doi:10.3799/dqkx.2016.088

页岩基质微观孔隙结构分析新方法

杨永飞,王晨晨,姚 军*,胡蓉蓉,孙 海,赵建林

中国石油大学石油工程学院,山东青岛 266580

摘要:页岩基质孔隙主要包含有机孔隙和无机孔隙,页岩油气在有机孔隙和无机孔隙中的渗流机理不同,对页岩中有机孔隙和无机孔隙的微观结构进行定量表征具有重要意义.首先通过扫描电子显微镜(scanning electron microscope,简称SEM)实验分别获取具有代表性的页岩无机孔隙和有机孔隙扫描电镜图像,其中,无机孔隙相对较大,其图像的分辨率较低,有机孔隙相对较小,其图像的分辨率较高;然后,通过图像处理和马尔可夫链蒙特卡洛(Markov chain Monte Carlo,简称MCMC)法重构出相应的无机孔隙数字岩心和有机孔隙数字岩心,并提出局部叠加法构建同时包含无机孔隙和有机孔隙的页岩基质孔隙数字岩心;最后对无机孔隙数字岩心、有机孔隙数字岩心和基质孔隙数字岩心的结构特征进行了对比分析.结果表明,局部叠加法构建的页岩基质孔隙数字岩心能够同时描述页岩中的无机孔隙和有机孔隙结构特征,无机孔隙本身连通性较差,有机孔隙本身连通性较好,有机孔隙的局部孔隙度和局部渗透率较高,对页岩中的流体渗流有着重要作用.该方法为页岩中不同的孔隙结构特征描述和油气在纳米尺度孔隙中的传输模拟提供了一个可靠的研究平台.

关键词:页岩基质;扫描电镜;数字岩心;孔隙结构分析;局部叠加法;石油地质.

中图分类号:P618.13 **文章编号**:1000-2383(2016)06-1067-07 **收稿日期**:2015-11-14

A New Method for Microscopic Pore Structure Analysis in Shale Matrix

Yang Yongfei, Wang Chenchen, Yao Jun*, Hu Rongrong, Sun Hai, Zhao Jianlin

School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580, *China*

Abstract: It is important to quantitatively characterize the microscopic structures of organic and inorganic shale pores making up shale matrix, since shale gas and oil show different transport mechanisms in them. In this paper, the typical shale organic pore and inorganic pore images are obtained from scanning electron microscope (SEM) respectively, and it is found that the image with relatively larger inorganic pores has a lower resolution, while the image with relatively smaller organic pores has a higher resolution. Then, image processing and Markov chain Monte Carlo (MCMC) method are used to reconstruct the corresponding inorganic pore digital rock and organic pore digital rock, and local superposition method is introduced to construct the shale matrix pore digital rock including inorganic pores and organic pores. At last, the structure properties are compared and analyzed among the three inorganic pore, organic pore and matrix pore digital rocks. Results show that the constructed shale matrix pore digital rock with local superposition method could describe the inorganic pore and organic pore structures simultaneously. In addition the inorganic pores have a poor connection while the organic pores have a better connection, and a higher local porosity and local permeability, which is important to the fluid flow in shale rocks. A reliable research platform is established for different pore structure analysis and gas & oil transport simulation in nanoscopic pores of shale rocks in this study.

Key words: shale matrix; SEM; digital rock; pore structure analysis; local superposition method; petroleum geology.

在多孔介质中,孔隙结构特征对流体流动和存储能力有着决定性作用(Rushing *et al.*, 2008;李吉

基金项目:国家自然科学基金项目(Nos. 51304232,51490654,51234007);教育部科学技术研究重大项目(No. 311009);中央高校基本科研业务费专项基金资助项目(No. 14CX05026A);高等学校学科创新引智计划项目(No. B08028);高等学校博士学科点专项科研基金资助课题(No. 20120133120017);长江学者和创新团队发展计划资助项目(No. IRT1294).

