

非常规天然气

# 四川盆地东部华蓥山地区龙潭组页岩气储层特征

刘 虎<sup>1</sup>, 曹涛涛<sup>2</sup>, 戚明辉<sup>1</sup>, 王东强<sup>1</sup>, 邓 模<sup>3</sup>, 曹清古<sup>3</sup>, 程 斌<sup>4</sup>, 廖泽文<sup>4</sup>

(1.页岩气评价与开采四川省重点实验室,四川 成都 600091;

2.湖南科技大学页岩气资源利用与开发湖南省重点实验室,湖南 湘潭 411201;

3.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;

4.中国科学院广州地球化学研究所,广东 广州 510640)

**摘要:**为了探讨四川盆地东部华蓥山地区龙潭组海陆过渡相富有机质泥页岩的储层特征及其主控因素,开展了有机地球化学、矿物组成、孔隙结构参数等分析测试。结果表明,研究区泥页岩普遍具有较高的总有机碳含量,平均为3.16%;干酪根类型以Ⅲ型为主,镜质体反射率平均为1.2%,达到中—高成熟阶段;矿物组成中黏土较为富集,平均含量为66.24%,主要由伊/蒙混层和伊利石组成;孔隙类型以黏土矿物层间孔和微裂缝为主,有机质孔不发育。泥页岩具有较高的比表面积和孔体积,均值分别为 $27.47\text{m}^2/\text{g}$ 和 $0.042\text{cm}^3/\text{g}$ ,与我国南方古生界海相龙马溪组页岩相当。通过相关性分析发现,泥页岩比表面积和孔体积与总有机碳含量呈负相关关系,而比表面积和孔体积与黏土矿物含量之间具有显著的正相关性,说明无机孔隙是该套泥页岩孔隙空间的主要贡献者,而非有机质孔。伊/蒙混层中包含的微孔和中孔、以及伊利石中存在的中孔和大孔是泥页岩孔隙系统的主要构成。

**关键词:**显微组分; TOC; 黏土矿物; 储层特征; 海陆过渡相; 龙潭组; 华蓥山地区

中图分类号: TE132.2 文献标志码: A 文章编号: 1672-1926(2019)01-0011-16

引用格式: Liu Hu, Cao Taotao, Qi Minghui, *et al.* Reservoir characteristics of Longtan Formation shale gas in Huayingshan area, eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(1): 11-26. [刘虎, 曹涛涛, 戚明辉, 等. 四川盆地东部华蓥山地区龙潭组页岩气储层特征[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(1): 11-26.]

## 0 引言

海陆过渡相泥页岩在我国分布广泛,是潜在的页岩气勘探对象<sup>[1,2]</sup>。不同于海相页岩层系,海陆过渡相泥页岩具有纵横向变化快、单层厚度小、累计厚度大等特点,形成的沉积环境为三角洲、滨海沼泽、浅水陆棚等。我国海陆过渡相泥页岩总体上表现为有机质丰度高、类型变化大、热演化程度适中( $R_o=1.0\%\sim 3.0\%$ )等特点<sup>[1,3]</sup>,在一定程度上反映了海陆过渡相页岩气具有较好的勘探潜力。前

人<sup>[1-3]</sup>研究表明海陆过渡相泥页岩的有机质构成、黏土矿物组合面貌及含量与成熟开发的海相页岩存在显著的差异,其气体的赋存状态及成藏机理与海相页岩气也不尽相同。因而,明确海陆过渡相页岩气的物质基础、储集空间构成及页岩气赋存机理是目前亟待解决的关键科学问题。

不同沉积环境条件下形成的泥页岩有机碳含量、类型、黏土矿物组合及含量存在显著差异<sup>[3]</sup>,会影响孔隙系统的构成和含气方式的变化<sup>[4]</sup>。以鄂尔多斯盆地和沁水盆地山西组海陆过渡相泥页岩为

收稿日期:2018-07-20;修回日期:2018-10-18.

基金项目:四川省科技计划项目“四川盆地上二叠统海陆过渡相页岩气成藏条件研究”(编号:2018JZ0003);国家自然科学基金“川东地区海陆过渡沉积环境演变过程中泥页岩孔隙系统变化规律”(编号:41802163);湖南省自然科学基金“基于有机岩相特征的泥页岩有机孔成因机理研究”(编号:2018JJ 3152)联合资助。

作者简介:刘虎(1986-),男,四川资阳人,高级工程师,博士,主要从事非常规天然气地质实验及勘探研究.E-mail:sl122062@163.com.

通信作者:曹涛涛(1987-),男,河南商丘人,讲师,博士后,主要从事页岩气地质与地球化学研究.E-mail:515165359@163.com.

例,在临汾和延长地区有机碳含量和伊/蒙混层含量与比表面积和含气性之间具有正向相关性<sup>[5-7]</sup>,在延安地区伊/蒙混层和伊利石含量高低是孔隙系统发育的关键影响因素<sup>[8,9]</sup>,但沁水南部泥页岩孔渗受高岭石含量的控制<sup>[10]</sup>,这些特征说明了海陆过渡环境的不同造成了陆源输入、黏土矿物种类及有机质来源的差异,并进一步控制了孔隙系统的构成和演化。因而,明确海陆过渡相泥页岩形成环境、有机质丰度—类型—组成—成熟度、矿物组合特征及其对页岩储层孔隙空间构成及含气性的影响,是揭示海陆过渡相页岩气富集条件和有利区优选的关键内容。

四川盆地作为我国页岩气勘探和研究的重点地区,晚二叠世龙潭组发育了一套海陆过渡相泥页岩,除了在川西绵阳—德阳,川北边缘及川东南涪陵—石柱一带泥页岩厚度较小,其余大部分地区泥页岩厚度在 50~140m 以上。龙潭组在川东和川南埋藏深度较浅,普遍小于 4 000m,而在川北和川西地区,埋藏深度多在 4 000m 以深,最大埋深超过 7 000m<sup>[11]</sup>。目前四川盆地龙潭组页岩气相关研究还比较少,研究主要集中在川东和川东北地区<sup>[12]</sup>。其中在川东一带龙潭组具有高热演化程度和良好的含气性<sup>[13,14]</sup>,钻井也显示了该区龙潭组页岩气具有一定的潜力。基于前期研究工作,本文拟选取华蓥山地区上二叠统龙潭组为研究对象,开展 X-射线衍射、有机质含量、显微组成、镜质体反射率、氮气吸附、氩离子抛光扫描电镜等测试,系统地分析泥页岩储层的矿物组成、有机地球化学、储层物性等特征,以期丰富海陆过渡相页岩气地质理论及为川东地区乃至上扬子地区海陆过渡相页岩气评价和勘探提供理论依据。

## 1 区域地质背景

自古生代以来,四川盆地经历了复杂的构造地质运动,完成了克拉通盆地到前陆盆地的演化,成为一个海陆相叠合盆地<sup>[15]</sup>。龙潭组在整个四川盆地都广泛发育,主要分布在川东、川南和川西南地区。川东地区在构造上位于宜宾—华蓥山—达州以东至齐岳山断裂区域,而华蓥山地区是构造发育的地带<sup>[16]</sup>,也是川中丘陵区 and 川东低中山的分界线。前人前期工作主要把川东地区龙潭组作为烃源岩进行评价和研究<sup>[12,17]</sup>,其作为非常规天然气储层的相关研究还较少。刘光祥等<sup>[11]</sup>探讨了川东龙潭组页岩气潜力,指出了万县—仪陇—通江—奉节和宜宾—永川—綦江—赤水一线具有较好的勘探前景;张吉

振等<sup>[18]</sup>则指出了泸州—自贡—宜宾和女基井—潼南—高科 2 井 2 个有利区块。华蓥山地区龙潭组发育了一套含煤富有机质碎屑岩性组合,炭质页岩有机质丰度高、处于高演化阶段,有利于天然气的生成<sup>[12]</sup>,具备页岩气富集成藏的地质条件。

## 2 样品与实验

### 2.1 样品

由于川东华蓥山地区龙潭组页岩气勘探和相关研究还比较薄弱,缺少钻井样品,因而以取自川东地区邻水县华蓥山高石坎露头剖面(图 1)的龙潭组(P<sub>3</sub>l)泥页岩样品作为研究对象,并采取少量的西门 1 井、威页 1 井岩屑样品做黏土矿物形态分析。野外观测显示龙潭组主要为一套含煤的富有机质碎屑岩组合,是重要的页岩气烃源岩发育层段,根据前人研究编制的四川盆地龙潭组泥页岩厚度图(图 1),可以看出华蓥山地区龙潭组厚度在 120m 左右,与野外观测厚度相吻合。本文研究系统采集了 31 件泥页岩样品及少量钻井岩屑样品,相关分析测试是在页岩气评价与开采四川省重点实验室和中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质所完成的。

### 2.2 实验方法

有机地球化学分析包括 TOC、干酪根碳同位素、成熟度  $R_o$  及有机显微组分等测定。TOC 含量采用 Leco CS230 碳硫分析仪测得;在单偏光油浸物镜下利用反射光进行显微组分观察以及镜质体反射率( $R_o$ )测定;干酪根元素利用 Delta V Advantage 稳定同位素质谱仪测试完成的。

全岩及黏土矿物相对含量采用 Bruker D8s 型 X-射线衍射仪进行表征,试验标准和检测方法参照 SY/T 5163-1995《沉积岩黏土矿物相对含量 X-射线衍射分析方法》。

采用 Micromeritics ASAP 2020 比表面积与孔径分析仪测试泥页岩的孔隙结构特征。测试前样品首先在 110℃ 高温下抽真空处理 3h,然后以纯度大于 99.99% 的氮气作为吸附质,在 -196℃ 温度下测定不同压力的氮气吸附量。利用 BET 多点比表面积作为页岩的总比表面积,利用 BJH 法计算孔体积,并采用吸附分支进行孔径分布表征。

