

# 流固耦合油藏数值模拟中 物性参数动态模型研究

冉启全

(中国科学院力学研究所)

李士伦

(西南石油学院)

**关键词** 数值模拟 渗流力学 物性参数 动态分析 模型 (岩土变形) (流固耦合)

**摘要** 根据流固耦合的基本思想,将渗流力学与岩土力学相结合,阐述了流固耦合油藏数值模拟的基本原理及其实现过程;将油藏开采过程中的物性参数视为应力与温度的函数,并根据体积应变的概念,导出了流固耦合油藏数值模拟求解所需的孔隙度、孔隙压缩系数及渗透率等物性参数动态变化的理论计算模型,为实现流固耦合油藏数值模拟提供了有效的途径。最后,利用导出的模型进行了实例计算,结果证明在油藏开采过程中流固耦合效应强烈,对物性参数有很大的影响,并最终影响油藏的开采动态,从而检验了流固耦合油藏数值模拟的实用价值。

## 前 言

随着石油工业的发展以及解决复杂石油工程问题的需要,流固耦合渗流的研究越来越受到高度重视。在油藏开采过程中,油藏流体渗流与岩土变形是相互影响、相互制约的,即油、气、水的渗流与开采要引起油藏应力的重新分布,并导致多孔介质的变形;而多孔介质的变形则导致油藏孔隙体积的改变,引起油藏物性参数(特别是孔隙度、孔隙压缩系数和渗透率)的变化,反过来影响油藏流体的渗流与开采。由此可见,油藏是一个流体渗流与多孔介质变形的动态耦合统一体。因此,本质意义上的油藏数值模拟应该是对油藏流体渗流与岩土变形的动态耦合作用过程进行仿真模拟,既要对流体的渗流过程进行模拟,又要对岩土变形过程进行模拟,并要体现出它们之间的动态耦合作用关系。

常规油藏数值模拟基于纯渗流力学理论,在模拟流体渗流时,不能同时对岩土变形过程进行模拟,无法考虑流固耦合作用下油藏物性参数的变化对油气渗流的影响。用它作为预测手段,预测流固耦合作

用下的油藏开采动态是困难的,并且经常造成较大的误差。为此,本文将渗流力学与岩土力学相结合,阐述了流固耦合油藏数值模拟的基本原理及其实现过程。要实现流固耦合油藏数值模拟需解决的关键问题是如何获得开采过程中的物性参数。本文在流固耦合油藏数值模拟理论的指导下建立了物性参数动态模型,为流固耦合油藏数值模拟的实现提供了有效途径。

## 基本原理

流固耦合油藏数值模拟的数学模型由两部分组成,即流固耦合作用下的渗流数学模型和流固耦合作用下的岩土变形数学模型。

### 1 流固耦合作用下的渗流数学模型

在饱和油、气、水三相的变形多孔介质中,流固耦合渗流的运动方程<sup>[1]</sup>为

$$\vec{w}_a = \vec{w}_{ra} + \vec{v}_s = \frac{1}{\phi S_a} \vec{v}_a + \vec{v}_s \quad (1)$$

其中

$$\vec{v}_a = -\frac{KK_{ra}}{\mu_a} (\nabla p_a - \rho_a g \nabla D) \quad (2)$$

**作者简介:** 冉启全,男,32岁,1996年毕业于西南石油学院油气田开发工程专业,获博士学位,现在中国科学院力学研究所博士后流动站工作,从事渗流力学与岩土力学的耦合理论及其应用研究。地址:北京市中关村路15号中国科学院力学研究所七室,邮政编码100080。

**收稿日期:** 1996-08-02

$$\vec{v}_s = \frac{\partial \vec{U}}{\partial t} \quad (3)$$

引入  $\alpha$  相中  $i$  组分的质量分量 ( $x_{i\alpha}$ ), 根据流固耦合渗流的运动方程和质量守恒原理, 并考虑源汇项  $q_i$ , 则可得变形多孔介质中流固耦合多相多组分渗流的数学模型

