

文章编号: 1007-4708(2013)02-0231-05

基于规则网络的碳酸盐岩多尺度网络模型构建方法研究

王晨晨, 姚军*, 杨永飞, 王鑫, 汲广胜, 高莹

(中国石油大学(华东)石油工程学院, 青岛 266580)

摘要:碳酸盐岩油藏非均质性, 孔隙大小变化可达好几个数量级, 描述碳酸盐岩油藏多尺度孔隙特征具有重要意义。本文首先基于三维规则网络模型建立了不同物理尺寸的溶洞网络、大孔隙网络和微孔隙网络; 然后提出一种耦合算法, 以溶洞网络为基础, 通过添加适当比例的大孔隙和微孔隙, 构建出碳酸盐岩多尺度网络模型; 最后对比分析了各网络模型的几何性质、拓扑性质和绝对渗透率。结果表明, 碳酸盐岩多尺度网络模型能够同时描述不同尺度孔隙的几何和拓扑特征; 且相比各单一尺度的孔隙网络模型, 多尺度网络模型有着较高的绝对渗透率, 这是由于各尺度孔隙之间的相互连通极大地提高了网络的整体连通性和流动能力, 为碳酸盐岩油藏微观渗流模拟提供了重要的研究平台。

关键词:碳酸盐岩; 规则网络; 耦合算法; 多尺度网络; 几何拓扑性质; 绝对渗透率

中图分类号: TE319 **文献标志码:** A **doi:** 10.7511/jslx201302010

1 引言

理想的微观渗流模型对研究流体在多孔介质中的渗流特征具有重要的意义^[1-3]。自从 Fatt^[4-6]在 1956 年引入了二维规则网络模型后, 规则网络模型已经成为研究储层岩石微观孔隙结构和渗流特征的重要手段。规则孔隙网络模型是指组成孔隙网络模型的基本单元(孔隙、喉道)在平面或空间中具有十分规整的排布形式。相比毛管束模型, 规则网络模型可以描述真实岩心的几何拓扑结构, 能更好地表征真实多孔介质的结构特征。

在碳酸盐岩油藏中, 除了裂缝, 碳酸盐岩中可定性识别出三种不同的孔隙: 溶洞孔隙、粒间大孔隙和粒内微孔隙, 这三种孔隙大小变化可达好几个数量级, 不同尺度上的孔隙对油藏的孔隙结构和渗流特征均有影响^[7,8], 单一孔隙尺寸分布的规则网络模型无法精确地描述碳酸盐岩的多尺度孔隙特征。因此, 本文基于分别描述溶洞孔隙、粒间大孔隙和粒内微孔隙的单一规则孔隙网络, 提出了一种

耦合算法建立起碳酸盐岩多尺度孔隙网络模型, 对比分析碳酸盐岩油藏的多尺度孔隙特征。

2 规则网络模型的建立

利用计算机随机生成了三维规则网络模型, 规则网络模型由喉道及其相连的孔隙构成, 孔隙位置按三维立方点阵分布。孔隙和孔喉为等截面的柱体, 截面形状可以是正方形、任意三角形和圆形中的一种。孔隙孔喉内切圆半径可用来表征孔隙孔喉大小, 喉道大小分布函数采用比较有代表性的幂率分布函数表示为

$$f(r_i) = (n+1) \frac{(r_i - r_{\min})^n}{(r_{\max} - r_{\min})^{n+1}} \quad (1)$$

式中 r_i 为喉道半径(m), r_{\min} 和 r_{\max} 分别表示最小和最大喉道半径(m), n 为幂律指数。孔隙大小分布根据下式表示为

$$r_p = \max \left[\alpha \frac{\sum_{i=1}^Z r_i}{Z}, \max(r_i) \right] \quad (2)$$

式中 r_p 为孔隙直径(m), α 为孔喉直径比, Z 为配位数, 即与该孔隙相连的喉道数目。喉道长度分布根据下式表示为

$$l_i = d - r_a - r_b \quad (3)$$

式中 d 为相邻两孔隙中心的距离(m), r_a 和 r_b 分别表示喉道两端连接的孔隙半径(m)。

基于碳酸盐岩油藏溶洞孔隙、大孔隙和微孔隙的结构特征, 分别构建溶洞网络(图 1(a))、大孔隙

收稿日期: 2012-06-21; 修改稿收到日期: 2012-10-22.

