

文章编号: 1001- 6112(2006)03- 0292- 04

双重介质系统液固耦合模型及其应用

周德华¹, 葛家理²

(1. 中国石油化工股份有限公司 油田事业部, 北京 100029; 2. 石油大学, 北京 102200)

摘要: 在油气藏开发过程中, 油气藏中孔隙—裂缝介质受渗流场和应力场的双重作用, 这不是简单的线性叠加, 而是彼此作用、相互影响, 称为耦合作用。对双重介质而言, 耦合作用可能导致油藏物性参数的变化, 影响油气藏压力和流体的分布, 因此有必要建立并利用液固耦合模型来模拟双重介质系统中流体的渗流特征。利用有效应力概念, 可以建立双重介质渗流系统液固耦合的数学模型, 并采用有限元方法, 通过有限差分, 获得数值解。通过实例模拟计算, 获得了耦合效应对油气藏动态的影响: 压力系数越高、储层物性越差, 液固耦合效应越明显。但随着生产时间的延长, 液固耦合效应对井底压力的综合影响会逐渐消失, 并非所有的双重介质系统渗流都需要考虑液固耦合效应。

关键词: 有限元方法; 有限差分; 有效应力; 渗流; 液固耦合; 双重介质

中图分类号: TE319

文献标识码: A

在油气藏开发过程中, 油气藏中存在有渗流场的同时, 还存在着应力场。油气藏中的孔隙—裂缝介质受渗流场和应力场的双重作用。渗流场同应力场相互作用, 彼此耦合。耦合作用改变了作用在孔隙—裂缝介质的原始平衡应力, 引起了油气藏介质应变, 从而可能导致油藏物性参数的变化, 影响油气藏含油气水的分布。稳定流态条件下, 复杂结构并对于单一介质储层而言, 仅增加渗流场的复杂程度^[1,2], 但在非稳态条件下, 有必要利用液固耦合模型分析双重介质系统中流体的渗流。应力和孔隙压力的全耦合模型是由 Biot^[3] 首次提出的, 并在许多流动系统中得到应用^[4]。本文利用有效应力的概念^[5], 建立了双重介质渗流系统液固耦合的数学模型, 通过有限元离散和有限差分, 实现模型计算。

1 双重介质系统液固耦合数学模型

模型假设: 耦合系统是由孔隙、裂缝和单相液所组成的, 即固相中包含有孔隙和裂缝, 流体充满孔隙—裂缝空间, 固相服从弹性小变形, 流体服从 Darcy 定律。

单一介质中, 流体流动控制方程为:

$$-\frac{1}{\mu}k p_{kk} = \phi \dot{\epsilon}_{kk} - \phi^* p \quad (1)$$

式中: μ 为粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; k 为渗透率, μm^2 ; p_{kk} 为压力对空间的导数; ϕ 为压力比因子; $\dot{\epsilon}_{kk}$ 为应变对时间的导数; ϕ^* 为相对压缩系数; p 为压力对时间的导数。

由于裂缝与基岩具有明显不同的孔隙度和渗透率, 这种模型具有高孔隙度/低渗透率基质和低

孔隙度/高渗透率裂缝的典型特征。双重孔隙介质中流体相的控制方程不同于单一多孔介质, 增加了窜流函数 $\xi(\Delta p)^{[6]}$:

$$-\frac{1}{\mu}k_m p_{m, kk} = \phi_m \dot{\epsilon}_{kk} - \phi_m^* p_m \pm \xi(\Delta p) \quad (2)$$

式中: $m=1$ 或 2 , 代表基岩或裂缝孔隙介质。

双重介质的有效应力律可以表达成^[5]:

$$\sigma_{ij} = \sigma - \phi_m p_m \delta_{ij} \quad (3)$$

式中: σ_{ij} 为有效应力向量; σ 为总应力向量; δ_{ij} 为压力因子向量。

利用有效应力律可以把双重介质的应力应变关系写成:

$$\partial \sigma = D(\partial \epsilon + \sum_{m=1}^2 C_m \phi_m \partial p_m) \quad (4)$$

式中: D 为弹性矩阵; C 为柔度矩阵(弹性矩阵逆矩阵); m 为一维向量, 对于二维问题, $m^T = (1 \ 1 \ 0)$; p_m 为流体在相应介质中的压力, MPa 。

