

doi:10.3799/dqkx.2014.072

岩石颗粒胶结方式对储层岩石弹性及 渗流性质的影响

赵建鹏¹, 孙建孟¹, 姜黎明², 陈 惠³, 闫国亮⁴

1. 中国石油大学地球科学与技术学院, 山东青岛 266580
2. 中国石油集团测井有限公司技术中心, 陕西西安 710077
3. 中国石油集团测井有限公司国际事业部, 北京 102206
4. 中国石油勘探开发研究院西北分院, 甘肃兰州 730020

摘要: 为研究岩石颗粒胶结方式对储层岩石弹性和渗流性质的影响, 采用过程模拟法构建了三维数字岩心, 在此基础上, 分别利用有限元方法和格子玻尔兹曼方法研究了胶结物均匀生长、沿孔隙生长和沿喉道生长 3 种胶结方式对岩石弹性和渗流特性的影响规律. 结果表明: 岩石颗粒胶结方式会影响岩石刚性和孔隙连通性, 引起岩石弹性模量和渗透率的变化. 在相同孔隙度下, 胶结物沿喉道生长形成的岩石抗压性最强, 渗透率最小; 沿孔隙生长形成的岩石抗压性最弱, 渗透率最大. 3 种胶结方式下, 岩石弹性模量随着胶结物含量增加而增大, 变化率近似相等; 岩石渗透率随着胶结物含量的增加而减小, 岩石渗透性对颗粒胶结方式的变化更敏感.

关键词: 三维数字岩心; 胶结方式; 弹性; 有限元方法; 渗流; 格子玻尔兹曼方法; 石油地质; 岩心样品.

中图分类号: TE19

文章编号: 1000-2383(2014)06-0769-06

收稿日期: 2013-09-07

Effects of Cementation on Elastic Property and Permeability of Reservoir Rocks

Zhao Jianpeng¹, Sun Jianmeng¹, Jiang Liming², Chen Hui³, Yan Guoliang⁴

1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China
2. Technology Center, China National Petroleum Corporation Logging Co., Ltd., Xi'an 710077, China
3. International Division, China National Petroleum Corporation Logging Co., Ltd., Beijing 102206, China
4. Northwest Branch, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Lanzhou 730020, China

Abstract: In order to investigate the effects of cementation on elastic properties and permeability of reservoir rocks, a 3D digital model of core was constructed. Then this model was simulated using the process-based method and finite element lattice Boltzmann method. The results show that cementation influences the rock stiffness and pore connectivity, controlling elastic modulus and rock permeability, respectively. Given same porosity, rocks with cement occurring in the pore throats have high elastic modulus and low permeability; whereas rocks with cement precipitating within pores have low elastic modulus and high permeability. Among the simulated three cementation scenarios, the rock elastic modulus increases with increasing amount of cement, and there is a linear relationship between them. Rock permeability, however, deceases with increasing amount of cement, because permeability is more sensitive to where cements precipitate than rock elastic parameters.

Key words: 3D digital core; cementation mode; elastic property; finite element method; percolation property; lattice Boltzmann method; petroleum geology; core sample.

在石油工业中, 储层岩石的弹性与渗流性质对油气藏的勘探开发具有重要意义. 在成岩过程中, 岩

石颗粒的胶结作用能够改变岩石的机械强度和抗压能力, 影响孔隙结构和孔隙连通性, 进而影响岩石的

基金项目: 国家自然科学基金项目(No. 41374124); 国家科技重大专项(No. 2011ZX05006-002).

