

УДК 519.688:622.276

В.Л. Сергеев, К.Д. Ву

К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины

Решается задача оптимизации адаптивных алгоритмов обработки результатов гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации на основе интегрированных моделей забойного давления с переменными параметрами с учетом дополнительной априорной информации и влияния ствола скважины, зависящими от времени. Приводятся результаты анализа качества адаптивных алгоритмов с решением оптимизационных задач при идентификации модели кривой восстановления давления и определения управляющих параметров с учетом априорной информации о пластовом давлении.

Ключевые слова: адаптация, идентификация, оптимизация, кривая восстановления давления, гидродинамические исследования скважин, интегрированная система моделей, нефтяные месторождения, априорная информация.

doi: 10.21293/1818-0442-2016-19-3-98-102

Нестационарные гидродинамические исследования (ГДИ) скважин по кривой восстановления давления (КВД) представляют собой наиболее информативный и востребованный метод определения параметров пластов нефтяных и газовых месторождений в связи с широким внедрением в практику нефтегазодобычи стационарных информационно-измерительных телеметрических систем [1].

Перспективным направлением разработки систем идентификации и диагностики нефтяных пластов являются современные адаптивные технологии ГДИС, позволяющие определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние нефтяных и газовых залежей в процессе проведения гидродинамических исследований, которые не планируют заранее время завершения исследований [2–6]. Адаптивные технологии ГДИС существенно сокращают время простоя скважин и расширяют возможности традиционных графоаналитических методов интерпретации, которые часто требуют проведения достаточно длительных исследований с участием соответствующих квалифицированных специалистов [7–11].

Актуальными задачами при использовании адаптивных технологий в автоматизированных системах обработки результатов ГДИС являются проблема учета влияния ствола скважины в условиях априорной неопределенности модели начального участка забойного давления и задача оптимизации алгоритмов идентификации и интерпретации, связанная с решением экстремальных задач при идентификации модели КВД и определения управляющих параметров.

Следует отметить, что решение проблемы учета влияния ствола скважины при интерпретации КВД значительно усложняет решение соответствующих оптимизационных задач [6]. В этой связи в данной работе рассматривается способ разбиения сложной оптимизационной задачи при идентификации модели КВД скважин нефтяных месторождений и определения управляющих параметров на последова-

тельность более простых экстремальных задач. Для решения задачи идентификации рассмотрена новая интегрированная система моделей забойного давления с управляемыми параметрами корректировки дополнительных априорных данных и экспертных оценок.

Модели и алгоритмы адаптивной идентификации и оптимизации

Основа алгоритмов интерпретации результатов гидродинамических исследований по кривой восстановления давления с учетом влияния ствола скважины представляет собой интегрированную систему моделей забойного давления с переменными параметрами с учетом дополнительной априорной информации, которые зависят от времени вида

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = P_{3,n} + \xi_n = f_3(t_n, f_c(a_n, t_n), b_n) + \xi_n, n = \overline{1, n_k} \\ k_{j,n} \bar{v}_{j,n} = v_{j,n} + \eta_n = f_{a,j}(t_n, a_n, b_n) + \eta_{j,n}, j = \overline{1, l}, \end{cases} \quad (1)$$

где переменные параметры $a_n = (\alpha_j(t_n), j = \overline{1, m})$ в модели влияния ствола скважины $f_c(a_n, t_n)$ и параметры $b_n = (b_k(t_n), k = \overline{1, p})$ в модели забойного давления – неизвестные однозначные функции $a_j(t_n)$, $b_k(t_n)$ дискретного времени t_n ; $\bar{P}_{3,n}, P_{3,n}$ – фактические и вычисленные на основе модели $f_3(t_n, q_n(a_n, t_n), b_n)$ значения забойного давления, полученные в разные моменты $t_n \in [t_0, t_k]$; t_0 – время начала исследований и t_k – время завершения исследований; $\bar{v}_{j,n}, v_{j,n}$ – известные и вычисленные на основе модели $f_{a,j}(t_n, a_n, b_n)$ в момент времени дополнительные априорные данные о параметрах нефтяного пласта; $k_{j,n}$ – управляемые параметры корректировки дополнительных априорных сведений; $\xi_n, \eta_{j,n}$ – случайные величины, представляющие погрешность измерений забойного давления, ошиб-

ка экспертных оценок и дополнительных данных, неточность модели и т.п.

