

УДК 622.276: 519.688

## АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ИДЕНТИФИКАЦИЕЙ НАЧАЛЬНОГО УЧАСТКА КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

**Романова Екатерина Валерьевна,**

аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений  
Института природных ресурсов Томского политехнического университета,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: Romanova88EV@mail.ru

**Сергеев Виктор Леонидович,**

д-р техн. наук, профессор кафедры геологии и разработки нефтяных  
месторождений Института природных ресурсов Томского политехнического  
университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30.  
E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru

*Предлагается и исследуется метод адаптивной идентификации и интерпретации результатов газодинамических исследований, актуальность которого обусловлена необходимостью сокращения времени простоя скважин. Основой предлагаемого метода является интегрированная система моделей кривой восстановления давления с переменными, зависящими от времени параметрами, позволяющая учитывать дополнительную априорную информацию и восстанавливать начальный участок забойного давления.*

**Цель исследования:** разработка метода адаптивной идентификации и интерпретации, позволяющего определять параметры пластов и скважин в процессе проведения газодинамических исследований с восстановлением начального участка кривой восстановления забойного давления и учитывать дополнительную априорную информацию.

**Методы исследования.** Использованы теоретические и практические разработки в области газодинамических исследований скважин, системного анализа, идентификации систем с учетом дополнительной априорной информации, оптимизации функций и линейной алгебры. Решение задач проводилось на основе промысловых данных исследований скважин газоконденсатного месторождения по кривой восстановления давления, с учетом экспертных оценок фильтрационных параметров пласта. Приведены результаты сравнительного анализа предлагаемого метода интерпретации с идентификацией начального участка кривой восстановления давления и без его идентификации, а также результаты интерпретации, полученные с использованием компьютерной программы Saphir.

**Результаты.** Разработан метод адаптивной интерпретации газодинамических исследований скважин с идентификацией начального участка кривой восстановления давления, позволяющий синтезировать достаточно широкий спектр оптимальных алгоритмов определения параметров пластов и скважин в процессе проведения исследований, определять время их завершения и учитывать дополнительную априорную информацию. На примере обработки промысловых данных газодинамических исследований показано, что метод позволяет повысить точность и устойчивость определения параметров нефтяных пластов, значительно сократить время простоя скважин.

### **Ключевые слова:**

Идентификация, интерпретация, адаптация, газодинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, индикаторная кривая, априорная информация, газовые месторождения.

### **Введение**

Нестационарные газодинамические исследования (ГДИ) скважин по кривой восстановления давления (КВД) являются в настоящее время наиболее информативным и востребованным методом определения параметров нефтяных и газовых пластов. Особенностью КВД, полученных в результате заранее спланированных ГДИ газовых скважин (рис. 1), является достаточно быстрый процесс восстановления забойного давления на начальном участке в пределах от одного до трех часов и далее достаточно медленный рост забойного давления до пластового. По завершению ГДИ большая часть КВД представляет линейную зависимость квадрата забойного давления от логарифма времени [1–4].

На способе выделения прямолинейного участка КВД с учетом при необходимости производной забойного давления основаны широко используемые в нефтегазовых компаниях методы обработки ре-

зультатов исследований. Аналогичные методы интерпретации КВД с выделением прямолинейного участка скважин реализованы в зарубежных программах PanSystem, Saphir. Следует отметить, что основным недостатком традиционных методов интерпретации КВД [1–10] является их затратный характер, поскольку обработка результатов производится после завершения заранее спланированных по времени проведения исследований, что связано с простоями скважин и значительной потерей добычи газа.

В данной работе на основе технологии адаптивной интерпретации гидродинамических исследований скважин с учетом дополнительной априорной информации [11–16] рассматриваются модели и алгоритмы адаптивной интерпретации ГДИ скважин по КВД, что позволяет определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние пластов в процессе проведения исследований, не планируя заранее время их завершения.

Отметим, что метод учета притока при адаптивной интерпретации КВД в случае восстановления дебита нефтяных скважин на основе данных динамического уровня жидкости в стволе скважины рассмотрен в [6, 17, 18]. Особенность предлагаемого в работе метода заключается в адаптивной идентификации начального участка КВД в силу сложности его восстановления в связи с действием ряда трудно формализуемых факторов (притока газа в скважину после ее остановки, наличия конденсата, состояния призабойной зоны скважины и т. д.).

