

文章编号: 0253-2697(2007)02-0094-04

# 利用三维随机网络模型研究油水两相流动

姚 军 陶 军 李爱芬

(中国石油大学石油工程学院 山东东营 257061)

**摘要:** 利用计算机模拟建立了由孔隙孔喉组成的三维立方网络模型,孔隙孔喉的大小按正态分布随机产生。分析了流体在模型中的流动过程,建立了求解毛细管压力和相对渗透率的数学模型,对模型进行求解后得到了与理论相符的结果。平均配位数和模型大小对计算结果影响的研究结果表明:增加平均配位数可以提高模型连通性,计算结果与理论分析结果一致,而模型大小对计算结果的影响并不明显。与其他理想模型相比,利用三维随机网络模型可以更真实地研究油水两相流动特征。

**关键词:** 网络模型;多相流;毛细管压力;相对渗透率;配位数;数学模型

**中图分类号:** TE319 **文献标识码:** A

## Research on oil-water two-phase flow using 3D random network model

Yao Jun Tao Jun Li Aifen

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

**Abstract:** Three-dimensional cubic network model composed of pores and throats was built using computer simulation. The sizes of pore and throat were randomly created according to the normal distribution of pores and throats. The fluid flow process in the model was analyzed, and the mathematical models for solving capillary pressure and relative permeability were set up. The solutions of the models are consonant with the theoretical values. The effects of average connection number and model size on the calculation result showed that increase of average connection number could improve the connectivity of model, but the size of the model had little effect on the calculation. Compared to other idea models, the 3D network model is more veritable for studying oil and water flow features.

**Key words:** network model; multiphase flow; capillary pressure; relative permeability; connection number; mathematical model

理想微观渗流模型的建立对研究流体在孔隙系统中的渗流特征具有重要的意义。最先由 Kozeny 和 Carman 建立了毛细管渗流模型<sup>[1]</sup>, Purcell 进一步提出了毛细管束模型<sup>[2]</sup>。毛细管模型的提出极大地推动了流体在孔隙系统中的渗流特征研究。随后发展起来的其他模型如渗透性统计模型、简单网络模型等都与毛细管渗流模型有一定的联系。但真实孔隙空间是极其不规则的,因而简单的理想渗流模型的应用就具有一定的局限性。随机网络模型通过拟合由实验测得的参数来建立模型,用于反映渗流特征,它比理想模型更进一步地表征了真实多孔介质的结构特征。国内已有不少学者利用二维随机网络模型研究油水两相微观渗流<sup>[3-5]</sup>。笔者在三维立方网格点阵的基础之上建立了网络模型,分析了油水两相在模型中的流动规律。

### 1 三维随机网络模型的建立

利用计算机随机生成了三维立方网络模型。模型的节点代表孔隙,节点之间通过孔喉相连形成网络,节点位置按三维立方点阵分布。定义与一个孔隙相连的孔喉总数为配位数,在立方网络中,一个节点孔隙的配位数为 0~6。孔隙和孔喉为等截面的柱体,截面形状可以是正方形、任意三角形和圆形。孔隙孔喉内切圆半径(简称孔隙孔喉半径)可用来表征孔隙孔喉大小。对于实际的储层岩石,孔隙尺寸往往满足一定的概率分布。大多数的研究均表明,储层岩石的孔隙尺寸通常满足单峰正态分布,某些特殊的储层可能满足双重或者多重分布。本研究中孔隙孔喉大小采用正态分布随机产生,最后形成的孔隙网络模型如图 1 所示。为了便于可视化,图 1 中孔隙用圆球表示,圆球的大小对

基金项目:中国石油化工集团公司科技攻关项目(P05056)“孔隙尺度微观渗流机理与应用研究”成果。

作者简介:姚 军,男,1964 年 3 月生,1984 年毕业于华东石油学院,现为中国石油大学(华东)教授、博士生导师,主要从事油气田开发工程教学与科研工作。E-mail:youcang@hdpu.edu.cn