作者简介:杨永飞(1982-),男,副教授,博士,从事油气田开发相关科研和教学工作. E-mail: feiyongyang@163.com

*通讯作者:姚军,E-mail: RCOGFR_UPC@126.com

引用格式:杨永飞,王晨晨,姚军,等,2016.页岩基质微观孔隙结构分析新方法.地球科学,41(6):1067-1073.

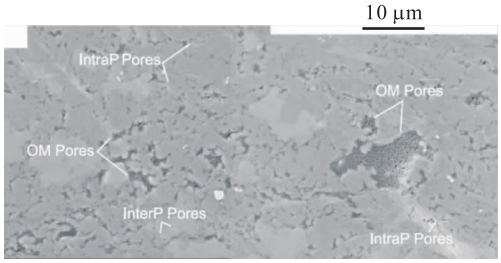

图 1 页岩基质孔隙分类

Fig. 1 Classification of shale matrix pores

据 Loucks *et al*. (2012)

君等,2014). 页岩孔隙类型多,孔隙结构复杂,具有很强的非均质性和多尺度性,如图 1 所示,页岩基质孔隙主要包含有机孔隙和无机孔隙,有机孔隙和无机孔隙交互分布,均在微纳米尺度,其中无机孔隙又包含粒间孔隙和粒内孔隙(Loucks *et al*., 2012; 吴勘等, 2012,张林晔等 2015). 由于有机孔隙和无机孔隙对流体的润湿性差异,页岩油气在有机孔隙和无机孔隙中的渗流机理也存在不同,因此对页岩中有机孔隙和无机孔隙的微观结构进行定量表征具有重要意义(Bai *et al*., 2013; 姚军等, 2013; 孙海等, 2014).

目前,随着非常规油气资源的不断开发,数字岩心分析技术已逐渐成为微观渗流理论的重要研究手段(van Dijke *et al*., 2007; Sisk *et al*., 2010,吴松涛等 2015). 很多学者就单一分辨率下的数字岩心建模技术进行了研究,大体可划分为两大类:物理实验法和数值重建法(姚军等, 2013). 其中,物理实验方法包括系列切片法(Tomutsa *et al*., 2007)、聚焦扫描法(Fredrich *et al*., 1995)和 CT 扫描法(Wildenschild and Sheppard, 2013);数值重建方法主要包括:高斯模拟法(Quiblier, 1984)、模拟退火法(Hazlett, 1997)、过程模拟法(Bryant and Blunt, 1992;赵建鹏等,2014)、多点统计法(Okabe and Blunt, 2004)、马尔可夫链蒙特卡洛(Markov chain Monte Carlo,简称 MCMC)法(Wu *et al*., 2006)、混合法(Wang *et al*., 2014)等. 其中,物理实验方法容易受到样品分辨率和尺寸大小的约束,数值重建法能够从统计意义上描述孔隙空间关系,但在描述三维岩心孔隙空间的真实程度方面有待提高. 由于实验条件限制,本文仅通过数值重建法中的MCMC方法来分别构建不同分辨率的无机孔隙数字岩心和有机孔隙数字岩心,并在此基础上提出用局部叠加法来构建页岩基质孔隙数字岩心,进而对页岩基质中有机孔隙和无机孔隙的结构特征进行对比分析,为下一步的气体流动模拟提供研究平台(Yang, *et al*., 2015).

1 页岩基质孔隙数字岩心的构建

1.1 图像扫描和分割

首先,笔者通过扫描电子显微镜(scanning electron microscope,简称 SEM)分别获取具有代表性的页岩无机孔隙和有机孔隙扫描灰度图像(图 2). 其中,无机孔隙相对较大,其图像的分辨率较低,为 15 nm/像素;有机孔隙相对较小,其图像的分辨率较高,为 5 nm/像素,无机孔隙和有机孔隙扫描电镜图像的分辨率比值为 3∶1.

然后,笔者利用最大类间距法对灰度图像进行分割(Dunsmuir *et al*., 1991),可得到相应的二值图像(图 3). 以像素为基础,对二值图像进行分析,即图像中像素位于孔隙中时赋值为 1,像素位于岩石骨架上时赋值为 0,这样就可以使用 0 和 1 分别代表相应的岩心特征,这些信息组成了重构数字岩心的基础(熊承仁等, 2007).

