▶试井与开采 ◀

# 一阶导数法判断压力导数曲线上"凹陷"的类型

# 王子胜 姚 军

(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东东营 257061)

由于基岩向裂缝的窜流,双孔介质在压力导数 曲线上具有典型的特征<sup>[1-3]</sup>,即出现"凹陷"。然而 井筒中由于相态等的变化引起的变井筒储存,也会 在压力导数曲线上造成"凹陷"<sup>[4]</sup>。如果在实际情况 下,变井筒储存所引起的压力曲线上的"驼背",由于 各种原因不大明显的话,要判断该"凹陷"属于双孔 介质的窜流还是变井储的情况,就会十分困难。而 如果对该"凹陷"识别错误,相应的试井解释模型选 择就会错误,解释结果也就大相径庭了,所以如何对 该"凹陷"的类型进行判断,在试井解释过程中是十 分重要和迫切的。

# 1 双孔介质试井解释模型及求解

### 1.1 基本假设

基岩孔隙系统和裂缝系统组成双孔介质油藏, 并作如下假设:1)油井以定产量生产;2)地层流体和 地层岩石微可压缩,流体为单相,且压缩系数为常 数;3)地层流体在两个渗流场内流动满足达西定律; 4)不考虑井筒储存和表皮效应的影响;5)油井测试前 地层中各点的压力均匀,都为 p;6)忽略重力和毛管 力的影响,并且地层中的压力梯度比较小;7)每种介 质(基岩和裂缝)的孔隙度与另一种介质的压力变化 无关;8)裂缝与井筒连通而忽略基岩向井筒的供液, 基岩作为"源"项,并与裂缝之间发生拟稳态窜流。

### 1.2 数学模型

对于无限大双孔介质油藏,其无因次试井解释

数学模型为<sup>[5]</sup>:  

$$\begin{cases}
\frac{1}{r_{\rm b}} \frac{\partial}{\partial r_{\rm b}} \left( r_{\rm b} \frac{\partial p_{\rm Df}}{\partial r_{\rm b}} \right) - m \frac{\partial p_{\rm Dm}}{\partial t_{\rm b}} = r \frac{\partial p_{\rm Df}}{\partial t_{\rm b}} \\
- m \left( p_{\rm Dm} - p_{\rm Df} \right) = m \frac{\partial p_{\rm Dm}}{\partial t_{\rm b}} \\
p_{\rm Dj} \left( r_{\rm b} , t_{\rm b} \right) \Big|_{t_{\rm b}=0} = 0 \\
\frac{\partial p_{\rm Df}}{\partial r_{\rm b}} \Big|_{t_{\rm b}=1} = -1 \\
\lim_{t_{\rm b}} p_{\rm Df} \left( r_{\rm b} , t_{\rm b} \right) = 0
\end{cases}$$
(1)

式中,m、f 分别代表基岩和裂缝系统;mf 为基岩向 裂缝系统的窜流系数,mf =  $\frac{mf K_m r_w^2}{K_f}$ ; j为基岩或裂 缝系统的弹性储容比, j =  $\frac{\phi_i C_j}{\phi_m C_m + \phi_i C_i}$ , j = m、f;  $\phi$ 为孔隙度,小数; C 为压缩系数, MPa<sup>-1</sup>; µ 为流体粘 度,mPa ·s; B 为原油体积系数, 无因次;  $m = \frac{r}{r_w}$ , 1 m;  $t_D = \frac{3.6 K_f}{\mu r_w^2 (\phi_m C_m + \phi_i C_f)}$ t; Kf 为裂缝渗透

收稿日期:2006 - 10 - 25;改回日期:2007 - 01 - 11

基金项目:国家"十五"重大攻关项目"中国油气资源发展关键技术"(编号:2001BA605A-03-03)所属专题"塔北地区碳酸盐岩大型油田勘探开发关键技术研究"部分研究成果

作者简介:王子胜(1980-),男,河南新乡人,2002 年毕业于 石油大学(华东)石油工程专业,油气田开发工程专业在读博士研 究生,主要从事试井解释和数值模拟方法的研究工作。

