

文章编号: 1673-5005 (2008) 02-0090-04

毛细管压力、饱和度和相界面面积间的关系

陶 军^{1,2}, 姚 军², 李爱芬², 赵秀才²

(1. 中油国际海外研究中心, 北京 100083; 2 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061)

摘要: 多相流体在多孔介质中流动时, 传质扩散、非水相溶解等现象都与相间界面有关, 利用孔隙级网络模型定量表征每一个孔隙孔喉中流体分布, 结合几何知识, 计算得到了多相流体在孔隙级网络模型中流动时的毛细管压力、饱和度和相间界面面积, 并作出了它们之间的关系曲线。计算结果表明, 毛细管压力、饱和度和界面面积之间存在着比较明显的相互制约关系。这一关系为研究与界面有关的非水相溶解、界面间的传质等现象奠定了基础。

关键词: 孔隙级网络模型; 多相流; 毛细管压力; 相界面面积; 饱和度

中图分类号: TE 357. 4 **文献标识码:** A

Relationship among capillary pressure, saturation and phases interfacial area

TAO Jun^{1,2}, YAO Jun², LI Ai-fen², ZHAO Xiu-cai²

(1. International Research Center, PetroChina, Beijing 100083, China;

2 College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong Province, China)

Abstract: When fluids flow in porous media, many phenomena such as mass transfer and non-aqueous dissolution have some relationship with phases interfacial area. The fluid distribution in each pore and throat was expressed quantitatively by pore-scale network model. The capillary pressure, saturation and phases interfacial area of fluid flowing in pore-scale network model were calculated, and the relation was obtained by using the knowledge of elementary geometry. The results show that there is well-defined functional relationship among capillary pressure, saturation and phases interfacial area. This relationship laid foundation for researching on non-aqueous phase liquid dissolution, interfacial mass transfer phenomenon.

Key words: pore-scale network model; multiphase flow; capillary pressure; phases interfacial area; saturation

研究多孔介质(如储层岩石)的孔隙结构和其中的两相渗流时,毛细管压力与饱和度之间的关系曲线,即毛细管压力曲线是必须的资料。最初毛细管压力曲线主要用来确定油层的束缚水饱和度,随着研究的深入,已经可以用来确定有关储层的许多参数,如束缚水饱和度、残余油饱和度、孔隙度、渗透率、岩石润湿性、岩石比面及孔隙喉道分布等。但是单纯依靠毛细管压力和饱和度之间的关系不能诠释多孔介质中与界面有关的现象,如传质扩散、非水相溶解、示踪剂的运动等^[1]。要解决这些问题还需要得到多孔介质中流体分布的相关信息。孔隙级别上流体的分布决定了流体相间的界面面积以及每一相流体的相对渗透率,但直接测量相间界面面积却是非

常困难的。利用孔隙级网络模型可以定量地表征多孔介质中流体的流动过程。笔者利用孔隙级网络模型,定量地计算油水两相流时每个孔隙中的流体分布,从而确定毛细管压力、饱和度和相界面面积三者之间的宏观关系。

1 孔隙级网络模型的建立

孔隙级网络模型最早由 Fatt 提出^[2],其后随着计算机技术的发展,它的应用也越来越广泛。孔隙级网络模型最基本的组成单元为孔隙和与其相连的喉道。孔隙和喉道的截面形状可以是圆形、三角形和正方形。带有角的形状可以显式地考虑润湿性、两相界面等性质的作用^[3]。在此采用了两种网络

收稿日期: 2007 - 09 - 25

基金项目: 中国石化科技攻关项目 (P05056)

作者简介: 陶军 (1974 -), 男 (汉族), 四川资中人, 工程师, 博士, 主要研究方向为油气田渗流理论与应用。

模型来进行研究。第一种为三维立方随机网络模型,即孔隙按三维点阵等间距分布,孔隙只能与相邻的孔隙通过孔喉相连。对于三维立方网络,一个孔隙最大的配位数(与一个孔隙相连的孔喉数)只能为 6,每个孔隙的配位数在 0~6 之间随机确定,孔隙和孔喉的尺寸按高斯分布随机产生,最后得到如图 1 所示的每方向 10 个孔隙的三维立方随机网络模型^[4],它的真实尺寸为 0.3 mm × 0.3 mm × 0.3 mm。第二种网络模型采用 Blunt 等建立的基于真实岩心的网络模型,如图 2 所示,它的真实尺寸为 3 mm × 3 mm × 3 mm。Blunt 等人对真实岩心切片的图像进行分析,提取孔隙分布等相关信息,利用各种重建算法构建了数字岩心,其后从数字岩心中提取了由孔隙和喉道组成的孔隙级网络模型^[5-10]。