**Метод адаптивной интерпретации с идентификацией начального участка кривой восстановления давления**

В основе метода адаптивной интерпретации использована интегрированная система моделей КВД с учетом дополнительной априорной информации [11, 12, 16]

$$\begin{cases} \tilde{P}_{3,n}^2 = P_{3,n}^2 + \xi_n = f_3(t_n, q_n(a_n, t_n), b_n) + \xi_n, \\ \bar{v}_{j,n} = v_{j,n} + \eta_n = f_{a,j}(a_n, b_n, q_0) + \eta_{j,n}, \quad n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (1)$$

в которой параметры  $a_n = (\alpha_j(t_n), j = \overline{1, m})$ ,  $b_n = (b_k(t_n), k = \overline{1, p})$  – неизвестные однозначные функции  $a_j(t_n)$ ,  $b_k(t_n)$  дискретного времени  $t_n$ . Особенность (1) заключается в дополнительном введении в модель КВД функции заданной с точностью до вектора параметров  $a_n$

$$q_n(a_n, t_n) \rightarrow 1 \text{ при } n \rightarrow \infty, \quad (2)$$

что позволяет идентифицировать ее начальный участок. В модели (1) приняты следующие обозначения:  $\tilde{P}_{3,n}$ ,  $P_{3,n}$  – фактические и вычисленные на основе модели КВД  $f_3(t_n, q_n(a_n, t_n), b_n)$  значения забойного давления, полученные в моменты времени  $t_n \in [t_0, t_k]$ ;  $t_0, t_k$  – время начала и завершения исследований;  $\bar{v}_{j,n}$ ,  $v_{j,n}$  – известные и вычисленные в момент времени  $t_n$  на основе модели  $f_{a,j}(a_n, b_n, q_0)$  дополнительные априорные данные о параметрах нефтяного пласта и скважины;  $\xi_n$ ,  $\eta_{j,n}$  – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления скважины, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок, неточность моделей и т. п.

Примером модели (1) являются интегрированная система моделей КВД неограниченного газового пласта с учетом априорной информации и экспертных оценок проводимости  $\bar{\sigma}_n$ , пьезопроводности  $\bar{\chi}_n$  и квадрата пластового давления  $\bar{P}_{пл,n}^2$

$$\begin{cases} \tilde{P}_{3,n}^2 = P_{3,n}^2(t_n, a_n, b_n) + \xi_n = \\ = \tilde{P}_{3,0}^2 + q_0 q(a_n, t_n)(b_{1,n} + b_{2,n} \lg(t_n)) + \xi_n, \\ \bar{\sigma}_n = \sigma_n + \eta_{1,n}, \bar{\chi}_n = \chi_n + \eta_{2,n}, \bar{P}_{пл,n}^2 = \\ = P_{3,n}^2(\bar{t}_p, a_n, b_n) + \eta_{3,n}, \quad n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (3)$$

где

$$b_{1,n} = P_{3,0}^2 + b_{2,n} \lg\left(\frac{2,25 \chi_n}{r_{c,нр}^2}\right) + c_2 q_0^2, \quad b_{2,n} = \frac{2,3 q_0 T_{пл} z \rho}{2 \pi \sigma_n T_c},$$

$$\sigma_n = k_n h / \mu, \quad \chi_n = k_n P_{пл} / m \mu_{пл},$$

$\tilde{P}_{3,n}^2$  – фактические значения забойных давлений;  $P_{3,0}$ ,  $q_0$  – забойное давление и дебит газа в момент остановки скважины  $t_0$ ;  $m$  – пористость;  $h$  – эффективная мощность пласта;  $\rho_{c,нр}^2$  – приведенный радиус скважины;  $z_r$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовом давлении и пластовой температуре  $T_{пл}$  ( $T_c = 293K$ );  $\rho$  – атмосферное давление;  $k_n$  – проницаемость пласта;  $P_{пл,n}$  – пластовое давление;  $\mu$  – вязкость газа в пластовых условиях;  $\bar{t}_p$  – экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового;  $c_2$  – параметр модели индикаторной кривой (ИК)

$$P_{3,i}^2 = P_{пл}^2 - c_1 q_i - c_2 q_i^2 + v_i, \quad i = \overline{1, m}. \quad (4)$$

$P_{3,i}$ ,  $q_i$  – измеренные значения забойного давлений и дебита скважины [4];  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $\xi_n$ ,  $\eta_{j,n}$ ,  $j = \overline{1, 3}$ ,  $v_i$  – случайные величины.

