

В.Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг

Идентификация диагностических параметров фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин

Рассматривается задача моделирования диагностических параметров для определения моментов времени начала и завершения фильтрационных потоков в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления забойного давления. Приводятся результаты сравнительного анализа предлагаемого и графоаналитического метода выделения фильтрационных потоков по промышленным данным испытаний горизонтальных скважин. В качестве диагностических параметров используются оценки переменных коэффициентов производной забойного давления, полученные методом адаптивной идентификации в процессе проведения гидродинамических исследований скважин.

Ключевые слова: идентификация, диагностические параметры, фильтрационные потоки, горизонтальные скважины, гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, дополнительная информация.

doi: 10.21293/1818-0442-2019-22-3-87-92

В связи с тем, что традиционные графоаналитические методы выделения фильтрационных потоков в процессе проведения испытаний горизонтальных скважин в промышленных условиях вызывают значительные трудности, в работе [1] был предложен адаптивный метод диагностики потоков. В основе метода выделения раннего радиального, линейного и позднего радиального потоков использовалась модель логарифмической производной забойного давления (ЛПЗД) вида

$$y(t) = \lg\left(\frac{d\Delta P_3(t)}{d\ln t}\right) = \alpha_1(t) + \alpha_2(t) \lg t \quad (1)$$

с переменными, зависящими от времени, коэффициентами $\alpha_1(t)$, $\alpha_2(t)$, а в качестве диагностических параметров использовались оценки переменных $y(t)$ и $\alpha_2(t)$, полученные методом адаптивной идентификации в процессе проведения испытаний скважин по измеренным значениям забойного давления.

На рис. 1, для примера, приведен график диагностических параметров, полученных по промышленным данным в процессе испытаний горизонтальной скважины методом адаптивной идентификации [1–8], где линиями 1, 2 изображены фактические $y^*(t)$ и восстановленные $\hat{y}(t) = \alpha_2^*(t) + \alpha_2^*(t) \lg t$ значения ЛПЗД (1) в двойных логарифмических координатах ($y^*(t), y(t)$ – по оси Y ; $\lg t$ – по оси X), а линией (3) – оценки $\alpha_2^*(t)$. На основе диагностических параметров $y^*(t)$ и $\alpha_2^*(t)$ разработаны критерии выделения фильтрационных потоков [1, 9–15]. Так, например, на участке линейного потока фактическая и восстановленная ЛПЗД имеет наклон, равный 0,5, а оценка параметра $\alpha_2^*(t)$ принимает максимальное значение (см. рис. 1).

Следует отметить, что выделение потоков с использованием упомянутых выше диагностических параметров и критериев в процессе испытаний

скважин по мере поступления промышленных данных забойного давления представляет достаточно сложную задачу определения экстремумов и нулевых значений функций в условиях помех.

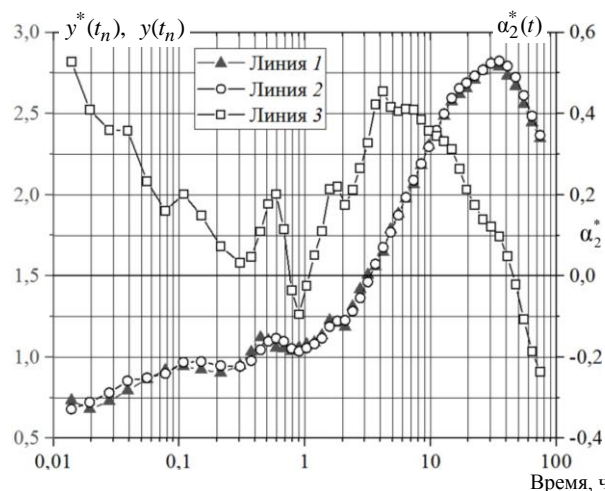


Рис. 1. Фактические (линия 1), восстановленные (линия 2) значения ЛПЗД и оценки параметра $\alpha_2^*(t)$ (линия 3)

В этой связи в данной работе предлагается осуществлять диагностику потоков с использованием математических моделей оценки $\alpha_2^*(t)$, параметры которых связаны с моментами времени начала и завершения фильтрационных потоков, а также их центральных частей. Этот подход обеспечивает дополнительные возможности прогноза времени начала позднего радиального потока, что позволяет планировать время завершения испытаний скважин в процессе их проведения.