1.2 数字岩心的重构

MCMC 方法构建数字岩心速度快,连通性好,能够较好地反映真实岩心的孔隙结构特征,本文采

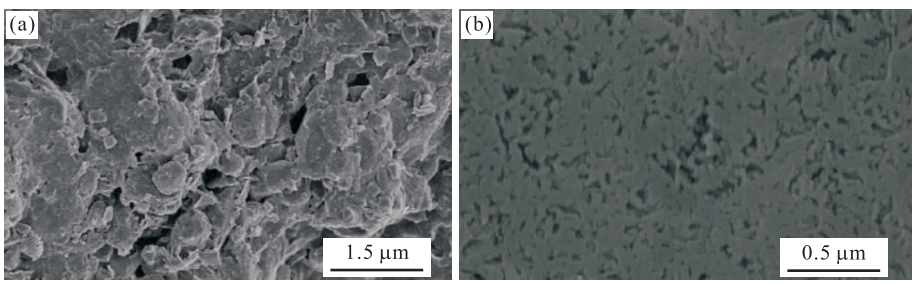

图 2 页岩不同孔隙的代表性 SEM 图像

Fig. 2 Different typical pore SEM images in shale rock

a. 页岩无机孔隙;b. 页岩有机孔隙

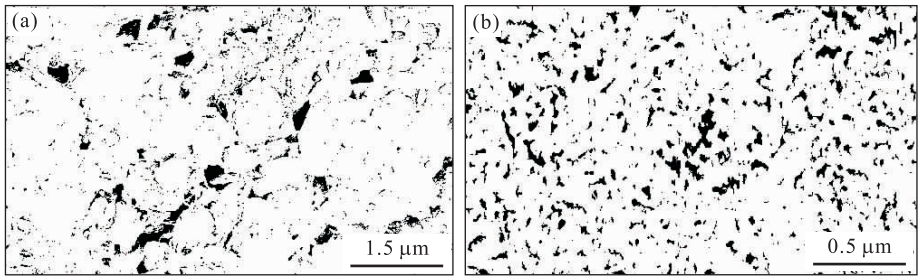

图 3　页岩不同孔隙二值图像

Fig. 3　Binary images of different pores in shale rocks

a. 页岩无机孔隙;b. 页岩有机孔隙;白色表示岩石骨架,黑色表示岩石孔隙

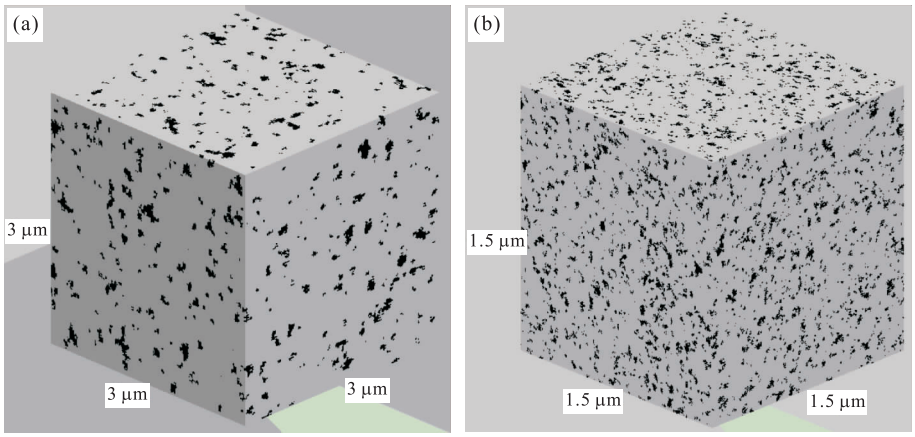

图 4　基于 MCMC 法重构的数字岩心

Fig. 4　The reconstructed digital rock with MCMC method

a. 无机孔隙数字岩心;b. 有机孔隙数字岩心

用此方法来重构数字岩心. MCMC 法是一种特殊的蒙特卡洛方法,它将随机过程中的马尔可夫链应用到蒙特卡洛模拟中,以实现动态模拟,其主要思想就是构造一个平稳分布条件概率为 $p(x)$的马尔可夫链(Wu *et al*., 2004, 2006). 具体来讲,对一个特定的点 s,Λ_{-s}表示除 s 之外的所有点,那么 s 的邻近点 N_s 可表示为:

$$p(x_s \mid x(\Lambda_{-s})) \approx p(x_s \mid x(N_s)). \tag{1}$$

笔者选择双体素组合方法,假设构建的数字岩心具有各向同性的特征,因此可分别基于单张的页岩无机孔隙和有机孔隙二值图像,通过 MCMC 方法重构相应的三维无机孔隙数字岩心和有机孔隙数字岩心(图 4). 如图 4a 所示,无机孔隙数字岩心物理尺寸为3 μm×3 μm×3 μm,体素尺寸为 200×200×200,分辨率为 15 nm/体素;一般来讲,有机质体积占整个页岩基质体积的比例为 3%~15%,本文假设有机质体积比例为 12.5%,故需要构建的有机孔隙数字岩心物理尺寸为 1.5 μm×1.5 μm×1.5 μm(图 4b),体素尺寸为 300×300×300,分辨率为 5 nm/体素,无机孔隙和有机孔隙数字岩心的分辨率比值为 3∶1.

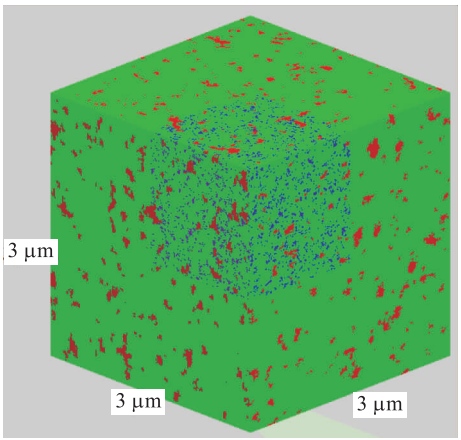

图 5　基于局部叠加法构建的页岩基质孔隙数字岩心

Fig. 5　Shale matrix pore digital rock with local superposition method

1.3　局部叠加法

局部叠加法构建页岩基质孔隙数字岩心(图 5)的原理如下:首先,需要将无机孔隙岩心中的每一个

体素细化为$i\times i\times i$个更小体素，i为无机孔隙和有机孔隙数字岩心的分辨率之比，本文中 $i=3$，这样细化后的无机孔隙数字岩心和有机孔隙数字岩心分辨率完全相同. 在数字岩心的二进制文件中，骨架和孔隙是以 0 和 1 进行存储的，由于无机孔隙和有机孔隙数字岩心的物理尺寸和体素尺寸不同，对相应的部分二进制数据体进行如下操作：0＋0＝0，0＋1＝1，1＋0＝2，1＋1＝2，0、1 和 2 分别表示骨架、有机孔隙和无机孔隙，这样便得到基于不同分辨率的无机孔隙数字岩心和有机孔隙数字岩心构建的页岩基质孔隙数字岩心. 具体表达式如下所示：

$$\Omega=\Omega_1+\Omega_2\ , \tag{2}$$

$$\begin{cases}\Omega^{s}=\Omega_1{}^{s}+\Omega_2{}^{s}\\ \Omega^{op}=\Omega_1{}^{s}+\Omega_2{}^{op}\\ \Omega^{ip}=\Omega_1{}^{ip}+\Omega_2{}^{s}\\ \Omega^{ip}=\Omega_1{}^{ip}+\Omega_2{}^{op}\end{cases}\ , \tag{3}$$

其中，Ω 表示页岩基质孔隙数字岩心，Ω_1 表示页岩无机孔隙数字岩心，Ω_2 表示页岩有机孔隙数字岩心，上标 s、op 和 ip 分别表示岩心骨架、有机孔隙和无机孔隙.

