

文章编号: 1001-3873(2008)05-0613-03

# CO<sub>2</sub>气藏气井产量递减预测方法的应用

李春芹<sup>1</sup>, 薛国庆<sup>2</sup>, 李 闯<sup>2</sup>, 肖文联<sup>2</sup>

(1. 中国石化 胜利油田有限责任公司 纯梁采油厂, 山东 东营 256504; 2. 西南石油大学, 成都 610500)

**摘要:** 在 Fraim 提出的 CO<sub>2</sub> 气藏气井产量递减模型的基础上, 结合非线性回归分析方法和 CO<sub>2</sub> 气藏的高压物性随温度、压力变化关系, 根据 CO<sub>2</sub> 气藏气井的生产史确定出 CO<sub>2</sub> 气藏单井控制储量和地层参数的计算公式, 并应用这些公式计算了花沟气田高 53 块井的单井控制储量, 从而弄清了花沟气田的储量动用程度, 为气田下一步开发决策提供了重要依据。同时还提出了用标准化时间和标准化压力的半对数图是否呈直线作为检验计算结果正确与否的标准, 为获取准确的储量和地层参数提供了依据。

**关键词:** CO<sub>2</sub> 气藏; 产量; 递减; 地层参数; 储量

中图分类号: TE112.2

文献标识码: A



花沟气田高 53 块于 1988 年 3 月高 53 井完钻发现 CO<sub>2</sub> 气藏, 至目前共完钻探井 6 口。主要含气层系是馆陶组, 天然气主要成分是 CO<sub>2</sub>, 其含量达 98% 以上。

1994 年上报馆陶组 CO<sub>2</sub> 气藏叠合含气面积 21 km<sup>2</sup>, 地质储量 9.05 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 可采储量 6.34 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。该块

1996 年由井下鲁胜二氧化碳公司投入开发, 目前有开发井 4 口, 日产 50 t, 累产 12.068 5 × 10<sup>4</sup> t, 折合气 0.65 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, 采出程度 7.2%, 剩余可采储量 5.685 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。为了深入挖潜, 做好气田下一步的调整方案, 气田开展了动储量论证及储量动用程度等研究工作。

## 1 正常压力下 CO<sub>2</sub> 气藏气井产量递减模型

Fraim<sup>[1]</sup>把不考虑岩石和水的压缩性物质平衡方程与气井拟稳态产能方程相结合, 考虑标准化时间和标准化压力, 推导出了以下公式:

$$\ln \frac{q}{q_i} = \frac{2J_g(p/z)_i}{G\mu_i C_{gi}} \int_0^t \frac{\mu_i C_{gi}}{\mu(p) C_g(p)} dt, \quad (1)$$

其中

$$J_g = \frac{2.6751 \times 10^{-5} K_g h}{2 \ln \left( \frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right)} p_{sc} t_D; \quad (2)$$

定义标准化时间为

$$t_n = \int_0^t \frac{\mu_i C_{gi}}{\mu(p) C_g(p)} dt, \quad (3)$$

并令

$$D_i = \frac{2J_g(p/z)_i}{G\mu_i C_{gi}}. \quad (4)$$

将(3)式、(4)式代入(1)式并整理得

$$q = q_i \exp(-D_i t_n). \quad (5)$$

采用 LM<sup>[2]</sup>线性回归分析方法可确定(5)式中的  $q_i$  和  $D_i$ , 再根据原始条件下气井的产能方程, 便可确定气井单井控制的储量  $G$ , 可采储量  $(G_p)_{ult}$ , 储集层参数  $K_g h$  和  $K_g/\phi$ . 计算表达式为

$$G = \frac{q_i}{D_i} \frac{2(p/z)_i}{\mu_i C_{gi} (p_{pi} - p_{pwf})}; \quad (6)$$

$$(G_p)_{ult} = \frac{q_i}{D_i} \frac{2[(p/z)_i - (p/z)_{wf}]}{\mu_i C_{gi} (p_{pi} - p_{pwf})}; \quad (7)$$

$$K_g h = 1.87 \times 10^4 \frac{q_i \ln \left( \frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right) p_{sc} t_D}{T_{sc} (p_{pi} - p_{pwf})}; \quad (8)$$

$$K_g/\phi = 2.936 D_i \left( \frac{A}{\pi} - r_w^2 \right) S_{gi} \mu_i C_{gi} \ln \left( \frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right). \quad (9)$$

由 Fraim 提出的标准化压力  $(p/z)_n$  与无因次时间  $t_D$  的关系<sup>[1]</sup>, 推导出了标准化压力  $(p/z)_n$  与标准化时间  $t_n$  的关系为

$$\ln(p/z)_n = - \frac{0.02532 K_g}{\phi \mu_i C_{gi} \left( \frac{A}{\pi} - r_w^2 \right) \ln \left( \frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right)} t_n. \quad (10)$$

