

文章编号: 0253-2697(2016)10-1309-14 DOI: 10. 7623/syxb201610012

## 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势

卢双舫 薛海涛 王 民 肖佃师 黄文彪 李俊乾 谢柳娟  
田善思 王 森 李吉君 王伟明 陈方文 李文浩 薛庆忠 刘雪峰

(中国石油大学非常规油气与新能源研究院 山东省“致密(页岩)油气勘探开发”协同创新中心 山东青岛 266580)

**摘要:**页岩储层的致密性限制了石油在其中的可动性、可动量,这是制约其勘探开发成效的瓶颈因素。而页岩油的可动性、可动量首先与页岩孔隙、喉道、裂缝及矿物组成密切相关,同时还与油-岩相互作用密切相关。前者事关页岩成储的可能性和机理,后者则事关石油在页岩中的赋存机理。因此,页岩的成储机理、石油在页岩中的赋存机理和石油在页岩中的可动性是页岩油研究中的 3 个关键科学问题;页岩油的富集性与其有机非均质性有关,页岩油的可采性/可压裂改造性与其无机非均质性有关,这是筛选页岩油“甜点”面临的 2 个关键技术问题。认识这 3 个关键的科学问题和 2 个关键的技术问题并建立定量的表征/评价技术是提高页岩油勘探开发成效的关键基础。结合近期的研究和国内外的成果,探讨了页岩油相关的研究现状和趋势,以期能够对推动页岩油理论研究的深入和勘探开发的实质性进展有所裨益。

**关键词:**页岩油;可动性;成储机理;赋存机理;有机非均质性;无机非均质性

**中图分类号:** TE12

**文献标识码:** A

### Several key issues and research trends in evaluation of shale oil

Lu Shuangfang Xue Haitao Wang Min Xiao Dianshi Huang Wenbiao Li Junqian Xie Liujuan  
Tian Shansi Wang Sen Li Jijun Wang Weiming Chen Fangwen Li Wenhao Xue Qingzhong Liu Xuefeng

(Unconventional Oil & Gas and Renewable Energy Research Institute, China University of Petroleum; Collaborative Innovation Center for Exploration and Development of Tight (shale) Oil and Gas in Shandong Province, Shandong Qingdao 266580, China)

**Abstract:** Tightness of a shale reservoir limits movability and movable amount of oil in it, which is a bottleneck factor restricting exploration and exploitation effects. Movability and movable amount of shale oil are closely related to size, distribution, connectivity and mineral composition of pores, pore throats and crevices in shale, as well as oil-rock interaction. The former is related to probability and mechanism of shale reservoir formation, while the latter is related to occurrence mechanism of oil in shale. Therefore, shale reservoir formation mechanism, occurrence mechanism and movability of oil in shale are three key scientific issues in shale oil research; enrichment of shale oil is related to its organic heterogeneity, while recoverability/fracturability of shale oil is related to its inorganic heterogeneity. These are two key technical issues encountered in screening of “sweet spots” in shale oil. Understanding these three key scientific issues and two key technical issues and establishing a quantitative characterization/evaluation technique provide the key basis for improving shale oil exploration and exploitation efficiency. Based on recent studies as well as foreign and domestic research achievements, current situation and trend of shale oil related studies have been discussed in an attempt to propel theoretical study of shale oil and facilitate substantial advance in exploration and exploitation.

**Key words:** shale oil; movability; reservoir formation mechanism; occurrence mechanism; organic heterogeneity; inorganic heterogeneity

**引用:**卢双舫,薛海涛,王民,肖佃师,黄文彪,李俊乾,谢柳娟,田善思,王森,李吉君,王伟明,陈方文,李文浩,薛庆忠,刘雪峰.页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J].石油学报,2016,37(10):1309-1322.

**Cite:** Lu Shuangfang, Xue Haitao, Wang Min, Xiao Dianshi, Huang Wenbiao, Li Junqian, Xie Liujuan, Tian Shansi, Wang Sen, Li Jijun, Wang Weiming, Chen Fangwen, Li Wenhao, Xue Qingzhong, Liu Xuefeng. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1309-1322.

**基金项目:**国家自然科学基金项目(No. 41330313, No. 41172134)、中国石油化工股份有限公司科技攻关项目(P14068)和中央高校基本科研业务费专项资金项目(15CX07004A, 13CX05013A)资助。

**第一作者:**卢双舫,男,1962年6月生,1983年获江汉石油学院学士学位,1993年获石油勘探开发科学研究院博士学位,现为中国石油大学(华东)非常规油气与新能源研究院院长、教授、博士生导师,山东省“致密(页岩)油气勘探开发”协同创新中心主任,主要从事油气地质学和地球化学以及非常规油气地质学的研究工作。Email: lushuangfang@qq.com

**通信作者:**薛海涛,男,1975年6月生,1997年毕业于大庆石油学院,2003年获大庆石油学院博士学位,现为中国石油大学(华东)教授,青岛市“页岩油气勘探开发重点实验室”副主任,主要从事非常规油气地质学方面的研究。Email: 1127888260@qq.com



在美国页岩气勘探开发取得巨大成功的同时<sup>[1]</sup>,美国的勘探实践也证实,页岩油资源同样具有巨大潜力<sup>[1-2]</sup>。借鉴美国页岩气勘探开发的启示和经验,中国近年来对页岩气的勘探和开发也取得了重要的突破<sup>[3-6]</sup>,但由于中国地质条件的复杂性及中美国情的差异,在页岩气的勘探开发上,难以复制美国的成果,还有漫长的道路需要探索<sup>[7]</sup>。而且即使达到美国的技术水平,中国页岩气的产量也难以满足经济发展对能源需求的快速增长,因此亟需对页岩油勘探开发进一步深入研究。

本文中页岩油主要指赋存于以泥页岩为主的层系(如中国东部湖相厚层泥页岩层系)中的石油,其主要富集在成熟度位于油窗阶段的泥页岩和近源的致密砂岩中。中国东部陆相沉积泥页岩发育厚度大、有机质丰度高、热演化程度适中、常含有砂岩薄夹层、埋藏深度普遍浅于 4 000 m,具备形成页岩油的基础<sup>[5,8-13]</sup>。正因为如此,包括胜利、大庆、辽河、南阳、吉林、江汉油田等中国众多东部老油田前期都开展了针对页岩油的研究、评价及勘探工作<sup>[10-19]</sup>。中国中西部也具有良好的页岩油形成条件<sup>[20,21]</sup>。初步研究揭示,中国也具有丰富的页岩油资源。中国石油化工集团公司 2012 年完成的全系统页岩油气资源评价表明,中国石油化工集团公司所属东部油区具有丰富的页岩油资源,如胜利油田面积不到 1 000 km<sup>2</sup> 的渤南洼陷滞留在泥页岩中的石油总量就高达 88 × 10<sup>8</sup> t;中国石油天然气集团公司所属探区也有丰富的页岩油资源,如大庆油田仅齐家—古龙凹陷青山口组泥页岩中的滞留油总量就高达 146 × 10<sup>8</sup> t,吉林油田青山口组一段滞留于泥页岩中的石油总量也达到 156 × 10<sup>8</sup> t<sup>[22]</sup>。此外中国陆相页岩油在湖相页岩盆地连续聚集,初步预测可采页岩油资源量为(30~60) × 10<sup>8</sup> t<sup>[5]</sup>。

事实上,以往常规油气勘探过程中已经揭示了许多泥岩裂缝油藏或油流井的存在<sup>[23-26]</sup>。如东部的渤海湾、松辽、江汉、南襄、苏北盆地,西部的柴达木、吐哈、酒泉、准噶尔、塔里木盆地,中部的四川盆地,部分单井累计产油量可达数万吨。另如胜利油田河 54 井在沙河街组三段下亚段的泥页岩段累计产油 27 896 t,罗 42 井沙河街组三段下亚段的灰褐色油页岩段累计产油 13 605 t<sup>[9]</sup>。据初步统计结果<sup>[9]</sup>,截至 2010 年底,济阳坳陷共有 320 余口探井在页岩中见油气显示,其中 30 余口井获工业油流,页岩油显示广泛分布于济阳坳陷的东营、沾化和车镇等凹陷,其地质层位主要集中在古近系沙河街组四段、沙河街组三段和沙河街组一段生油岩层系中。但近些年来,部分专门针对页岩油部署的钻井(包括水平井),其效果并不如预期,也没有达到

美国页岩油的产能,有些甚至还不如以往直井“无心插柳”钻遇的泥岩(裂缝)油藏。如胜利油田的渤平 1 井,经过两次压裂后初期产量不过 8.22 m<sup>3</sup>/d,并很快降到 1.6 m<sup>3</sup>/d,累计产油量仅约 100 m<sup>3</sup>。即使是效果相对较好、中国陆相页岩油首个重大突破区南阳油田泌阳凹陷的泌页 HF1 井,其泥页岩层分段压裂后获 23.6 m<sup>3</sup>/d 的高产油流<sup>[27,28]</sup>,但产量也很快降到约 1 m<sup>3</sup>/d。而且由于页岩油钻井/作业成本高,目前的产量还远远不具备经济效益。这表明,虽然页岩油资源非常丰富,但页岩油的有效勘探开发还任重道远。这其中的一部分重要原因在于:前期的工作重点放在了钻井、完井、储层改造等实物工作量及工程技术上,有关基础性、科学性的研究并没有跟上,因而无法从机理上解释页岩油勘探开发目前所面临的困局。能否突破、如何突破这一困局是一个需要深刻研究的问题。虽然中国有关油田受页岩气革命鼓舞而兴起的页岩油勘探热潮已经逐渐消退,针对页岩油的勘探基本中止,但关于页岩油的研究并没有停滞,包括国家重点基础研究发展计划(973)、国家重大科技专项以及大量的国家自然科学基金项目都已立项。但是,页岩油开发能否具有效益、下一步研究方向应该如何选择和突破?学术界还有较大的分歧。为了把握页岩油领域的研究方向,便于勘探学家和相关同行能够尽快厘清页岩油领域的研究现状、问题和趋势,并聚焦、突破几个关键瓶颈问题,笔者在梳理国内外的相关研究成果及所属研究团队近 5 年的研究积累和思考的基础上,试图总结并提炼出这一领域需要重点探索、创新突破、深入解决的几个关键问题及发展方向,以期能够对推动页岩油理论研究的深入和勘探开发的实质性进展有所裨益。