基于无机孔隙数字岩心和有机孔隙数字岩心，笔者通过局部叠加法可得到页岩基质孔隙数字岩心，如图 5 所示，其体素尺寸为 600×600×600，分辨率为 5 nm/体素. 其中，绿色代表基质骨架，红色代表无机孔隙，蓝色代表有机孔隙.

2 结果分析

以数字岩心为基础，笔者可提取相应的孔隙网络模型进行孔隙结构特征分析. 孔隙网络模型由孔隙及与之相连的孔喉组成，孔隙与孔喉的截面形状为规则的简单几何形状，如圆形、三角形、矩形等. 提取步骤主要包括：优化数字岩心孔隙空间，即剔除孤立孔隙和岩石骨架；提取数字岩心孔隙空间的“中轴线”；搜索孔隙和喉道，计算其相关尺寸参数；利用形状因子判断孔隙和喉道的空间形状（Blunt，1998）. 根据页岩无机孔隙数字岩心、有机孔隙数字岩心和基质孔隙数字岩心，笔者分别提取其孔隙网络得到相应的无机孔隙网络模型（图 6a）、有机孔隙网络模型（图 6b）和基质孔隙网络模型（图 6c），进而对不同孔隙结构特征进行分析（Jiang *et al.*，2012）.

表 1 和图 7 分别给出了页岩不同孔隙网络模型

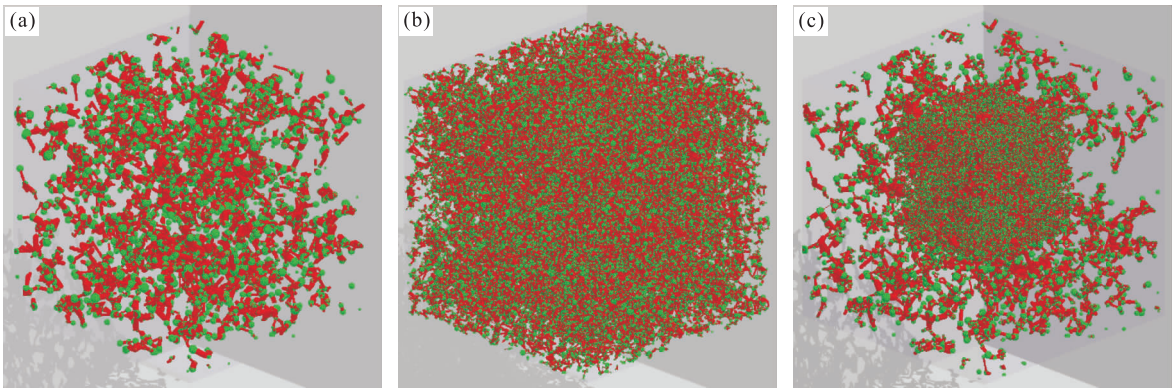

图 6 基于数字岩心提取得到的孔隙网络模型

Fig. 6 Pore network model extracted from digital rock

a.无机孔隙网络模型；b.有机孔隙网络模型；c.页岩基质孔隙网络模型

表 1 页岩不同孔隙网络模型基本结构参数

Table 1 Basic structure parameters of different pore network models in shale rock

网络模型参数	无机孔隙网络模型	有机孔隙网络模型	基质孔隙网络模型
模型尺寸(μm^3)	3.0×3.0×3.0	1.5×1.5×1.5	3.0×3.0×3.0
孔隙数目(个)	4 735	67 647	69 011
喉道数目(个)	6 472	116 804	123 106
平均配位数	2.714 47	3.447 54	3.562 42
网络孔隙度	0.071	0.127	0.115
绝对渗透率(nD)	2.3	10.8	7.7

