

文章编号: 1001-3873(2008)02-0222-05

# 三重介质油藏试井解释模型及压力特征

张德志<sup>1</sup>, 姚军<sup>2</sup>, 王子胜<sup>2</sup>, 战艾婷<sup>2</sup>

(1. 中国石化胜利油田有限责任公司地质科学研究所, 山东东营 257015; 2. 中国石油大学石油工程学院, 山东东营 257061)

**摘要:** 对由基质、裂缝和溶洞组成的三重介质油藏建立了试井解释模型, 采用全隐式差分格式对考虑井筒储存和表皮效应影响的情况给出了模型的数值解。对给出的试井模型与溶洞-井筒连通、缝-洞-井筒连通模型进行了压力特征比较, 分析了介质间的窜流系数、弹性储能比、渗透率比及外边界对压力响应的影响。分析结果表明, 该模型包含了溶洞-井筒连通和缝-洞-井筒连通模型, 窜流系数  $\nu_f$  和  $\nu_m$  决定过渡段出现的时间, 弹性储能比  $\omega_f$  和  $\omega_m$  影响压力导数曲线“凹陷”的深度与宽度, 而渗透率比  $K_r$  则影响窜流过渡段曲线的形状, 封闭边界和等压边界则导致晚期压力导数曲线的“上翘”和“下跌”。

**关键词:** 三重介质; 试井; 窜流系数; 弹性储能比

中图分类号: TE312; TE353

文献标识码: A

文献 [1-3] 提出了描述天然裂缝油藏三重介质的概念, 并研究了孔隙-裂缝-孔隙型三重介质的渗流模型。文献 [4] 提出了由基岩-天然裂缝-人工压裂裂缝组成的三重介质模型。本文在前人研究的基础上<sup>[5-17]</sup>, 建立了更为复杂的孔缝洞与井筒同时连通的试井解释模型, 通过全隐式有限差分格式给出了模型的数值解, 将该模型的压力特征与文献 [6] 和文献 [10] 模型的压力特征进行比较, 同时研究了有关油藏参数引起的压力响应。

## 1 孔缝洞与井筒连通的三重介质试井解释模型

(1) 物理模型 所研究的三重介质油藏由基质、裂缝、溶洞 3 种连续介质组成, 模型中考虑了基质、裂缝和溶洞同时向井筒供液, 同时在基质与裂缝、基质与溶洞以及裂缝与溶洞之间发生拟稳态窜流 (图 1)。

考虑单层等厚无限大油藏中一口井的情况, 并假设: 地层流体为单相、微可压缩且压缩系数为常数; 地层流体在 3 个渗流场流动满足达西定律; 油井以定产量生产且生产前地层压力均匀分布; 考虑井筒储存和表皮效应影响; 忽略重力和毛管力的影响; 一种介质 (基质、裂缝或溶洞) 的孔隙度与另一种介质的压力变动相对独立。

(2) 数学模型 在法定单位制下作如下定义:

$$r_D = \frac{r}{r_w}, \quad t_D = \frac{3.6 (K_m + K_f + K_v) h}{(\phi_m C_m + \phi_f C_f + \phi_v C_v) \mu r_w^2} t;$$

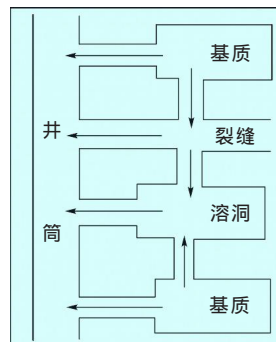


图 1 物理模型

$$p_{Dj}(r_D, t_D) = \frac{(K_m + K_f + K_v) h}{1.842 \times 10^{-3} q \mu} [p_i - p_j(r, t)], \quad (j = m, f, v);$$

$$K_m^0 = \frac{K_m}{K_m + K_f + K_v}, \quad K_f^0 = \frac{K_f}{K_m + K_f + K_v}, \quad K_v^0 = 1 - K_m^0 - K_f^0;$$

$$\omega_j = \frac{\phi_j C_j}{\phi_m C_m + \phi_f C_f + \phi_v C_v}, \quad (j = m, f, v);$$

$$m_f = m r_w^2 \frac{K_m}{K_f}, \quad m_v = m r_w^2 \frac{K_m}{K_v}, \quad \nu_f = m r_w^2 \frac{K_f}{K_v}.$$