Идентификация диагностических параметров фильтрационных потоков

Для решения задачи идентификации диагностического параметра $\alpha_2^*(t)$ [оценки переменного коэффициента $\alpha_2(t)$ (1)] в работе предлагается использовать модели вида

$$\begin{cases} \alpha_2^*(t_n) = \alpha_2(t_n) + \xi(t_n) = \sum_{i=0}^2 c_{i+1} (\ln t_n)^i + \xi(t_n), \\ h_k \bar{\alpha}_2(t_{\min}) = c_1 + \eta, n = \overline{1, n_{\text{pp}}}, 0 < t_n \leq \bar{t}_{n, \text{кpp}}, \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} \alpha_2^*(t_n) = \alpha_2(t_n) + \xi(t_n) = \sum_{i=0}^2 c_{i+1}(t_n) (\ln t_n)^i + \xi(t_n), \\ h_k(t_n) \bar{\alpha}_2(t_{\max}) = c_1(t_n) + \eta(t_n), t_n \geq \bar{t}_{n, \text{кpp}}, n = \overline{1, nk}, \end{cases} \quad (3)$$

где $\bar{t}_{n, \text{кpp}}$ – экспертная оценка времени завершения раннего радиального потока и начала линейного потока; $\bar{\alpha}_2(t_{\min})$, $\bar{\alpha}_2(t_{\max})$ – экспертные значения диагностического параметра $\alpha_2(t)$; h_k (2) и $h_k(t_n)$ (3) – параметры корректировки экспертных оценок; t_{nk} – момент времени завершения процедуры диагностики потоков; $\xi(t_n)$, $\eta(t_n)$ – случайные величины.

Следует отметить отличительные особенности моделей (2), (3). Модель (2) с постоянными параметрами c_k , $k = \overline{1, 3}$, которые определяются на выделенном диапазоне оценок $\alpha_2^*(t_n)$, $0 < t_n \leq \bar{t}_{n, \text{кpp}}$. Модель (3) с переменными параметрами $c_k(t_n)$, $k = \overline{1, 3}$, которые определяются в процессе проведения испытаний скважин.

Моменты начала и завершения раннего радиального потока согласно (2), (3) определяются по формулам:

$$t_{\text{нpp}}, t_{\text{кpp}} = \exp\left(\frac{-c_2 \pm \sqrt{c_2^2 - 4c_3c_1}}{2c_3}\right). \quad (4)$$

Аналогично (4) имеют место формулы для начала $t_{\text{нл}}$ и завершения $t_{\text{кл}}$ линейного потока, полученные с использованием модели (3).

Моменты времени центральных частей раннего радиального потока t_{\min} , при которых функция $\alpha_2(t_n)$ в (2) принимает минимальное значение, определяется по формуле

$$t_{\min} = \exp(-c_2 / 2c_3). \quad (5)$$

Аналогично (5) определяется момент времени центральной части линейного потока (см. рис. 1), при которых функция $\alpha_2(t_n)$ в (3) принимает максимальное значение.

Преимущество такого подхода к решению задачи выделения фильтрационных потоков заключается в том, что для определения моментов времени начала и завершения раннего радиального и линейного потоков и моментов времени их центральных частей (4), (5), достаточно определить параметры моделей (2), (3).

Приведем решение задачи параметрической идентификации на примере модели (3), которую для удобства представим в матричном виде:

$$\begin{cases} \mathbf{y}_n^* = \mathbf{F}_n(t_n) \mathbf{c}_n + \xi_n, \\ \mathbf{H}(h_{k,n}) \bar{\mathbf{c}} = \mathbf{\Gamma} \mathbf{c}_n + \eta_n, n = 1, 2, \dots, nk, \end{cases} \quad (6)$$

где $\mathbf{y}_n^* = (\alpha_2^*(t_n), n = \overline{1, nk})^T$ – вектор оценок параметра $\alpha_2^*(t_n)$; $\mathbf{c}_n = (c_{1,n}, c_{2,n}, c_{3,n})$ – вектор переменных параметров модели (3);

$$\mathbf{F}_n^T = \begin{pmatrix} 1, & 1, \dots, 1 \\ x_1, x_2, \dots, x_{nk} \\ x_1^2, x_2^2, \dots, x_{nk}^2 \end{pmatrix} - \text{матрица, в которой } x_n = \ln t_n,$$

$$x_n^2 = (\ln t_n)^2, \quad n = \overline{1, nk}; \quad \mathbf{\Gamma} = \text{diag}(1, 0, 0),$$

$$\mathbf{H}(h_0) = \text{diag}(h_{k,n}, 0, 0) - \text{диагональные матрицы};$$

ξ_n, η_n – векторы случайных величин.

