

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузиковско-Чижарской зоны нефтегазоаккумуляции) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
2. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского среднего массива) // в кн.: Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа / под ред. И.С. Грамберга и др. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152–171.
3. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Кобы выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
4. Ковешников А.Е. Месторождений нефти и газа трещинно-метасоматического генезиса в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 105–110.
5. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86.
6. Губкин М.И. Учение о нефти. – М.-Л.: ОНТИ НКТП СССР, 1932. – 443 с.
7. Колодий В.В. Роль подземных вод в формировании залежей нефти // Гидрогеология и нефтегазоносность. – Минск: Наука и техника, 1982. – С. 25–42.
8. Нестеров И.И. Тайны рождения нефти. – М.: Знания, 1969. – 48 с.

Поступила 26.10.2012 г.

УДК 622.279.23: 519.688

ОЦЕНКА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ МЕТОДА ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ

В.В. Журавский, В.Л. Сергеев

Томский политехнический университет
E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru

Рассматривается проблема определения извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений по промысловым данным, и предлагается метод ее решения, основанный на интегрированной системе моделей материального баланса с учетом априорной информации. Приводятся результаты анализа точности предлагаемого и традиционного методов падения давления на основе данных показателей разработки Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения.

Ключевые слова:

Извлекаемые запасы, газовые и газоконденсатные месторождения, интегрированные системы моделей, метод падения давления, априорная информация.

Key words:

Recoverable reserves, gas and condensate fields, integrated system of models, method of pressure drop, a-priori information.

Введение

В настоящее время актуальной проблемой в области рационального использования природных ресурсов является задача мониторинга и контроля извлекаемых запасов месторождений углеводородов на ранних этапах их разработки, когда объем промысловых данных мал. Традиционным методом определения извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений является метод падения пластового давления (МПД), основанный на уравнении материального баланса, точность которого зависит от режима работы залежи [1]. Как правило, на газовых и газоконденсатных месторождениях имеют место два режима: короткий газовый и упруговодонапорный. При газовом режиме работы залежи зависимость пластового давления от накопленной добычи газа носит прямолинейный характер, что обеспечивает приемлемую точность определения запасов газа при полном вовлечении залежи в разработку и однородной ее

структуре по емкостным и фильтрационным параметрам. Упруговодонапорный режим характеризуется вторжением в газовую залежь воды, что приводит к отклонению зависимости давления и отборов газа от прямолинейной и значительным ошибкам в определении извлекаемых запасов.

В данной работе для определения извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений, повышения точности оценок предлагается использовать метод интегрированных моделей, позволяющий учитывать дополнительную априорную информацию [2].

Модифицированный метод падения давления с учетом априорной информации

Основу модифицированного метода падения давления составляет интегрированная система моделей материального баланса, представленная в виде двух дискретных стохастических систем уравнений [2]

$$\begin{cases} V_z^* = V_z + \xi = F_z(P, \alpha) + \xi, \\ \bar{Z} = Z + \eta = F_a(P, \alpha) + \eta. \end{cases} \quad (1)$$

Первая система моделей отражает зависимость накопленных отборов газа от пластового давления. Вторая система представляет дополнительные априорные данные и экспертные оценки технологических показателей разработки (ТПР). Здесь V_z^* , $P=(v_{z,i}, p_i, i=\overline{1, n})$ – векторы фактических значений накопленных отборов газа и пластового давления, вычисленные в моменты времени t_i ; $\bar{Z}=(\bar{z}_1, \bar{z}_2, \dots, \bar{z}_n)$ – вектор дополнительных априорных данных и экспертных оценок ТПР; V_z, Z – векторы накопленных отборов газа и дополнительных априорных данных, вычисленные на основе моделей F_z, F_a , заданных с точностью до параметров $\alpha_n=(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$; $\xi_n=(\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n)$, $\eta_n=(\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_n)$ – векторы случайных величин, представляющих погрешности измерений накопленных отборов газа, пластового давления и, соответственно, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок.

Для получения оценки извлекаемых запасов по аналогии с методом падения давления используем линейную зависимость накопленных отборов от пластового давления. В данном случае интегрированная система моделей материального баланса (1) состоит из двух систем линейных дискретных стохастических уравнений вида

$$\begin{cases} V_z^* = F_z \alpha + \xi, \\ \bar{Z} = F_a \alpha + \eta \end{cases} \quad (2)$$

и задача ее идентификации по определению неизвестных параметров α сводится к решению следующей системы линейных уравнений [2]

$$(F_z^T F_z + F_a^T W_\beta F_a) \cdot \alpha_n(\beta) = (F_z^T V_z^* + F_a^T W_\beta \bar{Z}), \quad (3)$$

где $F_z^T = \begin{bmatrix} 1, & 1, \dots, 1 \\ p_1, & p_2, \dots, p_n \end{bmatrix}$, $F_a^T = \begin{bmatrix} 1, 0 \\ 0, 1 \end{bmatrix}$ – матрицы размерности (2×2) ; $\bar{Z}=(\bar{V}_u, \bar{p}_n/\bar{V}_u)$ – вектор экспертных оценок извлекаемых запасов \bar{V}_u и начального пластового давления \bar{p}_n ; $W = \text{diag}(\beta_1, \beta_2)$ – диагональная матрица управляющих параметров $\beta_n=(\beta_1, \beta_2)$, определяющих значимость (вес) дополнительных данных \bar{Z} ; T – символ транспонирования.

Оценку извлекаемых запасов определяем по формуле

$$V_{u,n}^*(\beta_n^*) = \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*), \quad (4)$$

где оценку $\alpha_{1,n}^*(\beta_n^*)$ находим из решения системы уравнений (3), а оценку вектора управляющих параметров β_n^* – путем решения оптимизационной задачи [2]

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} \|V_z^* - F_z \alpha_n^*(\beta_n)\|^2, \quad (5)$$

запись $\|X\|^2$ означает норму вектора X ; n – объем данных отборов газа и пластового давления.