Следует отметить, что введенная в модели КВД (1), (2) функция  $q(a_n, t_n)$ , примером которой является зависимость

$$q(a, t) = (1 - a_1 \exp(-a_2 t))^{\alpha_3}, \quad (5)$$

позволяет достаточно точно идентифицировать начальный участок КВД (рис. 1, сплошные линии 4–6).

Для модели КВД (3), согласно методу адаптивной интерпретации с учетом дополнительной априорной информации [12–16], оптимальные оценки проводимости пласта  $\sigma_n^*(u_n)$ , пьезопроводности  $\chi_n^*(u_n)$  и пластового давления  $P_{пл,n}^*(u_n)$  в моменты времени  $t_n$  рассчитываются по формулам:

$$\sigma_n^*(\omega_n^*) = \frac{42,4 q_0 \rho T_{пл} z_r}{b_{2,n}^*(\omega_n^*) T_c}, \quad (6)$$

$$\chi_n^*(\omega_n^*) = 0,445 r_c^2 \exp\left(\frac{b_{1,n}^*(\omega_n^*) - P_{3,0}^2 - c_2^* q_0^2}{b_{2,n}^*(\omega_n^*)}\right), \quad (7)$$

$$P_{пл,n}^*(\omega_n^*) = \sqrt{\left[ \tilde{P}_{3,0}^2 + q_0 q(a_n^*(\omega_n^*, t_n), t_k)(b_{1,n}^*(\omega_n^*) + b_{2,n}^*(\omega_n^*) \lg(\bar{t}_p)) \right]}, \quad (8)$$

где  $(u_n^*(\omega_n^*)) = (a_n^*(\omega_n^*), b_{1,n}^*(\omega_n^*), b_{2,n}^*(\omega_n^*))$  – вектор оптимальных оценок параметров модели КВД, управляющих параметров  $\omega_n^* = (\omega_{1,n}^*, \omega_{2,n}^*, \omega_{3,n}^*)$  и оценок параметров индикаторной кривой  $c^* = (c_1^*, c_2^*)$  (4) полученных путем решения оптимизационных задач:

$$u_n^*(\omega_n) = \arg \min_{\omega_n} \Phi(u_n, \omega_n), \quad (9)$$

$$\omega_n^* = \arg \min_{\omega_n} J_0(u_n^*(\omega_n)), \quad (10)$$

$$c^* = \arg \min_c (J_{ик}(c) = \sum_{i=1}^m \Psi_{ик}(v_i)). \quad (11)$$

Здесь запись  $\arg \min_x f(x)$  означает точку минимума  $x^*$  функции  $f(x)$  ( $f(x^*) = \min_x f(x)$ );  $\Phi(u_n, \omega_n) = J_0(u_n) + J_a(u_n, \omega_n)$  – комбинированный показатель

качества, составленный из частного критерия качества модели КВД  $P_3^2(t, a_n, b_n)$  (3)

$$J_0(u_n) = \sum_{i=1}^{n-1} w((t_n - t_{n-i} / h_n) \psi_0(\xi_i)) \quad (11)$$

и частного показателя качества

$$J_a(u_n, \omega_n) = \sum_{k=1}^3 \omega_{k,n} \psi_{a,k}(\eta_{k,n}) \quad (12)$$

моделей дополнительных априорных данных и экспертных оценок проводимости, прѳезопродности и пластового давления  $\bar{\sigma}_h, \bar{\chi}_h, \bar{P}_{пл,k}$  известных к моменту времени  $t_n$ ;  $w((t_n - t_{n-i})/h_n)$  – значения весовой (ядерной) функции  $w((t - \tau)/h)$  с параметром  $h$  для обеспечения процесса адаптивной интерпретации;  $J_{нк}(c)$  – показатель качества модели индикаторной кривой (4);  $\psi_0, \psi_{a,j}, \psi_{нк}$  – известные функции.