Оценки $\mathbf{c}_n^*(\beta_n)$ параметров \mathbf{c}_n модели (6), согласно методу адаптивной идентификации при использовании квадратичных показателей качества

$$\Phi(\alpha_n, \beta_n) = \|\mathbf{y}_n^* - \mathbf{F}_n(t_n) \mathbf{c}_n\|_{\mathbf{W}(h_{3,n})}^2 + h_p \|\mathbf{H}(h_{k,n}) \bar{\mathbf{c}} - \mathbf{\Gamma} \mathbf{c}_n\|^2,$$

могут быть получены, по аналогии с [1–8], путем решения системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) вида:

$$\mathbf{A}_n \mathbf{c}_n^*(\beta_n) = \mathbf{B}_n, \quad (7)$$

$$\mathbf{A}_n = \mathbf{F}_n^T \mathbf{W}(h_{3,n}) \mathbf{F}_n + h_p \mathbf{I},$$

$$\mathbf{B}_n = \mathbf{F}_n^T \mathbf{W}(h_{3,n}) \mathbf{y}_n^* + h_{p,n} \mathbf{H}(h_{k,n}) \bar{\mathbf{a}},$$

где $\mathbf{W}(h_{3,n}) = \text{diag}(w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}), i = \overline{1, nk})$ – диагональная матрица значений весовой функции $w_n(t_n)$ для формирования обучающего интервала обработки; $\beta_n = (h_{3,n}, h_{p,n}, h_{k,n})$ – вектор управляющих параметров забывания $h_{3,n}$, регуляризации $h_{p,n}$ и корректировки $h_{k,n}$ соответственно; \mathbf{I} – единичная матрица; $\|\mathbf{x}\|_{\mathbf{W}}^2 = \mathbf{x}^T \mathbf{W} \mathbf{x}$ – квадратичная норма вектора \mathbf{x} .

Оценки параметров $c_i, i = \overline{1, 3}$ модели (2) могут быть получены из (7) при $w_n((t_n - t_i) / h_{3,n}) = 1, i = \overline{1, n_{\text{кpp}}}$.

Оценки $\alpha_2^*(t_n)$ (2), (3) диагностического параметра $\alpha_2(t)$ (1) также могут быть получены из (7) при определенных в [1] значениях $\mathbf{A}_n, \mathbf{B}_n$.

Результаты идентификации диагностических параметров для выделения потоков

Результаты параметрической идентификации моделей диагностического параметра (2), (3) и оценок моментов времени начала и завершения фильтрационных потоков в процессе испытаний горизонтальных скважин нефтяного месторождения

приведены на рис. 3–5 и в табл. 2, 3. Исходные данные приведены в табл. 1 и на рис. 2.

На рис. 2 изображены фактические значения забойных давлений $P_3^*(t_i)$, $i = \overline{1, n}$ (2), полученные в процессе проведения испытаний скважин, в полулогарифмических координатах: $P_3^*(t_i)$ – по оси Y , $\lg t_i$ – по оси X .

Т а б л и ц а 1

Исходные данные горизонтальных скважин

Исходные данные	Скважины	
	№ 1	№ 2
1. Радиус скважины r_c , м	0,108	0,108
2. Пористость ϕ	0,13	0,13
3. Эффективная мощность h , м	7,2	4,78
4. Динамическая вязкость μ , сП	3,92	3,92
5. Температура при стандартном условии $T_{ст}$ (+20 °С), К	293	293
6. Пластовая температура $T_{пл}$, К	298	298
7. Сжимаемость системы пласта, c_s , атм ⁻¹	$4,72 \cdot 10^{-4}$	$4,72 \cdot 10^{-4}$
8. Стандартное давление $P_{ст}$, ат	1,033	1,033
9. Дебит скважины до остановки q_0^* , м ³ /сут	163,2	176
10. Экспертная оценка пластового давления, атм	150	150
11. Экспертная оценка эффективной длины горизонтального ствола, L_s , м	500	500
12. Экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового \bar{T} , ч	500	500
13. Экспертная оценка латеральной проницаемости, мД	300	350
14. Экспертная оценка времени завершения раннего радиального потока $\bar{t}_{n,кpp}$, ч	2	3
15. Экспертная оценка значения оценок параметра $\alpha_2^*(t_{min})$	-0,1	-0,05
16. Экспертная оценка значения оценок параметра $\alpha_2^*(t_{max})$	0,5	0,45
17. Экспертная оценка проницаемости k_z , мД	12	15
18. Экспертная оценка проницаемости k_y , мД	300	350
19. Наибольшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси Z , D_z , м	3,6	2,39