基金项目: 国家自然科学基金(11072268); 教育部科学技术研究重大项目(311009); 山东省自然科学基金(ZR2011EEQ002); 中国石油大学(华东)自主创新科研计划(11CX04022A); 高等学校学科创新引智计划("111 计划"); 高等学校博士学科点专项科研基金(20120133120017)资助项目.

作者简介: 姚军*(1964-), 男, 教授, 博士生导师 (E-mail: RCOGFR_UPC@126.com).

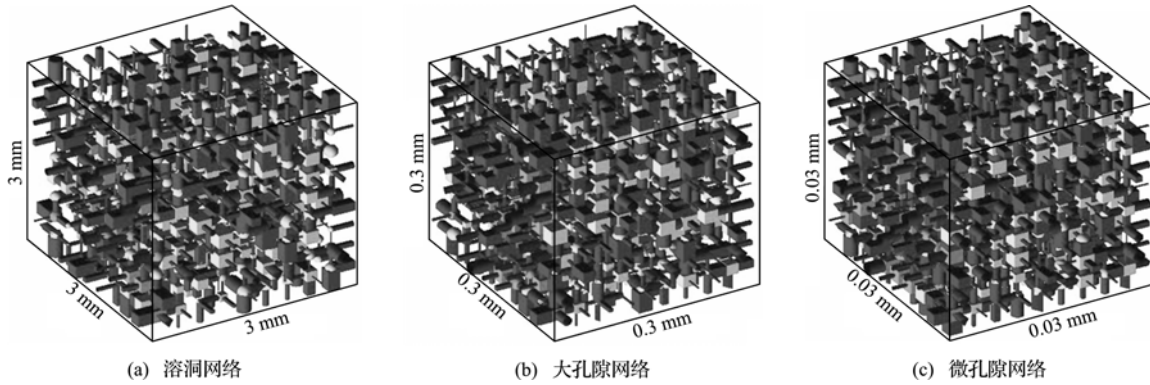


图1 三维立方网络模型

Fig. 1 3D cubic network model

网络(图1(b))和微孔隙网络(图1(c)),模型基本参数列入表1。

表1 三维立方网络模型基本参数

Tab. 1 Basic parameters for the 3D cubic network model

网络模型参数	溶洞	大孔隙	微孔隙
孔隙数目	729	729	729
喉道数目	1160	1507	1713
孔隙度/%	18.8	25.7	28.1
幂率指数	-0.5	-0.5	-0.5
平均配位数	3.06	3.99	4.54
孔喉直径比	1.1	1.1	1.1
孔隙中心距离	3×10^{-4}	3×10^{-5}	3×10^{-6}
最大喉道半径/m	1×10^{-4}	1×10^{-5}	1×10^{-6}
最小喉道半径/m	1×10^{-5}	1×10^{-6}	1×10^{-7}
立方体网络边长/m	3×10^{-3}	3×10^{-4}	3×10^{-5}
圆形、正方形、三角形比例	1:1:1	1:1:1	1:1:1

3 多尺度网络模型的构建

针对碳酸盐岩多尺度孔隙特征,提出一种耦合算法来构建多尺度网络模型。其基本原理为提取大孔隙网络和微孔隙网络的几何拓扑信息,以溶洞网络为基础,在其骨架空间中根据已提取的大孔隙和微孔隙网络几何拓扑信息产生等效的大孔隙和微孔隙,最后通过添加各尺度孔隙间的连通喉道来构建多尺度网络模型。具体建模过程如下。