根据运动方程、状态方程和连续性方程, 类似于溶洞、缝洞与井筒连通的数学模型, 建立孔-缝-洞与井筒连通情形下的无量纲试井解释模型。

渗流方程:

$$\begin{cases} K_f^0 \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} (r_D \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D}) + m_f (p_{Dm} - p_{Df}) - \nu_f (p_{Df} - p_{Dv}) = \omega_f \frac{\partial p_{Df}}{\partial t_D}; \\ K_v^0 \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} (r_D \frac{\partial p_{Dv}}{\partial r_D}) + m_v (p_{Dm} - p_{Dv}) + \nu_f (p_{Df} - p_{Dv}) = \omega_v \frac{\partial p_{Dv}}{\partial t_D}; \\ K_m^0 \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} (r_D \frac{\partial p_{Dm}}{\partial r_D}) - m_f (p_{Dm} - p_{Df}) - m_v (p_{Dm} - p_{Dv}) = \omega_m \frac{\partial p_{Dm}}{\partial t_D}. \end{cases} \quad (1)$$

收稿日期: 2007-03-13

修订日期: 2007-10-11

基金项目: 国家“十五”重大科技攻关项目“塔河油田开发关键技术”(2001BA605A03)资助

作者简介: 张德志 (1963-), 男, 山东莱州人, 高级工程师, 博士, 油气田开发 (Tel) 13506362116 (E-mail) zdz2006@163.com.

初始条件:

$$p_{Dj}(r_D, t_D) \Big|_{t_D=0} = 0, (j=m, f, v), 1 \leq r_D \leq \infty \quad (2)$$

内边界条件:

$$\begin{cases} C_D \frac{dp_{Dj}}{dt_D} - (K_m^0 \frac{\partial p_{Dm}}{\partial r_D} + K_f^0 \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} + K_v^0 \frac{\partial p_{Dv}}{\partial r_D}) \Big|_{r_D=1} = 1, (t_D > 0); \\ p_{Dj} = (p_{Dm} - S \frac{\partial p_{Dm}}{\partial r_D}) \Big|_{r_D=1} = (p_{Df} - S \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D}) \Big|_{r_D=1} = (p_{Dv} - S \frac{\partial p_{Dv}}{\partial r_D}) \Big|_{r_D=1}. \end{cases} \quad (3)$$

外边界条件:

$$P \notin [p_{Dm0}^{n+1}, p_{Df1}^{n+1}, \dots, p_{DfN-1}^{n+1}, p_{Dv0}^{n+1}, p_{Dv1}^{n+1}, \dots, p_{DvN-1}^{n+1}, p_{Dm0}^{n+1}, p_{Dm1}^{n+1}, \dots, p_{DmN-1}^{n+1}]^T$$

