

УДК 622.276.5.001.42:519.688

МЕТОД АДАПТИВНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ И ДИАГНОСТИКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И КРАТКОВРЕМЕННЫХ ОСТАНОВОК

Романова Екатерина Валерьевна,аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений
Института природных ресурсов Томского политехнического университета,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. E-mail: Romanova88EV@mail.ru**Сергеев Виктор Леонидович,**д-р техн. наук, профессор кафедры геологии и разработки нефтяных
месторождений Института природных ресурсов Томского политехнического
университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru

Актуальность работы обусловлена необходимостью определения параметров нефтяных пластов в процессе нормальной эксплуатации скважин, оснащенных стационарными измерительными системами для гидродинамического мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений.

Цель исследования: разработка метода адаптивной идентификации и диагностики, позволяющего определять параметры нефтяных пластов в процессе нормальной эксплуатации скважин и кратковременных остановок, учитывать дополнительную априорную информацию.

Методы исследования: использованы теоретические и практические разработки в области гидродинамических исследований скважин, системного анализа, идентификации систем с учетом дополнительной априорной информации, оптимизации функций и линейной алгебры. Решение задач идентификации и диагностики проводилось на основе промысловых данных забойного давления и дебита скважин, оснащенных стационарными измерительными системами, с учетом экспертных оценок фильтрационных параметров пласта и с использованием компьютерной программы Saphir.

Результаты: разработан метод адаптивной идентификации и диагностики, позволяющий повысить точность и устойчивость оценок фильтрационных параметров нефтяных пластов в процессе получения данных о забойном давлении и дебите скважин в условиях их нормальной эксплуатации и кратковременных остановок. На примере обработки промысловых данных гидродинамических исследований скважин по кривой восстановления давления нефтяного месторождения проведен сравнительный анализ методов определения фильтрационных параметров однородно-пористого нефтяного пласта.

Ключевые слова:

Идентификация, диагностика, адаптация, гидродинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, априорная информация, нефтяные пласты.

Введение

В настоящее время в связи с возможностью получения информации в режиме реального времени стационарными информационно измерительными системами (СИИС) актуальным является создание новых технологий идентификации и интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС), позволяющих оперативно, в процессе нормальной эксплуатации скважин (без их длительных остановок), определять параметры нефтяных пластов и скважин, необходимые для решения задач мониторинга и управления разработкой месторождений нефти и газа [1, 2].

Следует отметить, что традиционные, наиболее информативные технологии идентификации и интерпретации ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации, требуют проведения достаточно длительных остановок скважин с детальным анализом кривой восстановления давления (КВД) и ее производной, выделением на КВД участков радиального притока, использованием графо-аналитических методов интерпретации и т. п. [2–7]. Данные технологии носят достаточно трудоемкий и затратный характер, поскольку интерпретация

КВД производится после завершения заранее спланированных исследований, что часто приводит к продолжительным простоям скважин и значительной потере добычи нефти. Для решения отмеченных выше проблем, сокращения времени простоя скважин в [8, 9] предложен метод адаптивной интерпретации ГДИС по КВД, позволяющий получать параметры нефтяных пластов в процессе проведения исследований, не планируя заранее время их завершения.

На сегодняшний день в связи с тем, что на нефтегазовых месторождениях России большинство скважин механизированного фонда оборудованы телеметрическими системами, позволяющими осуществлять длительный мониторинг гидродинамических параметров (забойное давление на приеме насоса, фазовый дебит скважины и т. д.), актуальным является определение параметров пласта в процессе нормальной эксплуатации скважин. Однако в процессе эксплуатации месторождения по разным техническим причинам (срыв подачи, остановка насоса, ожидание геолого-технических мероприятий на скважине и т. п.) осуществляются остановки скважин различной длительностью – от

часов до нескольких суток с регистрацией случайных КВД измерительными системами. В этой связи актуальной является задача идентификации и диагностики параметров нефтяных пластов в условиях нормальной эксплуатации скважин и их кратковременных остановок.