首先,大孔隙等效网络的填充。提取大孔隙规则网络模型的几何拓扑信息,并得到相应参数的累积分布函数;在溶洞网络的骨架空间中,根据大孔隙网络中统计分析的累积分布函数随机产生每个孔隙的半径、体积、形状因子和配位数等。鉴于目前的计算机存储空间和运算能力,本文中孔隙网络的填充密度均取0.1。

其次,大孔隙之间连接喉道的构建。基于大孔隙规则网络模型的连通性函数,进行喉道的添加。

网络的连通性函数可通过简化的比欧拉示性数来描述^[9]。

$$\chi_V(r) = [N_N(r) - N_B(r)]/V \quad (4)$$

式中 $N_N(r)$ 为半径大于 r 的孔隙数目, $N_B(r)$ 为半径大于 r 的喉道数目, V 为网络体积/ mm^3 。假设 O 为产生的孔隙集合, Θ 为产生的孔隙之间连接喉道集合。在大孔隙规则网络模型中,对孔隙喉道单元的半径进行等距划分 m 份,即 $r_{\min} = r_1 < \dots < r_m = r_{\max}$, 并计算相应的连通函数比欧拉数 $\chi_v(r_1) \dots \chi_v(r_m)$ 。从最大孔喉单元开始,选择每一个 $k = m-1, \dots, 1$, $N_p(r_k)$ 表示从孔隙集合 O 中孔隙半径大于 r_k 的集合 O_k 孔隙数目, $N_t(r_k)$ 表示从喉道集合 Θ 中半径大于 r_k 的集合 Θ_k 的喉道数目。根据比欧拉数定义可得需要填充的喉道数目 N_{tk} 可以表示为

$$N_{tk} = N_p(r_k) - \chi_V(r_k)V' \quad (5)$$

式中 V' 为网络的体积。如果 $N_t(r_k) > N_{tk}$, 则从 Θ_k 中选取 $N_t(r_k) - N_{tk}$ 个喉道用作孔喉半径 r_k 的填充,依次随机添加大孔隙之间的连通喉道,进而在溶洞网络的骨架空间中构建出随机大孔隙网络^[10]。

接着,微孔隙等效网络的填充。提取微孔隙规则网络模型的几何拓扑信息,采用同上述在溶洞网络骨架空间填充随机大孔隙网络相似的方法,在剩

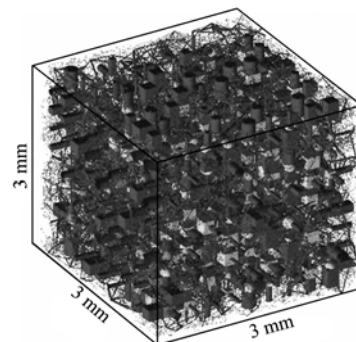


图2 耦合法构建的碳酸盐岩多尺度网络模型

Fig. 2 Carbonate multiscale network model with coupling method

余的骨架空间中随机填充一定比例的微孔隙。

最后,多尺度孔隙之间的耦合。此时的溶洞网络、随机大孔隙网络与随机微孔隙网络之间是互不连通的,因此需要添加各尺度孔隙之间的连通喉道。根据统计不同半径大孔隙体表面与周围微孔隙之间连接喉道的配位数分布来随机生成各尺度孔隙之间的连接喉道,进而构建出各尺度孔隙相互连通的多尺度网络模型如图2所示,其边长为3mm。

4 结果与讨论

对比溶洞网络、大孔隙网络、微孔隙网络和多尺度网络的几何拓扑性质和绝对渗透率,分析结果如下。

4.1 几何性质分析

几何特征用来描述网络模型中孔喉单元的几何尺寸和形状分布,其评价参数主要包括网络尺寸、孔隙尺寸概率分布及喉道长度分布等。

图3给出了各网络模型的几何性质对比。由孔隙尺寸概率分布图3(a)可以看出,溶洞网络的孔隙半径分布范围为10.3~102 μm,主要描述碳酸盐岩油藏中溶洞孔隙特征;大孔隙网络的孔隙半径分布范围为1.1~11.4 μm,主要描述粒间大孔