Особенность интегрированной системы (1) заключается в том, что переменные параметры a_n влияния ствола скважины $f_c(a_n, t_n)$ являются неизвестными однозначными функциями времени и подлежат определению наряду с параметрами нефтяного пласта b_n , коэффициентами корректировки $k_{j,n}$ и временем завершения исследований t_k . Примером (1) является интегрированная система моделей забойного давления неограниченного нефтяного пласта с учетом дополнительной априорной информации о пластовом давлении $\bar{p}_{пл,n}$ вида

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = P_{3,n} + \xi_n = P(t_0) + (q_0 - f_c(a_n, t_n)) \times \\ \times \left(\frac{1}{4\pi\sigma_n} \lg(2,25\chi_{k,n}t_n) \right) + \xi_n, \\ k_n \cdot \bar{p}_{пл,n} = \int_{t_0}^{t_{пл}} \left(\frac{dP_{3,t}(b_n, \sigma_n, \chi_{k,n}, t_n)}{dt} \right) dt + \eta_{1,n}, n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (2)$$

где $f_c(a_n, t_n) \rightarrow 0$ при $t_n \rightarrow \infty$; $\chi_{k,n} = \frac{\chi_n}{r_{n,пр}^2}$ – комплексный параметр; χ_n – пьезопроводность пласта; $r_{n,пр}$ – приведенный радиус скважины; k_n – параметр корректировки; $t_{пл}$ – время восстановления забойного давления до пластового.

Для интегрированной системы моделей забойного давления (1), согласно методу адаптивной интерпретации с учетом дополнительной априорной информации [1, 3, 12–14], оптимальные оценки параметров $(\alpha_n^*(\beta_n^*) = (a_n^*(\beta_n^*), b_n^*(\beta_n^*)))$ и вектора управляющих параметров β_n^* определяются путем решения следующей оптимизационной задачи:

$$\alpha_n^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(\alpha_n, \beta_n), \quad (3)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} J_0(\alpha_n^*(\beta_n)), \quad (4)$$

где $\arg \min_x f(x)$ – точка минимума функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$);

$\Phi(\alpha_n, \beta_n) = \Phi(J_0(\alpha_n, h_{3,n}), J_{a,j}(\alpha_n, \beta_n) j = \overline{1, m})$ означает комбинированный показатель качества, где

$$J_0(\alpha_n, h_n) = \sum_{i=1}^{n-1} w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n}) \Psi_0(\xi_i(\alpha_n)),$$

$$J_{a,j}(\alpha_n, \beta_{j,n}) = \beta_{j,n} \Psi_{a,j}(\eta_{j,n}(\alpha_n)), \quad (5)$$

частные критерии качества моделей КВД и дополнительных априорных данных $f_{a,j}(t_n, a_n, b_n)$, известных к моменту времени t_n ; $w((t_n - t_{n-i}) / h_{3,n})$ – значения весовой функции $w((t - \tau) / h_n)$ с параметром

забывания $h_{3,n}$ для обеспечения процесса адаптивной идентификации и интерпретации; $\Psi_0, \Psi_{a,j}$ – известные функции; $(\alpha_n^*(\beta_n^*) = (a_n^*(\beta_n^*), b_n^*(\beta_n^*)))$ – оптимальные оценки параметров модели забойного давления; $\beta_n^* = (h_{r,j,n}^*, h_{3,n}^*, k_{j,n}^*)$ – оптимальные оценки объединенного вектора управляющих параметров, в котором $h_{r,j,n}^*$ – оценки параметров регуляризации, $h_{3,n}^*$ – оценка параметра забывания, $k_{j,n}^*$ – оценки параметров корректировки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

Решение оптимизационной задачи (3) в силу невысокой размерности вектора параметров не вызывает больших проблем. Так, например, при применении метода Гаусса–Ньютона оптимизационная задача (3) переходит в последовательное решение систем линейных алгебраических уравнений [7, 8]. Значительные трудности вызывает решение сложной многоэкстремальной задачи (4) по оптимизации оценок управляющих параметров. В этой связи целесообразно разбить оптимизационную задачу (4) на последовательность более простых экстремальных задач [15]. В данном случае алгоритм идентификации с оптимизацией оценок параметров КВД (3), (4) можно представить в виде следующей последовательности решения экстремальных задач:

1. На первом этапе решается задача определения оптимальных оценок параметров модели КВД без учета дополнительных априорных данных ($k_j = 0, \forall j = \overline{1, l}$) и выбора наилучших значений параметра регуляризации ($h_{r,j,n} = h_{r,n} \forall j = \overline{1, l}$) при известных значениях параметра забывания $\bar{h}_{3,n}$:

$$\alpha_n^*(h_{r,n}) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(\alpha_n, h_{r,n}, k_j = 0, \bar{h}_3), \quad (6)$$

$$h_{r,n}^* = \arg \min_{h_{r,n}} J_0(\alpha_n^*(h_{r,n}), k_j = 0, \bar{h}_3). \quad (7)$$

2. На втором этапе решается задача определения оптимальных оценок параметров модели КВД с учетом дополнительных априорных данных при $\bar{v}_{j,n} = f_{a,j}(t_n, \alpha_n^*(h_{r,n}^*))$ и определения наилучших значений параметров корректировки при известных значениях параметра забывания \bar{h}_3 :

$$\alpha_n^*(h_{r,n}^*, k_{j,n}) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(\alpha_n(h_{r,n}^*, k_j, \bar{h}_3)), \quad (8)$$

$$k_{j,n}^* = \arg \min_{k_{j,n}} J_0(\alpha_n^*(h_{r,n}^*, k_j, \bar{h}_3)). \quad (9)$$

3. На третьем этапе решается задача определения наилучших значений параметра забывания:

$$h_{3,n}^* = \arg \min_{h_{3,n}} J_0(\alpha_n^*(h_{r,n}^*, h_{3,n})), \quad (10)$$

$$h_{3,n}^* = \arg \min_{h_{3,n}} J_0(\alpha_n^*(h_{r,n}^*, k_j^*, h_{3,n})) \quad (11)$$

при оптимальных значениях параметров модели КВД, полученных путем решения оптимизационных задач (6) либо (8).

Результаты решения задач интерпретации с оптимизацией оценок параметров КВД

Результаты исследований моделей и алгоритмов адаптивной идентификации и интерпретации результатов ГДИС с учетом влияния ствола скважин №1, №2 с оптимизацией оценок параметров КВД (6)–(11) Харампурского нефтяного месторождения представлены на рис. 1–5 и в табл. 2 и 3.

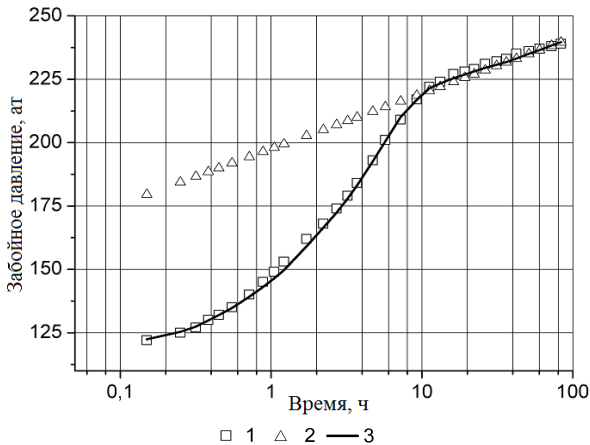


Рис. 1. Фактические и восстановленные значения забойного давления скважины №1

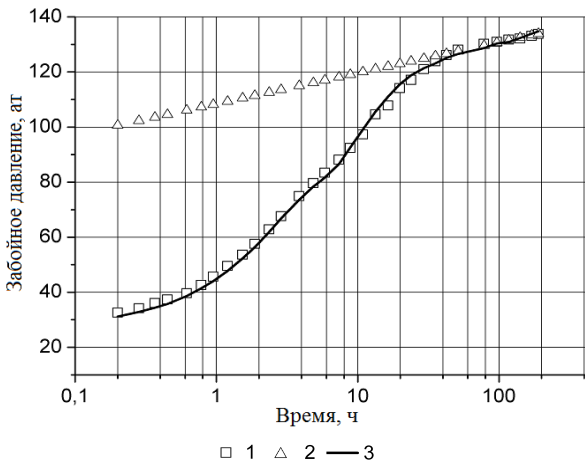


Рис. 2. Фактические и восстановленные значения забойного давления скважины №2

На рис. 1 и 2 для скважин №1 и №2, соответственно показаны фактические и восстановленные значения забойного давления (линии 1–3). Восстановленные значения забойного давления $\hat{P}_{3,n}$ с учетом и дополнительной априорной информации о пластовом давлении без учета влияния ствола скважины изображены линией 2

$$\hat{P}_{3,n} = P(t_0) + q_0 \cdot (\alpha_{1,n}^* (u_n^*) \lg(2,25 \cdot \alpha_{2,n}^* (u_n^*) \cdot t_n)) \quad (12)$$