Момент завершения газодинамических исследований  $t_k^*$  может быть определен по критерию стабилизации оценок параметров модели КВД  $b_{1,n}^*(\omega_n^*), b_{2,n}^*(\omega_n^*)$  либо оценок параметров пласта (6)–(8) [12–15]. Например, за момент завершения исследований  $t_k^*$  принимается то значение времени  $t_n$ , при котором выполняется неравенство

$$\left| (\sigma_n^*(\omega_n^*) - \sigma_{n-i}^*(\omega_{n-i}^*)) / \sigma_n^*(\omega_n^*) \right| \leq \varepsilon, \quad i = 1, 2, 3$$

( $\varepsilon$  – заданная точность). (13)

**Результаты исследований моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации кривой восстановления давления**

Результаты исследований моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации КВД скважин № 1, 2 газоконденсатного месторождения Тюменской области приведены на рис. 1, 3–5 и в табл. 2, 3.

На рис. 1 приведены фактические (линия 1) и восстановленные с учетом идентификации начального участка КВД (сплошные линии 4–6) значения забойного давления. На рис. 2 приведены используемые при интерпретации КВД фактические значения индикаторных кривых скважин № 1, 2.

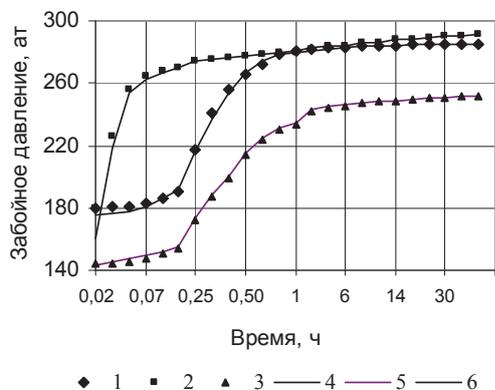


Рис. 1. Фактические (линии 1–3) и восстановленные значения забойного давления скважин № 1–3 (линии 4–6)

Fig. 1. Initial (lines 1–3) and recovery bottom-hole pressure values of the wells 1–3 (lines 4–6)

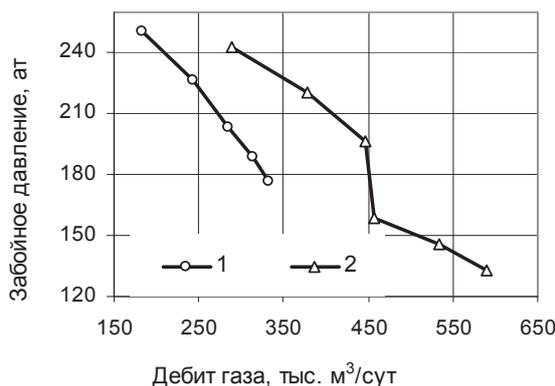


Рис. 2. Фактические значения индикаторных кривых скважин № 1, 2

Fig. 2. Initial data of indicator curves of the wells 1, 2

На рис. 3–5 приведены оценки параметров пласта с идентификацией начального участка КВД (линия 1) с использованием модели (5) и без идентификации при  $q_n(a_n, t_n) \equiv 1$  (2) (линия 2).

Решение оптимизационных задач (9), (10) проводилось на основе метода деформированного многогранника [19] с использованием квадратичных показателей качества, согласно (11), (12)

$$\Phi(u_n, \omega_n) = \sum_{i=1}^{n-1} w((t_n - t_{n-i} / h_n) \xi_i^2) + \sum_{k=1}^3 \omega_{k,n} \eta_{k,n}^2, \quad (14)$$

$$J_0(u_n^*(\omega_n)) = \sum_{i=1}^{n-1} w((t_n - t_{n-i} / h_n) \xi_i^2(u_n^*(\omega_n))) \quad (15)$$

и стратегии «скользящего интервала» [12–13], что достигается соответствующим выбором параметра  $h$  единичной весовой функции

$$w((t - \tau) / h) = \begin{cases} 1 & \text{при } t \in |(t - \tau) / h|; \\ 0 & \text{при } t \notin |(t - \tau) / h|. \end{cases} \quad (16)$$

Оценки неизвестных параметров  $P_{пл}, c_1, c_2$  модели индикаторной кривой (4) определялись методом наименьших квадратов [20]

$$\beta^* = \arg \min_{\beta} \sum_{i=1}^5 (P_{3,i}^2 - (P_{пл}^2 - c_1 q_i - c_2 q_i^2))^2, \quad (17)$$

где  $\beta^* = (\beta_1^*, \beta_2^*, \beta_3^*) = (P_{пл}^*, c_1^*, c_2^*)$ ;  $P_{3,i}, q_i$  – фактические значения забойного давления и дебита газа скважин № 1, 2, приведенные на рис. 2. Полученное приближение  $P_{пл}^*$  (17) использовалась в качестве экспертной оценки пластового давления приведенной в табл. 1, а оценка  $c_2^*$  использована при расчете прѳезопродности пласта (7).

