

# 页岩油(气)微尺度流动中的若干问题

林緬<sup>1</sup> 江文滨<sup>1</sup> 李勇<sup>1</sup> 易智星<sup>1</sup> 张召彬<sup>1,2</sup>

1. 中国科学院 力学研究所,北京 100190  
2. 中国科学院 地质与地球物理研究所,北京 100029

**摘要:** 本文调研了国内外近些年在页岩油(气)微尺度流动方面的研究成果。从分子动力学方法(MD)、格子玻尔兹曼方法(LBM)、孔隙网络模型(PNM)3种计算模型的角度展开分析,同时结合作者的前期工作,分析了影响页岩油(气)流动运输的关键因素,指出3种方法的局限性及存在的问题,认为PNM方法可作为微尺度流动研究的基础模型,并将3种方法之间的联系有机地体现在研究路线框图中,为页岩油(气)微尺度流动的研究指明了方向。

**关键词:** 页岩油(气); 分子动力学方法; 格子玻尔兹曼方法; 孔隙网络模型; 升尺度

中图分类号: P618.12 文章编号: 1007-2802(2015)01-0018-11 doi: 10.3969/j.issn.1007-2802.2015.01.002

## Several Questions in the Micro-Scale Flow of Shale Oil/Gas

LIN Mian<sup>1</sup>, JIANG Wen-bin<sup>1</sup>, LI Yong<sup>1</sup>, YI Zhi-xing<sup>1</sup>, ZHANG Zhao-bin<sup>1,2</sup>

1. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;  
2. Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China

**Abstract:** The recent researches on the micro-scale flow of shale oil (gas) worldwide were summarized and reviewed in this paper. On the basis of three models, the molecular dynamics model (MD), the lattice Boltzmann method (LBM) and the pore network model (PNM), the key factors of the oil and gas transport, the limitation of the three models and the existing problems were discussed. Finally, we suggested that the PNM should be used as the primary model for the micro-scale flow studying. This work pointed out the research direction for the shale oil (gas) micro-scale flow.

**Key words:** shale oil (gas); molecular dynamics (MD); lattice Boltzmann method (LBM); pore network model (PNM); upscaling

根据油气资源类型特征三角图可以清楚地认识到,非常规油气资源总量远大于常规油气,大约占资源总量的80%(邹才能等,2012)。因此评价非常规油气的储量和可开采性至关重要。邹才能等(2012)在论述非常规油气概念、特征、潜力及技术一文中就明确指出,非常规油气有2个关键标志和2个关键参数。2个关键标志为:①油气大面积连续分布,圈闭界限不明显;②无自然工业稳定产量,达西渗流不明显。2个关键参数为:①孔隙度小于10%;②孔喉直径小于1 μm 或渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。也就是,低渗超低渗是非常规油气的主要特征,伴生而来的储量和可开采性评价都与常规油气

有本质的不同。实际上,非常规储集层与常规储集层的一个最重要的区别在于其孔喉大小。常规储集层孔径一般为微米到毫米量级,而非常规储集层特别是页岩的孔径在百纳米以下。因此本文以页岩油(气)为例展开分析讨论。

页岩气储集层孔径为5~200 nm,页岩油储集层孔径为30~400 nm(姜在兴,2003;Loucks *et al.*, 2009;贾承造等,2012)。与常规储集层相比,构造-沉积-成岩“三位一体”式的综合作用使得页岩储集层的非均质性强,储集层内矿物种类和有机质类型繁多,孔隙结构更为复杂,造成了油(气)吸(解)附特性、表面润湿性、饱和度分布和相态分布等均难

收稿日期: 2014-06-30 收到, 2014-08-12 改回

基金项目: 国家重点基础研究计划(2014CB239004); 中国科学院战略性先导科技专项(B类)(XDB10020302); 国家科技重大专项(2011ZX05008-004-43); 中国地质调查局地质调查工作项目(12120114055801)

第一作者简介: 林緬(1960-),女,博士,研究员,博士生导师,研究方向:多孔介质流动模拟、非常规油气开采。E-mail: linmian@imech.ac.cn.

以把握,不能直接套用基于宏观实验的渗流力学理论。笔者以渗透率为例,在微纳米尺度下,渗透率不再是岩石的固有属性,而是随压力、温度变化的物理量。如,页岩油由于吸附层厚度随压力梯度变化,使其流动呈明显的非线性渗流特征(刘德新等, 2005; 徐绍良和岳湘安, 2007; 窦宏恩和杨旸, 2012; 姜瑞忠等, 2012; 凌浩川等, 2013); 页岩气由于克努森扩散和壁面滑移效应使得页岩气的渗透率与压力相关(Javadpour, 2009)。因此按照以往宏观渗流力学理论所获得油气储量和产量与实际情况会存在较大偏差。

由此可见,页岩油(气)所带来的难题都集中在微尺度层面上。比如,①页岩储集层内孔径相差几个量级的孔隙共存,其中油气是以怎样的形式富集、运移;②油气赋存状态与有机质结构或碎屑矿物成分的关系如何;③油气储量与可采量的关系,即微纳米尺度下富集油气的释放条件和机制是什么?回答这些问题就必须认识页岩油(气)的微尺度流动规律。对此笔者在大量文献调研和多年研究工作的基础上,对页岩油(气)微尺度流动的研究现状、存在问题和发展趋势提出看法和见解。全文首先依据目前微尺度流动涉及的3种数值计算方法:分子动力学方法、格子玻尔兹曼方法和孔隙网络模型展开,之后就微尺度下的升尺度问题进行讨论分析,最后总结归纳出了页岩油(气)微尺度流动的研究路线框图,为下一步研究指明了方向。

### 1 分子动力学方法(MD)

分子动力学方法(molecular dynamics, MD)是着眼于原子核和电子所构成的多体系统,用计算机模拟原子核的运动过程,统计系统的结构和性质。对于平衡系统,可以通过适当的时间平均来得到物理量的统计平均值;对于非平衡系统,可以模拟发生在一个分子动力学观察时间内的物理现象。通过MD方法还可以获得许多实验中无法获得的微观细节,解释疑难实验现象,揭示发生机制。因此半个多世纪以来,MD方法在物理、化学、材料科学等领域中发挥着显著的作用。近些年,MD方法开始逐渐进入油气资源领域,特别是在认识微纳米孔隙中油气分子的运动细节,揭示其吸附机理、固液作用机制,修正或建立新的输运力学方程等方面有所展示。

众所周知,页岩气(主要成分是CH<sub>4</sub>)在页岩中以游离气、吸附气和溶解于干酪根中的溶解气3种形式存在(Chen *et al.*, 2013),其中以游离气和吸附气为主,只有少量的溶解气。吸附气可占总气体量

的50%(Lu *et al.*, 1995; Ambrose *et al.*, 2012),是页岩气储量的重要组成部分,因此准确评估吸附气量是确定页岩气原位储气量的关键。

目前应用MD方法模拟页岩储集层中CH<sub>4</sub>吸附的文献还比较少。Ambrose等(2012)于2011年首先采用多层石墨替代干酪根模拟了80℃、20.98 MPa条件下纳米通道中CH<sub>4</sub>的吸附,获得CH<sub>4</sub>吸附密度的典型值。宽度为3.93 nm的通道中离壁面0.38 nm范围内存在一个明显的吸附层,吸附CH<sub>4</sub>的密度值为0.34 g/cm<sup>3</sup>,符合Langmuir单层吸附理论的特征。由这一结果,Ambrose进一步提出了修正原位气量预测方法,考虑了吸附气所占空间后,总储量的预测值较常规方法少了将近10%~25%。

很明显,页岩气的吸附量除了与有机质相关,与孔喉半径、加载压力也密切相关。对此笔者考察了不同孔道宽度和压力下的CH<sub>4</sub>吸附量。采用MD软件包DL\_POLY模拟了宽度为2.31 nm和3.95 nm通道内不同孔隙压力条件下CH<sub>4</sub>吸附层密度。计算结果见图1和图2。可以发现,吸附层密度和吸附量密度均随压力升高而增大;压力相同时不同宽度通道的吸附量可差5%~15%,当压力接近50 MPa时不同宽度孔道的甲烷密度趋近一致。说明吸附量不会随着压力无休止增长,存在一定饱和值。