На рис. 3, 4 линией 1 изображены значения оценок диагностического параметра $\alpha_2^*(t_n)$, полученные на основе модели логарифмической производной забойного давления (1) с использованием промысловых данных забойного давления (см. рис. 1) и решения СЛАУ вида (7) [1]. Линией 2 изображены восстановленные на основе моделей (2), (3) значения $\hat{\alpha}_2^*(t_n)$ диагностического параметра $\alpha_2^*(t_n)$:

$$\alpha_2^*(t_n) = \begin{cases} \sum_{i=0}^2 c_{i+1}^*(\beta) (\ln t_n)^i & \text{при } 0 < t_n \leq \bar{t}_{n,кpp} \\ \sum_{i=0}^2 c_{i+1}^*(t_n, \beta_n) (\ln t_n)^i & \text{при } t_n \geq \bar{t}_{n,кpp} \end{cases} \quad (8)$$

где оценки $c_{i+1}^*(t_n, \beta_n)$, полученные из решения системы линейных уравнений (7) при постоянных единичных значениях весовой функции $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n})$ в текущем интервале обработки $[t_n - t_{n-4}]$, содержащем 5 значений забойного давления ($h_{3,n} = 5$), ($w_n((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 1$ при $t_n - t_{n-i} \leq h_{3,n} = t_n - t_{n-4}$ и $w_n((t_n - t_{n-i})/h_{3,n}) = 0$ при $(t_n - t_{n-i}) > h_{3,n}, i = \overline{0, n-1}$). Оценки $c_{i+1}^*(\beta)$ в (8) получены из решения СЛАУ (7) при единичных значениях весовой функции $w((t_n - t_{n-i})/h_{3,n})$ в интервале $0 < t_n \leq \bar{t}_{n,кpp}$.

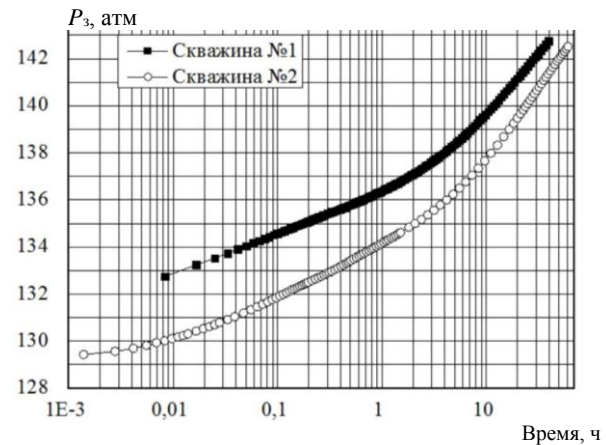


Рис. 2. Фактические значения забойных давлений горизонтальных скважин

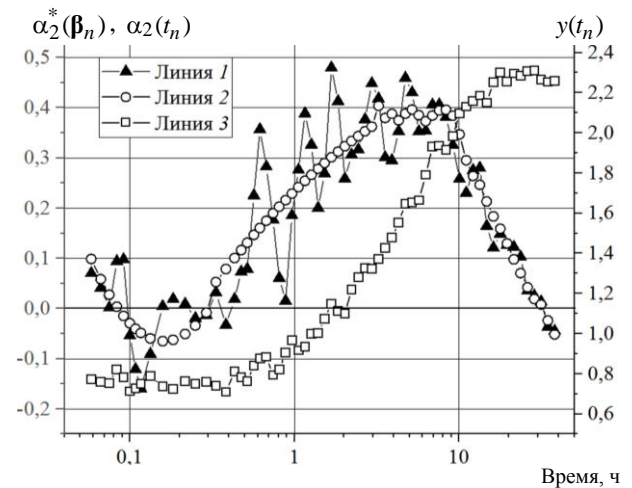


Рис. 3. Значения диагностических параметров $\alpha_2^*(\beta_n)$, $\alpha_2(t_n)$, $y(t_n)$ скважины № 1