Исходные данные и экспертные оценки параметров пласта и скважины известные к моменту времени  $t_0$  приведены на рис. 1 и в табл. 1.

В табл. 2, 3 приведены оценки проводимости, прѳезопродности и пластового давления за разные периоды газодинамических исследований с идентификацией начального участка КВД начального и без его идентификации полученные путем решения оптимизационных задач (9), (10) с ис-

пользованием показателей качества (14), (15) и весовой функции (16), а также оценки, рассчитанные с использованием программы Saphir. Время завершения исследований  $t_k^*$  определялось по алгоритму (13) при  $\varepsilon=0,05$ .

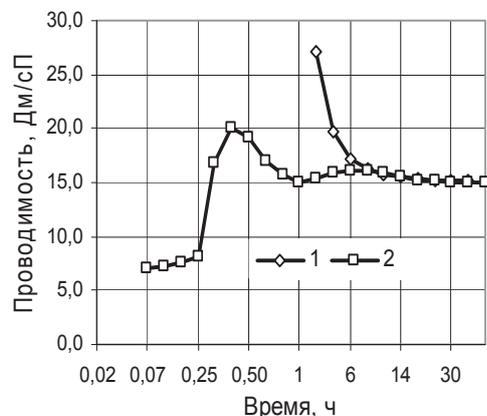


Рис. 3. Оценки проводимости пласта

Fig. 3. Reservoir conductivity estimates

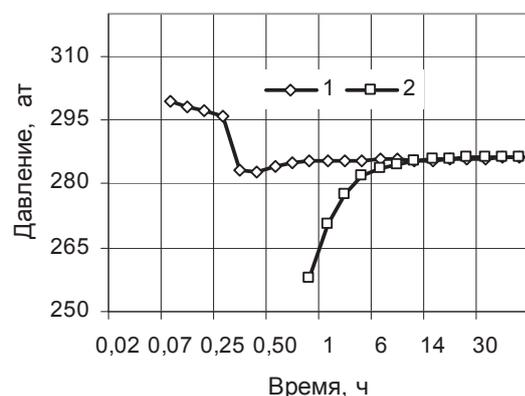


Рис. 4. Оценки пластового давления

Fig. 4. Reservoir pressure estimates

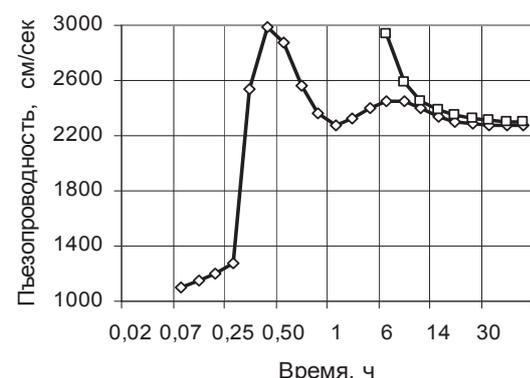


Рис. 5. Оценки пьезопроводности пласта

Fig. 5. Estimates of reservoir piezoconductivity

Из рис. 3–5 и табл. 2, 3 видно, что метод адаптивной интерпретации с идентификацией начального участка КВД обеспечивает получение более точных и устойчивых оценок фильтрационных параметров и пласта, сокращает время простоя скважин.