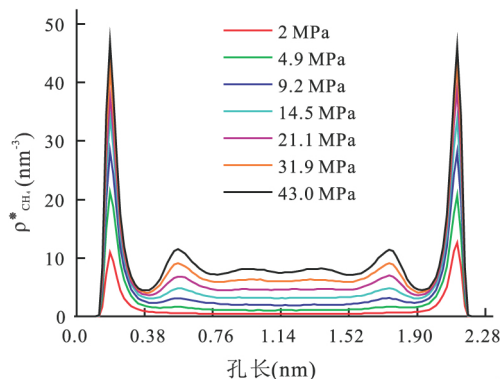


图1 沿孔径方向甲烷数量密度剖面

Fig. 1 Number density of methane across the pore

过往人们都认为吸附气都存在于有机质(干酪根)中,无机质中吸附量很少,甚至可以忽略。然而Rexer等(2014)通过实验发现干酪根中的CH<sub>4</sub>吸附量仅占总吸附量的50%。Zeng等(2014)也对北松辽盆地的不同TOC含量的岩样进行等温吸附实验,发现当TOC含量为1%~6%时,黏土矿物的吸附量可占总吸附量的30%~70%(图3)。由此说明无

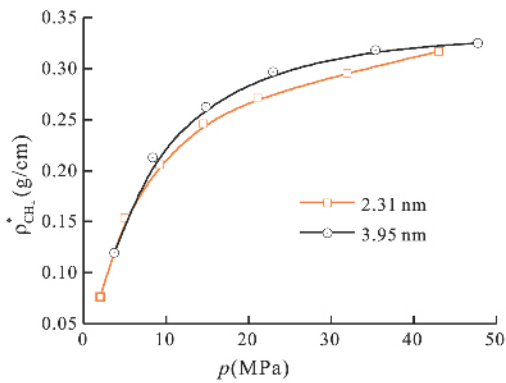


图2 不同宽度通道甲烷吸附层密度随压力变化曲线  
Fig. 2 Change curve of adsorbed layer methane density with pressure in channels with different widths

机质孔也是页岩气的主要储集空间,忽略无机质吸附量的贡献会低估了储量。

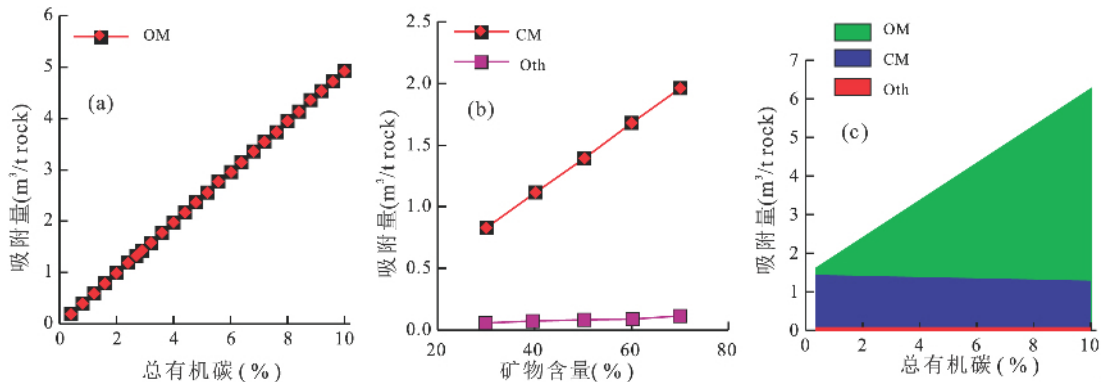
为此笔者分别构建了方解石和蒙脱石的纳米通道(图4),采用 Dreiding 力场描述壁面和 CH<sub>4</sub> 相互作用。为方便比较,笔者同时还计算了石墨通道中 CH<sub>4</sub> 的吸附量。结果如图5所示。很明显,蒙脱石的吸附能力要大于方解石,小于石墨。石墨孔的吸附层密度约为方解石的 1.8 倍,蒙脱石的 1.3 倍。这一结果充分显示只要页岩储集层中无机质微孔隙的比表面积足够大,就必须考虑它们的贡献。且运用 DCM( Data-Constrained Modeling) ( Wang *et al.* , 2013; Yang *et al.* 2013) 数据获得的岩心矿物分布进行 MD 计算是准确评估储气量的最佳途径。

实际上,MD 方法还是一些实验的有力补充。比如,吸附实验( Ji *et al.* 2012; 吉利明等 2012; 李武广等 2012; Zhang *et al.* 2012; Rexer *et al.* 2013; Santos and Akkutlu 2013; Rexer *et al.* 2014) 实验中往往先将岩样粉碎然后再固结,由此带来的问题就是吸附量不确定。这或许是因为粉碎岩样破坏了

孔隙而导致吸附量降低(吉利明等 2012),或许是颗粒内部封闭微孔被破坏导致吸附空间增加。因此如何提高吸附实验结果的可信度一直是一个难题。最佳方案是吸附实验与 MD 方法相结合,前者可定性确定岩样孔隙特征和孔壁性质对吸附的影响程度,降低 MD 模型的复杂程度,后者用于模拟不同孔隙和孔壁的 CH<sub>4</sub> 吸附量。除此以外,也可以采用 MD 方法研究孔壁非均匀性对 CH<sub>4</sub> 吸附量的影响( Jin *et al.* 2014)。

从理论上讲,采用 MD 方法建立有机质和各种黏土矿物的 CH<sub>4</sub> 吸附量的数据库是将来的大趋势。然而 MD 模拟结果准确与否以及该方法的计算效率都是制约实现这一目标的关键。首先 MD 结果是否可信取决于初始位形和原子间作用势的精度,特别是后者。对于成分复杂的岩样,如何建立更加准确的油(气)全分子模型和更接近干酪根的分子结构模型是最具挑战的课题。目前相关研究做了太多简化,其结果也仅能停留在定性讨论的层面上。运用量子化学求得势场或许是一解决途径。其次,MD 模拟在很大程度上受限于计算机能力。现在只能模拟数十纳米的通道,而且分子个数还不能太多,因此提高计算效率也是相关研究的趋势和难点所在。

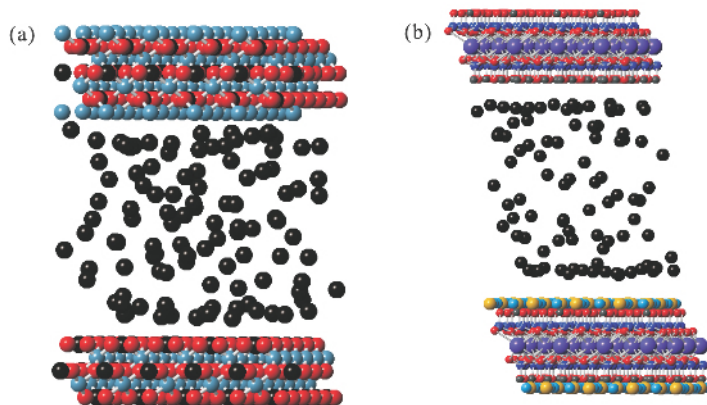
此外,能否将 MD 方法运用于预估页岩油(气)产量,目前关于纳米通道内页岩油(气)流动运输的分子动力学研究刚起步。仅有 Firouzi 等(2014)利用非平衡态分子动力学模拟滑脱效应研究氢气在页岩中的运输和渗透率参数。实际上关于这方面的研究同样也受限于上面所提到的 MD 结果的可信度和计算效率,所以这两个层面的问题是 MD 方法的瓶颈。



(a) 有机质; (b) 矿物; (c) 吸附总量中所占比重

图3 甲烷吸附量( Zeng *et al.* 2014)

Fig. 3 Adsorbed quantities of methane ( Zeng *et al.* , 2014)



(a) 壁面为方解石 (b) 壁面为蒙脱石

图4 甲烷吸附模拟结果

Fig. 4 Simulation results of the methane adsorption experiments

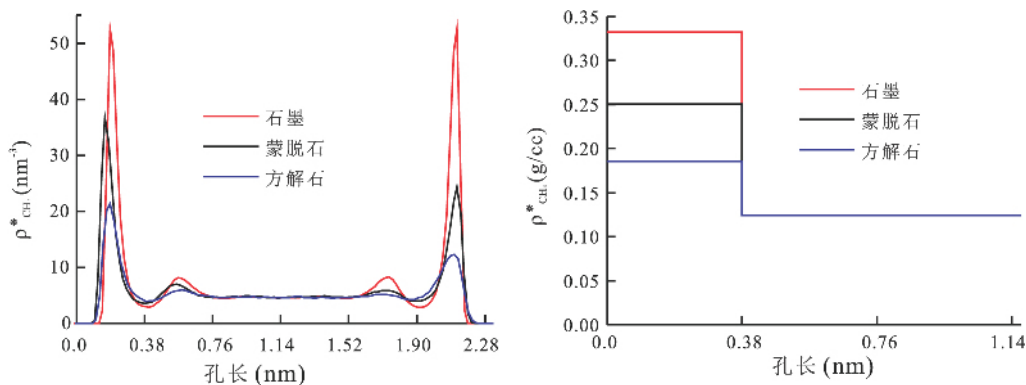


图5 3种壁面情况下沿孔径方向甲烷数量密度和甲烷离散密度剖面

Fig. 5 Number density and discrete density profile of methane under three types of walls

