

УДК 622.276: 519.688

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Сергеев Виктор Леонидович¹,

SergeevVL@ignd.tpu.ru

Ву Куанг Дык¹,

vuquangducv2@gmail.com

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследований обусловлена необходимостью учета влияния ствола скважины для повышения информативности нестационарных гидродинамических исследований нефтяных пластов. Основой предлагаемого метода является интегрированная система моделей забойного давления в системе «пласт–скважина» с переменными, зависящими от времени параметрами, позволяющая учитывать дополнительную априорную информацию и влияние ствола скважины.

Целью исследования является разработка и анализ моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации, позволяющих определять параметры нефтяных пластов в процессе проведения гидродинамических исследований в условиях априорной неопределенности о модели влияния ствола скважины.

Методы исследования. Используются теоретические и практические разработки в области нестационарных гидродинамических исследований скважин, системного анализа, идентификации систем, оптимизации функций и линейной алгебры. Решение задач проводилось на основе промысловых данных гидродинамических исследований скважин нефтяного месторождения по кривой восстановления уровня с использованием экспертных оценок гидропроводности и пластового давления. Приведены результаты сравнительного анализа точности и времени определения параметров нефтяных пластов методом адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины, традиционным методом, учитывающим приток продукции в скважине после ее остановки и с использованием компьютерной программы Saphir.

Результаты. Разработаны модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации гидродинамических исследований в условиях априорной неопределенности о модели влияния ствола скважины, позволяющие определять параметры нефтяных пластов (гидропроводность, пьезопроводность, пластовое давление) в процессе проведения исследований, время их завершения и учитывать дополнительную априорную информацию. Показано, что метод адаптивной интерпретации, учитывающий влияние ствола скважины, позволяет обрабатывать (без потери точности) короткие кривые восстановления уровня, полученные в пределах 5–10 часов гидродинамических исследований, что значительно сокращает время простоя скважин.

Ключевые слова:

Интерпретация, идентификация, адаптация, гидродинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, кривая восстановления уровня, априорная информация, нефтяные месторождения.

Введение

Нестационарные гидродинамические исследования скважин (ГДИС) по кривой восстановления давления (КВД) являются в настоящее время наиболее информативным и востребованным методом получения информации о параметрах нефтяных пластов в силу доступности получения необходимых для интерпретации исходных данных (забойного, затрубного и буферного давлений, динамических уровней скважин) в связи с широким внедрением в практику нефтегазодобычи стационарных информационно-измерительных телеметрических систем [1–7].

Перспективным направлением разработки методов идентификации и диагностики параметров нефтяных пластов являются адаптивные технологии ГДИС, позволяющие определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние залежей в процессе проведения гидродинамических исследований, не планируя заранее время их завершения, что существенно сокращает время простоя скважин. Адаптивные ГДИС с учетом дополнительной априорной информации позволяют

обрабатывать случайные недовосстановленные по разным техническим причинам КВД. Это существенно расширяет возможности традиционных методов, требующих проведения достаточно длительных исследований для получения радиального потока [8–11].

Использование адаптивных технологий с учетом априорной информации является особо актуальным при проведении ГДИ вертикальных и горизонтальных интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными измерительными системами, включая скважины с трещиной гидроразрыва пласта, а также для залежей с трудно извлекаемыми запасами с низкопроницаемыми коллекторами, где поздний псевдорadiaльный поток не наблюдается вообще, а ранний радиальный, билинейный и линейные потоки часто «скрыты».

Общей нерешенной проблемой интерпретации коротких недовосстановленных КВД, особенно в низкопроницаемых коллекторах, является задача учета влияния ствола скважины. Трудности решения данной задачи заключаются в том, что на начальный участок КВД оказывают влияние многие

факторы (приток жидкости в скважине после ее остановки, фазовые превращения, сегрегация газа и воды, отложения парафина в затрубном пространстве и т. д.), учесть которые не представляется возможным в силу проблемы выбора подходящей модели [3, 12–23].

Следует отметить, что разработанные аналитические модели пластовых систем и алгоритмы интерпретации ГДИС с учетом продолжающегося притока продукции в скважину после ее остановки обеспечивают более ранний выход на радиальный режим течения, но часто не дают удовлетворительного решения задачи обработки коротких недовосстановленных КВД (КВУ, КПД) [24–27]. Требуется иной адаптивный подход решения данной проблемы в условиях априорной неопределенности модели влияния ствола скважины, предложенный в работе [27] при интерпретации КВД газовых скважин.

