

引用格式:徐旭辉,申宝剑,李志明,等.页岩气实验地质评价技术研究现状及展望[J].油气藏评价与开发,2020,10(1):1-8.

XU X H, SHEN B J, LI Z M, et al. Status and prospect of experimental technologies of geological evaluation for shale gas[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 1-8.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.01.001

## 页岩气实验地质评价技术研究现状及展望

徐旭辉<sup>1,2</sup>, 申宝剑<sup>1,2</sup>, 李志明<sup>1,2</sup>, 张文涛<sup>1,2</sup>, 俞凌杰<sup>1,2</sup>, 马中良<sup>1,2</sup>

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 江苏 无锡 214126;

2. 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126)

**摘要:**页岩气实验地质评价技术进步是美国页岩气勘探开发成功的关键要素之一。从页岩的含气性、赋存性和可压性三个方面,总结了页岩气实验地质评价技术方面所取得的进展,重点介绍针对中国南方海相页岩热演化程度高的特征,开发的超显微有机岩石学、地层孔隙热压生—排烃模拟及孔隙表征等技术,探讨了页岩气实验地质评价技术未来发展方向,指出多尺度孔隙结构有效性及连通性、成岩演化过程中有机—无机孔协同表征、可压性动态评价是页岩气地质评价技术的关键攻关方向。

**关键词:**页岩气;地质评价;实验技术;研究进展

中图分类号:TE135

文献标识码:A

### Status and prospect of experimental technologies of geological evaluation for shale gas

XU Xuhui<sup>1,2</sup>, SHEN Baojian<sup>1,2</sup>, LI Zhiming<sup>1,2</sup>, ZHANG Wentao<sup>1,2</sup>, YU Lingjie<sup>1,2</sup>, MA Zhongliang<sup>1,2</sup>

(1. State Key Laboratory of Mechanism and Effective Development of Oil and Gas Enrichment in Shale, Wuxi, Jiangsu 214126,

China; 2. Wuxi Institute of Petroleum Geology, Sinopec Exploration and Production Institute, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

**Abstract:** The improvement of experimental technologies of geological evaluation for shale gas is the key factor for the success of shale gas exploration and development in America. The progress in experimental technologies of geological evaluation of shale gas is summarized from three aspects including gas-bearing property, occurrence and fracability of shale. It mainly focuses on the ultramicroscopic organic petrology, formation porosity thermocompression simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion, and the characterization of pore network, which are developed for high thermal maturity marine shale of South China in recent years. The future trends of experimental technologies of geological evaluation for shale gas are discussed. It is proposed that the effectiveness and connectivity of multiscale pore structure, the characterization of organic and inorganic pore in diagenetic evolution, and dynamic evaluation for fracability are the key studying aspects in experimental technologies of geological evaluation of shale gas.

**Key words:** shale gas, geological evaluation, experimental technologies, research progress

北美页岩油气的成功开发和规模生产对国际原油市场及世界能源格局产生了深刻影响,已成为当今重要的油气勘探开发领域之一。2014年以来我国在涪陵、长宁—昭通和威远等地区上奥陶统五峰组

(O<sub>3w</sub>)—下志留统龙马溪组(S<sub>1l</sub>)海相层系页岩建成3个页岩气开发示范区,成为世界上少数几个实现页岩气商业开采的国家之一<sup>[1]</sup>。页岩油气勘探的成功主要得益于页岩油气地质理论认识的创新与水平井

收稿日期:2019-12-11。

第一作者简介:徐旭辉(1964—),男,博士,教授级高级工程师,本刊第二届编委会委员,从事油气地质勘探与盆地模拟研究。通讯地址:北京市海淀区学院路31号,邮政编码:100083。E-mail: xuxh.syky@sinopec.com

基金项目:国家科技重大专项“海相碳酸盐岩油气资源潜力评价与勘探新领域”(2017ZX05005-001),“重点层系页岩气生成与储集机理研究”(2017ZX05-036-002);“十三五”国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061)。

压裂工艺的进步<sup>[2]</sup>。地质理论的创新得益于实验分析技术的进步与发展,实验分析技术为页岩气的地质“甜点”评价、储量计算、水平井压裂层段优选及开发提供了重要的参数与科学依据。自2009年以来,无锡石油地质研究所建立了完整的页岩油气实验分析技术系列,重点涉及含油气性、赋存性和可压性3个方面的相关技术系列(表1)。

