УДК 519.688:622.276

В.Л. Сергеев, Т.Х.Ф. Нгуен, К.Д. Ву

Модели и алгоритмы идентификации начального участка забойного давления в адаптивном методе детерминированных моментов давлений

Решается задача определения параметров и типа нефтяных и газовых пластов по результатам газогидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации с использованием адаптивного метода детерминированных моментов давлений с идентификацией начального участка кривой восстановления забойного давления. Приводятся примеры решения задачи идентификации и интерпретации кривой восстановления давления нефтяных и газовых скважин по промысловым данным.

Ключевые слова: адаптация, идентификация, оптимизация, газогидродинамические исследования скважин, интегрированные системы моделей, кривая восстановления давления, априорная информация, детерминированные моменты давлений.

doi: 10.21293/1818-0442-2018-21-4-109-115

Перспективным направлением мониторинга разработки месторождений, идентификации и управления процессами нефтегазодобычи являются современные адаптивные технологии газогидродинамических исследований скважин (ГГДИС), позволяющие определять фильтрационные параметры нефтяных и газовых залежей в процессе проведения исследований. Адаптивные технологии интерпретации ГГДИС существенно сокращают время простоя скважин по сравнению с традиционными графоаналитическими методами, которые требуют привлечения квалифицированных специалистов, что затрудняет их использование в системах оперативной обработки информации в режиме реального времени [1–5].

Для определения фильтрационных параметров и типа пластовой системы в процессе проведения газогидродинамических исследований по кривой восстановления давления (КВД) используется адаптивный метод детерминированных моментов давлений (ДМД), который основывается на вычислении интегралов вида [5–7]

$$\mu_k(t_n, T) = \mu_k(t_n) + \hat{\mu}_k(T) = \int_{t_0}^{t_n} (P_{пл}(t) - P_3(t)) t^k dt + \\ + \int_{t_n}^T (P_{пл}(t) - \hat{P}_3(t_n + \tau)) (t_n + \tau)^k d\tau, \quad k=0, 1, 2, \quad (1)$$

где $\mu_k(t_n), \hat{\mu}_k(T)$ – детерминированные моменты давлений для текущего момента времени t_n и момента времени восстановления забойного давления до пластового T ; $P_{пл}(t), P_3(t)$ – значения пластового давления на контуре питания скважины и забойного; $\hat{P}_3(t_n + \tau)$ – прогнозные значения забойного давления в момент времени $t_n + \tau$.

Отметим, что адаптивный метод ДМД позволяет решать задачи параметрической и структурной идентификации по определению параметров пласта (гидропроводность, пьезопроводность, пластовое давление) и тип пласта (однородно-пористый, неод-

нородный пласт с ухудшенной проницаемостью призабойной зоны, трещиновато-пористый) в процессе проведения гидродинамических исследований в режиме реального времени [5].

Однако при обработке результатов ГГДИС возникает проблема выбора модели начального участка забойного давления, что существенно влияет на точность определения пластового давления и прогноза забойного давления (1) и соответственно на точность определения фильтрационных параметров и типа пласта на коротких недовосстановленных КВД [7].

В этой связи, основываясь на результатах работы [8], предлагаются модели и алгоритмы определения параметров и типа нефтяных и газовых пластов адаптивным методом ДМД в условиях неопределенности модели начального участка забойного давления.

Модели и алгоритмы идентификации начального участка КВД в адаптивном методе ДМД

В основе адаптивного метода ДМД в условиях неопределенности модели начального участка КВД использованы интегрированные системы моделей (ИСМ) забойного давления с переменными параметрами [4, 8]

$$\begin{cases} \Delta P_{3,n} = P_{3,n}^* - P_3^*(t_0) = (q_0^* f_c(a_n, t_n)) \times \\ \times \left(\frac{1}{4\pi\sigma_n} \lg \left(\frac{2,25\chi_n t_n}{r_{пр,n}^2} \right) \right) + \xi_n, \\ h_{k,n} \bar{\sigma}_n = \sigma_n + \eta_n, n = \overline{1, n_k}; \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{3,n}^2 = P_{3,n}^{2*} - P_3^{2*}(t_0) = (q_0^{2*} f_c(a_n, t_n)) \times \\ \times \left(\frac{4,23T_{пл} z P_{ст}}{T_{ст} \sigma_n} \lg \left(\frac{2,25\chi_n t_n}{r_{пр,n}^2} \right) \right) + \xi_n, \\ h_{k,n} \bar{\sigma}_n = \sigma_n + \eta_n, n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (3)$$