应着孔隙的内切圆半径。模型的基本参数见表 1。

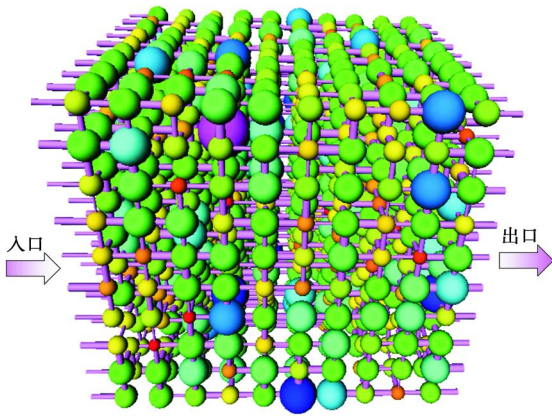


图 1 三维立方网络模型

Fig. 1 3D cubic network model

表 1 三维立方网络模型基本参数

Table 1 Basic parameters for the 3D cubic network model

参 数	取 值
孔隙数	10 × 10 × 10
平均配位数	5
最大孔隙半径/μm	30
最小孔隙半径/μm	3
孔隙比	1.0 ~ 5.0
孔隙度/ %	27
圆形截面孔隙比率/ %	20
三角形截面孔隙比率/ %	80

## 2 随机网络模型中油水两相流的计算方法

在所建立的立方网络模型中(图 1),所有孔隙与孔喉最初都被水所饱和。入口处通过孔喉与一油藏相连,其他 4 个面则采用周期性边界条件。从入口端注入油,通过网络模型后从出口端流出。流动时作如下假设: 流动完全由毛细管力控制。流体从一个孔隙流动到另一个孔隙是瞬时的,不考虑孔喉中的流动过程。流体为不可压缩牛顿流体。

### 2.1 流体进入孔隙孔喉的条件

位于网络模型入口端的孔隙通过孔喉与油藏相连,油进入孔喉的条件由孔喉的毛细管入口压力确定。即:入口端压力超过毛细管的入口压力时,油便通过孔喉进入与孔喉相连的孔隙。毛细管入口压力的计算采用 Young-Laplace 公式,即

$$p_{cow} = p_o - p_w = \sigma_{ow} \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (1)$$

式中  $p_{cow}$  为毛细管入口压力, mPa;  $p_o$  和  $p_w$  分别为油相和水相的压力, mPa;  $\sigma_{ow}$  为油、水两相的界面张

力, mN/m;  $R_1$  和  $R_2$  分别为油、水弯液面的主曲率半径, m。

毛细管入口压力的大小与孔喉的形状有关。对于圆形孔喉,其毛细管入口压力为

$$p_{cow} = (2 \sigma_{ow} \cos \theta_{owr}) / r \quad (2)$$

式中  $\theta_{owr}$  为油水接触角;  $r$  为毛细管半径, m。

在所建立的网络模型中,圆形孔隙孔喉所占比例较少。截面形状大部分是三角形,在三角形截面管中水相可以位于角落,而油相则位于中央。对于三角形截面形状的孔喉,毛细管入口压力为

$$p_c = \frac{\cos \theta_r (1 + 2 \sqrt{G})}{r} F_d(r, G, \theta_r) \quad (3)$$

式中  $G$  为形状因子, 无量纲;  $\sigma_{ow}$  为油水界面张力, mN/m;  $\theta_r$  为接触角;  $\theta_i$  为多边形的内半角;  $F_d$  为无量纲的校正因子, 如果整个孔隙孔喉中只有单相, 则  $F_d = 1$ ; 如果同时出现油水两相时, 则水相位于角落, 油相位于中央。  $F_d$  可以通过截面管中的表面自由能平衡求得<sup>[6]</sup>。

$$F_d(r, G, \theta_r) = \left\{ 1 + \left\{ 1 + \left\{ 4G \right\}^n \left[ \frac{\cos \theta_r \cos(\theta_r + \theta_i)}{\sin \theta_i} + \left( \frac{r}{2} - r \cos \theta_i \right) - 2 \cos \theta_r \frac{\cos(\theta_r + \theta_i)}{\sin \theta_i} + 2 \right] \right\}^{1/2} \right\} / \cos \theta_r \quad (4)$$

式中  $n$  为多边形截面的角数, 对于三角形截面,  $n = 3$ 。

在进行模拟时,根据孔隙孔喉截面形状及其油水分布形态,由式(1)至式(4)计算相应的毛细管入口压力。入口端面的所有孔隙通过孔喉与某一个油藏相连,所有与油相连的孔喉按毛细管入口压力的大小排序,给定注入压力  $p$ , 当  $p$  大于毛细管压力  $p_c$  时,则油能进入所有与之连通的半径大于该  $p_c$  对应半径的孔喉,其他孔喉仍然饱和水。注入压力  $p$  从零开始逐渐增大时,油先进入大孔喉,然后依次进入较小的孔喉,直到进入所有孔隙或者达到预定的饱和度时为止。