含油气性评价主要解决油气物质基础、生排烃机制以及资源潜力3个方面问题,由于我国南方海相页岩气具有多期构造运动叠加改造、热演化程度高、保存条件复杂等特点<sup>[3]</sup>,常规有机地球化学手段难以有效判别有机质类型及生烃潜力。基于此,无锡石油地质所研究建立了针对高演化条件下页岩成烃生物识别技术,结合地层—孔隙生排烃模拟技术,有效解决了页岩生—排—滞的问题。赋存条件主要评价页岩气的储集空间,包括储集空间的表征技术、成因、演化及其控制因素等方面。页岩储层孔径结构复杂,一般以纳米孔隙占优势<sup>[4]</sup>,纳米孔隙网络实际上控制了页岩油气的赋存和富集<sup>[5]</sup>。页岩储层描述表征技术的进步,使储层孔隙研究精度大大提高,为解决非常规储层孔隙的形成、演化及其油气聚集机理提供了前提条件。可压性评价至关重要,因为页岩必须经过压裂改造才可能获取高产。只有综合岩性特征、储集物性、含油气性和可压裂性等主要方面方能确定页岩气勘探开发“甜点”段。

该文重点介绍页岩气地质评价中的一些关键实

验技术和方法,为国内页岩气形成富集理论研究和勘探开发工作提供一定的参考。

## 1 页岩含气性评价技术

### 1.1 烃源岩品质及生烃模拟实验技术

金之钧<sup>[6]</sup>认为由于我国海相地层年代老,热演化程度高,常规有机地球化学手段难以准确评价烃源岩品质。目前我国对古生界烃源岩的干酪根鉴定过于粗略,没有系统分析显微组分类型和其生物母质来源,也缺乏统一的标准和认识。有些学者认为下古生界烃源岩有机质类型为I型<sup>[7-8]</sup>,且生源以低等浮游菌藻类为主、生烃潜力较高。但是,一些学者的研究结果显示下古生界部分烃源岩为II型有机质<sup>[9]</sup>。梁狄刚等<sup>[10]</sup>认为海相烃源岩中浮游生物和底栖生物共存,但是不同沉积环境生物发育的数量和种属存在一定差异。随着页岩油气新领域勘探的深入,亟需对烃源岩中有机质类型、来源及结构特征进行研究,而成烃生物作为油气原始物质来源,具有鲜明的时代特征和环境特色,烃源岩中成烃生物组合、类型和数量控制着页岩油气生烃潜力。

成烃生物分析技术是结合了有机岩石学、古生物学、光谱学、地球化学和地质学等众多学科的一项综合性研究分析项目。主要通过扫描电镜结合有机岩石学和古生物学分析成烃生物的形态,进而判识烃源岩中成烃生物的类型及组合特征<sup>[11]</sup>。在此基础

表1 页岩气实验地质评价技术

Table 1 Experimental technologies of geological evaluation for shale gas

指标	类型	国际通用	无锡石油地质研究所
含油气性评价	烃源品质	有机碳、热解、沥青“A”、反射率、干酪根镜检、有机显微组分、天然气组分、同位素分析	有机碳、热解、沥青“A”、反射率、干酪根镜检、有机显微组分、天然气组分、同位素分析、超显微成烃生物识别
	生排烃机理	岩石热解、密闭黄金管、高压釜	岩石热解、密闭黄金管、高压釜、地层孔隙生—排烃模拟
	资源潜力	等温吸附、原地含气量测试分析、损失气量恢复计算	等温吸附、原地含气量测试分析、损失气量恢复计算
赋存条件评价	岩石矿物	岩石密度、颗粒密度、薄片鉴定、全岩X衍射、黏土矿物X衍射	岩石密度、颗粒密度、薄片鉴定、全岩X衍射、黏土矿物X衍射
	微观结构	聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)、氩离子抛光+扫描电镜、CT扫描	聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)、氩离子抛光+扫描电镜、CT扫描
可压性评价	物性	毛管压力、孔隙度、渗透率、比表面积测试、脉冲压力衰减法测量渗透率	毛管压力、孔隙度、渗透率、比表面积测试、脉冲压力衰减法测量渗透率
	岩石力学	静态杨氏模量和泊松比、纵波和横波速度、动态弹性参数、岩石三轴压缩实验、声波(超声波)测试纵波和横波速度	静态杨氏模量和泊松比、动态弹性参数、泥页岩脆延转换分析、岩石韧性测试

上,通过激光拉曼、显微傅里叶红外分析成烃生物结构特征,通过激光热裂解来分析成烃生物的组成<sup>[12]</sup>。秦建中等<sup>[11]</sup>通过扫描电镜及能谱分析对中国南方海相优质页岩样品进行了成烃生物观测,认为海相优质页岩成烃生物主要有浮游藻类、底栖生物和菌类3种类型,且同一烃源岩层位,甚至同一样品中往往含有“多重母质”分布。申宝剑等<sup>[13]</sup>认为焦石坝地区五峰—龙马溪组页岩成烃生物主要由疑源类、藻类体和动物碎屑组成,富氢的藻类体和笔石管胞内脂类大分子聚合物是形成页岩气藏的物质基础。蒋启贵等<sup>[14]</sup>对浮游藻和底栖藻进行了生烃热模拟分析,浮游藻主要是产出沥青和非烃,是未熟—低熟油的主要烃源,底栖藻在高—过成熟阶段生烃贡献更大。