## 2 格子玻尔兹曼方法(LBM)

格子玻尔兹曼方法(Lattice Boltzmann Method, LBM)是一种介观动理学研究方法,它由流体粒子的离散速度集合、格子结构和演化方程3个要素组成。易于编程、并行效率高、可处理复杂几何边界问题,适用于模拟多孔介质中的流体流动,特别是该方法没有连续介质条件限制,只要设计得当,还可用于描述微尺度的非连续流动问题。目前采用LBM进行页岩油气微尺度流动的研究正处于起步阶段,除了一些研究REV尺度下的达西流之外(Chen *et al.* 2013; Yoon and Dewers 2013a 2013b),关于非达西流动的研究还停留在单一纳米毛细管内的CH<sub>4</sub>运输,主要关注的是滑脱效应、克努森扩散和吸附层等对流动的影响(Fathi *et al.* 2012; Fathi and Akkutlu 2013; Zhang *et al.* 2014)。

Fathi等(2012)以BGK模型为基础,考虑修正

克努森系数和相邻粒子间凝聚力,模拟了20 nm管道内的气体流动。发现渗透率与压力导数呈非线性关系。他认为中央气体分子与壁面发生非弹性碰撞,除了使壁面分子发生滑移之外,还会将动量传递给孔喉中央的其他气体分子,产生相应的分子流动,因此他提出了对应的双线性Klinkenberg方程,发现无量纲渗透率与压力倒数之间不再满足线性关系(图6),之后Fathi和Akkutlu(2013)进一步考虑了壁面上的吸附层,认为微通道内的气体流动不是由Re数控制,而是取决于Kn数。计算结果表明Kn数比较小时计算结果与Poiseuille流理论吻合;随着Kn数增大,流动形态由对流变为以扩散为主。随着壁面扩散系数的增加,甚至可能出现近壁面流速大于中央流速的情况;而且随着吸附能力的增加,壁面CH<sub>4</sub>吸附量的增长,会降低毛细管内CH<sub>4</sub>的整体运输速率。

从文献调研情况来看,微尺度流动的LBM研究

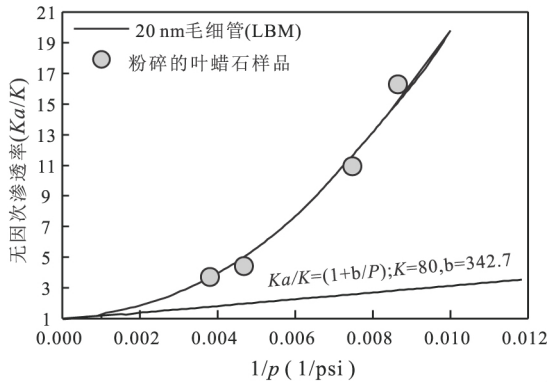


图6 20 nm 毛细管中 LBM 模拟、实验和经典理论得到的 Klinkenberg 图(Fathi *et al.* 2012)

Fig. 6 Klinkenberg chart for gas dynamics in 20 nm capillary (Fathi *et al.* ,2012)

目前主要聚焦在页岩气方面。小  $Kn$  数时,重点关注页岩的孔隙特征对渗透率、迂曲度的影响;大  $Kn$  数时,关注点局限于纳米毛细管中的流动,没有涉及岩石结构。此外,虽然 LBM 方法编程简单,具有较高的计算效率,但是其本质上还需要对计算域进行空间格子离散,格子间距必须是微小孔径的  $1/5$  甚至更小,这使得它很难进行大范围的流动计算。笔者认为,虽然 LBM 方法具有微观粒子背景,且适合于处理复杂边界条件的特点,但是对于微尺度流动计算时碰撞函数形式的选取,壁面边界处理方法合理与否还有待进一步研究。

此外,与页岩油有关的 LBM 研究还比较少,这可能与微尺度油流动的壁面效应比较复杂,物理图像不清晰有关。如何在现有达西渗流的 LBM 模型基础上,考虑固液相互作用、粗糙度和随压力变化的吸附层厚度对百纳米孔喉中页岩油流动的影响是下一步研究的重点,发展新的壁面边界处理方法、引入新的壁面作用力模型是研究的方向所在。

### 3 孔隙网络模型(PNM)

孔隙网络模型(pore network model, PNM)是一种发展较为成熟的渗流计算模型(Joekar-Niasar *et al.* ,2010; Ballhoff *et al.* ,2012; Mehmani *et al.* ,2013)。该模型将岩石抽象为由大空间孔隙和狭窄空间孔喉组成的网络,孔隙和孔喉是模拟岩石渗流过程的最小计算单元。孔隙网络的优点在于它能够比较真实地反映岩心的几何拓扑关系和连通性。计算时孔隙仅作为储存空间,孔喉内可运用现有的力学定律直接计算其中的流量和压力,不需模拟具

体流动细节。因此相比基于 N-S 方程或 LBM 的数值模拟,PNM 具有非常高的计算效率。从文献调研情况来看,PNM 已经能够很好地模拟岩石内单相(Mehmani *et al.* 2013)和多相(Piri and Blunt 2005; Zhao *et al.* 2010)压缩(Mehmani *et al.* 2013)与不可压缩(Piri and Blunt 2005; Idowu and Blunt 2010; Zhao *et al.* 2010)动态(Idowu and Blunt 2010)与准静态(Piri and Blunt 2005; Zhao *et al.* 2010)等各种渗流过程,近些年也开始用于模拟致密储集层的渗流过程(Ballhoff *et al.* ,2012; Mehmani *et al.* ,2013)。从计算方法上 PNM 没有什么特别之处,是否运用妥当主要看孔隙网络的构建。

随着 CT 扫描技术的日臻成熟(Coenen *et al.* ,2004)特别是可获得纳米尺度图像的 FIB-SEM 技术的推广应用,从岩心微观图像出发构建孔隙网络越来越成为人们模拟微流动的首选。常用方法包括(Dong and Blunt 2009):多向扫描法、Voronoi 多面体法、居中轴线法和最大球体法。其中居中轴线法是将岩心内部连通通道的中轴线连接起来,其最大特点是能够比较好地描述岩石孔隙空间的拓扑结构(Dong and Blunt 2009),缺憾是它无法表征孔隙空间的几何特征(Silin *et al.* 2003)。这一问题在最大球体法中得到了解决。所谓最大球体法,是利用一系列内切球体来逼近岩石的孔隙空间,并根据内切球半径以及连通关系来识别孔隙与孔道的一类模型(Silin *et al.* 2003)。这种方法不删除像素,孔隙信息保存得比较完整(Mehmani *et al.* 2013),是目前国际上最常用的方法之一。

然而最大球体法是针对均质性相对比较好的砂岩而提出的。为了确定其应用在埋深较深、压实强烈、孔喉体迂曲复杂的非均质岩样上的效果如何,以 LBM 方法计算得到的绝对渗透率作为参照,比较砂岩和碳酸盐岩两种岩样,并采用最大球体法分别对砂岩、碳酸盐岩岩样提取了孔隙网络(Dong and Blunt 2009)。计算绝对渗透率发现(Zhao *et al.* 2010; Idowu and Blunt 2010),砂岩结果与 LBM 计算结果的偏差系数为 0.86,碳酸盐岩的偏差系数为 2.18,结果远远高于 LBM 计算结果,相差两倍多。计算结果列在表 1 中。

同时表 1 中也列出了笔者的计算结果。笔者抽取孔隙网络方法与 Dong 类似,不同之处在于笔者改进了 Dong 的大球逼近方式和孔喉提取阈值。从表中看出,砂岩的结果与 Dong 的接近,碳酸盐岩的偏差系数低于 Dong,但还是有点偏大,这或许是因为最大球体方法将孔喉都简化成等截面的柱体,在一

