

где τ_{r0} и τ'_{r0} – касательные напряжения с учетом и без учета шероховатости.

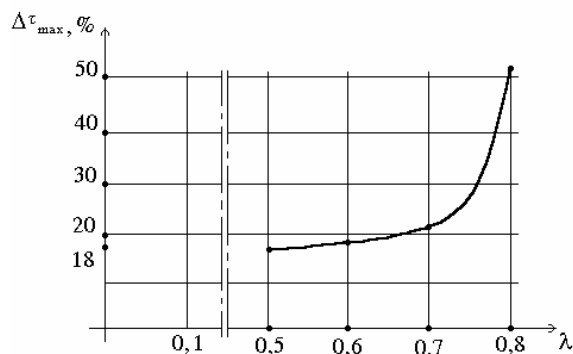


Рис. 4. График зависимости касательных напряжений от геометрических параметров при кручении

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мухелишвили Н.И. Некоторые основные задачи математической теории упругости. – М.: Наука, 1966. – 648 с.
2. Кулиев С.А. Двумерные задачи теории упругости. – М.: Стройиздат, 1991. – 350 с.
3. Калбиев Р.К. Кручение кольцевых пластин с шероховатостью // Сборник научных трудов по механике. – Баку: АзИСУ, 1998. – Ч. 1. – № 8. – С. 24–27.

Как видно из рис. 4, после некоторых значений λ влияние шероховатости на напряженное состояние вала резко увеличивается.

Выводы

При кручении призматического бруса, продольно ослабленного цилиндрическими полостями по окружности внутри наружного контура сечений призмы (квадрата) и при кручении кольцевого бруса при равным диаметре, касательные напряжений одинаковы. В таком случае, геометрические параметры внутреннего контура более существенно влияют на напряженное состояние бруса, чем наружные.

Для оценки прочности бруса найдено касательное напряжение, действующее вблизи шероховатого контура. После некоторых значений $\lambda=r/R$, влияние шероховатости на напряженное состояние вала резко увеличивается.

4. Калбиев Р.К. Исследование напряженного состояния в шестиугольной пластинке, ослабленной центральными круглым отверстием с шероховатостью // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 1. – С. 142–146.
5. Калбиев Р.К. Определение напряженного состояния кольцевого бруса с шероховатостью при кручении // Труды XXI Междунар. конф. по теории оболочек и пластин. – Саратов: СГТУ, 2005. – С. 111–113.

УДК 519.71:622.3

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЕБИТА СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.Л. Сергеев, Д.В. Севостьянов

Томский политехнический университет
E-mail: SVL@mail.tomsknet.ru

Рассматривается задача идентификации дебита скважин нефтяного месторождения с учетом дополнительной информации о дебитах (приемистости) соседних скважин окружения, дополнительной априорной информации и экспертных оценок параметров модели притока жидкости, представленных непараметрическими моделями. Приводятся результаты статистического моделирования по определению точности предложенных оценок продуктивности скважин и пластового давления.

Актуальной проблемой мониторинга и оперативного управления работой скважин месторождений углеводородов является задача идентификации гидродинамических параметров (дебита нефти, жидкости, воды, пластового давления, фильтрационных параметров пласта и т. д.), которая заключается в построении оптимальных, в смысле заданных критериев качества, математических моделей на основе промысловых данных, результатов исследований скважин с использованием дополнительной априорной информации, экспертных оценок, накопленного опыта и знаний [1–3].

Использование классических методов идентификации гидродинамических параметров [1, 2] часто связано с проблемами низкой точности реше-

ний в связи с неполнотой, неоднородностью промысловых данных, результатов исследований скважин, наличия различного рода ошибок, отсутствием достоверной информации о моделях взаимодействия скважин, моделей дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

В этой связи актуальным является идентификация гидродинамических параметров пластов с использованием метода интегрированных моделей [3–5], который позволяет учитывать различную неоднородную, дополнительную априорную информацию, дает оптимальное решение задачи идентификации с обеспечением устойчивости решения, согласованности исходных данных и дополнительных априорных сведений.