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left[ \sum_{\alpha=1}^3 \frac{x_{i\alpha} \rho_{\alpha} K K_{ra}}{\mu_{\alpha}} (\nabla p_{\alpha} - \rho_{\alpha} g \nabla D) \right] \\ & - \nabla \cdot \left( \varphi \sum_{\alpha=1}^3 x_{i\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} \vec{v}_s \right) + q_i = \frac{\partial}{\partial t} \left( \varphi \sum_{\alpha=1}^3 x_{i\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} \right) \end{aligned} \quad (4)$$

其中,  $\alpha=1$ (油),  $2$ (气),  $3$ (水)。

求解上述流固耦合渗流微分方程的流体类辅助方程和状态方程与常规渗流微分方程一致。

流固耦合渗流方程中的流固耦合效应表现为:

①与常规方程相比, 方程左端传导项中增加了与岩土变形和岩土质点速度 ( $\vec{v}_s$ ) 有关的流固耦合项

$$\nabla \cdot \left( \varphi \sum_{\alpha=1}^3 x_{i\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} \vec{v}_s \right)$$

②方程中的绝对渗透率、孔隙度和孔隙压缩系数在开采过程中由于岩土变形而动态变化, 它们是应力、温度及岩土本身力学特性的函数, 即

$$\varphi = f(I_1, T) \quad (5)$$

$$K = f(I_1, T) \quad (6)$$

$$K = f(I_1, T) \quad (7)$$

可见, 流固耦合渗流方程中的岩土质点速度及物性参数的动态变化均与岩土变形有关, 是流固耦合作用的结果。所以, 求解时还必须对岩土变形过程进行模拟, 才能求得岩土质点速度和物性参数动态变化的结果。

### 2 流固耦合作用下的岩土变形数学模型

岩土质点速度及岩土变形量可由流固耦合油藏岩土变形数学模型求出。根据虚功等效原则, 可导出用于岩土变形模型求解的有限元模型<sup>①</sup>, 即

$$[K] \vec{u} = \{F_v\} + \{F_s\} + \{F_p\} - \{F_{\sigma_0}\} \quad (8)$$

上述模型没有涉及多孔介质作何种变形的假设, 因此不论多孔介质是发生线性或非线性变形, 还是发生弹性或弹塑性变形, 该模型均有效。

### 3 流固耦合油藏数值模拟的实现过程

流固耦合油藏数值模拟采用显式交替求解方式来实现, 即岩土变形模型的求解滞后于渗流模型一

个时步。渗流模型采用有限差分法求解<sup>[2]</sup>, 而变形模型采用有限元法求解, 其实现过程为:

①求油藏的初始应力分布; ②运行渗流模拟器, 模拟一个时步的渗流动态, 求得孔隙压力与饱和度分布及各开采动态指标; ③根据孔隙压力与饱和度的增量, 重新计算载荷分布; ④运行变形模拟器, 求载荷增量引起的位移增量、应力增量和体积应变; ⑤根据体积应变计算新的油藏物性参数, 并根据位移计算岩土质点速度, 返回②, 求解下一个时步的解, 直到结束。

## 物性参数动态模型的建立

实现流固耦合油藏数值模拟的关键问题之一是如何建立流固耦合作用下的物性参数动态模型。

由于流固耦合作用, 在开采过程中岩土多孔介质要发生动态变形, 因而油藏的孔隙度、孔隙压缩系数和渗透率等物性参数都是动态变化的。本文根据岩土变形模型解出的体积应变, 从基本定义出发, 导出流固耦合油藏数值模拟求解所需的物性参数动态变化的理论计算模型。由于体积应变隐含了油藏应力、温度变化及岩土本身力学特性的综合效应, 同时不论是何种变形均有效, 因而由此建立的模型完全适用于流固耦合油藏数值模拟。