表 1 3 种模型结果对比

Table 1 Comparison of three models' results

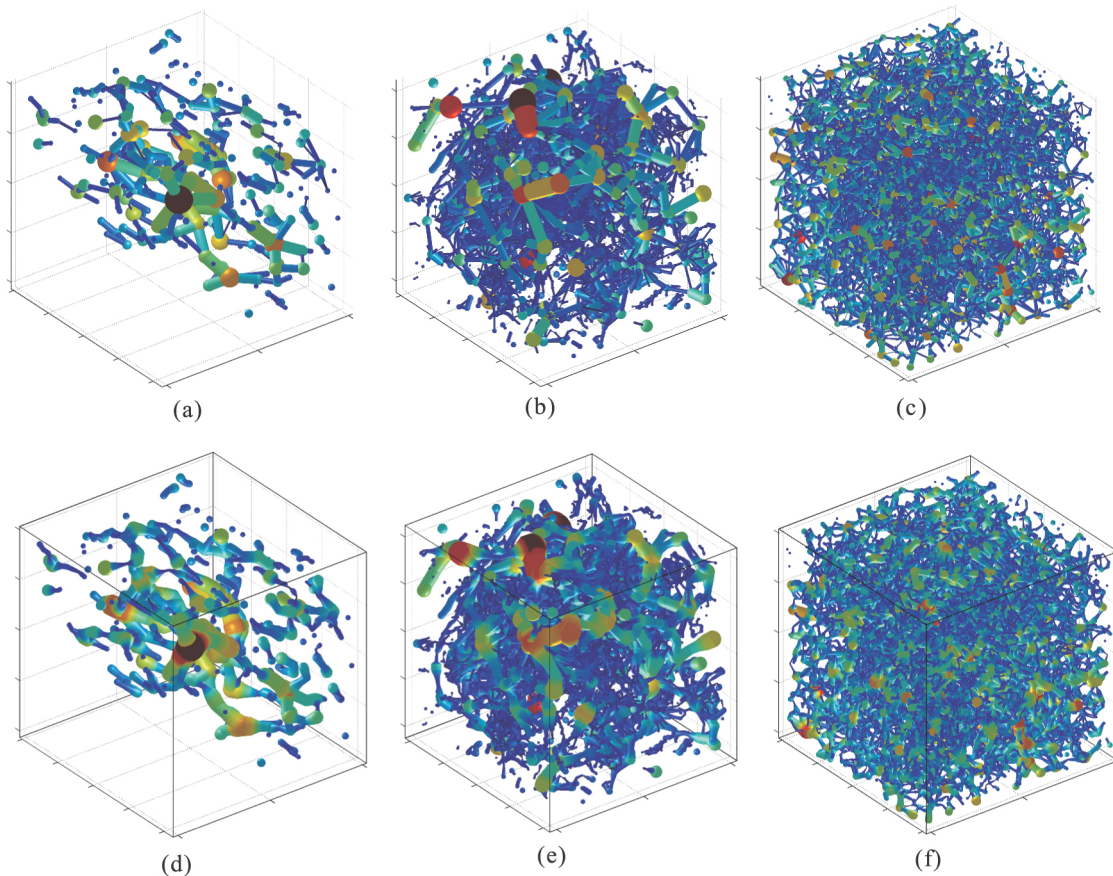
岩石名称	抽取方法	孔隙数	孔喉数	孔隙度 (%)	绝对渗透率 (PNM)	绝对渗透率 (LBM)	偏差系数
Berea 砂岩	Dong	6298	12545	19.6	1111		0.86
	本文(等截面)	5798	10391	19.54	1040	1286	0.81
	本文(变截面)	5798	10391	19.54	1271		0.99
碳酸盐岩	Dong	10336	8508	16.8	158		2.18
	本文(等截面)	6305	4861	16.0	100	72	2.39
	本文(变截面)	6305	4861	16.0	120		1.67

一定程度上掩盖了岩石介质的非均质性。为此笔者在最大球体法的基础上提出了构建变截面孔喉。图 7 分别显示的是砂岩、碳酸盐岩和页岩 3 种岩石分别用最大球模型和变截面模型所得到的孔隙网络。可以看出变截面方法所得到的孔隙网络能够部分地反映出岩石的非均匀特征。计算变截面模型的绝对渗透率发现,考虑变截面孔道以后,砂岩结果与 LBM 结果几乎一致,而碳酸盐岩结果几乎没有改善。由此更证明了运用最大球体方法构建的孔隙网络仅适应均质性比较好的岩石。计算结果

列在表 1 中。

针对页岩来说,非均质性强、连通性差是它的特点。特别是页岩储集层内孔径相差几个量级的孔喉共存,那么如何能更细致地刻画页岩的非均质性及其有限的连通性是首要任务。图 8 给出了一真实页岩岩样的 Avizo 软件处理结果和相应的孔隙网络。从定性上看,孔隙网络所反映出来的连通性远不如 Avizo 软件刻画的结果。因此必须探索一种新的抽取孔隙和孔喉的方法。另外需要强调的是,孔隙和孔喉是计算油气流动的基本单元,它们还应该包含储集层结构、矿物性质、吸附解吸特性等信息,所以将孔隙、孔喉赋予新的定义,构建新型 PNM 将是当务之急。

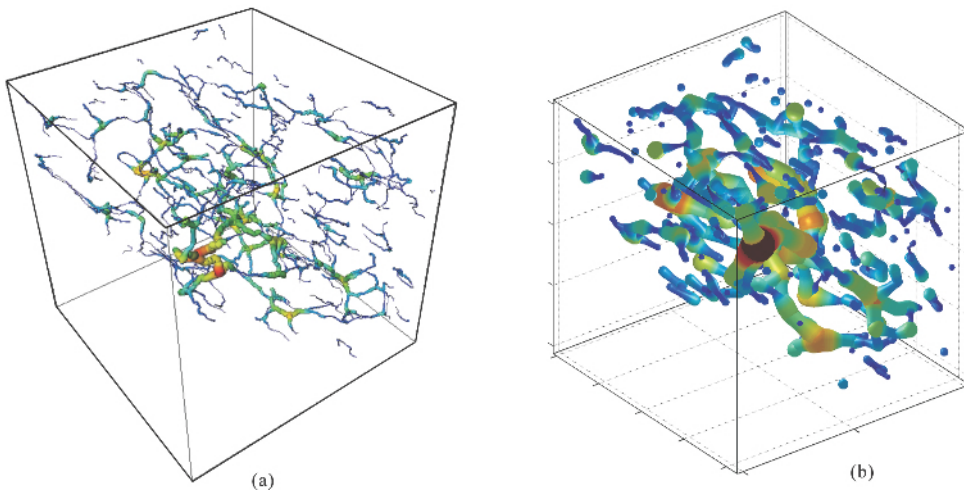
下面列举 PNM 的一个应用实例。近期陆续有学者将单一吼道结果嵌入孔隙网络模型进行计算,这样处理忽略了一个重要参数的影响——迂曲度。所谓迂曲度,即流体流动路径的迂曲程度。它不仅反映储集层的几何特性,同时还应反映流体在储集层中的流动特性。然而当前无论是常规砂岩储集层还是非常规储集层,人们仅考虑了前者的影