选取小块页岩,对垂直层理的新鲜断面进行扫描电镜观察,仪器为 Quanta 200 环境扫描电镜,主要用来观察泥页岩中黏土矿物的组成、形貌和孔隙发育特征。另外,选取页岩样品,经 Gatan 693 型

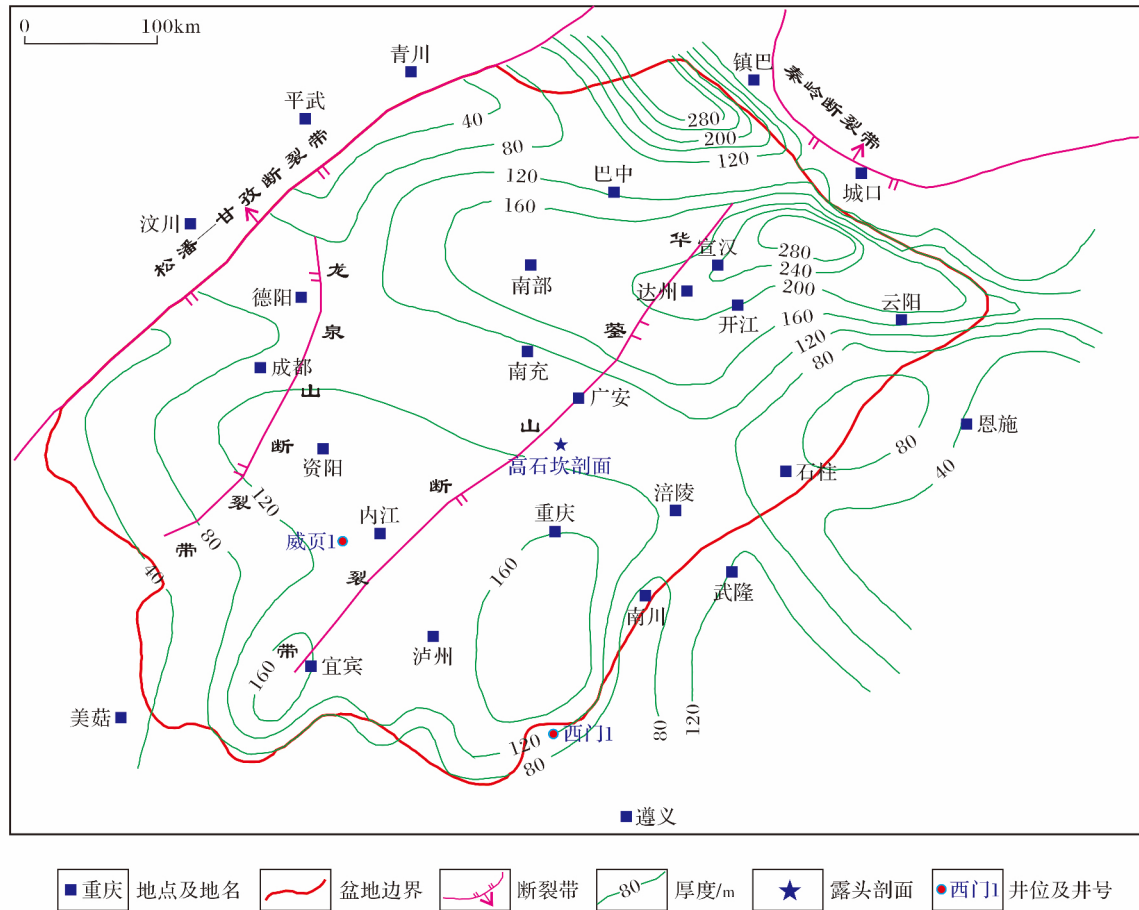


图 1 四川盆地龙潭组等厚图及样品采集位置(据文献[11],修改)

Fig.1 Isopach map and sample collection locations of the Longtan Formation in the Sichuan Basin(revised from Ref.[11])

Ar 离子抛光仪表面剖光后,在 Helios 650 聚焦离子束扫描电镜下观察泥页岩的微观孔隙类型。

### 3 泥页岩组成特征

#### 3.1 有机质丰度

华蓥山地区龙潭组泥页岩广泛发育,高石坎剖面 31 个样品的测试表明泥页岩及煤的 TOC 含量分布在 0.15%~26.6% 之间(表 1),平均为 3.61%。其中,2 个灰岩和灰质页岩分别为 0.15% 和 0.85%,黑色页岩的 TOC 含量普遍在 1% 甚至在 2% 以上,1 块煤样的泥页岩 TOC 含量为 26.6%。由于处于海陆过渡相带,龙潭组岩性在垂向上变化较大,导致 TOC 含量在剖面上表现出很强的非均质性。从分布频率上看(图 2),TOC 含量主要分布在 2%~4% 之间,所占比例为 51.61%,其次分布在大于 4% 和 1%~2% 的范围区间,所占比例分别为 22.58% 和 15.36%,仅有 2 个样品的 TOC 含量低于 2%。依据烃源岩的评价标准<sup>[19]</sup>,华蓥山地区泥页岩主体为好烃源岩类型。与同时期海陆过渡相的美国圣胡安

盆地的 Lewis 页岩 TOC 含量分布在 0.4%~2.5% 之间相比<sup>[20]</sup>,华蓥山地区龙潭组泥页岩 TOC 含量更高、生烃条件也更好,有机质丰度达到了页岩气有利区优选的要求。

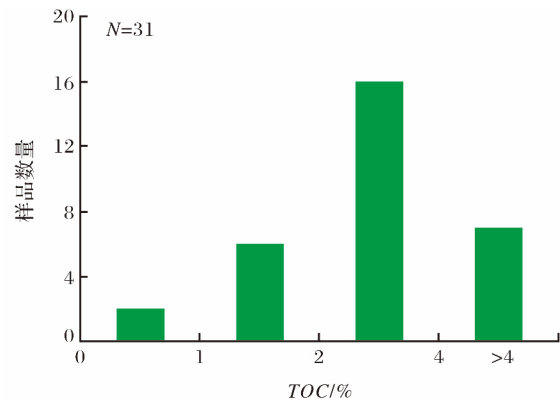


图 2 华蓥山地区龙潭组泥页岩 TOC 分布频率  
Fig.2 TOC distribution frequency of the Longtan Formation shales in Huayingshan area

#### 3.2 有机质组成和类型

本文研究采用全岩显微组分鉴定和干酪根碳同

位素测定相结合的手段,对研究区龙潭组泥页岩的有机质类型进行判识。12个全岩显微组分鉴定结果(表1,图3),表明龙潭组泥页岩的显微组分以镜

质组和惰质组为主,部分样品含有少量的腐泥组,壳质组和动物碎屑含量很少或不存在。镜质组在镜下多呈现为块状和树皮撕裂状[图3(a)—图3(c)],其

表1 华蓥山地区龙潭组泥页岩有机地球化学特征

Table 1 Organic geochemical features of the Longtan Formation shales in Huayingshan area

样品号	岩性	TOC /%	R <sub>O</sub> /%	δ <sup>13</sup> C <sub>ker</sub> /‰	全岩显微组成/%				
					腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组	动物碎屑
HYS2-1	泥岩	2.71	1.15	-22.9	0	0	78	22	0
HYS2-2	粉砂质泥岩	1.23							
HYS2-3	粉砂质泥岩	2.26		-22.6	0	1	66	33	0
HYS2-4	泥岩	1.77							
HYS2-5	泥岩	2.53		-22.4	0	1	75	24	0
HYS2-6	泥岩	1.26							
HYS2-7	泥岩	2.50		-22	0	1	92	7	0
HYS2-8	灰色泥岩	0.85							
HYS2-9	泥岩	3.63		-23.4					
HYS2-10	泥岩	2.09		-22.4	0	1	91	8	0
HYS2-11	泥岩	4.62		-22.6	0	1	84	15	0
HYS2-12	泥岩	2.50							
HYS2-13	泥岩	1.85							
HYS2-14	泥岩	3.81							
HYS2-15	钙质泥岩	3.13		-22.7	0	1	82	17	0
HYS2-16	泥岩	3.25							
HYS2-17	泥岩	3.16	1.15	-22.1	0	0	90	10	0
HYS2-18	钙质泥岩	1.87							
HYS2-19	钙质泥岩	4.02	1.09	-23	0	0	100	0	0
HYS2-20	钙质泥岩	2.46							
HYS3-1	泥岩	3.50							
HYS3-2	泥岩	5.11							
HYS3-3	泥岩	4.99		-23.9	5	0	85	10	0
HYS3-4	泥岩	4.66							
HYS3-5	泥岩	1.92							
HYS3-6	泥岩	2.82		-22.8	3	0	88	8	1
HYS3-7	泥岩	3.63							
HYS3-8	泥岩	4.36		-22.8	4	0	84	12	0
HYS3-9	泥岩	2.69							
HYS3-10	灰岩	0.15							
HSY4-1	煤	26.60	1.39						

含量为66%~100%,平均为84.58%,与Borjigen等<sup>[21]</sup>分析的该区龙潭组镜质体平均为85%非常相近。惰质组多以丝质体碎屑的形式出现[图3(c),图3(d)],含量介于0%~33%之间,平均为13.83%。根据行业标准SY/T 5125-1996,计算干酪根的类型指数为-82~-68.75,显示干酪根类型为Ⅲ型。干酪根碳同位素是有机质类型判识的可靠

指标,Ⅰ型干酪根δ<sup>13</sup>C<sub>ker</sub>值小于-29‰,Ⅱ型干酪根δ<sup>13</sup>C<sub>ker</sub>值介于-29‰~<-26‰之间,Ⅲ型干酪根δ<sup>13</sup>C<sub>ker</sub>值大于-26‰<sup>[22]</sup>。对13个龙潭组泥页岩进行干酪根碳同位素测定,结果为-23.9‰<δ<sup>13</sup>C<sub>ker</sub><-22‰,也揭示龙潭组页岩有机质类型为Ⅲ型。