### 1 体积应变的概念

所谓体积应变, 就是油藏岩土在变形过程中单位体积的体积改变。其数学表达式为

$$\epsilon_v = \frac{\Delta V_b}{V_b} = \epsilon_x + \epsilon_y + \epsilon_z \quad (9)$$

### 2 孔隙度模型

计算孔隙度动态变化的传统模型, 是将孔隙压缩系数视为不变的常数, 并通过孔隙压力的变化来计算孔隙度的变化<sup>[3]</sup>, 因而存在很大的局限性。本文利用体积应变的概念, 从基本定义出发, 导出适用于流固耦合油藏数值模拟的孔隙度模型。

孔隙度的定义为

$$\varphi = \frac{V_b - V_r}{V_b} \quad (10)$$

在孔隙压力和温度发生一定变化后, 孔隙度初始状态  $\varphi_0(p_0, T_0)$  处于当前状态  $\varphi(p, T)$ , 此时有一体积应变  $\epsilon_v$ , 岩土总体积发生的变化为  $\Delta V_b$ , 则有

$$\Delta V_b = V_b \epsilon_v \quad (11)$$

① 冉启全, 流固耦合油藏数值模拟理论与方法研究, 西南石油学院博士论文, 1996年。

岩土总体积的变化由孔隙体积的变化和岩土基质体积的变化组成,并认为岩土基质体积的变化完全归因于岩土颗粒的热膨胀,即

$$\Delta V_r = V_r \gamma (T - T_0) \quad (12)$$

因此,可以导出计算新的孔隙度的表达式

$$\varphi = \frac{(V_b + \Delta V_b) - (V_r + \Delta V_r)}{V_b + \Delta V_b} \quad (13)$$

将(11)式代入(13)式得

$$\begin{aligned} \varphi &= \frac{1}{1 + \epsilon_v} \left[ \frac{(1 + \epsilon_v)V_b - (V_r + \Delta V_r)}{V_b} \right] \\ &= \frac{1}{1 + \epsilon_v} \left( \frac{V_b - V_r}{V_b} + \epsilon_v - \frac{\Delta V_r}{V_b} \right) \end{aligned} \quad (14)$$

将(10)式代入(14)式得

$$\varphi = \frac{1}{1 + \epsilon_v} \left( \varphi_0 + \epsilon_v - \frac{\Delta V_r}{V_b} \right) \quad (15)$$

将(12)式代入(15)式得

$$\varphi = \frac{1}{1 + \epsilon_v} \left[ \varphi_0 + \epsilon_v - \frac{V_r \gamma (T - T_0)}{V_b} \right] \quad (16)$$

由于

$$\frac{V_r}{V_b} = 1 - \frac{V_b - V_r}{V_b} = 1 - \varphi_0 \quad (17)$$

将(17)式代入(16)式得

$$\varphi = \frac{1}{1 + \epsilon_v} \left[ \varphi_0 + \epsilon_v - (1 - \varphi_0) \gamma (T - T_0) \right] \quad (18)$$