и с учетом влияния ствола скважины (линия 3)

$$\hat{P}_{3,n} = P(t_0) + q_0 (1 - \exp(-\alpha_{1,n}^* (u_n^*) \cdot t_n)) \times (\alpha_{2,n}^* (u_n^*) \lg(2,25 \cdot \alpha_{3,n}^* (u_n^*) \cdot t_n)), \quad (13)$$

где оценки параметров $\alpha_{j,n}^* (u_n^*), j=1,3$ модели КВД (2) и управляющих параметров $u_n^* = (h_{r,n}^*, k_n^*, h_3^*)$ получены путем решения последовательности оптимизационных задач (6)–(11). Решение задач по определению параметров модели КВД (6), (8) проводилось с использованием метода Гаусса–Ньютона согласно [12–14]. Для решения оптимизационных задач (7), (9), (11) использовался метод золотого сечения [16].

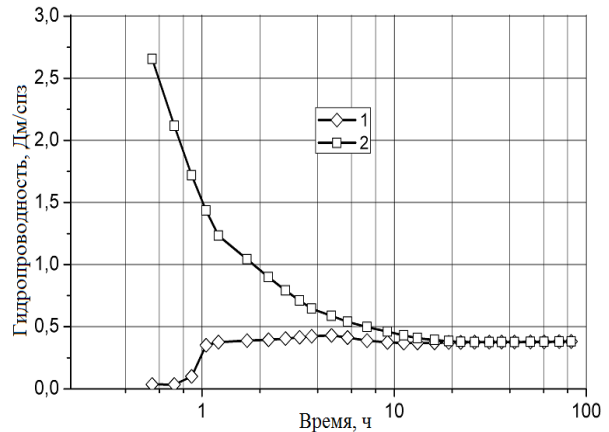


Рис. 3. Оценки гидропроводности пласта скважин №1 с учетом влияния ствола (линия 1) и без учета (линия 2)

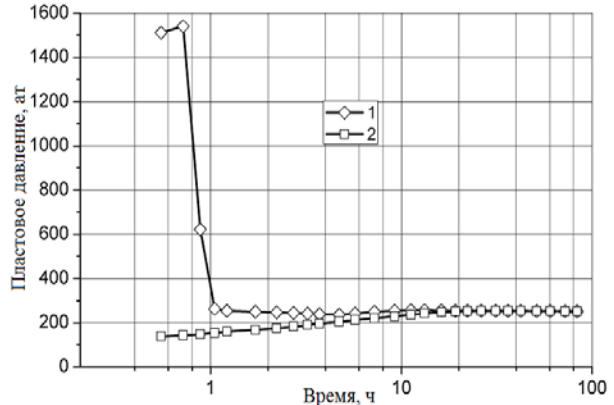


Рис. 4. Оценки пластового давления скважин №1 с учетом влияния ствола (линия 1) и без учета (линия 2)

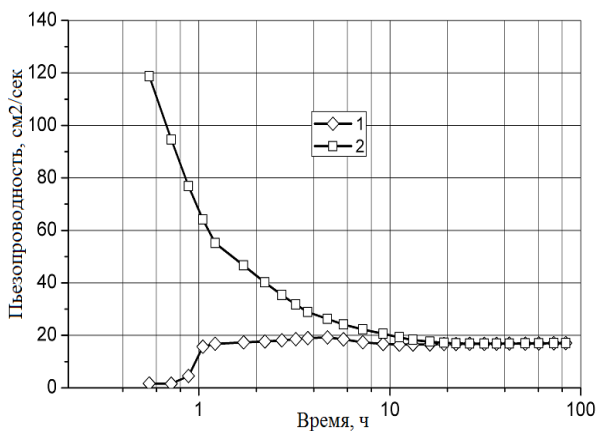


Рис. 5. Оценки пьезопроводности пласта скважин №1 с учетом влияния ствола (линия 1) и без учета (линия 2)

На рис. 3, 4 для скважины №1 приведены значения оценок гидропроводности σ_n^* , пластового

давления $P_{пл,n}^*$ и пьезопроводности χ_n^* , полученные с учетом учета влияния ствола скважины и без учета:

$$\sigma_n^* = 1 / (4\pi\alpha_{2,n}^*(u_n^*)), \quad P_{пл,n}^* = \hat{P}_{3,n}(\bar{t}_{пл});$$

$$\chi_n^* = 1 / [4\pi b_{1,n}^*(\beta_n^*, h_n^*) \cdot h \cdot \mu(m\beta_{ж} + \beta_c)],$$

где $\hat{P}_{3,n}(\bar{t}_{пл})$ – восстановленные значения забойного давления (12), (13), полученные при экспертной оценке времени восстановления, приведенной в табл. 1.