## 1 关键问题的提出

### 1.1 关键科学问题

导致页岩油勘探开发落差的主要原因首先与地质条件的差别有关,美国的页岩油其实主要指的是与泥页岩互层的致密油,且一般油质较轻。泥岩裂缝油藏常常发育在砂质含量较高、因而脆性较高的地层中,天然发育的裂缝为石油的相对富集提供了运移通道和储集空间。而中国东部湖相页岩油更多富集在相对较纯的泥页岩中<sup>[10-12]</sup>。那么,在理论上,该类典型的页岩油能否流动?什么条件下可以流动?有多少可以流动?流动机制是什么?流动速率多高?对这些问题,即页岩油的可流动性等问题的回答,事关中国湖相页岩中赋存的极其丰富的页岩油资源能否动用?有多少可以动用?是否可以有效益的动用?如果理论上不具有可



动性或可动条件太过于苛刻或可动量太少,则后续的所有探讨和研究都将失去意义。因此,页岩油的可流动性及其定量表征是页岩油有效勘探开发需要回答的第 1 个关键科学问题。

石油在页岩储层中的可流动性,首先与页岩内孔隙空间的大小、分布及其连通性密切相关。即原来被视为源岩而不是储集层的致密页岩究竟能否作为石油的有效储集层?在什么条件下能,在什么条件下不能?换句话说,需要认识页岩的成储机理、下限及分级评价标准。因此,致密页岩的成储机理及成储下限是有效勘探开发页岩油需要回答的第 2 个关键科学问题。

同时,页岩油的可流动性还与其在页岩中的赋存机理和状态密切相关。不难理解,一般以游离态形式赋存的石油容易流动,吸附态的难以流动。而这又与油分子(相对于孔、喉)的大小、物理-化学性质(密度、黏度)、流-固相互作用(润湿性)及其结合能有关。只有认识了其赋存机理,才能认识不同赋存状态(吸附、游离、溶解)所占的比例及其相互转化条件和定量表征方法。因此,油在页岩中的赋存机理和状态是有效勘探开发页岩油需要回答的第 3 个关键科学问题。

上述关键的科学问题实际上涉及页岩油理论上是否具有可动性、可采性。解决了上述问题之后,勘探家更为关注的是到哪里去开采的问题,即页岩油“甜点”的识别和预测问题。这直接关系到页岩油勘探开发的井位部署及成效。

## 1.2 关键技术问题

所谓页岩油的“甜点”,应该包括 2 个方面的含义:①整体含油背景下相对来说更富含油的“甜点”,不难理解,在其他条件相同的情况下,含油性越好,被有效勘探开发的可能性就越高;②在整体致密、低渗背景下的孔、渗甜点,或可压裂改造性(脆性)甜点,这关系到页岩油的可采性。前者实质上涉及泥页岩中有机质和石油分布的非均质性,后者则是指泥页岩的总体组成(包括孔隙、喉道、裂缝)的非均质性。因此,需要分别将页岩有机非均质性的评价和预测,以及无机非均质性的评价和预测视为页岩油勘探开发中需要解决的第 4 个和第 5 个关键问题。所不同的是,前 3 个问题更偏向于机理、基础,可将其称之为页岩油勘探开发中的关键科学问题,后 2 个问题更偏向于应用和技术,可称之为关键技术问题。

只有客观认识了关键科学问题的机理性和基础性,并建立相应的表征方法,才有可能从理论上阐明页岩油的流动机制、速率、条件及可流动量等问题。而且只有建立了评价和预测页岩有机、无机非均质性的有效技术手段,才有可能提高页岩油勘探开发的效益。

## 2 关键问题的研究现状及发展趋势

对于 3 个方面的科学问题和 2 个方面的技术问题,部分问题国内外已经展开了大量研究并取得了较为深入、系统和客观的认识(如成储机理中页岩储层表征、有机非均质性评价方面),但有的则还处于探索的前期(如页岩油可流动性及赋存机理表征)。

### 2.1 页岩的成储机理

认识页岩的成储机理:①认识页岩的孔隙、喉道、裂缝的大小、分布及连通性;②明确页岩的矿物组成及各类矿物与页岩油的相互作用;③明确孔隙、喉道、裂缝的大小以及油-岩相互作用与页岩油流动性的关系。

就第 1 方面而言,由于泥页岩相对于常规储层具有超低孔/超低渗特征,且富含有机质,因此一直是被作为烃源岩进行研究,学者并不太关心其孔隙、喉道的组成和结构。直到北美地区开始大规模开采页岩气,泥页岩才逐渐被作为储层得到关注和重视。尽管泥页岩非常致密,但一系列高分辨率分析测试技术<sup>[29]</sup>(包括微区高分辨率镜下观测/成像技术,如聚焦离子束抛光-电镜扫描技术 FIB-SEM、场发射扫描 FE-SEM 结合能谱分析 EDS、二次电子 SE/背散射电子 BSE<sup>[30-36]</sup>、微米 CT、纳米 CT 成像技术等;流体法技术<sup>[37-41]</sup>,如高压压汞法 MICP、N<sub>2</sub> 和 CO<sub>2</sub> 低压吸附法 LPA 等;射线法技术,如小角 X 射线散射法 SAXS、小角中子散射 SANS 和超小角中子散射 USANS 等以及核磁共振等)的开发和应用,使得泥页岩中有机、无机纳米级孔隙得到了更为直观的认识。

综合利用这些技术可以发现,页岩中有着丰富的孔隙,从小于 2nm 的微孔到微米级及更大的宏孔都有发育,只不过是其中微小的纳米级孔隙、喉道更为发育,尤其是有机质颗粒内的纳米级孔隙非常发育。纳米级的有机孔隙是泥页岩的重要储集空间<sup>[30-32,42-49]</sup>。不过,由于不同观测方法的原理、分辨率不同,所观测的孔径范围有交叉并且所得观测结果往往并不完全一致,如何将不同方法得到的孔隙、喉道和裂缝分布无缝衔接起来是有待深入研究和探讨的课题。

利用镜下观察技术可以将页岩孔隙分为有机孔隙、无机孔隙和裂缝 3 类。其中有机孔隙主要是有机质生烃(主要是生气)后残留的孔隙,页岩储层中有机孔隙的发育程度受有机质丰度和成熟度控制<sup>[42,45,50]</sup>。当泥页岩 TOC 值为 7% 时,有机质占泥页岩体积的 14%,若热演化中有 35% 的有机碳发生转化,则能净增 4.9% 的有效孔隙度<sup>[42]</sup>。无机孔隙包括粒间孔、粒内孔、黏土矿物层间孔;裂缝包括压裂缝(生烃或



埋深)和矿物收缩缝<sup>[30,31,51]</sup>。但是不同演化阶段、不同页岩的各种孔隙相对贡献不同、控制因素也可能不同,如 Barnett 页岩、Horn River 页岩主要是有机孔隙的贡献, Haynesville 和 Kimmeridge 页岩主要是粒间孔的贡献<sup>[44]</sup>。研究表明孔隙类型、发育分布受成熟度、黏土矿物、有机质含量、有机质类型等众多因素影响。

不过,近年来国内外关于泥页岩储层微观孔隙结构的研究绝大多数是针对成熟度较高的页岩气储层进行的,而针对位于油窗阶段的页岩油储层微观孔隙结构的研究相对较少,其间可能存在的差别有待探讨和揭示。如对有机孔隙在生油阶段是否发育就存在争议: Curits 等<sup>[44]</sup>认为生油阶段不发育有机孔,即使由于干酪根生油产生了有机孔隙,由于颗粒支撑作用较差,溶蚀和压实作用会使得有机孔隙塌陷<sup>[35]</sup>。Reed 等<sup>[52]</sup>则在处于生油阶段的 Barnett 页岩中观测到了有机纳米孔,并且认为其是干酪根有机孔而非热解沥青的有机孔。实际上有机孔隙与有机质显微组分(壳质组、镜质组、惰质组和沥青质)有一定关系,如丝质体本身就发育原生孔隙。可以预期通过今后的研究积累,对于页岩油储层内部的有机、无机孔隙发育程度、形态、演化模式、对总孔隙的贡献、影响因素等以及其在页岩油富集中的作用都会有逐步明晰的认识。

就第 2 方面而言,对页岩矿物组成的确定已经进行过大量的研究,综合利用 X 射线衍射、能谱、扫描电镜及有机地球化学等分析技术,不难确定泥页岩样品中石英、长石、碳酸盐矿物、黄铁矿、黏土矿物及有机质的含量和性质。

可以看出,这些技术的综合应用可以有效地描述和表征页岩储层孔隙、喉道、裂缝的大小、分布、连通性以及页岩的矿物组成。目前的重要发展趋势和方向是在上述表征的基础上,建立包括矿物和孔隙、喉道、裂缝空间分布的 3D 数字岩心,为模拟流体在孔隙空间中的流动、分布等一系列问题奠定基础<sup>[53-55]</sup>,并作为评价烃-岩相互作用和可流动性定量评价的基础,这也是成储机理研究的重要内容和发展方向。

通常,数字岩心构建方法分为 2 大类:①物理实验法,即采用物理方法对岩心进行扫描,利用图像处理算法直接建立三维数字岩心<sup>[56,57]</sup>;②数值重构法,即基于纳米 CT、SEM 技术,应用 MCMC 等方法重构 3D 数字岩心<sup>[58]</sup>。