Оценки параметров корректировки $h_{к,n}^*$ в векторе управляющих параметров β_n (7) определялись путем решения оптимизационной задачи

$$h_{к,n}^* = \arg \min_{h_{к,n}} \left\| \mathbf{y}_n^* - \mathbf{F}_n \mathbf{c}_n(h_{к,n}) \right\|_{W(h_{3,n})}^2 \quad (9)$$

методом дихотомии [16] при заданном значении параметра регуляризации $h_p = 0,01$.

Для сравнения результатов выделения потоков на рис. 3, 4 линией 3 изображены значения логарифмической производной забойного давления (10):

$$y(t_n) = \alpha_1^*(\beta_n(t_n)) + \alpha_2^*(\beta_n(t_n)) \lg t_n, \quad (10)$$

где оценки $\alpha_1^*(\beta_n(t_n)), \alpha_2^*(\beta_n(t_n))$ получены методом адаптивной идентификации [1] путем решения СЛАУ вида [7].

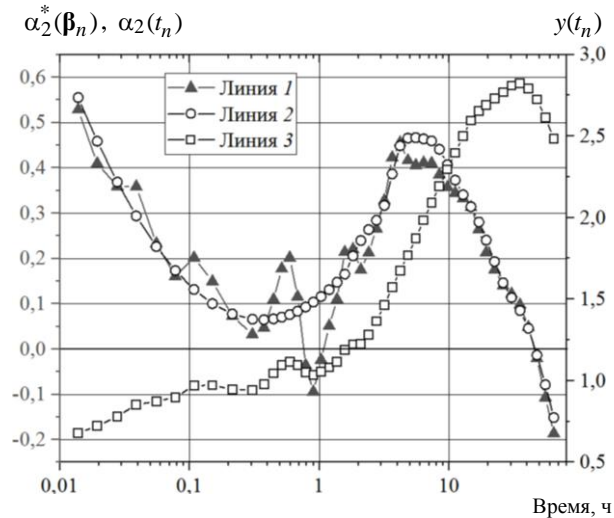


Рис. 4. Значения диагностических параметров $\alpha_2^*(\beta_n), \hat{\alpha}_2(t_n), \hat{y}(t_n)$ скважины № 2

На рис. 5 линией 1 приведены прогнозные значения времени начала позднего радиального потока $t_{нпр}$, полученные по формуле (4) с использованием модели (3). Линия 2 представляет точное значение начала позднего радиального потока, равное 25,5 ч. Из рис. 5 видно, что уже на стадии линейного потока можно достаточно точно определить время начала позднего радиального потока. Относительная ошибка прогноза в данном случае составляет порядка 1–3%.

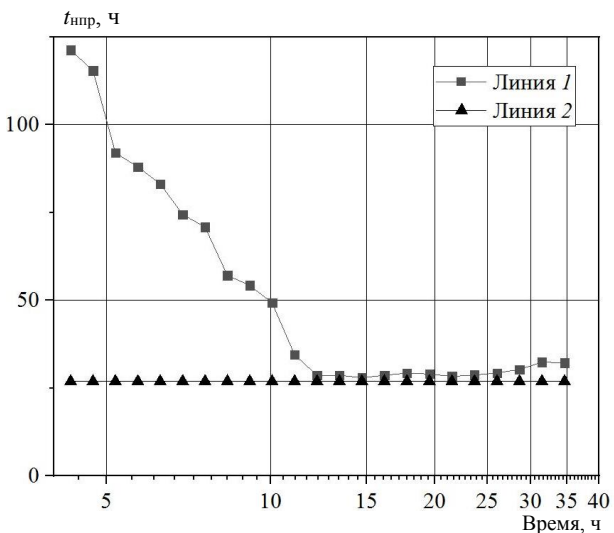


Рис. 5. Прогноз времени начала позднего радиального потока горизонтальной скважины № 1

В табл. 2 приведены результаты сравнительного анализа оценок моментов времени центральных частей раннего радиального и линейного потоков, а также начало позднего радиального потока горизонтальных скважин, полученных предложенным адаптивным методом с идентификацией диагностических параметров (ДП) и традиционным графоаналитическим методом.