Таблица 1. Исходные данные и дополнительные априорные сведения

Table 1. Initial data and additional prior information

Исходные данные, дополнительные априорные сведения и экспертные оценки пласта и скважины Initial data, additional prior information and expert analysis of the reservoir and the well		Скважины Wells	
		1	2
Пластовая температура, °K Reservoir temperature, °K		356,66	353
Радиус, м Radius of (m)	контура питания скважины well external boundary	650	650
	скважины well	0,108	01,08
Атмосферное давление, ат Pressure, at		1,033	1,033
Температура при нормальных условиях (+20 °C) °K Temperature under normal conditions (+20 °C) °K		293	252,7
Коэффициент сжимаемости газа при пластовых условиях Gas deviation factor under reservoir conditions		0,9198	0,8778
Пористость Porosity		0,19	0,14
Эффективная мощность, м Effective power, m		11,8	138,2
Динамическая вязкость, спз Dynamic viscosity, cps		0,02	0,02
Дебит скважины до остановки, тыс. м³/сут Past producing life, thousand m³/day		332,25	252,12
Экспертная оценка Expert analysis of	проводимости пласта, Дм/спз reservoir conductivity, Dm/cps	30	5
	пьезопроводности пласта, см²/с reservoir piezoconductivity, cm²/s	3500	70
	пластового давления, ат reservoir pressure, at	300	300
Оценки Estimates of	времени восстановления забойного давления, ч recovery time of bottom-hole pressure, h	50	50
	параметра a модели ИК (4) parameter a of the model IC (4)	7,71	6,2
	параметра b модели ИК (4) parameter b of the model IC (4)	0,405	0,45
пластового давления модели ИК (4) reservoir pressure of the model IC (4)		290	260

### Выводы

1. Для увеличения информативности газодинамических исследований и сокращения времени простоя скважин предлагается метод адаптивной интерпретации с идентификацией начального участка кривой восстановления давления, что позволяет определять параметры пласта и скважины в процессе проведения исследований, определять время их завершения, учитывать дополнительную информацию.
2. Метод адаптивной интерпретации с идентификацией начального участка кривой восстановления давления позволяет синтезировать достаточно широкий спектр оптимальных алгоритмов в зависимости от вида моделей забойного давления, моделей дополнительных априор-

**Таблица 2.** Результаты интерпретации скважины № 1

**Table 2.** Results of interpretation of the well № 1

Методы Techniques	Время исследований, ч Acquisition time, h	Проводимость, Дм/спз Conductivity, Dm/cps	Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с Piezoconductivity, cm <sup>2</sup> /s	Пластовое давление, ат Reservoir pressure, at	Время завершения исследований t <sub>к</sub> , ч Completion time t <sub>к</sub> , h
Saphir	38	14,92	2280	282,2	-
Адаптивная интерпретация с идентификацией начального участка КВД Adaptive interpretation with identification of initial area of pressure recovery curve	0,5	17,0	2559	285,1	1
	1	15,4	2330	285,4	
	3	16,2	2440	285,6	
	6	16,1	2405	285,8	
	14	15,3	2390	285,6	
Адаптивная интерпретация без идентификацией начального участка КВД Adaptive interpretation without identification of initial area of pressure recovery curve	0,5	-7,3	-860,5	231,9	10
	1	123	17820,6	273,6	
	3	19,6	2936,6	282,7	
	6	17,2	2588,9	284,4	
	14	15,6	2352,6	285,7	

ных данных, показателей качества моделей, статистических характеристик случайных неконтролируемых факторов.

3. На примере исследований двух скважин газоконденсатного месторождения Тюменской области показано, что метод адаптивной интерпретации с идентификацией начального участка кривой восстановления давления, с учетом экспертных оценок проводимости, пьезопро-

**Таблица 3.** Результаты интерпретации скважины № 2

**Table 3.** Results of interpretation of the well № 2

Методы Techniques	Время исследований, ч Acquisition time, h	Проводимость, Дм/спз Conductivity, Dm/cps	Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с Piezoconductivity, cm <sup>2</sup> /s	Пластовое давление, ат Reservoir pressure, at	Время завершения исследований t <sub>к</sub> , ч Completion time t <sub>к</sub> , h
Saphir	35	3,81	49,1	253,1	-
Адаптивной интерпретации с идентификацией начального участка КВД Adaptive interpretation with identification of initial area of pressure recovery curve	0,5	3,94	51,7	254,6	1
	1	3,64	47,9	254,9	
	3	3,62	47,7	255,3	
	6	3,66	48,2	255,5	
	14	3,69	48,4	255,0	
Адаптивной интерпретации без идентификацией начального участка КВД Adaptive interpretation without identification of initial area of pressure recovery curve	0,5	-6,07	-51,9	166,2	10
	1	11,57	129,9	217,8	
	3	4,70	58,2	240,1	
	6	3,86	49,8	250,5	
	14	3,70	48,3	254,4	

водности и пластового давления позволяет значительно сократить время простоя скважин.