物理法重构 3D 数字岩心的优点在于逼近实际样品,但突出问题在于,成像精度和样品分析尺寸(视域)之间的矛盾,即分析视域较大时,分辨率低,成像精度

不够,无法刻画细小的孔隙、喉道、裂缝;而高分辨率成像时,分析视域极小,由于页岩普遍存在的非均质性,使结果难以具有代表性。这一矛盾极大的限制了页岩数字岩心的实用性。因此,需要结合页岩全孔径分布、页岩组成与主要孔喉关系以及页岩孔、渗参数等,构建既逼近真实岩心组分及孔隙、喉道、裂缝分布,同时又满足各种宏观参数约束的“全息”(指尽可能的满足从微观到宏观各类参数的约束)数字岩心。不过,对于物质组成及储集空间非均质性较强的页岩,由此构建的数字岩心,并不一定能代表一类岩性或岩相的总体特性。因此,在全息数字岩心构建的基础上,结合数值重构方法,需要利用同类多个样品的分析结果进一步构建既满足多参数约束,又能够代表一类岩性或岩相总体特性的“简约”(“简”是指在满足宏观参数的前提下,所得到的 3D 数字岩心中的矿物组成和孔喉缝分布尽可能简单,以便于后续数值模拟;“约”是指将同一类岩性/岩相样品的共性信息提取出来。因此,“简约”数字岩心不是代表一个具体的样品,而是代表同一类岩性/岩相页岩的整体特性,具有一定的普适性,便于地质推广应用。)数字岩心,使其具有一定的普适性和地质上的可推广应用性。这应代表了目前页岩数字岩心技术领域的发展趋势。

成储机理研究的第 3 方面的内容(烃-岩相互作用及孔隙、喉道、裂缝大小与页岩油流动性的关系)将并入下文讨论。

## 2.2 页岩油的赋存机理、赋存状态及油-岩相互作用

在泥页岩中油气赋存机理及其表征方面,国内外针对页岩气作了大量卓有成效的研究。业已认识到,页岩气可以在天然裂缝和孔隙中以游离方式存在,在干酪根和黏土矿物表面上以吸附状态存在,在水、干酪根和沥青中以溶解状态存在<sup>[34]</sup>,并据此可分别建立吸附气、游离气、溶解气的定量表征理论和技术<sup>[29]</sup>。

不过,针对页岩油的相关研究则还异常薄弱,尤其是定量表征方面的研究近于空白。一般认为,石油在页岩储层主要是以吸附态和游离态 2 种形式存在,吸附态石油存在于有机质内部、表面以及矿物基质表面;游离态石油则存在于孔隙和裂缝中,少量石油还能以溶解态存在于亲油的有机质生烃残留孔中<sup>[59,60]</sup>。不过,与气体从游离态变成吸附态时从气态变成固态不同,吸附态与游离态的页岩油可能并没有明显的区别或界线。也有学者利用场发射环境扫描电镜结合能谱数据验证来观测致密砂岩(非泥页岩)中岩石孔喉表面液态烃赋存状态<sup>[61]</sup>,或通过表面物理化学理论推断,存在孔隙介质孔道/喉道中间的流体受到的固-液界面作用小,在一定条件下可近似于游离态流体,而孔隙介



质表面的流体在介质表面会发生物理化学反应,形成一层边界流体或者束缚流体<sup>[62]</sup>。但是,这些研究并没有指明给定页岩体系页岩油的优先赋存位置和孔隙尺寸、以及不同赋存状态的相对比例。

根据前人对固-液表面的实验结果,可以推论,吸附态与游离态石油应存在 2 个方面差异:①随着与孔喉表面距离的不同,吸附态石油密度存在规律性变化,而游离态石油密度不变(此现象在水银填充碳纳米管的分子动力学模拟中已被观察到<sup>[63]</sup>);②吸附态石油分子在孔喉表面定向排列,形成“类固层”(此现象在蓝宝石表面液态铝的 X 射线衍射实验中已被观察到<sup>[64]</sup>)。储层亲油性越强,石油在其表面的黏附力越大,吸附厚度越大,游离态比例越小,可动量越小。不过,由于页岩及页岩油组成复杂,页岩油分子之间还存在着相互作用,如何来定量表征页岩油的吸附状态、吸附量、不同赋存状态页岩油的含量/比例、不同赋存状态相互转换的条件等,目前还缺少针对性和有效的研究及表征。

除了其他因素之外,页岩油的赋存与石油-水-岩石之间的相互作用密切相关,这种相互作用表现为与界面现象有关的石油、水、岩石之间的界面张力,界面张力则直接影响到润湿、吸附/解吸过程。因此,体现油-岩相互作用结果的润湿性是影响页岩油赋存状态的重要因素之一,而吸附/解吸则与赋存状态的相互转化规律相关。虽然在油藏工程方面较早、较多开展过有关的分析和研究<sup>[65,66]</sup>,但过去的主要评价对象是砂岩而非泥页岩储层,加上润湿性又受多方面因素的影响<sup>[27,60]</sup>,包括:①矿物组成<sup>[66]</sup>;②油、水性质<sup>[65,67,68]</sup>③液滴尺度及孔喉尺度和曲率<sup>[69-71]</sup>;④孔喉表面物理化学性质<sup>[65,67]</sup>;⑤温度、压力条件<sup>[65]</sup>。这使得目前对泥页岩润湿性及其对页岩油赋存状态影响的认识还非常零散和初步,有待于大力加强。

事实上,由于页岩物质、孔喉、页岩油的组成及其排列组合的复杂性,实验室内的润湿性分析可能难以覆盖和揭示复杂的油-岩相互作用。因此利用数值模拟技术是解决难题的思路之一。

在纳米材料领域,分子力学和分子动力学模拟技术已经被成功应用于计算纳米材料的物理特性<sup>[72]</sup>、润湿特性<sup>[73]</sup>、吸附特性<sup>[74]</sup>、传输特性<sup>[75]</sup>等。近年来,国内外已有部分学者开始探讨将这一技术引入描述和表征甲烷在页岩内的吸附现象或甲烷水合物的稳定性<sup>[76]</sup>。利用分子动力学进行的初步研究也表明<sup>[77]</sup>,液态烃在孔隙、裂缝内的密度分布并不均匀,由于吸附作用的结果,靠近固体壁面的密度较大(可以认为吸附层内的烷烃分子以固体或“类固体”形式存在),并出现 3

个相对高峰,可能对应 3 个吸附层(文献[77]中图 3)。因此,这一技术具有在页岩油的润湿、吸附及赋存状态和吸附机理表征中的应用前景!

不过与可动性评价相似,数值模拟(分子力学和分子动力学)的结果还需要接受相关实验的检验和校正:分子模拟中固-油之间力场、势场参数是左右模拟结果的关键参数,其选取是否合适,需要由数值模拟的结果与同样条件下的实验结果是否接近来界定。因此,相关的实验分析是研究深入的基础。

### 2.3 页岩油的可流动性、可动量及其表征

泥页岩中含有丰富的石油已经是工业界和学术界的共识,但其可流动性及可动量还广受质疑,是该领域目前最为薄弱的研究环节。

关于页岩中石油的可动油量评价,目前首先考虑的是借用评价砂岩和致密砂岩中可动油/可动油饱和度的研究技术<sup>[78-81]</sup>,主要包括 3 个方面:①通过核磁共振技术测定岩石的  $T_2$  弛豫时间谱来反映可动油的饱和度;②通过驱替实验来评价岩石中的可动油;③通过分析冲洗带和原状地层含水饱和度来评价可动油。但由于页岩储层更小的孔喉结构和更强的烃-岩相互作用,这些技术在页岩储层中应用的可行性和有效性还有待进一步探讨、明确和改进。如驱替实验难以进行;孔喉小到一定程度之后,核磁参数的物理意义可能会有改变等。

至于页岩油的流动性/渗流特征的定量表征,是一个难度更大的课题。常规储层中油气的流动性可以由达西定律较好的表征<sup>[82]</sup>,但泥页岩储层的微-纳米级孔隙比较发育,具有超低孔/超低渗和富含有机质的特点,且液-固作用复杂,一些在常规宏观-介观尺度流动中可以忽略的因素(如速度滑移、表面力和静电力),逐渐开始在流动中占据主导地位,从而导致许多比较特殊的微-纳尺度流动现象。这些现象用常规的流体力学理论难以解释,因此针对页岩纳米级孔隙结构中流体流动规律进行的研究大多存在局限性,也可以说,迄今仍缺少有效的描述和表征方法。

但是,分子动力学模拟技术目前已经在纳米材料的流-固吸附中展示了巨大的应用潜力<sup>[72]</sup>。同时,基于分子动力学理论、原格子气元胞自动机发展起来的格子 Boltzmann(LBM)数值方法是一种典型的微观方法,其不受连续性假设的限制,可以模拟多孔介质中微细管道中的流动、滑脱效应等<sup>[54,55,83]</sup>。这些正好适合致密页岩储层的特点,应该可以被引入页岩油的研究当中。同时,格子 Boltzmann 方法与其他数值计算方法相比,具有计算效率高、边界条件容易实现等优点,这也代表了该领域重要的发展方向和趋势。事实上,