где (2) – интегрированная система моделей КВД нефтяного и соответственно газового пласта (3) с

учетом дополнительной априорной информации о гидропроводности $\bar{\sigma}_n$; $h_{k,n}$ – параметр для корректировки $\bar{\sigma}_n$; $P_{3,n}^*$ – измеренные значения забойного давления в моменты времени t_n ; $P_3^*(t_0)$ – начальное значение забойного давления после остановки скважины t_0 ; χ_n – пьезопроводность пласта; $r_{пр,n}$ – приведенный радиус скважины; q_0^* – дебит до остановки скважины; $T_{пл}, T_{ст}$ – пластовая и стандартная температура; z – коэффициент сжимаемости газа; $P_{ст}$ – стандартное давление; $f_c(a_n, t_n)$ – функция с переменными параметрами, позволяющая учитывать начальный участок КВД.

Особенность (2), (3) заключается в том, что в модели начального участка КВД $f_c(a_n, t_n)$ параметры a_n являются неизвестными функциями времени и определяются совместно с параметрами пласта σ_n, χ_n и временем завершения газогидродинамических исследований t_k в процессе их проведения.

Примером функции $f_c(a_n, t_n) \rightarrow 1$ при $t_n \rightarrow \infty$ является зависимость

$$f_c(a_n, t_n) = 1 - \exp(-a_n t_n). \quad (4)$$

Для решения задачи идентификации интегрированных систем моделей забойного давления (2), (3) будем использовать комбинированные показатели качества вида [3, 8, 9]

$$\Phi(\alpha_n, \beta_n) = J_0(\alpha_n, h_{3,n}) + J_a(\alpha_n, h_{р,n}, h_{к,n}),$$

где

$$J_0(\alpha_n, h_{3,n}) = \sum_{i=1}^{n-1} w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) \psi_0(\xi_i(\alpha_n)),$$

$$J_a(\alpha_n, h_{р,n}, h_{к,n}) = h_{р,n} \psi_a(\eta_n(\alpha_n, h_{к,n}))$$

есть частные критерии качества моделей КВД и дополнительных априорных данных о гидропроводности пласта, известных к моменту времени t_n ; $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = \exp(-(t_n - t_{n-i})/h_{3,n})$ – весовая функция с параметром забывания $h_{3,n}$ для обеспечения процесса адаптивной идентификации; $\beta_n = (h_{3,n}, h_{р,n}, h_{к,n})$ – вектор управляющих параметров забывания $h_{3,n}$, регуляризации $h_{р,n}$ и корректировки; $h_{к,n}$ – квадратичные функции.

Оценки параметров модели забойного давления (2), (3) $\alpha_n^*(\beta_n) = (\sigma_n^*(\beta_n), \chi_n^*(\beta_n), a_n^*(\beta_n))$ определяем путем решения оптимизационных задач [8, 9]:

$$\alpha_n^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(\alpha_n, \beta_n), \quad (5)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} J_0(\alpha_n^*(\beta_n)), \quad (6)$$

где $\beta_n^* = (h_{3,n}^*, h_{р,n}^*, h_{к,n}^*)$ – оптимальные оценки вектора управляющих параметров.