Алгоритм определения извлекаемых запасов модифицированным методом падения давления

заключается в формировании и решении системы линейных уравнений (3), решении оптимизационной задачи (5), вычислении оценок извлекаемых запасов по формуле (4) и, при необходимости, корректировке экспертных оценок начальных извлекаемых запасов пластового давления.

Следует отметить, что оценка извлекаемых запасов оптимальна, поскольку получена путем решения оптимизационной задачи

$$\alpha_{1,n}^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(\alpha_n, \beta_n),$$

при использовании комбинированного показателя

$$\begin{aligned} \Phi(\alpha_n, \beta_n) &= J_0(\alpha_n) + J_1(\alpha_n, \beta_n) = \\ &= \|V_z^* - F_z \alpha\|^2 + \|\bar{Z} - F_a \alpha_n\|_{W(\beta_n)}^2, \end{aligned}$$

где запись $\|X\|_W^2$ означает квадратичную форму $X^T W X^T$. Для получения оценки (4) достаточно взять производные от функционала $\Phi(\alpha_n, \beta_n)$ по α_n и приравнять их к нулю. Однако, несмотря на оптимальность оценки извлекаемых запасов (4), ее свойства существенным образом зависят от выбора управляющих параметров β_n и экспертных оценок \bar{Z} . Так, например, при $\beta_{1,n}^* = \beta_{2,n}^* = 0$ из (4) следует оценка МПД

$$V_{u,n}^*(0) = \alpha_{1,n}^*(0), \quad (6)$$

а при $\beta_{1,n}^* = \beta_{2,n}^* = \beta_n^*$ и $\bar{V}_u = 0, \bar{p}_n/\bar{V}_u = 0$ следует регуляризованная оценка метода падения давления (РМПД)

$$V_{u,n}^*(\beta_n^*) = \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*). \quad (7)$$

Результаты исследования точности оценок

Результаты исследования точности оценок извлекаемых запасов по промысловым данным отражены в табл. 1, 2.

В табл. 1 приведены прогнозные оценки извлекаемых запасов, полученные традиционным методом падения давления – МПД (6), регуляризованным методом падения давления – РМПД (7) и модифицированным методом падения давления – ММПД (4), начиная с четвертого года разработки. В качестве дополнительных априорных сведений использовались данные об извлекаемых запасах, полученные на основе объемного метода $\bar{V}_u = 10,5 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ и начальном пластовом давлении $\bar{p} = 10 \text{ МПа}$, с последующей корректировкой \bar{Z} в модели (2) по схеме

$$\bar{Z}_{n+1} = (V_{u,n}^*(\beta_n^*), p_n, /V_{u,n}^*(\beta_n^*)), \quad n = 1, 2, 3, \dots, n_k - 1.$$

Для определения оценок управляющих параметров $\beta_{1,n}^* = \beta_{2,n}^* = \beta_n^*$ использовался метод дихотомии. В табл. 2 приведены промысловые данные показателей разработки Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения, взятые из работы [1], где авторами показано, что, начиная с 9-го года разработки, происходят значительные отклонения зависимости пластового давления и накопленных отборов газа от прямолинейной и использование метода падения вызывает значительные трудности.

Таблица 1. Оценки извлекаемых запасов Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения, 10^9 м^3

Номер года разработки	Методы		
	МПД	РМПД	ММПД
4	8,210	5,242	7,122
5	7,796	6,682	7,122
6	7,872	7,323	7,128
7	8,217	7,870	7,146
8	8,273	8,053	7,166
9	8,582	8,415	7,206
10	8,834	8,702	7,254
11	8,992	8,886	7,306
12	9,149	9,061	7,364
13	9,311	9,235	7,429
14	9,422	9,356	7,494
15	9,493	9,436	7,558

Из табл. 1 видно, что оценки извлекаемых запасов, полученные модифицированным методом падения давления, более точные и устойчивые по сравнению с традиционными оценками метода падения давления, особенно с девятого года разработки, когда наблюдаются отклонения пластового давления и накопленных отборов газа от прямолинейной зависимости. Так, например (см. табл. 2), относительная ошибка извлекаемых запасов модифицированным методом падения давления на 15-м году разработки составляет порядка 7 %, а методом падения давления – порядка 33 %. Отметим, что реально извлекаемые запасы Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения за все годы разработки составили $6,91 \cdot 10^9 \text{ м}^3$.

Выводы

1. Для оценки извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений предложен мо-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мирзаджанадзе А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 880 с.: ил.

Таблица 2. Промысловые данные годовых показателей разработки Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения

Номер года разработки	Отборы газа, 10^9 м^3	Пластовое давление, МПа
1	0,08	9,6
2	0,36	9,1
3	0,76	8,6
4	1,42	8,0
5	2,14	6,9
6	2,93	6,1
7	3,51	5,6
8	4,18	4,9
9	4,53	4,8
10	5,06	4,4
11	5,37	4,1
12	5,52	4,0
13	5,93	3,8
14	6,14	3,6
15	6,36	3,4

дифицированный метод падения давления, основанный на интегрированной системе моделей материального баланса, позволяющий учитывать и корректировать дополнительную априорную информацию о начальных извлекаемых запасах и пластовом давлении.

2. На примере Анастасиевско-Троицкого газоконденсатного месторождения показано, что модифицированный метод падения давления позволяет существенно повысить точность оценок извлекаемых запасов, особенно на упруговодонапорном режиме работы залежи, когда происходит отклонение пластового давления и накопленных отборов газа от прямолинейной зависимости.

2. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.

Поступила 22.06.2012 г.