作者简介: 赵建鹏(1987-), 男, 博士研究生, 主要从事测井解释、数字岩心建模与数字岩石物理实验研究. E-mail: zjpsnow@126.com

弹性与渗流性质. 有关胶结作用对岩石弹性和渗流性质影响的研究成果较少, 目前大部分的相关研究仅局限在定性研究上, 缺乏对实验数据的定量分析. 弄清岩石胶结作用对储层岩石弹性与渗流特性的影响规律是石油地质学家面临的一大难题. 岩石物理实验是了解岩石各种物理属性的重要手段, 但随着石油勘探程度的不断加深, 储层岩石的孔隙结构越来越复杂, 使得岩石物理实验越来越困难. 传统的岩石物理实验周期长、成本高并且难以测量岩石微观参数(如岩石颗粒胶结方式)对岩石宏观物理性质的影响. 近年来, 随着数字岩石物理技术的发展, 可以利用 X 射线 CT 对岩心样品直接成像构建数字岩心(Rosenberg *et al.*, 1999), 也可以通过随机模拟或地质过程模拟重建三维数字岩心(Øren and Bakke, 2002; Okabe and Blunt, 2004; Wu *et al.*, 2006; 朱益华和陶果, 2007; Liu *et al.*, 2009a). 构建的数字岩心能够反映真实岩心的复杂孔隙结构, 并且可以在数字岩心的基础上开展岩石的声电渗流等岩石物理属性模拟研究(Liu *et al.*, 2009b; 王晨晨等, 2012; 张晋言和孙建孟, 2012). 本文基于真实岩心粒度分析资料利用过程法构建了不同胶结方式的三维数字岩心, 利用有限元方法和格子玻尔兹曼方法研究了岩石颗粒胶结方式对岩石声学特性的影响.

1 数字岩心的构建

本研究利用过程模拟法构建三维数字岩心, 过程法通过对岩石地质形成过程的主要阶段进行模拟, 得到的多孔介质能够反映真实岩石的主要特征. 为了保证重建数字岩心的真实性, 过程模拟的粒度分布曲线必须从真实岩心测量得到. 目前获得岩石颗粒的粒度分布主要有 2 种手段: 一种手段是采用图像处理技术(开运算)对岩石二维铸体薄片或者标准二维薄片的背散射电子图像进行处理获得(季长军等, 2012); 另一种手段是通过实验方法直接测量岩石粒度组成(丁喜桂等, 2005). 粒度分布曲线是过程模拟法重建数字岩心的重要输入数据, 图 1 和图 2 分别是通过实验测量方法获得的某砂岩岩心的粒度概率分布曲线和粒度累积概率分布曲线.

1.1 沉积过程模拟

沉积过程模拟中颗粒尺寸是从粒度累积概率分布曲线上读取的. 根据粒度累积概率分布曲线, 在区间(0, 100)之间随机生成符合均匀分布的一个随机数, 作为粒度累积概率分布曲线纵轴粒度累积含量,

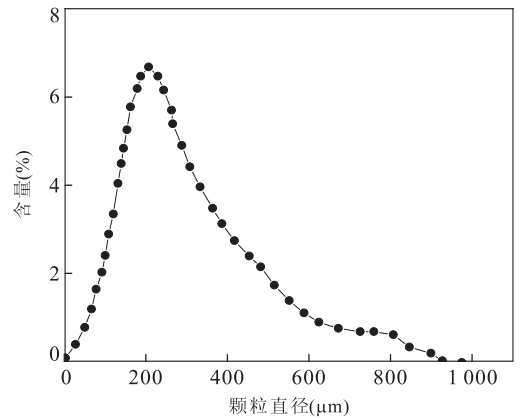


图 1 粒度概率分布曲线

Fig. 1 Grain size probability distribution curve

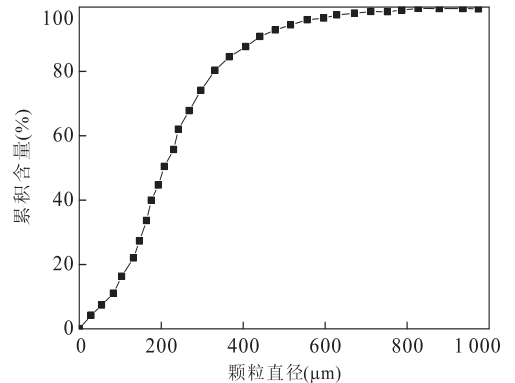


图 2 粒度累积概率分布曲线

Fig. 2 Grain size cumulative probability distribution curve

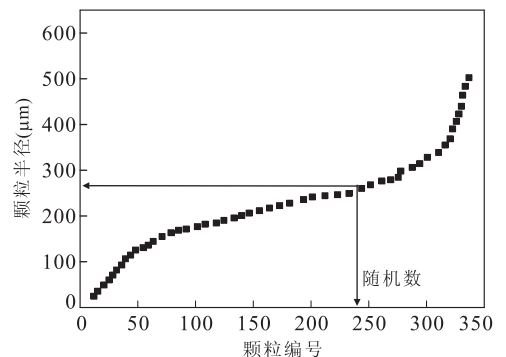


图 3 颗粒粒径曲线

Fig. 3 Grain size curve

然后从横轴找到对应的颗粒直径; 重复这一过程直到获得指定数量的颗粒. 对所有颗粒进行编号并从小到大排序, 得到颗粒粒径曲线(图 3).