В данной работе предлагаются и исследуются модели и алгоритмы адаптивной интерпретации нестационарных ГДИС нефтяных месторождений в условиях непараметрической априорной неопределенности модели, учитывающей влияние ствола скважины, заданной в виде некоторой однозначной функции с переменными, зависящими от времени параметрами. Необходимость использования непараметрического подхода заключается в том, что переменные параметры модели забойного давления, наряду с переменными параметрами модели влияния ствола скважины, являются неизвестными однозначными функциями времени.

Метод адаптивной интерпретация с учетом влияния ствола скважины

В основе метода адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины использована интегрированная система моделей забойного давления с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информации вида

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

где параметры $a_n = (a_j(t_n), j = \overline{1, m})$ в модели влияния ствола скважины $f_c(a_n, t_n)$ и параметры $b_n = (b_k(t_n), k = \overline{1, p})$ – неизвестные однозначные функции; $\bar{P}_{3,n}, P_{3,n}$ – фактические и вычисленные на основе модели 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 на основе модели $f_{a,j}(t_n, a_n, b_n)$ дополнительные априорные данные о параметрах нефтяного пласта; $\xi_n, \eta_{j,n}$ – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления скважины, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок, неточность моделей и т. п. Особенность (1) заключа-

ется в том, что переменные параметры a_n модели влияния ствола скважины $f_c(a_n, t_n)$ являются неизвестными однозначными функциями времени и подлежат определению наряду с параметрами нефтяного пласта b_n и временем завершения исследований t_k .

Примером модели (1) являются интегрированная система моделей забойного давления неограниченного нефтяного пласта с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок о гидропроводности $\bar{\sigma}_n$ и пластового давления $\bar{p}_{пл}$ вида

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = P_{3,n} + \xi_n = \\ = P(t_0) + \frac{1}{4\pi\sigma_n} \int_{t_0}^{t_n} \frac{(q_0 - f_c(a_n, t_n))}{t_n - \tau} \times \\ \times \exp\left(-\frac{r_{н,пр}^2}{4\chi_n(t_n - \tau)}\right) \cdot d\tau + \xi_n, n = \overline{1, n_k} \\ \bar{\sigma}_n = \sigma_n + \eta_{1,n}, \bar{p}_{пл} = P_{3,n+\tau} + \eta_{2,n+\tau}, \tau > t_k, \end{cases} \quad (2)$$

где $f_c(a_n, t_n) \rightarrow 0$ при $t_n \rightarrow \infty$.

При $f_c(a_n, t_n) = q(t_n)$, где $q(t_n)$ – известные значения дебита притока жидкости в стволе скважины после ее остановки, модель (2) совпадает с интегрированной моделью забойного давления в системе «пласт–скважина» [12]. Более простой моделью нефтяного пласта с учетом влияния ствола скважины является система уравнений (2), где

$$P_{3,n} = (q_0 - f_c(a_n, t_n)) \left(\frac{1}{4\pi\sigma_n} \lg \left(\frac{2,25\chi_n}{r_{н,пр}^2} t_n \right) \right). \quad (3)$$

Для интегрированной системы модели забойного давления (2), согласно методу адаптивной интерпретации с учетом дополнительной априорной информации [27–29], оптимальные оценки параметров $(a_n^*(\beta_n^*, h_n^*), b_n^*(\beta_n^*, h_n^*))$, вектора управляющих параметров β_n^* и параметра забывания h_n^* определяются путем решения оптимизационных задач:

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

$$\beta_n^*, h_n^* = \arg \min_{\beta_n, h_n} J_0(u_n^*(\beta_n, h_n)), \quad (5)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума

x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$);

$\Phi(\alpha_n, \beta_n, h_n) = \Phi(J_0(\alpha_n, h_n), J_{a,j}(\alpha_n, \beta_n, h_n), j = \overline{1, m})$

– комбинированный показатель качества, где

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

$$J_{a,j}(\alpha_n, \beta_{j,n}) = \beta_{j,n} \psi_{a,j}(\eta_{j,n}(\alpha_n)) \quad (6)$$

– частные критерии качества модели забойного давления $P_{3,n}$ (2) и моделей дополнительных априорных данных $f_{a,j}(t_n, a_n, b_n)$; $w((t_n - t_{n-i})/h_n)$ – значения ве-

совой функции $w((t-\tau)/h_n)$ с параметром забывания h_n для обеспечения процесса адаптивной идентификации и интерпретации; $\psi_0, \psi_{a,j}$ – известные функции.

Результаты исследований метода адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины

Результаты исследований моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации скважин нефтяного месторождения Тюменской области по кривой восстановления уровня приведены на рис. 1–5 и в табл. 2, 3.