### 2.2 流体在孔喉中的流动

根据前面的假设,流体在孔喉中的流动为瞬时,即当孔隙的压力大于与之相连的孔喉的入口压力时,流体立即通过孔喉进入下一个孔隙。流经孔喉时的流量以及压力降与孔喉形状和孔喉中油水分布形态有关。对于单相时,利用有限元法可以求出任意三角形截面管中水力传导系数  $g$  与三角形形状因子  $G$  之间的关

系为<sup>[7]</sup>

$$g = \frac{3}{5} G \quad (5)$$

当孔喉中同时出现油水两相时,水力传导系数除了与截面形状因子有关外,还与孔喉中油水界面的位置及边界条件有关,目前还没有形成统一的公式。对于位于孔喉中央的流体(油),其传导系数的计算可以采用与单相时相同的方法;而对于处于角落中的润湿相(水),通常的做法就是用有限元通过数值模拟的方法进行求解<sup>[8]</sup>。图2给出了角落半角从10°增加到72°时形状因子与传导系数及角落水相面积的关系曲线。

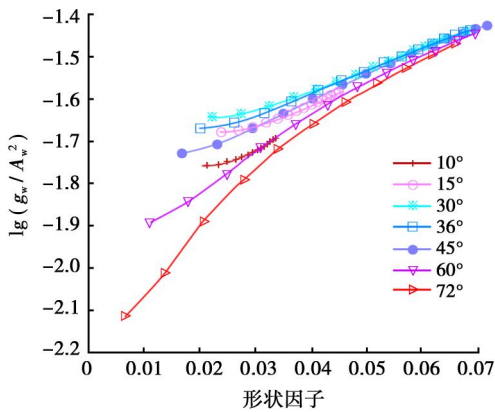


图2 形状因子与传导系数的关系曲线

Fig. 2 The relation between shape factor and the dimensionless hydraulic conductance

从图2中可以看出,油水两相流动时,位于三角毛细管角落中的水的流动是非常复杂的。传导系数与形状因子之间的关系并不是简单地成近似直线关系,而是随角落半角、油水接触角的变化而变化。

### 2.3 毛细管压力和相对渗透率的计算

由于模型中是用规则的几何形状来表征孔隙空间,所以具体到每一个孔隙孔喉中的油水分布可以定量地利用初等几何法进行求解。计算出每一孔隙孔喉中的油水量后,模型的含水饱和度  $S_w$  计算式为

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n V_{iw}}{\sum_{i=1}^n V_i} \quad (6)$$

式中  $n$  为孔隙和孔喉的总数;  $V_i$  为孔隙或孔喉的体积,  $\text{cm}^3$ ;  $V_{iw}$  为对应的孔隙孔喉中的含水体积,  $\text{cm}^3$ 。

由于模型入口端面的孔隙通过孔喉与油藏相连,某一油藏压力下也就对应着网络模型的一个毛细管压力,由式(6)求出饱和度后就可以绘出整个模型的毛细管压力曲线。

模型的绝对渗透率计算式为

$$K = \frac{\mu_i Q_i L}{10 \times A \times p} \quad (7)$$

式中  $K$  为绝对渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $L$  为模型长度,  $\text{cm}$ ;  $A$  为模型截面积,  $\text{cm}^2$ ;  $p$  为模型两端所加压力差,  $\text{MPa}$ ;  $Q_i$  为模型完全饱和  $i$  相时,在  $p$  压差下的总流量,  $\text{cm}^3/\text{s}$ ;  $\mu_i$  为  $i$  相的粘度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

设  $p_i$  和  $p_j$  分别为由喉道相连的两孔隙中的压力,则两孔隙之间的流量  $q_{ij}$  为

$$q_{ij} = \frac{g_{ij}}{L_{ij}} (p_i - p_j) \quad (8)$$

式中  $L_{ij}$  为两孔隙间的距离,  $\text{m}$ ;  $g_{ij}$  为两孔隙间总的传导率,它是两孔隙和孔隙间孔喉的传导系数的调和平均值。

