УДК 519.688:622.276

В.Л. Сергеев, К.С. Гаврилов

Адаптивная идентификация и интерпретация нестационарных газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений

Рассматриваются модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации результатов газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений на неустановившихся режимах фильтрации на основе интегрированной системы моделей кривой восстановления давления с учетом дополнительной априорной информации. Приводятся результаты анализа качества алгоритмов идентификации и интерпретации кривой восстановления давления скважин газового месторождения.

Ключевые слова: идентификация, адаптация, интерпретация, газодинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, интегрированные системы моделей, априорная информация, газовые и газоконденсатные месторождения.

Нестационарные гидродинамические исследования (ГДИ) скважин по кривой восстановления давления (КВД) являются наиболее информативным методом определения параметров пластов нефтяных и газовых месторождений, на основании которых осуществляются процессы добычи нефти, составляются технологические проекты разработки месторождений, создаются геологотехнологические модели процессов нефтегазодобычи.

Особенностью КВД полученных в результате заранее спланированных ГДИ газовых скважин (рис. 1) является достаточно быстрый, в пределах одного часа, процесс восстановления забойного давления и далее медленных рост забойного давления до пластового в пределах от 30 мин до 20–50 ч. Причем большая часть КВД однородно-пористого пласта представляет линейную зависимость квадрата забойного давления от логарифма времени.

На способе выделения прямолинейного участка КВД с использованием при необходимости производной забойного давления основан широко используемый в нефтегазовых компаниях метод обработки результатов исследований [1]. Аналогичный метод реализован в зарубежных программах PanSystem, Saphir. Следует отметить, что недостатком традиционных методов интерпретации КВД [1–3] 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 настоящее время в связи с возможностью получения информации в режиме реального времени стационарными информационными измерительными системами требуется иная технология, позволяющая определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние залежей в процессе гидродинамических исследований, не планируя заранее время их завершения.



Доклады ТУСУРа, № 2 (32), июнь 2014

В данной работе на основе технологии адаптивной идентификации [4, 5] рассматриваются модели и алгоритмы интерпретации КВД газовых скважин, позволяющие определять параметры пластов и время завершения исследований в процессе получения данных о забойном давлении.

Модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации. Решение задачи адаптивной идентификации и интерпретации КВД рассмотрим на примере определения параметров однородно-пористого нефтяного пласта представленной моделью [1]

$$P_3^2 = \alpha_1 + \alpha_2 \lg(t) , \quad \alpha_1 = P_{30}^2 + \alpha_2 \lg(\frac{2,25\chi}{r_{c,\Pi p}^2}) + bq_0^2 , \quad \alpha_2 = \frac{2,3q_0\mu T_{\Pi\Pi}z\rho}{2\pi khT_c} , \quad \chi = kP_{\Pi\Pi}/m\mu_{\Pi\Pi} , \quad (1)$$

где $P_3(t)$, $P_3(t_0) = P_{30}^2$ – текущее и начальное перед остановкой скважины забойные давления; q_0 – дебит скважины в момент ее остановки t_0 ; m – пористость; h – эффективная мощность пласта; χ –коэффициент пьезопроводности; $r_{c,пp}^2$ – приведенный радиус скважины; z_r – коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовом давлении и пластовой температуре $T_{\Pi\Pi}$ ($T_c = 293$ K); ρ – атмосферное давление; k – проницаемость пласта; $P_{\Pi\Pi}$ – пластовое давление; μ – вязкость газа в пластовых условиях; b – параметр модели индикаторной кривой.

$$P_{3}^{2} = P_{m}^{2} - aq - bq^{2}.$$
 (2)

