

# 数字岩心技术现状及展望<sup>\*</sup>

姚 军 赵秀才 衣艳静 陶 军

中国石油大学 (华东) 石油工程学院

**摘要:**介绍了数字岩心技术的发展状况,指出了建立数字岩心的既有方法存在的不足,包括过程法无法对复杂的沉积体系进行模拟和随机法建立的数字岩心不具有大范围内的传导性。探讨了数字岩心技术在油田开发领域的应用前景,可用来研究微观渗流机理,模拟岩心驱替实验,预测岩心宏观传导性,评价驱油剂效果,模拟油藏生产动态和确定油气田开发技术政策界限。

**关键词:**数字岩心;油气田开发;应用前景

**中图分类号:** TE125

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009 - 9603 (2005) 06 - 0052 - 03

## 引言

在渗流力学应用的各个领域,达西方程经常被用来描述流体的运动特征,它将压力场中势的分布和流体的运动参数有机的联系在一起,在实际问题的求解中发挥着重要作用。达西方程建立在宏观实验定律的基础之上,在石油开发领域应用达西方程建立的渗流方程,也只能对油藏流体的运动特征进行宏观表征,而无法在岩心孔隙尺度(微米级)上进行精细刻画。目前,尽管多孔介质中流体渗流的一些微观机理已经可以通过实验来定性研究,但缺少必要手段和科学合理的方法进行定量描述,即渗流理论仍停留在宏观尺度上,很多微观机理均无法研究。然而,合理完善的微观渗流理论是从微观角度(即在岩心孔隙尺度上)研究提高原油采收率技术的基础。因此,在孔隙级别上研究多孔介质的渗流问题,建立一套可以准确描述微观渗流机理的理论体系,具有十分重要的理论和实际意义。而数字岩心则是开展上述一切工作的基础和关键,其重要性不言而喻。在数字岩心技术研究领域,外国起步较早,目前已经初步形成了一些理论方法。中国只处于起步阶段,目前尚无成型的理论。

## 1 数字岩心技术现状

目前,建立数字岩心的方法有 3 个,即切片组合

法、X射线立体成像法和基于薄片分析的图像重建法。切片组合法需要花费很长时间来制备大量的岩心切片,因而极少被采用。X射线立体成像法需借助 X射线微观成像仪,然而该仪器价格十分昂贵,不易获得,故也较少被采用。基于薄片分析的图像重建法只需要极少量岩石切片的扫描图像,而油田开发领域中油藏岩石的切片及其扫描图像经常被用作地质评价的依据,其获取较为方便且比较经济,因而,该方法被大多数研究人员所采用。

数字岩心技术的发展受到计算机技术和图像分析技术的影响。在两大技术产生之前,数字岩心技术的发展处于初级阶段,Fatt<sup>[1]</sup>在 1956 年应用一种孔隙网络模型来模拟实际岩心,他使用了电路网络型的二维网络模型,模型中使用了不同半径的毛细管,这些毛细管以随机的方式分布于网络中。应用该模型 Fatt 对网络的毛细管压力、相对渗透率等特征进行了研究,结果表明该模型可以对岩石的宏观性质作出较好的预测。

20 世纪 70 年代后,不断发展的计算机技术及图像分析技术被应用到孔隙网络建模中来。Joshi<sup>[2]</sup>于 1974 年首次提出了建立数字岩心的随机法——高斯场法,该方法以分析岩石薄片所得的统计资料为基础,首先随机产生一个由相互独立的高斯变量组成的标准的高斯场  $X(r)$ ,之后高斯场  $X(r)$  经过线性变换转换到具有相关性的高斯场  $Y(r)$ 。该过程中,孔隙度和相关函数均作为约束条件被考虑进来。最后高斯场  $Y(r)$  通过非线性变化转化为具有

收稿日期 2005 - 10 - 09;改回日期 2005 - 11 - 18。

作者简介:姚军,男,教授,博士生导师,1984 年毕业于华东石油学院采油工程专业,长期从事油气田开发工程的教学与科研工作。联系电话:(0546) 8392270,通讯地址:(257061) 山东省东营市北二路 271 号中国石油大学 (华东) 石油工程学院。