В данной работе рассматривается интегрированная система моделей дебита скважины вида:

$$\begin{cases} q^*(t_i) = q(t_i) + \xi(t_i) = f_1(t_i, \alpha(t_i), P_3^*(t_i)) + \xi(t_i), \\ \bar{q}_j(t_i) = f_{2j}(q(t_i)) + \eta_j(t_i), j = \overline{1, m}, \\ \bar{\alpha}_k(t_i) = f_{3k}(\alpha_k(t_i)) + v_k(t_i), k = \overline{1, l}, i = \overline{1, n}, \end{cases} \quad (1)$$

где $q^*(t_i)$, $P_3^*(t_i)$ – измеренные значения дебита и забойного давления исследуемой скважины в момент времени t_i ; $\bar{q}_j(t_i)$, $j = \overline{1, m}$ – значения дебитов либо приемистости (для нагнетательных) скважин окружения, взаимодействующих с исследуемой скважиной; $\bar{\alpha}_k(t_i)$, $k = \overline{1, l}$ – дополнительные априорные сведения о неизвестных значениях параметров $\alpha(t_i) = (\alpha_1(t_i), \alpha_2(t_i), \dots, \alpha_k(t_i))$ дебита исследуемой скважины к моменту времени t_i ; $f_1, f_{2j}, j = \overline{1, m}, f_{3k}, k = \overline{1, l}$ – модели дебита исследуемой скважины, дебитов (приемистости) скважин окружения и дополнительных априорных сведений; $\xi(t_i), \eta_j(t_i), v_k(t_i)$ – случайные величины, представляющие погрешности измерений притока жидкости, забойных давлений, ошибки, связанные с выбором модели дебита скважины и дополнительных априорных сведений.

Следует отметить, что модель дебита исследуемой скважины f_1 выбирается из физических закономерностей процесса нефтегазодобычи [1, 2]. Это, как правило, известные функции, заданные с точностью до параметров $\alpha(t_i)$, которые представляют фильтрационные свойства и энергетическое состояние нефтяных пластов, призабойной зоны скважины и т. п.

Зависимости $f_{2j}, j = \overline{1, m}$ и $f_{3k}, k = \overline{1, l}$ – это неизвестные однозначные функции, априорная информация о которых отсутствует. Можно предполагать об их ограниченности, непрерывности, существовании производных и т. д. Возможно наиболее простое их представление в виде

$$f_{2j}(q(t_i)) \approx q(t_i), \quad (2)$$

$$f_{3k}(\alpha_k(t_i)) \approx \alpha_k(t_i) \quad (3)$$

в окрестности некоторых заданных значений $q^0(t_i)$ и $\alpha_k^0(t_i)$ [5].

Процедура идентификации интегрированной системы моделей (1) с учетом приближений (2, 3) заключается в решении двух оптимизационных задач:

$$\begin{aligned} \alpha^*(t, h) &= \arg \min_{\alpha(t)} (\Phi(\alpha(t)) = \\ &= J_0(\alpha(t)) + J_1(\alpha(t)) + J_2(\alpha(t)), \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} h^* &= \arg \min_h J_0(h) = \\ &= \sum_{i=n-\tau}^n (q^*(t_i) - f_1(t_i, \alpha^*(t_i, h), P_3^*(t_i)))^2, \end{aligned} \quad (5)$$

где $\arg \min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции f ; $\alpha^*(t, h)$, h^* – оценки вектора параметров моде-

ли дебита скважины в момент времени и управляющих параметров

$$h = (h_1, h_2, h_3); \quad J_0(\alpha(t)) = \|q^* - f_1(\alpha(t), P_3)\|_{K_t}^2$$

$$J_1(\alpha(t)) = \sum_{j=1}^m \|\bar{q}_j - f_1(\alpha(t), P_3)\|_{W_{1j}}^2$$

$$J_2(\alpha(t)) = \sum_{i=1}^l \|\bar{\alpha}_i(t_i) - \alpha(t)\|_{W_{2i}}^2$$

– частные квадратичные функционалы качества моделей дебита скважины, дебитов (приемистости) скважин окружения, дополнительных априорных

сведений $\bar{\alpha}_i, i = \overline{1, n}, K_t = \text{diag}(K(\frac{t-t_i}{h_1}), i = \overline{1, n})$ –