已经有不少国内外学者正在探讨该方法在页岩气中应用的可行性和有效性<sup>[54,55]</sup>,但目前还鲜有其在页岩油中应用的探讨。而该方法若被成功引入到页岩油的研究中,则有望从分子动力学理论和 LBM 方法的角度,建立可同时描述和表征油-岩吸附、渗流的技术,并可评价页岩中石油的可流动性及其与页岩组成、孔喉大小及分布的关系,从而可以进一步建立页岩油储层的下限及分级评价标准,这也有助于对页岩成储机理的理解和认识。就可动量评价而言,如果确定吸附态是不可动的部分,游离态是理论上具有可动性的部分,则由分子动力学模拟得到的吸附层厚度结合孔径大小,就可能定量评价得到可动部分所占的比例。笔者等目前正在利用分子动力学技术模拟不同的原油组分(气态烃、液态饱和烃、芳烃、非烃、沥青质)在不同矿物(石墨烯——近似代表有机质、黏土、石英、高岭石等)上的吸附行为及速度场分布。此外,一些国内外学者也使用分子动力学直观模拟了烃类分子在狭缝中流动,初步揭示了这一方向的研究潜力<sup>[77]</sup>。格子 Boltzmann 模拟,目前在致密砂岩油中已经得到了较多的应用<sup>[71]</sup>,但由于页岩及页岩油的组成极其复杂,目前的分子动力学模拟和格子 Boltzmann 模拟还难以在各方面都逼

近地质实际。另外,从纳观—微观尺度的模拟到地质尺度的实际应用还有一段距离需要跨越。

页岩成储机理、页岩油的赋存机理、页岩油的可流动性这 3 个方面科学问题之间的逻辑关系可以用图 1 给予归纳和总结。从图 1 中可以看出,这三者之间不是相互孤立的,而是相互关联、有机联系的:描述并定量表征泥页岩的组成和孔喉、喉道、裂缝的分布并非成储机理研究的全部内容,甚至不是核心研究内容,而只是成储机理研究的基础。只有结合烃-岩相互作用和流体可动性研究,明确了孔喉大小和矿物组成与可流动性之间的关系,并由此建立了页岩成储的下限,才算是真正认识了其成储机理;页岩油赋存机理和状态的研究需要在岩石组分及孔喉表征的基础上,通过油-岩相互作用实验和数值模拟(分子动力学和格子 Boltzmann 方法)的结合,才能有效认识并定量表征;虽然从现有的分析来看,分子动力学和格子 Boltzmann 模拟似乎是仅有的可以定量表征石油在致密页岩中可动性的有效方法,但其也需要以储层表征和油-岩相互作用研究所得到的认识作为模拟的初始条件和边界条件,并接受实验模拟的校正和检验,同时也服务于成储机理和赋存机理的研究。

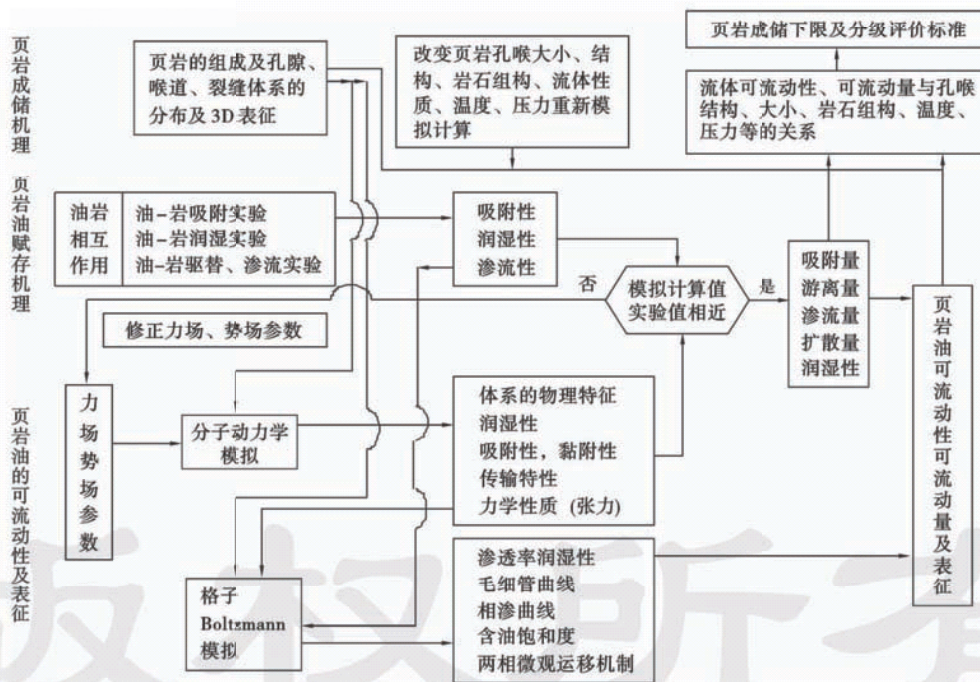


图 1 页岩成储机理、页岩油赋存机理及可动性研究之间的相互关系

Fig. 1 Relationship among the studies of formation mechanism of shale reservoir, occurrence mechanism and movability of oil in shale

从图 1 中可以看出,分子动力学模拟除了要认识致密岩石的矿物组成、孔喉结构之外,还要设定烃-岩之间的力场和势场参数(这又与油的组成、性质,岩石

的组成性质以及烃-岩相互作用有关)。如果模拟计算所得到的体系润湿性、吸附性、黏附性、传输特性、力学性质等与烃-岩相互作用实验所得到的结果相近,则说



明所设定的烃-岩分子间力场、势场参数正确,即所得结果可以用于进行吸附量、游离量、渗流量、扩散量、润湿性等的模拟计算。否则,需要重新调整烃-岩分子间的力场、势场参数,重新进行模拟计算,直到计算值与实验值相近为止。进一步可由此计算该矿物组成和孔喉结构条件下石油的可流动性和可流动量。改变页岩矿物组成、孔喉组成、石油的组成及温度、压力条件,可以评价不同条件下石油的可流动性和可流动量,而流动性基本丧失的临界点对应的即是成储下限,流动性明显改善的点对应的则是分级界限。

#### 2.4 有机非均质性的评价和预测

由于构造、气候、物源、埋深等条件的变化导致的沉积环境、有机质输入、成熟演化及生排烃的差异,页岩中有机质的丰度、类型、成熟度及含油量在纵向和平面上都表现出明显的差异。客观评价/有效预测有机质、尤其是含油性丰富的层段和区域,是准确布井并提高页岩油勘探开发效益的基础。

批量取样并进行系统的实验室分析(TOC、氯仿沥青“A”、热解参数  $S_1$ 、含油饱和度等)无疑是评价有机非均质性最为精确的方法。但受分析费用、分析周期、尤其是可供分析的样品数量制约,实测数据总是少于描述页岩含有机质及含油性非均质性的需要。不过,由于有机质的发育特征对众多测井响应(如声波时差、电阻率、中子、密度、自然伽马等)都有明显的影响,加上测井资料的连续性、较高的分辨率,使利用测井资料来评价烃源岩中有机质的非均质性成为可能。事实上,近年来,测井地球化学的原理和技术(最为重要的是  $\Delta\log R$  模型)已经在常规油气勘探中评价源岩的 TOC 非均质性方面得到了较为广泛、成功的探索和应用<sup>[84]</sup>。不过,虽然由于:①高丰度(通常类型较好)的源岩生烃量大,②高丰度有机质有利于页岩油的吸附(有机质对石油的吸附能力远远高于无机矿物),③高丰度有机质可以为游离油提供储集空间(高丰度有机质在生烃缩聚同时,形成大量微孔,为残留油提供储集空间)等方面的原因,残余有机碳(TOC)的高低,可以在一定程度上反映烃源岩的含油量,但受源岩排烃、演化及无机矿物组成等因素的影响,TOC 显然不如氯仿沥青“A”和热解参数  $S_1$  能够更为直观地反映含油量的变化。而从原理上讲,氯仿沥青“A”和  $S_1$  等的含量变化同样会在测井响应上得到反映,这为利用测井资料直观评价页岩中的含油性提供了可能。通过初步研究揭示,利用密集取样井的分析资料标定测井评价模型,然后将模型推广应用到没有实测样品但有测井资料的邻区。不过,到目前为止,该方面的报导还相对较少。同时,近期的研究也显示<sup>[14,84,85]</sup>,通过将

$\Delta\log R$  模型中的经验叠合系数从 0.02 到计算机自动优化求取、基线值的选取从人工到计算机自动优化选取及在模型中引入新的测井曲线(如密度)等的改进措施,目前广泛应用的评价 TOC 模型的精度还能进一步提高。这也代表了页岩有机质非均质性评价研究的发展趋势。