对于一个确定的 CO<sub>2</sub> 气藏, (10)式中右边除标准化时间  $t_n$  外都是常数, 因此标准化压力  $(p/z)_n$  与标准化时间  $t_n$  在半对数图上应为一 条直线, 这是检验该模型计算结果正确与否的标准。

在(1)式至(10)式中, CO<sub>2</sub> 气体的粘度  $\mu$  可以通过



查 CO<sub>2</sub> 粘度表<sup>[9]</sup>得出,CO<sub>2</sub> 气体的偏差因子  $z$  可根据气体状态方程得出

$$z = pM/\rho RT, \quad (11)$$

其中 CO<sub>2</sub> 气体的密度  $\rho$  可以查 CO<sub>2</sub> 密度表<sup>[3]</sup>。

求解 CO<sub>2</sub> 气藏参数和单井控制储量的计算框图如下(图 1):

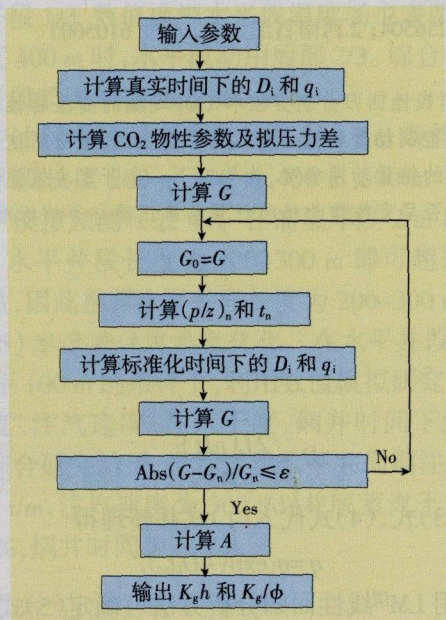


图 1 求解 CO<sub>2</sub> 气藏参数的计算流程

## 2 实例对比分析

以高 53 块某 CO<sub>2</sub> 气井为例,其递减产量与生产时间关系曲线见图 2,基本参数如表 1 所示。运用 CO<sub>2</sub> 气藏气井产量递减模型对 CO<sub>2</sub> 气藏参数计算,计算值与试井解释值对比结果见表 2。

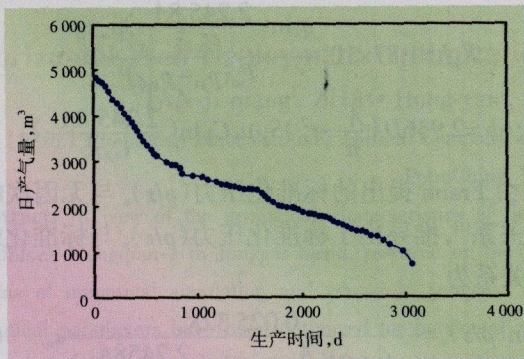


图 2 递减产量与生产时间关系曲线

表 1 CO<sub>2</sub> 气藏基本参数

参数	数值	参数	数值
气相渗透率(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	0.55	地层中部深度(m)	874
孔隙度	0.30	地层温度(°C)	49.44
有效厚度(m)	7.90	原始地层压力(MPa)	8.55
原始 CO <sub>2</sub> 气体饱和度	0.55	井底压力(MPa)	2.55
井筒半径(m)	0.108	形状因子	31.62

表 2 计算结果对比

气藏参数	计算值	试井解释值	相对误差(%)
$K_g h(10^{-3} \mu m^2 \cdot m)$	4.361	4.345	0.367
$K_g / \phi(10^{-3} \mu m^2)$	1.843	1.833	0.543

从表 2 可以看出,用 CO<sub>2</sub> 气藏气井产量递减模型计算的结果与试井解释值基本一致,由此证明了模型的正确性和适用性。根据 CO<sub>2</sub> 气藏气井产量递减模型公式(6)式计算出单井控制储量为 0.16×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,再由(7)式计算出单井可采储量为 0.13×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。作产量与标准化时间的双对数图(图 3)和标准化压力与标准化时间的半对数图(图 4)。

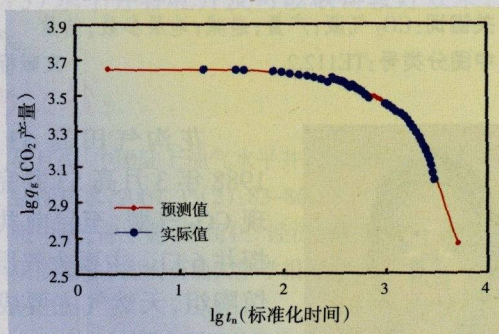


图 3 CO<sub>2</sub> 产量与标准化时间双对数曲线

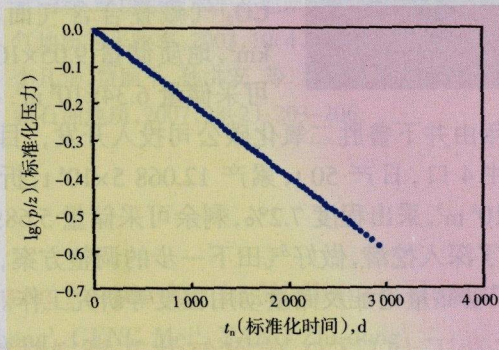


图 4 标准化压力与标准化时间的半对数曲线

用产量变化规律反求地层参数模型确定单井控制动态储量时,除了需要产量与标准化时间拟合好以外(图 3),还需要标准化时间与标准化压力的对数成线性关系(图 4),这是检验用(6)式计算得到的单井控制动态储量正确与否的标准。由图 4 可以看出,标准化压力与标准化时间是一直线关系,表明计算得到的 CO<sub>2</sub> 储量是正确的。