В работе приводится решение задачи идентификации и диагностики нефтяных пластов с использованием метода адаптивной интерпретации ГДИС по КВД на основе интегрированных систем моделей дебита скважин и забойного давления с зависящими от времени параметрами с учетом априорной информации и экспертных оценок.

Метод адаптивной идентификации и диагностики нефтяных пластов

Основой метода адаптивной идентификации и диагностики нефтяных пластов являются интегрированная система моделей КВД [10, 11]

$$\begin{cases} y_{3,n}^* = y_{3,n} + \xi_n = f_3(t_n, b_n, q_0) + \xi_n, \\ \bar{V}_n = V_n + \eta_n = G_a(b_n, q_0) + \varepsilon_n, \quad n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (1)$$

и интегрированная систем моделей дебита скважины [12]

$$\begin{cases} q_n^* = q_n + \xi_n = f_0(a_n, p_{3,n}) + \xi_n, \\ \bar{Z}_n = Z_n + \eta_n = F_a(a_n, q_n) + \eta_n, \quad n = \overline{1, n_n}, \end{cases} \quad (2)$$

Особенность моделей (1) и (2) заключается в том, что их параметры $a_n = (\alpha_j(t_n))$, $j = \overline{1, m}$, $b_n = (b_k(t_n))$, $k = \overline{1, p}$ – неизвестные однозначные функции $\alpha_j(t_n)$, $b_k(t_n)$ дискретного времени t_n . В моделях (1) и (2) приняты следующие обозначения: $y_{3,n}^*$, $y_{3,n}$ – фактические значения забойного давления, полученные в моменты времени $t_n \in [t_n, t_k]$ и вычисленные на основе модели КВД $f_3(t_n, b_n, q_0)$; V_n , \bar{V}_n – векторы известных к моменту времени t_n дополнительных априорных данных о параметрах нефтяного пласта и скважины $\bar{V}_n = (\bar{v}_{1n}, \bar{v}_{12n}, \dots, \bar{v}_{dn})$ и априорных сведений V_n , полученных на основе моделей $G_a = (g_{a1}, g_{a2}, \dots, g_{ad})$; q_0 – значения дебита скважины в момент ее остановки t_n ; q_n^* , $p_{3,n}$ – фактические значения дебита и забойного давления скважин в момент времени нормальной эксплуатации скважин $t_n \in [t_1, t_n]$ (предполагается, что забойные давления измеряются точно либо с малой ошибкой); q_n – значения дебита скважины, полученные на основе модели $f_0(a_n, p_{3,n})$; Z_n , \bar{Z}_n – векторы известных к моменту времени t_n дополнительных априорных данных $\bar{Z}_n = (\bar{z}_{1n}, \bar{z}_{1n}, \dots, \bar{z}_{pn})$ и априорных сведений Z_n , полученных на основе моделей $F_a = (f_{a1}, f_{a2}, \dots, f_{ap})$; ξ_n , η_n , ε_n – случайные величины, представляющие погрешности измерений дебита и забойных давлений скважины, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок, неточность моделей и т. п.

Примерами моделей (1), (2) являются интегрированная система моделей КВД с учетом априорной информации о гидропроводности $\bar{\sigma}_n$ и пластовом давлении $\bar{p}_{n,n}$ [10, 11]

$$\begin{cases} P_{3,i} = f(t_i, \sigma_i, k_{p,i}, q_0) + \xi_i = \\ = P_3(t_n) + \frac{q_0}{4\pi\sigma_i} \ln(2,25k_{p,i}t_i) + \xi_i, \\ \bar{\sigma}_n = \sigma_i + \eta_{1i}, \\ \bar{p}_{n,n} = f(T, \sigma_i, k_{p,i}, q_0) + \eta_{2i}, \quad i = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (3)$$

и интегрированная система моделей дебита скважины с учетом априорной информации \bar{k}_n , \bar{p}_n о продуктивности k_n и пластовом давлении p_n [12]

$$\begin{cases} q_n^* = k_n(p - p_{3,n}) + \xi_n, \\ \bar{k}_n = k_n + \eta_{1n}, \bar{p}_n = p_n + \eta_{2n}, \quad n = \overline{1, n_n}, \end{cases} \quad (4)$$