### 3.3 热演化程度

成熟度R<sub>O</sub>值的高低影响着页岩的生烃潜力和

页岩气的吸附能力,足够的热成熟度是生成页岩气的必要条件之一<sup>[23]</sup>。北美页岩气勘探表明页岩气藏的  $R_o$  值一般处于 1.1%~3%<sup>[24]</sup> 之间。研究区

龙潭组泥页岩的镜质体反射率  $R_o$  值为 1.09%~1.39%,平均为 1.2%,达到中—高成熟阶段,与北美含气页岩具有较好的可比性。与此同时,华北大城

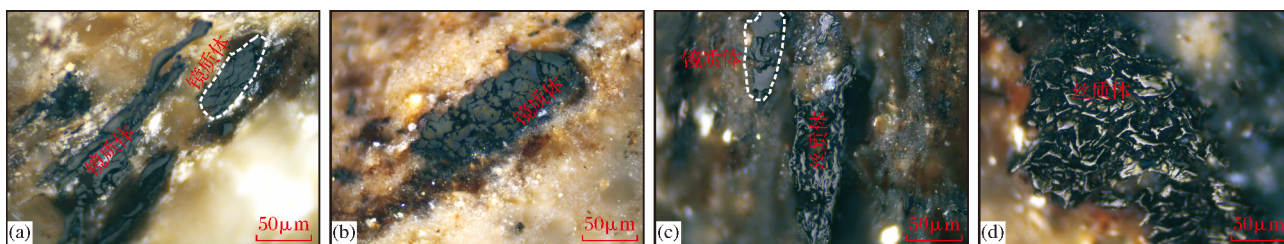


图3 华蓥山地区龙潭组泥页岩显微组分照片

Fig.3 Images of maceral composition of the Longtan Formation shales in Huayingshan area

地区及淮南地区也与之相当,华北大城地区二叠系页岩  $R_o=1\% \sim 1.27\%$ <sup>[25]</sup> 和淮南海陆过渡相页岩  $R_o=0.9\% \sim 1.01\%$ <sup>[26]</sup>,然而与国内其他地区海陆过渡相页岩对比则存在较大差异,如鄂尔多斯盆地二叠系页岩成熟度分布范围广、成熟度  $R_o$  值变化范围在 0.43%~3%之间<sup>[27,28]</sup>;湘中地区龙潭组页岩  $R_o$  值平均为 1.42%<sup>[29]</sup>;沁水盆地二叠系海陆过渡相页岩成熟度  $R_o$  值分布在 1.89%~2.16%之间<sup>[30]</sup>。在四川盆地内对比发现,华蓥山地区龙潭组泥页岩的成熟度显著低于川南地区,后者成熟度  $R_o$  值分布在 1.95%~2.4%之间<sup>[31]</sup>。

### 3.4 矿物组成

研究区龙潭组岩性组合主要为炭质泥页岩、粉砂岩、砂岩、煤层和灰质页岩等,矿物组成在宏观上与海相页岩差别较大,主要体现在黏土矿物含量及

组成方面。我国南方五峰组—龙马溪组页岩的矿物组成变化较大,自川南→鄂西渝东→川东南→长宁地区,黏土矿物含量从 29.9%→30.6%→41.6%→48.5%,石英+长石含量从 36.1%→53.7%→67.8%→31.3%,同时海相页岩普遍含有较高的碳酸盐矿物<sup>[32-35]</sup>。本文研究的龙潭组泥页岩主要矿物组成为黏土矿物,含量变化范围为 3%~87%[图 4(a)],除一个灰岩外,泥页岩的黏土矿物平均含量为 66.24%,这与前人研究的海陆过渡相泥页岩以富黏土矿物为主的结果<sup>[5-6,8]</sup>相似,但显著高于我国南方五峰组—龙马溪组页岩中黏土矿物含量。黏土矿物的组成主要为伊/蒙混层,占黏土矿物含量的48%~81%,其次为伊利石,相对含量为 9%~46%,同时含有少量的绿泥石和高岭石[图 4(b)]。龙潭组泥页岩中石英含量相对较低,介于12%~38%之间,平

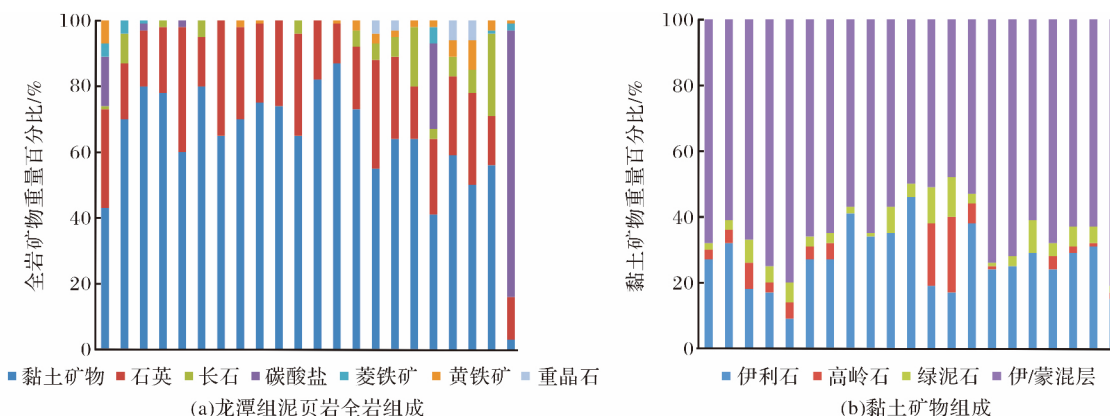


图4 华蓥山地区龙潭组泥页岩全岩和黏土矿物组成

Fig.4 Composition of whole rock and clay minerals of the Longtan Formation shales in Huayingshan area

均为 23.52%,远低于海相页岩,不利于龙潭组泥页岩层段的压裂改造。除了黏土矿物和石英外,龙潭

组泥页岩中含有少量的长石、碳酸盐、菱铁矿、黄铁矿和重晶石等,但含量普遍较低,平均含量均在 5%

以下[图 4(a)]。

## 4 泥页岩储层孔隙结构

### 4.1 氮气吸附—脱附曲线

龙潭组泥页岩样品脱附曲线在压力较高时( $P/P_0 > 0.45$ )与吸附曲线不重合(图 5),形成迟滞环。根据 IUPAC 对等温吸附曲线类型的划分,氮气吸附曲线属于 IV 型等温吸附曲线和 H3 型迟滞环类型。按照前人对 IV 型吸附线和 H3 型迟滞环特征对孔隙类型的判识,龙潭组泥页岩孔隙构成的主体为

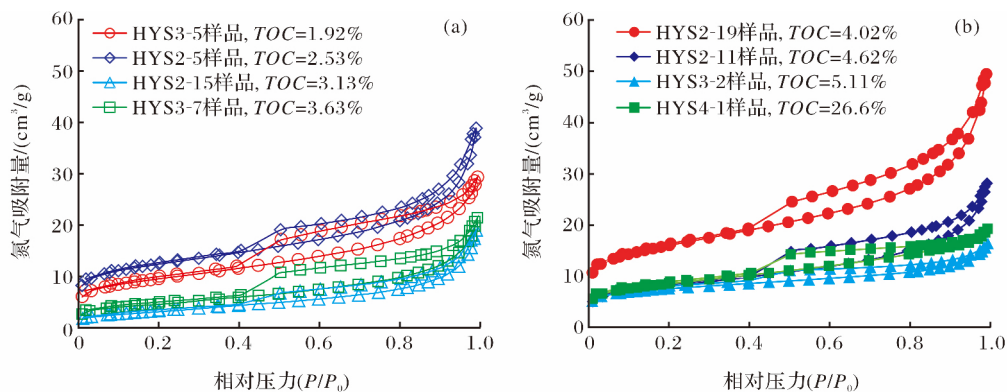


图 5 华蓥山地区龙潭组泥页岩氮气吸附—脱附曲线

Fig.5 Nitrogen adsorption-desorption curves of the Longtan Formation shales in Huayingshan area

### 4.2 孔径分布

采用氮气脱附分支得到的孔径分布曲线在 4nm 处存在明显的“假峰”<sup>[38]</sup>,这是由于脱附过程中氮气呈现滞后或停滞解吸所致,因此需要采用吸附分支曲线来处理孔径分布特征(图 6)。图 6 显示龙潭组泥页岩孔径主要分布在中孔阶段、其次为大孔,

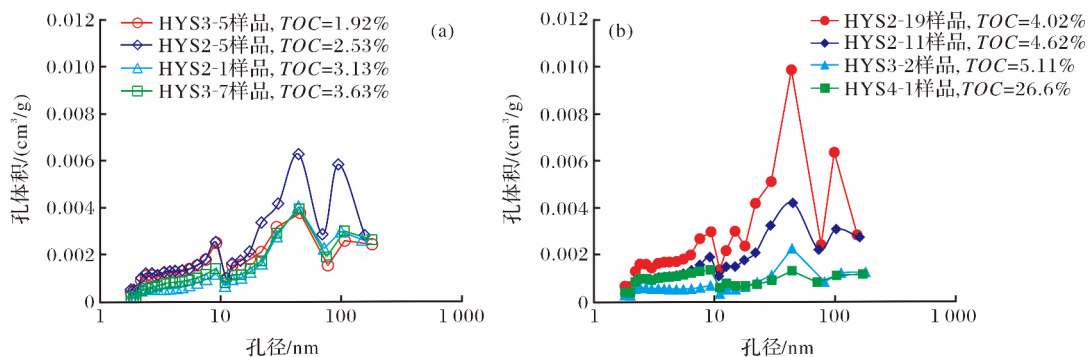


图 6 华蓥山地区龙潭组泥页岩孔径分布曲线

Fig.6 Pore size distribution curves of the Longtan Formation shales in Huayingshan area