对于模型中的每一个孔隙,由入口孔喉进入的流体量应该等于由出口孔喉流出的量,即由流量守恒得

$$\sum_{j=1}^{z_i} q_{ij} = 0 \quad (9)$$

式中  $z_i$  为与  $i$  孔隙相连的孔喉数,即配位数。

对模型中的所有孔隙,应用式(8)和式(9)可以得到一组线性方程组,求解后即可得到每一孔隙的压力,进而求出给定模型两端压差下的总流量。

油水两相同时流动时,压力场的求解与单相流动时的方法相同,只是传导系数需要用相应流体相的传导系数。求出每一相的流量后,则可以计算相对渗透率  $K_{rp}$ ,即

$$K_{rp} = \frac{Q_{t,m,p}}{Q_{t,s,p}} \quad (10)$$

式中  $Q_{t,m,p}$  为多相流时  $p$  相的流量,  $\text{cm}^3/\text{s}$ ;  $Q_{t,s,p}$  为整个模型为  $p$  相单相流的总流量,  $\text{cm}^3/\text{s}$ 。

### 3 模型参数对计算结果的影响

利用所建立的网络模型及式(2)至式(10)编制计算机软件,可计算出油水两相流时的毛细管压力和相对渗透率。模型参数对计算结果有一定的影响。

随着平均配位数的增加,网络模型中的连续通路数将增多,模型的绝对渗透率逐渐增大(图3)。

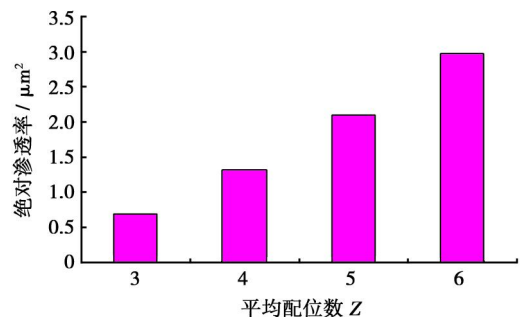


图3 平均配位数与绝对渗透率的关系

Fig. 3 The effect of average connection number on absolute permeability

随着平均配位数的增加,平缓段位置越靠下,说明模型所反映的主要喉道半径也越大。可以认为配位数的增加,增强了模型的连通性,由毛细管压力曲线所反映出来的主要喉道半径也相应增加(图 4)。

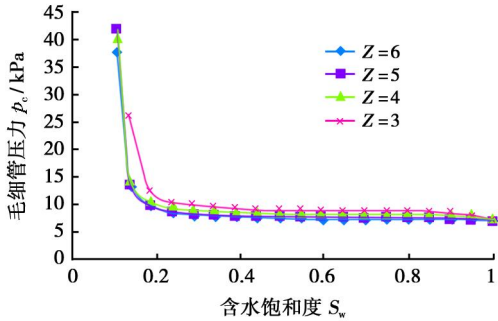


图 4 不同平均配位数的油驱水毛细管压力曲线

Fig. 4 The capillary pressure curves of displacement in different average connection number

孔隙连通性的变化对油、水相渗透率均有较明显的影响(图 5),但是影响的大小不一样。由于连通性的变化对湿相(水)的影响更显著,因而当 Z 增大时,水的渗透率比油增加的快,最终使得水的相对渗透率

