

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ СТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С УЧЕТОМ АПРИОРНОЙ ИНФОРМАЦИИ**

Нгуен Тхак Хоай Фьонг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача определения параметров газовых и газоконденсатных пластов по результатам стационарных газодинамических исследований (ГЗДИ) скважины по индикаторной кривой (ИК) и предлагается метод ее решения с использованием технологии интегрированных моделей с учетом априорной информации. Приводятся примеры интерпретации результатов исследований скважин газоконденсатного месторождения Тюменской области. В основе метода интерпретации стационарных ГЗДИ скважин использована интегрированная система моделей ИК с учетом априорной информации о пластовом давлении P_{nz} и фильтрационных параметрах пласта [1,2]

$$\begin{cases} y_i^* = \alpha_1 + \alpha_2 q_i + \alpha_3 q_i^2 + \xi_i, \\ \bar{\alpha}_j = \alpha_j + \eta_j, j = 1,3, i = 1, n, \end{cases}$$

(1)

где $y_i^* = P_{i,z}^2, q_i$ - значения квадрата забойного давления и дебита, полученные на режиме испытания скважины с номером i ; $F = (1, q_i, q_i^2, i = 1, n)$ - матрица известных значений дебитов; $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3)$ - вектор неизвестных значений параметров; $\alpha_1 = P_{nz}^2$; $\bar{\alpha}_j$ - дополнительные априорные данные и экспертные оценки квадрата пластового давления $\bar{\alpha}_1 = P_{nz}^2$ и фильтрационных параметров пласта $\bar{\alpha}_2, \bar{\alpha}_3$; ξ_i, η_j - случайные величины; n - число режимов испытания. Метод интегрированных моделей ИК (1) обеспечивает получение устойчивых оценок гидродинамических параметров скважины и одновременно может существенно повышать их точность за счет использования дополнительных априорных данных. Процедура определения параметров модели ИК (1) сводится к решению оптимизационных задач вида [2-3]

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha, \beta) = J(\alpha) + J_{\alpha}(\alpha, \beta) = \|y^* - F\alpha\|^2 + \|\bar{\alpha} - \alpha\|_W^2, \quad (2)$$

$$\beta^* = \arg \min_{\beta} J(\alpha^*(\beta))$$

(3)

оптимизационная задача (2) сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений:

$$(F^T F + W(\beta)) \cdot \alpha^*(\beta) = (F^T Y^* + W(\beta) \bar{\alpha}), \quad (4)$$

Здесь запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); Φ - показатель качества модели (1), а $\|X\|_W^2$ означает квадратичную форму $X^T W X$. $J(\alpha), J_{\alpha}(\alpha, \beta)$ - показатели качества модели ИК и модели объектов-аналогов соответственно. $F, Y^*, \alpha, \bar{\alpha}, \xi, \eta$ - матрица и векторы модели (1) представленной в матричной форме [2]

$$\begin{cases} Y^* = F \alpha + \xi, \\ \bar{\alpha} = \alpha + \eta \end{cases}$$

$W(\beta) = \text{diag} \{ \beta_1, \beta_2, \beta_3 \}$ - диагональная матрица управляющих параметров $\beta = (\beta_1, \beta_2, \beta_3)$, определяющих значимость (вес) априорных данных $\bar{\alpha}$.

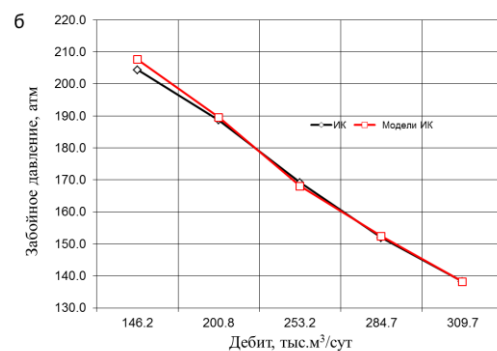
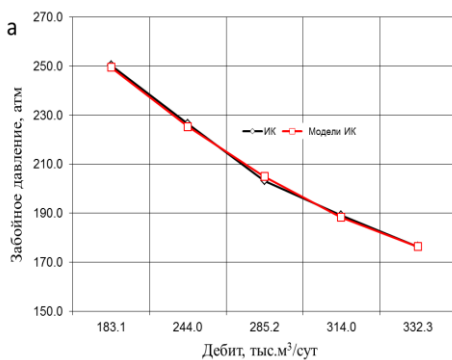