联系电话:(0546)7878515

率 , $\mu$ m<sup>2</sup> ; p = p(r, t) 为地层瞬时压力 , MPa ;  $p_{Dj}(r_D$  ,  $t_D$ ) =  $\frac{K_i h}{1.842 \times 10^{-3} q \mu B} [p_i - p_j(r, t)], j = m f; h 为$ 油层有效厚度 , m ; q 为地面流量 , m<sup>3</sup>/d ;  $p_i$  为原始地 层压力 , MPa 。

### 1.3 数学模型的求解

对于上述试井解释模型,采用 Laplace 变换方法得到拉氏空间的无因次压力解<sup>[6]</sup>:

$$\overline{p_{\text{Df}}}(r_{\text{D}},S) = \frac{K_0(\sqrt{Sf(S)}r_{\text{D}})}{S\sqrt{Sf(S)}K_1(\sqrt{Sf(S)})}$$
(2)

式中,  $f(S) = \frac{f - mS + mf}{mS + mf}$ ;  $K_0(x) \setminus K_1(x)$ 分别为 0 阶和 1 阶的第二类虚变量 Bessel 函数。

# 2 考虑一些条件的压力计算方法

### 2.1 考虑表皮系数和井筒储存

式(2)没有考虑表皮效应和井筒储存,为此,在 拉氏空间内利用 Duhamel 原理考虑井筒储存和表 皮效应的影响<sup>[6]</sup>,经过一系列的计算和转换得:

$$\overline{p_{\rm wD}}(Z) = \frac{Z \, p_{\rm Df}(Z) + S}{Z \left(1 + C_{\rm D} \, Z \, Z \, p_{\rm Df}(Z) + S \,\right)} \tag{3}$$

# 2.2 考虑变井筒储存系数

若考虑井筒存储系数的变化,设 C<sub>smin</sub>为试井结 束时趋于稳定的最小井筒存储系数值,则有:

$$C_{\rm S}(p_{\rm wf}) = C_{\rm Smin} + C_{\rm S}(p_{\rm wf}) \tag{4}$$

### 式中, C<sub>s</sub>(p<sub>wf</sub>)为增量。

考虑并简存储系数与流体压缩系数的关系以及 并简存储系数、导数 $\frac{dp_{wf}}{dt}$ 在试井早晚期阶段的变化 特点,则  $C_s 与 \frac{dp_{wf}}{dt}$ 的关系可表示为:

$$C_{\rm s} \, \frac{\mathrm{d} p_{\rm wf}}{\mathrm{d} t} = - \, \mathrm{e}^{-\,\mathrm{t}} \tag{5}$$

考虑井筒存储系数由大变小的变井筒储存内边 界条件,利用一系列的推导和 Laplace 变换方法得 到其拉氏空间的无因次压力解为:

$$\overline{p_{\text{wD}}} (Z) = \frac{Z p_{\text{Df}} (\underline{Z}) + S}{Z \left(1 + C_{\text{D}} Z \overline{Z} p_{\text{Df}} (\underline{Z}) + S \overline{Z}\right)} (1 - \frac{Z p_{\text{D}}}{Z + p})$$
(6)

同理,可得到井筒存储系数由小变大时的拉氏 空间的无因次压力解为:

2

$$\overline{p_{\text{wD}}} (Z) = \frac{Z p_{\text{Df}} (Z) + S}{Z \left(1 + C_{\text{D}} Z Z p_{\text{Df}} (Z) + S\right)} (1 + \frac{Z p_{\text{Df}}}{Z + p})$$
(7)

式中,  $C_{Smin}$ 为井储最小值,  $m^3$ / MPa;  $C_D$ 为无因次井 储,  $C_D = \frac{C_{Smin}}{2 - \phi_h C_l r_w^2}$ ; S为表皮系数, 无因次; Z为拉氏 空间变量; , 为两个表征井储变化规律的参数, D, D为其无因次量,  $D = \frac{q_h C_l r_w^2}{qB}$ ,  $D = \frac{q_h C_l r_w^2}{K_f}$ ;  $\overline{p_{DF}}$ 为 Laplace 空间不考虑污染效应和井筒储存的无限大 地层的无因次井底压力;  $\overline{p_{WD}}$ 为考虑污染效应和井筒 储存的无限大地层的无因次井底压力; 对 $\overline{p_{WD}}$ 利用 Stehfest 数值 Laplace 反演方法可求得考虑井筒储 存和表皮效应的真实空间无因次井底压力。

