

# 矩形气藏的产量递减规律及动态预测方法

孙贺东<sup>1,2</sup> 毛小平<sup>3</sup> 康博<sup>4</sup>

1.中国科学院力学所 2.中国石油勘探开发研究院廊坊分院 3.中国石油西南油气田公司川东北气矿

4.中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院

孙贺东等.矩形气藏的产量递减规律及动态预测方法.天然气工业,2011,31(7):40-42.

**摘 要** 单井的生产动态预测通常分为定产降压和定压降产两个阶段,采用二项式产能方程和物质平衡方程对矩形低渗透气藏进行早期动态预测时,指标总是倾向乐观。针对该问题,将井位于矩形边界某一位置处的压力解与物质平衡方程相结合来预测定产降压阶段的井底流压、地层平均压力的变化,避开了产能方程的时效性问题;根据物质平衡方程和产能方程,建立了定压生产条件下的递减公式,并采用 Wattenbarger 定压形状因子进行定压降产阶段的动态预测,揭示了压力、产量随时间变化规律。实例计算结果表明:新建模型能够改善早期动态预测结果,各项指标接近生产实际。研究成果对于类似气藏合理有效开发方案的制订具有指导意义。

**关键词** 矩形气藏 定容 物质平衡法 递减 规律 动态 预测

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2011.07.010

利用物质平衡方程和二项式产能方程相结合进行生产动态预测的方法,在国内外已有广泛的应用<sup>[1-2]</sup>,但对低渗透气藏来说该方法预测结果偏乐观,原因有以下两个方面:①低渗透气藏的产能方程具有时效性<sup>[3]</sup>;②物质平衡方程过于简单,不能有效代表地层的实际情况。气田分块互补物质平衡法理论,初步解决了区域非均质性的问题<sup>[4]</sup>,但上述研究未考虑形状因子<sup>[5]</sup>及非达西效应<sup>[6]</sup>对定容气藏的递减规律动态预测结果的影响。笔者旨在针对封闭气藏建立一套比较符合实际的能够改善早期动态预测结果的理论方法,从而指导气藏的合理有效开发。

## 1 定产降压阶段动态预测模型

单井的生产动态预测通常分为定产降压和定压降产两个阶段。假设在均质地层矩形气藏中有 1 口井,单井以稳定的产量( $q_g$ )进行生产。

在定产降压阶段,流压的变化规律可以根据叠加原理计算<sup>[7]</sup>,平均地层压力根据物质平衡方程得出。

## 2 定压降产阶段动态预测模型

### 2.1 数学模型

由于真实气体的流动方程是非线性的,因此引入

拟压力。即

$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu Z} dp = 2 \int_0^p \frac{1}{\mu C_g} d\left(\frac{p}{Z}\right) \quad (1)$$

将渗流方程线性化,生产进入拟稳态之后,拟压力形式表示的二项式产能方程为:

$$\Delta m(p) = A q_g + B q_g^2 \quad (2)$$

$$\text{其中 } A = \frac{12.69 T}{K h} \ln \left( \frac{2.245 8 A_r}{C_A r_w^2} \right)$$

$$B = \frac{12.69 T D}{K h}$$

对于定容气藏,其物质平衡方程式为:

$$\frac{p}{Z} = \left( \frac{p}{Z} \right)_i \left( 1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (3)$$

式(1)~(3)构成了定容气藏定压降产阶段动态预测的基本方程。

### 2.2 模型求解

分别将式(1)~(3)微分,有

$$dm = \frac{2}{\mu C_g} d\left(\frac{p}{Z}\right) \quad (4)$$

$$dm = (A + 2Bq_g) dq_g \quad (5)$$

$$d\left(\frac{p}{Z}\right) = -\left(\frac{p}{Z}\right)_i \frac{q_g}{G} dt \quad (6)$$

三式联立求解得:

$$\left(\frac{A}{q_g} + 2B\right) dq_g = -2\left(\frac{p}{Z}\right)_i \frac{1}{G\mu C_g} dt \quad (7)$$