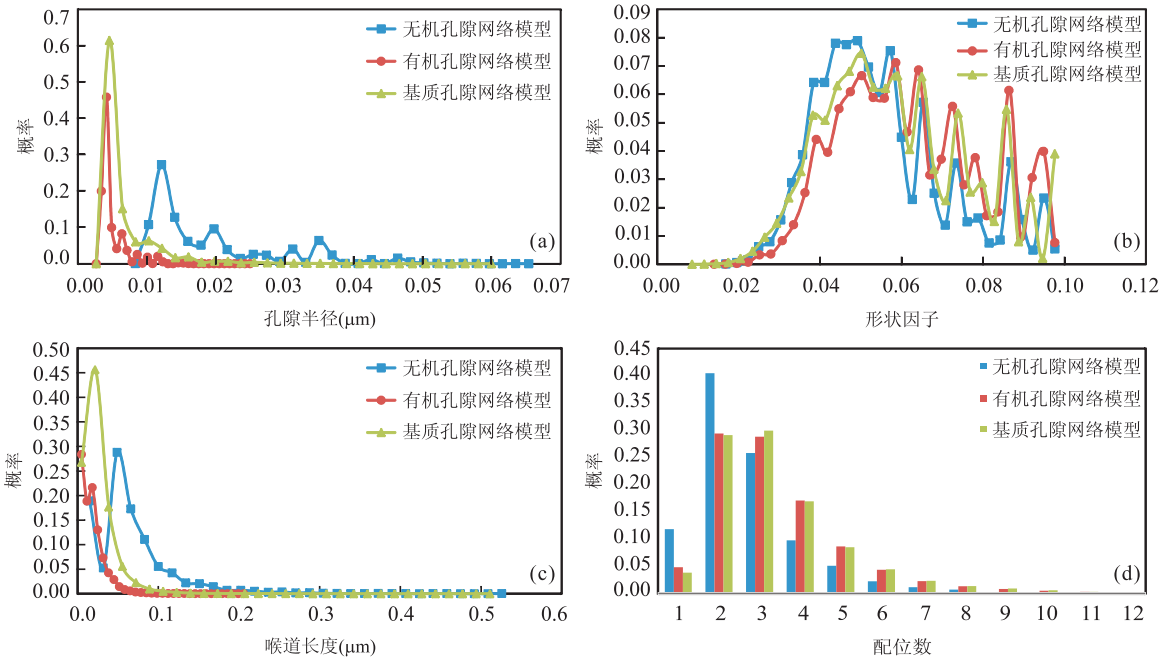

图 7　页岩不同孔隙网络模型结构特征对比

Fig. 7　Structure properties comparison of different pore network models in shale rocks

a. 孔隙半径分布;b. 形状因子分布;c. 喉道长度分布;d. 配位数分布

的基本结构参数和结构特征对比. 可以看出,基质孔隙网络模型中的孔喉数目基本为无机孔隙网络模型和有机孔隙网络模型孔喉数目之和,略微的差异是由于较小有机孔隙在局部叠加时被并入较大无机孔隙造成的;无机孔隙半径分布相对较大,有机孔隙半径分布相对较小;局部叠加法构建的页岩基质孔隙数字岩心能够同时描述页岩中的无机孔隙和有机孔隙结构特征;基质孔隙网络模型平均配位数最大,连通性最好;无机孔隙本身连通性较差,有机孔隙本身连通性较好,有机孔隙较高的局部孔隙度和局部渗透率,对页岩整个基质孔隙的连通性和渗流特征有着重要贡献.

3　结论

(1)本文基于页岩代表性的无机孔隙和有机孔隙 SEM 图像,利用 MCMC 方法分别重构不同分辨率的无机孔隙数字岩心和有机孔隙数字岩心,提出了局部叠加法,进而构建出同时描述无机孔隙和有机孔隙特征的页岩基质孔隙数字岩心.

(2)笔者通过对各数字岩心的孔隙结构特征进行对比分析,发现局部叠加法构建的页岩基质孔隙数字岩心具有较好的连通性,无机孔隙本身连通性较差,有机孔隙本身连通性较好,有机孔隙的局部孔隙度和局部渗透率较高,对页岩整个基质孔隙的连通性和渗流特征有着重要贡献.

