

文章编号 :1001- 3876( 2006)01- 0109- 03

# 计算稠油油藏蒸汽吞吐加热半径的新方法

范海军<sup>1</sup> 姚军<sup>1</sup> 成志军<sup>2</sup>

( 1. 中国石油大学,山东 东营 257061 2. 中国石油 新疆油田分公司 采油一厂 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:介绍了一种新的油藏工程动态分析方法——流动物质平衡方法,并将该方法应用于稠油蒸汽吞吐试井分析,计算出加热半径和地层污染系数。通过实例分析表明,该方法能够综合利用生产和测试数据进行动态分析,而且计算过程简单、结果可靠。

关键词:物质平衡法;稠油;蒸汽吞吐;加热;半径

中图分类号:TE345

文献标识码:A



文献[1]提出了一个加热半径的计算方法,需要先确定原油合理的流动系数,然后根据给定的流动系数确定相应的原油粘度,由粘温曲线求出所对应的温度作为加热区前沿温度,然后确定加热区的平均温度并计算加热区的动态加热半径。但是合理的流动系数并不

容易确定,在缺少粘温曲线或粘温曲线并不精确的情况下,只能用原始地层温度代替加热前沿温度,因该方法的计算结果偏大,所求的结果实际上是温度半径而不是加热区的半径。

在用试井分析方法确定加热半径时,通常是根据拟稳态阶段井底压力与时间的直线关系求斜率,但是这种方法要求产量为恒定,而实际上吞吐井开井生产后产量是不断变化的,而且即使求出平均产量,由于加热半径与产量的平方根成正比,所以平均产量的准确与否将严重影响加热半径的计算精度。为此,笔者采用了一种新的方法,即流动物质平衡方法(Flowing Material Balance Method)<sup>[2]</sup>,该方法原本用来计算地质储量,根据相同的原理,可以用它来计算加热半径。

## 1 方法推导

目前在蒸汽吞吐试井中,一种新型的工艺是在焖井结束后开井生产时把压力计挂在泵的下端一起下到井底,不影响生产,并依靠电池的能量长时间记录井底压力和温度的变化,这就为试井分析及参数计算提供了数据保证,使得能够获得不同流动阶段的井底

压力数据。

根据油藏温度的分布特点,一般将热采油藏简化成二区复合模式,内区称为波及区,相当于注汽井的蒸汽带或火烧油层的燃烧带,波及区的温度较高,含油饱和度较低;外区称为冷区,外区内的温度和流体基本上保持初始状态,如图1所示。

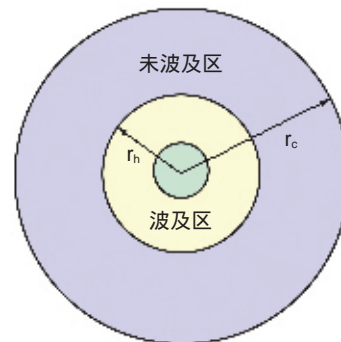


图1 蒸汽吞吐油藏复合模型示意

在压力波传播到两区边界上时,由于两区的流度比一般较大,所以会有一个过渡段,油藏压力呈拟稳态变化,在此阶段波及区的平均压力与井底压力有如下关系:

$$p = p_w + \frac{q \mu B}{2 Kh} \left( \ln \frac{r_h}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad (1)$$

由物质平衡原理,在拟稳态阶段有

$$q t B = R_i^2 \phi (h) (p_i - \bar{p}) C_i \quad (2)$$

从(1)(2)式中消去 $p$ ,得

$$p_i - p_w = \frac{q \mu B}{2 Kh} \left[ \frac{2 K t}{\phi \mu C_i A} + \left( \ln \frac{r_h}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \right] \quad (3)$$

无因次形式为

$$p_D = 2 t_{DA} + \left( \ln \frac{r_h}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad (4)$$

收稿日期 2005-04-29

修订日期 2005-06-15

作者简介 范海军(1972-)男,山东乐陵人,硕士,油藏工程, (Tel)0546-8393770-8016 E-mail)fanhj@hdpu.edu.cn.