4. Предложенные модели и алгоритмы адаптивной интерпретации газодинамических исследований скважин могут быть использованы в системах оперативной обработки промысловых данных интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно измерительными системами.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
2. Horne R.N. Modern well test analysis. A computer-aided approach. – Palo Alto, California: Petroway, inc., 2000. – 257 p.
3. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // SPE. – 1984. – № 12777. – P. 293–302.
4. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
5. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
6. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
7. Эрлагер Р. (мл.) Гидродинамические методы исследования скважин. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.
8. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промышленно-технологические исследования скважин. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
9. Васильев Ю.Н., Дубина Н.И. Математические основы обработки результатов газодинамических исследований скважин. – М.: ООО «НЕДРА-Бизнесцентр», 2008. – 116 с.
10. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, К.Е. Кулагина, М.Р. Камардинов, Т.А. Дева. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
11. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
12. Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50–52.
13. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт-скважина» методом интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 72–75.
14. Романова Е.В., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 5. – С. 20–25.
15. Сергеев В.Л., Гаврилов К.С. Адаптивная идентификация и интерпретации нестационарных газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений // Доклады ТУСУР. – 2014. – № 2 (32). – Июнь. – С. 270–275.
16. Сергеев В.Л., Наймушин А.Г., Нгуен Куинь Хуи. Адаптивная идентификация эволюционных процессов нефтегазодобычи на основе интегрированных систем феноменологических моде-

- лей // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 323. – № 1. – С. 177–183.
17. Оценка влияния послепритока на результаты интерпретации данных гидродинамических исследований скважин / А.А. Ерофеев, В.А. Мордвинов, И.Н. Пономарев, В.В. Поплыгин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 49–51.
18. Анканов А.С., Кемерова П.А., Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация и интерпретация результатов нестационарных гидродинамических исследований с учетом притока протекции в скважине // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 5. – С. 43–46.
19. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.
20. Демиденко Е.З. Линейная и нелинейная регрессии. – М.: Финансы и статистика, 1981. – 300 с.

Поступила 10.04.2014 г.

UDC 622.276: 519.688

## ADAPTIVE INTERPRETATION OF GAS-DYNAMIC RESEARCH OF WELLS IDENTIFYING THE INITIAL AREA OF A PRESSURE RECOVERY CURVE

**Ekaterina V. Romanova,**

Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue,  
Tomsk, 634050, Russia. E-mail: Romanova88EV@mail.ru

**Viktor L. Sergeev,**

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

*The paper introduces and studies the method of adaptive identification and interpretation of the results of gas-dynamics research. Its relevance is caused by the need to reduce well downtime. The base of the method proposed is the integrated system of pressure recovery curve with the variables, time-dependent parameters. The system allows taking into account additional a priori information and restoring the initial part of bottom-hole pressure.*

**The aim of the research** is to develop the method of adaptive identification and interpretation which allows determining the parameters of reservoirs and wells at gas-dynamics researches restoring the initial part of the bottom-hole pressure recovery curve and taking into account the additional a priori information.

**Methods of the research.** The authors have applied the theoretical and practical developments in the field of gas-dynamics researches of wells, system analysis, system identification considering additional a priori information, function optimization and linear algebra. The problems were solved on the basis of field data of well exploration in gas condensate deposit by the pressure recovery curve considering expert estimates of the reservoir filtration parameters. The paper introduces the results of comparative analysis of the proposed interpretation method with identification of the initial part of the pressure recovery curve and without its identification as well as the interpretation results obtained while using the computer program Saphir.

**Results.** The authors developed the method of adaptive interpretation of gas-dynamics research of wells with identification of the initial part of the pressure recovery curve which allows synthesizing a wide range of optimal algorithms for determining the parameters of reservoirs and wells at exploration, determining the time of their completion and considering additional a priori information. By the example of processing the field data of gas-dynamics researches it was shown that the method can improve the accuracy and stability of determining parameters of oil reservoirs, greatly reduce downtime.

### Key words:

Identification, interpretation, adaptation, gas dynamic well testing, pressure recovery curve, indicator curve, a priori information, gas fields.