где σ_i , $k_{p,i} = \chi_n / r_{np}^2$ – гидропроводность и комплексный параметр в момент времени $t_i \in [t_n, t_k]$; T – время восстановления забойного давления до пластового; $P_{3,i}$, $P_3(t_n)$ – текущие значения забойного давления в моменты времени t_i и в момент остановки скважины. Используя обозначения $a_{1,n} = k_n p_n$, $a_{2,n} = k_n$ в модели дебита скважины (4) и $y_i^* = P_{3,i} - P_3(t_n)$ $\bar{\alpha}_{2n} = \frac{q_0}{4\pi\sigma_n} \ln(2,25\bar{k}_p)$, $\bar{\alpha}_{2n} = \frac{q_0}{4\pi\sigma_n}$ в модели КВД (3), уравнения (3), (4) не трудно привести к стандартным формам (1), (2) и далее к матричному виду (8).

Из моделей (3), (4) видно, что решение задачи идентификации по определению параметров моделей (1), (2) решает и задачу диагностики по определению параметров нефтяных пластов и скважин.

Следует отметить, что целесообразность совместного использования моделей (1), (2) и, соответственно, моделей (3), (4) возникает с необходимостью решения задачи по определению скин-фактора скважины, характеризующего степень ее загрязнения. Действительно, для определения скин-фактора скважины S , согласно формуле Дюпюи [13]

$$k_p = \frac{2\pi\sigma}{\ln(R_k / r_c) + S}, \quad (5)$$

недостаточно знать ее продуктивность k_p , необходимо определить и гидропроводность пласта $\sigma = kh/\mu$, где k – проницаемость, h – эффективная (рабочая) толщина пласта, μ – вязкость нефти, R_k – радиус контура питания скважины, r_c – радиус скважины. Известно, что наиболее достоверное определение гидропроводности пласта осуществляется при проведении гидродинамических исследований скважин по КВД [2, 3].

Рассмотрим метод решения задачи адаптивной идентификации на примере модели (2), предполагая, без потери общности, что ее параметры постоянны $a(t) = \alpha_n = \text{const}$ на текущем интервале обработки $t \in [t_n - \tau, t_n] \in [t_1, t_n]$ с номером n , который может быть определен, например, с помощью весовой функции $w_i = 1$ при $t \in [t_n - \tau, t_n]$ и $w_i = 0$ при $t \notin [t_n - \tau, t_n]$. Считаем далее, что приведенные выше допущения относительно параметров модели (2) справедливы и для параметров модели КВД (1).

С учетом приведенных допущений на параметры интегрированной системы моделей дебита

скважины (2), используя технологию интегрированных моделей [10, 11], процесс адаптивной идентификации можно представить в виде последовательного решения оптимизационных задач в моменты времени t_n

$$a_n^* (\beta_n, h_n) = \arg \min_{a_n} \Phi(a_n, \beta_n, h_n), \quad (6)$$

$$\beta_n^*, h_n^* = \arg \min_{\beta_n, h_n} J_0(a_n^*(\beta_n, h_n)), \quad (7)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); $\Phi(a_n, \beta_n, h_n) = \Phi(J_0(a_n, h_n), J_a(a_n, \beta_n))$ – комбинированный эмпирический показатель качества системы моделей (1), представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества модели дебита скважины $f_0(a_n, p_{3,n})$

$$J_0(a_n) = \sum_{i=1}^n w_i(h_n) \psi_0(q_i^* - f_0(a_n, p_{3i}))$$

и частного критерия качества моделей дополнительных априорных сведений $F_a(a_n, q_n)$

$$J_a(a_n, \beta_n) = \sum_{k=1}^p \beta_{k,n} \psi_{a,k}(\bar{z}_{k,n} - f_{a,k}(a_n, q_n)),$$

где $\beta_n = (\beta_{k,n}, k = \overline{1, m})$ – вектор управляющих параметров, определяющих значимость (вес) дополнительных априорных сведений $\bar{z}_{k,n}$; $w_i(h_n)$ – весовые функции с параметром h_n ; $\psi_0, \psi_{a,j}$ – известные функции.