$$A = \begin{pmatrix} \left( \frac{C_D}{t_n} \left( 1 + \frac{S}{\mu} \right) + \frac{K_f^0}{\mu} \right)_0, & - \left( \frac{C_D S}{t_n \mu} + \frac{K_f^0}{\mu} \right)_1, & \dots, & \left( \frac{K_v^0}{\mu} \right)_N, & \left( - \frac{K_v^0}{\mu} \right)_{N+1}, & \dots, & \left( \frac{K_m^0}{\mu} \right)_{2N-1}, & \left( - \frac{K_m^0}{\mu} \right)_{2N}, & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots, & (K_f^0 m)_{i-1} [ - (2K_m^0 m + m_f t_n + f_v t_n + i) ]_i, & \dots, & (K_f^0 m)_{i+1}, & \dots, & (f_v t_n)_{N+i-1}, & \dots, & (m_f t_n)_{2N+i-2}, & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots, & (K_f^0 m)_{N-2} [ - (2K_m^0 m + m_v t_n + f_v t_n + i) ]_{N-1}, & \dots, & (f_v t_n)_{2N-2}, & \dots, & (m_f t_n)_{3N-3} \\ \left( \frac{K_f^0}{\mu} \right)_0, & \left( - \frac{K_f^0}{\mu} \right)_1, & \dots, & \left( \frac{C_D}{t_n} \left( 1 + \frac{S}{\mu} \right) + \frac{K_v^0}{\mu} \right)_N, & \left[ - \left( \frac{C_D S}{t_n \mu} + \frac{K_v^0}{\mu} \right) \right]_{N+1}, & \dots, & \left( \frac{K_m^0}{\mu} \right)_{2N-1}, & \left( - \frac{K_m^0}{\mu} \right)_{2N}, & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots, & (f_v t_n)_i, & \dots, & (K_v^0 m)_{N+i-2} [ - (2K_m^0 m + m_v t_n + f_v t_n + j) ]_{N+i-1}, & \dots, & (m_v t_n)_{2N+i-2}, & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots, & (f_v t_n)_{N-1}, & \dots, & (K_v^0 m)_{2N+3} [ - (2K_m^0 m + m_v t_n + f_v t_n + j) ]_{2N+2}, & \dots, & (m_v t_n)_{3N-3} \\ \left( \frac{K_f^0}{\mu} \right)_0, & \left( - \frac{K_f^0}{\mu} \right)_1, & \dots, & \left( \frac{K_v^0}{\mu} \right)_N, & \left( - \frac{K_v^0}{\mu} \right)_{N+1}, & \dots, & \left( \frac{C_D}{t_n} \left( 1 + \frac{S}{\mu} \right) + \frac{K_m^0}{\mu} \right)_{2N-1}, & \left[ - \left( \frac{C_D S}{t_n \mu} + \frac{K_m^0}{\mu} \right) \right]_{2N}, & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots, & (m_f t_n)_i, & \dots, & (m_v t_n)_{N+i-1}, & \dots, & (K_m^0 m)_{2N+i-3} [ - (2K_m^0 m + m_f t_n + m_v t_n + m) ]_{2N+i-2}, & \dots, & (K_m^0 m)_{2N+i-1}, & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots, & (m_f t_n)_{N-1}, & \dots, & (m_v t_n)_{2N-2}, & \dots, & (K_m^0 m)_{3N-4} [ - (2K_m^0 m + m_f t_n + m_v t_n + m) ]_{3N-3} \end{pmatrix} \quad 3N \times 3N$$

$$b \notin \left[ 1 + \frac{C_D}{t_n} \left( 1 + \frac{S}{\mu} \right) p_{Dj0} - \frac{C_D S}{t_n \mu} p_{Dj1}^n, \dots, -f p_{Df1}^n, \dots, -f p_{DfN-1}^n, 1 + \frac{C_D}{t_n} \left( 1 + \frac{S}{\mu} \right) p_{Dv0} - \frac{C_D S}{t_n \mu} p_{Dv1}^n, \dots, -v p_{Dv1}^n, \dots, -v p_{DvN-1}^n, 1 + \frac{C_D}{t_n} \left( 1 + \frac{S}{\mu} \right) p_{Dm0} - \frac{C_D S}{t_n \mu} p_{Dm1}^n, \dots, -m p_{Dm1}^n, \dots, -m p_{DmN-1}^n \right]^T, i=1, 2, \dots, N-2;$$

$$m = \frac{t_n}{e^2 \mu^2}.$$

对 5) 式通过 Gause-Jordan 消元法或 Gause-Seidel 迭代法<sup>[19]</sup>即可求得线性方程组的解。

### 2 各种模型的压力特征比较

图 2 为不考虑井筒储存效应的三重介质油藏试井解释模型的理论曲线, 压力及压力导数曲线可以分为 5 段, 在双对数曲线上压力导数表现为 3 个水平段和 2 个下凹段: 窜流发生之前的溶洞径向流段 AB 段), 表现出均质油藏的特征; 裂缝向溶洞窜流的过渡期 BC 段); 裂缝和溶洞共同向井筒供液的流动段 CD 段); 基岩向裂缝和溶洞窜流的下凹段 DE 段); 孔缝洞总生产系统的径向流段 EF 段), 压力导数曲线在 0.5 水平线上。