### REFERENCES

- Buzinov S.N., Umrikhin I.D. *Issledovanie neftyanykh i gazovykh skvazhin i plastov* [Study of oil and gas wells and reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 269 p.
- Horne R.N. *Modern well test analysis. A computer-aided approach*. Palo Alto, California, Petroway, inc., 2000. 257 p.
- Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation. *SPE*, 1984, no. 12777, pp. 293–302.
- Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. *Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin* [Well exploration guide]. Moscow, Nauka Publ., 1995. 523 p.
- Shagiev R.G. *Issledovanie skvazhin po KVD* [Investigation of wells by pressure recovery curve]. Moscow, Nauka Publ., 1998. 304 p.
- Iktisanov V.A. *Opreделение filtratsionnykh parametrov plastov i reologicheskikh svoystv dispersnykh sistem pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* [Determination of filtration reservoir characteristics and rheological properties of disperse systems in the development of oil fields]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2001. 212 p.
- Erlager R. (jr.). *Gidrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin* [Hydrodynamic studies of wells]. Moscow, Institut kompyuternykh issledovaniy, 2006. 512 p.
- Kremenetskiy M.I. *Gidrodinamicheskie i promyslovo-tehnologicheskie issledovaniya skvazhin* [Hydrodynamic and industrial-technological research of wells]. Moscow, MAKS Press, 2008. 476 p.
- Vasilev Yu.N., Dubina N.I. *Matematicheskie osnovy obrabotki rezultatov gazodinamicheskikh issledovaniy skvazhin* [Mathematical foundations of processing the results of gas dynamical studies of wells]. Moscow, NEDRA- Biznestsentr Publ., 2008. 116 p.

10. Mangazeev P.V., Pankov M.V., Kulagina K.E., Kamardinov M.R., Deeva T.A. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin* [Well test]. Tomsk, TPU Publ. House, 2004. 340 p.
11. Sergeev V.L. *Integrirovannye sistemy identifikatsii* [Identification Integrated System]. Tomsk, TPU Publ. House, 2011. 198 p.
12. Sergeev V.L., Anikanov A.S. Metod adaptivnoy identifikatsii gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin s uchetom apriornoy informatsii [Method of adaptive identification of well testing, taking into account a priori information]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 317, no. 5, pp. 50–52.
13. Gavrilov K.S., Sergeev V.L. Adaptivnaya interpretatsiya nestatsionarnykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin v sisteme «plast-skvazhyna» metodom integrirovannykh modeley [Adaptive interpretation of transient well test in the «layer-well» system by the method of integrated models]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 5, pp. 72–75.
14. Romanova E.V., Sergeev V.L. Adaptivnaya interpretatsiya kрivoy vosstanovleniya davleniya gorizontalnykh skvazhin s diagnostikoy potokov [Adaptive interpretation of pressure recovery curve of horizontal wells with flow diagnostics]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 5, pp. 20–25.
15. Gavrilov K.S., Sergeev V.L. Adaptivnaya identifikatsiya i interpretatsii nestatsionarnykh gazodinamicheskikh issledovaniy skvazhin gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy [Adaptive identification and interpretation of unsteady gasdynamic studies of wells and gas condensate fields]. *Doklady TUSUR*, 2014, no. 2 (32), June, pp. 270–275.
16. Sergeev V.L., Naymushin A.G., Nguen Kuin Xui. Adaptivnaya identifikatsiya evolyutsionnykh protsessov neftegazodobychi na osnove integrirovannykh sistem fenomenologicheskikh modeley [Adaptive identification of evolutionary processes of oil and gas production based on integrated systems of phenomenological models]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 323, no. 1, pp. 177–183.
17. Erofeev A.A., Mordvinov V.A., Ponomarev I.N., Poplygin V.V. Otsenka vliyaniya poslepritoka na rezultaty interpretatsii dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin [Assessing the impact of post-influx on the results of interpretation of well test data]. *Neftyanoe hozyaystvo*, 2013, no. 4, pp. 49–51.
18. Anikanov A.S., Kemerova P.A., Sergeev V.L. Adaptivnaya identifikatsiya i interpretatsiya rezultatov nestatsionarnykh gidrodinamicheskikh issledovaniy s uchetom pritoka produktsii v skvazhine [Adaptive identification and interpretation of the results of unsteady hydrodynamic studies considering product influx in a well]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2011, vol. 319, no. 5, pp. 43–46.
19. Pantelev A.V., Letova T.A. *Metody optimizatsii v primerakh i zadachakh* [Optimization methods in examples and problems]. Moscow, Vyshaya shkola publ., 2002. 544 p.
20. Demidenko E.Z. *Lineynaya i nelineynaya regressii* [Linear and nonlinear regressions]. Moscow, Finansy i statistika Publ., 1981. 300 p.

Received: 10 April 2014.