\* 该文为基金项目:中国石油化工集团公司科技攻关项目 (P05036) 的部分研究成果

统计分析得到的孔隙度和相关函数的数字岩心。由于计算工具的限制, Joshi 实际只建立起二维岩心。Quiblier<sup>[3]</sup>在 1984 年进一步发展了 Joshi 提出的算法, 并用其建立了三维数字岩心。Adler 等人<sup>[4]</sup>于 1990 年用 Quiblier 改进后的方法建立了 Fontainebleau 砂岩的数字模型。Iannidis 等人<sup>[5]</sup>在 1995 年对 Quiblier 算法作出一定改进, 他们在建模过程中引入了快速傅里叶变换法, 通过对比法和已有的线性、非线性转化算法的综合运用可使问题的求解速度有所改善。

1997 年 Hazlett<sup>[6]</sup>提出了另外一种随机法——模拟退火法, 该算法中的系统能量对应着目标函数  $E$  的取值, 目标函数定义为用以描述重建介质的性质和待模拟介质的统计性质的各个函数的差值平方的和。通过对系统的不断更新, 使之稳定性逐渐增强从而最终得到数字岩心。模拟退火法较高斯场法的优势在于在建立数字岩心时它可以将反映岩石的更多的信息考虑进来, 从而使得所建立的模型与真实多孔介质更接近。此后, Yeong 和 Torquato<sup>[7]</sup>在 1998 年也采用模拟退火法建立了数字岩心。Hidayat 等人<sup>[8]</sup>于 2001 年综合运用上述高斯场法和模拟退火法, 以高斯场法的输出作为模拟退火法的输入, 由于高斯场法计算所得的空间介质要远远优于随机介质, 因此模拟退火法的计算时间大大缩减。

然而, Biswal<sup>[9]</sup>, Oren 和 Bakke<sup>[10]</sup>等学者通过与沉积岩 X 射线切片图像的定量比较, 发现随机法所建立的岩心数字模型有时与真实岩石在传导性质方面有很大差异。

与随机法不同, Bakke 和 Oren<sup>[11]</sup>在 1997 年提出了建立数字岩心的一种全新概念——过程法。该方法结合岩石的颗粒粒径分布, 通过对沉积类岩石形成过程 (包括沉积、压实和成岩作用) 的模拟来建立数字岩心。其中, 在成岩作用的模拟中, Bakke 和 Oren 考虑了石英胶结质的生长和粘土物质的填充作用。此后, Bakke 和 Oren<sup>[10]</sup>又于 2002 年应用这种方法重建了 Fontainebleau 砂岩的数字模型。通过与该砂岩切片的数字化图像定量比较, 发现该模型可以较好的重现真实岩石的几何性质和传导性质。2003 年, Oren 和 Bakke<sup>[12]</sup>同时采用随机法和过程法建立了 Berea 砂岩的孔隙空间数字模型。应用过程法时, 他们在以下两个方面作了改进: 一是作为模拟单元的岩石颗粒不仅有球形还有椭圆形; 二是对粘土物质进行模拟时, 不仅对长石进行了模拟, 还对绿泥石和伊利石进行了模拟。研究发现, 随机法所建

模型与真实岩样的差距远远大于过程法所建模型与真实岩样的差距。

## 2 岩心数字化过程中待解决的问题

过程法建立数字岩心是通过对岩石的地质形成过程加以模拟来进行的, 这对于结构、组成简单的岩石而言是可行的, 但对于涉及一系列超微观孔隙和各种不同的沉积过程的复杂体系而言却比较困难。然而过程法建立的模型可以较好的反映岩石的传导性, 而数字岩心的传导性 is 任何具有实际意义的模型所必须具备的本质特征之一, 因此尽管建立这些复杂介质的重建算法比较困难, 但它仍会成为学者们将来热衷解决的重要问题。

目前应用的随机法由于无法描述大范围内孔隙空间的传导性而较过程法具有较大劣势, 但是, 当对碳酸盐岩岩心建立数字模型时, 由于过程法根本无法应用, 随机法则成为一种重要方法。此时, 必须解决的问题是如何提高模型的传导性能, 将来解决该问题的一个可探讨的思路为, 在建模过程中, 将一些易测量的反映岩石传导性质的物理量 (如气测渗透率) 考虑进来作为模型的约束条件, 这将有望提高模型的准确性。

比较而言, X 射线立体成像是建立数字岩心的最准确方法, 该方法应用微观成像设备以纳米级分辨率通过扫描岩心直接建立其数字模型, 这将使得模型的重建方便易行、准确度大幅提高。然而如前所述, 该设备价格昂贵, 因此该方法的普及将依赖计算机技术和图像分析技术的飞速发展。