增大,而油的相对渗透率减小。这一变化规律同实际是相符合的,说明所建模型能够反映油水在孔隙空间的流动特征。

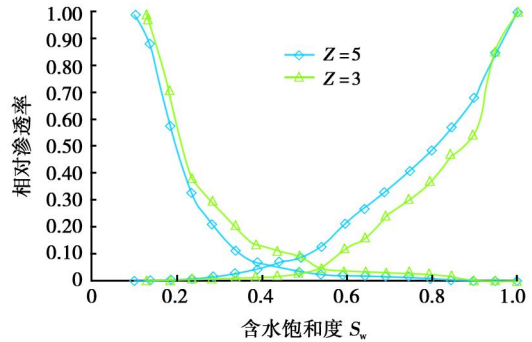


图 5 不同平均配位数下相对渗透率曲线

Fig. 5 Relative permeability curves in different average connection number

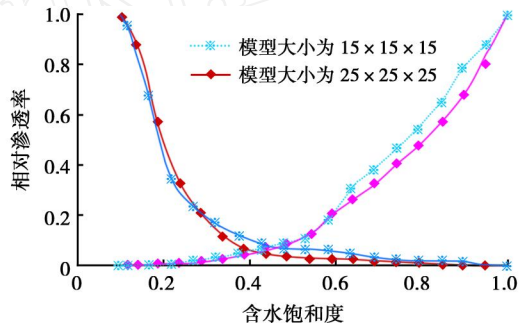
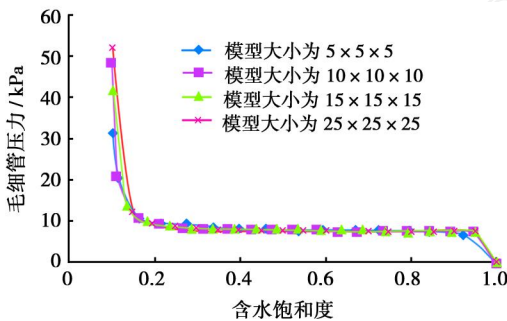


图 6 模型大小与毛细管压力和相对渗透率的关系曲线

Fig. 6 Capillary pressure and relative permeability curves in different size of model

向上取 5 个孔隙时已基本能反映出油水流动时的特征),相对渗透率曲线也基本不随模型大小改变而发生变化。

### 4 结 论

(1) 建立了由孔隙孔喉组成的三维立方网络模型,利用该模型可以对各种实验现象进行定性分析。

(2) 改变模型平均配位数可以提高孔隙空间的连通性。计算结果表明,改变模型配位数对毛细管压力和相对渗透率曲线都有影响,而单纯改变模型的大小对毛细管压力曲线和相渗曲线影响并不大。

(3) 如果能够在模型中结合更多的反映真实岩样孔隙空间的相关参数,则所建模型可以用于研究及预测真实岩样的一些难以直接测量的特性。

### 参 考 文 献

[1] 王金勋,吴晓东,潘新伟. 孔隙网络模型法计算水相滞留对气体渗流的影响[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(5): 113-115.  
Wang Jinxun, Wu Xiaodong, Pan Xinwei. The influence of aqueous phase trapping on gas flow by pore scale network model[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(5): 113-115.

[2] 胡雪涛,李允. 随机网络模拟研究微观剩余油分布[J]. 石油学报, 2000, 21(4): 46-51.  
Hu Xuetao, Li Yun. Study of microcosmic distribution of residual oil with stochastic simulation in networks[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(4): 46-51.

[3] 姚军,吴明录,戴卫华,等. 流线数值试井解释模型[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 96-99.  
Yao Jun, Wu Minglu, Dai Weihua, et al. Streamline numerical well test interpretation model[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(3): 96-99.

(下转第 101 页)

(1) 驱替作用。就地 CO<sub>2</sub> 体系反应液反应后生成 CO<sub>2</sub> 气体,使得驱替能量增大,CO<sub>2</sub> 把原油从水驱达不到的位置驱替出来。

(2) 降低油水界面张力。由于加入反应液,使其与原油中的一些物质起反应,产生的气体在原油中溶解,改变了油水界面的性质,有利于油的流动和驱替过程的进行。

(3) 膨胀作用。CO<sub>2</sub> 气体溶解在原油中可以使原油膨胀,从而增加地层能量,也使原油更易于流动。

(4) 降粘作用。原油溶解 CO<sub>2</sub> 气体后,其粘度会明显降低,大大增加原油流动性能。

(5) 改变微观油水分布。反应液生成 CO<sub>2</sub> 后,由于各种作用,油水分布进一步变化,油流向大孔道,朝着对驱替有利的方向发展。

(6) 放热作用。就地 CO<sub>2</sub> 体系反应液反应后放出一定的热量,使周围原油温度上升,粘度降低,增加流动性能。

### 3 现场应用

就地生成 CO<sub>2</sub> 新工艺在中国大港南部油田家 43-47 井进行了现场先导性试验。对该井实施该技术后 2 个月平均产油量增加 1.46 t/d,增产幅度为 21.6%;较施工前两个月的平均值增加 0.99 t/d,提高了 13.7%,取得了较好的效果。