На рис. 1, 2 для скважин № 1, № 2 приведены фактические значения динамических уровней (линия 1), расчетные значения забойного давления (линия 2), а также восстановленные с учетом влияния ствола скважины значения забойного давления (линия 3) и без учета (линия 4).

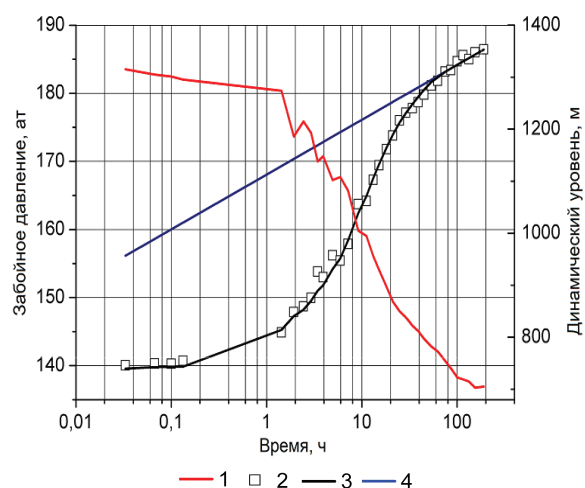


Рис. 1. Динамические уровни и забойные давления скважины № 1

Fig 1. Dynamic fluid level and bottom-hole pressures in well № 1

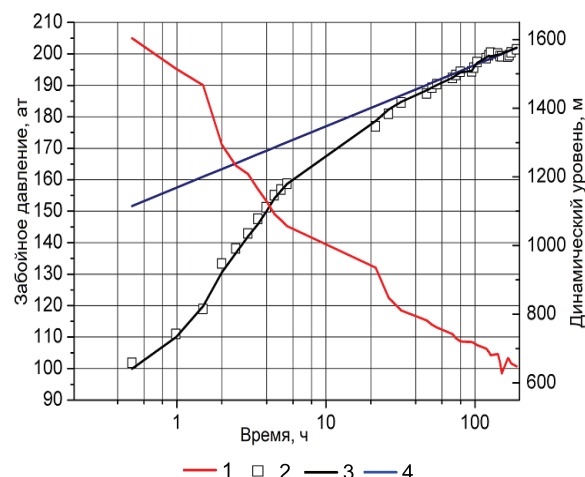


Рис. 2. Динамические уровни и забойные давления скважины № 2

Fig 2. Dynamic fluid level and bottom-hole pressures in well № 2

На рис. 3–5 для скважины № 1 приведены значения оценок гидропроводности, пластового давления и пьезопроводности, полученные с учетом влияния ствола скважины и без учета.

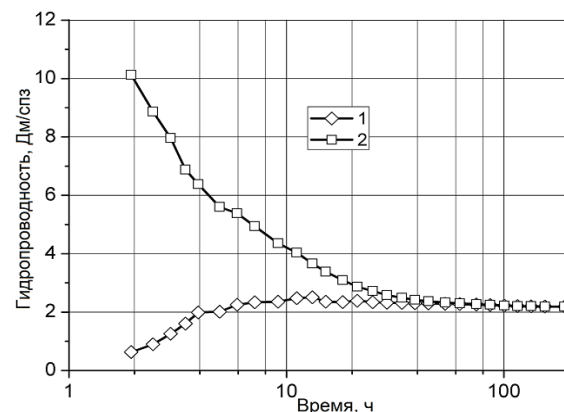


Рис. 3. Оценка гидропроводности пласта скважин № 1 с учетом влияния ствола (линия 1) и без учета (линия 2)

Fig. 3. Estimates of hydroconductivity in the reservoir of well no. 1 with wellbore storage (line 1) and without (line 2)

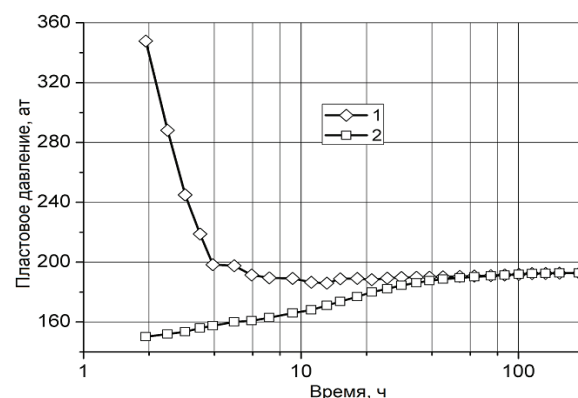


Рис. 4. Оценка пластового давления скважин № 1 с учетом влияния ствола (линия 1) и без учета (линия 2)