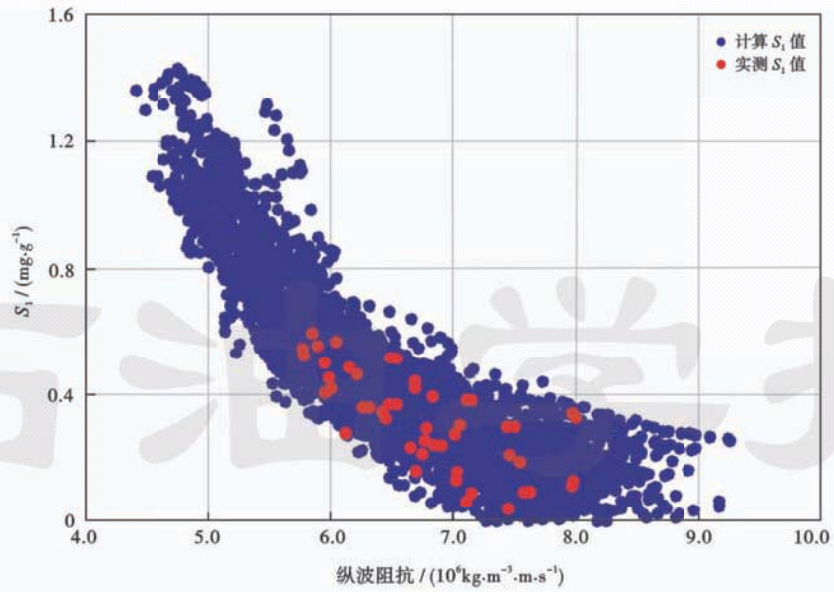
当然,勘探家更感兴趣的是页岩有机非均质性的预测。从原理上,富含有机质页岩表现出高声波时差、低密度的特征,因此在地震剖面上应该具有不同的响应特征。根据这些特征,利用地震相、属性提取及波阻抗反演方法可定量预测 TOC、 $S_1$  等的非均质性,并刻画其空间分布。通过在松辽盆地南部地区的初步应用成果(图 2),可以展示上述原理应用的可能性。但该区较好的应用效果与研究区埋深较浅、信噪比较高有关。在埋深较大或地质条件复杂区的应用效果还有待突破、改进。在页岩含油气性检测、TOC 预测等方面,蕴涵丰富信息的叠前地震资料可能有更大的用武之地。利用含有丰富信息的叠前地震数据,在测井资料的约束下,开展叠前地震弹性参数反演,得到高精度的、能够反映储层横向变化的纵、横波速度。并在此基础上,得到流体因子剖面、纵/横波速度比剖面、泊松比剖面和储层厚度剖面等,可以为地质解释人员提供更丰富的信息,提高钻井成功率、降低勘探风险。在这方面国内外目前已经取得了一些初步成果,如陈祖庆<sup>[86]</sup>就利用地震叠前反演技术成功建立了四川焦石坝地区 TOC 与地层页岩密度之间的关系,可用于预测页岩中的 TOC 含量。张广智等<sup>[87]</sup>基于杨氏模量与密度乘积、泊松比和密度的叠前纵、横波联合反演可以获得更加精确的弹性参数,为页岩储层识别和流体预测提供可靠的依据。这应该代表了页岩有机非均质性预测的发展趋势,预期近期将会得到不断的改进、完善和更多的推广应用<sup>[88-90]</sup>。

#### 2.5 无机非均质性的评价和预测

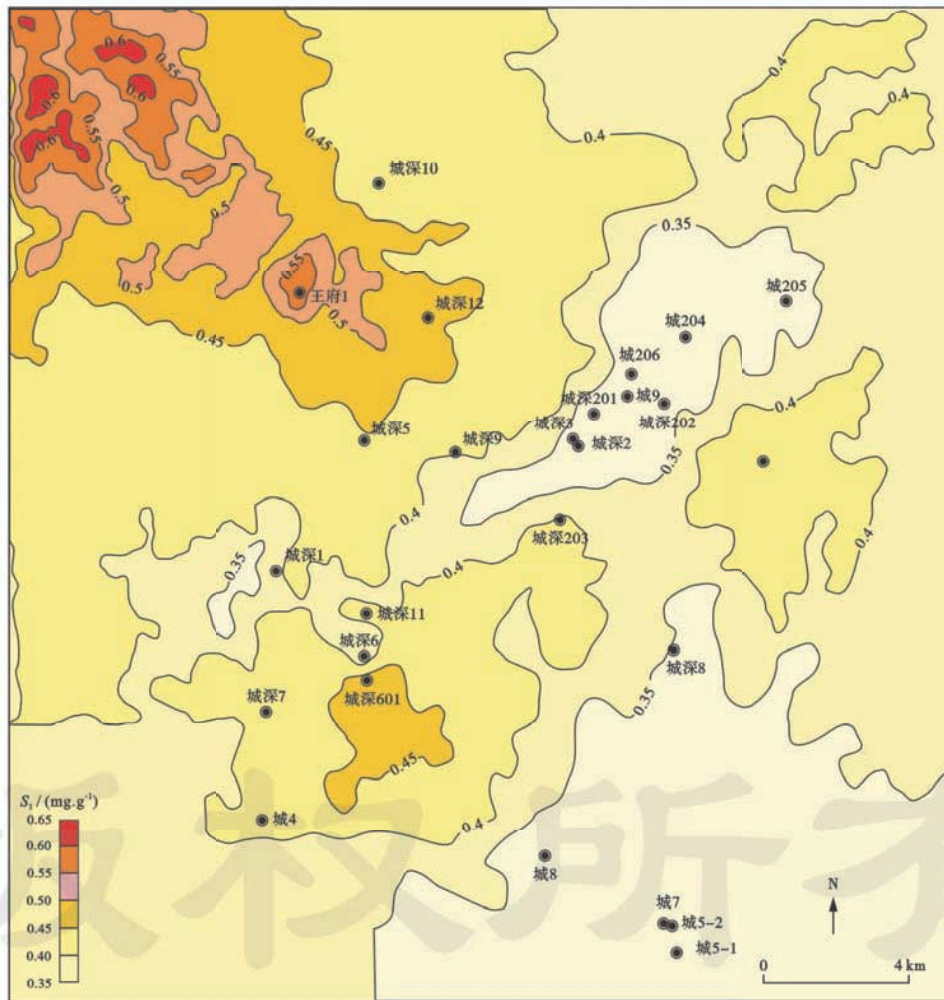
基于同样的道理,页岩的矿物组成(反映页岩的脆性/可压裂改造性)同样存在明显的非均质性。认识这种无机非均质性是合理选择可压裂区块,提高页岩油开发效益的前提<sup>[91,92]</sup>。与有机非均质性的评价类似,无机非均质性的评价原理上也可以利用实验室分析技术来完成<sup>[93]</sup>。例如通过 X 射线衍射、扫描电镜等确定页岩的总体矿物组成后,石英、钙质等脆性矿物含量高的层段/区块可压裂性高。通过岩石力学参数测量,杨氏模量高、泊松比低的页岩具有较高的可压裂性。但实验室分析方法虽然精确但难以推广应用,且缺少预测功能。

老区丰富的测井资料始终蕴含有大量的待发掘信息。从原理上讲,不同的矿物(包括有机质)总会在





(a) 计算值与实测值对比



(b) 青山口组  $S_1$  平面分布

图2 利用地震资料预测  $S_1$  及其平面分布(王府断陷)

Fig. 2 Forecasting the pyrolysis parameter  $S_1$  and its horizontal distribution in Wangfu fault sag



声波、电阻率、自然伽马、密度、中子、元素等测井上有不同的响应,其应该可以在一定程度上反映页岩的矿物组成,从而可以反映页岩的脆性/可压裂性。例如,ECS 元素俘获能谱测井通过解谱可以得到 H、Cl、Si 等元素的相对含量,通过元素丰度和矿物含量间的关系可以计算得到方解石、白云石、石英、长石和黄铁矿等矿物的含量,从而有助于认识页岩的可压裂改造性。但由于元素测井价格较高,一般应用较少,因此难以成规模应用。横波测井结合纵波测井不难反演得到页岩的杨氏模量和泊松比,由此也可以确定页岩的可压裂性。但由于横波测井一般实测较少,也难以大规模推广应用。因此,研究者自然只能聚焦于常规的测井资

料上。

由于页岩中矿物太多,很难通过常规测井资料确定出全部的矿物组成。目前通常的做法是大类组合,将其分为孔隙、有机质、塑性较高的黏土矿物和脆性较高的其他矿物。在此基础上,建立测井评价矿物组成的模型(如多矿物体积模型或经验公式),利用密集取样实验室分析资料标定评价模型(多矿物模型的待定参数或经验公式的待定系数)。之后将标定所得模型用于邻井区推广应用。图 3 为近期在松辽盆地北部建模井和验证井的应用效果。目前很多学者也都进行了相关领域的探索,并取得了一定的效果,但其反演精度还有待进一步提高<sup>[94,95]</sup>。

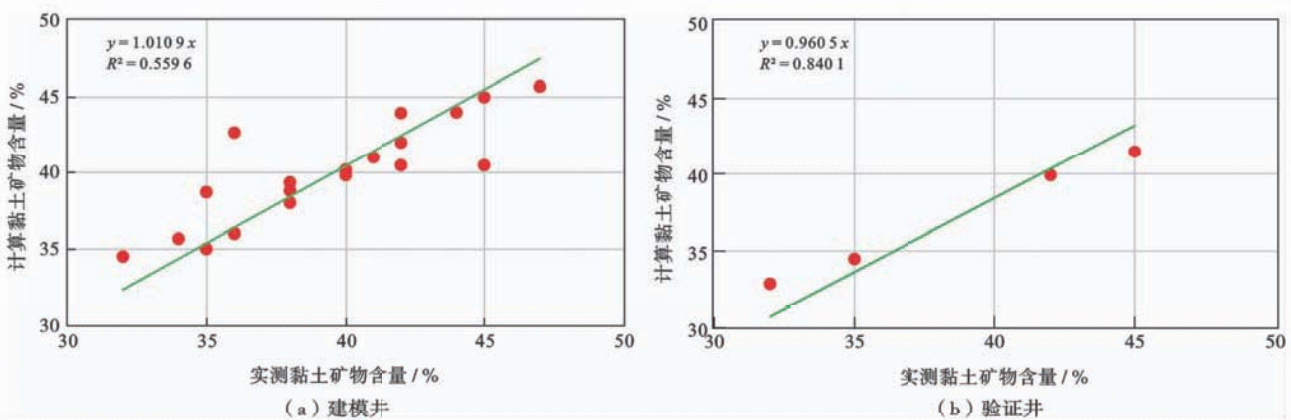


图 3 松辽盆地评价黏土矿物含量的效果

Fig. 3 Relationship between measured values of clay minerals and calculated ones using log data

利用测井资料也可以直接获取岩石力学参数或评价天然裂缝的发育分布,从而评价页岩储层的可压裂改造性。获取岩石力学参数需要利用一个重要参数——横波速度,而在常规测井中该项指标无法直接获得,这就增大了利用常规测井评价岩石力学参数的难度<sup>[96,97]</sup>。计算横波速度最常用的方法就是统计回归其经验公式<sup>[98]</sup>,但该方法具有一定的经验性和区域性,难以推广。Xu 和 White<sup>[99]</sup>基于 Biot-Gassmann 方程和 Kuster-Toksöz 模型及差分等效介质理论 (DEM),提出的一种利用孔隙度和泥质含量估算泥质砂岩纵波和横波速度的方法,即 Xu-White 模型。该模型首先利用 Kuster-Toksöz 模型<sup>[100]</sup>求取岩石骨架弹性模量,然后基于 Gassmann 方程,计算包含孔隙流体岩石的等效体变模量和剪切模量,并进一步计算纵波和横波速度。在此基础上,不难计算得到泥页岩的杨氏模量和泊松比,由此可以评价页岩的脆性/可压裂性的非均质性。

