

基于数字岩芯的微观孔隙体参数对渗透率影响的机理研究

谢青^{1,2}, 牛聪^{1,2}, 李道伦^{1,2}, 卢德唐^{*1,2}

(1. 中国科学技术大学近代力学系, 合肥 230027; 2. 中国科学技术大学石油与天然气研究中心, 合肥 230027)

摘要: 本文采用致密陶瓷作为试验样品, 使用同步辐射光源获取图像数据并进行三维重构得到低渗透岩芯骨架。以此为研究对象, 在多孔介质的喉道中采用 Navier-Stokes 方程直接模拟不可压缩粘性流体的层流运动, 计算不同压差下的流量, 研究微米及纳米量级孔隙体渗透率随孔隙结构的变化。通过微观孔隙尺度上的试验研究表明, 低渗透岩芯孔隙出现较小的变化, 就会对渗透率产生较大的影响。渗透率与孔隙大小的平方成正比关系, 正比系数 C 与孔隙度 ϕ 和孔隙体的不同大小毛管喉道数量有关, 并通过拟合确定了关系函数。

关键词: 数字岩芯, 毛管喉道, 微观孔隙体, 渗透率

The influence of the microscopic pore parameters to permeability based on the digital core

Xie Qing^{1,2}, Niu Cong^{1,2}, Li Daolun^{1,2}, Lu Dedang^{*1,2}

(1. Department of Modern Mechanics, University of Science and Technology of China, Hefei 230027, China; 2. Research Center of Oil and Natural Gas, University of Science and Technology of China, Hefei 230027, China)

Abstract: In this paper, the dense ceramic as the test sample, we used synchrotron radiation light source to obtain the image data, and used the technology of three-dimensional reconstruction to get the Low-permeability core skeleton. Use it as the research object, adopt the Navier-Stokes equations to simulate the non-laminar viscous fluid movement in pore throat of the porous media, and to calculate the flow under different pressure. Study on the changes of the permeability with the pore structure of the micron and nanoscale pores body. Experimental studies of the microscopic pore scale have shown that the Low-permeability core pores appear small changes will have a greater impact on permeability. Permeability is proportional to square of pore size. The proportional coefficient C has the function relationship of the porosity ϕ and the number of Different sizes of the capillary throat in the pore body. Ultimately determined the function by fitting.

Keywords: Digital core, capillary throat, microscopic pore, permeability

引言:

我国新探明储量70%为低渗透油气藏, 当流体在这些致密油气藏中流动时, 往往会出现不符合达西定律的现象, 所以对低渗透油藏的研究仅从宏观出发不能描述渗流机理, 只有从

基金项目: 国家自然科学基金重点基金 (10932010), 国家重大科技专项 (2009zx05009), 国家重大科技专项 (2011zx05009-006), 国家重点基础研究发展 (973) 规划项目 (2011CB707325)

作者简介: 谢青, 男, 1986年生, 博士. 研究方向: 微观孔隙体渗流机理. E-mail: thirty@mail.ustc.edu.cn

通讯作者: 卢德唐, 教授. Email: dtlu@ustc.edu.cn

岩石微观结构入手才能掌握其渗流规律。

随着现代微观拍摄技术的发展,使用CT图像识别技术可以获取岩芯样品的孔隙体微观结构。2005年,Lindquist^[1]等人使用CT成像技术得到了岩石样品的三维骨架体数据。Prodanovic^[2]等使用CT得到的图像,在孔道内应用LBM方法计算分析了数字岩芯中喉道的流动阻力。Scheda和Favretto^[3]等基于数字岩芯,结合有限元方法计算分析岩芯的传导率。