(a)、(d) 页岩; (b)、(e) 碳酸盐岩; (c)、(f) 砂岩

图 7 比较 3 种岩石的孔隙网络

Fig. 7 Comparison on pore networks in three types of rocks



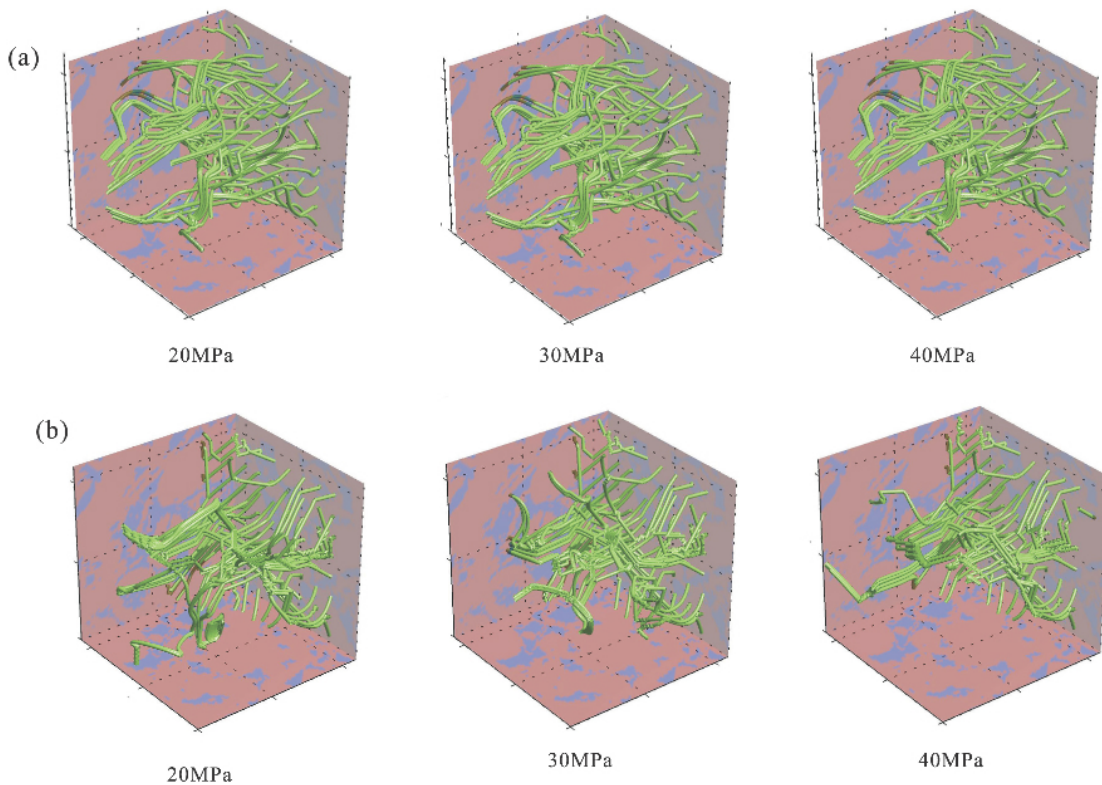
(a) Avizo 软件处理结果(中国科学院上海应用物理所提供); (b) 最大球体方法处理结果

图 8 真实页岩岩心处理效果

Fig. 8 Process results of the actual sample

响,即把迂曲度当作常数处理(Civan 2010; Darabi *et al.* 2012)。对于岩石孔隙结构简单,且流动满足达西定律的储集层来说,可以假设迂曲度仅和孔隙度相关(Pech,1984; Koponen *et al.*,1997; Mauret and Renaud,1997)。而对于微尺度下非达西效应明显的非常规储集层,如何定义迂曲度就是一个值得探索的课题。

对比两组随机孔隙网络。一组孔隙网络的平均孔喉半径在毫米量级,代表常规储集层(CNM),另一组的平均孔喉半径在纳米量级,代表非常规储集层(NCNM)。计算不同加载压力下的气体流动路径。结果如图9所示。很明显,CNM的气体流动优势路径基本上不随压力而变,可以认为其迂曲度是常数;而NCNM的优势路径随压力变化非常明显,



(a) CNM 的优势路径; (b) NCNM 的优势路径

图 9 不同压力下的流动路径

Fig.9 Flow path under different pressures

表明该孔隙网络的迂曲度不确定。

为了研究迂曲度与储集层的几何特征和流动特性的相关性,笔者从迂曲度定义出发讨论。由纳米孔喉的导气系数(Darabi *et al.* 2012)可推得孔喉内气体流量满足:

$$Q = k\Delta p = [(A + B)r^3 + Cr^4] \Delta p = (Q_q + Q_c) \Delta p \quad (1)$$

式中:  $A$ 、 $B$ 、 $C$  是气体压力、体积、密度、温度等物理量的函数,  $A$  和  $B$  分别表示克努森扩散和滑移流的贡献,  $C$  是黏性流的贡献,  $Q_q$  和  $Q_c$  分别表示相应的流量,  $r$  为孔喉半径。根据迂曲度定义可将迂曲度  $\tau$  按照流量的加权平均表示:

$$\tau = \frac{\tau_q Q_q + \tau_c Q_c}{Q_q + Q_c} \quad (2)$$

以四川龙马溪页岩岩心为例,首先由该岩心的孔隙结构参数和配位数分布,构建随机网络群,然后计算迂曲度随岩样特征参数的变化规律(图 10),并给出拟合关系式:

$$\begin{aligned} \tau_q &= 0.56r_{sd} - 0.069N_{avg} - 0.43N_{sd} + 2.3 \\ \tau_c &= 0.22r_{sd} - 0.057N_{avg} - 0.37N_{sd} + 2.2 \end{aligned} \quad (3)$$

以上两公式的成立范围为:  $0.4 < r_{sd} < 0.8$ ,  $N_{avg} < 4$ ,  $0.8 < N_{sd} < 1.6$ 。这里  $r_{avg}$  为孔喉半径均值,  $r_{sd}$  为孔喉半径标准差与均值之比,  $N_{avg}$  为配位数均值,  $N_{sd}$  为配位数标准差与均值之比。很显然,这些参量都是与该岩心几何结构相关的固有统计参数。因此只要已知岩心的几何统计参数,就可计

算得到流量  $Q_q$  和  $Q_c$ ,进而得到该岩样的迂曲度。具体做法可参考张召彬等(2014)。虽然以上讨论都是针对页岩气而言,但这种处理方法同样适用于页岩油。

由以上应用实例可知,由于 PNM 计算简单易行,同时孔隙网络又具备反映岩样特征的优势,因此将 PNM 方法运用于揭示微尺度下非常规储集层的流体力学机制不失为一种很好的选择。随着 FIB/SEM 技术更多地用于页岩岩心扫描成像,使得构建更加完善孔隙网络成为大的趋势,这也是近几年在微尺度领域 PNM 正逐渐被人们重视的一个重要原因。如何将岩样结构特征、矿物成分、表面结构性质等加入孔隙网络中是首先要考虑的问题,同时也是 PNM 方法能否广泛运用的前提。

### 4 升尺度研究

实际上,所谓微尺度流动涉及尺度范围包括:从纳米到微米,再从微米到毫米,跨 6 个数量级。流动特征从非达西流到达西流。那么如何将纳米尺度下得到的结果反映到宏观尺度是人们最为关心的问题。通常人们更为熟悉的是 REV 尺度以上的升尺度。此时流动均符合达西流假设,储集层的非均质性是关注焦点,渗透率、孔隙度、迁移率、分流系数等等反映储集层非均质性的物理参量是主要研究对象。具体研究方法大致可归纳为 3 类:试探

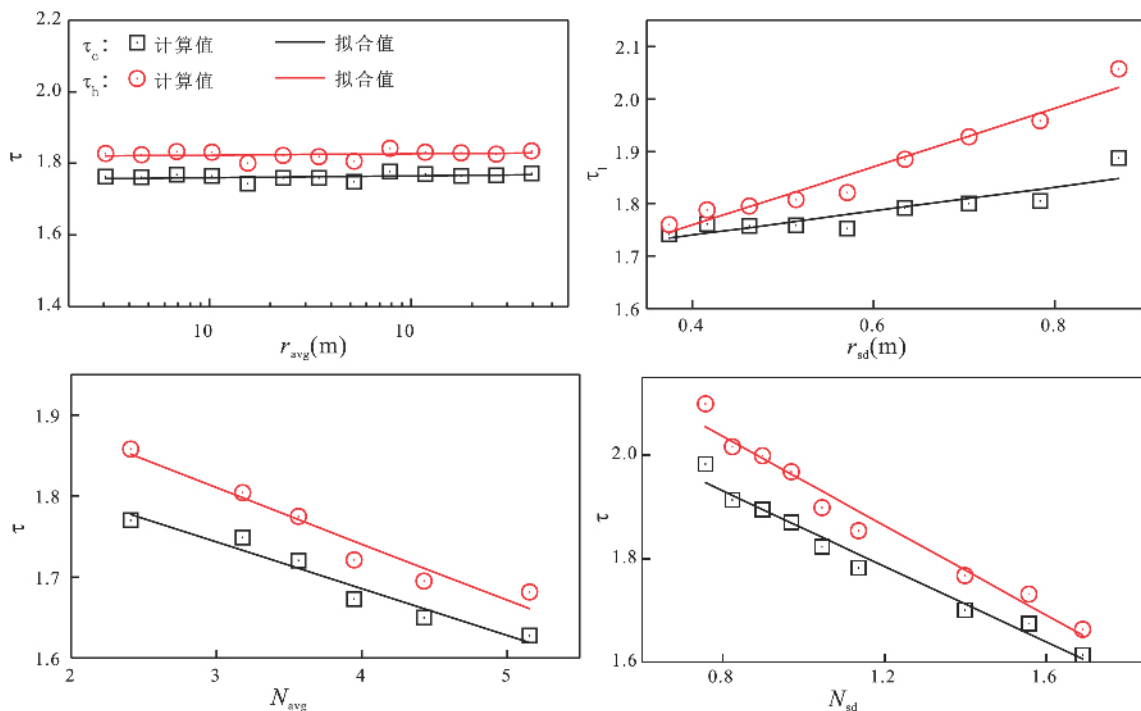


图 10 迂曲度随岩样孔隙结构统计参数的变化曲线

Fig. 10 Change curve of tortuosity with rock sample pore structure statistical parameters