Fig. 4. Estimates of reservoir pressure in well no. 1 with wellbore storage (line 1) and without (line 2)

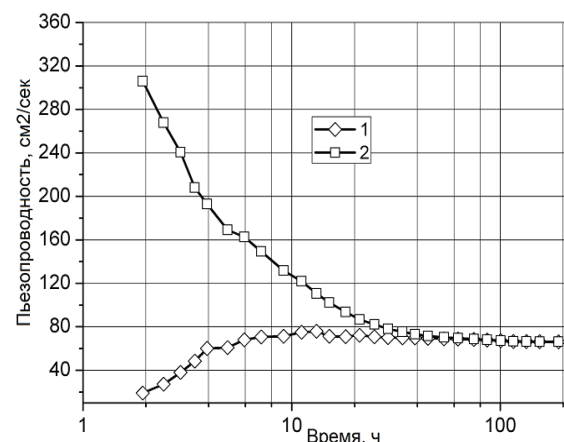


Рис. 5. Оценка пьезопроводности пласта скважин № 1 с учетом влияния ствола (линия 1) и без учета (линия 2)

Fig. 5. Estimates of reservoir piezoconductivity in well no. 1 with wellbore storage (line 1) and without (line 2)

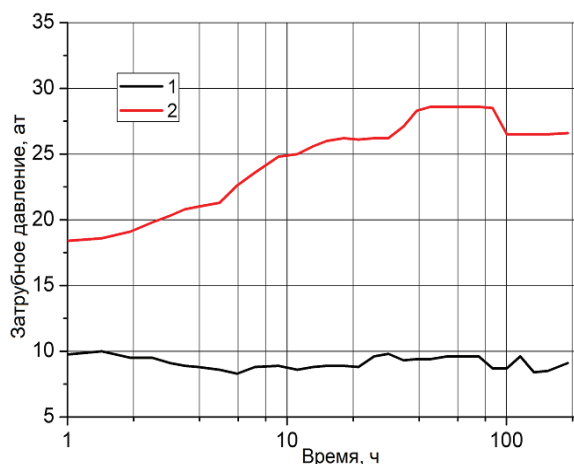


Рис. 6. Значения затрубного давления скважин № 1, 2 (линии 1, 2)

Fig. 6. Annulus pressure values of the wells 1, 2 (lines 1, 2)

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

Таблица 1. Исходные данные и дополнительные априорные сведения

Table 1. Initial data and additional a priori 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
Радиус, м Radius of (m)	контура питания скважины well external boundary	450	450
	скважины wellbore	0,108	0,108
Коэффициент сжимаемости нефти при пластовых условиях Compressibility of oil under reservoir conditions		$4,27 \cdot 10^{-5}$	$5,62 \cdot 10^{-5}$
Пористость Porosity		0,17	0,22
Эффективная мощность, м Effective power, m		5,2	9,5
Динамическая вязкость, спз Dynamic viscosity, cps		0,45	0,73
Дебит скважины до остановки, тыс. м ³ /сут Past producing life, thousand m ³ /day		7	161
Площадь затрубного пространства, см ² Area of a annulus, cm ²		95	95
Экспертная оценка Expert analysis of	гидропроводности пласта, Дм/спз reservoir hydroconductivity, Dm/cps	3	20
	пъезопроводности пласта, см ² /с reservoir piezoconductivity, cm ² /s	70	130
	пластового давления, ат reservoir pressure, at	195	210
	времени восстановления забойного давления, ч recovery time of bottom hole pressure, h	200	200

Приведенные на рис. 1, 2 значения забойного давления определялись по динамическому уровню скважины [24–26]

$$P_{з,n} = P(t_0) + \frac{\rho_{пл} g}{1 - \frac{f_3 h_{пл}}{q_0}} \Delta h_{д}(t), \quad (7)$$

а восстановленные значения забойного давления определялись по алгоритму

$$\hat{P}_{з,n} = P(t_0) + \frac{1}{4\pi\sigma_n^*} \int_{t_0}^{t_n} \frac{(q_0 - f_c(a_n, t_n))}{t_n - \tau} \times \exp\left(-\frac{\hat{r}_{н,нр}^2}{4\chi_n^*(t_n - \tau)}\right) d\tau, \quad (8)$$