为了更好地研究烃源岩中油气的生排残留过程以及不同演化阶段的油气在烃源岩中的赋存状态,针对现有的热解模拟实验技术存在的不足,在综合考虑了烃源岩的孔隙空间及其中的流体赋存状态、岩性、压实程度、地层压力与体系的封闭—开放程度等地质边界条件下,建立了与实际地质条件更为接近的生、排、滞烃模拟实验技术<sup>[15]</sup>。如根据JY1井五峰—龙马溪组的沉积埋藏演化史,选取沉积环境类似的海相Ⅱ<sub>1</sub>型低熟泥页岩(云南禄劝泥盆系泥页岩),TOC(总有机碳含量)为2.64%, $R_o$ (镜质体反射率)为0.48%,研究了页岩气成因机制与生气潜力,结果表明生油高峰期排油效率为68%(模拟实验条件下),滞留的32%油在高过演化阶段累计生成页岩气 $6\text{ m}^3/\text{t}$ ,干酪根累计生气能力为 $2\text{ m}^3/\text{t}$ (图1),页岩滞留油裂解气是海相高演化页岩气的主要来源<sup>[16]</sup>。

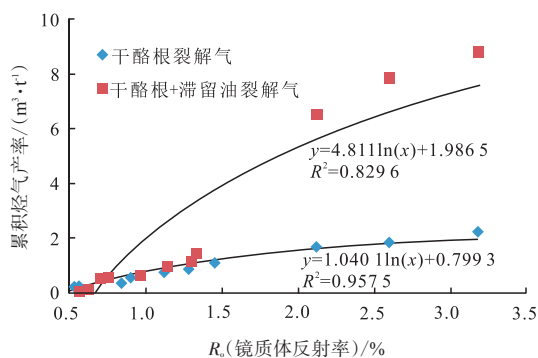


图1 云南禄劝泥盆系泥页岩不同演化程度热成因生气量  
Fig. 1 Amount of thermal gas with different degrees of thermal evolution of shale of Middle Devonian in Luquan, Yunnan

## 1.2 资源潜力实验评价技术

页岩含气量是页岩气资源评价预测的重要指标,是直接决定页岩气田是否具有经济效益的关键参数。目前测定含气量的最直接和最常用的方法是结合现场解吸和损失气恢复进行计算,总含气量的计算方法:总含气量=现场解吸气量+残余气量+损失气恢复量。

### 1.2.1 岩心现场含气量测试

现场解吸气量的测试一般分为2个阶段进行解吸:前3 h采用泥浆循环温度,目的是便于估算样品从地下拿出地表进行试验前的损失气;第二阶段采用储层温度以加快解吸速度,但也有研究提出第二阶段温度可采用 $110\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,该温度下可使得气体几乎全部解吸出来而无需再测定残余气。

损失气量的估计:损失气量的恢复方法有USBM (United States Bureau of Mine 美国矿务局)直接法和曲线拟合法。USBM直接法是由美国矿务局提出的测定煤层气含气量的工业标准,USBM直接法估算损失气,散失时间越短,估算结果越准确,当散失气量小于含气量的20%时,结果比较可靠,但这是基于煤层气的解吸认识,对于页岩气的解吸认识,目前还未有明确散失量的规定。对页岩损失气计算,现主要是利用解吸数据与时间平方根进行多项式回归计算获得损失气量。刘洪林等<sup>[17]</sup>研究认为,利用多项式回归比直接法直线回归数据更为稳定,当损失时间较长时,建议使用多项式回归法计算损失气。

### 1.2.2 页岩等温吸附测试

除现场含气量测试外,等温吸附也是常用的计算页岩含气性的一种方法,主要分为两大类:一类为体积法,主要基于吸附过程中压力的变化来反映吸附量的变化;另一类为重量法,基于吸附过程中重量的变化来反映吸附量的变化。两种方法相比较,体积法相对简单,只需记录试验过程中的温度和压力,但所需样品用量大。体积法是一种间接测试方法,需要借助于气体状态方程来计算吸附量,试验过程中对温度和压力控制要求高。同时,压力传感器存在累积误差。另外,对于吸附能力较低的页岩,由于压力传感器精度的限制,导致体积法在高压条件下难以测准。目前所采用的重量法等温吸附仪,核心

部件是磁悬浮天平,这种方法所需样品量小,且是一种直接测量方法,不存在累积误差,可以实现更宽泛的温度和压力测试区间,能够适合高温高压下的吸附试验<sup>[18]</sup>。等温吸附最早应用在煤层气的测试中,有些学者认为Langmuir理论是否适用于页岩的含气性评价有待进一步研究<sup>[19]</sup>。