Полученные путем решения оптимизационных задач (5), (6) оценки параметров модели КВД

$\alpha_n^*(\beta_n)$ и управляющих параметров β_n^* могут быть использованы для определения детерминированных моментов давлений (1). Так, например, для КВД нефтяного пласта (2) при использовании метода прямоугольников для вычисления интегралов (1) имеют место следующие оценки детерминированных моментов давлений:

$$\hat{\mu}_k(t_n, T, \alpha_n^*(\beta_n^*)) = \mu_k^*(t_n, \alpha_n^*(\beta_n^*)) + \hat{\mu}_k(T, \alpha_n^*(\beta_n^*)), \quad (7)$$

$$\mu_k^*(t_n, \alpha_n^*(\beta_n^*)) = \sum_{n=n_0}^{n_k} (P_{пл,n}^*(\alpha_n^*(\beta_n^*)) - P_{3,n}^*) t_n^k \Delta t_n,$$

$$\hat{\mu}_k(T, \alpha_n^*(\beta_n^*)) =$$

$$= \sum_{n=n_k+1}^{n(T)} (P_{пл,n}^*(\alpha_n^*(\beta_n^*)) - P_{3,n}^*(\Delta t_{n+\tau}, \alpha_n^*(\beta_n^*))(t_{n+\tau})^k \Delta t_n,$$

где $P_{пл,n}^*(\alpha_n^*(\beta_n^*))$ – оценки пластового давления, а $\hat{P}_{3,n}(t_{n+\tau}, \alpha_n^*(\beta_n^*))$ – прогнозные значения забойного давления;

$$P_{пл,n}^*(\alpha_n^*(\beta_n^*)) = P_3^*(t_0) + (q_0^* f_c(a_n^*(\beta_n^*), t_n)) \times$$

$$\times \left(\frac{1}{4\pi\sigma_n^*(\beta_n^*)} \lg \left(\frac{2,25\chi_n^*(\beta_n^*) \bar{T}}{r_{пр,n}^2} \right) \right), \quad (8)$$

$$\hat{P}_{3,n}(t_{n+\tau}, \alpha_n^*(\beta_n^*)) = P_3^*(t_0) + (q_0^* f_c(a_n^*(\beta_n^*), (t_{n+\tau}))) \times$$

$$\times \left(\frac{1}{4\pi\sigma_n^*(\beta_n^*)} \lg \left(\frac{2,25\chi_n^*(\beta_n^*) (t_{n+\tau})}{r_{пр,n}^2} \right) \right); \quad (9)$$

$n_k = n_0, n_0 + 1, n_0 + 2, \dots$ – объем данных забойного давления в момент времени t_k ; n_0 – объем данных забойного давления начального участка КВД (рис. 1, 2, линия 2); $n(\bar{T})$ – объем данных забойного давления к моменту времени восстановления забойного давления до пластового $\bar{T}$ (табл. 1); $\Delta t_n = t_{n+1} - t_n$; $\tau = 0, 1, 2, \dots, n(T) - n_k$. Аналогичные оценки детерминированных моментов давлений, пластового давления и прогнозные значения забойного давления (7)–(9) имеют место и для КВД газовой скважины (3).

Рис. 1. Фактические (линии 1, 2) и восстановленные (линия 3) значения разности забойного давления для нефтяной скважины № 1

Рис. 2. Фактические (линии 1, 2) и восстановленные (линия 3) значения разности квадрата забойного давления для газовой скважины № 2

Таблица 1
Исходные данные нефтяной и газовой скважины

Исходные данные	Скважины	
	нефтяная	газовая
1. Эффективная мощность h , м	5,9	158,8
2. Радиус скважины r_c , м	0,108	0,108
3. Радиус контура питания скважины R_k , м	92	650
4. Температура при стандартном условии $T_{ст}$ (+20 °C) К	293	293
5. Стандартное давление $R_{ст}$, атм	1,033	1,033
6. Пористость m	0,19	0,135
7. Коэффициент сжимаемости газа при пластовых условиях z , 1/атм		0,862
8. Пластовая температура $T_{пл}$, К	298	375
9. Динамическая вязкость μ , сП	0,901	0,02
10. Объем данных начального участка для обработки КВД m_0	8	7
11. Экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового $\bar{T}$, ч	120	72
12. Дебит скважины до остановки q_0^* , м³/сут	214,5	204,7×10³

Результаты идентификации КВД адаптивным методом ДМД

Результаты исследований моделей и алгоритмов идентификации и интерпретации ГГДИС по КВД нефтяного и газового месторождений Тюменской области адаптивным методом детерминированных моментов давлений приведены на рис. 3–8 и в табл. 2, 3.