где $\Delta h_{д}(t) = h_{д0} - h_{д}(t)$ – приращения динамического уровня от времени; $\rho_{пл}$ – плотность нефти (жидкости) в пласте; f_3 – площадь затрубного пространства;

q_0 – дебит скважины до остановки; $h_{д} = \frac{d\Delta h_{д}}{dt}$ –

скорость подъема динамического уровня; $\sigma_n^* = 1 / [4\pi b_{1,n}^*(\beta_n^*, h_n^*)]$, $\chi_n^* = 1 / [4\pi b_{1,n}^*(\beta_n^*, h_n^*) h_i \mu (m\beta_{ж} + \beta_c)]$, $\hat{r}_{н,нр}^2 = 4\pi b_{2,n}^*(\beta_n^*, h_n^*) \cdot \xi_n^*$. Оценки параметра $a_n^*(\beta_n^*, h_n^*)$ модели ствола скважины $f_c(a_n^*(\beta_n^*, h_n^*), t_n) = q_0 \exp(-a_n^*(\beta_n^*, h_n^*) \cdot t_n)$, параметров $b_{1,n}^*(\beta_n^*, h_n^*)$, $b_{2,n}^*(\beta_n^*, h_n^*)$, управляющих параметров $\beta_n^* = (\beta_{1,n}^*, \beta_{2,n}^*)$ и параметра забывания h_n^* получены путем решения оптимизационных задач (4), (5) методом деформированного многогранника [30] с использованием квадратичных показателей качества

$$\Phi(\alpha_n, \beta_n, h_n) = \sum_{i=1}^{n-1} [\exp(-((t_n - t_{n-i}) / h_n) \cdot \xi_i^2(\alpha_n) + \beta_{1,n}(\bar{\sigma}_n - \sigma_n)^2 + \beta_{2,n}(\bar{p}_{пл} - P_{зn+\tau})^2)].$$

В табл. 2, 3 приведены оценки параметров нефтяного пласта гидропроводности, пьезопроводности и пластового давления, полученные по результатам интерпретации скважин № 1 и № 2 за разное время проведения исследований с использованием метода адаптивной интерпретации с учетом и без учета влияния ствола скважины, программы

Saphir и метода адаптивной интерпретации с учетом дебита притока продукции в стволе скважины после ее остановки при $f_c(a_n, t_n) = q(t_n)$. Дебит притока продукции в скважине $q(t_n)$ рассчитывался с использованием забойного и затрубного давлений [3, 24], приведенных на рис. 1, 2 и 6.

$$q(t_n) = \frac{f_3 + f_i}{\rho g} \frac{d\Delta P_a}{dt_n} - \frac{f_3}{\rho g} \frac{d\Delta P_a}{dt_n} = f(h_{д}),$$

где f_3 – площадь кольцевого канала между обсадной колонной и НКТ; f_i – площадь проходного сечения НКТ, P_a , P_z – давление на забое, на устье затрубного пространства; ρ – плотность жидкости.

Оценки времени завершения исследований для приведенных в табл. 3, 4 методов t_k^* рассчитывались по алгоритму

$$|(\sigma_n^* - \sigma_{n-1}^*) / \sigma_n^*| \leq \varepsilon,$$

$$|(P_{пл,n}^* - P_{пл,(n-1)}^*) / P_{пл,n}^*| \leq \varepsilon, \quad i = 1, 2, 3,$$

при $\varepsilon=0,05$, где σ_n^* , $P_{пл,n}^* = \hat{P}_{3,n}(t_n)$ – оценки гидропроводности и пластового давления (8) при $t_n=200$ часов.

Таблица 2. Результаты интерпретации скважины № 1

Table 2. Results of interpretation of the well № 1

Методы Techniques		Время исследований, ч Acquisition time, h	Гидропроводность, Дм/спз Hydroconductivity, Dm/cps	Пьезопроводность, см ² /с Piezoconductivity, cm ² /sec	Пластовое давление, ат Reservoir pressure, at	Время завершения исследований t_c , ч Completion time t_c , h
Saphir		5,93	-	-	-	-
		15,15	-	-	-	-
		44,98	-	-	-	-
		190,32	2,28	68,80	193,47	-
Адаптивная интерпретация Adaptive interpretation	с учетом влияния ствола скважины considering wellbore storage	5,93	2,25	68,02	191,35	5,93
		15,15	2,36	71,26	188,86	
		44,98	2,30	69,38	190,19	
		190,32	2,19	66,17	192,64	
	без учета влияния ствола скважины without consideration for wellbore storage	5,93	5,38	162,65	160,88	44,98
		15,15	3,38	102,23	173,66	
		44,98	2,37	71,57	188,60	
		190,32	2,19	66,17	192,63	
	с учетом дебита притока продукции в скважине considering influx of well production	5,93	4,80	145,19	166,52	33,98
		15,15	3,20	96,65	175,65	
		44,98	2,34	70,65	189,25	
		190,32	2,19	66,05	192,73	

Из рис. 3–5 и табл. 2, 3 видно, что рассмотренный метод адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины позволяет без потери точности обрабатывать короткие кривые восстановления уровня, полученные в пределах 5–10 часов гидродинамических исследований, что повышает информативность гидродинамических исследований и существенно сокращает время простоя скважин.

