойчивость и повысить точность решения задач идентификации и прогноза продуктивности скважин в условиях нормальной эксплуатации;
- 2) обеспечить устойчивость и повысить точность оценок пластового давления в режиме непрерывной работы скважин, что приводит к повышению добычи нефти и повышению качества принимаемых решений по контролю и оперативному управлению разработкой нефтяных месторождений.

## Литература

1. Перегудов Ф.И., Тарасенко Ф.П. Основы системного анализа: Учеб. 3-е изд. – Томск: НТЛ, 2001. – 396 с.
2. Анфилатов В.С., Емельянов А.А., Кукушкин А.А. Системный анализ в управлении: Учеб. пособие. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 368 с.
3. Васильев Ю.Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений. – М.: Недра, 1987. – 141 с.
4. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чаловский И.П. Нефтепромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: Учеб. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1992. – 386 с.
5. Кориков А.М., Сергеев В.Л. Интегрированные модели и алгоритмы идентификации систем с учетом априорной информации // Проблемы современной радиоэлектроники и систем управления. Т. 2. – Томск: Томск. гос. ун-т систем упр. и радиоэлектроники, 2002. – С. 63–64.
6. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации: Учеб. пособие. – Томск: НТЛ, 2004. – 240 с.
7. Севостьянов Д.В., Сергеев В.Л. Интегрированная система идентификации показателей разработки нефтяных месторождений // Докл. Томск. гос. ун-та систем управления и радиоэлектроники. Томск: Томск. гос. ун-т систем упр. и радиоэлектроники, 2004. – № 2(10). – С. 87–93.
8. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2001. – 303 с.

9. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 127 с.

10. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

---

**Сергеев Виктор Леонидович**

Д-р техн. наук, профессор кафедры автоматизированных систем управления ТУСУРа

Телефон: (3822) 41 34 54

Эл. почта: svl@mail.tomsknet.ru

**Севостьянов Дмитрий Владимирович**

Аспирант кафедры автоматизированных систем управления ТУСУРа

Эл. почта: sevestjanov@aurigma.com

D.V. Sevostjanov, V.L. Sergeev

**Identification and prognosis of well deliverability in the process of functioning on the base of the method of integrated models**

This work represents and analyzes the solving method of tasks of identification of seam pressure and production of wells in condition of normal operation. The method is based on present-day principles of systems analysis of mathematical models connected to physical processes of oil-and-gas production and data of complex well surveys.

---

УДК 519.7

**Б.А. Соловьев, В.Т. Калайда**

## **Моделирование работы распределенной системы видеонаблюдения**

В работе рассматривается алгоритм анализа нагрузки распределенной системы видеонаблюдения, приводится оценка нагрузки методом имитационного моделирования и дается интерпретация полученных результатов моделирования.

При разработке современных программных систем важную роль играет задача интеграции отдельных элементов и целых подсистем в единую систему. Для обеспечения совместности при интегрировании, как правило, используется одна из технологий компонентного программирования. При этом правила организации взаимодействия элементов реализуются в виде заранее оговоренных интерфейсов компонентов, представляющих собой элементы разрабатываемой системы [1]. Для каждой функции элемента разрабатывается специальный набор интерфейсов, а элемент, реализующий эту функцию, обязан предоставлять оговоренный интерфейс. Эта технология приводит к громоздким надстройкам над основным кодом при интеграции подсистем [2]. Нами предлагается новая схема организации взаимодействия элементов распределенных систем, реализованная в технологии «Базис».

Основным элементом технологии «Базис» является прикладной объект. Он реализует какую-либо функцию распределенной системы, принимает данные из внешней информационной среды и/или передает сгенерированные в нем данные в эту информационную среду. В зависимости от назначения объекта он может принадлежать к одному из нижеперечисленных классов:

- объект-приемник — объект, который имеет один или более входов, но не имеет выходов;
- объект-генератор — не принимает никаких данных из информационной среды, но имеет один или более выходов;
- комплексный объект — объединяет в себе объект-приемник и генератор и имеет как входы, так и выходы.

Объекты объединяются в подсистемы. Объекты и связи между ними, а также подсистемы целиком могут появляться и исчезать, останавливаться и начинать работу в процессе функционирования всех подсистем.