Анализ результатов, приведенных на рис. 3, 4 и в табл. 2, показывает, что рассмотренный адаптивный метод выделения потоков с идентификацией диагностических параметров практически не уступает по точности графоаналитическому методу. Например, для скважины № 1 моменты времени появления линейного потока, полученного адаптивным методом, практически совпадают с моментом времени, полученным на основе графоаналитического метода и составляет 0,62 ч после остановки скважины. Однако, адаптивный метод позволяет не только определять фильтрационные потоки в процессе проведения испытаний скважин, но и прогнозировать наступление позднего радиального потока (см. рис. 5), что важно для планирования времени завершения гидродинамических исследований и сокращения времени простоя скважин.

Таблица 2

Результаты диагностики фильтрационных потоков горизонтальных скважин

№ скважины	Метод диагностики потоков	Время начала потоков, ч		
		Ранний радиальный поток	Линейный поток	Поздний радиальный поток
1	Графоаналитический	0,15	0,65	25,5
	Адаптивный с идентификацией ДП	0,12	0,62	25,1
2	Графоаналитический	0,21	1,02	26,5
	Адаптивный с идентификацией ДП	0,22	1,2	28,6

Выводы

Предложены модели и алгоритмы адаптивной идентификации диагностических параметров в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин, на основе которых получены аналитические выражения для оценок моментов времени начала и завершения фильтрационных потоков и их центральных частей.

По результатам испытаний двух скважин с горизонтальным окончанием нефтяного месторождения показано, что разработанные модели и алгоритмы диагностики фильтрационных потоков с идентификацией диагностического параметра не уступают по точности графоаналитическому методу выделения потоков и позволяют:

- определять моменты времени фильтрационных потоков в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин;
- прогнозировать время начала позднего радиального потока.

Литература

1. Сергеев В.Л. Модели и алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков в процессе испытаний горизонтальных скважин / В.Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг, Д.Э. Хагай // Доклады ТУСУР. – 2019. – Т. 22, № 2. – С. 90–95.
2. Романова Е.В. Адаптивная идентификация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков / Е.В. Романова, В.Л. Сергеев // Изв. Том. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2013. – Т. 323, № 5. – С. 20–25.
3. Sergeev V.L. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: Challenges and perspectives / V.L. Sergeev, Dong Van Hoang // Proc. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 43, No. 1. – P. 1–6.
4. Сергеев В.Л. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта / В.Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг // Изв. Том. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 3. – С. 103–110.
5. 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.
6. Гаврилов К.С. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина» методом интегрированных моделей / К.С. Гаврилов, В.Л. Сергеев // Изв. Том. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2012. – Т. 321, №5. – С. 72–75.
7. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Том. политехн. ун-та, 2011. – 198 с.
8. Сергеев В.Л. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации / В.Л. Сергеев, А.С. Аниканов // Изв. Том. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2010. – Т. 317, № 5. – С. 50–52.
9. Кременецкий М.И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых скважин / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов, Д.Н. Гуляев. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
10. Kuchuk F.J. Well testing and interpretation for horizontal wells / F.J. Kuchuck // Society of Petroleum Engineers. – 1995. – No. 25232. – P. 36–41.
11. Bourdet D. Well test analysis: The use of advanced interpretation models. – Amsterdam: Elsevier Science, 2002. – 426 p.
12. Escobar F.H. Conventional analysis for the determination of the horizontal permeability from the elliptical flow of horizontal wells / F.H. Escobar, M. Montelegrè // Society of Petroleum Engineers. – 2007. – No. 105928. – P. 1–8.
13. Bourdet D. Use of pressure derivative in well test interpretation / D. Bourdet, J.A. Ayoub, Y.M. Piard // Society of Petroleum Engineers. – 1984. – No. 12777. – P. 293–302.
14. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
15. Кориков А.М. 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.

16. 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 Томского государственного ун-та систем управления и радиоэлектроники (ТУСУР)
Ленина пр-т, д. 40, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: +7-905-9-92-92-31
Эл. почта: SergeevVL1947@gmail.com

Донг Ван Хоанг

Аспирант отд. нефтегазового дела инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета
Ленина пр-т, д. 30, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: +7-952-1-53-44-99
Эл. почта: hoang.tpu@gmail.com

Sergeev V.L., Dong V.H.