References

Bai, B., Elgmati, M., Zhang, H., et al., 2013. Rock Characterization of Fayetteville Shale Gas Plays. *Fuel*, 105: 645－652. doi:10.1016/j.fuel.2012.09.043

Blunt, M. J., 1998. Physically-Based Network Modeling of Multiphase Flow in Intermediate-Wet Porous Media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20(3－4):117－125. doi: 10.1016/S0920－4105(98)00010－2

Bryant, S., Blunt, M., 1992. Prediction of Relative Permeability in Simple Porous Media. *Physical Review A*, 46(4):2004－2011. doi:10.1103/physreva.46.2004

Dunsmuir, J. H., Ferguson, S. R., D'Amico, K. L., et al., 1991. X-Ray Microtomography: A New Tool for the Characterization of Porous Media. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas.

Fredrich, J. T., Menendez, B., Wong, T. F., 1995. Imaging the Pore Structure of Geomaterials. *Science*, 268(5208):276－279. doi:10.1126/science.268.5208.276

Hazlett, R. D., 1997. Statistical Characterization and Stochastic Modeling of Pore Networks in Relation to Fluid Flow. *Mathematical Geology*, 29(6):801－822. doi:10.1007/BF02768903

Jiang, Z., van Dijke, M. I. J., Wu, K., et al., 2012. Stochastic Pore Network Generation from 3D Rock Images. *Transport in Porous Media*, 94(2): 571－593. doi: 10.1007/s11242－011－9792－z

Li, J. J., Shi, Y. L., Zhang, X. W., et al., 2014. Control Factors of Enrichment and Producibility of Shale Oil: A Case Study of Biyang Depression. *Earth Science*, 39(7): 848－857 (in Chinese with English abstract).

Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., et al., 2012. Spectrum of Pore Types and Networks in Mudrocks and a Descriptive Classification for Matrix-Related Mudrock Pores. *AAPG Bulletin*, 96(6): 1071－1098. doi: 10.1306/08171111061

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

Quiblier, J. A., 1984. A New Three-Dimensional Modeling Technique for Studying Porous Media. *Journal of Colloid and Interface Science*, 98(1): 84－102. doi: 10.1016/0021－9797(84)90481－8

Rushing, J. A. K. E., Newsham, K. E., Blasingame, T. A., 2008. Rock Typing: Keys to Understanding Productivity in Tight Gas Sands. Unconventional Reservoirs Conference, Keystone, Colorado.

Sisk, C., Diaz, E., Walls, J., et al., 2010. 3D Visualization and Classification of Pore Structure and Pore Filling in Gas Shales. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence.

Sun, H., Yao, J., Zhang, L., et al., 2014. A Computing Method of Shale Permeability Based on Pore Structures. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 38(2): 92－98 (in Chinese with English abstract).

Tomutsa, L., Silin, D. B., Radmilovic, V., 2007. Analysis of Chalk Petrophysical Properties by Means of Submicron-Scale Pore Imaging and Modeling. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 10(3): 285－293. doi: 10.2118/99558－pa

van Dijke, M. I. J., Piri, M., 2007. Introduction to Special Section on Modeling of Pore-Scale Processes. *Water Resources Research*, 43(12): W12S01. doi: 10.1029/2007WR006332

Wang, C., Yao, J., Wu, K., et al., 2014. Organic and Inorganic Pore Structure Analysis in Shale Matrix with Superposition Method. Unconventional Resources Technology Conference, Denver. doi: 10.15530/urtec－2014－1922283

Wildenschild, D., Sheppard, A. P., 2013. X-Ray Imaging and Analysis Techniques for Quantifying Pore-Scale Structure and Processes in Subsurface Porous Medium Systems. *Advances in Water Resources*, 51: 217－246. doi: 10.1016/j.advwatres.2012.07.018

Wu, K., Ma, Q. F., Feng, Q. L., et al., 2012. Middle Permian Pore Characteristics and Shale Gas Exploration Significance from the Gufeng Formation in Jianshi, Western Hubei. *Earth Science*, 37(Suppl. 2): 175－183 (in Chinese with English abstract).