在基于拍摄得到岩石数据的微观渗透率研究方面,Kozeny-Carman考虑了孔隙度和特征表面积等几何参数对渗透率的影响,并由Bear^[4]归纳成计算渗透率的经验公式。在2001到2004年间,Bluent^[5],Thompson^[6]及Valvatne.P.H. and M.J.Bluent^[7],采用微结构数据的网格模型进行储层岩石的精细描述。J.T.Fredrich和A.A.diGiovanni^[8]在同步辐射装置上对人造砂岩进行扫描,在3.34 μm 和1.67 μm 分辨率下获取了相关的图像数据,并以此数据为基础进行数值模拟得到了孔隙度和渗透率。M.Piller和G.Scheda^[9]在孔隙主方向用X光摄影装置生成图像,定量分析了孔隙的形态构造,重构了数字孔隙体。并用有限体积法在重构的孔隙体上进行流动模拟,给出了速度和压力场分布,计算了渗透率,比较了计算与实验室测量的渗透率。2005年,黄丰^[10]利用国内同步辐射光得到了辽河油田真实岩芯的三维体数据。2010年,Jan Kaczmarczyk和Marck Dohnalik^[11]采用X射线岩石成像(CMT)技术,获取孔隙微结构,使用Navier-Stokes方程进行三维孔隙流动模拟,并计算了油藏岩石的孔隙度,在研究中,对水、氮、丙烷、汽油和机油等不同性质的流体进行了流动模拟,总结出不同流体在毛管内的流动速度,并进行了速度大小的比较。Guillermo A.Narsilio^[12]用有限元技术结合人造三维岩石颗粒填充方法得到的孔隙骨架图像来描述岩石渗透率,并使用Navier-Stokes方程和Darcy定律确定岩石渗透率。

目前的CT拍摄技术只能获取微米量级多孔介质的孔隙结构,受分辨率的影响,最先进的纳米CT摄像设备也不能非常好的获取到几十纳米孔隙层次的多孔介质。而使用这些拍摄图像进行的试验研究大多只用到了岩石微结构的图像数据,没有对数据进行深层次的分析。本文基于真实岩样,使用同步辐射光获取图像进行多孔介质的孔隙结构参数分析归纳,从真实岩芯的喉道、毛管孔道大小及数量等低渗透油藏的微观岩石孔隙骨架参数的角度,计算分析渗透率与真实岩芯孔隙参数之间的变化规律。

1 数字岩芯的获取

本实验采用陈初升^[13]^[14]提出的致密陶瓷多孔微结构构造技术制作多孔陶瓷岩样,并用同步辐射光进行扫描,根据骨架和孔隙对于射线的吸收率差别,分辨出岩样的孔隙及骨架。这样可获取岩芯样品每一层的孔隙、骨架结构,再通过孔隙消融和三维重建技术得到岩芯样品整体的三维孔隙、骨架结构分布。

本文从多组岩样实验中选出一组数据岩芯,表1给出了岩样的统计分析结果(表中 n_{total} 为岩样模型孔隙体总数, n_i 为半径*i*的孔隙体个数)。通过对数字岩样的统计分析可以看出,

岩样的整体孔隙度为 $\phi=0.264$ ，喉道半径不同的孔隙体个数分布如图 1 所示。从表 1 中可以看出岩样半径为 2 的孔隙体个数占 81.96%。

表 1. 岩样参数

ϕ	n_{total}	n_2	n_3	n_4	n_5	$n_i (i \geq 6)$
0.264	87	72	9	5	1	0

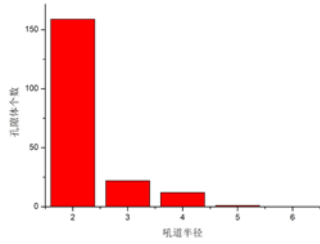


图 1. 喉道半径-孔隙体个数直方图

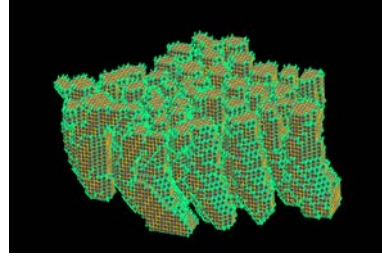


图 2. 岩样孔隙体群局部网格图

为进行喉道内的 Navier-Stokes 方程计算，我们采用图像图形处理算法，抽取其连通的孔隙体群（详细的孔隙体的抽取算法这里不多述），并得到孔隙体群的孔道轮廓数据。在连通的孔隙体群中实现了网格划分，图 2 给出了岩样孔隙体群局部网格图。