При использовании модели (1), технологии интегрированных моделей и метода адаптивной интерпретации [4–6] оценки параметров пласта – проводимости $\sigma = kh/\mu$, пьезопроводности χ и пластового давления $P_{\Pi\Pi}$ в моменты времени t_k , k = 1, 2, 3, ..., рассчитываются по формулам:

$$\sigma^{*}(t_{k}, u_{k}^{*}) = \frac{42, 4 q_{0} \rho T_{\Pi \Pi} z_{\Gamma}}{\alpha_{2}^{*}(t_{k}, u_{k}^{*}) T_{c}}, \qquad (3)$$

$$\chi^{*}(t_{k}, u_{k}^{*}) = 0,445 r_{c}^{2} \exp(\frac{\alpha_{1}^{*}(t_{k}, u_{k}^{*}) - P_{30}^{2} - b^{*} q_{0}^{2}}{\alpha_{2}^{*}(t_{k}, u_{k}^{*})}), \qquad (4)$$

$$P_{\Pi\Pi}^{*}(t_{k},u_{k}^{*}) = \sqrt{\alpha_{1}^{*}(t_{k},u_{k}^{*}) + \alpha_{2}^{*}(t_{k},u_{k}^{*}) \lg(t_{p})} , \ u_{k}^{*} = (\omega^{*},h^{*},\bar{z}_{k}),$$
(5)

где $\alpha^*(t_k, u_k^*) = (\alpha_1^*(t_k u_k^*), \alpha_2^*(t_k, u_k^*))$ – оптимальные оценки параметров модели КВД (1), управляющих параметров $\omega^*(t_k) = (\omega_1^*(t_k), \omega_2^*(t_k), \omega_3^*(t_k))$ и параметра h^* , полученные путем решения трех оптимизационных задач:

$$\alpha^*(t_k, \omega, \bar{z}_k) = \underset{\alpha}{\operatorname{argmin}} \Phi(\alpha(t_k), \omega(t_k), h(t_k), \bar{z}_k),$$
(6)

$$\omega^*(t_k) = \arg\min_{\omega} J(\alpha^*(t_k, \omega), W((t_k - t_{k-i}/h))), \qquad (7)$$

$$h^{*}(t_{k}) = \arg\min_{h} JK(\alpha^{*}(t_{k}, \omega_{k}^{*}), W((t_{k} - t_{k-i}/h))).$$
(8)

Здесь запись $\underset{x}{\operatorname{argmin}} f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)(f(x^*) = \underset{x}{\min} f(x)); \Phi$ – показатель качества интегрированной системы моделей КВД с учетом экспертных оценок гидропроводности, пьезопроводности и пластового давления $\overline{z}_k = (\overline{\sigma}_k, \overline{\chi}_k, \overline{P}_{\operatorname{пл},k})$, известных к моменту времени t_k [4]; $W((t_k - t_{k-i}/h))$ – весовая функция с параметром h для обеспечения процесса адаптивной интерпретации [5, 6]; J, JK – показатели качества модели КВД (1) для определения оценок управляющих параметров $\omega^*(t_k) = (\omega_1^*(t_k), \omega_2^*(t_k), \omega_3^*(t_k))$ и параметра $h^*(t_k)$; t_p – экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового; b^* – оценка параметра модели индикаторной кривой (2).

Момент времени завершения исследований t_k^* может быть определен по критерию стабилизации оценок $\alpha^*(t_k, u_k^*)$ [5, 6]:

$$\left|\alpha_{j}^{*}(t_{k-i},u_{k}^{*}) - \alpha_{j}^{*}(t_{k},u_{k}^{*})\right| / \alpha_{j}^{*}(t_{k},u_{k}^{*}) \leq \varepsilon_{j}, j = 1, 2, k = 1, 2, 3, \dots \ (\varepsilon_{j} - \text{заданная точность}),$$
(9)

где за t_k^* принимается то значение времени t_k , при котором выполняется неравенство.

Отметим, что для линейной по параметрам a_n интегрированной системы моделей КВД (1), представленной в матричном виде

$$\begin{cases} \mathbf{Y}_{n}^{*} = \mathbf{F}_{0} \boldsymbol{\alpha}_{n} + \boldsymbol{\xi}_{n}, \\ \mathbf{\overline{Z}}_{n} = \mathbf{F}_{a} \boldsymbol{\alpha}_{n} + \boldsymbol{\eta}_{n}, \end{cases}$$
(10)