# 3 压力及压力导数曲线特征分析

### 3.1 考虑表皮系数和定井筒储存情况

定井储情况下的理论压力、压力对时间的对数 导数和一阶导数,其曲线如图1所示。



#### 图 1 定井储情况下的曲线示意

从图 1 可以看出,在双孔介质的压力对时间对 数导数曲线上,有明显的一个" 凹陷 ",即 AB 所夹区 段,表征着基岩向裂缝系统的窜流,而从其一阶压力 导数曲线上相对应的时间段可以看出,该段一阶压 力导数曲线呈一直下降的趋势,而不存在变平和上 升的情况。

### 3.2 考虑表皮系数和变井筒储存情况

变井储情况下的理论压力、压力对时间的对数 导数和一阶导数,其曲线如图 2 所示。



从图 2 可以看出,该压力及压力导数曲线十分 复杂,而且在该压力对时间对数导数曲线的早期也 存在一个明显的"凹陷",但是该"凹陷"知是由变井 储所引起的,其形态和图 1 中的窜流段十分相似,同 时由于变井储所引起的压力曲线上的"驼背"也没有 显现出来,这对判断该"凹陷"的类型带来了很大的 困难,但是从其一阶压力导数曲线上可以明显地看 出,存在着一个变平回升的过程,即一个"凸起"存 在,这对判断该"凹陷"的类型提供了依据。通过其 一阶压力导数的明显差别,可以有效地对实际测试 中遇到的类似情况进行正确的判断。

### 4 应用实例

· 74 ·

沙 67 并是塔河油田外围奥陶系油藏的一口油 井,其基本参数为:油层厚度 106.28 m,地面原油体 积系数 1.162 5,地层原油粘度 36.199 mPa · s,综 合压 缩 系 数 7.51 × 10<sup>-3</sup> MPa<sup>-1</sup>,油层孔隙度 1.5%,并眼半径 0.1 m,岩石压缩系数 1.613 ×10<sup>-3</sup> MPa<sup>-1</sup>,地面产量 445 m<sup>3</sup>/d。

S74 并是沙雅隆起牧场北 2 号构造高点上的一 口探井,其基本参数为:油层厚度 24.00 m,地面原 油体积系数 1.086 9,油层孔隙度 1.9%,原油粘度 80.717 mPa ·s,综合压缩系数 2.26 ×10<sup>-3</sup> MPa<sup>-1</sup>, 岩石压缩系数 1.455 ×10<sup>-3</sup> MPa<sup>-1</sup>,并眼半径 0.1 m,地面产量 120 m<sup>3</sup>/d。

图 3、图 4 所示分别为 S67 井和 S74 井的压力、 压力对时间对数导数及一阶压力导数的双对数曲 线,在图中分别标出了压力对时间对数导数上的第 一个"凹陷"和对应时间段的一介压力导数曲线。



#### 图 3 S67 井实测数据曲线

从图 3 可以看出,压力对时间对数的导数曲线 上存在一个明显的" 凹陷",而从其一阶压力导数曲 线上看则没有" 凸起"出现,所以判断该井属于双孔 介质油藏;而从图 4 上则可以看出,其压力对时间对 数的导数曲线存在两个" 凹陷",对于第一个凹陷由



图 4 S74 井实测数据曲线

于其出现较早,所以对其属于井筒的影响还是地层 的影响一直存在着分歧,应用笔者提出的一阶压力 导数法,从一阶压力导数曲线可以明显地看出,在对 应第一个"凹陷"阶段的 AB区段,其一阶压力导数 曲线上存在着一个"凸起",据此判断第一个"凹陷" 是属于变井储的影响。