$$\lim_{r_D} p_{Dj}(r_D, t_D) = 0, (j=m, f, v). \quad (4)$$

(3) 模型数值求解 作变换  $\mu = \ln r_D$ , 代入 (1) 式— (4) 式, 对变换后的微分方程组采用全隐式格式<sup>[18]</sup>进行差分离散, 在时间维上取一阶向前差商, 在空间维上取二阶中心差商, 同时将空间维进行等步长处理, 则构造出一个  $3N \times 3N$  的稀疏矩阵方程组:

$$AP = b, \quad (5)$$

其中, 未知向量 P 为

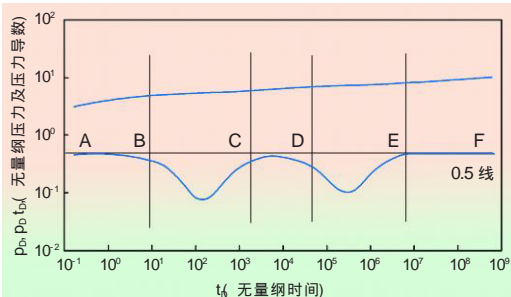


图 2 三重介质油藏试井模型的理论曲线

(1) 溶洞-井筒连通模型与缝-洞-井筒连通模型比较 图 3 为三重介质油藏两种模型的无量纲压力及压力导数双对数比较图。图中压力导数曲线的第一个下凹为裂缝向溶洞窜流过渡段, 第二个下凹为基岩

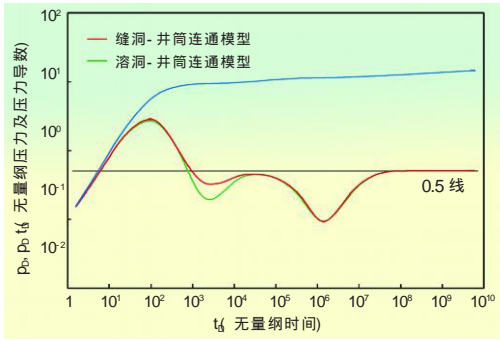


图3 溶洞-井筒连通模型与缝洞-井筒连通模型理论曲线比较

向裂缝和溶洞窜流的过渡段，溶洞-井筒连通模型比缝洞-井筒连通模型下凹要深。随着溶洞渗透率比  $K_D^0$  的增大，缝-洞-井筒连通模型的第一个过渡段导数曲线下凹加深，最后达到溶洞-井筒连通模型的理论曲线。

(2) 溶洞-井筒连通模型与孔-缝-洞-井筒连通模型比较 对于压力导数曲线的2个下凹段(图4)，溶洞-井筒连通模型都比孔-缝-洞-井筒连通模型下凹要深。溶洞渗透率比  $K_D^0$  越大，孔-缝-洞-井筒连通模型导数曲线的第1个下凹段越深；基岩渗透率比  $K_m^0$  越小，孔缝洞-井筒连通模型导数曲线的第2个下凹段越深；当溶洞渗透率比  $K_D^0$  为1时，孔-缝-洞-井筒连通模型特征曲线即变成溶洞-井筒连通模型的特征曲线；而当  $K_D^0$  为0时，由定义有  $K_m + K_f = 1$ ，此时孔-缝-洞与井筒连通的模型则退化为双重孔隙介质油藏的试井解释模型。