Таблица 1
Исходные данные и дополнительные априорные сведения

Исходные данные, дополнительные априорные сведения и экспертные оценки пласта и скважины		Скважины	
		№ 1	№ 2
Радиус, м	контура питания скважины	450	450
	скважины	0,108	0,108
Коэффициент сжимаемости нефти при пластовых условиях		$5,3 \cdot 10^{-5}$	$4,27 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент сжимаемости системы		$1,85 \cdot 10^{-4}$	$2,35 \cdot 10^{-4}$
Пористость, %		19	22
Эффективная мощность, м		5,9	1,18
Динамическая вязкость, спз		0,9	1,14
Дебит скважин до ее остановки, тыс. м ³ /сут		51	17,36
Экспертные оценки	пластового давления, ат	260	150
	времени восстановления забойного давления, ч	200	100

Таблица 2
Результаты интерпретации ГДИ скважины № 1

Методы	Время исследования, ч	Гидропроводность, Дм/спз	Пьезопроводность, см ² /с	Пластовое давление, ат	Время завершения исследований t×k, ч
Saphir	1,22	1,05	37,62	415,01	83,47
	9,22	1,69	75,62	365,39	
	26,22	7,93	354,6	257,01	
	83,47	0,38	16,90	251,9	
Адаптивная интерпретация с учетом влияния ствола скважины	1,22	0,38	16,80	251,39	3,22
	9,22	0,37	16,74	251,67	
	26,22	0,38	16,79	251,14	
	83,47	0,38	17,05	249,90	
Адаптивная интерпретация без учета влияния ствола скважины	1,22	0,98	55,13	166,29	19,22
	9,22	0,43	20,57	226,46	
	19,22	0,37	16,57	252,22	
	60,26	0,37	16,65	251,58	
Адаптивная интерпретация методом наилучшего совмещения	1,72	0,33	14,59	208,18	26,22
	9,22	0,22	10,01	258,21	
	26,22	0,38	16,90	251,96	
	60,26	0,39	17,37	250,20	

В табл. 1 приведены используемые при интерпретации исходные данные и дополнительные априорные сведения для скважин №1, №2. В табл. 2, 3

приведены оценки параметров нефтяного пласта: гидропроводности, пьезопроводности и пластового давления, полученные по результатам интерпретации скважин №1и №2 за разное время проведения исследований с использованием априорной информации о пластовом давлении с учетом и без учета влияния ствола скважины, программы Saphir и с использованием традиционного метода наилучшего совмещения (без учета априорной информации и влияния ствола скважины [9]).

Из рис. 1–5 и табл. 2, 3 видно, что рассмотренный метод адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины и оптимизацией управляющих параметров по предложенной схеме решения экстремальных задач (6)–(11) позволяет без потери точности обрабатывать короткие недовосстановленные КВД, полученные в пределах 5–10 ч гидродинамических исследований, что повышает информативность гидродинамических исследований и существенно сокращает время простоя скважин.

Таблица 3
Результаты интерпретации ГДИ скважины № 2

Методы	Время исследования, ч	Гидропроводность, Дм/спз	Пьезопроводность, см ² /с	Пластовое давление, ат	Время завершения исследований t×k, ч
Saphir	1,53	1,15	7,98	190,31	190,32
	29,37	1,44	12,91	170,7	
	78,42	2,58	23,23	152,5	
	190,32	2,03	18,25	149,4	
Адаптивная интерпретация с учетом влияния ствола скважины	1,53	2,03	18,23	151,5	3,85
	29,37	2,06	18,56	148,9	
	78,42	2,01	18,02	151,8	
	190,32	2,04	18,34	150,0	
Адаптивная интерпретация без учета влияния ствола скважины	1,53	5,77	51,79	69,76	35,40
	29,37	2,13	19,12	146,42	
	78,42	2,07	18,62	149,71	
	190,32	2,08	18,65	150,39	
Адаптивная интерпретация методом наилучшего совмещения	1,53	3,79	34,03	78,33	42,40
	29,37	1,96	17,74	145,21	
	78,42	2,08	18,68	151,66	
	190,32	2,07	18,61	149,61	

Выводы

Для решения задачи оптимизации адаптивных алгоритмов обработки результатов гидродинамических исследований скважин нефтяных месторождений предложен способ разбиения сложной оптимизационной задачи по определению параметров модели КВД и управляющих параметров на последовательность более простых экстремальных задач.