Выводы

1. Для повышения информативности нестационарных гидродинамических исследований по кривой восстановления давления рассмотрен метод адаптивной интерпретации в условиях непараметрической априорной неопределенности модели влияния ствола скважины на основе интегрированной системы моделей забойного давления с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информации.
2. Основой метода адаптивной интерпретации являются разработанные модели и алгоритмы

Таблица 3. Результаты интерпретации скважины № 2

Table 3. Results of interpretation of the well № 2

Методы Techniques		Время исследований, ч Acquisition time, h	Гидропроводность, Дм/спз Hydroconductivity, Dm/cps	Пьезопроводность, см ² /с Piezoconductivity, cm ² /sec	Пластовое давление, ат Reservoir pressure, at	Время завершения исследований t_c , ч Completion time t_c , h
Saphir		3,00	-	-	-	-
		51,57	-	-	-	-
		103,53	-	-	-	-
		170,32	22,12	123,3	206,21	-
Адаптивная интерпретация Adaptive interpretation	с учетом влияния ствола скважины considering wellbore storage	3,00	21,93	122,20	204,46	3,00
		51,57	21,19	122,95	203,24	
		103,53	21,05	117,32	208,90	
		170,32	20,70	115,35	210,95	
	без учета влияния ствола скважины without consideration for wellbore storage	3,00	40,15	223,74	150,33	51,57
		32,00	23,50	130,93	195,88	
		103,53	21,06	117,37	208,79	
		170,32	20,70	115,38	210,79	
	с учетом дебита притока продукции в скважине considering influx of well production	3,00	30,31	168,92	170,91	32,00
		32,00	22,73	126,65	199,78	
		103,53	21,01	117,10	209,12	
		170,32	20,61	114,85	211,50	

адаптивной идентификации, позволяющие восстанавливать забойные давления, включая их начальные участки, определять в зависимости от заданных показателей качества оптимальные оценки параметров нефтяных пластов и время завершения исследований в процессе их проведения.

3. На примере исследования двух вертикальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области показано, что метод адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины и экспертных оценок гидропроводности и пластового давления позволяет обрабатывать короткие, в пределах 5–10 часов, кривые восстановления уровня, что повышает информативность гидродинамических исследований и существенно сокращает время простоя скважин. Факт существенного сокращения времени простоя скважин подтверждается рядом других гидродинамических исследований по кривым восстановления уровня, кривым восстановления давления нефтяных и газовых пластов. Достоверность полученных результатов подтверждается оценками параметров пласта, полученными с использованием программного комплекса Saphir.
4. Предложенные модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния

ствола скважины по кривой восстановления давления, кривой восстановления уровня, кривой падения давления могут быть использованы в системах оперативной обработки промы-