若只考虑等温渗流,  $T - T_0 = 0$ , 则(18)式简化为

$$\varphi = \frac{1}{1 + \epsilon_v} (\varphi_0 + \epsilon_v) \quad (19)$$

此时岩土总体积的变化完全归因于孔隙体积的变化。(19)式就是等温情况下计算孔隙度的理论模型,孔隙度被视为体积应变的函数(见图1)。

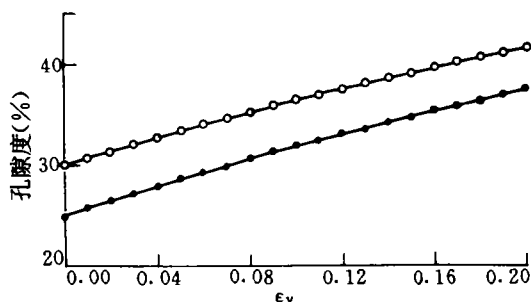


图1 孔隙度与体积应变的关系图

Fig. 1 Relationship between porosity and volumetric strain

### 3 孔隙压缩系数模型

常规油藏数值模拟将孔隙压缩系数视为不变的常数,这是不妥的。因为在油藏开采过程中,孔隙体

积在不断变化,因而孔隙压缩系数也在随时间不断变化。本文利用体积应变的概念,从基本定义出发,导出适用于流固耦合油藏数值模拟的孔隙压缩系数动态变化的理论计算模型。

孔隙压缩系数的定义为

$$C_\varphi = \frac{1}{\varphi} \frac{\partial \varphi}{\partial p} \quad (20)$$

假设孔隙压缩系数在一个求解时间步长内是常数,则对(20)式进行积分得

$$\varphi = \varphi_0 \exp[C_\varphi (p - p_0)] \quad (21)$$

对(21)式进行级数展开,并略去高阶小量,得一阶近似表达式

$$\varphi = \varphi_0 (1 + C_\varphi \Delta p) \quad (22)$$

由(22)式得

$$C_\varphi = \frac{\varphi - \varphi_0}{\varphi_0 \Delta p} \quad (23)$$

将(18)式代入(23)式,经整理得

$$C_\varphi = \frac{(1 - \varphi_0) (\Delta \epsilon_v - \gamma \Delta T)}{(1 + \Delta \epsilon_v) \varphi_0 \Delta p} \quad (24)$$

其中  $\Delta p = p - p_0$   $\Delta T = T - T_0$

Beattie(1991)指出,在变形相对比较大的情况下,由(22)式导出的孔隙压缩系数作为压力的函数的近似表达式是不精确的。因此,根据(21)式可以导出孔隙压缩系数的精确表达式。

由(21)式得

$$C_\varphi = \frac{1}{p - p_0} \ln \frac{\varphi}{\varphi_0} \quad (25)$$

将(18)式代入(25)式得

$$C_\varphi = \frac{1}{\Delta p} \ln \left[ \frac{\varphi_0 + \Delta \epsilon_v - (1 - \varphi_0) \gamma \Delta T}{\varphi_0 (1 + \Delta \epsilon_v)} \right] \quad (26)$$

若只考虑等温渗流,  $\Delta T = 0$ , 则(26)式简化为

$$C_\varphi = \frac{1}{\Delta p} \ln \left[ \frac{\varphi_0 + \Delta \epsilon_v}{\varphi_0 (1 + \Delta \epsilon_v)} \right] \quad (27)$$

(26)、(27)式就是流固耦合油藏数值模拟中孔隙压缩系数动态变化的理论计算模型。

### 4 渗透率模型

渗透率是影响油藏渗流的最主要的参数。在常规的油藏数值模拟中将渗透率视为常数处理,没有考虑油藏开采过程中岩土变形及孔隙体积变化对渗透率的影响,使数值模拟结果与实际情况有较大的误差。因此,本文以体积应变为基本变量,建立流固耦合作用下渗透率与岩土变形的关系式。

渗透率与体积应变的关系可以通过 Kozeny-Carman 方程导出。Kozeny-Carman(Kozeny, 1927;

Carman, 1937, 1938, 1956) 基于毛细管束模型, 首次建立了渗透率与孔隙度、比表面、形状因子和迂曲度间的相互关系, 提出了渗透率方程

$$K = \frac{\varphi}{k_z S_p^2} \quad (28)$$

其中

$$S_p = \frac{A_s}{V_p} \quad k_z \approx 5 \quad (29)$$

Kozeny-Carman 方程虽然不是表达渗透率的最好形式, 但它为建立渗透率变化与岩土变形之间的关系提供了一种手段。

设初始状态 ( $p_0, T_0$ ) 的渗透率为

$$K_0 = \frac{\varphi_0}{k_z S_{p0}^2} \quad (30)$$

其中

$$S_{p0} = \frac{A_{s0}}{V_{p0}} \quad (31)$$

当由初始状态变化到状态 ( $p, T$ ) 时, 岩土总体积和单个颗粒的累计体积发生的变化分别为  $\Delta V_b$  和  $\Delta V_r$ , 颗粒表面积发生的变化为  $\Delta A_s$ 。假设岩土颗粒的体积和表面积的变化仅由热胀冷缩而引起, 并认为颗粒是球形的, 则可以计算出颗粒半径的变化, 进而求出表面积的变化, 即