### 4.3 孔隙结构参数

氮气吸附实验结果(表 2)表明,BJH 法得出的龙潭组泥页岩的孔体积在  $0.018 \sim 0.076 \text{ cm}^3/\text{g}$  之间,平均为  $0.042 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。微孔体积占总孔体积的  $0.34\% \sim$

中孔,孔隙类型以平板狭缝型孔隙为主<sup>[36]</sup>。

泥页岩的孔隙结构特征及氮气吸附曲线形态受 TOC、黏土矿物等因素的影响<sup>[37]</sup>。从图 4 中可以看出,氮气吸附曲线随着 TOC 含量的增加并未表现出增加的趋势,如 HYS2-5 以及 HYS2-19 具有最高的氮气吸附量,其 TOC 含量分别为  $2.53\%$  和  $4.02\%$ ,而具有更高 TOC 含量的 HYS3-2 (TOC =  $5.11\%$ ) 和 HYS4-1 (TOC =  $26.6\%$ ) 的氮气吸附量较低,在一定程度上揭示了 TOC 对氮气吸附能力的控制并不明显。

微孔体积较低。整体上看,孔隙呈多峰型分布,其中主峰分布在  $43.6 \sim 44.3 \text{ nm}$  之间,同时在  $94.4 \sim 102.3 \text{ nm}$  之间和  $9.1 \sim 9.3 \text{ nm}$  之间具有峰值。从孔径分布与 TOC 含量的关系来看,TOC 含量越高,孔隙体积反而较低,在一定程度上揭示了 TOC 含量的增加可能会抑制孔隙系统的发育。

$3.47\%$ ,均值为  $1.93\%$ ;中孔体积所占比例介于  $45.45\% \sim 79.32\%$  之间,均值为  $65.49\%$ ;大孔体积所占比例为  $18.66\% \sim 53.98\%$ ,均值为  $32.58\%$ 。由此可见,龙潭组泥页岩孔隙空间主要由中孔构成、其次为

大孔,微孔贡献非常小。采用 BET 模型得出龙潭组比表面积分布在  $6.15 \sim 52.69 \text{ m}^2/\text{g}$  之间,平均为  $27.47 \text{ m}^2/\text{g}$ 。微孔、中孔和大孔比表面积是不同尺度孔隙所测的比表面积累计所得,其中微孔贡献了比表面积的  $3.19\% \sim 12.8\%$ ,平均为  $8.57\%$ ;中孔提供了  $83.88\% \sim 89.38\%$  的比表面积,平均为  $86.58\%$ ;而大孔所占比表面积有限,只有  $1.42\% \sim 11.49\%$ ,平均为

$4.85\%$ 。与海相页岩相比,华蓥山地区龙潭组泥页岩的比表面积和孔体积高于该区下寒武统筇竹寺组页岩<sup>[39]</sup>,比龙马溪组页岩稍低或相当<sup>[40]</sup>。

#### 4.4 孔隙类型

从图 6 中可以看出,龙潭组泥页岩有机质内基本上没有孔隙,但是在有机质内部及边缘发育一定量的微裂缝[图 7(a)—图 7(d)],这可能与有机质

表 2 华蓥山地区龙潭组孔隙结构参数

Table 2 Porestructure parameters of the Longtan Formation shales in Huayingshan area

样品号	BET 比表面积 /( $\text{m}^2/\text{g}$ )	微孔比表面积 /( $\text{m}^2/\text{g}$ )	中孔比表面积 /( $\text{m}^2/\text{g}$ )	大孔比表面积 /( $\text{m}^2/\text{g}$ )	孔体积 /( $\text{cm}^3/\text{g}$ )	微孔体积 /( $\text{cm}^3/\text{g}$ )	中孔体积 /( $\text{cm}^3/\text{g}$ )	大孔体积 /( $\text{cm}^3/\text{g}$ )
HYS2-1	38.42	2.18	16.48	0.5	0.043	0.001 0	0.026	0.006 2
HYS2-3	35.1	1.93	15.91	0.7	0.045	0.000 9	0.028	0.008 0
HYS2-5	41.5	2.18	20.34	1.05	0.064	0.001 0	0.038	0.012 0
HYS2-10	45.57	2.61	26.47	1.53	0.074	0.001 2	0.041	0.023 0
HYS2-11	26.56	1.51	16.58	0.7	0.043	0.000 7	0.026	0.012 0
HYS2-15	12.18	0.83	9.79	0.68	0.029	0.000 4	0.017	0.012 0
HYS2-16	43.16	2.3	22.12	1.2	0.066	0.001 1	0.035	0.020 0
HYS2-17	30.35	1.54	17.87	1.15	0.055	0.000 7	0.03	0.019 0
HYS2-19	52.69	2.82	26.82	1.38	0.076	0.001 3	0.051	0.012 0
HYS3-1	9.73	0.73	7.3	0.41	0.019	0.000 3	0.013	0.004 6
HYS3-2	23.65	1.35	8.87	0.33	0.025	0.000 6	0.011	0.005 7
HYS3-3	8.49	0.25	6.68	0.9	0.029	0.000 1	0.014	0.015 0
HYS3-4	21.49	1.18	14.65	0.56	0.035 6	0.000 6	0.022	0.011 0
HYS3-5	32.54	1.8	18.79	0.56	0.045	0.000 8	0.028	0.010
HYS3-6	22.87	1.44	11.5	0.77	0.037	0.000 7	0.019	0.013 0
HYS3-7	16.39	0.77	11.69	0.63	0.033	0.000 4	0.019	0.012 0
HYS3-8	6.15	0.25	4.09	0.51	0.018	0.000 1	0.008	0.009 5
HYS3-9	26.46	1.61	13.87	0.64	0.038	0.000 7	0.021	0.012 0
HYS4-1	28.56	1.76	14.94	0.24	0.023	0.000 8	0.018	0.004 5

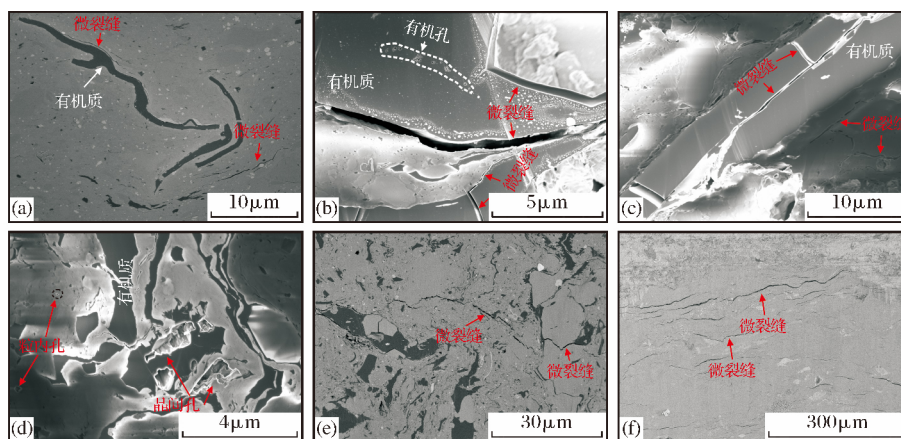


图 7 华蓥山地区龙潭组泥页岩微观孔隙特征

Fig.7 Microscopic pore characteristics of the Longtan Formation shales in Huayingshan area

(a) 有机质内孔隙不发育, HYS3-1 样品, 华蓥山高石坎剖面; (b)、(c) 有机质内孔隙不发育, 但发育微裂缝, HYS3-3 样品, 华蓥山高石坎剖面; (d) 泥页岩中发育少量的晶间孔, HYS3-2 样品, 华蓥山高石坎剖面; (e) 页岩中发育大量的微裂缝, HYS3-2 样品, 华蓥山高石坎剖面; (f) 页岩中发育大量的微裂缝, 西门 1 井, 4 550m

来源主要为高等植物,组分以镜质组和惰质组为主有关。镜质组在热演化过程中,不利于有机孔的形成,另外,惰质组的生烃潜力差,也极大地抑制了有机质孔的发育<sup>[30]</sup>。有机质内的微裂缝发育可能与镜质体内部结构或者是由于热演化过程中产生的局部异常压力引起的,而有机质边缘的微裂缝可能是由于有机质热演化体积收缩造成的。龙潭组泥页岩的有机质孔的发育程度远低于海相的 Barnett 页岩、Woodford 页岩和龙马溪组页岩<sup>[24,41,42]</sup>,反映了有机质孔不是龙潭组泥页岩的主要孔隙类型。龙潭组泥页岩中脆性矿物粒间孔和粒内孔有少量发育,多呈棱角状或不规则形状,这是由于脆性矿物以石英为主、方解石和长石的含量较低,整体上不利于脆性矿物粒内孔和晶间孔的发育。微裂缝在龙潭组页岩中多沿着片状黏土裂开而形成,呈锯齿弯曲状,多具有较好的延伸性和开放性,连通性好[图 7(e)—图 7(f)]。此外,蒙脱石向伊利石转化过程中,伴随着黏土矿物体积的收缩,也能够产生一定的微裂缝<sup>[25]</sup>。