На примере интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин Харампурского нефтяного месторождения Тюменской области показано, что адаптивный метод обработки резуль-

татов гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины, позволяет обрабатывать короткие, в пределах 5–10 ч, кривые восстановления давления, что значительно сокращает время простоя скважин.

Литература

1. Ипатов А.И. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1. – С. 52–55.
2. Сергеев В.Л. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации / В.Л. Сергеев, А.С. Аниканов // Изв. Том. политех. ун-та. – 2010. – Т. 317, № 5. – С. 50–52.
3. Кориков А.М. Технология проектирования адаптивной системы идентификации и прогноза производственных процессов в условиях неопределенности / А.М. Кориков, В.Л. Сергеев, Д.В. Севостьянов и др. // Доклады ТУСУРа. – 2011. – № 2(24), ч. 2. – С. 189–194.
4. Гаврилов К.С. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина» методом интегрированных моделей / К.С. Гаврилов, В.Л. Сергеев // Изв. Том. политех. ун-та. – 2012. – Т. 321, № 5. – С. 72–75.
5. Романова Е.В. Адаптивная интерпретация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков / Е.В. Романова, В.Л. Сергеев // Изв. Том. политех. ун-та. – 2013. – Т. 323, № 5. – С. 20–25.
6. Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин с идентификацией начального участка кривой восстановления давления / В.Л. Сергеев, Е.В. Романова // Изв. Том. политех. ун-та. – 2015. – Т. 326, № 1. – С. 111–117.
7. Хисамов Р.С. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.
8. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
9. Horne R.N. Modern well test analysis / A computer-aided approach. – Palo Alto, California: Petroway, inc., 2000. – 257 p.
10. Bourdet D. Use of pressure derivative in well test interpretation / D. Bourdet, J.A. Ayoub, Y.M. Pirard // SPE. – 1984. – № 12777. – P. 293–302.
11. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, К.Е. Кулагина и др. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
12. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Том. политех. ун-та, 2011. – 198 с.
13. Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация эволюционных процессов нефтегазодобычи на основе интегрированных систем феноменологических моделей /

В.Л. Сергеев, А.Г. Наймушин, К.Х. Нгуен // Изв. Том. политех. ун-та. – 2014. – Т. 323., № 1. – С. 177–183.

14. Polishchuk V.I. Adaptive Identification Method of a Signal from Stray Magnetic Field Sensor for Turbogenerator Diagnostics / V.I. Polishchuk, V.L. Sergeev // Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics. – 2015. – Vol. 8(2). – P. 201–207.

15. Кориков А.М. Интеллектуальное управление в технических системах // Научный вестник НГТУ. – 2014. – № 1(54). – С. 18–26.

16. Демиденко Е.З. Линейная и нелинейная регрессии. – М.: Финансы и статистика, 1981. – 300 с.

17. 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. автоматизированных систем управления ТУСУРа,
 профессор каф. геологии и разработки нефтяных месторождений института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета (НИТПУ)
 Тел.: +8-905-992-92-31
 Эл. почта: SergeevVL@ignd.tpu.ru.

Ву Куанг Дык

Магистр каф. геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов НИТПУ
 Тел.: 8-913-864-59-47
 Эл. почта: vuquangducv2@gmail.com.

Sergeev V.L., Vu Q.D.

Optimization of adaptive algorithms for identification and interpretation of hydrodynamics research considering wellbore storage

The article presents the optimization solution for adaptive algorithms aimed to process results of well tests and based on the integrated model of system pressure recovery curve with the variables and time-dependent parameters in transient mode filtering. The system allows taking into account additional a priori information and the effects of wellbore storage. The paper introduces the results of the quality of algorithms for adaptive identification and interpretation with the decisions in optimization problems which allows determining the parameters of the model of pressure recovery curve and the control parameters considering a priori information about the reservoir pressure.

Keywords: adaptation, identification, optimization, pressure build-up curve, well test, integrated system models, oil fields, a priori information.