Wu, K. J., Nunan, N., Crawford, J. W., et al., 2004. An Efficient Markov Chain Model for the Simulation of Heterogeneous Soil Structure. *Soil Science Society of America Journal*, 68(2): 346－351. doi: 10.2136/sssaj2004.3460

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

Wu, S. T., Zou, C. N., Zhu, R. K., et al., 2015. Reservoir Quality Characterization of Upper Triassic Chang7 Shale in Ordos Basin. *Earth Science*, 40(11): 1810－1823 (in Chinese with English abstract).

Xiong, C. R., Tang, H. M., Liu, B. C., et al., 2007. Using SEM Photos to Gain the Pore Structural Parameters of Soil Samples. *Earth Science*, 32(3): 415－419 (in Chinese with English abstract).

Yang, Y. F., Yao, J., Wang, C. C., et al., 2015. New Pore Space Characterization Method of Shale Matrix Formation by Considering Organic and Inorganic Pores. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27(2): 496－503. doi: 10.1016/j.jngse.2015.08.017

Yao, J., Sun, H., Huang, Z. Q., et al., 2013. Key Mechanical Problems in the Development of Shale Gas Reservoirs. *Scientia Sinica: Physica, Mechanica & Astronomica*, 43(12): 1527－1547 (in Chinese with English abstract).

Zhang, L. Y., Li, J. Y., Li, Z., et al., 2015. Development Characteristics and Formation Mechanism of Intra-Organic Reservoir Space in: Acustrine Shales. *Earth Science*, 40(11): 1824－1833 (in Chinese with English abstract).

Zhao, J. P., Sun, J. M., Jiang, L. M., et al., 2014. Effects of Cementation on Elastic Property and Permeability of Reservoir Rocks. *Earth Science*, 39(6): 769－774 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

李吉君，史颖琳，章新文，等，2014. 页岩油富集可采主控因素分析：以泌阳凹陷为例. 地球科学，39(7)：848－857.

孙海，姚军，张磊，等，2014. 基于孔隙结构的页岩渗透率计算方法. 中国石油大学学报(自然科学版)，38(2)：92－98.

吴勘，马强分，冯庆来，2012. 鄂西建始中二叠世孤峰组孔隙特征及页岩气勘探意义. 地球科学，37(增刊 2)：175－183.

吴松涛，邹才能，朱如凯，等，2015. 鄂尔多斯盆地上三叠统长 7 段泥页岩储集性能. 地球科学，40(11)：1810－1823.

熊承仁，唐辉明，刘宝琛，等，2007. 利用 SEM 照片获取土的孔隙结构参数. 地球科学，32(3)：415－419.

姚军，孙海，黄朝琴，等，2013. 页岩气藏开发中的关键力学问题. 中国科学：物理学、力学、天文学，43(12)：1527－1547.

张林晔，李钜源，李政，2015. 湖相页岩有机储集空间发育特点与成因机制. 地球科学，40(11)：1824－1833.

赵建鹏，孙建孟，姜黎明，等，2014. 岩石颗粒胶结方式对储层岩石弹性及渗流性质的影响. 地球科学，39(6)：769－774.

* *

《地球科学》

2016 年 7 月　第 41 卷　第 7 期　要目预告

小秦岭东桐峪金矿床黄铁矿 LA-ICP-MS 微量元素特征及其成矿意义 …… 毕诗健等
北黄海盆地东部坳陷侏罗纪西南物源－沉积体系与源区构造背景分析 …… 高　丹等
动力触探杆长适应性及其修正试验 …… 李会中等
库车前陆盆地羊塔克地区流体包裹体特征及油气成藏过程 …… 刘建良等
藏南冈底斯岩浆带中段曲水韧性剪切带的变形特征及其年代学约束 …… 孟元库等
新疆叶城南部“赛力亚克达坂群”及其时代的商榷 …… 王　约等
准噶尔盆地及邻区地壳磁性特征及其构造意义 …… 孙石达等