## 3 数字岩心技术的应用前景

数字岩心技术作为微观尺度上研究提高原油采收率技术的基础和关键, 在油田开发中将有广泛的应用前景, 主要有以下几个方面。

### 3.1 微观渗流机理研究及宏观传导性预测

数字岩心技术可以充分考虑岩石的组成、微观结构、润湿性对多相渗流的影响, 通过微米级研究可能对微观孔隙中的渗流机理产生新的认识, 并预测宏观传导性质, 将反映岩石的本质特征。此外, 对于裂缝中的多相流和考虑速度效应等复杂渗流过程的研究也是数字岩心技术的重要应用领域。

### 3.2 驱替机理研究及驱油剂应用效果评价

从微观角度研究驱替过程中岩石润湿性的变

化、驱油剂在多孔介质内部的分布形态及具体的位置有助于认识驱替机理。通过模拟计算,可以对驱油剂的应用效果进行评价,继而可以针对某种类型的岩石、流体组成优选驱油剂以指导生产。

### 3.3 油藏生产动态的模拟和预测

该技术包括孔隙级(微米)模拟、岩心级(厘米)模拟、网格级(米)模拟和油藏级(百米或千米)模拟。在整个应用过程中,各个级别的模拟同时进行,其输入输出资料相互限制、相互利用。孔隙级模拟考虑毛细管压力的控制作用,通过对一些具有代表性的岩石类型和结构上进行模拟得到典型的毛细管压力和相对渗透率,从而决定岩心级的各种性质。岩心级、网格级模拟采用标准的基于网格的有限差分法,该级别上的模拟考虑毛细管压力、粘度和重力的重要作用,并且可以对饱和度场、压力场变化剧烈的区域进行详尽的描述,这将克服油藏级模拟时采用粗网格描述的不准确性。油藏级考虑粘度和重力的控制作用,此时结合较低级别上的模拟结果,采用流线模拟技术,可对整个油藏的压力场、饱和度场、井的产油量和产水量、整个油田的含水量等进行快速的模拟和预测。通过综合运用各个级别上的模拟技术,可以提高开发预测的准确性。

### 3.4 为油田开发技术政策界限制定提供依据

以上述提供的三种方法为基础,针对具体油藏,结合岩石微观特征、流体性质等具体资料,通过对不同生产参数、生产制度的数值实验来分析各生产参数、制度对整个油田开发的影响,从而为油田开发技术政策界限的制定提供依据。

## 4 结论

在微观尺度上对各相流体渗流及驱替机理进行研究是大幅度提高原油采收率的基础,数字岩心技术作为开展该领域研究的关键,对其进行研究具有重要的理论和实际意义。岩心数字化建模的既有方法在一些方面存在不足,要提高模型准确性必须对其进行改进,包括过程法中复杂沉积体系重建算法

的开发、随机法中模型大范围内传导性质的考虑等。数字岩心技术在油田开发中有广泛的应用前景,包括微观渗流机理研究及岩心宏观传导性质的预测、岩心驱替机理研究及驱油剂的效果评价、对整个油藏的生产动态进行模拟、预测和为油田开发技术政策界限的制定提供依据等方面。

### 参考文献:

- 1 Fatt I The network model of porous media: I Capillary pressure characteristics Transactions of A ME, 1956, 207 (1): 144 ~ 159
- 2 Joshi M. A class of stochastic models for porous media: [ PhD thesis]. Lawrence Kansas: University of Kansas, 1974
- 3 Quiblier J A. A new three - dimensional modeling technique for studying porous media Journal of Colloid and Interface Science, 1984, 98 (1): 84 ~ 102
- 4 Adler P M, Jacquin C G, Quiblier J A. Flow in simulated porous media International Journal of Multiphase Flow, 1990, 16 (3): 691 ~ 712
- 5 bannidis M, Kwiecien M, Chatzis I Computer generation and application of 3 - D model porous media: from pore - level geostatistics to the estimation of formation factor SPE 30201
- 6 Hazlett R D. Statistical characterization and stochastic modeling of pore networks in relation to fluid flow. Mathematical Geology, 1997, 29 (4): 801 ~ 822
- 7 Yeong C L Y, Torquato S Reconstructing random media: II three - dimensional media from two - dimensional cuts Physical Review, 1998, 58 (1): 224 ~ 233
- 8 Hidajat I, Rastogi A, Singh M et al Transport properties of porous media from thin sections SPE 69623
- 9 Biswal B, Manswarth C, Hilfer R et al Quantitative analysis of experimental and synthetic microstructures for sedimentary rocks Physica A, 1999, 273 (3): 452 ~ 475
- 10 Oren P E, Bakke S Process based reconstruction of sandstones and predictions of transport properties Transport in Porous Media, 2002, 46 (2): 311 ~ 343
- 11 Bakke S, Oren P E 3 - D pore - scale modeling of sandstones and flow simulations in the pore networks SPE 35479
- 12 Oren P E, Bakke S Reconstruction of berea sandstone and pore - scale modeling of wettability effects Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 39 (2): 177 ~ 199