沉积过程中, 从颗粒粒径曲线(图 3)上随机选取一个半径值 r 作为下落颗粒的半径, 岩石颗粒沿重力势能梯度最大的方向下落, 不受侧向力的影响, 颗粒达到稳定位置(稳定位置指颗粒受力达到平衡的静止

状态)后,后续颗粒继续沉降直至填满整个沉积区域。

1.2 压实过程模拟

压实过程模拟不改变颗粒半径和形状,只是改变所有颗粒的垂向坐标 z 。为了表征不同的压实程度,引入压实因子 λ (无量纲),取值范围为 $[0, 1]$,压实前后颗粒位置关系如下:

$$z = z_0(1 - \lambda), \quad (1)$$

式中: z 、 z_0 分别为压实前后的垂向坐标,单位是 μm 。显然,压实因子 λ 越大,颗粒交叠越严重,系统孔隙度越低。

1.3 成岩过程模拟

成岩过程包含了若干阶段矿物的溶解和胶结物的生长,并且常与压实过程同时进行。本文只讨论石英胶结物的生长方式对岩石弹性与渗流的影响。石英胶结物的生长和溶蚀采用与 Schwartz and Kimminau(1987)相似的算法进行模拟:

$$R(r) = R_0(r) + \min(\alpha l(r)^\gamma, l(r)), \quad (2)$$

式中: $R_0(r)$ 为沉积颗粒的最初半径,单位是 μm ; $R(r)$ 为从颗粒中心沿 r 方向的新半径,单位是 μm ; $l(r)$ 为沿沉积颗粒半径 r 方向由颗粒表面到其 Voronoi 多面晶胞表面的距离,单位是 μm 。 α 反映胶结物的发育状态,无量纲;当 α 为正数时,表示胶结物是生长的;当 α 为负数时,表示由溶蚀或超压形成溶蚀孔隙。 γ 反映胶结物的在孔隙或喉道中的发育方向,无量纲; γ 为正数表示石英胶结物沿大 $l(r)$ 的方向增长(如孔隙体),而 γ 为负数表示胶结物在小 $l(r)$ 的方向上的增长(如喉道),如果 $\gamma=0$ 表示石英胶结物在颗粒表面均匀生长。

1.4 网格化

为了形成采用 0, 1 表示的数字岩心矩阵,最后还需要将球体堆积模型离散化为一个大小为 $N_x \times N_y \times N_z$, 间距为 a 的三维矩阵, a 称为分辨率,是决定过程模拟法重建数字岩心大小的另一个参数。离散后的介质由小立方网格构成,每个立方网格边长为 a 。沉积空间相对于岩心而言是一个无限大区域,因此在网格化过程中,为了消除沉积边界对重建数字岩心的影响,需要去掉部分边界数据。图 4 是采用图 2 所示粒度分布构建的数字岩心成果,其中压实因子为 0.015,成岩因子为 0,孔隙度为 35%。

2 理论模拟方法

2.1 有限元模拟方法

有限元法适合计算多孔介质的静态弹性参数,

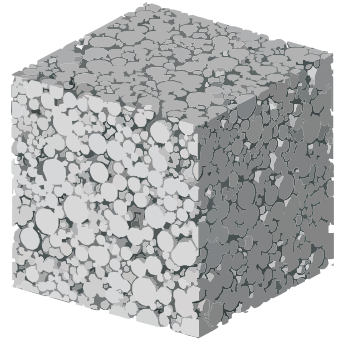


图 4 过程法构建数字岩心成果

Fig. 4 Digital rock reconstructed via process-based method

并且可以用来处理具有任何体素的微观结构(Garbozci, 1998; Madadi *et al.*, 2009)。给定数字岩心不同组分的体积模量和剪切模量,就可以基于数字岩心的三维微观结构用有限元的方法研究岩石的有效弹性模量。对于一个给定的数字岩心,沿主应力和切应力方向分别施加一个宏观应变,通过使系统的弹性自由能 E_n (单位是 J)最小,来确定每个像素点上的最终弹性位移分布。根据变分原理,将求解每个像素点上的位移分布问题转化为求解系统线性弹性自由能极值的问题,并最终确定数字岩心的有效弹性模量。为使能量 E_n 取极小值,需满足能量对变量 u_m (结点弹性位移,单位是 m)的偏导数均为 0,即

$$\frac{\partial E_n}{\partial u_m} = 0. \quad (3)$$

在数值求解过程中,当能量 E_n 对第 m 个结点弹性位移的偏导数构成的梯度矢量的平方和小于某一给定允许误差时,可近似认为等式(3)成立,即确定了三维数字岩心中的应力分布和有效弹性参数。