隙特征;微孔隙网络的孔隙半径分布范围为0.11~1.05 μm,主要描述微米尺度以下的粒内微孔隙特征;多尺度网络的孔隙半径分布范围为0.11~102 μm,能够涵盖碳酸盐岩中溶洞孔隙、粒间大孔隙和粒内微孔隙的分布特征,但由于大孔隙数目较多,尤其微孔隙数目众多,因此其孔隙尺寸概率分布显示出三级阶梯状的三峰分布。由喉道长度概率分布图3(b)可以看出,多尺度网络模型能够捕获各尺度网络的喉道分布特征。因此,耦合法建立的多尺度网络模型能够同时描述碳酸盐岩油藏不同尺度孔隙网络的几何特征。

4.2 拓扑性质分析

拓扑结构特征用来描述网络中孔喉之间相互连接的关系,其评价参数主要包括配位数、网络连通性函数等。

图4给出了各网络模型的几何性质对比。配位数是指与孔隙连通的喉道个数,用来表征网络的连通程度,由配位数分布图4(a)可以看出,相比各单一尺度网络,耦合法构建的多尺度网络配位数值分布较大,有着较好的连通性。网络连通性函数是通过比欧拉示性数来描述网络的连通性,其表达式如式(4)所示,当比欧拉示性数值为0所对应的网