Рассмотренный метод адаптивной идентификации (6), (7) позволяет синтезировать достаточно широкий спектр алгоритмов для линейных и нелинейных интегрированных систем моделей (1), (2) с переменными во времени параметрами, а также для различных показателей качества, определяемых функциями ψ_0, ψ_a . Например, для линейной по параметрам a_n , дискретной интегрированной системы моделей дебита скважин (4) в матричном виде

$$\begin{cases} Y_n^* = F_0 a_n + \xi_n, \\ \bar{Z}_n = F_a a_n + \eta_n \end{cases} \quad (8)$$

и комбинированного показателя качества

$$\Phi(a_n, \beta_n) = \|Y_n^* - F_0 a_n\|_{K(h)}^2 + \|\bar{Z}_n - F_a a_n\|_{W(\beta)}^2 \quad (9)$$

задача оптимизации (6) сводится к решению систем линейных алгебраических уравнений

$$\begin{aligned} (F_0^T K(h_n) F_0 + F_a^T W(\beta_n) F_a) a_n = \\ = F_0^T K(h_n) Y_n^* + F_a^T W(\beta_n) \bar{Z}_n, \end{aligned} \quad (10)$$

где запись $\|X\|_M^2$ означает квадратичную форму $X^T M X$; $Y_n^* = (q_i^*, i = \overline{1, n})$ – вектор; $F_0 = (1, p_{3,i}, i = \overline{1, n})$ – матрица размерности $(2 \times n)$; $F_a = \text{diag} I$ – диагональная единичная матрица размерности (2×2) ; $W(\beta_n) = \text{diag}(\beta_{1,n}, \beta_{2,n})$ – диагональная матрица размерности (2×2) ; $K(h_n) = \text{diag}(w_i(h_n), i = \overline{1, n})$ – диагональная матрица весовых функций $w_i(h_n)$ с параметром h_n . Для получения системы линейных уравнений (10) достаточно взять частные производные по параметрам a_n от (9) и приравнять их к нулю.

Результаты адаптивной идентификации и диагностики

Результаты идентификации и диагностики скважины № 535 нефтяного месторождения Томской области приведены на рис. 1–6 и в таблице. На рис. 1, 2 для примера приведены суточные значения забойного давления и дебита скважины в условиях ее нормальной эксплуатации за 260 дней работы. Далее, в связи с ремонтными работами, скважина была остановлена на 305 часов. Значения забойного давления с датчика телеметрической системы на приеме насоса (в пересчете на уровень перфорации скважины) и производной забойного давления приведены на рис. 5 линиями 1 и 2 соответственно.

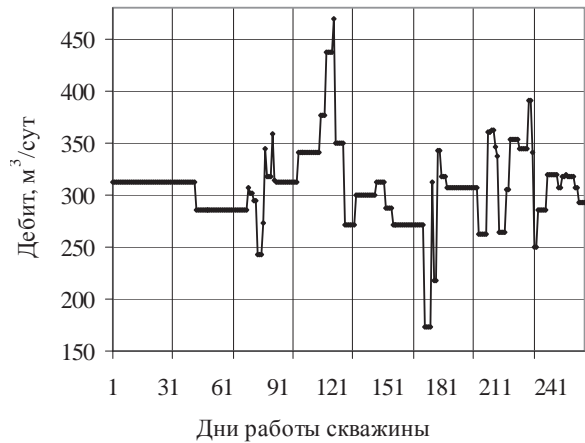


Рис. 1. Значения дебита скважины

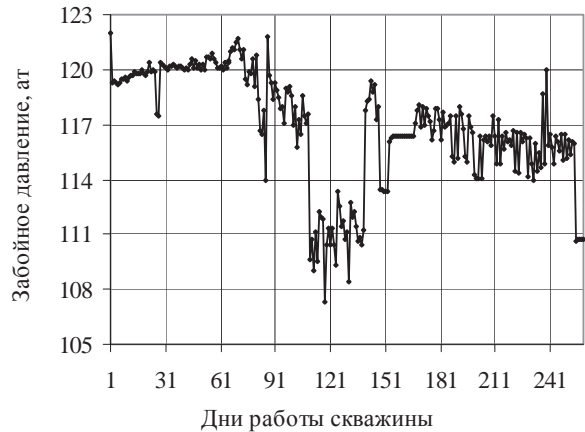


Рис. 2. Значения забойного давления скважины

На рис. 3, 4 приведены оценки коэффициента продуктивности скважины $k_n^*(u_n^*)$ и пластового давления $P_n^*(u_n^*)$ (линия 1), полученные методом адаптивной интерпретации с учетом априорной информации (10)