2.2 格子玻尔兹曼方法

格子玻尔兹曼方法与传统的流体计算方法相比,没有连续介质的假定,而是基于微观尺度上的统计力学的 Boltzmann 方程。该方法对边界条件的处理方法比较简单,可以用来模拟复杂孔隙结构介质中流体流动问题。在本文中,格子玻尔兹曼模型采用 LBGK 模型(Chen *et al.*, 1992; Qian *et al.*, 1992),其粒子分布函数的演化方程为:

$$f_i(x + e_i \Delta t, t + \Delta t) - f_i(x, t) = -\frac{1}{\tau} [f_i(x, t) - f_i^{\text{eq}}(x, t)], \quad (4)$$

其中 x 为空间格点的位置; Δt 为时间步长,单位是 ts ; e_i 为单位速度矢量,单位是 lu/ts ; i 表示粒子的速度方向; $f_i(x, t)$ 表示在时刻 t 、位置 x 处的格点上第 i 个方向的粒子分布函数; $f_i^{\text{eq}}(x, t)$ 为平衡分布

函数; τ 为无量纲的松弛时间.

为了使演化过程更清晰, 粒子分布函数的演化分为 2 步: 碰撞和传播. 这样就可以把演化方程分为 2 个方程:

$$\text{碰撞步: } f_i^{\text{out}}(x, t) = f_i^{\text{in}}(x, t) - \frac{1}{\tau} [f_i^{\text{in}}(x, t) - f_i^{\text{eq}}(x, t)]. \quad (5)$$

$$\text{传播步: } f_i^{\text{in}}(x + e_i, t + \Delta t) = f_i^{\text{out}}(x, t), \quad (6)$$

其中 f_i^{out} 表示粒子在碰撞后的分布函数, f_i^{in} 表示粒子在碰撞前的分布函数. 在格点 (x, t) 上根据质量和动量守恒规则有:

$$\rho = \sum_i f_i(x, t), \quad (7)$$

$$u = \frac{1}{\rho} \sum_i f_i(x, t) e_i, \quad (8)$$

其中 ρ 表示流体的宏观密度, 单位是 mu/lu^3 ; u 表示流体的宏观速度, 单位是 lu/ts ; 以上 2 个方程分别建立了流体宏观密度和速度与格子流体微观密度和速度之间的转换关系.

考虑到计算精度与计算速度的问题, 文中采用 D3Q19 模型计算岩石渗透率, 其平衡态分布函数为:

$$f_i^{\text{eq}} = \rho \omega_i \left[1 + \frac{3}{c^2} e_i \cdot u + \frac{9}{2c^4} (e_i \cdot u)^2 - \frac{3}{2c^2} u \cdot u \right], \quad (9)$$

其中 $c = \Delta x / \Delta t$ 为单位格子速度, 一般取为 $1 \text{ lu}/\text{ts}$; ω_i 为权系数与所选格子模型有关.

给系统施加一宏观压力梯度 (∇P) 使其开始演化, 碰撞步和传播步重复执行直到粒子分布函数达到稳定态, 局部流量可以通过下式计算得到:

$$q = \sum_i f_i(x, t) e_i. \quad (10)$$

由达西定律得:

$$\langle q \rangle = - \frac{K \cdot \nabla P}{A \cdot \eta}, \quad (11)$$

式中, $\langle q \rangle$ 表示 x 通过岩心的流量, 单位是 cm^3/s ; ∇P 表示压力梯度, 单位是 MPa/cm ; A 表示岩心的横截面积, 单位是 cm^2 ; η 表示流体的动力粘度系数, 单位是 $\text{MPa} \cdot \text{s}$; K 表示渗透率张量, 单位是 μm^2 . 对于一维的情况, 式(11)可以写为:

$$\langle q_x \rangle = - \frac{k_x}{A \cdot \eta} \frac{dP}{dx}, \quad (12)$$

式中, $\langle q_x \rangle$ 表示 x 方向通过岩心的流量, 单位是 cm^3/s ; dP/dx 表示 x 方向压力梯度, 单位是 MPa/cm ; A 表示垂直于 x 方向岩心的横截面积, 单位是 cm^2 ; η 表示流体的动力粘度系数, 单位是 $\text{MPa} \cdot \text{s}$;

k_x 表示 x 方向渗透率, 单位是 μm^2 .