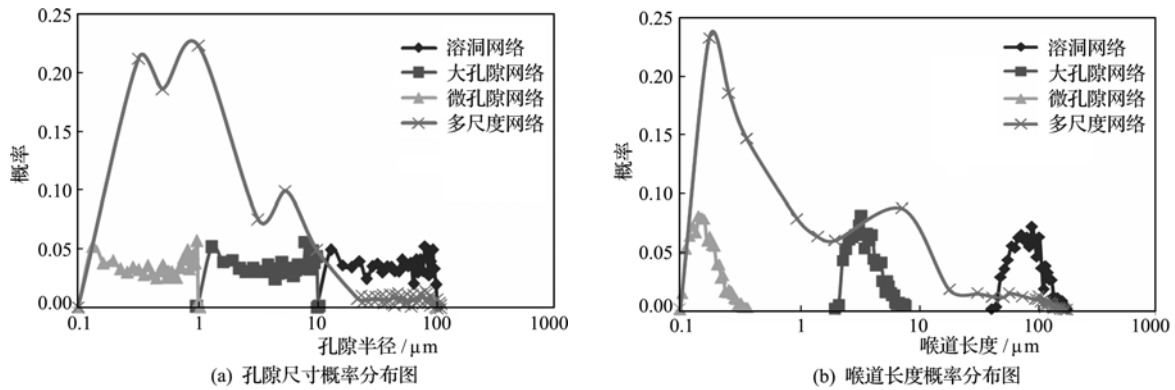


图3 各网络模型几何性质对比
Fig. 3 Geometry properties comparison of each network model

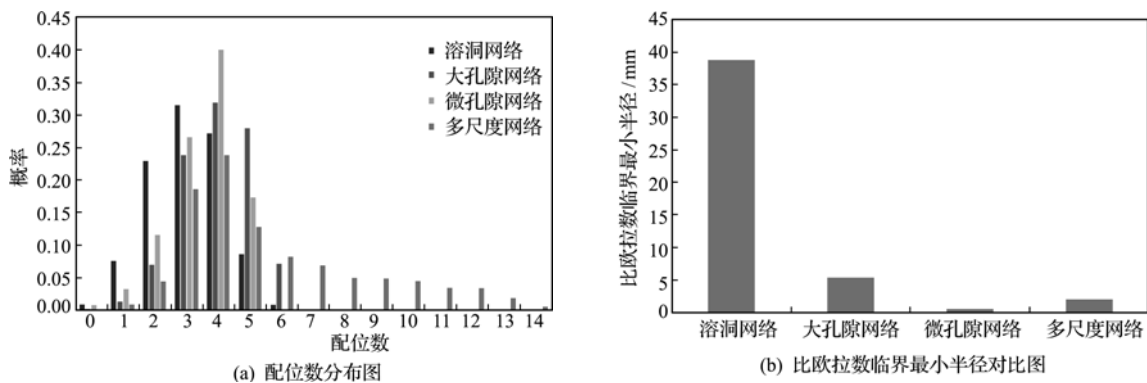


图4 各网络模型拓扑性质对比
Fig. 4 Topology properties comparison of each network model

络最小孔喉半径定义为比欧拉数临界最小半径,由比欧拉数临界最小半径对比图 4(b)可以看出,溶洞网络的比欧拉示性数临界最小半径为 $39 \mu\text{m}$,大孔隙网络的比欧拉示性数临界最小半径为 $5.4 \mu\text{m}$,微孔隙网络的比欧拉示性数临界最小半径为 $0.6 \mu\text{m}$;多尺度网络的比欧拉示性数临界最小半径为 $2.2 \mu\text{m}$,其值介于大孔隙与微孔隙网络之间,能够较好地描述大孔隙和微孔隙的连通特征。因此,基于溶洞网络建立的多尺度网络模型能够同时描述出不同尺度孔隙网络的拓扑特征。

4.3 绝对渗透率分析

将孔隙网络模型考虑为一种拟稳态模型,即流动完全由毛细管力控制,模型中由粘滞力所造成的压降与毛管压力相比,可以忽略。根据侵入-逾渗理论,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。利用孔隙级网络模型可以模拟流体的渗流过程^[1,11]。模型的绝对渗透率由达西公式求得

$$K = \frac{\mu_i Q_i L}{A \Delta P} \quad (6)$$

式中 K 为绝对渗透率(μm^2), L 为模型长度(cm) A 为模型截面积(cm^2), ΔP 为模型两端所加压力差(10^{-1} MPa), Q_i 为模型完全饱和 i 相时,在 ΔP 压差下的总流量(cm^3/s), μ_i 为 i 相的粘度($\text{mPa} \cdot \text{s}$)。

由各网络模型的绝对渗透率对比(见表 2)可以发现,在三个单一尺度的网络模型中,溶洞网络的渗透率最大,大孔隙网络的渗透率次之,微孔隙网络的渗透率最小;而通过耦合算法得到的多尺度网络渗透率高达 $6.527 \mu\text{m}^2$,高于各单一尺度网络模型的渗透率之和,且相比溶洞网络,其渗透率增加近 60%,这是由于不同尺度孔隙之间的相互连通极大地提高了多尺度网络的整体流动能力造成的。

表 2 各网络模型绝对渗透率对比

Tab. 2 Absolute permeability comparison of each network model

模型参数	溶洞网络	大孔隙网络	微孔隙网络	多尺度网络
绝对渗透率/ μm^2	4.09	0.1330	0.0020	6.527

5 结论

(1) 本文建立了由孔隙喉道组成的三维规则网络模型,利用该模型分别建立了不同物理尺寸的溶洞网络、大孔隙网络和微孔隙网络,模拟了碳酸

盐岩不同尺度上的溶洞孔隙、粒间大孔隙和粒内微孔隙特征。

(2) 提出了一种耦合算法,构建出碳酸盐岩多尺度网络模型,能够同时描述不同尺度上各孔隙的几何特征和拓扑特征。

(3) 对比了各网络的绝对渗透率,在单一尺度网络模型中,溶洞网络的渗透率最大,大孔隙网络的渗透率次之,微孔隙网络的渗透率最小。而多尺度网络的渗透率高于各单一尺度网络模型的渗透率之和,这是由于不同尺度孔隙之间的相互连通极大地提高了多尺度网络的整体流动能力,对碳酸盐岩油藏中流体的渗流特征描述有着重要意义。