其中

$$p_D = \frac{2 Kh (p_i - p_w)}{q \mu B}; \quad (5)$$

$$t_{DA} = \frac{Kt}{\phi \mu C_A A}. \quad (6)$$

在矿场单位制下, (3)式可写为

$$p = \frac{41.665 \times 10^{-3} q B}{\phi h C_A} t + \frac{1.842 \times 10^{-3} q \mu B}{Kh} \left( \ln \frac{r_h}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad (7)$$

(7)式两边同除以 q 得

$$p/q = Mt + N; \quad (8)$$

$$M = \frac{41.665 \times 10^{-3} B}{\phi h C_A}; \quad (9)$$

$$N = \frac{1.842 \times 10^{-3} \mu B}{Kh} \left( \ln \frac{r_h}{r_w} - \frac{3}{4} \right). \quad (10)$$

对于变产量、变压力的情况, Blasingame 等<sup>[9]</sup>建议用物质平衡时间  $t_e = N_p/q$  代替 (8)式中的实际时间, 同时对 (8)式两边同乘以  $q/p$  除以 N, 整理得到

$$\frac{q}{p} = -\frac{M}{N} \frac{N_p}{p} + \frac{1}{N}. \quad (11)$$

(11)式即所谓的流动物质平衡方程, 通过绘制  $q/p$  与  $N_p/p$  的关系曲线, 求出 M 和 N, 即可求出加热半径  $r_h$ .

同时也可以利用这种方法求井的表皮系数, 考虑井筒表皮系数后, (4)式变为

$$p_D = 2 t_{DA} \left( \ln \frac{r_h}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right). \quad (12)$$

此时

$$N = \frac{1.842 \times 10^{-3} \mu B}{Kh} \left( \ln \frac{r_h}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right). \quad (13)$$

所以根据直线方程求出 N 及  $r_h$  后, 并将常规试井所求得的地层流动系数带入上式, 即可求出表皮系数 S.

## 2 实际应用

测试数据 (表1、表2)取自胜利油田某一口稠油蒸

表1 油井生产及测试数据

日期	压力 (MPa)	产量 (m <sup>3</sup> /d)	日期	压力 (MPa)	产量 (m <sup>3</sup> /d)
2003-05-19	9.9	12	2003-05-23	5.94	15
2003-05-20	8.21	12.8	2003-05-24	5.94	13
2003-05-21	7.35	14	2003-05-25	5.75	12
2003-05-22	6.48	15.2	2003-05-26	5.63	11

表2 油藏参数

参数	值	参数	值
原始地层压力, MPa	12.0	原始含油饱和度, %	50.12
油层有效厚度, m	8	原油体积系数	1.078
油层孔隙度, %	35.3	原油压缩系数, MPa <sup>-1</sup>	7.5 × 10 <sup>-4</sup>
井筒半径, m	0.157		

汽吞吐井, 于2003年4月14日焖井, 5月15日开井生产, 刚开井生产后产量及井底压力和温度都有波动, 可能是由于窜流所致, 在常规试井分析中第一直线段并不明显。

油井开始生产一段时间以后进入拟稳态阶段, 取20—25日的数据绘制流动物质平衡方程关系曲线 (图2)。根据拟合的直线关系, 求出  $M=0.1633$ ,  $N=4.3867$ , 从而根据油藏参数计算出加热半径  $r_h=14.52$  m。由常规试井方法可求出地层流动系数为 0.0013, 从而根据 (13)式可求得表皮系数  $S=-1.04$ 。由公式的推导过程可以看出, 这种方法可在拟稳态流动阶段计算出表皮系数, 所以在当由于井筒效应常规试井分析第一直线段不出现时, 用这一方法计算表皮系数特别有效。