$$\Delta A_s = n \frac{8}{3} \pi r^2 \gamma \Delta T \quad (32)$$

(32) 式中假定: 颗粒具有均匀而恒定的初始半径, 且每单位孔隙体积中有  $n$  个颗粒。

表面积的增量  $\Delta A_s$  可用一个系数  $\beta$  来表示, 即

$$A_s = A_{s0}(1 + \beta) \quad (33)$$

岩土颗粒体积的变化可以表示为

$$\Delta V_r = V_r \gamma \Delta T \quad (34)$$

则岩土总体积的变化减去热膨胀项 (即岩土颗粒体积的变化), 就是孔隙体积的变化

$$\Delta V_p = \Delta V_b - \Delta V_r \quad (35)$$

因此, 新的孔隙度为

$$\varphi = \frac{V_p + (\Delta V_b - \Delta V_r)}{V_b + \Delta V_b} \quad (36)$$

新的比表面 ( $S_p$ ) 为

$$S_p = \frac{A_{s0}(1 + \beta)}{V_p + (\Delta V_b - \Delta V_r)} \quad (37)$$

新的渗透率与原始渗透率的比值为

$$\frac{K}{K_0} = \frac{\frac{\varphi}{k_z S_p^2}}{\frac{\varphi_0}{k_z S_{p0}^2}} = \frac{\varphi S_{p0}^2}{\varphi_0 S_p^2} \quad (38)$$

将(36)、(37)式代入(38)式并整理得

$$\frac{K}{K_0} = \frac{V_p + \Delta V_p}{V_b + \Delta V_b} \frac{(V_p + \Delta V_p)^2}{A_{s0}^2 (1 + \beta)^2} \frac{V_b A_{s0}^2}{V_p V_p^2} \quad (39)$$

而总体积的变化可直接由体积应变得得到, 即

$$\Delta V_b = \epsilon_v V_b \quad (40)$$

将(40)式代入(39)式得

$$\frac{K}{K_0} = \frac{1}{1 + \epsilon_v} \frac{1}{(1 + \beta)^2} \left( \frac{V_p + \Delta V_p}{V_p} \right)^3 \quad (41)$$

由(34)、(35)和(40)式可得

$$\Delta V_p = \epsilon_v V_b - (V_b - V_p) \gamma \Delta T \quad (42)$$

因此, 有

$$V_p + \Delta V_p = V_p (1 + \gamma \Delta T) + V_b (\epsilon_v - \gamma \Delta T) \quad (43)$$

则

$$\frac{V_p + \Delta V_p}{V_p} = 1 + \frac{\epsilon_v}{\varphi_0} - \frac{\gamma \Delta T (1 - \varphi_0)}{\varphi_0} \quad (44)$$

将(44)式代入(41)式得

$$\frac{K}{K_0} = \frac{1}{(1 + \epsilon_v)(1 + \beta)^2} \left[ 1 + \frac{\epsilon_v}{\varphi_0} - \frac{\gamma \Delta T (1 - \varphi_0)}{\varphi_0} \right]^3 \quad (45)$$

考虑到表面积变化可以忽略, 因而有  $\beta \approx 0$ , 那么(45)式简化为

$$\frac{K}{K_0} = \frac{1}{1 + \epsilon_v} \left[ 1 + \frac{\epsilon_v}{\varphi_0} - \frac{\gamma \Delta T (1 - \varphi_0)}{\varphi_0} \right]^3 \quad (46)$$