$$\begin{aligned} k_n^*(u_n^*) = \alpha_{2,n}^*(u_n^*), \quad p_n^*(u_n^*) = \alpha_{1,n}^*(u_n^*) / \alpha_{2,n}^*(u_n^*), \\ u_n^* = (\beta_n^*, h_n^*) \end{aligned} \quad (11)$$

с использованием интегрированной системы моделей дебита скважины (3) и экспертных оценок коэффициента продуктивности $\bar{k}_n = 4 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{ат}$ и пластового давления $\bar{p} = 190 \text{ ат}$. Линией 2 изображены оценки коэффициента продуктивности скважины

$$k_n^*(\lambda_n^*, h_n^*) = \alpha_{2n}^*(\lambda_n^*, h_n^*),$$

$$P_{пл,n}^*(\lambda_n^*, h_n^*) = \alpha_{1,n}^*(\lambda_n^*, h_n^*) / \alpha_{2n}^*(\lambda_n^*, h_n^*), \quad (12)$$

полученные по аналогии с (11) адаптивным методом идентификации с регуляризацией по А.Н. Тихонову [14] путем решения системы линейных уравнений

$$(F_0^T K(h_n) F_0 + \lambda_n \mathbf{I}) a_n(\lambda_n, h_n) = F_0^T K(h_n) Y_n^*, \quad (13)$$

где λ_n – параметр регуляризации, \mathbf{I} – единичная диагональная матрица. Матрицы K , F_0 и вектор Y_n^* определены в (10). Диагональная матрица $K(h_n)$ (10) выбиралась в виде

$$K(h_n) = \text{diag}(w_i(h_n)) = \exp(-(t_n - t_{n-i}) / h_n), i = \overline{1, n-i}.$$

Линией 3 изображены оценки метода наименьших квадратов

$$k_n^*(0, h_n^*) = \alpha_{2n}^*(0, h_n^*),$$

$$P_{пл,n}^*(0, h_n^*) = \alpha_{1,n}^*(0, h_n^*) / \alpha_{2n}^*(0, h_n^*), \quad (14)$$

полученные из (13) при $w_i=1, i=\overline{1, n}, 1 < n_n \leq 260, \lambda_n=0$, что соответствует последовательному расширению интервала обработки до предельного значения $n_n=260$, когда интервал обработки содержит все исходные данные дебита и забойного давления скважины $q_i, p_{a,i}, i=\overline{1, 260}$.