龙潭组泥页岩普遍具有较高的比表面积和孔体积,但有机质孔并不发育,因此进一步探索了微观孔

隙发育与黏土矿物之间的关系显得十分必要。由于氩离子抛光后龙潭组黏土矿物形貌观察效果差且露头样品较为破碎,不利于沿垂直层理方向开展普通扫描电镜观察,因此,对采自西门 1 井、威远 1 井 2 口钻井岩屑样品进行普通扫描电镜观察。结果表明,不同类型的黏土矿物的晶体排列方式和内部孔隙发育程度差异很大。图 8(a)显示了高岭石颗粒呈定向顺层排列,但 2 组高岭石的排列方式不同,可能是形成原因或期次不同。孔隙沿着高岭石矿物顺层发育,但一般尺度较大,多在微米级[图 8(b)]。绿泥石层片间也具有较为发育的孔隙,尺寸多在几百个纳米,但是比伊/蒙混层内孔隙发育程度差[图 8(c)]。伊利石矿物多丝状和丝缕状分布,层间发育的孔隙形态多呈絮状,孔径从几十个纳米变化到几个微米[图 8(d)]。伊/蒙混层的形态与伊利石相似,但在絮状体内部具有更为发育的孔隙,一般长 0.5nm~2 $\mu$ m,具有较好的连通性。这些黏土矿物内的孔隙发育程度远高于有机质中孔隙发育,由此可见,黏土矿物孔尤其是伊利石和伊/蒙混层内的纳米—微米级孔隙是龙潭组页岩孔隙系统的主要构成。

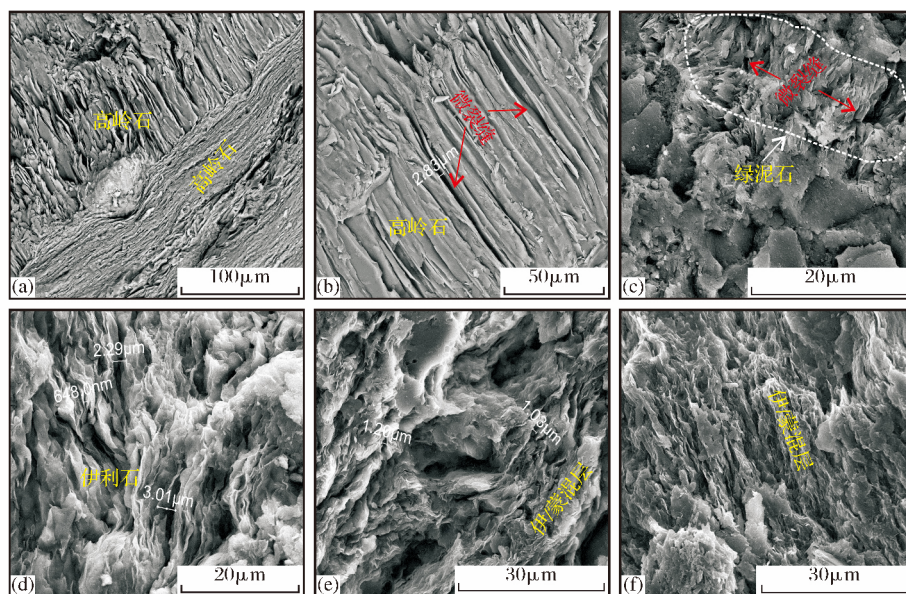


图 8 华蓥山地区龙潭组泥页岩中黏土矿物形态及孔隙发育特征

Fig.8 Morphologies and pore development characteristics of clay minerals in Longtan Formation shales in Huayingshan area

(a)—(b)高岭石,威页 1 井,2 730m;(c)绿泥石,威页 1 井,2 705m;(d)伊利石,西门 1 井,4 490m;

(e)伊/蒙混层,西门 1 井,4 540m;(f)伊/蒙混层,西门 1 井,4 550m

## 5 储层孔隙结构的影响因素

### 5.1 有机质含量

有机质含量不仅是泥页岩生烃潜力的重要参数,而且热演化过程生成的油气经排烃之后残留的

有机质孔控制着泥页岩的储层物性。Jarvie 等<sup>[24]</sup>研究认为泥页岩生烃之后孔隙增多,并且有机碳含量越高,孔隙体积增加幅度越大。通过相关性分析表明,华蓥山地区龙潭组泥页岩的比表面积和孔体积随着 TOC 增加而降低[图 9(a),图 9(b)]。这与



Jarvie 等<sup>[24]</sup>认识结果存在差异, 因为龙潭组 III 型有机质不发育孔隙且有机质占据了矿物间孔隙造成了泥页岩孔隙空间的减少。Yang 等<sup>[9]</sup>对比分析了陆相、海相和海陆过渡相泥页岩孔隙结构差异及控制因素, 发现鄂尔多斯盆地山西组海陆过渡相页岩中有机质内几乎没有孔隙发育, TOC 对海陆过渡相页岩比表面积和孔体积起明显抑制作用, 相反, 在上扬子龙马溪组和牛蹄塘组海相页岩中发育了大量的有机质孔, 其有机碳含量与比表面积和孔体积呈正

向相关性, 说明了海相和海陆过渡相页岩有机质组成的差异不仅影响了有机质孔的发育, 还会进一步抑制或促进页岩孔隙结构的发育。徐宏杰等<sup>[43]</sup>也发现随 TOC 增加, 海陆过渡相泥页岩的比表面积与孔体积具有降低的趋势。这些特征表明了 TOC 越高, 有机质体积越大, 也就占据了更多的矿物间孔隙<sup>[44]</sup>, 进而抑制泥页岩孔隙系统的发育、降低其比表面积和孔体积。

进一步分析 TOC 对不同阶段孔隙的比表面积

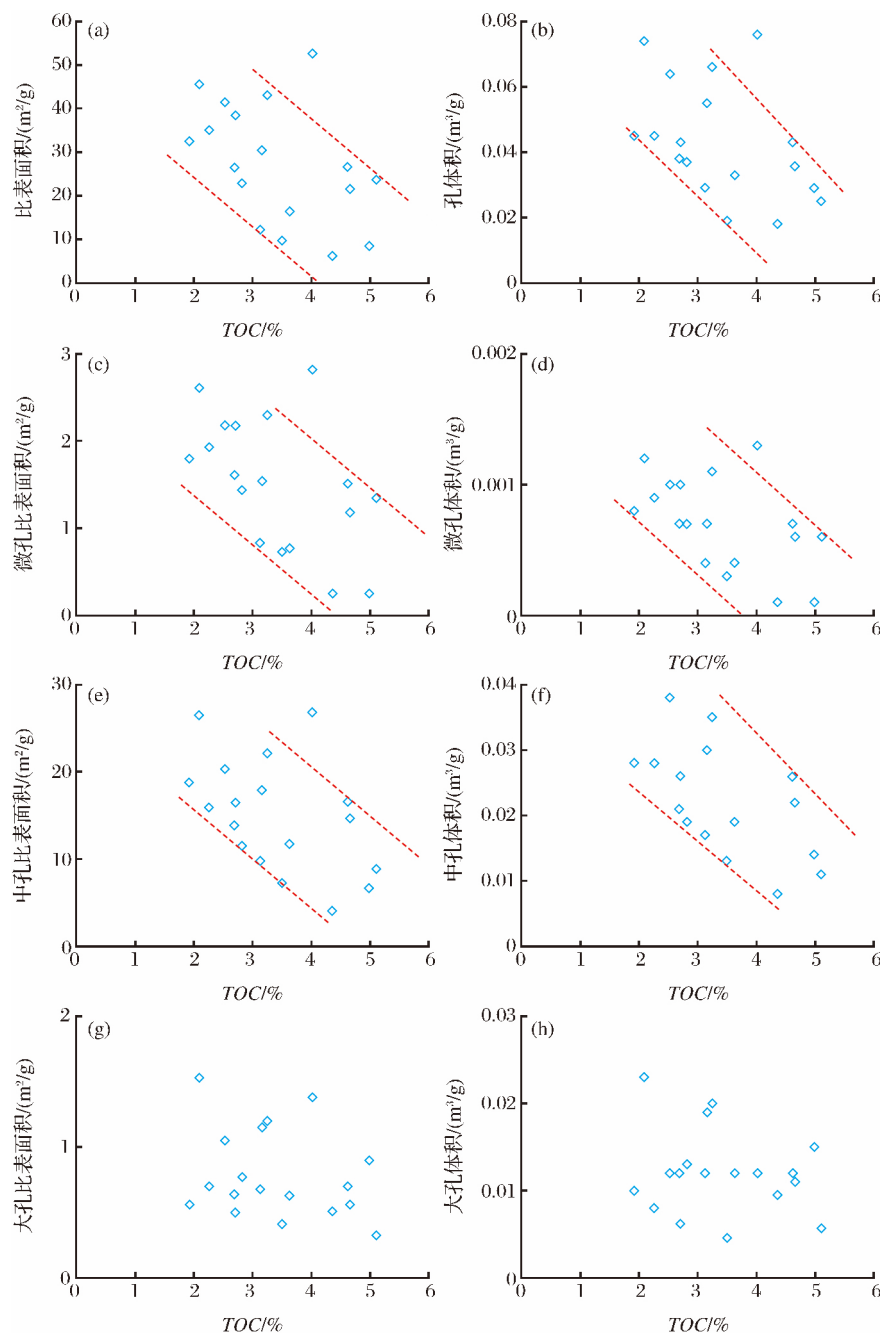


图 9 华蓥山地区龙潭组泥页岩 TOC 与比表面积、孔体积相关关系

Fig.9 Relationship of TOC with specific surface area and pore volume of Longtan Formation shales in Huayingshan area

和体积的影响,发现 TOC 与微孔、中孔的比表面积和孔体积之间具有明显的负相关性[图 9(c)—图 9(f)],但是对大孔比表面积和体积没有明显的影响[图 9(g)—图 9(h)],说明有机质含量越高、被占据的页岩微孔和中孔越多,越不利于泥页岩比表面积和孔体积的发育,因此有机质不是龙潭组泥页岩孔隙系统的控制因素,反而会抑制孔隙系统的发育。