словых данных интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно-измерительными системами без вмешательства оператора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1. – С. 52–55.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
3. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
5. Васильев Ю.Н., Дубина Н.И. Математические основы обработки результатов газодинамических исследований скважин. – М.: ООО «НЕДРА-Бизнесцентр», 2008. – 116 с.
6. Horne R.N. Modern well test analysis. A computer-aided approach. – Palo Alto, California: Petroway, inc., 2000. – 257 p.
7. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // Society of Petroleum Engineers. – 1984. – № 12777. – P. 293–302.
8. 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.
9. 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.
10. Сергеев В.Л., Гаврилов К.С. Адаптивная идентификация и интерпретация нестационарных газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений // Доклады ТУСУР. – 2014. – № 2 (32). – Июнь. – С. 270–275.
11. Сергеев В.Л., Романова Е.В. Адаптивная система идентификации нефтяных пластов методом интегрированных моделей в условиях нормальной эксплуатации скважин // Научный вестник НГТУ. – 2014. – № 1 (54). – С. 27–33.
12. Glatfelter R.E., Tracy G.W., Wilsey L.E. Selecting wells which will respond to production-stimulation treatment // Oil & Gas Journal. – 1955. – V. 54. – № 3. – P. 126–131.
13. Tariq S.M., Ramey H.J. Drawdown behavior of a well with storage and skin effect communicating with layers of different radii and other characteristics // Society of Petroleum Engineers. – 1978. – № 7453. – P. 1–4.
14. Meunier D., Wittmann M.J., Stewart G. Interpretation of pressure buildup test using in-situ measurement of afterflow // Society of Petroleum Engineers. – 1985. – № 11463. – P. 143–153.
15. Hegeman P.S., Hallford D.L., Joseph J.A. Well-test analysis with changing wellbore storage // Society of Petroleum Engineers. – 1993. – № 21829. – P. 201–207.
16. Muskat M. The flow of compressible fluids through porous media and some problems in heat conduction // Journal of Applied Physics. – 1934. – V. 5. – № 3. – P. 71–94.
17. Muskat M. Use of data oil the build-up of bottom-hole pressures // Society of Petroleum Engineers. – 1937. – № 123. – P. 44–48.
18. Bourdet D. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. – 1983. – V. 196. – № 6. – P. 95–106.
19. Hurst W. Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a wellbore // The Petroleum Engineer. – 1953. – V. 25. – № 11. – P. 6–16.
20. Winterfeld P.H. Simulation of pressure buildup in a multiphase wellbore/reservoir system // Society of Petroleum Engineers. – 1989. – № 15534. – P. 247–252.
21. Fair Jr. Walter B. Pressure buildup analysis with wellbore phase redistribution // Society of Petroleum Engineers. – 1981. – № 008206. – P. 259–270.
22. Hurst W. Unsteady flow of fluids in oil reservoirs // Journal of Applied Physics. – 1934. – V. 5. – № 1. – P. 20–30.
23. Ramey H.J. Advances in practical well test analysis // Journal of Petroleum Technology. – 1992. – № 44. – P. 650–659.
24. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархуллин Р.Г. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.
25. 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.
26. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
27. Сергеев В.Л., Романова Е.В. Адаптивная интерпретация газодинамических исследований скважин с идентификацией начального участка кривой восстановления давления // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. С.111–117.
28. Сергеев В.Л., Наймушин А.Г., Нгуен Куинь Хуи. Адаптивная идентификация эволюционных процессов нефтегазодобычи на основе интегрированных систем феноменологических моделей // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 323. – № 1. – С. 177–183.
29. Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive Identification Method of a Signal from Stray Magnetic Field Sensor for Turbogenerator Diagnostics // Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics. – 2015. – № 8 (2). – P. 201–207.
30. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

Поступила 02.09.2016 г.

Информация об авторах

Сергеев В.Л., доктор технических наук, профессор кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ву К.Д., магистр кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.276: 519.688

ADAPTIVE INTERPRETATION OF THE RESULTS OF HYDRODYNAMIC RESEARCH CONSIDERING A WELLBORE STORAGE

Viktor L. Sergeev¹,
SergeevVL@ignd.tpu.ru

Duc Q. Vu¹,
vuquangducv2@gmail.com

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to increase information values of the results of unsteady hydrodynamic studies of oil reservoirs. The base of the method proposed is the integrated system of pressure recovery curve in the system «reservoir–well» with the variables, time-dependent parameters. The system allows taking into account additional a priori information and wellbore storage.

The main aim of the study is to develop and analyze the models and algorithms of adaptive interpretation, which allows determining the parameters of oil reservoirs in the process of hydrodynamics researches in conditions of a priori uncertainty on the model of wellbore storage.

The methods used in the study are the theoretical and practical developments in unsteady hydrodynamic well testing, system analysis, system identification, optimization of functions and linear algebra. The problems were solved on the basis of field data of well exploration in oil deposits by the level recovery curve considering expert estimates of the reservoir filtration parameters (reservoir hydroconductivity, reservoir pressure). The paper introduces the results of comparative analysis of the traditional interpretation method in consideration of the influx of well production with interpretation considering wellbore storage as well as the interpretation of the results obtained while using the computer program Saphir.

Results. The authors developed the models and algorithms for adaptive identification and interpretation of hydrodynamics researches in conditions of a priori uncertainty on the model of wellbore storage, which allows determining the parameters of oil reservoirs (reservoir hydroconductivity, piezoconductivity and reservoir pressure), the time required to complete a research and taking into account additional a priori information. It is shown that the adaptive interpretation method allows processing (without loss of accuracy) short level recovery curves, obtained within 5–10 hours of hydrodynamic research, that reduces greatly the downtime.

Key words:

Interpretation, identification, adaptation, hydrodynamic well testing, pressure recovery curve, level recovery curve, a priori information, oil fields.