进行积分后有：

$$\ln\left(\frac{q}{q_g}\right) + \frac{2Bq_g}{A}\left(\frac{q}{q_g} - 1\right) = -2\left(\frac{p}{\mu C_g Z}\right)_i \frac{1}{AG} t_a \quad (8)$$

其中

$$t_a = \int_0^t \frac{(\mu C_g)_i}{\mu C_g} dt$$

若  $B=0$ ，则递减方程简化为 Fraim 模型<sup>[7]</sup>。由式(8)可知，封闭气藏递减规律除与单井控制储量、几何形状、地层压力等自身因素相关外，还与初期配产密切相关。

### 2.3 递减规律

某一气藏厚度 30 m，孔隙度为 0.2，地层温度为 80 °C，原始地层压力为 30 MPa，天然气相对密度为 0.6，渗透率为 10 mD。单井位于矩形气藏长度的 1/4 处(图 1)。井筒半径为 0.1 m，非达西系数为  $0.1 \times (10^4 \text{ m}^3/\text{d})^{-1}$ ，单井控制储量为  $3.846 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，二项式拟压力无阻流量为  $97.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，产能方程为：

$$\Delta m(p) = 341.583 q_g + 1.130 48 q_g^2 \quad (9)$$

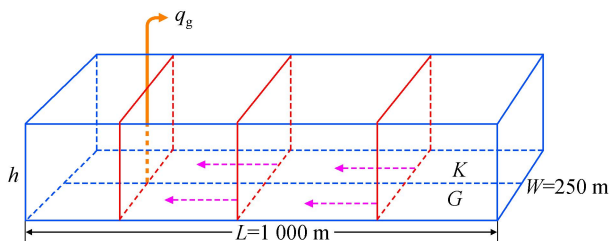


图 1 实际气藏参数示意图

预测结果如图 2 所示。在物质平衡时间下，Fraim 模型时间与产量呈指数关系，本文模型在后期与 Fraim 模型曲线平行，两条曲线间的距离由产能方程系数、初产量等因素控制；在真实时间情形下，递减曲线后期符合指数递减规律。

## 3 动态预测实例与讨论

### 3.1 常规方法无阻流量及指标预测

气藏厚度为 10 m，孔隙度为 0.1，渗透率为 1.0 mD，单井控制储量为  $0.641 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。其他参数与上例相同，采用单井数值模拟的方法进行研究。不同形状的形状因子及无阻流量预测结果如表 1 和图 3 所示。由于低渗情形下气井进入拟稳态的时间较长，在早期试气期间测试还处在不稳定流动状态，虽然井控面积的几何形状不同，但是根据试井设计计算的无阻流量基本一致，而与使用式(2)中  $A$ 、 $B$  值的拟稳态理论计算结果存在较大差异，误差在 1.8~2.5 倍。