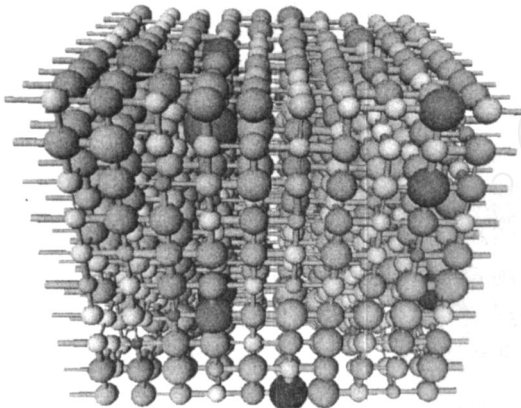


图 1 三维立方随机孔隙网络模型

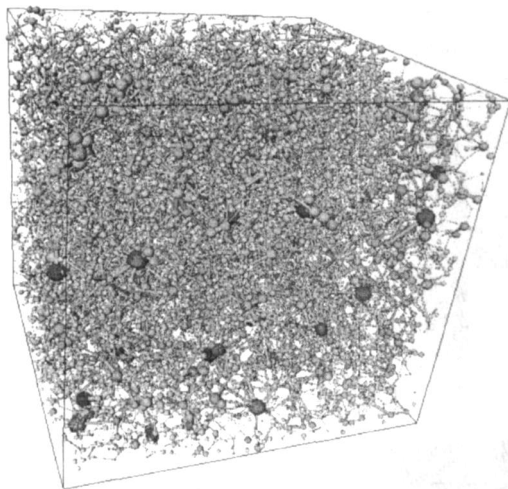


图 2 基于真实岩心的孔隙网络模型

2 计算方法

2.1 毛细管压力和饱和度

利用孔隙级网络模型模拟流体在多孔介质中的

流动过程时,假设流体不可压缩,流动过程完全由毛细管压力控制,忽略粘滞力,即毛细管数 N 满足

$$N = \mu v / \sigma < 10^{-4}$$

式中, μ 为流体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; v 为速度, m/s ; σ 为油水界面张力, mN/m 。

在这种假设条件下,模型中的油水界面保持相对静止,即每驱替一步只有一个孔隙孔喉基本单元中的流体分布发生变化。这种假设条件对于大多数多孔介质中的低速渗流是合理的。

初始时模型中所有孔隙孔喉都被驱替相水所饱和,驱替相油从入口处注入。在驱替过程中保持被驱替相水的压力不变。进行驱替时,毛细管入口压力控制着驱替过程。逐步增加驱替相压力,每增加一步压力后,比较当前驱替相压力和与孔隙相连的所有孔喉的阀压,当驱替相压力大于某一孔喉的阀压时,则驱替相立即通过该孔喉进入相连的下一孔隙中。这样,逐步增大驱替相压力,流体便从入口处逐渐流向出口处。最后,驱替相压力增加到饱和度达到预定值或所有孔隙空间都被驱替相所饱和时为止。不同驱替相压力下的毛细管压力为

$$p_c = p_{i1} - p_2$$

式中, p_c 为毛细管压力, MPa ; p_{i1} 为第 i 步入口处的驱替相压力, MPa ; p_2 为被驱替相压力, MPa 。

在某一驱替相压力下,当流动达到稳定时,由于孔隙级网络模型是用规则的几何形状来表征孔隙空间,所以可以利用几何知识分别计算出每一孔隙孔喉中的油和水的体积。对应毛细管压力下,整个模型的含水饱和度 S_w 为

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n V_{w_i}}{\sum_{i=1}^n V_i}$$

式中, n 为孔隙孔喉总数; V_{w_i} 为第 i 个孔隙孔喉中水相所占体积, m^3 ; V_i 为第 i 个孔隙孔喉的总体积, m^3 。

在进行流动模拟时,不断增加孔隙网络模型两端压差,计算每一压差下的饱和度,根据压力与饱和度作出毛管力曲线,再计算出每一压差下各相的流量就可得到相对渗透率,进而与对应压差下的饱和度作出相渗曲线。

2.2 油水界面面积

在所建的孔隙级网络模型中,基本的孔隙孔喉截面形状有圆形,也有三角形。不同形状的孔隙孔喉中油水分布形态不同,油水界面面积的计算方法也不相同。

对于圆形截面的孔隙孔喉,横向上只可能含有一种流体,不存在界面,而在轴向上则可能存在着油水弯液面,如图 3 所示,其面积计算公式为

$$A_{ow} = 4 r^2 / \cos^2 \theta$$

式中, A_{ow} 为油水界面面积, m^2 ; θ 为油水接触角, rad ; r 为圆管半径, m 。

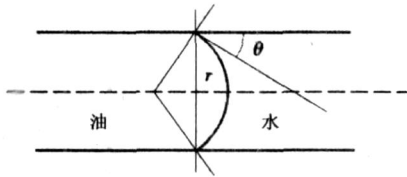


图 3 圆形截面管中的油水界面

对于三角形截面管, 角落中的油水分布可能存在两种情况, 如图 4 所示。对于图 4 (a), 油水界面弧长计算式为

$$L = 2 \frac{\cos \theta}{\sin \beta} \left(\frac{r}{\sin \beta} - r \right) \quad (1)$$