## 2 页岩气赋存条件实验评价技术

### 2.1 储层岩石矿物分析技术

页岩的矿物组成特征受沉积环境和成岩作用的控制,直接影响了页岩的物性、储集空间的发育和岩石力学性质等。石英等脆性矿物的含量影响了页岩的岩石力学性质和压裂效果,黏土矿物含量则是影响页岩气吸附性及孔隙大小的主要因素之一。四川盆地及周缘地区页岩中硅质含量通常与TOC和孔隙度存在正相关关系,而黏土矿物含量则与之负相关<sup>[20]</sup>。目前主要通过X射线衍射分析(XRD)来获取页岩的全岩矿物组分和黏土矿物组分特征。全岩X射线衍射分析可检测到页岩中石英、长石、黏土、碳酸盐、黄铁矿等矿物的组成特征,而黏土X射线衍射分析则能够定量地区分伊利石、蒙脱石和高岭石等不同种类黏土的相对含量。此外也可以通过岩石薄片、XRF(X射线荧光光谱仪)和QEMSCAN(扫描电镜矿物定量评价)等实验方法来获得矿物组成的相关信息。由于XRF分析直接得到的是元素组成而非矿物组成信息,需要利用模型换算得到主要的成岩矿物,精确度比XRD低,因此目前主要是利用便携式XRF的快速便捷的优势进行高密度的岩心扫描。利用XRF获得的一些主微量元素的值,还可以分析页岩的古气候、古水深、古盐度和氧化还原条件等信息<sup>[21]</sup>。

QEMSCAN是基于扫描电镜和能谱仪分析的一种综合自动矿物岩石学检测方法。该方法利用加速的高能电子束通过沿预先设定的光栅扫描模式对样品表面进行扫描来获取图像,同时X射线能谱在每个测量点上提供出元素含量的信息。综合背散射电子图像灰度与X射线的强度信息得出元素的含量,然后转化为矿物相<sup>[22]</sup>。通过该方法不仅可以得到矿物含量信息,还能分析与矿物结构特征相关的其他参数,如矿物颗粒形态、矿物嵌布特征、孔隙度等,但其缺点是分析区域较小,一般在毫米级,且分析时间

较长,因此,通常用于对少量感兴趣样品的深入研究。

### 2.2 页岩物性测试技术

页岩物性是其对储集空间的直接表征,与页岩气关系密切的物性参数主要包括孔隙度、渗透率、孔径分布和比表面积等。由于页岩的孔隙主要为纳米尺度孔隙,部分用于常规储层的实验方法并不适用于页岩分析,因此在页岩气研究过程中,一方面采用了新的实验手段来获取相关物性参数,另一方面往往采用多种实验结果综合分析的方法来表征页岩的物性参数。

#### 2.2.1 页岩孔隙度分析技术

页岩的孔隙度是表征页岩储集物性最重要的参数,最常用的孔隙度测试方法是气体法,一般认为氦气孔隙度代表了页岩中全尺寸孔隙的值。其他多种方法也可以间接的获得孔隙度的数值,如压汞法、氮吸附、图像法等。不同方法获得的孔隙度的值往往存在一些限制条件而难以相互对比。比如,通过图像法计算得到的孔隙度仅代表了图像分辨率范围内的孔隙空间的数量,因此图像法孔隙度的计算结果通常低于气体法孔隙度的值。

#### 2.2.2 页岩渗透率分析技术

由于页岩孔隙的渗透率非常低,常规渗透率测试方法耗时长,误差也较大,因此目前国内外一般采用非稳态法测定页岩的渗透率<sup>[23]</sup>。根据样品要求和测试方法的差异,主要有2种类型的实验方法:一种为脉冲衰减法,采用小圆柱样品,优点是可加载围压,并可测定不同方向的渗透率值,缺点是取样较困难,容易受微裂缝影响;另一种为GRI法(美国天然气研究学会)<sup>[24]</sup>,采用颗粒样,测试速度较快,可避免微裂缝的影响,但不能加载围压和测定不同方向的渗透率。

#### 2.2.3 页岩压汞—氮吸附联合孔径分布分析技术

压汞法是分析常规储层岩石孔径的常用方法,由于泥页岩孔隙孔径小、渗透率低,将压汞法测试应用于泥页岩孔隙研究时受到了一定的限制。当测量纳米级的小孔径时,压汞法的测量结构误差较大,且由于压汞法测量的是孔隙最大开口尺寸,因此,页岩

中大量喉道的存在使得测量结果有一定偏差。针对页岩中的纳米孔隙,目前常用气体吸附法测定其孔径分布结构,同时可获得比表面积等孔隙参数。常用的有低压 $N_2$ 吸附与低压 $CO_2$ 吸附两种类型, $CO_2$ 分析主要针对2 nm以下的微孔, $N_2$ 吸附则包含了介孔和部分微孔,因此,应用更为广泛<sup>[25]</sup>。但气体吸附法对于大孔的分析误差较大,因此可将两种方法结合起来获得页岩从微孔到大孔的孔径分布特征。如图2所示为威远地区五峰—龙马溪组某页岩样品的压汞和氮吸附孔径分布数据,而红色线为两种方法综合后的全孔径分布结果。可以看到全孔径曲线在微孔和介孔部分主要采用了氮气吸附的结果,而大孔部分则采用压汞分析的结果,形成了页岩全孔径分布的测定压汞—吸附联合法。