Identification of filtration flow diagnostic parameters during hydrodynamic studies of horizontal wells

The problem of modeling diagnostic parameters is considered to determine beginning and ending points of filtration flows during hydrodynamic studies of horizontal wells by pressure buildup curve. The results of a comparative analysis of the proposed and graph-analytical method for filtration flow diagnostics based on field data of horizontal wells are given. As diagnostic parameters, estimates of variable coefficients of the pressure derivative, obtained by the method of adaptive identification during hydrodynamic studies of wells, are used.

Keywords: identification, diagnostic parameters, filtration flows, horizontal wells, hydrodynamic studies, pressure buildup curve, additional information.

doi: 10.21293/1818-0442-2019-22-3-87-92

References

1. Sergeev V.L., Dong Van Hoang, Khagay D.E. [Models and algorithms of adaptive method for filtration flow diagnostics during horizontal well testing]. *Proceedings of TUSUR University*, 2019, vol. 22, no 2, pp. 90–95 (in Russ.).
2. Romanova E.V. Sergeev V.L. [Adaptive interpretation of pressure recovery curve of horizontal well with diagnostic flow]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2013, vol. 323, no 5, pp. 20–25 (in Russ.).
3. Sergeev V.L. Dong Van Hoang. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: Challenges and perspectives. *Proc. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43, no 1, pp. 1–6.
4. Sergeev V.L. Dong Van Hoang. [Identification of filtration flow regimes in hydrodynamic studies of horizontal wells with hydraulic fractures]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no 3, pp. 103–110 (in Russ.).
5. Sergeev V.L., Vu K.D. [Optimization of adaptive algorithms for identification and interpretation of hydrodynamic

ics research considering wellbore storage]. *Proceedings of TUSUR University*, 2016, vol. 19, no 3, pp. 98–102 (in Russ.).

6. Gavrilov K.S., Sergeev V.L. [Adaptive interpretation of transient well test in the «layer–well» system by the method of integrated models]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2012, vol. 321, no 5, pp. 72–75 (in Russ.).

7. Sergeev V.L. *Integrirrovannye sistemy identifikacii* [Integrated identification system]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2011. 198 p.

8. Sergeev V.L., Anikanov A.S. [The method of adaptive identification of wells test with a priori information]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2010, vol. 317, no 5, pp. 50–52 (in Russ.).

9. Kremeneckij M.I., Ipatov A.I., Guljaev D.N. *Informacionnoe obespechenie i tehnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya nefjtjanyh i gazovyh skvazhin* [Information and technology of hydrodynamic modeling of oil and gas deposits]. Moscow, Izhevsk, Institute of computer research Press, 2012. 896 p. (in Russ.).

10. Kuchuk F.J. Well testing and interpretation for horizontal wells. *Society of Petroleum Engineers*, 1995, no. 25232, pp. 36–41.

11. Bourdet D. Well test analysis: The use of advanced interpretation models. Amsterdam, Elsevier Science, 2002, 426 p.

12. Escobar F.H., Montelegre M. Conventional analysis for the determination of the horizontal permeability from the elliptical flow of horizontal wells. *Society of Petroleum Engineers*, 2007, no.105928, pp. 1–8.

13. Bourdet D., Ayoub J.A., Piard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation. *Society of Petroleum Engineers*, 1984, no. 12777, pp. 293–302.

14. Iktisanov V.A. *Opredelenie filtracionnyh parametrov plastov i reologicheskikh svoystv dispersnyh sistem pri razrabotke nefjtjanyh mestorozhdenij* [Determination of reservoir parameters and rheological properties of dispersed systems in oil fields development]. M., VNIIOJENG Publ., 2001. 212 p.

15. 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 (in Russ.).

16. Panteleev A.V., Letova T.A. *Metody optimizacii v primerah i zadachah* [Optimization methods in examples and problems]. Moscow, Vysshaja shkola Publ., 2002, 544 p.

Viktor L. Sergeev

Doctor of Engineering Science, 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: SergeevVL1947@gmail.com

Dong Van Hoang

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: +7-952-153-44-99
Email: hoang.tpu@gmail.com