如果忽略整个过程中的热效应, 则可得到等温渗流过程中渗透率变化与体积应变的关系式

$$\frac{K}{K_0} = \frac{1}{1 + \epsilon_v} \left( 1 + \frac{\epsilon_v}{\varphi_0} \right)^3 \quad (47)$$

(47)式就是等温情况下计算渗透率动态变化的理论模型, 为体积应变的函数, 图2给出了(47)式表达的渗透率与体积应变的关系曲线。

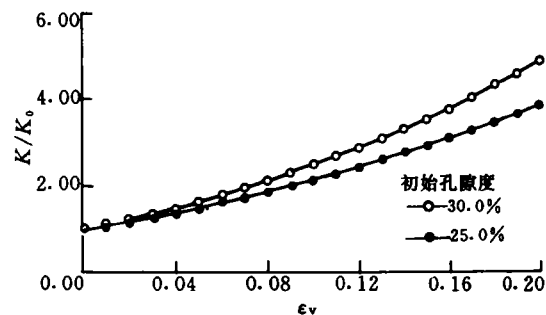


图2  $K/K_0$ 与体积应变的关系图

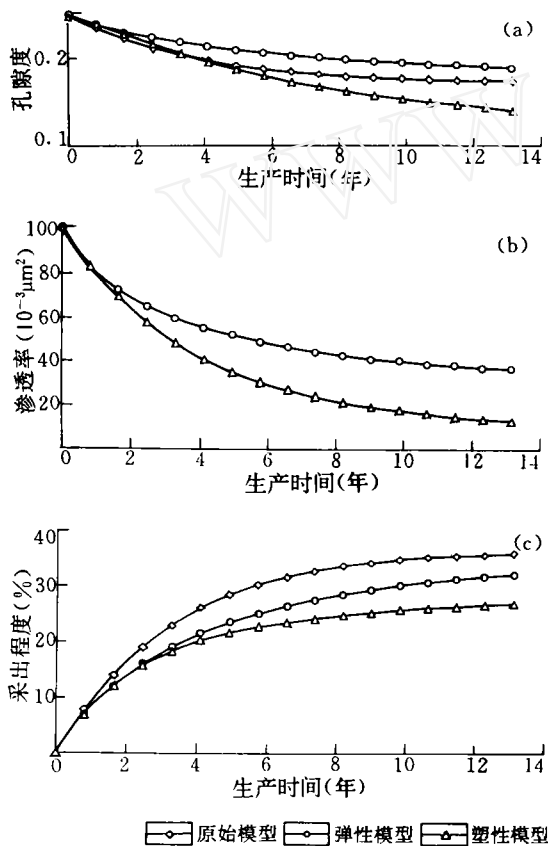
Fig. 2  $K/K_0$  vs. volumetric strain

计算实例比较

结 论

进行衰竭式开采模拟计算(结果见图3),计算实例分3种情况:①按常规方法模拟,即孔隙度根据孔隙压缩系数随孔隙压力而变化,但将孔隙压缩系数和渗透率视为常数,因而基本上没有考虑流固耦合效应(原始模型);②考虑流固耦合效应,即孔隙度、孔隙压缩系数和渗透率均发生动态变化,但将多孔介质视为线弹性变形(弹性模型);③考虑流固耦合效应,即孔隙度、孔隙压缩系数和渗透率均发生动态变化,但将多孔介质视为弹塑性变形(塑性模型)。

本文将渗流力学与岩土力学相结合,阐述了流固耦合油藏数值模拟的基本原理及其实现过程;根据体积应变的概念,导出了流固耦合油藏数值模拟求解所需的孔隙度、孔隙压缩系数及渗透率等物性参数动态模型,为流固耦合油藏数值模拟的实现提供了有效的途径。实例计算结果证明,在油藏开采过程中流固耦合效应强烈,对物性参数有很大的影响,并最终影响油藏的开采动态,因而在油藏数值模拟中流固耦合效应是不能忽视的。