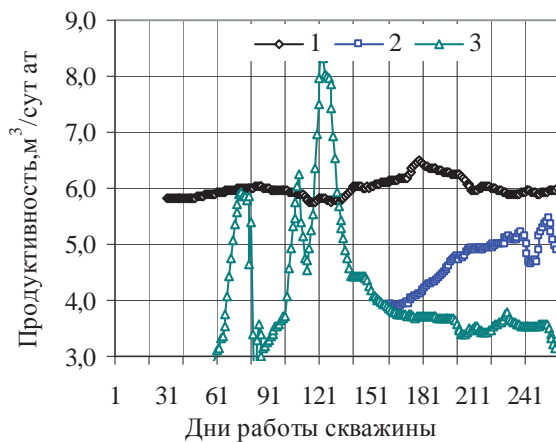


Рис. 3. Оценки продуктивности скважины

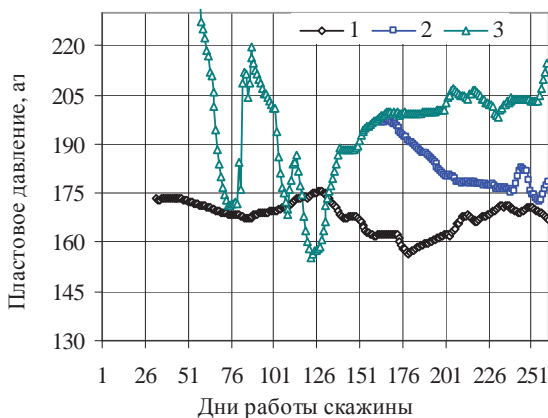


Рис. 4. Оценки пластового давления скважины

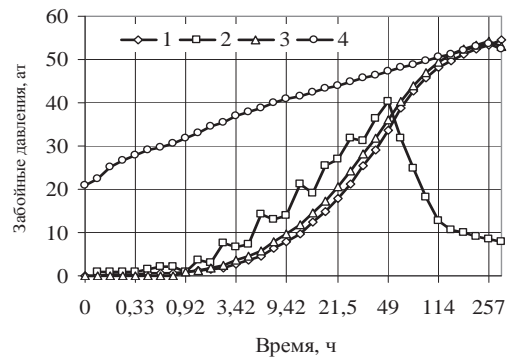


Рис. 5. Фактические (линия 1) и восстановленные (линии 3, 4) значения забойного давления скважины, линия 2 – производная забойного давления

На рис 6. приведены оценки гидропроводности (линия 1)

$$\sigma_n^*(\beta_n^*, h_n^*) = 1 / 4\pi\alpha_{2n}^*(\beta_n^*, h_n^*), \quad (15)$$

полученные на основе КВД (рис. 5, линия 1) методом адаптивной идентификации (АИ) (6), (7) путем решения системы линейных уравнений вида (10) с использованием интегрированной системы моделей КВД (4) и экспертных оценок коэффициента пластового давления $\bar{p}=190$ ат и гидропроводности $\bar{\sigma}_n=3$ м³сут/ат (в размерности, аналогичной размерности проницаемости (5)). Линией 2 изображены оценки гидропроводности

$$\sigma_n^*(\lambda_n^*, h_n^*) = 1 / 4\pi\alpha_{2n}^*(\lambda_n^*, h_n^*) \quad (16)$$

с параметром регуляризации λ_n^* , полученные (по аналогии с (12), (13)) методом АИ с регуляризацией по А.Н. Тихонову. Линией 3 изображены оценки гидропроводности, полученные по адаптивному методу наименьших квадратов при $\lambda_n^*=0$

$$\sigma_n^*(0, h_n^*) = 1 / 4\pi\alpha_{2n}^*(0, h_n^*). \quad (17)$$

Оценки управляющих параметров β_n^* , параметра регуляризации λ_n и параметра h_n^* определялись путем решения оптимизационной задачи (7) методом деформированного многогранника [15].

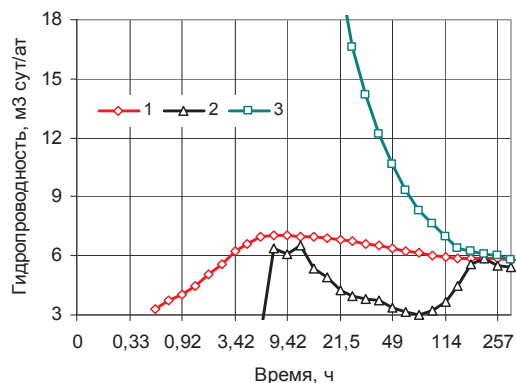


Рис. 6. Оценки гидропроводности пласта методами АИ (линии 1–3)

Из рис. 6 видно, что оценки гидропроводности практически совпадают на участке радиального притока скважины, где производная КВД, изображенная на рис. 5 линией 2, принимает постоянные

значения. Однако оценки гидропроводности с учетом априорной информации (рис. 6, линия 1) более стабильны и точны начиная с 10 часов после остановки скважины, что позволяет использовать их и для вычисления скин-фактора при кратковременных остановках скважины на случайных КВД.