диагональная матрица весовых функций, определяющая значимость значений дебитов скважин в различные моменты времени истории разработки относительно значений дебитов в текущий момент времени t ;

$$W_{1j} = \text{diag}(K(\frac{t-t_i}{h_1})w_1(\frac{f(\alpha^0(t), P_3(t)) - \bar{q}_j(t_i)}{h_2}), i = \overline{1, n}),$$

$$W_{2i} = \text{diag}(K_i(\frac{t-t_i}{h_1})w_2(\frac{\alpha_j^0(t) - \bar{\alpha}_j(t_i)}{h_3}), j = \overline{1, m})$$

– матрицы, в которых весовые функции w_1, w_2 определяют значимость дебита скважин окружения и дополнительных априорных сведений; $\alpha_j^0(t)$, $j = \overline{1, m}$ – начальные приближения параметров модели дебита скважины в момент времени t ; $h = (h_1, h_2, h_3)$ – управляющие параметры;

$$q^* = (q^*(t_i), i = \overline{1, n}),$$

$$f_1(\alpha(t), P_3) = (f_1(\alpha(t), P_3(t_i), i = \overline{1, n}),$$

$$\bar{q}_j = (\bar{q}_j(t_i), i = \overline{1, n}), j = \overline{1, m}$$

– векторы значений дебитов жидкости исследуемой скважины (фактические и вычисленные на основе модели f_1) и дебитов (приемистости) скважин окружения; $\|X\|$ – норма вектора X ;

Весовые функции (ядра) K, w_1, w_2 обладают следующими свойствами [6]:

$$w(x-u)/h \rightarrow 1, h \rightarrow \infty; w(x-u)/h \rightarrow 0, h \rightarrow 0. \quad (6)$$

Для получения оценок управляющих параметров h^* (5) используется контрольный участок истории разработки длительностью $t_{n-\tau}, t_{n-\tau+1}, \dots, t_n$ с объемом выборки τ .

Анализ точности оценок продуктивности скважины и пластового давления

Анализ точности оценок продуктивности скважины и пластового давления проводился методом статистического моделирования с использованием линейной стохастической интегрированной системы моделей

$$\begin{cases} q^*(t_i) = q(t_i)(1 + c_1 \xi(t_i)) = \\ = (\alpha_1(t_i) + \alpha_2 \cdot P_3(t_i)) \cdot (1 + c_1 \xi(t_i)), \\ \bar{q}(t_i) = k \cdot q(t_i)(1 + c_2 \eta(t_i)), \\ \bar{a}_1(t_i) = \alpha_1(t_i)(1 + c_3 v_1(t_i)), \\ \bar{a}_2(t_i) = \alpha_2(1 + c_4 v_2(t_i)), \quad i = \overline{1, n}, \end{cases} \quad (7)$$

дебита центрального ряда трехрядной схемы расположения добывающих скважин, где коэффициент взаимодействия k нагнетательной скважины с приемистостью $\bar{q}(t)$ и добывающей с дебитом $q(t)$ рассчитывался для однородного пласта при поршневом вытеснении из него нефти водой по формуле [7. С. 172]

$$k = (2C/B + 1)/n_n \approx 1,3$$

при $C/B=1,42$ и числе нагнетательных скважин $n_n=3$.

В (7) дебит скважины $q(t)$ представлен линейной зависимостью (модель линейной фильтрации жидкости), в которой параметр $\alpha_1(t_i)=P_{nl}(t_i) \cdot \alpha_2$, где $P_{nl}(t_i)$ – пластовое давление, в течении 10 мес. разработки, изменялось по линейному закону ($P_{nl}(t_i)=a+b \cdot i, i=\overline{1, n}, a=20, b=1, n=10$), $\alpha_2=4$ – коэффициент продуктивности скважины постоянен, $t_i=i$ – номер месяца разработки; $\bar{q}(t_i), i=\overline{1, n}, \bar{q}(t_i), i=\overline{1, n}$ – имитируемые значения дебитов исследуемой и приемистости нагнетательной скважины; $\bar{\alpha}_1(t_i), \bar{\alpha}_2(t_i), i=\overline{1, n}$ – имитируемые значения дополнительных априорных сведений о параметре $\alpha_1(t_i)$ и коэффициенте продуктивности скважины α_2 ; $\xi(t_i), \eta(t_i), v_j(t_i), j=1,2$ – случайные величины, полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией; $c_j, j=\overline{1, 4}$ – некоторые константы, представляющие относительный уровень ошибок. Забойное давление скважины задавалось постоянным: $P_3(t_i)=P_3=13$ МПа.