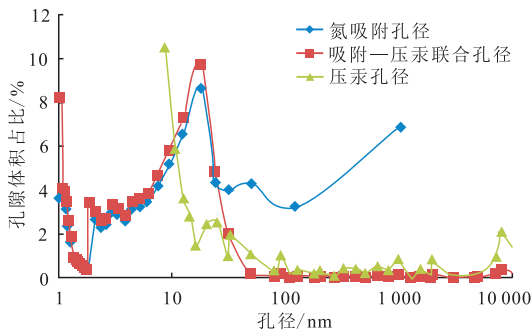


图2 威远地区五峰组—龙马溪组页岩样品孔径分布数据  
Fig. 2 Pore size distribution data of Wufeng-Longmaxi formation shale samples in Weiyuan district

### 2.3 页岩微观结构图像分析技术

页岩的图像分析技术主要是利用微区观察技术来对泥页岩中的孔隙直接进行观察,以及对观察图像的数值处理和定量分析,包括扫描电镜、透射电镜、原子力显微镜等二维图像分析以及CT(计算机断层成像)和FIB-SEM(聚焦离子束扫描电子显微镜)等三维分析方法。由于图像分析方法具有直观的优势,目前在页岩孔隙特征研究方面都有着非常广泛的应用。

场发射扫描电镜分辨率较高,通过对氩离子抛光后的页岩样品进行分析可获得页岩中介孔的孔隙类型、分布、大小和形态等特征,是应用最为广泛的页岩孔隙图像分析方法。考虑到岩石的非均质性,为了获得更准确的图像分析结果,还可以利用扫描电镜上配备的MAPS(图像)分析技术进行大面积扫描,获得一百至数百微米区域的高分辨率全貌图像,

并定量计算孔隙参数。如图3所示的样品利用MAPS图像计算得到的孔隙度为2.4%,小于氦气法孔隙度的值6.81%,主要是由于页岩扫描电镜图像的分辨率一般在5 nm以上,因此计算的孔隙度值往往小于氦气法孔隙度。而透射电镜(TEM)和原子力显微镜(AFM)分辨率可达到1 nm以下,因此,可用于分析页岩中的极小孔隙的发育情况<sup>[26]</sup>。

FIB-SEM通过逐层切割扫描的方式可获得样品分析区域的三维图像,利用图像处理软件可以得到孔隙度、渗透率、孔径分布、连通性、迂曲度等诸多信息。图像分析法虽然具有其优势,但2个方面的因素也限制了其在定量分析方面的应用。一是图像分析的分辨率通常不能涵盖整个页岩孔径,因此丢失了部分孔隙的信息;二是图像分析的分析区域通常在微米级别,在数据代表性方面存在不足。

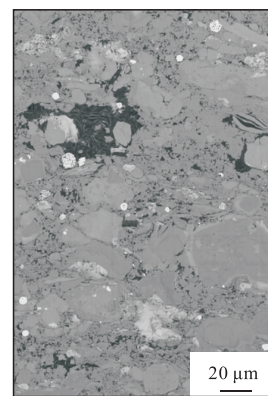


图3 大面积扫描分析页岩样品面孔隙率  
Fig. 3 Large area scanning analysis of shale sample porosity

## 3 页岩层系可压性评价技术

油气勘探领域中可压性评价地质要素主要包括岩石结构、矿物组成与成因、成岩作用、埋藏条件等方面。一般来说,可压性研究中基于地质要素评价部分即可认为是脆/延性的评价,前人也已指出<sup>[27]</sup>,脆性越高,越倾向于形成裂缝网络,泥页岩产能也越高。而脆性越差,岩石的塑性特征越明显,破坏时吸收的能量越多,岩石易形成简单形态的裂缝,在一定程度上降低了压裂改造的效果。讨论的可压性评价即采用不同实验技术来表征岩石脆/延性特征。

### 3.1 页岩岩石脆延性分析技术

脆性是岩石普遍具有的物理性质,一般而言,对

于岩石类材料,脆性破坏前以弹性变形为主,峰值破坏时有显著应力降,断面发生膨胀,可形成显著的渗流通道。李庆辉<sup>[27]</sup>统计了前人关于脆性的衡量方法达到20多种,这些方法所建立的脆性指数尚无统一的说法,也未建立相应的评价标准。