Исходные данные для результатов интерпретации КВД нефтяной и газовой скважины, приведены в табл. 1 и на рис. 1, 2.

На рис. 1, 2 приведены фактические (линии 1, 2) и восстановленные (линия 3) значения разности забойного давления в логарифмических координатах ($\Delta P_z = f[\lg(t)]$) для нефтяной скважины № 1 и разности квадрата забойного давления в логарифмических координатах ($\Delta P_z^2 = f[\lg(t)]$) для газовой скважины № 2.

Начальный участок КВД изображен на рис. 1, 2 линией 2.

На рис. 3, 4 для нефтяной скважины № 1 и газовой скважины № 2 приведены оценки диагностического коэффициента $d^*(a_n^*(\beta_n^*))$, полученные адаптивным методом ДМД без идентификации начального участка КВД (линия 1) при $f_c(a_n, t_n)=1$ (4) и адаптивным методом ДМД с идентификацией начального участка КВД (линия 2).

$$d^*(a_n^*(\beta_n^*)) = \frac{\hat{\mu}_0^*(a_n^*(\beta_n^*)) \cdot \hat{\mu}_2^*(a_n^*(\beta_n^*))}{(\hat{\mu}_1^*(a_n^*(\beta_n^*)))^2}, \quad (10)$$

где $\hat{\mu}_0^*(a_n^*(\beta_n^*))$, $\hat{\mu}_1^*(a_n^*(\beta_n^*))$, $\hat{\mu}_2^*(a_n^*(\beta_n^*))$ – оценки детерминированных моментов давлений (7). Отметим, что диагностический коэффициент $d^*(a_n^*(\beta_n^*))$ находится в интервале 1,9–2,1 (см. рис. 3, 4, линия 2). Это означает, что нефтяной и газовый пласты являются однородно-пористым [6].

Рис. 3. Оценки диагностического коэффициента для нефтяной скважины № 1

Рис. 4. Оценки диагностического коэффициента для газовой скважины № 2

На рис. 5–8 приведены оценки гидропроводности и пьезопроводности, полученные адаптивным методом ДМД без идентификации начального участка КВД (линия 1) и адаптивным методом ДМД с идентификацией начального участка КВД (линия 2) для нефтяной скважины $\sigma_n^*(a_n^*(\beta_n^*))$, $\chi_n^*(a_n^*(\beta_n^*))$ (10)

и газовой скважины $\sigma_n^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*)), \chi_n^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*))$ (11) соответственно.

$$\sigma_n^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*)) = \frac{0,8q_0\hat{\mu}_1^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*))}{\pi(\hat{\mu}_0^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*)))^2}, \quad (11)$$

$$\sigma_z^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*)) = \frac{1,6q_0\hat{\mu}_1^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*))P_{ст}}{\pi(\hat{\mu}_0^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*)))^2},$$

$$\chi_n^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*)) = \chi_\Gamma^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*)) = \frac{\hat{\mu}_0^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*))R_k^2}{6,4\hat{\mu}_1^*(\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*))}, \quad (12)$$

где R_k – радиус контура питания скважины.

Рис. 5. Оценки гидропроводности для нефтяной скважины № 1

Рис. 6. Оценки гидропроводности для газовой скважины № 2

Для определения оценок параметров $\mathbf{a}_n^*(\mathbf{b}_n^*)$ (5) моделей КВД (2), (3) в работе использован метод деформированного многогранника [13]. Определение оценок вектора управляющих параметров $\mathbf{b}_n^*$ (6) сводилось, по аналогии с [9], к последовательному решению трех оптимизационных задач по определению параметров забывания, регуляризации и корректировки методом дихотомии [14]. В качестве модели начального участка КВД для нефтяной и газовой скважины (2), (3) использована зависимость (4).