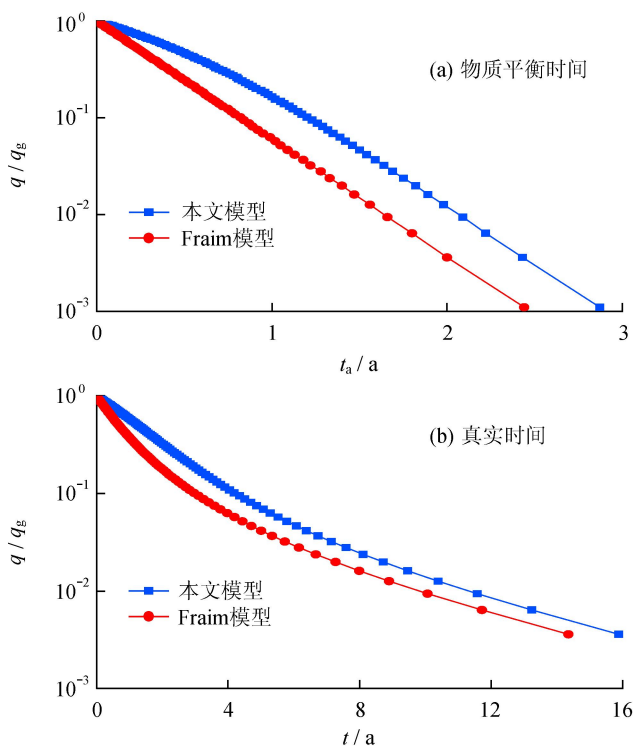


图 2 不同时间情形下两种模型的递减规律图

表 1 无阻流量预测表

形状	定产 $C_A$	定压 $C_{LCP}$	拟稳态时间	时间/d	无阻流量/ $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$		
					模拟计算	拟稳态计算	模拟/拟稳态
1	30.88	29.34	0.1	14	13.06	7.0	187.8%
2	12.99	10.92	0.7	101	13.06	6.6	198.1%
3	21.84	19.88	0.3	43	13.06	6.8	191.9%
4	10.84	9.50	0.4	58	13.06	6.5	200.3%
5	4.51	2.50	1.5	217	13.06	6.2	210.8%
6	5.38	3.95	0.8	116	13.06	6.3	208.6%
7	2.69	1.97	0.8	116	13.06	6.0	217.0%
8	0.23	0.03	4.0	579	13.06	5.3	246.5%

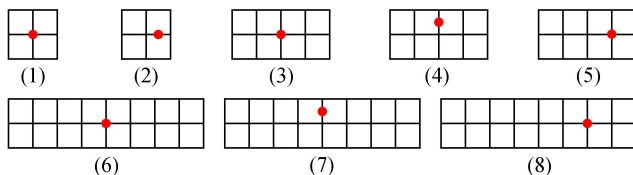


图 3 表 1、2 中的各种形状示意图

采用单井数值模拟的方法分析稳产期末采出程度和稳产时间变化如表 2 所示。假设单井以  $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的产量进行生产，稳产期末井底流压为 3.0 MPa，用试井设计数据二项式产能方程确定的稳产期明显偏大，为拟稳态计算值的 1.3~1.6 倍。

表 2 常规方法稳产期预测对比表

形状	地层压力		采出程度		稳产期		
	理论/ MPa	试井设计/ MPa	理论	试井 设计	理论/ a	试井设计/ a	试井设计 理论
1	16.1		0.46	0.61	4.5	5.9	1.3
2	16.6		0.45	0.61	4.3	5.9	1.4
3	16.3		0.46	0.61	4.4	5.9	1.3
4	16.7	11.7	0.44	0.61	4.3	5.9	1.4
5	17.1		0.43	0.61	4.2	5.9	1.4
6	17.0		0.43	0.61	4.2	5.9	1.4
7	17.4		0.42	0.61	4.1	5.9	1.4
8	18.5		0.38	0.61	3.7	5.9	1.6

3.2 本方法与传统方法比较

单井几何形状长宽比为 1 : 4, 假设以  $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的产量生产, 稳产期末井底流压为 3.0 MPa, 两种方法指标预测见图 4。可看出传统方法计算的各项指标明显高于本方法, 其预测结果偏乐观。