式中, L 为油水界面弧长, m ; β 为角落半角, rad 。

计算出油水界面弧长后, 再与孔隙孔喉的长度相乘即可以得到油水界面面积。

对于图 4 (b) 中所示情况, 外油水界面弧长 L_{ow} 可以采用式 (1) 方法计算, 而对于内油水界面弧长 L_{iow} , 计算式为

$$L_{iow} = \left(\frac{b}{\sin \beta} + r \right) \frac{\sin \theta}{\sin \beta} + \left(\frac{b}{\sin \beta} - r \right) \frac{\sin \theta}{\sin \beta}$$

式中, b 为角落中弯液面到顶点的距离, m 。

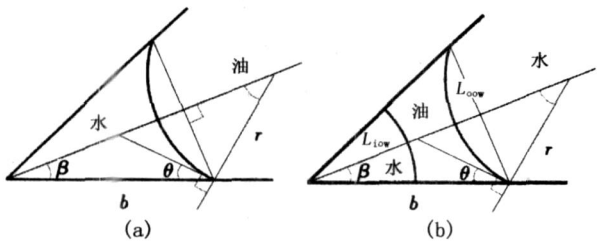


图 4 三角形截面管一个角中的油水界面

在流动模拟过程中, 油水界面随着压力的变化而变化。采用本文中的方法, 既可以求出不同驱动压力下的饱和度从而得到毛细管压力曲线, 又可以求出对应压力下的油水界面面积, 得到相间界面面积与饱和度的关系曲线。

3 计算结果分析

图 5 为由三维立方随机孔隙级网络模型计算得到的毛细管压力曲线和油水界面面积随含水饱和度的变化曲线。从图中可以看出, 初始油驱水时, 随着注入油的增加, 含水饱和度降低, 油水界面面积增加。毛细管压力曲线 (图中的 $S_w - p_c$ 平面) 中的平缓段是主要的进液段, 大部分非湿相油在该压力区间进入岩心, 虽然毛细管压力变化不大, 但非湿相饱和度增

加很快, 油水界面面积增加也很快。对于毛细管压力的最后上翘段, 随着压力的急剧升高, 非湿相进入岩心的速度变小, 而且因为压力的升高, 一部分孔隙孔喉中的油水界面消失, 因而总的油水界面面积反而有所下降。水驱油时, 由于孔隙孔喉中的油逐渐被驱替出来, 油水界面面积随着含水饱和度的增加而降低。

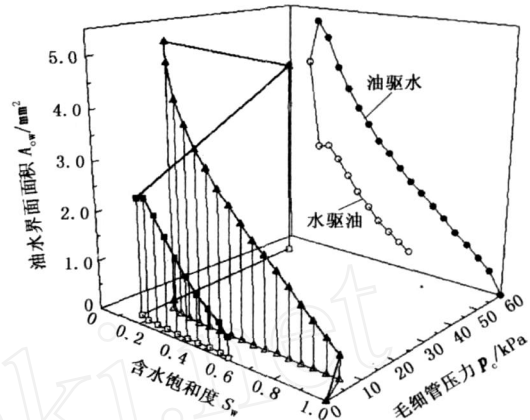


图 5 三维立方随机孔隙级网络模型中毛细管压力、油水界面面积和饱和度三者之间的关系

图 6 为基于真实岩心的孔隙级网络模型所得到的毛细管压力曲线和油水界面面积随含水饱和度的变化曲线。

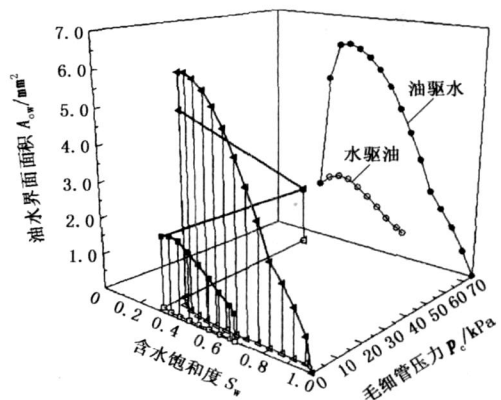


图 6 基于真实岩心孔隙级网络模型中毛细管压力、油水界面面积和饱和度三者之间的关系

从图中可以看出, 对于以真实岩心为基础而形成的孔隙级网络模型, 其计算出来的曲线与三维立方随机网络模型得到的曲线具有相同的变化趋势, 不同之处在于基于真实岩心的孔隙级网络模型得到的油水界面面积随饱和度变化曲线要光滑一些, 在油驱水过程中没有出现突然打折的拐点, 而在水驱油时随含水饱和度的增加, 油水界面面积先缓慢增加然后降低。之所以出现这些特点, 主要在于基于真实