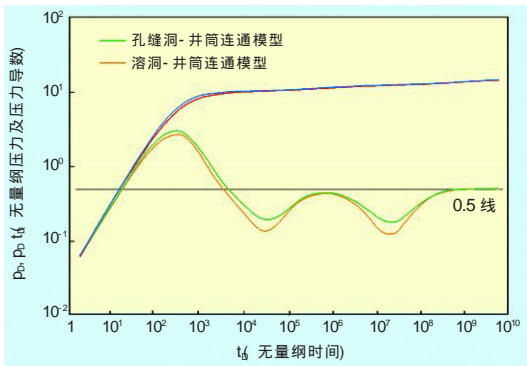


图4 溶洞-井筒连通模型与孔缝洞-井筒连通模型理论曲线比较

(3) 缝洞-井筒连通模型与孔-缝-洞-井筒连通模型比较 从图5可以看出，在压力导数曲线的第1个下凹段两个模型基本重合，而孔-缝-洞-井筒连通模型的第2个下凹段很明显要比缝-洞-井筒连通模型的第2个下凹段浅，这是基岩向井筒供液的影响所致。基岩渗透率比  $K_m^0$  越小，孔-缝-洞-井筒连通模型的第2个下凹段越深，当  $K_m^0$  为零时，孔-缝-洞-井筒连通模型理论曲线即变成缝-洞-井筒连通模型的理论曲线。

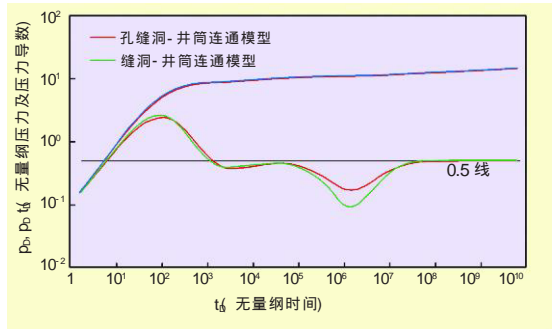


图5 缝洞-井筒连通模型与孔缝洞-井筒连通模型理论曲线比较

通过上面的比较可知，溶洞-井筒连通模型和缝-洞-井筒连通模型都是孔-缝-洞-井筒连通试井解释模型的特例。

### 3 油藏参数对压力响应的影响

描述该类三重介质油藏非均质性特征的参数有：弹性储能比  $\omega_j$  ( $j=m, f, v$ )、裂缝向溶洞的窜流系数  $\lambda_{fv}$ 、基岩向溶洞的窜流系数  $\lambda_{mv}$ 、基岩向裂缝的窜流系数  $\lambda_{mf}$ 、渗透率比  $K_j^0$  ( $j=m, f, v$ )。

(1) 弹性储能比对压力响应的影响 弹性储能比决定窜流过渡段出现的时间长短。图6为不改变井筒储存和表皮效应，只改变溶洞弹性储能比  $\omega_v$  大小而其他参数不变的半对数压力响应曲线。随着  $\omega_v$  的减小，两条半对数直线之间的距离增大，裂缝与溶洞之间的窜流时间也就加长。

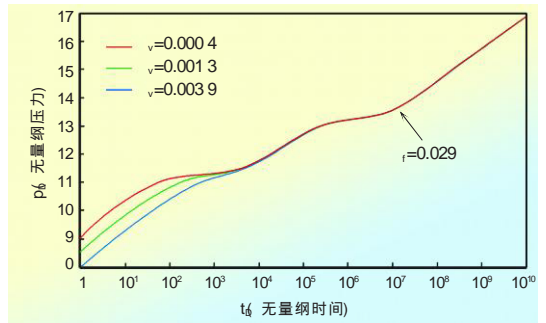


图6 溶洞弹性储能比  $\omega_v$  对压力响应的影响(半对数曲线)

图7为考虑井筒储存和表皮效应，只改变裂缝弹性储能比大小而其他参数不变的双对数压力响应曲线

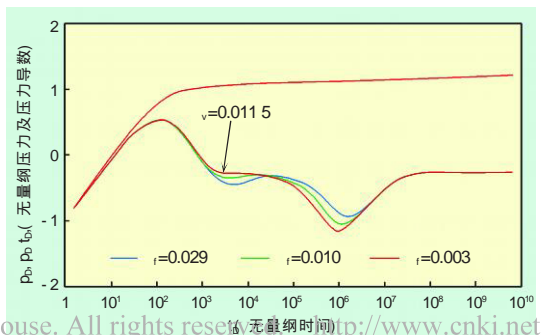


图7 裂缝弹性储能比  $\omega_f$  对压力响应的影响(双对数曲线)