非常规油气储层脆性评价中常用的评价方式主要有2种:一种是基于脆性矿物组成来计算,即脆性矿物含量越高,则脆性越大;另一种是基于杨氏模量和泊松比这两个岩石力学弹性参数来计算,认为杨氏模量越高,泊松比越低的岩石脆性更强。JARVIE等<sup>[5]</sup>仅把石英作为脆性矿物,而SLATT等<sup>[28]</sup>将石英和白云石作为脆性矿物,WANG等<sup>[29]</sup>则在将石英作为脆性矿物的基础上又考虑了成熟度的差异。在用脆性矿物含量法评价脆性时,脆性矿物组成仅是影响脆性的一个因素,还需综合晶粒结构、矿物成因、成岩作用程度等方面来综合评价。因此,脆性评价理应采用岩石力学参数来评价。杨氏模量、泊松比作为岩石力学参数与脆性有关,但这两个参数需开展岩石力学三轴压缩实验方能获取,广泛发育页理、裂缝等薄弱面的页岩类样品而言,难以制备出满足实验要求的岩心柱塞样,从而限制了该方法在页岩岩石力学脆性刻画上的应用。

### 3.2 页岩圆薄片脆性测试分析技术

采用岩石力学方法来开展页岩脆性评价时,需要考虑的是实验方法对样品制备的要求。无锡石油地质研究所开发了基于圆薄片理论的岩石脆性测试方法,所需样品为直径25 mm,厚5 mm的岩石圆薄片,采用圆薄片中心单点加载方式,在微小受控载荷作用下逐渐产生变形直至破坏,获取载荷—挠度曲线,并基于材料力学中弹性薄板小挠度理论获取载荷强度、抗弯模量、最大中心挠度和脆性指数等关键评价参数,是一种适用于小样品的快捷高效的方法。

分别选取四川盆地、塔里木盆地古生界和济阳拗陷中生界页岩样品进行分析,结果如图4。

测试结果统计表明:川东南五峰—龙马溪组和塔里木寒武系样品所得脆性指数分布范围为46~92,可认为其脆性介于较好—好;而济阳拗陷沙河街组页岩样品介于26~42,脆性为中—差。由此可见,圆薄片页岩脆性测试为可压性评价提供了一种简单、有效的评价方法。

### 3.3 泥页岩脆延转换分析

前人针对脆—延转化临界条件的定量确定主要提出了多种方法<sup>[30]</sup>。通过实验方法指出岩石脆延转化的变形特征与围压密切相关,认为在岩石的脆—延转化过程分为三个阶段:塑性阶段、脆—延转化和延性阶段。对于脆—延转化其判断准则也是主要基于Byerlee摩擦定律,而脆—塑转化的判断标准则比较复杂,需要通过开展岩石蠕变试验获取连续性方程,并根据Geotze准则进行判断。

ISHII等<sup>[31]</sup>进一步利用泥岩超固结比定义为泥岩先期固结最大应力与当前承受应力的比值(用OCR表示)来计算的脆性系数对泥岩的脆—延转化特征进行了研究,并根据脆性系数(BRI)划分了泥岩脆—延转化3个阶段,指出当 $BRI < 2$ 时,泥岩为延性特征,表型为孔隙型特征,不易产生裂隙;当BRI介于2~8,岩石处于脆—延过渡段,即半脆性半延性段;当 $BRI > 8$ 时,岩石为脆性,且很容易产生裂隙。

## 4 页岩气实验地质评价技术发展趋势

根据页岩气勘探开发中遇到的一些地质难点,围绕含油气性、赋存性与可压性三个方面,进一步展望将来实验技术的发展。

1) 页岩含气性。如何准确计算页岩气损失气

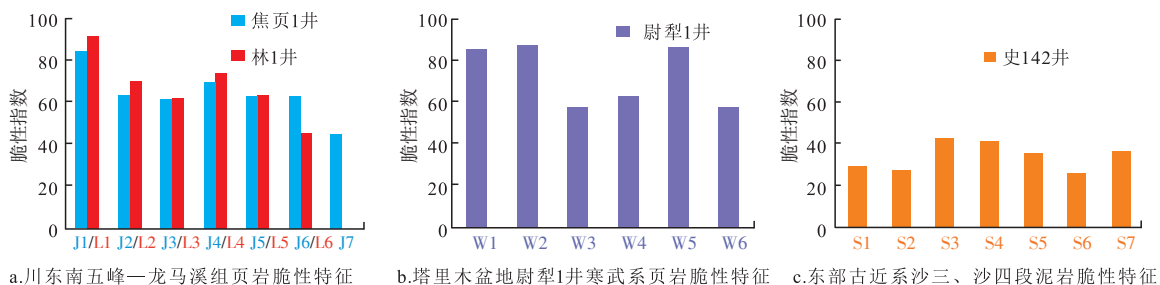


图4 圆薄片页岩脆性指数测定

Fig. 4 Determination of brittleness index of round thin shale

量是页岩含气性研究的重要方面,主要通过正演物理模拟来进一步估算损失气量。正演主要基于高温高压静态物理仿真实验和多尺度数值仿真技术,明确高温高压条件下多组分多相态页岩气解吸规律和气液两相流动规律,揭示页岩气多场多尺度多相态耦合传输机制,建立相应的数学表征模型;以此为基础,结合同位素分析,研究页岩气在不同生产阶段的流动特征及分析模型,建立深层页岩气井产能预测模型。