(a) 井点网格孔隙度与时间关系;(b) 井点网格渗透率与时间关系;(c) 井点网格采出程度与时间关系

图3 参数与时间关系曲线

Fig. 3 Paramaters vs. production time

从模拟结果可以看出,流固耦合效应对孔隙度和渗透率有较大的影响,其中弹塑性变形的耦合效应对孔、渗的影响要比弹性变形的耦合效应对孔、渗的影响大,因而流固耦合效应极大地影响了采出程度;原始模型的采出程度显然偏高,弹塑性变形比弹性变形的采出程度低。

符号注释

$\varphi$ —孔隙度; $\alpha$ —流体相(油、气、水); $S_\alpha$ —流体相 $\alpha$ 的饱和度; $\vec{w}_\alpha, \vec{v}_\alpha$ —流体相 $\alpha$ 和岩土质点的绝对速度, m/s;  $\vec{w}_{\alpha r}, \vec{v}_{\alpha r}$ —流体相 $\alpha$ 的相对速度和达西速度, m/s;  $K$ —油藏的绝对渗透率, m<sup>2</sup>;  $K_{r\alpha}$ —流体相 $\alpha$ 的相对渗透率;  $\mu_\alpha$ —流体相 $\alpha$ 的粘度, Pa·s;  $p_\alpha$ —流体相 $\alpha$ 的压力, Pa;  $\rho_\alpha$ —流体相 $\alpha$ 的密度, kg/m<sup>3</sup>;  $g$ —重力加速度, m/s<sup>2</sup>;  $D$ —标高,是基准面垂直方向深度(海拔), m;  $\vec{U}$ —岩土质点的位移矢量, m;  $t$ —时间, s;  $C_p$ —孔隙压缩系数, 1/Pa;  $I_1$ —油藏应力第一不变量, Pa;  $T$ —温度, K;  $[K]$ —刚度矩阵;  $\vec{u}$ —结点位移, m;  $F_z, F_s, F_p$ —自重、表面和孔隙压力载荷等效结点力, N;  $F_{z0}$ —初应力载荷等效结点力, N;  $V_b$ —岩土的总体积, m<sup>3</sup>;  $\Delta V_b$ —岩土的总体积变化, m<sup>3</sup>;  $V_r$ —岩土基质的体积, m<sup>3</sup>;  $\Delta V_r$ —岩土基质的体积变化, m<sup>3</sup>;  $\epsilon_x, \epsilon_y, \epsilon_z, \epsilon_v$ — $x, y, z$  方向的正应变和体积应变;  $\gamma$ —热膨胀系数, 1/K;  $S_p$ —比表面积, m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>;  $k_s$ —Kozeny 常数,是孔隙介质形状因子( $k_0$ )和迂曲度 $[(L_r/L)^2]$ 的函数,  $k_s = k_0(L_r/L)^2$ ;  $A_s$ —岩土颗粒的总表面积或岩土孔隙的内表面积, m<sup>2</sup>;  $V_p$ —岩土孔隙体积, m<sup>3</sup>;  $K_0$ —原始渗透率, m<sup>2</sup>;  $S_{p_0}$ —原始比表面积, m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>;  $\beta^-$ —增量( $\Delta A_s$ ), 系数。

参 考 文 献

- 冉启全等:流固耦合多相多组分渗流数学模型的建立;中国海上油气,1996, 10(3) 172~177.
- 韩大匡等:油藏数值模拟基础;石油工业出版社(北京),1993.
- Geertsma, J.: The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks; Pet. Trans. AIME, 1957, 210, 331-340.

(编辑 陈志宏)

output.