线。随着裂缝弹性储能比的减小, 基岩向缝洞系统窜流的过渡段导数曲线出现的时间就越长, 同时下凹也越深。

(2) 窜流系数对压力响应的影响 窜流系数决定窜流过渡段出现的时间迟早。图 8 所示为考虑井筒储存和表皮效应, 只改变基岩向溶洞窜流的参数  $m_v$  大小而其他参数不变的半对数压力响应曲线。由于井筒储存的影响, 第 1 条半对数直线段几乎消失。

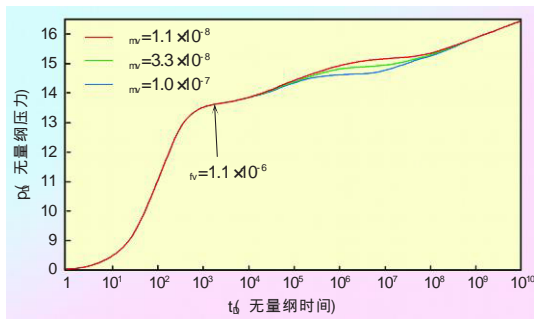


图 8 窜流系数  $m_v$  对压力响应的影响 (半对数曲线)

图 9 为考虑井筒储存和表皮效应, 只改变基岩向溶洞窜流的窜流系数  $m_v$  大小而其他参数不变的双对数压力响应曲线。随着  $m_v$  的减小, 过渡段出现得越来越迟, 在双对数图版上即表示为: 基岩向溶洞窜流的过渡段在压力导数曲线沿 0.5 水平线向右平移但形状及大小不变。

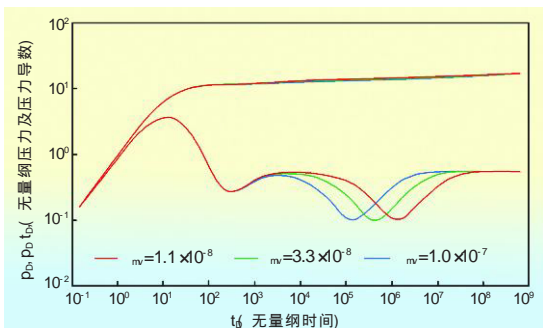


图 9 窜流系数  $m_v$  对压力响应的影响 (双对数曲线)

(3) 渗透率比对压力响应的影响 溶洞渗透率比  $K_v^0$  影响窜流过渡段曲线的形状: 对于大  $K_v^0$  值 (接近于 1), 理论压力曲线在过渡段趋于水平, 表现出明显的非均质特征; 对于小  $K_v^0$  值 (如 0.6), 压力曲线的“S”形就不大明显了。对于压力导数曲线, 窜流过渡段下凹曲线的深度随溶洞渗透率比的增大而加深, 当  $K_v^0=1$  时, 曲线就退变成溶洞-井筒连通模型的理论曲线。

图 10 所示为考虑井筒储存和表皮效应, 只改变溶洞渗透率比而其他参数不变的双对数不同压力及压力导数响应曲线。随着溶洞渗透率比的增大, 裂缝向溶洞窜流过渡段导数曲线下凹段的深度随之加深。

(4) 外边界反映 模型中给出的外边界条件是无

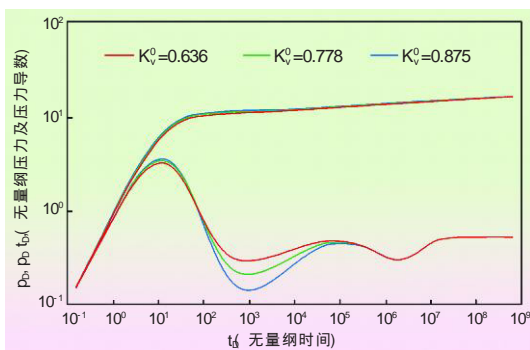


图 10 溶洞渗透率比  $K_v^0$  对压力响应的影响 (双对数曲线)