同样,无机非均质性的地震预测是勘探家更为期待解决的问题。泥页岩层系(尤其是裂缝发育层段)存在明显的各向异性,因而单井资料难以准确描述泥页

岩力学参数的空间分布特征。虽然叠后地震道反演易造成地震波 AVO 特性消失和振幅解释的假象,但叠前地震资料包含地震波纵、横波速度和其他岩性信息,尤其随着叠前弹性阻抗反演技术的提出,很好地融合了叠后反演和叠前 AVO 反演的优点,将波阻抗反演技术应用到 AVO 角度叠加数据并与岩石物理参数联系起来。利用测井约束、属性分析等技术由地震资料预测页岩无机非均质性的一个重要研究方向,与前述技术相比,还是一个相对薄弱的研究环节,因而也是目前国内外众多研究团队正在大力攻关探索、有待突破的方向<sup>[87-90]</sup>。

从地质的角度来看,页岩在纵向及平面上的有机、无机非均质性,一方面与构造背景、古气候、物源、生物发育等因素决定的沉积环境有关,另一方面与其成岩作用有关。两者的结合决定了细粒沉积的形成机理及富有机质页岩的发育、分布和演化。因此,上述评价和预测,需要结合层序地层学分析、沉积(微)相分析来进行,并受其约束和验证。因此需要加强页岩层系的精细层序地层学分析和沉积微相研究(常规油气勘探中,沉积微相研究主要针对砂体发育的地层来进行)。这



也应该是页岩油评价亟待加强的领域和代表发展趋势的研究方向。由于本文是从页岩油评价的关键科学和技术问题来展开论述的,因此没有再进行讨论。

### 3 结 论

(1) 页岩孔隙、喉道、裂缝及矿物组成的定量表征是成储机理研究的基础,下一步的研究方向是需要建立“全息”、“简约”、有一定普适性的数字岩心。同时,还应结合油-岩相互作用(赋存机理)和流体可动性研究,认识孔喉大小、矿物组成与可流动性之间的关系,并由此明确了页岩成储的下限,才能真正认识其成储机理。

(2) 页岩油赋存机理和状态的研究需要在岩石组分及孔喉表征的基础上,通过油-岩相互作用实验和数值模拟(分子动力学和格子 Boltzmann 方法)的结合,才能有效认识并定量表征;数模需要接受实验的检验和校正,当然两者最终都需要与地质实例解剖相结合,经受实践的检验。

(3) 页岩油可动性、可动量的评价是页岩油领域最为薄弱,但事关页岩油能否突破的关键。应用纳米学科的理论和技术结合实验可能是有效的思路和途径。对其认识和表征需要以储层表征和油-岩相互作用研究所得认识作为数值模拟(分子动力学和格子 Boltzmann 方法)的初始条件和边界条件,并接受实验模拟的校正和检验,同时也服务于成储机理和赋存机理的研究。

(4) 由丰富的测井资料来建立、由实验室分析资料来标定评价页岩有机非均质性和无机非均质性的模型具有可行性和有效性,这可以有效服务于识别页岩油的“甜点”(页岩油的富集性和可采性/可压裂改造性)。而由地震资料尤其是叠前地震资料来预测页岩地层的有机非均质性和无机非均质性,已经展示了良好的前景,但反演精度还有待于进一步提高。

### 参 考 文 献

- [1] Sieminski A. Petroleum, energy markets, forecasts. Presentations for 2015 (U. S. EIA) [EB/OL]. [2015-11-16]. <http://www.eia.gov/pressroom/presentations.cfm?year=2015>.
- [2] 罗承先. 页岩油开发可能改变世界石油形势[J]. 中外能源, 2011, 16(12): 22-26.  
Luo Chengxian. Shale oil development may change the landscape in the world's oil market[J]. Sino-Global Energy, 2011, 16(12): 22-26.
- [3] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.  
Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [4] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. 连续型油气藏形成条件与分布特征[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 324-331.  
Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 324-331.
- [5] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385-399.  
Zou Caineng, Zhang Guosheng, Yang Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon; on unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385-399.
- [6] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报, 2015, 89(6): 979-1007.  
Zou Caineng, Yang Zhi, Zhu Rukai, et al. Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies[J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(6): 979-1007.
- [7] 查全衡. 开发页岩气中国只能走自己的路[J]. 科技信息: 石油与装备, 2013(增刊): 54.  
Zha Quanheng. Take our own road to develop China shale gas[J]. Petroleum & Equipment, 2013(Supplement): 54.
- [8] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 249-256.  
Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, Chen Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources; discussion and application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 249-256.
- [9] 张林晔, 李钜源, 李政, 等. 北美页岩油气研究进展及对中国陆相页岩油气勘探的思考[J]. 地球科学进展, 2014, 29(6): 700-711.  
Zhang Linye, Li Juyuan, Li Zheng, et al. Advances in shale oil/gas research in North America and considerations on exploration for continental shale oil/gas in China[J]. Advances in Earth Science, 2014, 29(6): 700-711.
- [10] 张林晔, 包友书, 李钜源, 等. 湖相页岩油可动性——以渤海湾盆地济阳凹陷东营凹陷为例[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 641-649.  
Zhang Linye, Bao Youshu, Li Juyuan, et al. Movability of lacustrine shale oil; a case study of Dongying sag, Jiyang depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 641-649.
- [11] 张林晔, 李钜源, 李政, 等. 湖相页岩有机储集空间发育特点与成因机制[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2015, 40(11): 1824-1833.  
Zhang Linye, Li Juyuan, Li Zheng, et al. Development characteristics and formation mechanism of intra-organic reservoir space in lacustrine shales[J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2015, 40(11): 1824-1833.
- [12] 宋国奇, 张林晔, 卢双舫, 等. 页岩油资源评价技术方法及其应用[J]. 地学前缘, 2013, 20(4): 221-228.  
Song Guoqi, Zhang Linye, Lu Shuangfang, et al. Resource evaluation method for shale oil and its application[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(4): 221-228.



- [13] 薛海涛,田善思,卢双舫,等.页岩油资源定量评价中关键参数的选取与校正——以松辽盆地北部青山口组为例[J].矿物岩石地球化学通报,2015,34(1):70-78.  
Xue Haitao, Tian Shansi, Lu Shuangfang, et al. Selection and verification of key parameters in the quantitative evaluation of shale oil; a case study at the Qingshankou Formation, Northern Songliao Basin[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 70-78.
- [14] 黄文彪,邓守伟,卢双舫,等.泥页岩有机非均质性评价及其在页岩油资源评价中的应用——以松辽盆地南部青山口组为例[J].石油与天然气地质,2014,35(5):704-711.  
Huang Wenbiao, Deng Shouwei, Lu Shuangfang, et al. Shale organic heterogeneity evaluation method and its application to shale oil resource evaluation; a case study from Qingshankou Formation, southern Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 704-711.
- [15] 李吉君,史颖琳,章新文,等.页岩油富集可采主控因素分析:以泌阳凹陷为例[J].地球科学——中国地质大学学报,2014,39(7):848-857.  
Li Jijun, Shi Yingling, Zhang Xinwen, et al. Control Factors of enrichment and producibility of shale oil; a case study of Biyang Depression[J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2014, 39(7): 848-857.
- [16] 李吉君,史颖琳,黄振凯,等.松辽盆地北部陆相泥页岩孔隙特征及其对页岩油赋存的影响[J].中国石油大学学报:自然科学版,2015,39(4):27-34.  
Li Jijun, Shi Yinglin, Huang Zhenkai, et al. Pore characteristics of continental shale and its impact on storage of shale oil in northern Songliao Basin[J]. Journal of China University of Petroleum; Edition of Natural Sciences, 2015, 39(4): 27-34.
- [17] 王文广,郑民,王民,等.页岩油可动资源量评价方法探讨及在东濮凹陷北部古近系沙河街组应用[J].天然气地球科学,2015,26(4):771-781.  
Wang Wenguang, Zheng Min, Wang Min, et al. The discussion of the evaluation method of shale oil movable resources amount and Palaeogene Shahejie Formation application effect in the northern of Dongpu depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(4): 771-781.
- [18] 宁方兴.济阳拗陷页岩油富集主控因素[J].石油学报,2015,36(8):905-914.  
Ning Fangxing. The main control factors of shale oil enrichment in Jiyang depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(8): 905-914.
- [19] 姜在兴,张文昭,梁超,等.页岩油储层基本特征及评价要素[J].石油学报,2014,35(1):184-196.  
Jiang Zaixing, Zhang Wenzhao, Liang Chao, et al. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 184-196.
- [20] 梁世君,黄志龙,柳波,等.马朗凹陷芦苇沟组页岩油形成机理与富集条件[J].石油学报,2012,33(4):588-594.  
Liang Shijun, Huang Zhilong, Liu Bo, et al. Formation mechanism and enrichment conditions of Lucaogou Formation shale oil from Malang sag, Santanghu Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 588-594.
- [21] 杨华,李士祥,刘显阳.鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J].石油学报,2013,34(1):1-11.  
Yang Hua, Li Shixiang, Liu Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 1-11.
- [22] 卢双舫,王民,薛海涛,等.泥页岩油气成藏规律与资源潜力评价[R].青岛:中国石油大学,2013.  
Lu Shuangfang, Wang Min, Xue Haitao, et al. Accumulation and resource potential of shale oils[R]. Qingdao: China University of Petroleum, 2013.
- [23] 曾立声.松辽盆地新北区地区泥岩裂缝油气藏的成因及分布[J].大庆石油地质与开发,1986,5(4):25-28.  
Zan Lisheng. Origin and distribution of shale fractured reservoirs in Xinbei area, Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1986, 5(4): 25-28.
- [24] 陈弘.泥岩裂缝油气藏勘探状况[J].中外科技情报,2006(20):4-20.  
Chen Hong. Current exploration situation of fractured mudstone reservoir[J]. Chinese and Foreign Scientific and Technological Information, 2006(20): 4-20.
- [25] 宁方兴.东营凹陷现河庄地区泥岩裂缝油气藏形成机制[J].新疆石油天然气,2008,4(1):20-25.  
Ning Fangxing. Mechanism of mudstone fracture reservoir forming in Xianhezhuang oilfield in Dongying depression[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2008, 4(1): 20-25.
- [26] 黄志龙,马剑,吴红烛,等.马朗凹陷芦苇沟组页岩油流体压力与初次运移特征[J].中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(5):7-11.  
Huang Zhilong, Ma Jian, Wu Hongzhu, et al. Fluid pressure and primary migration characteristics of shale oil of Lucaogou Formation in Malang sag[J]. Journal of China University of Petroleum; Edition of Natural Sciences, 2012, 36(5): 7-11.
- [27] 张金川,林腊梅,李玉喜,等.页岩油分类与评价[J].地学前缘,2012,19(5):322-331.  
Zhang Jinchuan, Lin Lamei, Li Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 322-331.
- [28] 马永生,冯建辉,牟泽辉,等.中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展[J].中国工程科学,2012,14(6):22-30.  
Ma Yongsheng, Feng Jianhui, Mu Zehui, et al. The potential and exploring progress of unconventional hydrocarbon resources in SINOPEC[J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6): 22-30.
- [29] 邹才能,陶士振,侯连华,等.非常规油气地质学[M].北京:地质出版社,2014:188-211.  
Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, et al. Unconventional petroleum geology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2014: 188-211.
- [30] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79(12): 848-861.
- [31] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6):