## 5.2 成熟度( $R_o$ )和显微组分的影响

Loucks 等<sup>[45]</sup>则认为 Barnett 页岩在成熟度  $R_o > 0.6\%$  已经开始发育有机质孔,而 Curtis 等<sup>[41]</sup>认为成熟度  $R_o$  值在  $0.9\%$  以上有机质孔已经大量发育。本文研究测得的邻水华蓥山地区龙潭组泥页岩的成熟度  $R_o$  值为  $1.09\% \sim 1.39\%$ ,处于中—高成熟阶段,已经达到有机质孔发育的成熟度范围,但龙潭组泥页岩中并未出现有机质孔发育的情况,相似的现象出现在鄂尔多斯盆地、贵州地区和太康盆地海陆过渡相页岩中,尽管这些页岩都具有很高的  $R_o$  值,但几乎没有有机质孔的发育<sup>[9,19,46,47]</sup>。如, Luo 等<sup>[19]</sup>研究发现贵州龙潭组页岩成熟度  $R_o$  值从  $1.10\%$  变化到  $2.74\%$ ,均不发育有机质孔; Yang 等<sup>[46]</sup>系统归纳总结了海陆过渡相页岩的成熟度与有机质孔发育的关系,发现延长地区成熟度  $R_o$  值为  $2.3\% \sim 2.6\%$  的山西组泥页岩和贵州地区成熟度为  $R_o$  值为  $2.7\% \sim 3.2\%$  的龙潭组页岩中也均不发育有机质孔; Liang 等<sup>[47]</sup>对太康凹陷成熟度更高的太原组页岩( $R_o$  值为  $3.12\% \sim 3.65\%$ )进行分析,其干酪根组成主要为镜质组和惰质组,有机质内部也无孔隙发育。这些情况充分反映了在高过成熟条件下其他因素如显微成分控制了海陆过渡相页岩中有机质孔的发育与否。

前人<sup>[48,49]</sup>研究表明页岩中有机质存在多种显微组分,这些显微组分内的孔隙发育情形存在显著差异,会进一步影响其对孔隙系统的贡献。如 Fishman 等<sup>[50]</sup>认为有机孔的生成是显微组分和成熟度的函数。与 I—II 型的腐泥质相比, III 型的腐殖质具有更高的芳构化程度<sup>[51]</sup>,更难产生有机质孔。镜质体和惰质体多呈独立状态分布在泥页岩中,随着成熟度增加,它们基本上不发育孔隙;腐泥质和固体沥青是有机质孔发育的主要载体<sup>[48]</sup>。因而,有机显微组分和干酪根的差异是决定高成熟页岩中发育与否的关键因素。曹涛涛等<sup>[52]</sup>对川东地区龙潭组泥页岩有机孔发育特征与显微组分类型的关系进行了详细分析,也认为镜质体内孔隙普遍发育很差。王中鹏等<sup>[53]</sup>、袁野等<sup>[54]</sup>也发现海陆过

渡相中有机质孔基本不发育,泥页岩孔隙构成主要为晶间孔和剪切裂缝。本文研究也充分表明了华蓥山地区龙潭组页岩中有机质孔不发育与其显微组分为镜质组和惰质组有关。龙潭组页岩中有机质主要组成为镜质组和惰质组,其含量占有有机质组成的  $98.42\%$ 。因此,如此高含量的镜质组和惰质组,其内不发育孔隙,反而会占据一定的矿物孔隙,对页岩孔隙结构的贡献非常小,甚至会降低页岩的比表面积和孔体积。

## 5.3 黏土矿物及含量的影响

在有机质孔发育较差的情况下,黏土矿物孔是泥页岩孔隙系统的主要构成<sup>[55]</sup>。本文研究中龙潭组泥页岩的黏土矿物平均含量为  $66.24\%$ ,是最主要的矿物组成,对页岩孔隙系统的影响也至关重要。黏土矿物可以形成多种孔隙类型,如层间孔隙、粒间孔和粒内孔,通常具有较小的孔隙尺度和较高的比表面积<sup>[56]</sup>。华蓥山地区龙潭组泥页岩孔隙结构参数和黏土矿物相关性分析表明,随着黏土矿物含量增加,泥页岩的比表面积和孔体积呈明显增加的趋势[图 10(a),图 10(b)],说明了黏土矿物含量高的样品具有更大的比表面积和孔体积。Han 等<sup>[57]</sup>也发现徐淮地区山西组和石盒子组海陆过渡相页岩中黏土矿物含量与比表面积呈线性正相关性,黏土矿物是微观孔隙系统的主要贡献者。进一步分析表明黏土矿物含量与微孔、中孔比表面积及体积之间具有较好的正相关性[图 10(c)—图 10(f)],但是与大孔比表面积和孔体积之间不具备明显的关系[图 10(g)—图 10(h)]。这些特征说明了在有机质孔不发育的情况下,黏土矿物是龙潭组泥页岩微孔和中孔的主要载体,薄板状或纤维状黏土矿物含量的增加明显地促进比表面积和孔体积的增加。但这些特征与海相页岩存在明显的差异<sup>[58]</sup>,海相页岩中黏土矿物含量的增加主要增加大孔体积,对微孔和中孔具有一定的抑制作用。

不同类型的黏土矿物因其晶体结构不同,其内部孔隙尺度和类型也存在差异<sup>[59]</sup>。本文所研究的样品中黏土矿物类型主要为伊/蒙混层和伊利石,高岭石和绿泥石含量很低,因而主要分析了伊/蒙混层和伊利石含量对孔隙结构的影响。从图 11 中可以看出,伊利石和伊/蒙混层均与孔体积之间具有良好的正向关系,这是由于伊利石和伊/蒙混层晶间孔及收缩缝更为发育,具有良好多孔性和孔隙连通性[图 8(d)—图 8(f)]。Xiong 等<sup>[8]</sup>、Yang 等<sup>[9]</sup>研究也发现在鄂尔多斯盆地延安地区伊/蒙混层和伊利

石是山西组海陆过渡相页岩孔隙系统发育的关键因素,这也进一步揭示了在有机质孔不发育的海陆过渡相页岩中,伊利石和伊/蒙混层间孔隙是页岩孔隙的重要组成部分。扫描电镜表明伊/蒙混层具有多种形态,常表现为皱片状、蜂窝状等,其内发育的孔隙具有较小的孔径尺寸和多样的孔隙形态,而伊利石常呈叶状或纤维状,孔隙为层片状分布,这些形态的孔隙能够提供大量的纳米孔,增加页岩的比表面积和孔体积。进一步研究还表明伊利石主要控制中

孔和大孔的体积[图 11(e),图 11(g)],对微孔的贡献很小[图 11(c)];而伊/蒙混层内主要发育微孔和中孔[图 11(d),图 11(f)],但对大孔的贡献有限[图 11(h)]。因而,伊利石和伊/蒙混层都是孔体积的控制因素,但通过贡献不同尺度的孔隙建设泥页岩的孔隙系统。伊/蒙混层内部可发育大量直径为 1~2nm 的微孔和直径为几十纳米的中孔,能构成可观的孔体积和比表面积<sup>[60]</sup>;而伊利石向伊/蒙混层转化过程中,伊利石结晶度较高、黏土矿物的微孔

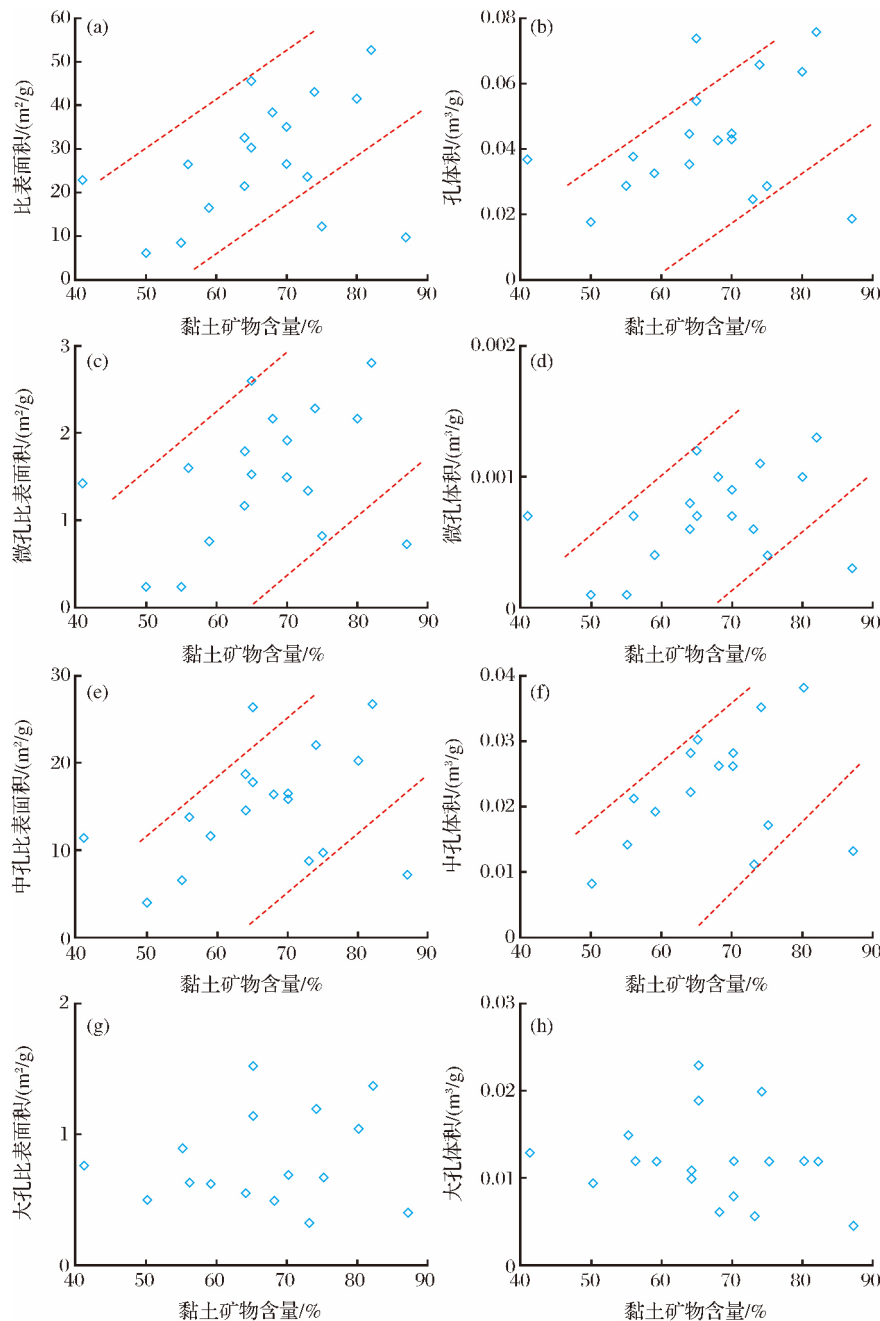


图 10 华蓥山地区龙潭组泥页岩黏土矿物含量与比表面积、孔体积相关关系

Fig.10 Relationship of clay mineral content with specific surface area and pore volume of Longtan Formation shales in Huayingshan area