Рис. 7. Оценки пьезопроводности для нефтяной скважины № 1

Рис. 8. Оценки пьезопроводности для газовой скважины № 2

В табл. 2, 3 приведены оценки параметров пласта, полученные в разные моменты времени регистрации КВД ($t_k = 1; 9; 22; 72$ ч) для нефтяной скважины № 1 и ($t_k = 0,6; 3; 10; 24$ ч) для газовой скважины № 2. Время завершения газогидродинамических исследований, требуемое для программного комплекса Saphir, составило 84 ч для нефтяной скважины (см. табл. 2) и 30 ч для газовой скважины (см. табл. 3). Моменты времени завершения газогидродинамических исследований t_k^* для адаптивного метода ДМД без идентификации начального участка КВД (АДМД без ИНУ КВД) и адаптивного метода ДМД с идентификацией начального участка КВД (АДМД с ИНУ КВД) определялись по формуле

$$t_k^* = \left| \frac{x^*(t_{k+1}) - x^*(t_k)}{x^*(t_k)} \right| \leq 0,05,$$

где $x^*(t_{k+1})$ – средние значения приведенных в табл. 2, 3 параметров (диагностического коэффициента и фильтрационных параметров пласта).

Анализ результатов, приведенных на рис. 3–8 и табл. 2, 3, показывает, что рассмотренные модели и алгоритмы адаптивного метода ДМД с идентификацией начального участка КВД позволяют значительно сократить время простоя скважин. Например, для

получения оценок гидропроводности, пьезопроводности и диагностического коэффициента (см. табл. 2, 3) при использовании программного комплекса Saphir требуется 84 и 30 ч простоя нефтяной и газовой скважины соответственно.

Таблица 2

Результаты интерпретации нефтяной скважины № 1

Метод	Время регистрации КВД t_k , ч	Диагностический коэффициент	Гидропроводность, Дм/спз	Пьезопроводность, см ² /с	Время завершения исследований t^* , ч
Saphir	84		0,38	16,9	84
АДМД с ИДУ КВД	1	1,86	0,41	15,62	9
	9	1,91	0,38	16,15	
	22	1,92	0,38	16,28	
	72	1,95	0,39	16,21	
АДМД без ИДУ КВД	1	1,73	1,41	19,46	22
	9	1,82	0,30	14,64	
	22	1,93	0,39	16,23	
	72	1,94	0,37	16,33	

Таблица 3

Результаты интерпретации газовой скважины № 2

Метод	Время регистрации КВД t_k , ч	Диагностический коэффициент	Гидропроводность, Дм/спз	Пьезопроводность, см ² /с	Время завершения исследований t^* , ч
Saphir	30		2,58	29,91	30
АДМД с ИДУ КВД	0,6	1,96	2,72	29,73	3
	3	2,01	2,66	29,19	
	10	2,02	2,61	28,78	
	24	2,01	2,55	28,41	
АДМД без ИДУ КВД	0,6	1,86	4,64	44,58	10
	3	2,00	3,02	33,09	
	10	2,01	2,86	31,61	
	24	1,99	2,81	31,23	

Для адаптивного метода ДМД без идентификации начального участка КВД требуется соответственно 22 ч для нефтяной и 10 ч для газовой скважины. При использовании предложенного в работе адаптивного метода ДМД с идентификацией начального участка КВД, достаточно порядка 9 ч простоя нефтяной и 3 ч простоя газовой скважины.

Выводы

Рассмотренные модели и алгоритмы идентификации начального участка кривой восстановления забойного давления в методе детерминированных моментов давлений при интерпретации результатов газогидродинамических исследований скважин позволяют:

1) решать задачи параметрической и структурной идентификации по определению фильтрационных параметров, пластового давления и типа нефтяных и газовых пластов в процессе проведения исследований;

2) учитывать эффект влияния ствола скважины в условиях неопределенности модели начального участка кривой восстановления забойного давления;

3) сократить время простоя скважин.

На примерах газогидродинамических исследований двух скважин нефтяного и газового месторождений показано, что предложенные в работе модели и алгоритмы позволяют обрабатывать короткие, в пределах 3–9 ч, кривые восстановления забойного давления.