利用虚功原理, 将增量平衡应用于总应力状态, 在整个 v 上进行积分:

$$\int_v B^T \partial \sigma dv - \partial f = 0 \quad (5)$$

式中: B 为应变位移矩阵; f 为边界力向量。

令 $u = N^u(x) \cdot u_i(t)$, $p = N^p(x) \cdot p_i(t)$, 结合公式(4)和(5), 得到固相控制有限元方程:

$$K^T \frac{du}{dt} + R \frac{dp}{dt} = \frac{dF}{dt} \quad (6)$$

收稿日期: 2005- 10- 13; 修订日期: 2006- 03- 28。

作者简介: 周德华(1968—), 男(汉族), 湖北云梦人, 博士、高级工程师, 主要从事油气田开发和储量管理。

$$\text{式中: } \mathbf{K}^T = \int_v \mathbf{B}^T \mathbf{D} \mathbf{B} dv \quad (6a)$$

$$\mathbf{R} = \sum_{m=1}^2 \int_v \mathbf{B}^T \mathbf{D} \mathbf{C} m \phi_m N dv \quad (6b)$$

$$\mathbf{F} = \int_s \mathbf{N} f ds \quad (6c)$$

$$\mathbf{D} = \frac{\mathbf{E}(1-\nu)}{(1+\nu_u)(1-2\nu)} \times$$

$$\begin{pmatrix} 1 & \frac{\nu}{1-\nu} & \frac{\nu}{1-\nu} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & \frac{\nu}{1-\nu} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \end{pmatrix} \quad (6d)$$

\mathbf{K}^T 为刚度矩阵; \mathbf{R} 为耦合矩阵; \mathbf{F} 为载荷矩阵; \mathbf{N} 为形函数向量; s 为控制体表面。

将式(2)采用 Galerkin 有限元法得到:

$$\mathbf{E}p + \mathbf{L} \frac{du}{dt} + \mathbf{M} \frac{dp}{dt} = \mathbf{Q}^* \Delta p \quad (7)$$

$$\text{式中: } \mathbf{E} = - \frac{1}{\mu} \int_v \mathbf{N}^T \mathbf{k} \mathbf{N} dv \quad (7a)$$

$$\mathbf{L} = \phi_m \int_v \mathbf{N}^T \mathbf{m}^T \mathbf{C} \mathbf{D} \mathbf{B} dv = \mathbf{R}^T \quad (7b)$$

$$\mathbf{M} = - \phi_m \int_v \mathbf{N}^T \mathbf{N} dv \quad (7c)$$

$$\mathbf{Q}^* = \xi \int_v \mathbf{N}^T \mathbf{N} dv \quad (7d)$$

\mathbf{k} 为渗透率矩阵。

方程(6)与(7)以有限元离散描述了一个双重介质系统液固耦合模型。写成如下矩阵形式:

$$\begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{E} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u \\ p \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \mathbf{K}^T & \mathbf{R} \\ \mathbf{L} & \mathbf{E} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u \\ p \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{F} \\ \mathbf{G} \end{pmatrix} \pm \begin{pmatrix} 0 \\ \mathbf{Q}^* \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ \Delta p \end{pmatrix} \quad (8)$$

$$\text{式中: } \mathbf{G} = \frac{1}{\mu} \int_v \mathbf{N}^T \mathbf{k} \mathbf{N} dv。$$

对时间采用有限差分格式:

$$\begin{pmatrix} \mathbf{K}^T & \mathbf{R} \\ \mathbf{L} & \Delta t \mathbf{E} + \mathbf{M} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u \\ p \end{pmatrix}^{t+1} = \begin{pmatrix} \mathbf{k}^T & \mathbf{R} \\ \mathbf{L} & \mathbf{E} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u \\ p \end{pmatrix}^t + \begin{pmatrix} \mathbf{F} \\ \Delta t \mathbf{G}_2 \end{pmatrix}^{t+1} + \begin{pmatrix} \mathbf{F} \\ 0 \end{pmatrix}^t \pm \begin{pmatrix} 0 \\ \Delta t \mathbf{Q}^* \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ \Delta p \end{pmatrix}^{t+1} \quad (9)$$

文献[7]对上述模型必要的物理参数进行了详细讨论。

2 边界条件

位移边界条件:

$$u_i(x, t) = u_i^0(x, t) |_{SD} \quad (10)$$

法向边界条件:

$$\sigma_{ij}(x, t) n_j = T_{ij} |_{TD} \quad (11)$$

流体压力边界条件:

$$p(x, t) = p^0(x, t) |_{SP} \quad (12)$$

流体流量边界条件:

$$q_i(x, t) n_i = q_i^0(x, t) |_{SQ} \quad (13)$$

式中: n_i 为法向外边界向量; T_{ij} 为法向面力, MPa。

3 实例

编制有限元程序,进行实例验算。液固耦合模拟计算区域和网格如图 1 所示,划分网格时,井筒附近网格间距小,远离井筒处间距大。模拟了流动区域的 1/2,条件是井以定产量生产,油藏边界为封闭边界。设计有效生产层厚度为 $h = 12$ m。网格为 13×13 。计算基本数据: $Q = 10$ t/d; $\mu = 1$ mPa·s; $h = 2500$ m。3口井对应的生产层基本数据如表 1 所示。计算结果如图 2~ 5 所示。