型方法、随机型方法以及确定型方法 (Renard and Demarsily, 1997)。其中试探型方法是通过假定小尺度岩样的渗透率分布, 运用平均方法给出等效渗透系数的合理范围 (Journel *et al.*, 1986)。试探法计算速度快, 但却忽略了介质的几何特征; 随机型方法是将渗透系数处理为随机变量, 如, 假设渗透率分布满足对数正态分布 (Dagan, 1993; Jankovic *et al.*, 2003), 或二元分布 (Pozdniakov and Tsang, 2004), 或双峰分布 (Rubin, 1995), 非高斯分布 (张勇, 2004) 等等。随机方法能处理非均质性比较强的多孔介质; 确定型方法是基于一些本构理论求有效渗透率的解析解或近似解, 如, 有效介质理论 (Poley, 1988)、重正化理论 (Gautier and Noetinger, 1997) 等。确定性方法大多局限于介质非均质程度较弱的情况, 适用于背景场已知或者满足特定分布规律的情况 (Efendiev and Durlfolsky, 2002; Chen and Durlfolsky, 2006; Rhoses *et al.*, 2008; Pal, 2012; Liu *et al.*, 2014)。此外, 也有学者将多种方法耦合起来进行升尺度 (张勇和 Fogg, 2003)。

近些年还有一些学者通过 CT 扫描图像进行统计分析来确定渗透率分布 (Takahashi *et al.*, 2004; Khalili *et al.*, 2013)。Khalili 等 (2013) 基于碳酸盐岩微 CT 扫描结果研究了孔隙度与渗透率之间的关系。Liu 等 (2014) 在孔隙尺度上基于砂岩岩心微 CT 扫描图像分析孔隙结构特征对流动的影响。他们由格子波耳兹曼方法计算了 REV 尺度上的渗透率, 并根据质量密度随砂岩体积变化特征确定分形维数和跨接长度, 从而判断数值计算得到的渗透率所适用的尺度范围。

以上罗列的文献都是针对 REV 尺度以上且流动满足达西定律, 那么对于尺度更小时非达西流动, 如何进行升尺度, 从文献调研情况来看这方面的研究还非常少。

Darabi 等 (2012) 修正 Javadpour 的单一纳米管表观渗透率公式用于描述孔隙网络中的气体流动, 之后 Darabi 采用双尺度渐进展开, 将压力和表观迁移率张量的渐进展开带入小尺度控制方程, 并由相容性条件推导出大尺度上气体流动的控制方程, 从而得到升尺度后的表观迁移率张量。研究发现对于均质性比较好的岩样, 升尺度后的表观渗透率与小尺度具有相同的表达形式; 而对于均质性差的岩样, 表观渗透率的表达形式会在升尺度的过程中发现变化。

目前还没有有关页岩油升尺度的文献。虽然

页岩油与页岩气不同, 无需考虑滑脱效应和扩散过程, 但页岩油在微尺度下由于边界层效应所带来的非达西流现象同样是问题的难点。

笔者认为, 如果在微尺度下以流动特征来划分升尺度问题的话, 可以划分为 2 个阶段: ①非达西流-达西流; ②达西流-达西流。后者可以参照现有的方法, 也就是本节提到 REV 尺度以上的升尺度方法; 而前者则是目前工作的难点的。通过理论分析获得等效物理量, 从而将非达西流等价于达西流或许为解决这一问题的有效途径。

## 5 总结与展望

概括起来, 分子动力学方法 (MD)、格子波耳兹曼 (LBM) 和孔隙网络模型 (PNM) 3 种方法在处理页岩油(气) 的微尺度流动上各有千秋。其中, MD 和 LBM 可分别作为页岩油(气) 中有关分子与壁面作用机制研究的基础模型, PNM 可作为将 MD(或者 LBM) 结果升尺度的有效承载工具。PNM 既能反映岩石结构的基本特征和连通性, 又能很方便地将 MD(或 LBM) 结果以及 DCM 数据溶入其中, 同时 PNM 相比其他两种方法的计算效率高, 便于进行更大范围的流动模拟计算。因此 PNM 是页岩油(气) 微尺度流动的基础模型。另外, LBM 还可作为验证模型, 校核 PNM 中的欠缺。在研究路线基本框图中展现了这 3 种模型之间的联系, 如图 11 所示。

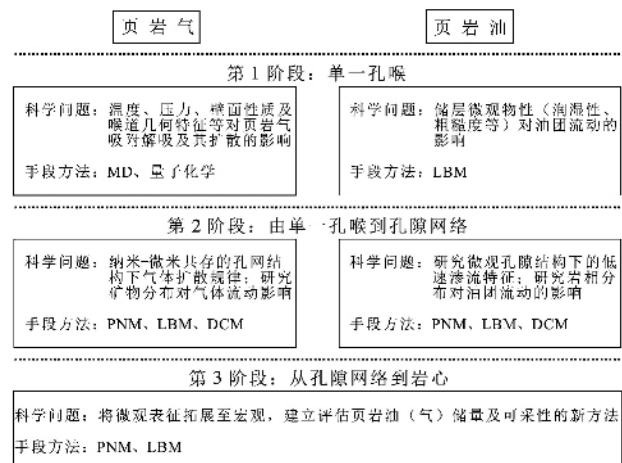


图 11 页岩油(气) 研究路线基本框图

Fig. 11 Basic block diagram for shale oil (gas) researches

不容置疑, 随着实验技术的提高, 获得纳米级分辨率的图像已成为可能, 这为深入探究微尺度流动机制, 并将微尺度流动研究系统化、规模化提供了基本保障。通过剖析页岩油(气) 的微尺度流动问题, 将有利于深刻认识页岩油(气) 的富集和成藏