Литература

- 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.
- 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. Инжиниринг георесурсов. – 2012. – Т. 321, № 5. – С. 72–75.
- Технология проектирования адаптивной системы идентификации и прогноза производственных процессов в условиях неопределенности / А.М. Кориков, В.Л. Сергеев, Д.В. Севостьянов, П.В. Сергеев, А.С. Аниканов // Доклады ТУСУР. – 2011. – № 2(24), ч. 2. – С. 189–194.
- 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. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326, № 1. – С. 111–117.
- Сергеев В.Л. Интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин адаптивным методом детерминированных моментов давлений / В.Л. Сергеев, А.С. Аниканов, П.А. Кемерова // Изв. Том. политех. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2011. – Т. 319, № 4. – С. 47–50.
- Булгаков С.А. Повышение информативности исследования нефтяных скважин на основе метода ДМД / С.А. Булгаков, Б.А. Ольховская // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 1. – С. 54–57.
- Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
- Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины / В.Л. Сергеев, К.Д. Ву // Изв. Том. политех. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327, № 9. – С. 70–77.
- Сергеев В.Л. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины / В.Л. Сергеев, К.Д. Ву // Доклады ТУСУР. – 2016. – Т. 19, № 3. – С. 98–102.
- Басович И.Б. Выбор фильтрационных моделей по данным гидродинамических исследований скважин / И.Б. Басович, Б.С. Капцанов // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 3. – С. 44–47.
- Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Том. политех. ун-та, 2011. – 198 с.
- Сергеев В.Л. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации / В.Л. Сергеев, А.С. Аниканов // Изв. Том. политех. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2010. – Т. 317, № 5. – С. 50–52.

13. Koshel R.J. Enhancement of the downhill simplex method of optimization // *International Optical Design Conference*. – 2002. – Vol. 4832. – P. 270–282.

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

15. Adaptive System for Analysis and Interpretation of Combined Well Test Data / V.L. Sergeev, T.H.P. Nguyen, A.I. Krainov, A.Yu. Gorlach // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – Moscow, 2017. – doi:10.2118/187761-MS. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-187761-MS>.

Сергеев Виктор Леонидович

Д-р техн. наук, профессор каф.
автоматизированных систем управления
Томского государственного ун-та систем управления
и радиоэлектроники (ТУСУР)
Ленина пр-т, д. 40, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: +7-905-992-92-31
Эл. почта: SVL00@tpu.ru

Нгуен Тхак Хоай Фыонг

Аспирант отделения нефтегазового дела
инженерной школы природных ресурсов
Национального исследовательского
Томского политехнического университета (НИ ТПУ)
Ленина пр-т, д. 30, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: +7-952-880-11-61
Эл. почта: nguyenphuongtpu1512@gmail.com

Ву Куанг Дык

Магистр отделения нефтегазового дела
инженерной школы природных ресурсов НИ ТПУ
Ленина пр-т, д. 30, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: +7-913-864-59-47
Эл. почта: vuquangducv2@gmail.com

Sergeev V.L., Nguyen T.H.P., Vu Q.D.

Models and algorithms for identification of oil and gas reservoirs by the adaptive method of deterministic pressure moments

The problem of determining the parameters and type of oil and gas reservoirs according to wells test data at unsteady stage filtration using the adaptive method of deterministic pressure moments under uncertainty conditions of bottom hole pressure build up curve model at its initial section is considered. Case studies are given that solve the problem of identifying and interpreting pressure build up curve of oil and gas wells using field data.

Keywords: identification, adaptation, optimization, well test, pressure build-up curve, integrated systems models, a priori information, deterministic pressures moments.

doi: 10.21293/1818-0442-2018-21-4-109-115

References

1. Ipatov A.I., Kremenetskij M.I., Gulyaev D.N. Modern well test technologies and rise of their importance for field development. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2009, no. 1, pp. 52–55.

2. Gavrilov K.S., Sergeev V.L. Adaptivnaya interpretatsiya nestatsionarnykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin v sisteme «plast-skvazhina» metodom integrirovannykh modeley [Adaptive interpretation of transient well test in the «layer-well» system by the method of integrated models]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, Inzhiniring Georesursov*, 2012, vol. 321, no. 5, pp. 72–75.