## 3 结论

(1) 根据 CO<sub>2</sub> 气藏的高压物性随温度、压力变化关系和 CO<sub>2</sub> 气藏气井的生产史确定出 CO<sub>2</sub> 气藏单井控制地质储量和地层参数的计算公式。

(2) 通过实例计算,确定了高 53 块 CO<sub>2</sub> 气藏某



气井地层参数,并和试井解释结果进行了对比,表明获取的地层参数准确可靠。

(3) 确定了 CO<sub>2</sub> 气藏某气井的单井控制储量,标准化压力与标准化时间半对数图为直线表明计算结果是正确的。

### 符 号 注 释

$A$ ——CO<sub>2</sub> 气藏单井泄气面积, m<sup>2</sup>;  
 $C_A$ ——形状因子, 无因次;  
 $C_g(p), C_{gi}$ ——分别为压力  $p$  下和原始条件下 CO<sub>2</sub> 气体的压缩系数, MPa<sup>-1</sup>;  
 $D$ ——地层中部深度, m;  
 $D_i$ ——初始递减率, d<sup>-1</sup>;  
 $G$ ——CO<sub>2</sub> 气藏单井地质储量, 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;  
 $(G_p)_{ult}, G_p$ ——分别为 CO<sub>2</sub> 气藏单井可采储量和累积产量, 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;  
 $h$ ——有效厚度, m;  
 $J_g$ ——采气指数, 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/(d·MPa<sup>2</sup>·mPa·s);  
 $K_g$ ——气相渗透率, ×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>;  
 $p, p_i, p_{sc}, p_{wf}$ ——分别为地层压力、原始地层压力、标准状态下压力和井底压力, MPa;  
 $p_{pi}, p_{pmf}$ ——分别为地层压力下和井底压力下的拟压力, MPa<sup>2</sup>/(mPa·s);

$(p/z)_n$ ——标准化压力, 无因次;  
 $q, q_i$ ——分别为任一时刻和初始递减产量, 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d;  
 $r_w$ ——井筒半径, m;  
 $S_{wi}, S_{gi}$ ——分别为束缚水的饱和度和原始 CO<sub>2</sub> 气体饱和度, %;  
 $t, t_n$ ——分别为真实时间和标准化时间, d;  
 $t_D$ ——无因次时间;  
 $T$ ——地层温度, °C;  
 $T_{sc}$ ——标态温度, K;  
 $z_i, z_{wf}$ ——分别为  $p_i$  和  $p_{wf}$  下 CO<sub>2</sub> 气体偏差因子, 无因次;  
 $\mu(p), \mu_i$ ——分别为压力  $p$  下和原始条件下 CO<sub>2</sub> 气体的粘度, mPa·s;  
 $\phi$ ——孔隙度, f.

### 参考文献:

- [1] Fraim M J. Gas reservoir decline-curve analysis using type curves with real gas pseudo pressure and normalized time [J]. SPEFE, 1989, (12): 671-682.
- [2] Li M. A new method for determination of gas reservoir parameters with rate decline data[A]. SPE 80513, 2003.
- [3] 李士伦, 张正卿, 冉新权. 注气提高石油采收率技术[M]. 成都: 四川科学技术出版社, 2001: 31-34.

## Application of Gas Well Production Decline Prediction Methods to CO<sub>2</sub> Gas Reservoir

LI Chun-qin<sup>1</sup>, XUE Guo-qing<sup>2</sup>, LI Min<sup>2</sup>, XIAO Wen-lian<sup>2</sup>

(1. Chunliang Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company Ltd., Sinopec, Dongying, Shandong 256504, China; 2. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

**Abstract:** This paper presents some formulas which are based on Fraim's chart matching model for gas reservoir, combined with the non-linear regression analysis and the relationship of PVT in CO<sub>2</sub> gas reservoir. They can be used to determine the OGIP and reservoir parameters according to CO<sub>2</sub> gas well production history. Through calculation of OGIP of Gao-53 Well in Huagou gas field, the reserves producing degree in this field has been found out, which can be as an important basis for further exploitation decision. Also, this paper presents the criterion to validate the calculation results with the semi-log figure of normalized time vs. normalized pressure being straight line or not, and provide references for acquiring proper OGIP or reserves and reservoir parameters.

**Key Words:** CO<sub>2</sub> gas reservoir; production; decline; reservoir parameter; OGIP; reserve