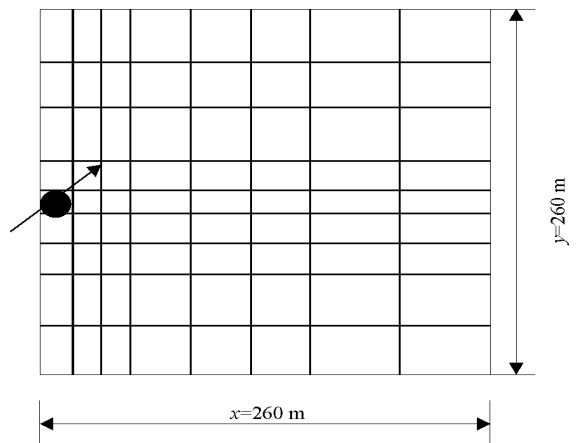


图 1 油藏有限元网格

Fig. 1 Finite element networks in reservoir

表 1 3口井对应生产层参数

Table 1 Reservoir parameters of 3 wells

井号	$k_f / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$k_s / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$\phi, \%$	$v, \%$
1	178	22	0.95	0.22
2	20	1	3.00	0.25
3	133	69	0.90	0.20

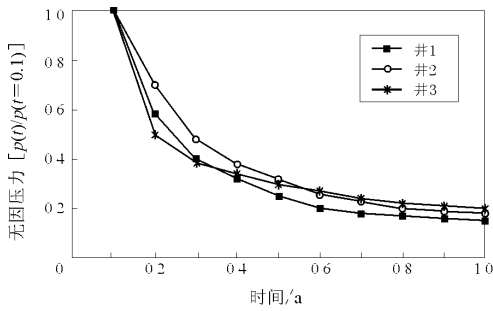


图 2 3口井附近的压力动态

Fig.2 Pressure decline of 3 wells

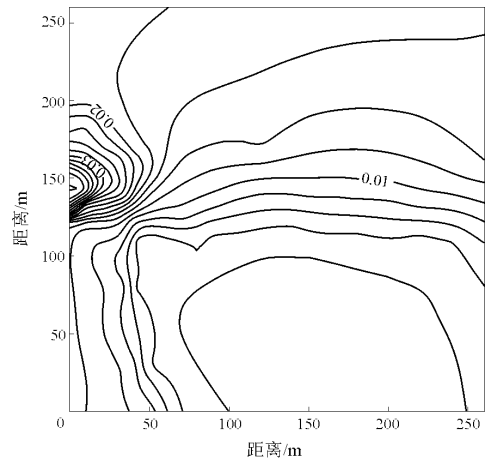


图 5 井 3 生产层生产 1 年后的应变分布

Fig.5 Formation strain distribution of well 3 after one year

应用实例来看,采用未考虑液固耦合效应的常规模型可以满足模拟计算的需要。从图 3~ 5 看:井 2 对应的生产层应变明显高于井 1 和井 3,原因在于井 2 对应的产层的压力系数远远高于井 1 和井 3,且是异常高压产层。

4 结论

1) 建立双重介质渗流系统液固耦合的数学模型,通过有限元离散和有限差分,能方便实现模型计算,绘制压力分布图和应变分布图。

2) 压力系数越高、储层物性越差,液固耦合效应越明显。

3) 随着生产时间的延长,液固耦合对井底压力的效应会逐渐消失,因此并非所有的双重介质储层都需要考虑液固耦合效应。

参考文献:

- 1 周德华. 应用等值渗流阻力法建立面积井网水平井产能方程[J]. 石油实验地质, 2004, 26(6): 594~ 596
- 2 周德华. 裂缝网络油藏水平井电模拟试验研究[J]. 石油实验地质, 2003, 25(2): 216~ 220
- 3 Biot M A. General theory of three-dimensional consolidation [J]. J Appl Phys, 1941, 12: 155~ 164
- 4 Detournay E, Cheng A H D. Poroelastic response of a borehole in non-hydrostatic stress field[J]. Int J Rock Mech Min Sci Geomech Abstr, 1988, 25(3): 171~ 182
- 5 Terzaghi K. Theoretical soil mechanics[M]. New York: John Wiley, 1943. 109~ 120
- 6 周德华. 复杂裂缝油藏中窜流函数建立[J]. 油气采收率技术, 2000, 7(2): 30~ 32
- 7 周德华. 复杂裂缝网络渗流力学及其应用研究[D]: (学位论文). 北京: 石油大学, 1998