致谢: 英国赫瑞瓦特大学石油学院微观渗流研究小组为本工作提供了大量帮助和指导,作者在此表示衷心的感谢。

参考文献(References):

- [1] 姚 军,陶 军,李爱芬. 利用三维随机网络模型研究油水两相流动[J]. 石油学报,2007,28(2):94-97. (YAO Jun,TAO Jun,LI Ai-fen. Research on oil-water two-phase flow using 3D random network model [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(2): 94-97. (in Chinese))
- [2] 高慧梅,姜汉桥,陈民锋. 储层孔隙结构对油水两相相对渗透率影响微观模拟研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2007,22(2):56-59. (GAO Hui-mei,JIANG Han-qiao,CHEN Min-feng. Simulation study on the effect of the microscopic parameters of reservoir pore structure on oil-water relative permeability [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2007, 22(2): 56-59. (in Chinese))
- [3] 侯 健,高 达,李振泉,等. 储层微观参数对宏观参数影响的网络模拟研究[J]. 计算力学学报,2011,28(1):78-83. (HOU Jian,GAO Da,LI Zhen-quan, et al. Network modeling of the influence of reservoir microscopic parameters on macroscopic parameters [J]. *Chinese Journal of Computational Mechanics*, 2011, 28(1): 78-83. (in Chinese))
- [4] Fatt I. The network model of porous media I. Capillary pressure characteristics[J]. *Petroleum Transactions, AIME*, 1956, 207(7): 144-159.
- [5] Fatt I. The network model of porous media II. Dynamic properties of a single size tube network[J]. *Petroleum Transactions, AIME*, 1956, 207(7): 160-163.
- [6] Fatt I. The network model of porous media III. Dy-

- dynamic properties of networks with tube radius distribution [J]. *Petroleum Transactions, AIME*, 1956, **207**(7):164-181.
- [7] Knackstedt M, Arns C, Ghouse A, et al. 3D imaging and flow characterization of the pore space of carbonate core samples[J]. SCA, 2006-23, 2006.
- [8] Knackstedt M, Arns C, Ghouse A, et al. 3D imaging and characterization of the pore space of carbonate core; implications to single and two phase flow properties[A]. Proceedings of the SPWLA 47th Annual Logging Symposium[C]. Veracruz, Mexico, 2006.
- [9] Vogel H J, Roth K. Quantitative morphology and network representation of soil pore structure[J]. *Advances in Water Resources*, 2001, **24**(3-4):233.
- [10] Jiang Z, Van Dijke M I J, Wu K, et al. Stochastic Pore Network Generation from 3D Rock Images [J]. *Transport in Porous Media*, 2011, **94**(2):1-23.
- [11] Valvatne P H, Blunt M J. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media[J]. *Water Resources Research*, 2004, **40**(7):W07406.

The construction of carbonate multiscale network model based on regular network

WANG Chen-chen, YAO Jun*, YANG Yong-fei, WANG Xin, JI Guang-sheng, GAO Ying
(School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: Due to strong heterogeneity in carbonate rocks, the pore sizes can vary over orders of magnitudes, it is very important to describe the multiscale pore characteristics in carbonate reservoirs. In this paper, based on 3D regular network model, a vug network, macro pore network and micro pore network with different pore size distribution are produced respectively; then, a coupling method is proposed to combine the three networks together to construct the carbonate multiscale network model; at last, geometry, topology and absolute permeability properties of each network are analyzed and compared. Results show that, the carbonate multiscale network model could capture all the geometry and topology properties of different pore scale network; compared with single scale network, the multiscale network has a higher absolute permeability, this is because the interconnection among different scale pores improves the network total connectivity and flow ability. This study provides an important research platform for carbonate microscopic flow simulation.

Key words: carbonate rocks; regular network; coupling method; multiscale network; geometry-topology properties; absolute permeability