3 结果与讨论

在岩石形成过程中, 随着埋藏深度的增加, 机械压实作用对储层岩石物性的影响逐渐减弱, 岩石胶结作用开始起主要作用, 根据本文介绍的胶结物生长算法, 考虑了 3 种不同的数字胶结模式, 胶结物均为石英. 这 3 种胶结模式是按照不同的方式把胶结物添加到岩石粒间孔隙. 从建立三维数字岩心的角度看, 添加胶结物意味着把表征孔隙的像素点变成骨架像素点, 最终获得所需的三维数字岩心, 进而用于岩石物理性质的评价. 图 5 是不同胶结方式所构建三维数字岩心的横截面, 其中灰色表示岩石颗粒, 黑色表示胶结物, 白色表示孔隙.

3.1 胶结方式对岩石弹性性质的影响

为了研究颗粒胶结方式对储层岩石弹性特性的影响, 采用过程法构建了初始孔隙度为 35% 的数字岩心, 通过改变胶结物含量改变数字岩心孔隙度的大小, 模拟采用的参数如表 1 所示. 利用有限元的方法计算了不同胶结方式下岩石的弹性模量, 具体计算结果如图 6, A 点是不含胶结物的数字岩心弹性模量, 从图 6 上可以看出按照胶结模型 III 胶结形成的岩石刚度强与其他 2 种胶结模型存在差异, 这是因为对于同样的胶结物含量, 相比其他 2 种模型, 胶结模型 III 在颗粒接触点含有最多的胶结物, 所以颗粒按照这种胶结方式形成的岩石硬度较大, 即岩石弹性模量大.

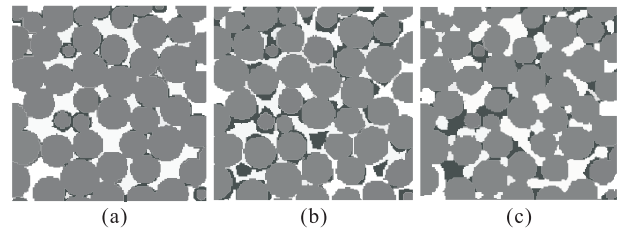


图 5 不同胶结方式所构建三维数字岩心的横截面
Fig. 5 Cross-section of digital rocks with different cementation modes

a. 胶结方式 I; b. 胶结方式 II; c. 胶结方式 III

表 1 数字岩心模拟参数

Table 1 The parameter of digital rocks

模拟参数	数值						
孔隙度	0.350	0.300	0.250	0.200	0.150	0.100	0.050
压实因子	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
成岩因子	0.000	0.038	0.079	0.126	0.182	0.252	0.360