**Subject heading:** Horizontal well, Pressure drop, Turbulent flow, Coefficient of friction, Analysis, Model

AN IMPROVED STEAM SOAK PREDICTIVE MODEL. *PED*, 1997, 24(3): 53-56

**Hou Jian** (*Geological Research Institute, Shengli Petroleum Administration, Shandong, 257015*)

Production behavior of steam stimulation wells is related to some factors such as reservoir properties, steam injection condition and so on. In light of the multi-layer reservoir model, the size of heated zone is calculated, and taking steam override into account the average temperature. Oil and water saturations of heated zone as well as the average reservoir pressure are calculated by mass balance equation and energy balance equation. Then, by using flow equation people can predict the reservoir production capability. An improved steam soak predictive model (PREC) is presented in this paper. Energy assignment and interaction in multi-layer formations and the variation of the relative permeabilities of oil and water with temperature and saturations are considered in this model which can handle multi-layer and (or) multi-cycle conditions. The results of calculation fit very well with the oil field test data provided in SPE literatures, thus the validity of this model is verified.

**Subject heading:** Steam soaking, Productivity forecast, Viscous oil recovery, Mathematical model

APPLICATION OF MICROWAVE TO THE EXPLOITATION OF OIL AND GAS. *PED*, 1997, 24(3): 57-60

**Ma Baoqi** (*Xi'an Petroleum Institute, Shanxi, 710061*)

This paper discusses the principle of microwave action and its application to the exploitation of oil and gas. The study shows that the application of microwave can increase the yield of heavy crude oil by 1-4 times with no restriction to the depth of oil bearing reservoir; shorten the dewaxing period from 45 to 7min; raise dewatering efficiency by 16.7%-45.7% with an obvious effect in dewatering of crude oil emulsion flooded by polymer. In natural gas, 91.2% H<sub>2</sub>S can be decomposed into H<sub>2</sub> and S by microwave. This paper also discusses the possibilities of preventing and removing hydrate formed in natural gas exploitation, and the possibility in decomposing polymer plugging reservoir. The study indicates that this technique is simple, highly efficient and easy to control in the development of oil and gas.

**Subject heading:** Microwave, Viscous oil recovery, Dewaxing, Demulsification, Hydrogen sulfide removal

STUDY ON DYNAMIC MODELS OF RESERVOIR PARAMETERS IN THE COUPLED SIMULATION OF MULTIPHASE FLOW AND RESERVOIR DEFORMATION. *PED*, 1997, 24(2): 61-65

**Ran Qiquan** (*Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing, 100080*)

The paper states the principle of numerical simulation for the coupling of multiphase flow and reservoir deformation and its implementation process according to the basic theory of fluid flow and solid deformation, combining mechanics of flow through porous media and geomechanics. The theoretical models for calculating reservoir parameters (porosity, compressibility and permeability) in reservoir exploitation process, which are used in numerical simulation of the coupling of multiphase flow and reservoir deformation, are derived according to the concept of volumetric strain, regarding reservoir parameters as functions of stress and temperature, which provides the way for implementing the numerical simulation of the coupling of multiphase flow and reservoir deformation. The results of an example finally calculated show that the strong coupled effect of multiphase flow and reservoir deformation in exploitation process has great impact on reservoir parameters and reservoir performances, and show that numerical simulation for the coupling of multiphase flow and reservoir deformation has great utilities.

**Subject heading:** Numerical simulation, Percolation mechanics, Physical parameter, Performance analysis, Model, (Rock and soil deformation) (Coupling of flow and deformation),

SIMULATING AREAL DISTRIBUTION OF PERMEABILITY AND POROSITY WITH FRACTAL INTERPOLATION (I)—THEORETICAL ANALYSIS. *PED*, 1997, 24(3): 66-69

**Tang Junwei** (*Research Institute of Exploration and Development, Qinghai Petroleum Administration, Gansu, 736202*)

The characteristics of probability distribution of permeability and porosity are firstly analyzed in this paper. Combined with