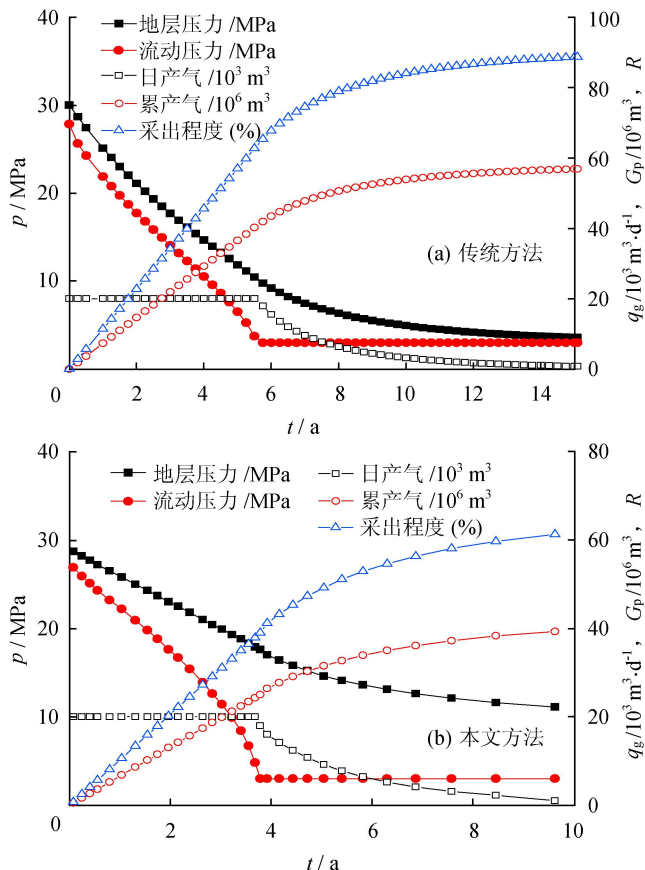


图 4 两种方法动态预测结果的比较图

4 结论

1) 单井的生产动态预测分为定产降压和定压降产两个阶段, 定产降压阶段可进一步划分为不稳定阶段

和拟稳态阶段, 由于储层物性和井控范围几何形状的影响, 气井现场产能测试通常很难达到拟稳态, 从而使传统的动态预测结果会出现较大偏差。

2) 在物质平衡时间下 Fraim 模型时间与产量成指数关系, 本递减模型是 Fraim 模型的完善和推广, 在后期与 Fraim 模型曲线平行, 两者间的距离由产能方程、初产量等因素控制; 在真实时间情形下, 递减曲线后期符合指数递减规律。

3) 笔者将动态预测与不稳定试井理论相结合, 避开了因产能方程的时效性所产生的误差, 解决了形状因子所造成的误差, 从而使预测结果与实际相符。

4) 根据递减模型可生成理论图版, 利用生产历史数据进行非线性拟合便可确定井控储量等参数。

符 号 说 明

$A$  为二项式产能方程层流项系数;  $A_r$  为面积,  $\text{m}^2$ ;  $B$  为二项式产能方程湍流项系数;  $C_A$  为形状因子;  $C_g$  为气体压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $D$  为非达西流系数,  $(10^4 \text{ m}^3/\text{d})^{-1}$ ;  $G$  为天然气地质储量,  $10^8 \text{ m}^3$ ;  $G_p$  为累积产气量,  $10^8 \text{ m}^3$ ;  $Kh$  为地层系数,  $\text{mD} \cdot \text{m}$ ;  $m(p)$  为真实气体的拟压力,  $\text{MPa}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ;  $p$  为压力,  $\text{MPa}$ ;  $q_g$  为日产气量,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $T$  为温度,  $\text{K}$ ;  $r_w$  为井底半径,  $\text{m}$ ;  $t$  为时间,  $\text{h}$ ;  $t_a$  为标准化拟时间,  $\text{h}$ ;  $Z$  为真实气体偏差系数;  $\mu$  为黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。下标:  $i$  为初始状态。

参 考 文 献

- [1] MATTAR L, HAWKES R V, SANTO M S, et al. Prediction of long-term deliverability in tight formations [C]// paper 26178-MS presented at the SPE Gas Technology Symposium, 28-30 June 1993, Calgary, Alberta, Canada. New York: SPE, 1993.
- [2] 卢晓敏. 气藏动态预测物质平衡法研究 [J]. 天然气勘探与开发, 1999, 22(3): 29-39.
- [3] 韩永新, 孙贺东. 复杂低渗气藏压裂井测试产能特征分析 [J]. 油气井测试, 2006, 15(1): 23-25.
- [4] 王星, 黄全华, 尹琅, 等. 考虑水侵和补给的气藏物质平衡方程的建立及应用 [J]. 天然气工业, 2010, 30(9): 32-35.
- [5] HELMY M W, WATTENBARGER R A. New shape factors for wells produced at constant pressure [C]// paper 39970-MS presented at the SPE Gas Technology Symposium, 15-18 March 1998, Calgary, Alberta, Canada. New York: SPE, 1998.
- [6] FRAIM M L, WATTENBARGER R A. Gas reservoir decline-curve analysis using type curves with real gas pseudo pressure and normalized time [J]. SPE Formation Evaluation, 1987, 2(4): 671-682.
- [7] 卢德唐. 现代试井理论及应用 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 166-168.