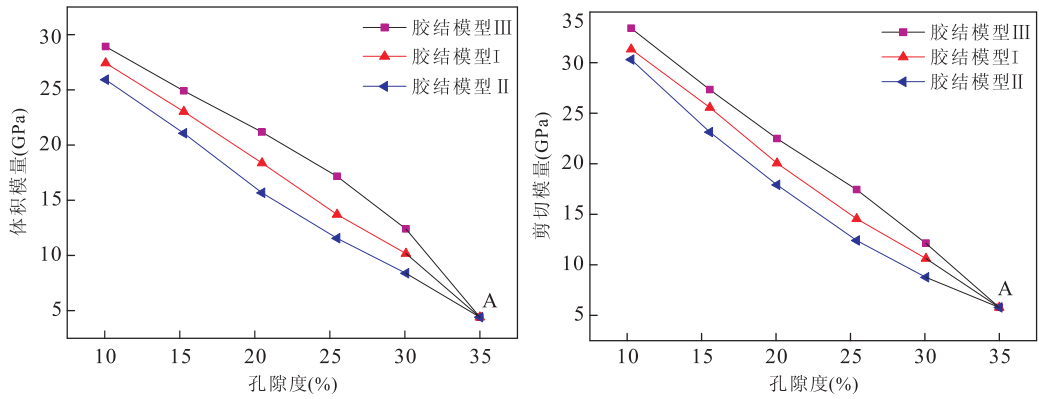


图 6 胶结方式对岩石弹性模量的影响

Fig. 6 Effect of cementation mode on rock elastic modulus

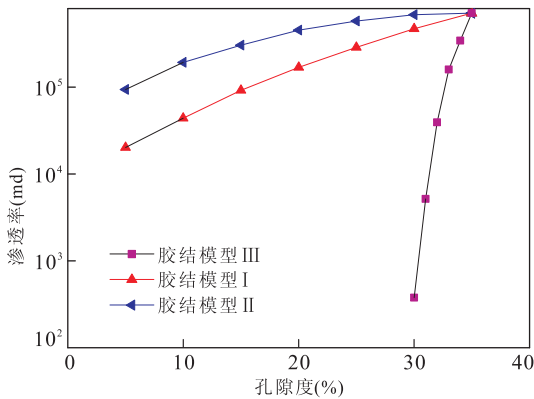


图 7 胶结方式对岩石渗透性的影响

Fig. 7 Effect of cementation mode on rock permeability

相反,按照胶结模型 II,胶结物的生长远离接触点,因此会产生相对比较软的岩石结构。

3.2 胶结方式对岩石渗流性质的影响

为了研究颗粒胶结方式对岩石渗流性质的影响,利用格子玻尔兹曼方法计算了在这 3 种胶结方式下岩石的渗透率,采用模型的具体参数见表 1,具体计算结果如图 7。从图 7 上可以看出按照胶结模型 III 胶结形成的岩石渗透率小于其他 2 种胶结模型,这是因为控制岩石渗透性的主要因素是孔隙的连通性,岩石的渗透率主要取决于孔隙连通的狭窄部分(喉道),在相同孔隙度条件下,胶结模型 III 沿喉道方向生长,使得喉道变窄甚至堵塞,所以颗粒按照这种胶结方式形成的岩石渗透性最低,在孔隙度为 30% 时,尽管岩石孔隙度较高,但是渗透率比较低,胶结物沿喉道方向生长,是形成高孔低渗储层的原因之一。相反,按照胶结模型 II,胶结物的生长主要沿孔隙方向,对喉道影响最弱,所以颗粒按照这种胶结方式形成的岩石渗透性最强,在孔隙度为 5% 时,储层岩石仍然能够保持较高的渗透性。

4 结论

本文基于真实岩心粒度资料,利用过程法构建了数字岩心,在此基础上利用有限元方法和格子玻尔兹曼方法分别研究了岩石颗粒胶结方式对岩石弹性与渗流特性的影响规律,得出以下几点结论和认识:

(1) 孔隙度相同的情况下,胶结物沿喉道方向生长形成的岩石比胶结物沿孔隙方向生长和沿颗粒表面均匀生长形成的岩石弹性模量大,表明胶结物沿喉道方向生长形成的岩石抗压性最强,这是因为对于同样的胶结物含量,胶结物沿喉道方向生长增加了岩石颗粒之间的接触面积。

(2) 相同孔隙度条件下,胶结物沿喉道方向生长形成的岩石渗透率最小,沿孔隙方向生长形成的岩石渗透率最大。这是因为控制岩石渗透性的主要因素是孔隙的连通性,岩石的渗透率主要取决于孔隙连通的狭窄部分(喉道)。胶结物沿喉道方向生长,是形成高孔低渗储层的原因之一,胶结物沿孔隙生长是形成低孔高渗储层的原因之一。

(3) 随着胶结物含量的增多,3 种胶结方式形成的岩石弹性模量都增大,变化率近似相等。岩石渗透率随着胶结物含量的增多而减小,胶结物沿喉道生长形成的岩石渗透率变化最剧烈,沿孔隙生长形成的岩石渗透率变化最缓和。渗透性和岩石弹性相比对岩石颗粒胶结方式更敏感。

References

- Chen, H., Chen, S., Mathaeus, W. H., 1992. Recovery of the Navier-Stokes Equation Using a Lattice Gas Boltzmann Method. *Physical Review A*, 45 (8): 5339—5342. doi:

10. 1103/PhysRevA. 45. R5339
- Ding, X. G., Ye, S. Y., Gao, Z. J., 2005. Development and Applications of Grain Size Analysis Technique. *Global Geology*, 24(2): 203—207 (in Chinese with English abstract).
- Garboczi, E. J., 1998. Finite Element and Finite Difference Programs for Computing the Linear Electric and Elastic Properties of Digital Images of Random Materials. NIST Internal Report 6269, Gaithersburg.
- Ji, C. J., Yi, H. S., Xia, G. Q., 2012. An Image-Analysis Technique to Measure Grain-Size Variation in Thin Sections of Clastic Sediments. *Geological Science and Technology Information*, 31(3): 122—127 (in Chinese with English abstract).
- Liu, X. F., Sun, J. M., Wang, H. T., 2009a. Reconstruction of 3-D Digital Cores Using a Hybrid Method. *Applied Geophysics*, 6(2): 105—112. doi: 10. 1007/s11770—009—0017—y
- Liu, X. F., Sun, J. M., Wang, H. T., 2009b. Numerical Simulation of Rock Electrical Properties Based on Digital Cores. *Applied Geophysics*, 6(1): 1—7. doi: 10. 1007/s11770—009—0001—6
- Madadi, M., Jones, A. C., Arns, C. H., et al., 2009. 3D Imaging and Simulation of Elastic Properties of Porous Materials. *Computing in Science and Engineering*, 11(4): 65—73. doi: 10. 1109/MCSE. 2009. 110
- Okabe, H., Blunt, M. J., 2004. Prediction of Permeability for Porous Media Reconstructed Using Multiple-Point Statistics. *Physical Review E*, 70(6): 066135. doi: 10. 1103/PhysRevE. 70. 066135
- Øren, P. E., Bakke, S., 2002. Process Based Reconstruction of Sandstones and Predictions of Transport Properties. *Transport in Porous Media*, 46(2—3): 311—343. doi: 10. 1023/A: 1015031122338
- Qian, Y. H., Humieres, D. D., Lallemand, P., 1992. Lattice BGK Model for Navier-Stokes Equation. *Europhysics Letters*, 17(6): 479—484. doi: 10. 1209/0295—5075/17/6/001
- Rosenberg, E., Lynch, J., Gueroult, P., et al., 1999. High Resolution 3D Reconstructions of Rocks and Composites. *Oil & Gas Science and Technology*, 54(4): 497—511. doi: 10. 2516/ogst:1999043
- Schwartz, L. M., Kimminau, S., 1987. Analysis of Electrical Conduction in the Grain Consolidation Model. *Geophysics*, 52(10): 1402—1411. doi: 10. 1190/1. 1442252
- Wang, C. C., Yao, J., Yang, Y. F., et al., 2012. Percolation Properties Analysis of Carbonate Digital Core Based on Lattice Boltzmann Method. *Journal of China University of Petroleum*, 36(6): 94—98 (in Chinese with English abstract).
- Wu, K. J., Van Dijke, M. I. J., Couples, G. D., et al., 2006. 3D Stochastic Modelling of Heterogeneous Porous Media—Applications to Reservoir Rocks. *Transport in Porous Media*, 65(3): 443—467. doi: 10. 1007/s11242—006—0006—z
- Zhang, J. Y., Sun, J. M., 2012. Rock Elastic Properties Determined by Using Digital Rock and Effective Medium Model. *Journal of Oil and Gas Technology*, 34(2): 65—70 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, Y. H., Tao, G., 2007. Sequential Indicator Simulation Technique and Its Application in 3D Digital Core Modeling. *Well Logging Technology*, 31(2): 112—115 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 丁喜桂, 叶思源, 高宗军, 2005. 粒度分析理论技术进展及其应用. *世界地质*, 24(2): 203—207.
- 季长军, 伊海生, 夏国清, 2012. 图像分析技术在碎屑岩粒度分析中的应用. *地质科技情报*, 31(3): 122—127.
- 王晨晨, 姚军, 杨永飞, 等, 2012. 基于格子玻尔兹曼方法的碳酸盐岩数字岩心渗流特征分析. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 36(6): 94—98.
- 张晋言, 孙建孟, 2012. 应用数字岩心和有效介质模型研究岩石弹性性质. *石油天然气学报*, 34(2): 65—70.
- 朱益华, 陶果, 2007. 顺序指示模拟技术及其在 3D 数字岩心建模中的应用. *测井技术*, 31(2): 112—115.