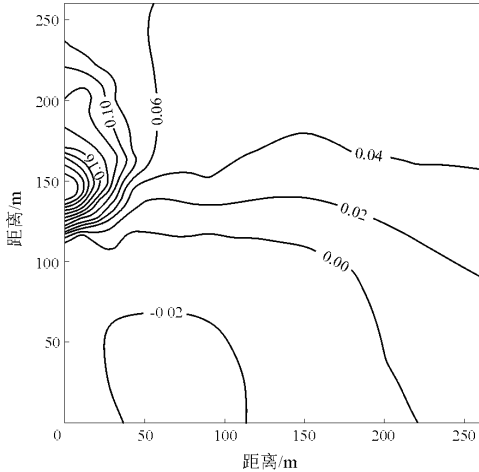


图 3 井 1 生产层生产 1 年后的应变分布

Fig.3 Formation strain distribution of well 1 after one year

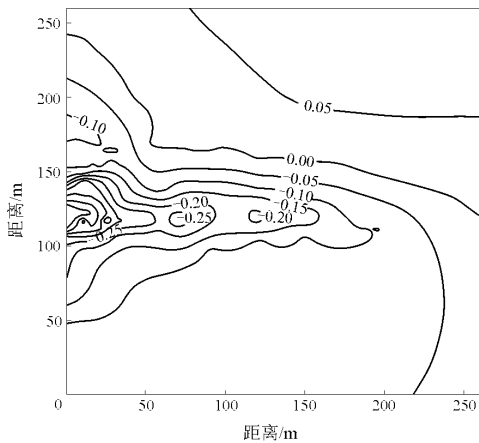


图 4 井 2 生产层生产 1 年后的应变分布

Fig.4 Formation strain distribution of well 2 after one year

从图 2 可以看出:尽管井 2 对应的产层 k_f/k_s 远远高于井 1 和井 3,但其渗透率的绝对值远低于井 1 和井 3,反映出的井底压力变化稍趋于平缓;随着生产时间的延长,井底压力的变化趋势逐渐接近,双重介质液固耦合效应渐渐消失,从本文

STUDY AND APPLICATION OF LIQUID/ SOLID COUPLE MODEL IN DOUBLE POROSITY MEDIA SYSTEMS

Zhou Dehua¹, Ge Jiali²

(1. Oil and Gas Development Business Unit, SINOPEC, Beijing 100029, China;

2. University of Petroleum, Beijing 100020, China)

Abstract: The 2 fields of fluid flowing and stress simultaneously play roles in the pore-fracture media during hydrocarbon exploration. The coupling effects may change the reservoir formation parameters and affect the liquid distribution. Therefore, it is necessary to utilize a liquid/ solid couple model to analyze the fluid flowing behavior in double porosity media. This model has been made thanks to the concept of effective stress. Finite Element Method and limited difference are utilized to gain solutions. The influence of couple effect on accumulation is stated as follow: higher pressure coefficient, poorer formation nature, and more remarkable liquid/ solid couple effects. The effect will gradually disappear as the development time prolongs, therefore, it is not necessary to take into account the liquid/ solid couple effects in all double porosity media reservoirs.

Key words: finite element method; limited difference; effective stress; fluid flowing; liquid/ solid couple; double porosity media

(continued from page 291)

measured simultaneously under simulated formation conditions (including temperature, pore pressure, confining pressure, air-dried or saturated by water, and different directions of samples). The composition and structure of rock are the inherent factors determining the velocities and mechanical parameters, with the velocities and Young's modulus decreasing along with the increases in clay content and porosity. Generally, the velocities and dynamic elastic moduli of samples parallel to bedding are greater than those perpendicular to bedding, while the Poisson's ratio is an exception. The velocities, dynamic Young's modulus and bulk modulus increase along with the decrease in temperature and increase in effective confining pressure, while the Poisson's ratio shows no evident rule to the changing of temperature, and increase for air-dried samples and decrease for samples saturated with brine as the effective confining pressure increases. Both P-wave and S-wave velocities increase firstly and then decrease along with the increase in additional axial stress, with the maximum velocities corresponding respectively to 80% and 50% ultimate compressive strength of sandstones. The P-wave velocity and dynamic elastic moduli of samples saturated by brine are greater than those of air-dried samples, with the exception of S-wave. The dynamic Young's moduli of all samples are greater than the static Young's moduli, but the dynamic and static Poisson's ratios show no such rule.

Key words: formation condition; ultrasonic wave velocity; dynamic elastic parameter; static elastic parameter; elastic rock; Upper Triassic; Jurassic; the northeast Sichuan Basin