Рис. 1 Фактические и восстановленные значения индикаторной кривой а) скв. № 1046 и б) скв. № 1103

Результаты интерпретации стационарных исследований скважин № 1046 и №1103 газоконденсатного месторождения Тюменской области приведены на рис. 1,2 и в табл.1,2. На рис.1 приведены фактические (линия ИК) и восстановленные (линия модель ИК) значения индикаторной кривой скважин №1046 и №1103. В качестве дополнительных данных использовались экспертные оценки пластового давления и фильтрационных параметров. Для скважины №1046: $\bar{P}_{пл} = 308 \text{ атм}$, $\bar{\alpha}_2 = 100 \text{ атм}^2 / (\text{тыс.м}^3 / \text{сут})$, $\bar{\alpha}_3 = 0,8 \text{ атм}^2 / (\text{тыс.м}^3 / \text{сут})^2$; Для скважины 1103: $\bar{P}_{пл} = 265 \text{ атм}$, $\bar{\alpha}_2 = 100 \text{ атм}^2 / (\text{тыс.м}^3 / \text{сут})$, $\bar{\alpha}_3 = 0,8 \text{ атм}^2 / (\text{тыс.м}^3 / \text{сут})^2$.

На рис. 2 приведены оценки пластового давления соответственно числу режимов обработки. В табл.1 приведены оценки фильтрационных параметров и пластового давления скважин №1046 и №1103.

Из табл.1 и рис.1,2 видно, с увеличением числа режимов обработки точность оценок возрастает. Для получения приемлемые оценок пластового давления и фильтрационных параметров достаточно 3-4 режимов обработки.

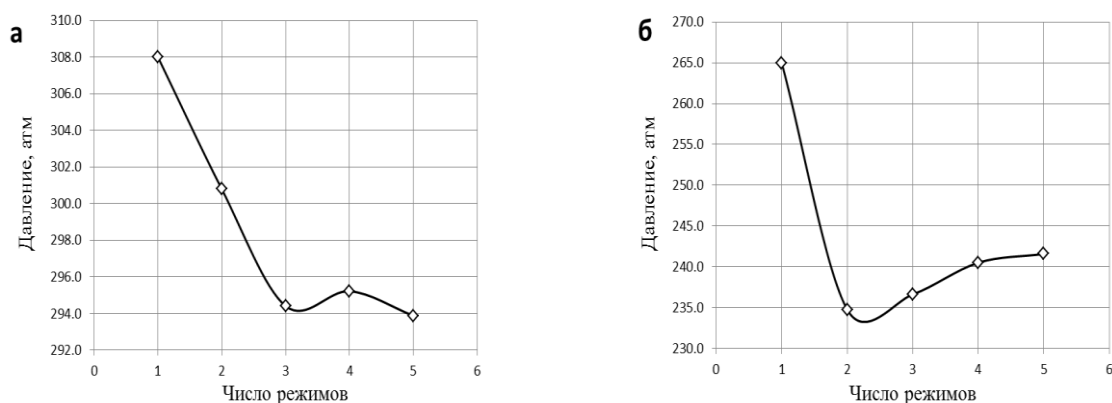


Рис. 2 Оценки пластового давления скважин а) скв. № 1046 и б) скв. № 1103

Таблица 1

Результаты обработки ИК скважин № 1046, № 1103 газоконденсатного месторождения.

Режимы обработки	Номер скважины	Фильтрационные параметры		Пластовое давление
		a	b	
2	1046	94.50	0.27	300.79
	1103	78.62	0.09	234.77
3	1046	91.53	0.24	294.41
	1103	79.00	0.12	236.64
4	1046	91.85	0.23	295.22
	1103	82.64	0.14	240.52
5	1046	90.94	0.23	293.88
	1103	83.87	0.14	241.60

Выводы. Для определения параметров газовых и газоконденсатных пластов по результатам стационарных газодинамических исследований предлагается использовать интегрированные системы моделей индикаторной кривой с учетом априорной информации. На примере стационарных газодинамических исследований скважины месторождения Тюменской области показано, метод идентификации с учетом априорной информации позволяет получить устойчивые оценки пластового давления и фильтрационных параметров пласта при малом числе режимов обработки, что сокращается время исследования скважин.

Литература

1. Гриценко А.И., Алиев З.С. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. 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.
3. 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.