- 1071-1098.
- [32] Slatt R M, O'Brien N R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales; contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks[J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95(12): 2017-2030.
- [33] Curtis M E, Ambrose R J, Sondergeld C H, et al. Transmission and scanning electron microscopy investigation of pore connectivity of gas shales on the nanoscale[R]. *SPE 144391*, 2011.
- [34] Curtis M E, Cardott B J, Sondergeld C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 103: 26-31.
- [35] Fishman N S, Hackley P C, Lowers H A, et al. The nature of porosity in organic-rich mudstones of the Upper Jurassic Kimmeridge Clay Formation, North Sea, offshore United Kingdom [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 103: 32-50.
- [36] Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D A, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(2): 177-200.
- [37] Mastalerz M, He Lilin, Melnichenko Y B, et al. Porosity of coal and shale; insights from gas adsorption and SANS/USANS techniques[J]. *Energy & Fuels*, 2012, 26(8): 5109-5120.
- [38] Mastalerz M, Schimmelmann A, Drobnik A, et al. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across a maturation gradient; insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(10): 1621-1643.
- [39] 田华, 张水昌, 刘少波, 等. 压汞法和气体吸附法研究富有机质页岩孔隙特征[J]. *石油学报*, 2012, 33(3): 419-427.  
Tian Hua, Zhang Shuichang, Liu Shaobo, et al. Determination of organic-rich shale pore features by mercury injection and gas adsorption methods[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2012, 33(3): 419-427.
- [40] 杨峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征[J]. *石油学报*, 2013, 34(2): 301-311.  
Yang Feng, Ning Zhengfu, Hu Changpeng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2013, 34(2): 301-311.
- [41] 黄振凯, 陈建平, 王义军, 等. 利用气体吸附法和压汞法研究烃源岩孔隙分布特征——以松辽盆地白垩系青山口组一段为例[J]. *地质论评*, 2013, 59(3): 587-595.  
Huang Zhenkai, Chen Jianping, Wang Yijun, et al. Pore distribution of source rocks as revealed by gas adsorption and mercury injection methods; a case study on the first Member of the Cretaceous Qingshankou Formation in the Songliao Basin[J]. *Geological Review*, 2013, 59(3): 587-595.
- [42] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas systems; the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 475-499.
- [43] Jarvie D M. Unconventional shale resource plays; shale-gas and shale-oil opportunities[R]. Fort Worth, Texas; Energy Institute, Texas Christian University, 2008.
- [44] Curtis M E, Sondergeld C H, Ambrose R J, et al. Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(4): 665-677.
- [45] Modica C J, Lapierre S C. Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation; example from the Mowry shale in the Powder River Basin of Wyoming[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(1): 87-108.
- [46] Clarkson C R, Jensen J L, Pedersen P K, et al. Innovative methods for flow-unit and pore-structure analyses in a tight siltstone and shale gas reservoir[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(2): 355-374.
- [47] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. *岩石学报*, 2011, 27(6): 1857-1864.  
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. First discovery of nanopore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [48] Milner M, McLin R, Petriello J. Imaging texture and porosity in mudstones and shales; comparison of secondary and ion-milled backscatter SEM methods[R]. *SPE 138975*, 2010.
- [49] Sondergeld C H, Ambrose R J, Rai C S, et al. Micro-structural studies of gas shales[R]. *SPE 131771*, 2010.
- [50] Chen Fangwen, Lu Shuangfang, Ding Xue. Organoporosity evaluation of shale; a case study of the Lower Silurian Longmaxi Shale in Southeast Chongqing[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(Supplement 1): 5-7.
- [51] Chalmers G R, Bustin R M, Power I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses; examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1099-1119.
- [52] Reed R M, Loucks R G, Ruppel S C. Comment on "Formation of nanoporous pyrobitumen residues during maturation of the Barnett Shale (Fort Worth Basin)" by Bernard et al. (2012) [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2014, 127: 111-113.
- [53] 姚军, 赵秀才. 数字岩心及孔隙级渗流模拟理论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.  
Yao Jun, Zhao Xiaocai. Digital core and pore-level seepage simulation theory[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [54] 张磊, 姚军, 孙海, 等. 利用格子 Boltzmann 方法计算页岩渗透率[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2014, 38(1): 87-91.  
Zhang Lei, Yao Jun, Sun Hai, et al. Permeability calculation in shale using lattice Boltzmann method[J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Sciences*, 2014, 38(1): 87-91.
- [55] 张磊, 姚军, 孙海, 等. 基于数字岩心技术的气体解析/扩散格子 Boltzmann 模拟[J]. *石油学报*, 2015, 36(3): 361-365.  
Zhang Lei, Yao Jun, Sun Hai, et al. Lattice Boltzmann simulation of gas desorption and diffusion based on digital core technology[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2015, 36(3): 361-365.
- [56] Wang Yu, Pu Jie, Wang Lihua, et al. Characterization of typical 3D pore networks of Jiulaodong formation shale using nano-transmission X-ray microscopy[J]. *Fuel*, 2016, 170: 84-91.
- [57] Kelly S, El-Sobky H, Torres-Verdin C, et al. Assessing the utility of FIB-SEM images for shale digital rock physics[J]. *Ad-*