(下转第 107 页)

- [5] 蒲家宁. 按输量还是按强度——长输管道两种控制理论分析 [J]. 石油学报, 1997, 18(2): 123-127.
PU Jia-ning An analysis of two kinds of control theories in long pipeline[J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(2): 123-127.
- [6] 胡寿松. 自动控制原理 [M]. 4版. 北京:科学出版社, 2000: 6
- [7] 宫敬, 严大凡. 泵站意外停电超前保护控制方案优选 [J]. 油气储运, 1998, 17(10): 18-21.
GONG Jing, YAN Da-fan Optimization of lead protection control plan for accidental power-cut at pumping station [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 1998, 17(10): 18-21.
- [8] BRANERD H A. Good surge control can help pipeline throughput [J]. Oil & Gas Journal, 1982, 80(35): 126-135.
- [9] IZQUIERDO J, IGLESIAS P L. Mathematical modeling of hydraulic transients in complex systems [J]. Mathematical and Computer Modeling, 2004, 39(5): 529-540.
- [10] JIAO Z, CHEN P, HUA Q. Adaptive vibration active control of fluid pressure pulsations [J]. Proc Instn Mech Engrs, 2003, 217: 311-318
- [11] 梁伟, 张来斌, 王朝辉. 信息缺失条件下管道泄漏信号识别研究 [J]. 石油大学学报:自然科学版, 2004, 28(5): 74-81.
LANG Wei, ZHANG Lai-bin, WANG Zhao-hui Recognition of pipeline leakage signals with incomplete information [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2004, 28(5): 74-81.

(编辑 沈玉英)

(上接第 92 页)

岩心的孔隙级网络模型比三维立方随机网络模型更真实地反映了岩心多孔介质的孔隙空间结构特点。

4 结 论

(1)利用孔隙级网络模型可以很容易地定量计算出每一孔隙孔喉中的油水分布,确定出多相流时相间界面面积与饱和度之间的关系。

(2)毛细管压力、相间界面面积与饱和度之间存在一定的相互关系。通过毛细管压力和饱和度可以确定体系中相间界面面积。

参考文献:

- [1] REEVES Paul C, CELIA Michael A. A functional relationship between capillary pressure, saturation and interfacial area as revealed by a pore-scale network model [J]. Water Resource Research, 1996, 32(8): 2345-2358
- [2] FATT I. The network model of porous media I: capillary pressure characteristics [J]. Trans A ME, 1956, 207: 144-159.
- [3] VALVANE Per H, BLUNT Martin J. Predictive pore-scale network modeling [R]. SPE 84550, 2003.
- [4] 陶军, 姚军, 赵秀才. 利用 RIS Explorer 数据可视化软件进行孔隙级数字岩心可视化研究 [J]. 石油天然气学报, 2006, 28(5): 51-53.
TAO Jun, YAO Jun, ZHAO Xiu-cai Data visualization of digital core at pore-scale by RIS Explorer [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(5): 51-53.
- [5] ORER Pal Eric, BAKKE Stig. Reconstruction of Berea sandstone and pore-scale modeling of wettability effects [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 39(2): 177-199.
- [6] BAKKE Stig, OREN Pal Eric. 3-D pore-scale modeling of sandstones and flow simulations in the pore networks [R]. SPE 35479, 1997.
- [7] OKABE Hiroshi, BLUNT Martin J. Pore space reconstruction using multiple-point statistics [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2005, 46(1): 121-137.
- [8] PRI Mohammad, BLUNT Martin J. Three-dimensional mixed-wet random pore-scale network modeling of two-and three-phase flow in porous media I: model description [J]. Physical Review E, 2005, 71(2): 026 301-026 330.
- [9] PATZEK Tad W. Verification of a complete pore network simulator of drainage and imbibition [R]. SPE 71310, 2001.
- [10] 姚军, 赵秀才, 衣艳静, 等. 储层岩石微观结构性质的分析方法 [J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2007, 31(1): 80-86.
YAO Jun, ZHAO Xiu-cai, YI Yan-jing, et al Methods of analyzing reservoir rock micro-structure [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007, 31(1): 80-86.

(编辑 李志芬)