Для модели (7) процедура определения оценок параметров $\alpha^*(t, h)=(\alpha_1^*(t, h), \alpha_2^*(t, h))$ (4) сводится к решению системы линейных уравнений:

$$\begin{aligned} (F_1^T K_t F_1 + k \cdot F_1^T W_1 F_1 + \sum_{i=1}^n W_2) \cdot \alpha^*(t, h) = \\ = (F_1^T K_t q^* + F_2^T W_1 \bar{q} + \sum_{i=1}^n W_2 \bar{\alpha}_i), \end{aligned} \quad (8)$$

где $F_i=(f_{ij}, i=\overline{1, n}, j=1,2)$ – матрица размерности $(n \times 2)$ с элементами $f_{i1}=1, f_{i2}=P_3(t_i), i=\overline{1, n}$; K_t, W_1, W_2 – диагональные матрицы (4), (5) с весовыми функциями вида (6): $K(u)=\exp(-u^2/2)$; $q^*=(q^*(t_i), i=\overline{1, n})$, $\bar{q}=(\bar{q}(t_i), i=\overline{1, n})$, $\bar{\alpha}_i=(\bar{\alpha}_{ij}(t_i), j=1,2), i=\overline{1, n}$ – векторы имитируемых дополнительных априорных данных и экспертных оценок параметров дебита скважины; $P_3=(1, P_3)^T$ – вектор-столбец.

Следует отметить, что при значениях управляющих параметров $h_2, h_2=0$ дополнительная априорная информация не учитывается, и процедура оценивания параметров (8) совпадает с взвешенным методом наименьших квадратов

$$(F_1^T K_t F_1) \cdot \alpha^*(t, h_1) = F_1^T K_t q^*. \quad (9)$$

Для определения оптимальных значений управляющих параметров h^* (5) использовался метод деформированного многогранника [8]. Начальные приближения параметров $\alpha^0(t)$ в (8) рассчитывались по регуляризированному методу наименьших квадратов [9]

$$(F_1^T K_t F_1 + \gamma \cdot I) \cdot \alpha^*(t, h_1) = F_1^T K_t q^*.$$

Параметр регуляризации γ выбирался путем решения оптимизационной задачи

$$\gamma^* = \arg \min_{\gamma} \sum_{i=n-\tau}^n (q^*(t_i) - \alpha_1^*(t_i, \gamma) - \alpha_2^*(t_i, \gamma) \cdot P_3^*(t_i))^2$$

методом дихотомии [8] ($n=3$). При $n < 3$ параметр γ выбирался равным 0,01.

Относительные ошибки оценок пластового давления и продуктивности скважины определялись по формулам:

$$\delta_n(P_{nl}^*(t_i)) = \text{abs}((P_{nl}^*(t_i) - P_{nl}(t_i)) / P_{nl}(t_i)),$$

$$\delta_n(\alpha_2^*(t_i, h^*)) = \text{abs}((\alpha_2^*(t_i, h^*) - \alpha_2) / \alpha_2), \quad i = \overline{1, n},$$

где $P_{nl}^*(t_i)=\alpha_1^*(t_i, h^*)/\alpha_2^*(t_i, h^*)$, $\alpha_2^*(t_i, h^*)$ – оценки пластового давления и продуктивности скважины, $P_{nl}(t_i)$, α_2 – заданные (точные) значения пластового давления и продуктивности скважины (7).

В качестве примера, в табл. 1, 2 приведены результаты расчета относительных ошибок оценок пластового давления и продуктивности скважины в зависимости от вида интегрированной модели (7) и объема измерений дебита скважины n .

Для указания вида модели (7) введены следующие обозначения: $\{q^*\}$ – априорная информация отсутствует; $\{q^*, \bar{q}\}$, $\{q^*, \bar{\alpha}\}$, $\{q^*, \bar{q}, \bar{\alpha}\}$ – учет промысловых данных о приемистости нагнетательной скважины, априорных данных и экспертных оценок продуктивности скважины, промысловых данных о приемистости и экспертных оценок продуктивности.