Таблица. Результаты диагностики нефтяного пласта и скважины

Методы	Время, ч	Гидропроводность, м ² сут/ат	Скин-фактор скважины
«Saphir»	10	–	–
	25	–	–
	305	5,12	-2,35
АИ с учетом априорной информации	10	6,95	-1,01
	25	6,73	-1,24
	305	5,85	-2,16
АИ с регуляризацией по А.Н. Тихонову	10	6,36	-1,63
	25	3,78	-4,33
	305	5,40	-2,63
Наименьших квадратов	10	25,43	-8,28
	25	14,16	6,54
	305	5,80	-2,21

В таблице приведены оценки гидропроводности пласта и скин-фактора скважины при кратковременных, на 10 и 25 часов, и длительной – на 305 часов, остановках скважины с использованием методов адаптивной интерпретации и зарубежного программного комплекса Saphir. Оценки скин-фактора скважины S^* вычислялись с использованием формулы (5)

$$S^* = \frac{2\pi\sigma^*}{k_p^*} - \ln(R_k / r_c)$$

при радиусе контура питания скважины $R_k=400$ м и радиусе скважины $r_c=0,1$ м. Оценки гидропроводности σ^* вычислялись по формулам (15)–(17), а оценки продуктивности скважины k_p^* рассчитыва-

лись в моменты остановки скважины по формулам (11), (12), (14) соответственно.

Из таблицы видно, что метод адаптивной идентификации с учетом априорной информации обеспечивает получение более точных оценок гидропроводности нефтяного пласта и скин-фактора при кратковременных остановках скважины.

Выводы

1. Предложен метод адаптивной идентификации и диагностики, позволяющий определять параметры нефтяных пластов в процессе нормальной эксплуатации скважин и кратковременных остановок, учитывать дополнительную априорную информацию.
2. Метод адаптивной идентификации и диагностики позволяет синтезировать достаточно широкий спектр оптимальных алгоритмов идентификации параметров нефтяных пластов и скважин в зависимости от вида интегрированных моделей дебита и забойного давления, заданных показателей качества моделей и статистических характеристик случайных неконтролируемых факторов.
3. На примере обработки промысловых данных нормальной эксплуатации и гидродинамических исследований скважины нефтяного месторождения Томской области по кривой восстановления давления показано, что метод адаптивной идентификации и диагностики позволяет повысить точность оценок параметров нефтяных пластов и скин-фактора скважины.
4. Предложенные модели и алгоритмы адаптивной идентификации и диагностики нефтяных пластов могут быть использованы в системах оперативной обработки промысловых данных интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно измерительными системами.
9. 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.
10. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
11. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Идентификация гидродинамических параметров скважин на неустановившихся режимах фильтрации с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 5. – С. 156–161.
12. Сергеев В.Л., Севастьянов Д.В. Интегрированные модели и алгоритмы идентификации дебита скважин нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 321. – № 6. – С. 149–152.
13. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
14. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 392 с.
15. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

Поступила 20.12.2013 г.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1. – С. 52–55.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых скважин. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
3. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
4. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // SPE. – 1984. – № 12777. – P. 293–302.
5. Arps J.J. Analysis of Decline Curves. Trans. AIME. – 1945. – V. 160. – P. 228–247.
6. Fetkovich M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves // JPT. – 1980. – June. – P. 1065–1077.
7. Blasingame T.A., Lee W.J. Pressure Buildup Test Analysis – Variable-Rate Case: A New Approach // SPE-17052-PA. SPE Formation Evaluation. – 1989. – V. 4. – Iss. 02. – P. 273–280. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/17052-PA>
8. Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50–52.

UDC 519.688:622.276

METHOD OF ADAPTIVE IDENTIFICATION AND DIAGNOSIS OF OIL RESERVOIRS IN WELL NORMAL OPERATION AND SHORT STOPPAGES

Ekaterina V. Romanova,

Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

E-mail: Romanova88EV@mail.ru

Viktor L. Sergeev,

Dr. Sc., Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue,

Tomsk, 634050, Russia. E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru

Relevance of the work is caused by the need to determine oil reservoir parameters in normal operation of the wells equipped with stationary measuring systems for hydrodynamic monitoring and control of oil field development.