机制,从而更加合理地、准确地评价非常规油气资源的潜力。

### 参考文献 (References):

- Ambrose R J, Hartman R C, Diaz-Campos M, Akkutlu I Y, Sondergeld C H. 2012. Shale gas-in-place calculations part I: New pore-scale considerations. *SPE Journal*, 17(1): 219-229
- Balhoff M, Sanchez-Rivera D, Kwok A, Mehmani Y, Prodanovic M. 2012. Numerical algorithms for network modeling of yield stress and other non-newtonian fluids in porous media. *Transport in Porous Media*, 93(3): 363-379
- Chen C, Hu D, Westacott D, Loveless D. 2013. Nanometer-scale characterization of microscopic pores in shale kerogen by image analysis and pore-scale modeling. *Geochemistry Geophysics Geosystems*, 14(10): 4066-4075
- Chen Y G, Durlafsky L J. 2006. Adaptive local-global upscaling for general flow scenarios in heterogeneous formations. *Transport in Porous Media*, 62(2): 157-185
- Civan F. 2010. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media. *Transport in Porous Media*, 82(2): 375-384
- Coenen J, Tchouparova E, Jing X. 2004. Measurement parameters and resolution aspects of micro X-ray tomography for advanced core analysis. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, Oct. 5-9, Abu Dhabi, UAE
- Darabi H, Etehad A, Javadpour F, Sepehrmoori K. 2012. Gas flow in ultra-tight shale strata. *Journal of Fluid Mechanics*, 710: 641-658
- Dagan G. 1993. High-order correction of effective permeability of heterogeneous isotropic formations of log-normal conductivity distribution. *Transport in Porous Media*, 12(3): 279-290
- Dong H, Blunt M J. 2009. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Physical Review E, Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*, 80(3): 036307
- Efendiev Y, Durlafsky L J. 2002. Numerical modeling of subgrid heterogeneity in two phase flow simulations. *Water Resources Research*, 38(8): 1128-1138
- Fathi E, Tinni A, Akkutlu I Y. 2012. Correction to Klinkenberg slip theory for gas flow in nano-capillaries. *International Journal of Coal Geology*, 103: 51-59
- Fathi E, Akkutlu I Y. 2013. Lattice Boltzmann method for simulation of shale gas transport in kerogen. *SPE Journal*, 18(1): 27-37
- Firouzi M, Alnoaimi K, Kovscek A, Wilcox J. 2014. Klinkenberg effect on predicting and measuring helium permeability in gas shales. *International Journal of Coal Geology*, 123: 62-68
- Gautier Y, Noetinger B. 1997. Preferential flow-paths detection for heterogeneous reservoirs using a new renormalization technique. *Transport in Porous Media*, 26(1): 1-23
- Idowu N A, Blunt M J. 2010. Pore-scale modelling of rate effects in waterflooding. *Transport in Porous Media*, 83(1): 151-169
- Jankovic I, Fiori A, Dagan G. 2003. Effective conductivity of an isotropic heterogeneous medium of lognormal conductivity distribution. *Multiscale Modeling & Simulation*, 1(1): 40-56
- Javadpour F. 2009. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(8): 16-21
- Ji L, Zhang T, Milliken K L, Qu J, Zhang X. 2012. Experimental investigation of main controls to methane adsorption in clay-rich rocks. *Applied Geochemistry*, 27(12): 2533-2545
- Jin D, Lu X, Zhang M, Wei S, Zhu Q, Shi X, Shao Y, Wang W, Guo W. 2014. The adsorption behaviour of CH<sub>4</sub> on microporous carbons: effects of surface heterogeneity. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 16(22): 11037-11046
- Joekar-Niasar V, Hassanzadeh S M, Dahle H K. 2010. Non-equilibrium effects in capillarity and interfacial area in two-phase flow: Dynamic pore-network modelling. *Journal of Fluid Mechanics*, 655: 38-71
- Journel A G, Deutsch C V, Desbarats A J. 1986. Power averaging for block effective permeability. *The 56th California regional meeting of the Society of Petroleum Engineers*, Apr. 2, Oakland, CA
- Khalili A D, Arns J Y, Hussain F, Cinar Y, Pinczewski W V, Arns C H. 2013. Permeability upscaling for carbonates from the pore scale by use of multiscale Xray-CT images. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 16(4): 353-368
- Koponen A, Kataja M, Timonen J. 1997. Permeability and effective porosity of porous media. *Physical Review E, Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*, 56(3): 3319
- Liu J, Pereira G G, Regenauer-Lieb K. 2014. From characterisation of pore-structures to simulations of pore-scale fluid flow and the upscaling of permeability using microtomography: A case study of heterogeneous carbonates. *Journal of Geochemical Exploration*, 144, part A, 84-96
- Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, Jarvie D M. 2009. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale. *Journal of Sedimentary Research*, 79(12): 848-861
- Lu X C, Li F C, Watson A T. 1995. Adsorption measurements in Devonian shales. *Fuel*, 74(4): 599-603
- Mauret E, Renaud M. 1997. Transport phenomena in multi-particle systems-I. Limits of applicability of capillary model in high voidage beds-application to fixed beds of fibers and fluidized beds of spheres. *Chemical Engineering Science*, 52(11): 1807-1817
- Mehmani A, Prodanovic M, Javadpour F. 2013. Multiscale, multiphysics network modeling of shale matrix gas flows. *Transport in Porous Media*, 99: 377-390
- Pal M. 2012. A unified approach to simulation and upscaling of single-phase flow through vuggy carbonates. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, 69(6): 1096-1123
- Pech D. 1984. Etude de la perméabilité de lits compressibles constitués de copeaux de bois partiellement déstructurés. Grenoble, Isère, France: Grenoble, I. N. P., 1-192
- Piri M, Blunt M J. 2005. Three-dimensional mixed-wet random pore-scale network modeling of two-and three-phase flow in porous media. I. Model description. *Physical Review E, Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*, 71(2): 026301
- Poley A D. 1988. Effective permeability and dispersion in locally heterogeneous aquifers. *Water Resources Research*, 24(11): 1921-1926
- Pozdniakov S, Tsang C F. 2004. A self-consistent approach for calculat-

- ing the effective hydraulic conductivity of a binary, heterogeneous medium. *Water Resources Research*, 40(5): 1–13
- Renard P, Demarsily G. 1997. Calculating equivalent permeability: A review. *Advances in Water Resources*, 20(5–6): 253–278
- Rexer T F T, Benham M J, Aplin A C, Thomas K M. 2013. Methane adsorption on shale under simulated geological temperature and pressure conditions. *Energy & Fuels*, 27(6): 3099–3109
- Rexer T F, Mathia E J, Aplin A C, Thomas K M. 2014. High-pressure methane adsorption and characterization of pores in Posidonia shales and isolated kerogens. *Energy & Fuels*, 28(5): 2886–2901
- Rhodes M E, Bijeljic B, Blunt M J. 2008. Pore-to-field simulation of single-phase transport using continuous time random walks. *Advances in Water Resources*, 31(12): 1527–1539
- Rubin Y. 1995. Flow and transport in bimodal heterogeneous formations. *Water Resources Research*, 31(10): 2461–2468
- Santos J M, Akkutlu I Y. 2013. Laboratory measurement of sorption isotherm under confining stress with pore-volume effects. *SPE Journal*, 18(05): 924–931
- Silin D B, Jin G, Patzek T W. 2003. Robust determination of the pore space morphology in sedimentary rocks. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Oct. 5–8, Denver, USA
- Takahashi S, Tokuda N, Nakashima T. 2004. Upscaling method of relative permeability from plug core to whole core. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, Oct. 5–9, Abu Dhabi, UAE
- Wang Y D, Yang Y S, Xiao T Q, Liu K Y, Clennell B, Zhang C Q, Wang H P. 2013. Synchrotron-based data-constrained modeling analysis of microscopic mineral distributions in limestone. *International Journal of Geosciences*, 4(2): 344–351
- Yang Y S, Liu K Y, Mayo S, Tullloh A, Clennell B, Xiao T Q. 2013. A data-constrained modelling approach to sandstone microstructure characterization. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 105: 76–83
- Yoon H, Dewers T A. 2013a. Nanopore structures, statistically representative elementary volumes, and transport properties of chalk. *Geophysical Research Letters*, 40(16): 4294–4298
- Yoon H, Dewers T. 2013b. Nanopore control on shale gas transport in shale mudstones. 246th ACS National Meeting, Sep. 8–12, Indianapolis, Indiana, USA
- Zhang T, Ellis G S, Ruppel S C, Milliken K, Yang R. 2012. Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems. *Organic Geochemistry*, 47: 120–131
- Zhang X, Xiao L, Shan X, Guo L. 2014. Lattice Boltzmann simulation of shale gas transport in organic nano-pores. *Scientific Reports*, 4(4843): 1–6
- Zhao X C, Blunt M J, Yao J. 2010. Pore-scale modeling: Effects of wettability on waterflood oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 71(3–4): 169–178
- Zeng F, Huang W B, Liu M, Lu S F, Yu L. 2014. A study on quantitative characterization of adsorption capacity of shale. *Advanced Materials Research*, 868: 20–25
- 竇宏恩, 楊暘. 2012. 低滲透油藏流體滲流再認識. *石油勘探與開發*, 39(5): 633–640
- 吉利明, 邱軍利, 張同偉, 夏燕青. 2012. 泥頁岩主要黏土礦物組分甲烷吸附實驗. *地球科學(中國地質大學學報)*, 37(5): 1043–1050
- 賈承造, 鄒才能, 李建忠, 李登華, 鄭民. 2012. 中國致密油評價標準、主要類型、基本特征及資源前景. *石油學報*, 33(3): 343–350
- 姜瑞忠, 李林凱, 徐建春, 楊仁鋒, 莊煜. 2012. 低滲透油藏非線性滲流新模型及試井分析. *石油學報*, 33(2): 264–268
- 姜在興. 2003. 沉積學. 北京: 石油工業出版社, 347–351
- 李武廣, 楊勝來, 徐晶, 董謙. 2012. 考慮地層溫度和壓力的頁岩吸附氣含量計算新模型. *天然氣地球科學*, 23(4): 791–796
- 凌浩川, 楊正明, 肖前華, 徐炭岩. 2013. 致密油儲層滲流新模型研究. *科學技術與工程*, (26): 7624–7628
- 劉德新, 岳湘安, 燕松, 侯吉瑞, 汪龍梅, 張繼紅. 2005. 吸附水層對低滲透油藏滲流的影响机理. *油氣地質與采收率*, 12(6): 40–42
- 徐紹良, 岳湘安. 2007. 低速非線性流動特性的實驗研究. *中國石油大學學報(自然科學版)*, 31(5): 60–63
- 張勇, Fogg G E. 2003. 多尺度非均質多孔介質模擬及參數靈敏度分析. *中國科學(E輯)*, 13(9): 783–95
- 張勇. 2004. 三维非均質多孔介質滲透率系數和孔隙度的上升尺度. *科學通報*, 49(20): 2113–2121
- 張召彬, 林緬, 李勇. 2014. 利用孔隙網路模型模擬岩樣驅替過程中的一種新方法. *中國科學: 物理學 力學 天文學*, 44: 637–645
- 鄒才能, 陶士振, 楊智, 袁選俊, 朱如凱, 侯連華, 賈進華, 王嵐, 吳松濤, 白斌, 高曉輝, 楊春. 2012. 中國非常規油氣勘探與研究新進展. *礦物岩石地球化學通報*, 31(4): 312–322