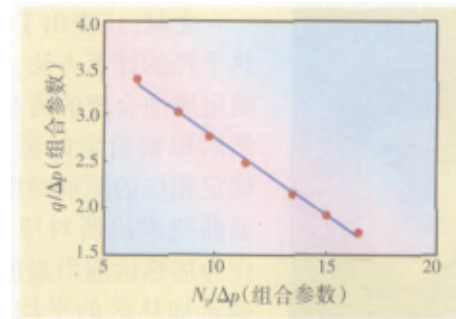


图2 流动物质平衡关系曲线

而按文献 [1]中的方法所求得的加热半径为 46.3 m, 显然不符合客观情况。

## 3 结论

(1) 流动物质平衡方法是一种新的动态分析方法, 可以充分利用压力和生产数据进行动态分析, 而且结果可靠。

(2) 流动物质平衡方法的使用条件是未饱和油藏并且油藏处于拟稳态流动阶段, 因此在具体应用时必须注意时间及数据的选择。

(3) 在蒸汽吞吐试井分析中引入流动物质平衡方法, 不但可以计算加热半径从而为现代试井分析提供前提条件, 而且可以计算表皮系数, 使其不受井筒储存效应的影响, 具有广泛的实用性。

### 符号注释

- A 加热区面积, m<sup>2</sup>;
- B 原油体积系数;
- C<sub>r</sub> 地层原油压缩系数, MPa<sup>-1</sup>;
- h 油层厚度, m;
- K 油层渗透率, μm<sup>2</sup>;
- M, N 待确定常数;
- N<sub>p</sub> 累计产量, m<sup>3</sup>;
- p 平均地层压力, MPa;

$p_i$ ——原始地层压力 ,MPa ;  
 $p_w$ ——井底压力 ,MPa ;  
 $p$  生产压差 ,MPa ;  
 $p_D$  无因次压差 ;  
 $q$  油井产量 ,m<sup>3</sup>/d ;  
 $r_h$  加热区半径 ,m ;  
 $r_w$  油井半径 ,m ;  
 $S$  油井表皮系数 ;  
 $t$  生产时间 ,h ;  
 $t_{DA}$  无因次时间 ;  
 $\phi$  油层孔隙度 ,f ;

$\mu$  地层原油粘度 ,mPa·s.

**参考文献 :**

[ 1 ] 李春兰,程林松.稠油蒸汽吞吐加热半径动态计算方法 [ J].新疆石油地质,1998,(10 3) 247- 249.  
 [ 2 ] Mattar L ,Anderson D M. A systematic and comprehensive methodology for advanced analysis of production data [ A ]. SPE 84472 ,2003.  
 [ 3 ] Blasingame T A ,Mc Gray T L ,Lee W J. Decline curve analysis for variable pressure drop/variable flowrate system [ A ]. SPE 21513 ,1991.

**A Novel Method for Calculation of Heating Radius in Heavy Oil Reservoir by Steam Stimulation Process**

FAN Hai-jun<sup>1</sup>, YAO Jun<sup>1</sup>, CHENG Zhi-jun<sup>2</sup>

(1. China University of Petroleum, Dongying, Shandong 257061, China; 2. No.1 Production Plant, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: The flowing material balance method, a new method for reservoir engineering dynamic analysis, is presented and applied to the well test analysis of heavy oil steam stimulation, calculating the heating radius and formation contaminant factor in this paper. The case study shows that production and monitoring/testing data are comprehensively used to conduct dynamic analysis of heavy oil reservoir engineering by this method, with simple procedure and reliable results of calculation.

Key words: material balance method; heavy oil; steam stimulation; heating; radius



( 上接第 108 页)

文章编号 :1001- 3876 (2006)01- 0107- EA

**Productivity Calculation for Near-Wellbore Scale of Horizontal Well with Partial Degasification**

LI Chun-lan<sup>1</sup>, CHENG Lin-song<sup>1</sup>, ZHU Guo-jin<sup>2</sup>, FENG Guo-zhi<sup>2</sup>

(1. Institute of Oil-Gas Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Study Center, CNOOC, Yanjiao, Hebei 065200, China)

Abstract: The reservoir pressure is generally higher than the bubble point pressure, but the flowing bottom-hole pressure is often lower than it. The near-wellbore tends to appearing partial oil degasification. This phenomenon is usually neglected. However, the single-phase flowing formula used for calculation of horizontal well productivity in this case may cause a bigger error. This paper simplifies the flowing model and conducts an infinitesimal processing of the two-phase flowing zone, thus establishing a more reasonable method for calculating horizontal well productivity with partial oil degasification. This method can also be used to calculate the limit oil productivity and the limit producing pressure differential of horizontal well.

Key words: horizontal well; degasification; productivity; formula; equation