2) 页岩赋存性。重点在两方面需要进一步攻关:一是多尺度孔隙结构有效性及连通性的综合表征技术。由于页岩孔隙大小在纳米至微米,单一的研究方法往往不能全面地反映页岩孔隙的特征,因此往往需要将多种分析方法综合起来进行研究。采用多尺度综合分析过程中面临着如何将不同方法进行结合的问题,在这一方面国外的一些研究机构已经有了研究成果,而国内对此尚无较深入的研究成果。二是页岩无机孔隙与有机孔隙协同演化特征模拟技术。聚焦深层页岩热演化与成岩过程,通过高温高压高应力条件下硅质成因、黏土矿物演化等多种成岩作用分析和有机孔隙形成研究,查明有效孔隙形成与保持机制;研究深层页岩的晚期抬升过程中构造改造和晚期机械压实作用对深层页岩储层的影响研究,揭示深层页岩有效储层形成与保存机理。

3) 页岩可压性。可压裂性评价受控于地质和工程两方面因素,现阶段实验表征技术中主要侧重于脆性的评价。研究人员已普遍意识到可压性不是单纯的静态评价,必须运用动态思维,即需考虑地层所处的温度、压力、应力条件以及地层所经历的成岩演化过程以及后期的构造抬升等因素。因此,在可压性的综合评价指标体系中,需重点考虑上述条件对脆—延转化的影响。其次,现阶段针对岩石类脆—延转化的评价鲜有考虑孔隙流体的影响,高温高压下孔隙水的存在可能较大程度上影响岩石的流变特征。另外,评价可压性的目的在于评价裂缝的扩展能力及其有效沟通特征,为此在后续评价中,除考虑岩石力学性质及其破坏以外,裂缝扩展过程的刻画以及相应渗流能力的动态演化也将是研究的重点。

#### 参考文献

- [1] 马永生,蔡勋育,赵培荣.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.  
MA Y S, CAI X Y, ZHAO P R. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [2] 蒋恕.页岩气开发地质理论创新与钻井技术进步[J].石油钻探技术,2011,39(3):17-23.  
JIANG S. Geological theory innovations and advances in drilling and completion technology for shale gas development[J]. Drilling Petroleum Techniques, 2011, 39(3): 17-23.
- [3] 郭旭升,郭彤楼,魏志红,等.中国南方页岩气勘探评价的几点思考[J].中国工程科学,2012,14(6):101-105.  
GUO X S, GUO T L, WEI Z H, et al. Thoughts on shale gas exploration in southern China[J]. Engineering Science, 2012, 14(6): 101-105.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 金之钧.中国海相碳酸盐岩层系油气勘探特殊性问题[J].地学前缘,2005,12(3):15-22.  
JIN Z J. Particularity of petroleum exploration on marine carbonate strata in China sedimentary basins[J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(3): 15-22.
- [7] 刘光祥.中上扬子北缘中生界海相烃源岩特征[J].石油实验地质,2005,27(5):490-495.  
LIU G X. Characteristics of middle paleozoic marine source rock in the north margin of middle and upper Yangtze Region[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(5): 490-495.
- [8] 戴鸿鸣,黄东,刘旭宁,等.蜀南西南地区海相烃源岩特征与评价[J].天然气地球科学,2008,19(4):503-508.  
DAI H M, HUANG D, LIU X N, et al. Characteristics and evaluation of marine source rock in southwestern Shunan[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 503-508.
- [9] 胡明霞,曹寅.下古生界烃源岩有机显微组分分类与应用[J].石油实验地质,2007,29(4):432-435.  
HU M X, CAO Y. Classification and application of organic macerals in the lower paleozoic hydrocarbon source rock[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(4): 432-435.
- [10] 梁狄刚,郭彤楼,边立曾,等.中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三)南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素[J].海相油气地质,2009,14(2):1-19.  
LIANG D G, GUO T L, BIAN L Z, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China (Part 3): Controlling factors on the sedimentary facies and development of palaeozoic marine source rocks[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(2): 1-19.
- [11] 秦建中,陶国亮,腾格尔,等.南方海相优质页岩的成烃生物研究[J].石油实验地质,2010,32(3):262-269.  
QIN J Z, TAO G L, BORJIGEN T, et al. Hydrocarbon-forming organisms in excellent marine source rocks in South China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(3): 262-269.
- [12] ZHANG Z R, HU W X, SONG X Y, et al. A comparison of