## 特约主题: 非常规油气资源

编者按语: 北美继“页岩气革命”之后, 致密砂岩油、致密碳酸盐岩油、页岩凝析油获得重大突破, 同期我国也在鄂尔多斯、准噶尔等盆地致密砂岩和致密碳酸盐岩中获重大发现, 致密油成为全球非常规油气发展的新亮点。与北美海相致密油(页岩油)相比, 我国陆相致密油(页岩油)具有复杂性和特殊性, 传统成藏理论与评价方法遇到极大挑战, 成为制约我国致密油工业化发展的瓶颈。2013年初国家科技部启动“中国陆相致密油(页岩油)形成机理与富集规律”973等基础研究项目, 对推动我国致密油快速发展、引领页岩油探索突破、提升非常规科技创新能力、保障国家能源安全等都具有重大意义。为推动我国非常规油气资源的研究与开发, 本刊特设专栏集中发表陆相致密油(页岩油)储层特征、形成机理、富集规律与评价方法等领域部分研究成果, 以飨读者。



特邀主编: 邹才能, 1963年生, 现任中国石油勘探开发研究院副院长兼廊坊分院院长, 国家能源致密油气研发中心主任、国家973计划《中国陆相致密油(页岩油)形成机理与富集规律》项目首席科学家。中国矿物岩石地球化学学会与北京石油学会副理事长, 《石油勘探与开发》、《石油学报》等杂志编委。

主要从事石油与天然气地质学前沿理论研究及勘探实践工作, 带领研究团队在非常规油气地质学、岩性地层油气藏、天然气大气田(区)形成与分布等方面取得创新性成果: 系统研究岩性地层油气藏地质理论, 推动我国油气勘探从构造油气藏向岩性地层油气藏根本性转变; 较系统研究我国天然气田(区)形成分布理论, 为重点盆地大气田重大发现与快速发展提供理论指导; 初步建立《非常规油气地质学》理论体系, 引领我国油气勘探从常规向非常规获战略性突破与快速发展; 作为第一起草人撰写相关非常规油气国家和行业标准。第一作者出版《非常规油气地质学》等中英文专著6部, 发表SCI收录等论文128篇, 获国家科技进步一等奖及省部级科技进步奖10余项和李四光地质科学奖。

### 专栏作者简介



付金华, 博士, 教授级高级工程师。从事油气综合地质研究及勘探技术应用研究等工作。主持和参加国家“973”、“863”、国家科技重大专项等国家级项目与课题, 在沉积盆地演化、低渗透致密油气资源评价、油气成藏特征及机理等方面取得了重要的认识。研究成果有力地推动了鄂尔多斯盆地苏里格、子洲、西峰、姬塬等大油气田的发现。



林绚, 中国科学院力学研究所研究员, 博士生导师。从事流固耦合力学的应用技术研究, 主要包括: 页岩油(气)的微尺度流动机制、立体井网开发中的关键力学问题、陆地(海底)油气管道的安全预警等等。近年提出建立高效页岩油(气)宏微系统力学模型, 应用于评估页岩油(气)的储量和可开采量。



刘可禹, 中国石油勘探开发研究院教授, 国家“千人计划”特聘专家, 博士生导师, 澳大利亚联邦科学与工业研究院能源分部首席研究员。从事沉积、地层学模拟、油气成藏研究及提高采收率试验研究工作。近几年主要开展常规和非常规含油气系统定量分析及油气成藏试验技术开发。



罗顺社, 长江大学地球科学学院教授, 博士生导师。主要从事岩相古地理储层沉积学研究等领域的研究, 专长于深水牵引流和重力流沉积方面研究。先后主持与参加国家自然科学基金、国家“973”、国家科技重大专项等项目8项, 省部级科技项目4项, 横向科研合作项目30余项, 出版专著3部, 近5年发表论文70余篇。



邱隆伟, 中国石油大学(华东)教授, 博士生导师。主要从事层序地层、沉积学、储层地质学以及特殊岩性储层等方面研究。近年来在低渗-致密砂岩储层中石英溶解型次生孔隙的发现, 储层碱性成岩作用的提出, 以及湖相三角洲结构-成因分类等方面取得了原创性研究成果。



肖体乔, 博士, 中国科学院上海应用物理研究所研究员。1996年毕业于中国科学院上海光学精密机械研究所, 获理学博士学位。同年7月加入上海光源研制和建设, 工程期间担任束线工程分总体主任、X射线成像线站负责人。主要研究方向为X射线成像及其生物医学、材料科学等领域应用。获上海市科技进步三等奖、中国科学院杰出科技成就奖、上海市科技进步特等奖、国家科技进步一等奖(上海光源团队)各一项。发表SCI论文100余篇。



薛海涛, 博士, 中国石油大学(华东)非常规油气与新能源研究院教授。从事油气地球化学方面的教学和研究工作, 在常规、非常规油气资源评价、烃源岩生排烃机理与效率、天然气成藏规律研究等方面形成了自己的特色和优势。建立了生气量、吸附、油溶、水溶、扩散气量计算模型; 建立了不同地质条件下烃源岩的有机质丰度下限及分级评价标准, 该项成果已被应用于我国油气资源评价中。



杨玉双, 澳大利亚联邦科工组织研究员, 山西大学特聘教授, 博士生导师。从事统计物理、材料科学、非破坏性物质微观结构表征及性能模拟等研究。在国际上首次提出并不断发展了基于多能量同步辐射CT的数据约束模型。该模型在材料结构多尺度表征方面取得了突破性进展, 可以定量获取材料中小于CT分辨率的组分信息。目前已经在包括复合材料、金属防护及涂料、轻金属合金开发、能源和环境等领域得到一些开创性应用。同时, 在材料结构的多尺度表征基础上, 开展了基于部分体元占据的物理性质模拟, 在非常规能源中的流体输运性质模拟中得到应用。



张斌, 博士, 中国石油勘探开发研究院石油地质实验研究中心工程师, 从事石油地质与地球化学研究。主要成果有: 通过地球化学示踪方法和技术, 恢复了塔里木盆地油气藏形成以及成藏期后的调整改造再聚集等复杂过程; 近年来主要开展了致密油烃源岩评价与富集规律研究, 提出了高有机质丰度烃源岩是致密油富集的必要条件。



朱如凯, 博士, 高级工程师, 硕士生导师。主要从事沉积储层综合地质研究。近年来, 在岩性地层油气藏、非常规油气地质等领域, 系统研究中国海相碳酸盐岩和碎屑岩储层成因机理与有利储层分布, 提出了碎屑岩成岩相定量评价方法, 首次建立了次生风化型火山岩储层五层结构模式, 提出火山岩风化厚度最大可达400 m的新认识; 研究致密储层纳米孔隙结构及连通性, 确定储层物性孔隙下限和致密油赋存状态。



张召彬, 中国科学院地质与地球物理研究所博士后。从事页岩气流动、水力压裂数值模拟研究, 主要集中于基于孔隙网络模型, 研究多孔介质内的单相和多相流动; 以及利用位移间断边界元方法, 在考虑复杂天然裂缝网络的条件下, 模拟页岩气藏的水力压裂过程, 以及裂隙介质内的流体输运过程。



黄秀, 中国石油勘探开发研究院工程师, 博士。从事层序地层学量化研究。主要成果有: 将沉积地层正演模拟与非传统地质统计学这2种方法相结合, 实现了定量刻画不同尺度的沉积非均质性, 有效地解决了不同尺度沉积储层、烃源岩及盖层非均质性定量表征的难题, 而且为非常规油气成藏研究提供了新思路与新的定量评价方法。



李婷婷, 中国石油勘探开发研究院在读硕士研究生。矿产普查与勘探专业, 研究方向为沉积储层地质。主要从事沉积储层特征的研究, 侧重于致密油储层。利用多方法对不同岩石类型的特征进行系统表征和对比, 包括储层微观结构、储集空间、孔隙结构及连通性、储集物性等。



王玉丹, 中国科学院上海应用物理研究所助理研究员。从事同步辐射X射线成像和CT的方法, 及其在地球物理、材料等领域的应用研究。近期利用同步辐射X射线CT技术对碳酸盐岩、页岩等非常规储集岩进行三维成像, 得到其矿物及孔隙的多尺度三维结构和孔隙连通性等。