REFERENCES

1. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N. Modern technologies in hydrodynamic studies of wells and their increasing role in development of hydrocarbon fields. *Neftjanoe khozyaystvo*, 2009, no. 1, pp. 52–55. In Rus.
2. Shagiev R.G. *Issledovanie skvazhin po KVD* [Investigation of wells by pressure recovery curve]. Moscow, Nauka Publ., 1998. 304 p.
3. 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.
4. Kremenetskiy M.I. *Gidrodinamicheskie i promyslovo-tehnologicheskie issledovaniya skvazhin* [Hydrodynamic and industrial-technological research of wells]. Moscow, MAKS Press, 2008. 476 p.
5. 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-Biznesstsentr Publ., 2008. 116 p.
6. Horne R.N. *Modern well test analysis. A computer-aided approach*. Palo Alto, California, Petroway, inc., 2000. 257 p.
7. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation. *Society of Petroleum Engineers*, 1984, no. 12777, pp. 293–302.
8. Gavrillov 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*, 2012, vol. 321, no. 5, pp. 72–75. In Rus.
9. Romanova E.V., Sergeev V.L. 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. In Rus.
10. Gavrillov K.S., Sergeev V.L. Adaptive identification and interpretation of unsteady gasdynamic studies of wells and gas condensate fields. *Doklady TUSUR*, 2014, June, no. 2 (32), pp. 270–275. In Rus.
11. Sergeev V.L., Romanova E.V. Adaptive identification of oil reservoirs by integrated models under normal operating conditions of wells. *Nauchny vestnik NGTU*, 2014, no. 1 (54), pp. 27–33. In Rus.
12. Glatfelter R.E., Tracy G.W., Wilsey L.E. Selecting wells which will respond to production-stimulation treatment. *Oil & Gas Journal*, 1955, vol. 54, no. 3, pp. 126–131.
13. Tariq S.M., Ramey H.J. Drawdown behavior of a well with storage and skin effect communicating with layers of different radii and other characteristics. *Society of Petroleum Engineers*, 1978, no. 7453, pp. 1–4.
14. Meunier D., Wittmann M.J., Stewart G. Interpretation of pressure buildup test using in-situ measurement of afterflow. *Society of Petroleum Engineers*, 1985, no. 11463, pp. 143–153.
15. Hegeman P.S., Hallford D.L., Joseph J.A. Well-test analysis with changing wellbore storage. *Society of Petroleum Engineers*, 1993, no. 21829, pp. 201–207.
16. Muskat M. The flow of compressible fluids through porous media and some problems in heat conduction. *Journal of Applied Physics*, 1934, vol. 5, no. 3, pp. 71–94.
17. Muskat M. Use of data oil the build-up of bottom-hole pressures. *Society of Petroleum Engineers*, 1937, no. 123, pp. 44–48.

18. Bourdet D. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World Oil*, 1983, pp. 95–106.
19. Hurst W. Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a wellbore. *The Petroleum Engineer*, 1953, vol. 25, no. 11, pp. 6–16.
20. Winterfeld P.H. Simulation of pressure buildup in a multiphase wellbore/reservoir system. *Society of Petroleum Engineers*, 1989, no. 15534, pp. 247–252.
21. Fair Jr. Walter B. Pressure buildup analysis with wellbore phase redistribution. *Society of Petroleum Engineers*, 1981, no. 008206, pp. 259–270.
22. Hurst W. Unsteady flow of fluids in oil reservoirs. *Journal of Applied Physics*, 1934, vol. 5, no. 1, pp 20–30.
23. Ramey H.J. Advances in practical well test analysis. *Journal of Petroleum Technology*, 1992, no. 44, pp. 650–659.
24. Khisamov R.S., Suleymanov E.I., Farkhullin R.G. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin i metody obrabotki rezultatov izmereniy* [Hydrodynamic studies of wells and methods of processing the results of measurements]. Moscow, VNIIOENG, 2000. 228 p.
25. Erofeev A.A., Mordvinov V.A., Ponomarev I.N., Poplygin V.V. Assessing the impact of post-influx on the results of interpretation of well test data. *Neftyanoe hozyaystvo*, 2013, no. 4, pp. 49–51. In Rus.
26. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftnyanikh i gazovykh zalezhey* [Information and technology of hydrodynamic modeling of oil and gas deposits]. Moscow; Izhevsk, Institute of computer research Press, 2012. 896 p.
27. Sergeev V.L., Romanova E.V. Adaptive interpretation of gas-dynamic research of wells identifying the initial area of a pressure recovery curve. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 111–117. In Rus.
28. Sergeev V.L., Naymushin A.G., Nguen Kuin Xui. 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. In Rus.
29. Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive Identification Method of a Signal from Stray Magnetic Field Sensor for Turbogenerator Diagnostics. *Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics*, 2015, no. 8 (2), pp. 201–207.
30. 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.

Received: 2 September 2016.

Information about the authors

Viktor L. Sergeev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Duc Q. Vu, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.