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

$$\Phi(\boldsymbol{\alpha}_n, \boldsymbol{\omega}_n, \boldsymbol{h}_n) = \left\| \mathbf{Y}_n^* - \mathbf{F}_0 \boldsymbol{\alpha}_n \right\|_{\mathbf{K}(\boldsymbol{h}(n))}^2 + \left\| \overline{\mathbf{Z}}_n - \mathbf{F}_a \boldsymbol{\alpha}_n \right\|_{\mathbf{W}(\boldsymbol{\omega}(n))}^2, \tag{11}$$

оптимизационная задача (6) сводится к решению систем линейных алгебраических уравнений вида

$$(\mathbf{F}_{0}^{T} \mathbf{K}(h_{n})\mathbf{F}_{0} + \mathbf{F}_{a}^{T} \mathbf{W}(\omega_{n})\mathbf{F}_{a})\boldsymbol{a}_{n} = (\mathbf{F}_{0}^{T} \mathbf{K}(h_{n})\mathbf{Y}_{n}^{*} + \mathbf{F}_{a}^{T} \mathbf{W}(\omega_{n})\overline{\mathbf{Z}}_{n}), \qquad (12)$$

где запись $\|\mathbf{X}\|_{\mathbf{W}}^2$ означает квадратичную форму $\mathbf{X}^T \mathbf{W} \mathbf{X}$; $\mathbf{Y}_n^* = (q_i^*, i = \overline{1, n})$ – вектор фактических значений дебита скважин; $\overline{\mathbf{Z}}_n = (\overline{a_{1,n}}, \overline{a_{2,n}}, \overline{p}_n^2)$ – дополнительные априорные данные и экспертные оценки параметров модели КВД (1) $\overline{a_{1,n}}, \overline{a_{2,n}}$ и квадрата пластового давления \overline{p}_n^2 , известные к

моменту времени t_n ; $\mathbf{F}_0 = (1, p_{3,i}, i = \overline{1, n})$ – матрица размерности $(2 \times n)$; $\mathbf{F}_a^T = \begin{bmatrix} 1, 0, 1 \\ 0, 1, \lg(t_p) \end{bmatrix}$ – матрица

размерности (2×3); $\mathbf{W}(\omega_n) = \operatorname{diag}(\omega_{1,n}, \omega_{2,n}, \omega_{3,n})$ – диагональная матрица управляющих параметров ω_n ; $\mathbf{K}(h_n) = \operatorname{diag}(w_i((t_n - t_{n-i}))/h_n, i = \overline{1, n-i})$ – диагональная матрица значений весовой функции w(x/h) с параметром h_n . Для получения системы линейных уравнений (12) достаточно взять частные производные по параметрам $\boldsymbol{\alpha}_n$ от комбинированного функционала $\mathcal{\Phi}(\boldsymbol{\alpha}_n, \omega_n, h_n)$ и приравнять их к нулю.

Следует отметить, что оптимизационные задачи (7), (8) не имеют аналитического решения и определяются с использованием методов последовательных приближений.

Результаты интерпретации КВД скважин газового месторождения. Результаты интерпретации КВД газовых скважин № 1046 и № 1054 месторождения Тюменской области приведены на рис. 3–6 и в табл. 2, 3.



На рис. 3–6 (линия *l*) приведены оценки проводимости $\sigma^*(t_k, u_k^*)$ (3) и пластового давления $P_{\Pi\Pi}^*(t_k, u_k^*)$ (5) в различные моменты времени t_k , полученные при интерпретации КВД скважин

№ 1046 и № 1054 методом интегрированных моделей (6), (7) (АИ_ИМ) и модели КВД (1) (линия *1*). Оценки вектора управляющих параметров $\omega_k^* = (\omega_{1k}^*, \omega_{2k}^*, \omega_{3k}^*)$ и параметра h_k^* весовой функции $w(x/h) = \exp(-x/h)$ определялись путем решения оптимизационных задач (7), (8) методами деформированного многогранника и золотого сечения соответственно [8].