- results from two different flash pyrolysis methods on a solid bitumen sample[J]. *Organic geochemistry*, 2014, 69: 36–41.
- [13] 申宝剑, 仰云峰, 腾格尔, 等. 四川盆地焦石坝构造区页岩有机质特征及其成烃能力探讨——以焦页1井五峰-龙马溪组为例[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(4): 480–488.
- SHEN B J, YANG Y F, BORJIGEN T, et al. Characteristics and hydrocarbon significance of organic matter in shale from the Jiaoshiaba structure, Sichuan Basin: A case study of the Wufeng-Longmaxi formations in well Jiaoye1[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(4): 480–488.
- [14] 蒋启贵. 现代生物物质生烃机制动力学研究[J]. *沉积学报*, 2009, 27(3): 546–550.
- JIANG Q G, WANG Y B, QIN J Z, et al. Kinetic Study on Hydrocarbon Generation Mechanism of Modern Organisms [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2009, 27(3): 546–550.
- [15] 徐旭辉, 郑伦举, 马中良. 泥页岩中有机质的赋存形态与油气形成[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(4): 423–428.
- XU X H, ZHENG L J, MA Z L. Organic matter occurrence and hydrocarbon generation in shale[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(4): 423–428.
- [16] 郭旭升, 李宇平, 腾格尔, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(1): 1–9.
- GUO X S, LI Y P, BORJIGEN T, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation - Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 1–9.
- [17] 刘洪林, 王红岩. 中国南方海相页岩吸附特征及其影响因素[J]. *天然气工业*, 2012, 32(9): 5–9.
- LIU H L, WANG H Y. Adsorption Characteristics and Influencing Factors of Marine Shale in South China[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(9): 5–9.
- [18] 俞凌杰, 范明, 陈红宇, 等. 富有机质页岩高温高压重量法等温吸附实验[J]. *石油学报*, 2015, 36(5): 557–563.
- YU L J, FAN M, CHEN H Y, et al. Isothermal Adsorption Experiment of Organic-rich Shale Under High Temperature and Pressure Using Gravimetric Method[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(5): 557–563.
- [19] 丁安徐, 李小越, 蔡潇, 等. 页岩气地质评价实验测试技术研究进展[J]. *天然气与石油*, 2014, 32(2): 43–48.
- DING A X, LI X Y, CAI X, et al. Research Progress of Shale Gas Geological Evaluation Test Technology [J]. *Natural Gas and Oil*, 2014, 32(2): 43–48.
- [20] 魏志红, 魏祥峰. 页岩不同类型孔隙的含气性差异——以四川盆地焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 37–41.
- WEI Z H, WEI X F. Comparison of gas-bearing property between different pore types of shale: A case from the Upper Ordovician Wufeng and Longmaxi Fms in the Jiaoshiaba area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 37–41.
- [21] 马晓潇, 黎茂稳, 庞雄奇, 等. 手持式X荧光光谱仪在济阳拗陷古近系陆相页岩岩心分析中的应用[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(2): 278–286.
- MA X X, LI M W, PANG X Q, et al. Application of hand-held X-ray fluorescence spectrometry in the core analysis of Paleogene lacustrine shales in the Jiyang Depression[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(2): 278–286.
- [22] GOTTLIEB P, WILKIE G, SUTHERLAND D, et al. Using quantitative electron microscopy for process mineralogy applications[J]. *Journal of the Minerals, Metals and Materials Society*, 2000, 52(4): 24–25.
- [23] CUI X, BUSTIN A M M, BUSTIN R M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications[J]. *Geofluids*, 2009, 9(3): 208–223.
- [24] LUFFEL D L, GUIDRY F K, CURTIS J B, et al. Evaluation of Devonian shale with new core and log analysis methods[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1992, 44(11): 1192–1197.
- [25] BUSTIN R M, BUSTIN A M M, CUI A, et al. Impact of shale properties on pore structure and storage characteristics[C]// paper SPE-119892-MS presented at the SPE Shale Gas Production Conference, 16–18 November 2008, Fort Worth, Texas, USA.
- [26] BERNARD S, BOWEN L, WIRTH R, et al. FIB-SEM and TEM investigations of an organic-rich shale maturation series from the lower toarcian posidonia shale, Germany: Nanoscale pore system and fluid-rock interactions[C]// CAMP W K, DIAZ E, WAWAK B. *Electron Microscopy of Shale Hydrocarbon Reservoir: AAPG Memoir 102*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, 2013: 53–66.
- [27] 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 Q H, CHEN M, JIN Y, et al. Laboratory Evaluation Method and Improvement of Shale Brittleness[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2012, 31(8): 1680–1685.
- [28] SLATT R M, ABOUSLEIMAN Y. Merging sequence stratigraphy and geomechanics for unconventional gas shales[J]. *The Leading Edge*, 2011, 30(3): 274–282.
- [29] WANG F P, GALE J F W. Screening criteria for shale-gas systems[J]. *GCAGS Transactions*, 2009, 59: 779–793.
- [30] KOHLSTEDT D L, EVANS B, MACKWELL S J. Strength of the lithosphere: constraints imposed by laboratory experiments [J]. *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, 1995, 100(B9): 17587–17602.
- [31] ISHII E, SANADA H, FUNAKI H, et al. The relationships among brittleness, deformation behavior, and transport properties in mudstones: An example from the Horonobe Underground Research Laboratory, Japan[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2011, 116(B9): 26–31.

(编辑 柳超超)