- vances in Water Resources, 2015, 95:302-316.
- [58] He Shuai, Jiang Yang, Conrad J C, et al. Molecular simulation of natural gas transport and storage in shale rocks with heterogeneous nano-pore structures[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 133:401-409.
- [59] 郭小波, 黄志龙, 陈旋, 等. 马朗凹陷芦苇沟组泥页岩储层含油性特征与评价[J]. 沉积学报, 2014, 32(1):166-173.  
Guo Xiaobo, Huang Zhilong, Chen Xuan, et al. The oil-bearing property characteristics and evaluation of Lucaogou Formation shale reservoirs in Malang sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(1):166-173.
- [60] 邹才能, 杨智, 崔景伟, 等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1):14-26.  
Zou Caineng, Yang Zhi, Cui Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1):14-26.
- [61] 朱如凯, 白斌, 崔景伟, 等. 非常规油气致密储集层微观结构研究进展[J]. 古地学报, 2013, 15(5):615-623.  
Zhu Rukai, Bai Bin, Cui Jingwei, et al. Research advances of microstructure in unconventional tight oil and gas reservoirs[J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5):615-623.
- [62] 沈钟, 赵振国, 康万利. 胶体与表面化学[M]. 4版. 北京: 化学工业出版社, 2012:89-106.  
Shen Zhong, Zhao Zhenguo, Kang Wanli. Colloid and surface chemistry[M]. 4th ed. Beijing: Chemical Industry Press, 2012:89-106.
- [63] Kutana A, Giapis K P. Contact angles, ordering, and solidification of liquid mercury in carbon nanotube cavities[J]. Physical Review B, 2007, 76(19):195444.
- [64] Oh S H, Chisholm M F, Kauffmann Y, et al. Oscillatory mass transport in vapor-liquid-solid growth of sapphire nanowires[J]. Science, 2010, 330(6003):489-493.
- [65] Buckley J S. Effective wettability of minerals exposed to crude oil[J]. Current Opinion in Colloid & Interface Science, 2001, 6(3):191-196.
- [66] Tabrizy V A, Denoyel R, Hamouda A A. Characterization of wettability alteration of calcite, quartz and kaolinite; surface energy analysis[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2011, 384(1/3):98-108.
- [67] 刘冰, 杨杰, 赵丽, 等. 盐水液滴在砂岩表面润湿性的分子动力学模拟[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2014, 38(3):148-153.  
Liu Bing, Yang Jie, Zhao Li, et al. Molecular dynamics simulation of brine droplet wetting on sandstone surface[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Sciences, 2014, 38(3):148-153.
- [68] Barber A H, Cohen S R, Wagner H D. Measurement of carbon nanotube-polymer interfacial strength[J]. Applied Physics Letters, 2003, 82(23):4140-4142.
- [69] Amirfazli A. On thermodynamics of thin films; the mechanical equilibrium condition and contact angles[J]. The Journal of Adhesion, 2004, 80(10/11):1003-1016.
- [70] Lv Cunjing, Yin Yajun, Zheng Quanshui. Nonlinear effects of line tension in adhesion of small droplets[J]. Applied Mathematics and Mechanics, 2008, 29(10):1251-1262.
- [71] 王业飞, 徐怀民, 齐自远, 等. 原油组分对石英表面润湿性的影响与表征方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36(5):155-159.  
Wang Yefei, Xu Huaimin, Qi Ziyuan, et al. Effects of crude fractions on quartz surface wettability and characterization method[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Sciences, 2012, 36(5):155-159.
- [72] Ling Cuicui, Xue Qingzhong, Jing Nuannuan, et al. Effect of functional groups on the radial collapse and elasticity of carbon nanotubes under hydrostatic pressure[J]. Nanoscale, 2012, 4(13):3894-3900.
- [73] Lau D, Lam R H W. Atomistic prediction of nanomaterials; introduction to molecular dynamics simulation and a case study of graphene wettability[J]. IEEE Nanotechnology Magazine, 2012, 6(1):8-13.
- [74] Yang Junsheng, Yang Chuanlu, Wang Meishan, et al. Crystallization of alkane melts induced by carbon nanotubes and graphene nanosheets; a molecular dynamics simulation study[J]. Physical Chemistry Chemical Physics, 2011, 13(34):15476-15482.
- [75] Suk M E, Aluru N R. Water transport through ultrathin graphene[J]. The Journal of Physical Chemistry Letters, 2010, 1(10):1590-1594.
- [76] 段小龙, 任红, 高光海, 等. 压力变化对 I 型甲烷水合物稳定性影响的分子动力学模拟[J]. 石油化工, 2014, 43(6):657-660.  
Duan Xiaolong, Ren Hong, Gao Guanghai, et al. Molecular dynamics simulation of influence of pressure change on SI methane hydrate stability[J]. Petrochemical Technology, 2014, 43(6):657-660.
- [77] 王森, 冯其红, 查明, 等. 页岩有机质孔缝内液态烷烃赋存状态分子动力学模拟[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6):772-778.  
Wang Sen, Feng Qihong, Zha Ming, et al. Molecular dynamics simulation of liquid alkane occurrence state in pores and fractures of shale organic matter[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6):772-778.
- [78] 孙庆和, 何玺, 林海. 特低渗透油藏可动油的测量及应用[J]. 大庆石油地质与开发, 1999, 18(6):35-37.  
Sun Qinghe, He Xi, Lin Hai. Measurement and application of moveable oil in very low permeable reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1999, 18(6):35-37.
- [79] 刘曰强, 乔向阳, 魏尚武, 等. 应用核磁共振技术研究吐哈盆地低渗透储层渗流能力[J]. 特种油气藏, 2005, 12(2):96-99.  
Liu Yueqiang, Qiao Xiangyang, Wei Shangwu, et al. Nuclear magnetic resonance technology in percolation study of low permeability reservoir in Tuha Basin[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2005, 12(2):96-99.
- [80] 王瑞飞, 孙卫, 杨华. 特低渗透砂岩油藏水驱微观机理[J]. 兰州大学学报: 自然科学版, 2010, 46(6):29-33.  
Wang Ruifei, Sun Wei, Yang Hua. Micro mechanism of water drive in ultra-low permeability sandstone reservoir[J]. Journal of Lanzhou University: Natural Sciences, 2010, 46(6):29-33.
- [81] 杨平, 郭和坤, 姜鹏, 等. 长庆超低渗砂岩储层可动流体实验



- [J]. 科技导报, 2010, 28(16): 48-51.  
Yang Ping, Guo Hekun, Jiang Peng, et al. Experimental study of the movable fluid of super-low permeability sandstone reservoirs in Changqing[J]. Science & Technology Review, 2010, 28(16): 48-51.
- [82] 孙庆和, 何玺, 李长禄. 特低渗透储层微缝特征及对注水开发效果的影响[J]. 石油学报, 2000, 21(4): 52-57.  
Sun Qinghe, He Xi, Li Changlu. The effects of microfractures for development the lowest permeability reservoir in water injection[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(4): 52-57.
- [83] Succi S. The lattice Boltzmann equation, for fluid dynamics and beyond[M]. Clarendon; Oxford University Press, 2011: 1-304.
- [84] 刘超, 卢双舫, 薛海涛. 变系数  $\Delta\log R$  方法及其在泥页岩有机质评价中的应用[J]. 地球物理学进展, 2014, 29(1): 312-317.  
Liu Chao, Lu Shuangfang, Xue Haitao. Variable-coefficient  $\Delta\log R$  model and its application in shale organic evaluation[J]. Progress in Geophysics, 2014, 29(1): 312-317.
- [85] 张鲁川, 卢双舫, 肖佃师, 等. 基于井震联合反演方法的泥页岩有机碳质量分数预测及应用[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(2): 34-41.  
Zhang Luchuan, Lu Shuangfang, Xiao Dianshi, et al. Total organic carbon content prediction of mud shale based on jointing well logging and seismic data and its application[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015, 39(2): 34-41.
- [86] 陈祖庆. 海相页岩 TOC 地震定量预测技术及其应用——以四川盆地焦石坝地区为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 24-29.  
Chen Zuqing. Quantitative seismic prediction technique of marine shale TOC and its application: a case from the Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiaba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 24-29.
- [87] 张广智, 杜炳毅, 李海山, 等. 页岩气储层纵横波叠前联合反演方法[J]. 地球物理学报, 2014, 57(12): 4141-4149.  
Zhang Guangzhi, Du Bingyi, Li Haishan, et al. The method of joint pre-stack inversion of PP and P-SV waves in shale gas reservoirs[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2014, 57(12): 4141-4149.
- [88] 印兴耀, 曹丹平, 王保丽, 等. 基于叠前地震反演的流体识别方法研究进展[J]. 石油地球物理勘探, 2014, 49(1): 22-34.  
Yin Xingyao, Cao Danping, Wang Baoli, et al. Research progress of fluid discrimination with pre-stack seismic inversion[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2014, 49(1): 22-34.
- [89] Yin Xingyao, Zong Zhaoyun, Wu Guochen. Research on seismic fluid identification driven by rock physics[J]. Science China: Earth Sciences, 2015, 58(2): 159-171.
- [90] 撒利明, 杨午阳, 姚逢昌, 等. 地震反演技术回顾与展望[J]. 石油地球物理勘探, 2015, 50(1): 184-202.  
Sa Liming, Yang Wuyang, Yao Fengchang, et al. Past, present, and future of geophysical inversion[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2015, 50(1): 184-202.
- [91] 王鹏, 纪友亮, 潘仁芳, 等. 页岩脆性的综合评价方法——以四川盆地 W 区下志留统龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 2013, 33(12): 48-53.  
Wang Peng, Ji Youliang, Pan Renfang, et al. A comprehensive evaluation methodology of shale brittleness: a case study from the Lower Silurian Longmaxi Fm in Block W, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(12): 48-53.
- [92] 李玉喜, 何建华, 尹帅, 等. 页岩油气储层纵向多重非均质性及其对开发的影响[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 118-125.  
Li Yuxi, He Jianhua, Yin Shuai, et al. The multi-anisotropy of shale oil and gas reservoirs in vertical and its influence on oil-gas development[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 118-125.
- [93] 李庆辉, 陈勉, 金衍, 等. 页岩脆性的室内评价方法及改进[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(8): 1680-1685.  
Li Qinghui, Chen Mian, Jin Yan, et al. Indoor evaluation method for shale brittleness and improvement[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(8): 1680-1685.
- [94] 张晋言, 孙建孟. 利用测井资料评价泥页岩油气“五性”指标[J]. 测井技术, 2012, 36(2): 146-153.  
Zhang Jinyan, Sun Jianmeng. Log evaluation on shale hydrocarbon reservoir[J]. Well Logging Technology, 2012, 36(2): 146-153.
- [95] 李霞, 程相志, 周灿灿, 等. 页岩油气储层测井评价技术及应用[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(5): 904-914.  
Li Xia, Cheng Xiangzhi, Zhou Cancan, et al. Technology and application of well logging evaluation of shale oil and gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(5): 904-914.
- [96] 杨小兵, 张树东, 钟林, 等. 复杂多矿物组分的页岩气储层横波时差预测方法[J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 36-41.  
Yang Xiaobing, Zhang Shudong, Zhong Lin, et al. The S-wave time-difference prediction method for complicated mineral shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 36-41.
- [97] 王满岳, 丁文龙, 王哲, 等. 页岩气储层地球物理测井评价研究现状[J]. 地球物理学进展, 2015, 30(1): 228-241.  
Wang Ruyue, Ding Wenlong, Wang Zhe, et al. Progress of geophysical well logging in shale gas reservoir evaluation[J]. Progress in Geophysics, 2015, 30(1): 228-241.
- [98] 贺顺义, 师永民, 谢楠, 等. 根据常规测井资料求取岩石力学参数的方法[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(5): 662-664.  
Hao Shunyi, Shi Yongmin, Xie Nan, et al. The method for acquisition of conventional logging response-based lithomechanical parameters[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(5): 662-664.
- [99] Xu Shiyu, White R E. A new velocity model for clay-sand mixtures[J]. Geophysical Prospecting, 1995, 43(1): 91-118.
- [100] Kuster G T, Toksöz M N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part I. Theoretical formulations[J]. Geophysics, 1974, 39(5): 587-606.

(收稿日期 2016-02-29 改回日期 2016-08-28 编辑 王培玺)