在正确识别试井解释模型的基础上,对实测压 力点进行历史拟合,则 S67 井和 S74 井的试井解释 拟合曲线如图 5~8 所示。



图 6 S67 压力恢复 Horner 拟合曲线

该区裂缝渗透率为 2.737 μm<sup>2</sup>,渗透性极好。 S67 井的表皮系数为 - 5.81,考虑到双重介质油藏, 该井受到一定程度的措施改善。另外,该井附近存 在供给边界,距井大约 1 300 m。其他参数的解释 结果为:井筒存储系数 0.108 6 m<sup>3</sup>/MPa,基岩向裂 缝窜流系数为 1.709 ×10<sup>-7</sup>,裂缝弹性储容比为 0.023 7。



图 8 S74 井压力恢复 Horner 拟合曲线

该区油藏溶洞渗透率为 12. 12 μm<sup>2</sup>,渗透性极 好,该井的表皮系数为 - 7. 47,考虑到双重介质油 藏,该井措施改善效果显著。另外,该测试井井筒储 存效应大,可能是井筒沟通了大的裂缝或溶洞的缘 故。同时该井附近存在两条不渗透边界,其中一条 距井 329. 10 m,另一条距井 367. 60 m。其他参数 的解释结果为:井筒存储系数 19. 3 m<sup>3</sup>/ MPa,基岩 向裂缝窜流系数 1. 941 ×10<sup>-9</sup>,裂缝弹性储容比为 0. 103 4,变井筒存储系数 <sub>D</sub> 和 <sub>D</sub>分别为 - 8.0 和 240. 913。

通过和实际生产情况以及地质构造的对比,表

明两口井的试井解释结果完全符合该地区的实际情 况 ,这也表明了该方法的正确性和实用性。

# 5 结 论

1) 双重介质的窜流在压力对时间对数导数上引起的"凹陷",与由于变井储在压力对时间对数导数 上引起的"凹陷"十分相似,仅靠压力及压力导数双 对数曲线很难对其进行判断。

2) 一阶压力导数方法可以很好地对以上两种不 同类型的"凹陷"进行判断,同时该方法特征明显,简 单易用。

3)一阶压力导数法在塔河油田的应用表明,该 方法的实用性很强,可以对实测曲线进行有效的判 断,减少了在试井解释过程中模型选择的盲目性,为 进行正确的试井解释提供了保障。

### 参考文献

- Barenblatt G L ,Zheltov I P , Kochina I N. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks[J]. Journal of Applied Mathematics and Mechanics ,1960 ,24 (5) : 1283 - 1303.
- [2] Warren J E, Root PJ. The behavior of naturally fracture reservoirs [R]. SPE426, 1963.
- [3] 刘能强.实用现代试井解释方法[M].北京:石油工业出版社, 1992:98-119.
- [4] 姚军,戴卫华,王子胜.变井筒储存的三重介质油藏试井解释方法研究[J].石油大学学报(自然科学版),2004,28(1):46-51.
- [5] 刘慧卿,李景梅,赵鹏,等.热力采油井现代试井分析方法研究[J].石油钻探技术,2003,31(4):4 6.
- [6] 姚军,李爱芬.单孔隙介质渗流问题的同一解[J].水动力学研究与进展A辑,1999,14(3):317-324.

[审稿 吴晓东]

# Determination the Type of the "Sunken" in the Pressure Derivative Curve Using First Pressure Derivative Method

### Wang Zisheng Yao Jun

(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying, Shandong, 257061, China)

**Abstract :** The determination of the type of "sunken" in the pressure derivative curve is closely related to the selection of the corresponding well testing model, so it is very important. This paper introduces the dual porosity well testing physical and mathematical models and provides the method to calculate the pressure considering well skin, wellbore storage and variable wellbore storage effects. Then the pressure derivative curve is analyzed in dual porosity media with wellbore storage and variable wellbore storage effects. The method, first derivative method, to distinguish the two types of "Sunken" due to channeling or variable wellbore storage was provided. The principle of this method was described. The results of field application in Tahe Oilfield indicate that this method is simple and practical and can identify the two different types of "Sunken".

Key words: well test interpretation; decision; method; physical model; mathematical model