Линией 2 приведены оценки проводимости $\sigma^*(t_k, 0, h_k^*, \bar{z}_k)$ и пластового давления $P_{\Pi\Pi}^*(t_k, 0, h_k^*, \bar{z}_k)$, полученные адаптивным методом наилучшего совмещения (AM_HC) путем решения СЛУ (12) при значениях управляющих параметров, равных нулю ($\omega_k = 0$). Линией 3 приведены оценки проводимости $\sigma^*(t_k, \omega_k^*, h_k^*, 0)$ и пластового давления $P_{\Pi\Pi}^*(t_k, \omega^*, h^*, 0)$, полученные адаптивным методом наилучшего совмещения с регуляризацией (AM_HCP) путем решения СЛУ (12) при значениях экспертных оценок проводимости, пьезопроводности и пластового давления, равных нулю ($\bar{z}_k = 0$) [6]. Корректировка экспертных оценок \bar{z}_i проводилась по схеме

$$\bar{a}_{k-1} = \alpha_k^*(t_k, \omega_k^*, h_k^*, \bar{z}_k), \ \bar{p}_{k-1}^2 = (P_{\Pi\Pi}^*(t_k, \omega_k^*, h_k^*, \bar{z}_k))^2, \ k = 2, 3, 4, \dots$$

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

Таблица 1

Исходные данные и дополнительные априорные сведения						
	Скважины					
Исходные данные и экспертные оценки	1046	1054				
1. Пластовая температура, К	356,66	357				
2. Радиус контура питания скважины, м	650	650				
3. Радиус скважины, м	0,108	0,5				
4. Атмосферное давление, атм	1,033	1,033				
5. Температура при нормальных условия (+20 °C) К	293	293				
6. Коэффициент сжимаемости газа при пластовых условиях	0,9198	9058				
7. Пористость	0,19	0,096				
8. Эффективная мощность, м	11,8	17,6				
9. Динамическая вязкость, сП	0,02	0,02				
10. Дебит скважины до остановки, тыс. м ³ /сут	332,25	589,83				
11. Экспертная оценка проводимости пласта, Дм/сП	30	12				
12. Экспертная оценка пьезопроводности пласта, см ² /с	3500	2000				
13. Экспертная оценка пластового давления, атм	300	300				
14. Экспертная оценка времени восстановления забойного давления, ч	50	50				
15. Оценки параметра а модели ИК (2)	7,71	4,12				
16. Оценки параметра <i>b</i> модели ИК (2)	0,405	0,19				
17. Оценки пластового давления модели ИК (2)	300	296				

1010

Оценки параметров модели индикаторной кривой a^*, b^* и пластового давления $P^*_{\Pi\Pi}$ (2) определялись методом наименьших квадратов

$$\boldsymbol{\beta}^* = \arg\min_{\boldsymbol{\beta}} \left\| \mathbf{Y}_n^* - \mathbf{F}_u \boldsymbol{\beta} \right\|^2$$

с использованием данных забойного давлении P_{3i}^* и дебита q_i^* скважин № 1046 ($i=\overline{1,5}$) и № 1054 ($i=\overline{1,6}$), приведенных на рис. 2. Здесь $\boldsymbol{\beta}^* = (P_{1n}^*, a^*, b^*); \quad \mathbf{Y}_n^* = ((P_{3i}^*)^2, i=\overline{1,n})$ – вектор; $\mathbf{F}_u = (1, q_i^*, (q_i^*)^2, i=\overline{1,n})$ – матрица размерности ($n \times 3$), n=5,6.

В табл. 2, 3 для скважин № 1046 и № 1054 приведены результаты сравнительного анализа оценок проводимости, пьезопроводности и пластового давления с использованием программного комплекса Sapir и метода адаптивной интерпретации с учетом экспертных оценок, адаптивного метода наилучшего совмещения и метода адаптивной интерпретации с регуляризацией за разные периоды исследований, в том числе и оценки момента времени завершения исследований $t_k^*(9)$, полученные при $\varepsilon_j = \varepsilon = 0.02$, j = 1.2.3.