2 基本方程及求解

由于孔隙内流体流动速度很小，并假设流体在喉道中流动满足连续性方程。所以本文采用层流的 N-S 方程进行计算模拟。利用三维数字岩芯的体数据，在喉道的网格中对 N-S 方程进行有限差分离散，求解得到不同压差下的流体流量，通过流量与压差的比值计算出孔隙骨架的绝对渗透率 K ，下面给出具体的求解步骤。

假设喉道中的流体为不可压缩的均匀粘性流体，流动中温度保持不变，故不考虑能量方程，所以只进行连续方程和动量方程的求解。

$$\text{连续方程: } \nabla \cdot \vec{v} = \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \quad (1)$$

式中， \vec{v} 为速度矢量， u 、 v 、 w 分别表示 x 、 y 、 z 方向的速度分量。

$$\text{N-S 动量方程: } \frac{d\vec{v}}{dt} = \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + (\vec{v} \cdot \nabla) \vec{v} = -\frac{1}{\rho} \nabla p + \nu \nabla^2 \vec{v} + \vec{f} \quad (2)$$

式中 $\nu = \mu / \rho$ 为运动粘性系数，单位是 m^2 / s ； ρ 为流体密度，单位是 Kg / m^3 ； p 为流体压力，单位是 Pa 。

$$\text{岩样中的流量: } Q = \iint_S \vec{v} \cdot \vec{n} dS \quad (3)$$

$$\text{初始条件: } \vec{v} = 0 (t = 0) \quad (4)$$

边界条件: 在岩样孔隙骨架与流体接触的边界面上 $\vec{v} = 0$ 。

在喉道 N-S 方程求解中, 由于无外力作用, 忽略重力的影响, 则作用在流体上的体积力 $\vec{f} = 0$ 。多孔介质中的喉道形状都很复杂, 本文采用有限体积法的中心差分格式来离散 N-S 方程。通过 N-S 方程的求解可得到不同孔隙体群中的流体速度和压力分布, 同时根据方程(3)中的流量表达式可计算出不同压差的流量。根据 N-S 方程计算得到的流量数值, 依然采用 Darcy 定律给出渗透率的表达式:

$$V = \frac{Q}{A} = -\frac{K}{\mu} \frac{\partial p}{\partial L} \quad (5)$$

式中: L—沿流动方向的长度;

A—表示计算端面总面积 (端面中孔隙和骨架面积之和)。

$$A = \iint_S \vec{n} \cdot dS / \phi \quad (6)$$

得到绝对渗透率 K 的表达式为:

$$K = -\mu \frac{Q}{A} / \frac{\partial p}{\partial L} \quad (7)$$

3 计算与分析

本文的计算实例中, 网格单元尺寸为 $dx=dy=dz=3.7 \times 10^{-6} \text{m}$, X方向的压差为 1Pa, 多孔介质中的流体为单相水, 密度为 998.2kg/m^3 , 粘度为 $0.001 \text{Pa} \cdot \text{s}$ 。岩样的孔隙体群网格数量为 $X=25, Y=150, Z=150$ 。通过 N-S 方程求解得到了孔隙体群中总压云图 (图 3 (a)) 和速度矢量图 (图 3 (b)), 由方程 (7) 计算得到的渗透率为 $0.686 \mu\text{m}^2$ 。