限地层, 当测试井附近存在不渗透边界或定压边界时, 给出相应的外边界条件, 其压力响应特征都会在曲线的后期清楚地反映出来。如果是不渗透边界时, 压力导数曲线在后期段上翘; 如果是定压边界时, 压力导数曲线在后期段则下跌。

## 4 结束语

(1) 针对缝洞型油藏的地质特征, 建立了孔-缝-洞与井筒连通的三重介质油藏的试井解释模型, 并用全隐式格式差分法给出了考虑井筒储存和表皮效应的数值解。

(2) 对溶洞-井筒连通、缝-洞-井筒连通和孔-缝-洞-井筒连通 3 种模型的压力特征进行了比较, 前两种模型是本文模型的特例; 3 种模型压力特征的明显区别是压力导数曲线第一个过渡段“下凹”的深浅。

(3) 溶洞弹性储能比  $\omega_v$  减小, 两条半对数直线之间的距离增大, 裂缝与溶洞之间的窜流时间也就越长; 裂缝弹性储能比  $\omega_f$  减小, 基质向缝-洞系统窜流的过渡段在压力导数曲线出现时间增长, 同时下凹也越深。基质向溶洞的窜流系数  $m_v$  减小, 过渡段第 2 个“下凹”出现的时间越迟。而溶洞渗透率比  $K_v^0$  增大, 则导致裂缝向溶洞窜流的“下凹”深度加深。压力传播到达总系统径向流后, 当遇到封闭外边界时, 压力导数曲线上翘; 当遇到等压边界时, 则压力导数曲线迅速下跌。

## 符号注释

- $C_0$ ——无量纲井筒储存系数;
- $C_j$  (j=m, f, v) ——分别为基质、裂缝和溶洞的压缩系数, MPa<sup>-1</sup>;
- h——地层厚度, m;
- $K_j$  (j=m, f, v) ——分别为基质、裂缝和溶洞的渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;
- $K_j^0$  (j=m, f, v) ——渗透率比, 无量纲;
- $p_{d_j}$  (j=m, f, v) ——分别为基质、裂缝和溶洞系统的无量纲压力;
- $p_i$ ——原始地层压力, MPa;
- $p_j$  (r, t) (j=m, f, v) ——瞬时地层压力, MPa;
- $p_{w0}$ ——无量纲井底压力;
- q——井底流量, m<sup>3</sup>/d;

r——径向距离, m;  
 $r_D$ ——无量纲距离;  
 $r_w$ ——井筒半径, m;  
 S——表皮系数, 无量纲;  
 t——时间, s;  
 $\xi$  (j=m, f) ——基岩和裂缝的形状因子,  $m^2$ ;  
 $\phi$  (j=m, f, v) ——分别为基质、裂缝和溶洞的孔隙度, 无量纲;  
 $\omega$  (j=m, f, v) ——分别为基质、裂缝和溶洞系统的弹性储能比;  
 $m_f$ 、 $m_v$  和  $\tau_v$  ——分别为基质与裂缝系统、基质与溶洞系统  
 及裂缝与溶洞系统间的窜流系数, 无量纲;  
 $\mu$ ——地层流体粘度, mPa·s.

参考文献:

[ 1 ] Doddy A, Iraj E. Triple-porosity systems for representing naturally fractured reservoirs J. SPE Formation Evaluation, 1986, 4: 113- 127.  
 [ 2 ] Liu Ciqun. Exact solution of unsteady axisymmetrical two-dimension flow through triple media J. Applied Mathematics and Mechanics, 1983, 4 5): 717- 724.  
 [ 3 ] 程时清, 屈雪峰. 三重介质模型试井分析方法 J. 油气井测试, 1997, 6 1): 5- 11.  
 [ 4 ] 姜春堂, 杨兆中. 水力压裂产能预测三维三相三重介质模型的建立与求解 J. 河南石油, 2003, 17 4): 43- 45.  
 [ 5 ] 谭承军. 三重介质储渗系统与水驱油机理探讨——以塔河油田为例 J. 新疆地质, 2002, 20 1): 82- 84.  
 [ 6 ] 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.  
 [ 7 ] 姚 军, 王子胜, 孙 鹏. 超完善井情况下三重介质试井解释模型求解方法研究 J. 石油大学学报 自然科学版),