1	а	0	Л	И	Ц	а	2

Результаты интерпретации скважины 1046						
Методы	Время исследова- ний, ч	Проводи- мость, Дм/сП	Пьезопровод- ность, см ² /с	Пластовое давление, атм	Моменты времени завершения исследований t_k^* , ч	
Saphir	38	10,92	2280	282,2	38	
	6	17,23	2588	284,4		
АИ ИМ	14	15,82	2352	285,8	10	
_	30	15,24	2305	286,2		
	38	15,21	2305	286,2		
	6	6,53	989	289,1		
АИ НС	14	8,65	1316	287,5	38	
—	30	13,14	1745	286,4		
	38	14,36	2166	286,2		
АИ_НСР	6	6,02	921	289,7		
	14	7,53	1141	288,1	38	
	30	8,47	1273	287,4		
	38	8,62	1309	287.2		

Таблица 3

т сзультаты интерпретации скважины 1054								
Методы	Время	Проводиость,	Пьезопровод-	Пластовое	Время завершения			
	исследований, ч	Дм/сП	ность, см ² /с	давление, атм	исследований t_k^* , ч			
Saphir	36	6,52	1195	288,3	36			
	6	6,82	1190	294,7				
АИ_ИМ	12	7,04	1226	294,1	8			
	20	7,14	1241	293,8				
	30	7,15	1243	293,8				
	36	7,10	1235	294,1				
	6	7,96	1369	334,6				
АИ_НС	12	8,13	1401	299,8	36			
	20	7,64	1317	289,4				
	30	6,49	1129	287,3				
	36	5,51	960	287,1				
	6	5,70	1000	298,1				
АИ_НСР	12	5,69	997	289,7	36			
	20	4,85	852	288,7				
	30	3,93	694	288,6				
	36	3,41	603	288,2				

Из рис. 3–6 и табл. 2, 3 видно, что метод адаптивной интерпретации обеспечивает получение более точных оценок фильтрационных параметров и пластового давления на коротких КВД в пределах от 8 до12 ч исследований, что позволяет существенно сократить время простоя скважин.

Выводы. Для определения параметров газовых пластов по результатам нестационарных гидродинамических исследований по кривой восстановления предлагается использовать метод адаптивной интерпретации, позволяющий проводить обработку данных в процессе проведения исследований, определять время завершения исследований и учитывать дополнительную априорную информацию.

На примере гидродинамических исследований газовых скважины месторождения Тюменской области показано, что метод адаптивной интерпретации с учетом и корректировкой экспертных оценок обеспечивает получение более точных оценок проводимости пласта, пьезопроводности и пластового давления, позволяет значительно сократить время простоя скважины по сравнению с традиционным методом наилучшего совмещения и метода интерпретации, реализованного в программе Saphir.

Литература

1. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев и др. – М.: Наука, 1995. – 523 с.

2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

3. Bourdet D. Use of pressure derivative in well test interpretation / D. Bourdet, J.A. Ayoub, Y.M Pirard // SPE. -1984. $- N_{2} 12777$. - P. 293-302.

4. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Том. политех. унта, 2011. – 198 с.

5. Сергеев В.Л. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации / В.Л.Сергеев, А.С. Аниканов // Известия Том. политех. ун-та. – 2010. – Т. 317, № 5. – С. 50–52.

6. Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина» методом интегрированных моделей / В.Л. Сергеев, К.С. Гаврилов // Известия Том. политех. ун-та. – 2012. – Т. 321, № 5. – С. 72–75.

7. Тихонов А.Н. Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин. – М.: Наука, 1979. – 392 с.

8. 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 Национального исследовательского Томского политехнического университета Эл. почта: SergeevVL@ignd.tpu.ru Тел.: 8-905-992-92-31

Гаврилов Константин Сергеевич

Аспирант каф. геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета Эл. почта: gavrilovks@gmail.com

Sergeev V.L., Gavrilov K.S. Adaptive identification and interpretation of non-stationary well test gas fields

The models and adaptive algorithms for the identification and interpretation of well test gas fields in transient mode filtering based on the integrated model system pressure recovery curve in light of additional a priori information. The results of quality analysis algorithms of identification and interpretation of pressure recovery curve gas exploration wells.

Keywords: identification, adaptation, interpretation, well test, pressure build-up curve, integrated systems models, a-priori information, gaz and gas condensate fields.