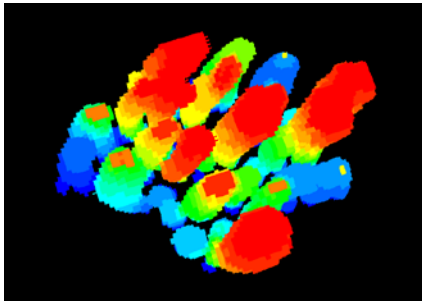


图 3 (a) 总压云图

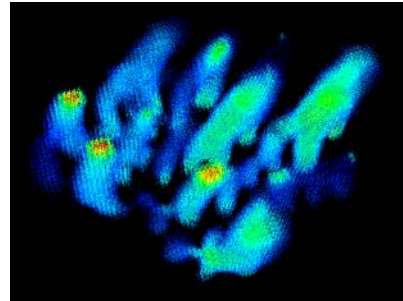


图 3 (b) 速度矢量图

选择不同尺寸孔隙体群进行 N-S 方程求解, 根据公式 (7) 计算压差为 1Pa 时不同尺寸孔隙体群的渗透率变化, 如表 2 所示。图 4 给出渗透率随孔隙体群变化的关系曲线。

表 2. 不同尺寸孔隙体群对渗透率的影响

孔隙体大小 ($\times 10^{-6}$ m)	3.7	3	2.5	2	1.5	1
渗透率 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	686.484	451.308	313.413	200.587	112.831	50.148
孔隙体大小 ($\times 10^{-6}$ m)	0.8	0.6	0.4	0.2	0.1	
渗透率 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	32.095	18.053	8.024	2.006	0.501	

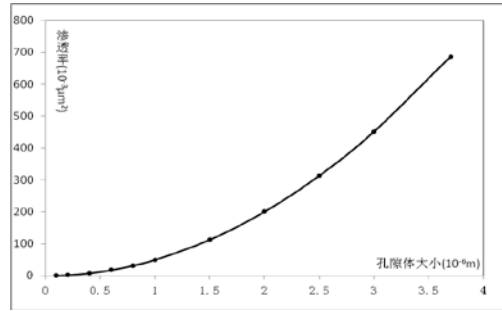


图 4. 渗透率随孔隙体群大小变化曲线

由表 2 和图 4 可知, 在其他条件不变时, 渗透率与孔隙体群大小所形成的曲线近似为抛物线, 对计算数据拟合得到渗透率与孔隙大小的关系式为 :

$$K = Cd^2 \quad (8)$$

本例中 $C = 0.0501$ 。标准差为 0.029%, 说明公式 (8) 与图 4 曲线有非常好的逼近效果。

W. C. Krumbein 和 G. D. Monk 通过球状颗粒填装方法给出了绝对渗透率与岩石骨架大小之间关系的经验公式: $K = Cd^2e^{-1.35a}$ 。式中, C 为常系数, d 为骨架颗粒平均直径, a 为骨架颗粒的标准偏差, K 为绝对渗透率。

通过对不同样品孔隙骨架结构和毛管喉道进行计算 N-S 方程, 并对渗透率与孔隙大小进行回归分析, 我们发现公式 (8) 中的系数 C 并非常数, 而是一个与孔隙度 ϕ 以及毛管喉道数量有关的系数。

$$C = \phi^3 \cdot f(\omega_1 n_1, \omega_2 n_2, \dots, \omega_i n_i) \quad (9)$$

式中: $\sum_{i=2}^{\infty} \omega_i = 1$ 。 ω 为权值, n 为不同半径的特征毛管喉道数量。

因为至少存在一个网格孔隙才能形成毛管喉道, 所以半径为 1 的喉道不计入特征喉道中, 即 $\omega_1 = 0$, 应该从半径为 2 的毛管喉道开始计入。本文 C 通过拟合已经得到, 孔隙度 $\phi = 0.264$, 故而 $f(\omega_2 n_2, \omega_3 n_3, \omega_4 n_4, \dots) = 2.723$ 。

样品中 $f(\omega_2 n_2, \omega_3 n_3, \omega_4 n_4, \dots) = \omega_2 n_2 + \omega_3 n_3 + \omega_4 n_4 + \omega_5 n_5$ ，由于不同半径的毛管喉道对渗透率的影响不同，权值 ω 的取值确定为： $\omega_2 = 0.01$ ， $\omega_3 = 0.05$ ， $\omega_4 = 0.15$ ， $\omega_5 = 0.79$ 。最终计算模拟出的 $f_c = 2.71$ ，与数据曲线拟合的 $f = 2.723$ 相比较，绝对误差 $\Delta f = 0.013$ ，相对误差为 $\frac{|\Delta f|}{f} \times 100\% = 0.477\%$ 。