2005, 29 3): 61- 64.  
 [ 8 ] Agarwal R G, Ramey H J, Hussainy R A. An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: analytical treatment [ A ]. SPE 2466, 1969.  
 [ 9 ] Wattenbarger A , Ramey H J. An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: analytical treatment [ A ]. SPE 2467, 1969.  
 [ 10 ] 赵冬梅, 姚 军, 王子胜. 压敏三重介质油藏压力响应特征研究 J. 计算物理, 2005, 22 5): 391- 395.  
 [ 11 ] 杨 坚, 姚 军, 王子胜. 三重介质复合油藏压力动态特征研究 J. 水动力学研究与进展 (A 辑), 2005, 20 4): 418- 425.  
 [ 12 ] 张德志, 王子胜, 姚 军. 三重介质油藏干扰试井压力动态特征 J. 油气地质与采收率, 2006, 13 1): 74- 76.  
 [ 13 ] 王子胜, 姚 军, 张 凯. 三重介质油藏非牛顿液不稳定渗流压力变化特征研究 J. 中外能源, 2006, ( 2 ): 16- 20.  
 [ 14 ] 杨 坚, 姚 军, 王子胜. 底水碳酸盐岩油藏数值试井模型及其应用 J. 油气地质与采收率, 2006, 13 6): 63- 65.  
 [ 15 ] 张希明, 杨 坚, 杨秋来, 等. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏描述及储量评估技术 J. 石油学报, 2004, 25 1): 13- 18.  
 [ 16 ] 常学军, 姚 军, 戴卫华, 等. 裂缝和洞与井筒连通的三重介质油藏试井解释方法研究 J. 水动力学研究与进展 (A 辑), 2004, 19 3): 339- 346.  
 [ 17 ] 王子胜, 姚 军. 缝洞向井筒供液时三重压敏介质油藏压力响应特征研究 J. 水动力学研究与进展 (A 辑), 2006, 21 1): 84- 89.  
 [ 18 ] 陆金甫, 关 治. 偏微分方程数值解法 [ M ]. 北京: 清华大学出版社, 1987.  
 [ 19 ] 李庆扬, 王能超, 易大义. 数值分析 [ M ]. 武汉: 华中理工大学出版社, 1988: 252- 330.

Well Test Interpretation Model and Pressure Response for Triple Porosity Media Reservoir

ZHANG De-zhi<sup>1</sup>, YAO Jun<sup>2</sup>, WANG Zi-sheng<sup>2</sup>, ZHAN Ai-ting<sup>2</sup>

(1.Research Institute of Geosciences, Shengli Oilfield Company Ltd., Sinopec, Dongying, Shandong 257015, China; 2.School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying, Shandong 257061, China)

Abstract: This paper presents the model for well test interpretation of triple porosity media reservoir composed of matrix, fracture and vug, in which wellbore storage and skin effect are considered by fully implicit difference format, and related numerical solutions are given. The comparisons of this model with models for vug to wellbore connection and fracture-vug to wellbore connection are made in pressure response, including analyses of interporosity flow coefficient, storativity ratio, permeability ratio and the effect of outer boundaries on pressure response. The results show that this mode contains these two connection models, where interporosity flow coefficients ( $\tau_v$  and  $m_f$ ) are used to determine the time of transition interval emergence; storativity ratio ( $\omega_v$  and  $\omega_f$ ) to affect the depth and width of sag-like curves of pressure derivative, permeability ratio ( $K^0$ ) to influence the shape of interporosity flow transition curve, and sealed boundary and isopressure boundary to result in late curve "up" and "down" in pressure derivative.

Key Words: triple porosity media; well test; interporosity coefficient; elastic storativity ratio