编辑 刘文强

## 关于调整本刊出版日期的启事

为了适应期刊发展的需要,从 2006 年第一期开始,《油气地质与采收率》出版日期由双月 25 日调整为单月 25 日,欢迎广大科技人员踊跃投稿。

**Key words:** low – permeability reservoir, water injection, recover efficiency, orthogonal experiment method, numerical simulation

**Li Yongming**, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum Institute, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China

**Yao Jun, Zhao Xiucui, Yi Yanjing et al. The current situation and prospect on digital core technology. *PGRE*, 2005, 12(6): 52 ~ 54**

The development history of digital core technology was presented. The shortcomings of the existing methods for building digital core were pointed out, which included that process method can't simulate complicated sedimentary system and that stochastic method can't construct digital core with large range conductivity. The application of digital core technology in oilfield development field were discussed, which consist of study on percolation mechanisms, simulation of core displacement experiment, prediction of macroscopic conductivities of the core, evaluation on effect of flooding agent, simulation of reservoir dynamic production and establishment of oilfield developmental technological strategies.

**Key words:** digital core, oilfield development, application prospect

**Yao Jun**, Petroleum Engineering Institute, China University of Petroleum (East China), Dongying City, Shandong Province, 257061, China

**Pan Juling, Lin Chengyan. Numerical simulation of low permeability oil reservoir of F124 block in Daluhu Oilfield. *PGRE*, 2005, 12(6): 55 ~ 57**

According to large variation of reservoir physical properties, non – effect of water injection and complex variation of water cut in single well in low permeability oil reservoir of F124 block, the method of setting relative permeability curve partitional, dynamical adjusting conductivity, taking advantage of seismic interpretation and log interpretation and the wells dynamic exploitation were adopted in the process of reservoir numerical simulation. The simulation results showed the reason of in-

jection invalidity existed in low permeability reservoir F124 block, that was, it sheltered from sealed faults, the water cut of single well at lithology variation zone was controlled by the lithology. The remaining oil mainly distributed in the central and southeast part which had better reservoir property. The case presented that the method of interdisciplinary integrated technique could enhance the veracity of the reservoir numerical simulation.

**Key words:** low permeability oil reservoir, numerical simulation, reservoir model, historical matching, remaining oil distribution

**Pan Juling**, Geophysical Research Institute of Shengli Oilfield, Co., Ltd., Dongying City, Shandong Province, 257022, China

**Chen Junbin, Wu Zuozhou, Han Xinggang. Numerical simulation optimization study of Su6 well block of Sulige Gasfield. *PGRE*, 2005, 12(6): 58 ~ 60**

The existing proved reserves in Sulige Gasfield is more than  $5\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ . The reservoir in the field was featured with strong heterogeneity and complex sandbody superimposed model. The traditional method of gas reservoir description can't meet the needs of development design since insufficient well density and low control degree at the early stage of gasfield development. The precise geologic model established by stochastic modeling technology was used to numerical simulation research. Gasfield development plan was optimized overall, and development technology strategy of the Sulige Gasfield was worked out so as to enhance the economic benefit in the development of the gas field to maximum limit. The well – pattern determined after plan contrast should be even pattern in the relatively developed region of effective sandbody. The Su6 well block should be developed in natural depletion with one set of development layer series and one set of well pattern, the well row spacing and line spacing were 700 and 1 000m respectively. Seventy three new wells will be need for 4 years of stable production with  $5 \times 10^8 \text{ m}^3$  gas production one year.

**Key words:** stochastic modeling, gas reservoir numerical simulation, development plan, Sulige Gasfield