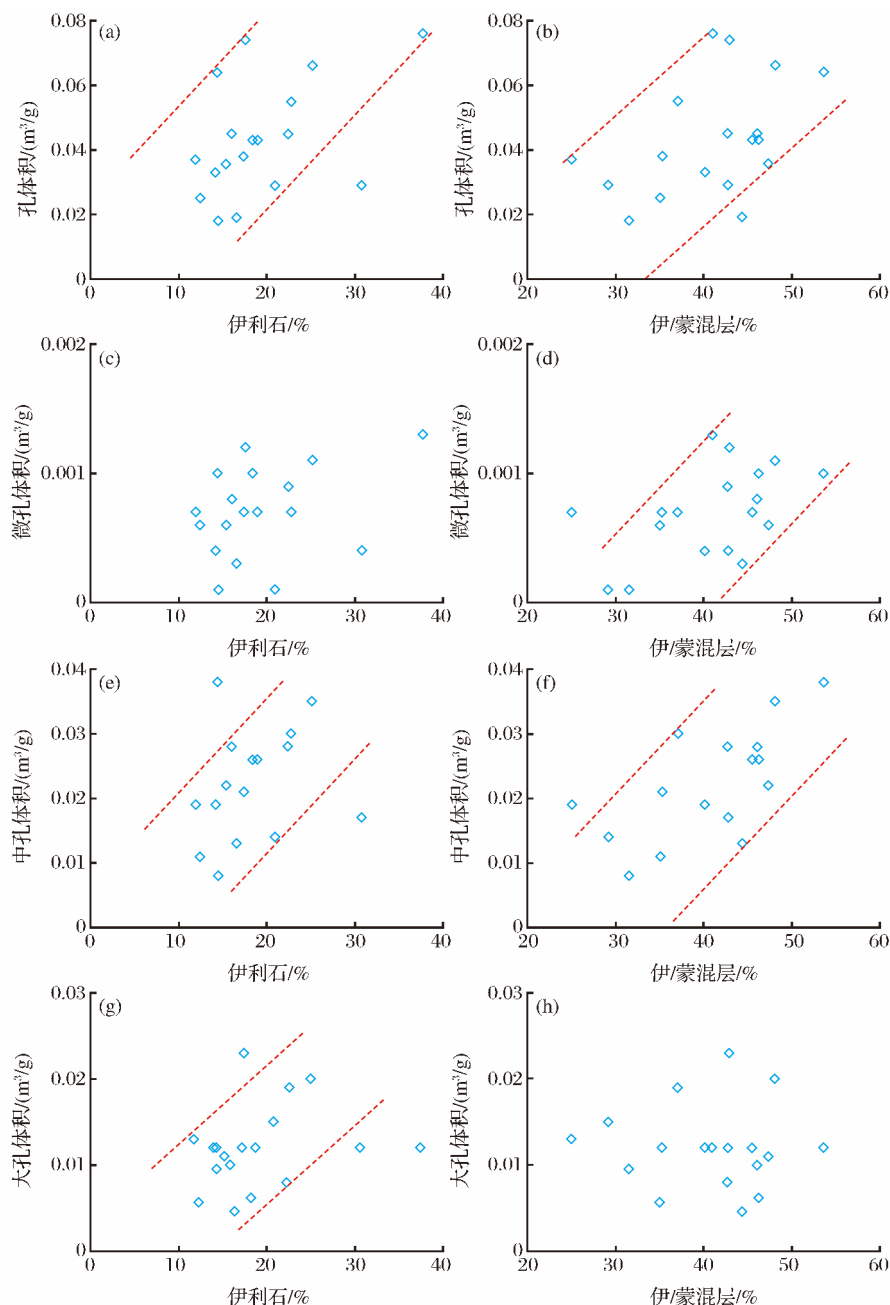


图 11 华蓥山地区龙潭组泥页岩伊利石、伊/蒙混层与比表面积、孔体积相关关系

Fig.11 Relationship of illite and I/S mixed layer content with specific surface area and pore volume of Longtan Formation shales in Huayingshan area

减少,但会形成大量层间孔和收缩裂缝<sup>[61]</sup>,为页岩提供大量的中孔和大孔数量。

## 6 结论

(1)华蓥山地区龙潭组泥页岩普遍具有较高的有机碳含量,均值达 3.16%;成熟度  $R_o$  值分布在 1.09%~1.39%之间,热演化程度处于中—高成熟阶段;有机质显微组分以镜质组和惰质组为主,有机质类型以Ⅲ型为主。

(2)龙潭组泥页岩矿物组成以黏土矿物为主,平均达 66.24%,主要为伊/蒙混层和伊利石;石英等脆性矿物含量相对较低,平均为 34.17%;不利于页岩气压裂开采。

(3)龙潭组泥页岩主要孔隙类型为黏土矿物层间孔和微裂缝,有机质内基本上不发育孔隙,但在有机质内部及边缘发育了少量的微裂缝。有机质孔不发育与有机质组成为镜质组和惰质组有关。泥页岩具有较高的比表面积和孔体积,其平均值分别为

27.47m<sup>2</sup>/g和0.042cm<sup>3</sup>/g,与该区海相龙马溪组页岩相当。

(4)龙潭组泥页岩比表面积和孔体积随 TOC 的增加呈现明显降低的趋势,表明了有机质含量不是孔隙参数的控制因素;泥页岩的孔隙系统主要受黏土矿物含量的控制,随着黏土矿物含量增加,泥页岩比表面积和孔体积显著增加。进一步分析表明伊/蒙混层内发育大量的微孔和中孔、以及伊利石内发育的中孔和大孔是泥页岩储集空间的主要贡献者。

#### 参考文献 (References)

- [1] Guo Shaobin, Fu Juanjuan, Gao Dan, *et al.* Research status and prospects for marine-continental shale gases in China[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2015, 37(5): 535-540.  
郭少斌, 付娟娟, 高丹, 等. 中国海陆交互页岩气研究现状与展望[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(5): 535-540.
- [2] Zou Caineng, Zhao Qun, Dong Dazhong, *et al.* Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(12): 1781-1796.  
邹才能, 赵群, 董大忠, 等. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(12): 1781-1796.
- [3] Yan Deyu, Huang Wenhui, Lu Xiaoxia, *et al.* Contrast of reservoir-forming conditions of marine-continental transitional shale gas in different sedimentary environments in the Lower Yangtze area of China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(7): 1778-1787.  
闫德宇, 黄文辉, 陆小霞, 等. 下扬子区海陆过渡相不同沉积环境页岩气成藏条件对比[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(7): 1778-1787.
- [4] Ross D J K, Bustin R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26(6): 916-927.
- [5] Zhao Keying, Guo Shaobin. Characteristics and main controlling factors of shale gas reservoirs in transitional facies: A case study of Upper Paleozoic in Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2015, 37(2): 141-149.  
赵可英, 郭少斌. 海陆过渡相页岩气储层孔隙特征及主控因素分析——以鄂尔多斯盆地上古生界为例[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(2): 141-149.
- [6] Tang Xuan, Zhang Jinchuan, Ding Wenlong, *et al.* The reservoir property of the Upper Paleozoic marine-continental transitional shale and its gas-bearing capacity in the southeastern Ordos Basin[J]. *Earth Science and Frontiers*, 2016, 23(2): 147-157.  
唐玄, 张金川, 丁文龙, 等. 鄂尔多斯盆地东南部上古生界海陆过渡相页岩储集性与含气性[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 147-157.
- [7] Sun Zepeng, Wang Yongli, Wei Zhifu, *et al.* Shale gas content and geochemical characteristics of marine-continental transitional shale: A case from the Shanxi Formation of Ordos Basin[J]. *Journal of China University of Mining and Technology*, 2017, 46(4): 859-868.  
孙则朋, 王永莉, 魏志福, 等. 海陆过渡相页岩含气性及气体地球化学特征——以鄂尔多斯盆地山西组页岩为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(4): 859-868.
- [8] Xiong F Y, Jiang Z X, Li P, *et al.* Pore structure of transitional shales in the Ordos Basin, NW China: Effects of composition on gas storage capacity[J]. *Fuel*, 2017, 206(10): 504-515.
- [9] Yang C, Zhang J C, Tang X, *et al.* Comparative study on micro-pore structure of marine, terrestrial, and transitional shales in key areas, China[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2017, 171(2): 76-92.
- [10] Chen Jing, Huang Wenhui, Chen Yanping, *et al.* Evaluation of shale reservoir and its influencing factors in coal-bearing strata of Qinshui Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(supplement 1): 215-224.  
陈晶, 黄文辉, 陈燕萍, 等. 沁水盆地煤系地层页岩储层评价及其影响因素[J]. *煤炭学报*, 2017, 42(增刊 1): 215-224.
- [11] Liu Guangxiang, Jin Zhijun, Deng Mo, *et al.* Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin[J]. *Oil and Gas Geology*, 2015, 36(3): 481-487.  
刘光祥, 金之钧, 邓模, 等. 川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(3): 481-487.
- [12] Wei Zhifu, Wang Yongli, Wu Chenjun, *et al.* Geochemical characteristics of source rock from Upper Permian Longtan Formation in Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(8): 1613-1618.  
魏志福, 王永莉, 吴陈君, 等. 四川盆地上二叠统龙潭组烃源岩的地球化学特征及对有机质来源和沉积环境的指示意义[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(8): 1613-1618.
- [13] Chen Zongqing. Exploration for shale gas of Longtan member in Permian Leping Formation, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Technology*, 2011, 5(2): 21-26.  
陈宗清. 论四川盆地二叠系乐平统龙潭组页岩气勘探[J]. *天然气技术与经济*, 2011, 5(2): 21-26.
- [14] Zhang Jizhen, Li Xianqing, Wang Yuan, *et al.* Accumulation conditions and reservoir characteristics of marine-terrestrial facies coal measures shale gas from Longtan Formation in south Sichuan Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2015, 40(8): 1871-1878.  
张吉振, 李贤庆, 王元, 等. 海陆过渡相煤系页岩气成藏条件及储层特征——以四川盆地南部龙潭组为例[J]. *煤炭学报*, 2015, 40(8): 1871-1878.
- [15] Zhang Xiaolong, Li Yanfang, Lv Haigang, *et al.* Relationship between organic matter characteristics and depositional environment in the Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 851-856.  
张小龙, 李艳芳, 吕海刚, 等. 四川盆地志留系龙马溪组有机质特征与沉积环境的关系[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 851-856.
- [16] Mao Wanhui. The Characteristics of the Organic Geochemistry and Organic Facies of Source Rock in Longtan Formation