Objective: *To develop a method for adaptive identification and diagnosis which allows determining the parameters of oil reservoirs in well normal operation and short stoppages, observing additional a priori information.*

Methods: *The authors have used the theoretical and practical developments in the field of well testing, system analysis, system identification based on additional a priori information, optimization of functions and linear algebra. The identification and diagnosis problems were solved on the basis of bottom-hole pressure field data and flow rate of the wells equipped with stationary measuring systems considering expert estimates of reservoir filter parameters and using a computer program Saphir.*

Results: *The authors developed the method of adaptive identification and diagnosis to improve the accuracy and stability of estimates of filtration parameters for oil reservoirs when obtaining data on bottom-hole pressure and flow rate of wells in their normal operation and short stoppages. By the example of processing the field data of well hydrodynamic study on pressure recovery curve of oilfield the authors carried out the comparative analysis of the methods for determining filtration parameters of uniformly porous oil reservoir.*

Key words:

Identification, diagnostics, adaptation, hydrodynamic study of wells, pressure build-up curve, a-priori information, oil reservoirs.

REFERENCES

1. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Gulyaev D.N. *Sovremennye tekhnologii gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin i ikh vozrastayushchaya rol v razrabotke uglevodorodov* [Modern technologies of well testing and their increasing role in the development of hydrocarbon]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2009, no. 1, pp. 52–55.
2. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Gulyaev D.N. *Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftnykh i gazovykh skvazhin* [The information and technology of hydrodynamic modeling of oil and gas wells]. Moscow; Izhevsk, Institut kompyuternykh issledovaniy, 2012. 896 p.
3. Shagiev R.G. *Issledovanie skvazhin po KVD* [Well surveying by pressure build-up]. Moscow, Nauka, 1998. 304 p.
4. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation. *SPE*, 1984, no. 12777, pp. 293–302.
5. Arps J.J. Analysis of Decline Curves. *Trans. AIME*, 1945, vol. 160, pp. 228–247.
6. Fetkovich M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. *JPT*, 1980, June, pp. 1065–1077.
7. Blasingame T.A., Lee W.J. Pressure Buildup Test Analysis – Variable-Rate Case: A New Approach. *SPE-17052-PA. SPE Formation Evaluation*, 1989, vol. 4, Iss. 02, pp. 273–280. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/17052-PA>
8. Sergeev V.L., Anikanov A.S. Metod adaptivnoy identifikatsii gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin s uchetoм apriornoy informatsii [Method of adaptive identification of well testing, taking into account a priori information]. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 317, no. 5, pp. 50–52.
9. Gavrilov K.S., Sergeev V.L. Adaptivnaya interpretatsiya nestatsionarnykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin v sisteme «plast-skvazhyna» metodom integriruyemykh modeley [Adaptive interpretation of transient well test in the «layer-well» method of integrated models]. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 5, pp. 72–75.
10. Sergeev V.L. *Integriruyemye sistemy identifikatsii* [Integrated System of Identification]. Tomsk, TPU Publ. House, 2011. 198 p.
11. Sergeev P.V., Sergeev V.L. Identifikatsiya gidrodinamicheskikh parametrov skvazhin na neustanovivshikhya rezhimakh filtratsii s uchetoм apriornoy informatsii [Identification of well hydrodynamic parameters on unsteady filtration modes, taking into account a priori information]. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*, 2006, vol. 309, no. 5, pp. 156–161.
12. Sergeev V.L., Sevastyanov D.V. Integriruyemye modeli i algoritmy identifikatsii debita skvazhin neftnykh mestorozhdeniy [Integrated models and algorithms of oil field workover identification]. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*, 2006, vol. 321, no. 6, pp. 1149–152.
13. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti* [Oil Production]. Moscow, Neft i gaz RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2003. 816 p.
14. Tikhonov A.N., Arsenin V.Ya. *Metody resheniya nekorrektnykh zadach* [Methods for solving ill-posed problems]. Moscow, Nauka, 1979. 392 p.
15. Pantelev A.V., Letova T.A. *Metody optimizatsii v primerakh i zadachakh* [Optimization methods in the examples and problems]. Moscow, Vyshaya shkola Publ, 2002. 544 p.