4 结论

本文基于低渗透真实油藏岩石的微观空隙骨架结构特征及毛细喉道参数，使用流体力学理论公式 N-S 方程计算模拟岩芯孔隙内的流动特征，得到岩样渗透率与孔隙体大小的函数关系，并研究了函数 $K = Cd^2$ 中 C 的具体地质意义。通过微观孔隙尺度上的试验研究，低渗透油藏的孔隙体大小 d 出现较小的变化，就会对渗透率 K 产生较大的影响。渗透率与孔隙骨架大小的平方成正比关系 $K = Cd^2$ ，正比系数 C 与孔隙度和孔隙体的毛管喉道大小及数量有关，即 $C = \phi^3 \cdot f(\omega_1 n_1, \omega_2 n_2, \omega_3 n_3, \omega_4 n_4, \dots)$ 。并通过计算模拟确定算例中权值 ω 的数值。比例系数 C 不仅在数值上有意义，而且在地质学角度也有意义。

参考文献

- [1]. Lindquist, W.B., et al., 3DMA-Rock: A software package for automated analysis of rock pore structure in 3-D computed microtomography images, 2005.
- [2]. Prodanovic, M., Fluid displacement in rock cores: a study based on three dimensional X-ray microtomography images, 2006, STATE UNIVERSITY OF NEW YORK AT STONY BROOK.
- [3]. Schena, G., et al., Pore Space Characterisation and Permeability Prediction Using Fast Network Extraction and Pore Throat Conductance Calculation, in Europec/EAGE Conference and Exhibition 2008, Society of Petroleum Engineers: Rome, Italy.
- [4]. Bear, J. (1972), Dynamics of Fluids In Porous Media, Dover, Mineola, N. Y.
- [5]. Blunt, M. J. (2001), Flow in porous media—pore-network models and multiphase flow, Curr. Opinion Colloid Interface Sci., 6, 197 - 207.
- [6]. Thompson, K. E. (2002), Pore-scale modeling of fluid transport in disordered fibrous materials, AIChE J., 48, 1369 - 1389.
- [7]. Valvatne, P. H., and M. J. Blunt (2004), Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media, Water Resour. Res., 40.

- [8]. J.T.Fredrich. Predicting macroscopic transport properties using microscopic image data, Journal of Geophysical Research, VOL. 111, B03201, 2006.
- [9]. M.Piller. Analysis of Hydraulic Permeability in Porous Media From High Resolution X-ray Tomography to Direct Numerical Simulation. Transp Porous Med (2009) ,p57-78.
- [10]. 黄丰, 卢德唐. 应用同步辐射光研究多孔介质细观孔隙结构. 资源、环境与渗流力学[M], 北京: 中国科学技术出版社, 562-566, 2005.
- [11]. Jan Kaczmarczyk. THREE-DIMENSIONAL PORE SCALE FLUID FLOW SIMULATION BASED ON COMPUTED MICROTOMOGRAPHY CARBONATE ROCKS' IMAGES. ECCOMAS CFD , June 2010.
- [12]. Guillermo A.Narsilio. Characterisation of conduction phenomena in soils at the particle-scale Finite element analyses in conjunction with synthetic 3D imaging. Computers and Geotechnics, 11 August 2010, p828-836.
- [13]. Fang Shumin. Chen Chusheng. Winnubst. Effect of microstructure and catalyst coating on the oxygen permeability of a novel CO(2)-resistant composite membrane. Solid State Ionics. 2011, p46-52.
- [14]. Huang L. Chen CS. He ZD. et al. Palladium membranes supported on porous ceramics prepared by chemical vapor deposition. Thin Solid Films. Volume: 302. JUN 20 1997, p98-101.