Уровень ошибок дебита скважины составлял порядка 10 %, что соответствует точности наиболее распространенной измерительной системы типа «Спутник» [10]. Для имитации дебита скважины с относительным уровнем ошибок 10 % параметр c_1 выбирался равным 0,1. Для имитации дополнительных априорных сведений о пластовом давлении и продуктивности скважины с относительным уровнем ошибок 5 % параметры c_3, c_4 в модели (7) выбирались равными 0,05. Данный уровень ошибок соответствует приемлемому в практике нефтегазодобычи уровню погрешностей оценок гидродинамических параметров нефтяных пластов [10].

Из табл. 1, 2 видно, что предложенные оценки параметров моделей дебита скважин с учетом дополнительной информации о приемистости нагнетательной скважины, дополнительных априорных сведений о пластовом давлении и продуктивности скважины (8) более точны по сравнению с оценками метода наименьших квадратов (9). Значитель-

ный выигрыш в точности наблюдается при небольшом объеме данных истории разработки, порядка 3–6 значений дебита и забойного давления скважины. Например, для получения оценок пластового давления с относительными ошибками в пределах 3 % достаточно пяти измерений дебита и забойного давления скважины (табл. 1). Для модели $\{q^*\}$, не учитывающей дополнительные априорные данные, относительная ошибка составляет 9 %.

Таблица 1. Относительная ошибка оценок пластового давления, %

Модель дебита скважины	Объем измерений дебита и забойного давления скважины									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\{q^*\}$	–	49	41	21	9	7,1	5,4	4,7	4,1	3,3
$\{q^*, \bar{q}\}$	41	28	18	5,5	5,3	4,7	4,1	3,81	3,4	2,6
$\{q^*, \bar{\alpha}\}$	39	27	16	6,3	4,8	4,2	3,6	3,1	2,9	2,4
$\{q^*, \bar{q}, \bar{\alpha}\}$	27	19	5,7	3,8	2,9	2,51	2,34	2,27	2,16	2,12

В заключение отметим, что предложенные интегрированные модели, метод и алгоритмы идентификации дебита скважин (1), (4), (5), (8) позволяют:

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче. – М.: Наука, 1997. – 210 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 462 с.
3. Севостьянов Д.В., Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации показателей разработки нефтяных месторождений // Доклады ТУСУР. – 2004. – № 2 (10). – С. 87–93.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во НТЛ, 2004. – 240 с.
5. Сергеев В.Л. Идентификация систем с учетом априорной информации. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 146 с.

Таблица 2. Относительная ошибка оценок продуктивности скважины, %

Модель дебита скважины	Объем измерений дебита и забойного давления скважины									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\{q^*\}$	–	45	32	18	11	7,3	5,3	4,8	4,6	4,12
$\{q^*, \bar{q}\}$	32	23	14	8,3	6,4	5,9	5,3	4,7	4,1	3,6
$\{q^*, \bar{\alpha}\}$	28	23	9	7,5	5,3	4,7	4,3	4,1	3,6	3,4
$\{q^*, \bar{q}, \bar{\alpha}\}$	21	15	4,9	3,2	2,9	2,43	2,12	2,05	2,01	1,85

1. Учитывать данные о дебитах (приемистости) скважин окружения, дополнительные априорные сведения и экспертные оценки гидродинамических параметров (пластовое давление, продуктивность скважин и т. д.).
2. Получать оценки в условиях априорной неопределенности о моделях зависимости дебита исследуемой скважины от дебита (приемистости) соседних скважин окружения, моделях дополнительных априорных сведений и экспертных гидродинамических параметров.
3. Значительно, более, чем в два раза, повысить точность оценок пластового давления и продуктивности скважины.

6. Тарасенко Ф.П. Непараметрическая статистика. – Томск: Изд-во Томского гос. ун-та, 1975. – 292 с.
7. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
8. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.
9. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 288 с.
10. Хисамов Э.И., Сулейманов Р.Г., Фахруллин Р.Г. и др. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. – 227 с.