3. Korikov A.M., Sergeev V.L., Sevostyanov D.V., Sergeev P.V., Anikanov A.S. Adaptive system of identification applied to stochastic models of industrial processes. *Proceedings of TUSUR University*, 2011, no. 2(24), pp. 189–194.

4. Sergeev V.L., Romanova E.V. Adaptive interpretation of gas-dynamic research of wells identifying the initial area of a pressure recovery curve. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, Inzhiniring Georesursov*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 111–117.

5. Sergeev V.L., Anikanov A.S., Kemerova P.A. Adaptivnaya interpretatsiya nestatsionarnykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin metodom determinirovannykh momentov davleniy [Adaptive interpretation of non-stationary wells test by deterministic moments of pressures method]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, Inzhiniring Georesursov*, 2011, vol. 319, no. 4, pp. 47–50.

6. Bugalkov S.A., Olkhovskaya B.A. Povyseniye informativnosti issledovaniya neftyanykh skvazikh na osnove metoda DMD [Improving the informativeness of wells test based on the DMD method]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2011, no. 1, pp. 54–57.

7. Iktisanov V.A. *Opredeleyeniye filtratsionnykh parametrov plastov i reologicheskikh svoystv dispersnykh sistem pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* [Determination of reservoir parameters and rheological properties of dispersed systems in oil fields development]. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001, 212 p.

8. Sergeev V.L., Vu K.D. Adaptive interpretation of the results of hydrodynamic research considering a wellbore storage. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, Inzhiniring Georesursov*, 2016, vol. 327, no. 9, pp. 70–77.

9. Sergeev V.L., Vu K.D. Optimization of adaptive algorithms for identification and interpretation of hydrodynamics research considering wellbore storage. *Proceedings of TUSUR University*, 2016, no. 1, pp. 98–102.

10. Basovich I.B., Kaptsanov B.S. Vybory filtratsionnykh modeley po dannym gidrodinamicheskikh issledovaniy [Selection of filtration models based on well testing data]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 1980, no. 3, pp. 44–47.

11. Sergeev V.L. *Integrirovannyye sistemy identifikatsii*. [Integrated identification system]. Tomsk, Izdatelstvo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2011, 198 p.

12. Sergeev V.L., Anikanov A.S. Metod adaptivnoy identifikatsii gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin s uchetoм apriornoy informatsii [The method of adaptive identification of wells test with a priori information]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, Inzhiniring Georesursov*, 2010, vol. 317, no. 5, pp. 50–52.

13. Koshel R.J. Enhancement of the downhill simplex method of optimization. *International Optical Design Conference*, 2002, vol. 4832, pp. 270–282.

14. Panteleev A.V., Letova T.A. *Metody optimizatsii v primerakh i zadachakh* [Optimization methods in examples and problems]. Moscow, Vyshaya shkola Publ., 2002, 544 p.

15. Sergeev V.L., Nguyen T.H.P., Krainov A.I., Gorlach A.Yu. Adaptive System for Analysis and Interpretation of Combined Well Test Data. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 2017. doi:10.2118/187761-MS. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-187761-MS>.

Viktor L. Sergeev

Doctor of Engineering, Professor,
Department of Automated Control Systems
Tomsk State University of Control Systems
and Radioelectronics (TUSUR)
40, Lenin pr., Tomsk, Russia, 634050
Phone: +7-905-992-92-31
Email: SVL00@tpu.ru

Duc Q. Vu

Master student, Division for Oil and Gas Engineering,
School of Earth Sciences & Engineering
National Research Tomsk Polytechnic University
30, Lenin pr., Tomsk, Russia, 634050
Phone: +7-913-864-59-47
Email: vuquangducv2@gmail.com

Phuong T.H. Nguyen

PhD student, Division for Oil and Gas Engineering,
School of Earth Sciences & Engineering,
National Research Tomsk Polytechnic University
30, Lenin pr., Tomsk, Russia, 634050
Phone: +7-952-880-11-61
Email: nguyenphuongtpu1512@gmail.com