### 4 结 论

(1) 就地 CO<sub>2</sub> 技术使地层中能够生成足够的气量,并且生成速度可以控制。

(2) 就地 CO<sub>2</sub> 技术能够使原油膨胀。当原油粘度为 12.9041 Pa·s、温度为 70℃,压力为 6 MPa 时,可以使原油体积膨胀 32.5%,原油粘度降低 52.69%。

(3) 就地 CO<sub>2</sub> 技术具有较好的驱油能力。当向

填砂管模型中注入孔隙体积为 0.1 倍数的反应液时,能够提高原油采收率 6.4%~17.06%。

(4) 就地 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术是一种新的方法,对于中等稠油油藏具有很好的应用前景。

### 参 考 文 献

- [1] 李士伦,张正卿,冉新权.注气提高采收率技术[M].成都:四川科学技术出版社,2001:1-12.  
Li Shilun, Zhang Zhengqing, Ran Xinquan. Gas injection for enhanced oil recovery [M]. Chengdu: Sichuan Publishing House of Science & Technology, 2001:1-12.
- [2] 熊钰,孙良田,孙雷,等.基于模糊层次分析法的注 CO<sub>2</sub> 混相驱油藏综合评价方法[J].石油学报,2002,23(6):60-62.  
Xiong Yu, Sun Liangtian, Sun Lei, et al. A new integrative evaluation way for candidate of carbon dioxide miscible flooding reservoirs based on fuzzy analytical hierarchy process [J]. Acta Petrolei Sinic, 2002, 23(6):60-62.
- [3] 谢尚贤,韩培慧,钱昱.大庆油田萨南东部过渡带注 CO<sub>2</sub> 驱油先导性矿场试验研究[J].油气采收率技术,1997,4(3):13-19.  
Xie Shangxian, Han Peihui, Qian Yu. A pilot test and research on oil displacement by injecting CO<sub>2</sub> in eastern Sanan of Daqing Oil-field [J]. Oil & Gas Recovery Technology, 1997, 4(3):13-19.
- [4] 刘炳官,朱平,雍志强,等.江苏油田 CO<sub>2</sub> 混相驱现场试验研究[J].石油学报,2002,23(4):56-60.  
Liu Bingguan, Zhu Ping, Yong Zhiqiang, et al. Pilot test on miscible CO<sub>2</sub> flooding in Jiangsu Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinic, 2002, 23(4):56-60.
- [5] Saner W B, Patton J T. CO<sub>2</sub> recovery of heavy oil: Wilmington field test [J]. JPT, 1986, 38(6):769-776.
- [6] Bakshi A K, Ogbe D O. Feasibility study of CO<sub>2</sub> simulation in the west Sak Field, Alaska [R]. SPE 24038, 1992:151-158.
- [7] Holm L W, Brien O. Carbon dioxide test at the Mead Strawn Field [J]. JPT, 1971, 23(106):431-442.
- [8] 何更生.油层物理[M].北京:石油工业出版社,1997:280.  
He Gengsheng. Petro-physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997:280.

(收稿日期 2006-04-05 改回日期 2006-06-08 编辑 孟伟铭)

(上接第 97 页)

- [4] 吴晓东,潘新伟,王金勋.利用微观模型研究孔隙结构对气藏水束堵堵塞的影响规律[J].天然气工业,2004,24(4):60-61.  
Wu Xiaodong, Pan Xinwei, Wang Jinxun. Studying the influence of pore structure on gas reservoir water-bound plugging by use of microvisual model [J]. Nature Gas Industry, 2004, 24(4):60-61.
- [5] 李振泉,侯健,曹绪龙,等.储层微观参数对剩余油分布影响的微观模拟研究[J].石油学报,2005,26(6):69-73.  
Li Zhenquan, Hou Jian, Cao Xulong, et al. Microscopic simulation for influence of microscopic reservoir parameters on remaining oil distribution [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(6):69-73.

- [6] Patzek T W. Verification of a complete pore network simulator of drainage and imbibition [J]. SPE Journal, 2001, 6(2):144-156.
- [7] Patzek T W, Silin D B. Shape factor and hydraulic conductance in noncircular capillaries 1: One-phase creeping flow [J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2001, 236(2):295-304.
- [8] Patzek T W, Kristensen J W. Shape factor correlations of hydraulic conductance in noncircular capillaries [J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2001, 236(2):305-317.

(收稿日期 2006-04-01 改回日期 2006-05-15 编辑 孟伟铭)