- from Huaying Mount, Northeastern of Sichuan Province[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2011.
- 毛婉慧.川东北华蓥山地区龙潭组烃源岩有机地球化学特征和有机相划分[D].武汉:中国地质大学,2011.
- [17] Chen Jianping, Li Wei, Ni Yunyan, *et al.* The Permian source rocks in the Sichuan Basin and its natural gas exploration potential (Part 1): Spatial distribution of source rocks[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(5): 1-16.
- 陈建平, 李伟, 倪云燕, 等.四川盆地二叠系烃源岩及其天然气勘探潜力(一)—烃源岩空间分布特征[J]. *天然气工业*, 2018, 38(5): 1-16.
- [18] Zhang Jizhen, Li Xianqing, Liu Yang, *et al.* Longtan Formation shale gas reservoiring conditions and favorable region analysis in southern Sichuan Basin[J]. *Coal Geology of China*, 2014, 26(12): 1-6.
- 张吉振, 李贤庆, 刘洋, 等.川南地区龙潭组页岩气成藏条件及有利区分布[J]. *中国煤炭地质*, 2014, 26(12): 1-6.
- [19] Luo W, Hou M C, Liu X V, *et al.* Geological and geochemical characteristics of marine-continental transitional shale from the Upper Permian Longtan Formation, northwestern Guizhou, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 89(1): 58-67.
- [20] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [21] Borjigen T, Qin J Z, Fu X D, *et al.* Marine hydrocarbon source rocks of the Upper Permian Longtan Formation and their contribution to gas accumulation in the northeastern Sichuan Basin, southwest China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 57(2): 160-172.
- [22] Tuo J C, Wu C, Zhang M F. Organic matter properties and shale gas potential of Paleozoic shales in Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2016, 28(57): 434-446.
- [23] Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang, *et al.* Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of south China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(4): 484-491.
- 聂海宽, 唐玄, 边瑞康.页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. *石油学报*, 2009, 30(4): 484-491.
- [24] 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.
- [25] Han Yufu, Chen Shangbin, Zuo Zhaoxi, *et al.* Shale gas reservoir particularity of Shanxi Formation in Dacheng Shanxi marine-continental facies[J]. *Science Technology and Engineering*, 2016, 16(30): 39-46.
- 韩宇富, 陈尚斌, 左兆喜, 等.海陆过渡相页岩气储层特殊性—以大城地区山西组为例[J]. *科学技术与工程*, 2016, 16(30): 39-46.
- [26] Shao Chunjing, Ju Zhenghui, Yin Hongwei, *et al.* Heterogeneity characterization and main control factors of nanoscale pore structure of the transitional coal measures shale: A case study of Permian in Huainan Coalfield[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2018, 40(4): 449-461.
- 邵春景, 屈争辉, 尹宏伟, 等.过渡相煤系泥页岩纳米级孔隙结构非均质性表征及主控因素—以淮南煤田二叠系为例[J]. *地球科学与环境学报*, 2018, 40(4): 449-461.
- [27] Yan Deyu, Huang Wenhui, Li Ang, *et al.* Preliminary analysis of marine-continental transitional shale gas accumulation conditions and favorable areas in the Upper Paleozoic Ordos Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2013, 37(5): 1-9.
- 闫德宇, 黄文辉, 李昂, 等.鄂尔多斯盆地上古生界海陆过渡相页岩气聚集条件及有利区预测[J]. *东北石油大学学报*, 2013, 37(5): 1-9.
- [28] Tang Xuan, Zhang Jinchuan, Ding Wenlong, *et al.* The reservoir property of the Upper Paleozoic marine-continental transitional shale and its gas-bearing capacity in the southeastern Ordos Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 147-157.
- 唐玄, 张金川, 丁文龙, 等.鄂尔多斯盆地东南部上古生界海陆过渡相页岩储集性与含气性[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 147-157.
- [29] Bao Shujing, Lin Tuo, Nie Haikuan, *et al.* Preliminary study of the transitional facies shale gas reservoir characteristics: Taking Permian in the Xiangzhong Depression as an example[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 44-53.
- 包书景, 林拓, 聂海宽, 等.海陆过渡相页岩气成藏特征初探: 以湘中坳陷二叠系为例[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 44-53.
- [30] Xi Zhaodong, Tang Shuheng, Li Jun, *et al.* Investigation of pore structure and fractal characteristics of marine-continental transitional shale in the east-central of Qinshui Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(3): 366-376.
- 郗兆栋, 唐书恒, 李俊, 等.沁水盆地中东部海陆过渡相页岩孔隙结构及分形特征[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(3): 366-376.
- [31] Zhang Jizhen, Li Xianqing, Guo Man, *et al.* Microscopic pore characteristics and its influence factors of the Permian Longtan Formation shales in the southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(8): 1571-1578.
- 张吉振, 李贤庆, 郭曼, 等.川南地区二叠系龙潭组页岩微观孔隙特征及其影响因素[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(8): 1571-1578.
- [32] Liu Youxiang, Yu Lingjie, Zhang Qingzhen, *et al.* Mineral composition and microscopic reservoir features of Longmaxi shales in southeastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2015, 37(3): 328-333.
- 刘友祥, 俞凌杰, 张庆珍, 等.川东南龙马溪组页岩的矿物组成与微观储集特征研究[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(3): 328-333.
- [33] Wu Yue, Fan Tailiang, Jiang Shu, *et al.* Characterization of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi marine shale of Well Xiye-1 in northwestern Guizhou Province,

- Southwest China: Implication for shale gas potential[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(4): 59-63.
- 伍岳, 樊太亮, 蒋恕, 等. 四川盆地南缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩矿物组成与脆性特征[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(4): 59-63.
- [34] Ran B, Liu S, Jansa L, *et al.* Origin of the Upper Ordovician-Lower Silurian cherts of the Yangtze block, south China, and their palaeogeographic significance[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2015, 108(8): 1-17.
- [35] Liu Honglin, Wang Hongyan, Liu Renhe, *et al.* China shale gas resources and prospect potential[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2010, 84(9): 1374-1378.
- 刘洪林, 王红岩, 刘人和, 等. 中国页岩气资源及其勘探潜力分析[J]. *地质学报*, 2010, 84(9): 1374-1378.
- [36] Yang Kan, Lu Xiancai, Xu Jintan, *et al.* Preliminary verification of common calculation methods of pore size distribution of shale based on gas adsorption isotherm[J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 817-821.
- 杨侃, 陆现彩, 徐金章, 等. 气体吸附等温线法表征页岩孔隙结构的模型适用性初探[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 817-821.
- [37] Kuila U, Prasad M. Specific surface area and pore-size distribution in clays and shales[J]. *Geophysical Prospecting*, 2013, 61(2): 341-362.
- [38] Tian H, Pan L, Xiao X M, *et al.* A preliminary study on the pore characterization of Lower Silurian black shales in the Chuandong Thrust Fold Belt, southwestern China using low pressure N<sub>2</sub>, adsorption and FE-SEM methods[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 48(12): 8-19.
- [39] Li Ang, Ding Wenlong, Zhang Guoliang, *et al.* Reservoir characteristics of marine shale in the Malong block of eastern Yunnan Province and comparison analysis[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 176-189.
- 李昂, 丁文龙, 张国良, 等. 滇东地区马龙区块筇竹寺组海相页岩储层特征及对比研究[J]. *地质学报*, 2016, 23(2): 176-189.
- [40] Wu Jin, Liang Feng, Lin Wen, *et al.* Reservoir characteristics and gas-bearing capacity of Wufeng-Longmaxi Formation shale in Well WX-2, northeast Chongqing area[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(5): 512-524.
- 武瑾, 梁峰, 吝文, 等. 渝东北地区巫溪 2 井五峰组—龙马溪组页岩气储层及含气性特征[J]. *石油学报*, 2017, 38(5): 512-524.
- [41] 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(23): 26-31.
- [42] Zhao Pei, Li Xianqing, Tian Xingwang, *et al.* Study on microscopy structure characteristics of Longmaxi Formation shale gas reservoirs in the southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(6): 947-956.
- 赵佩, 李贤庆, 田兴旺, 等. 川南地区龙马溪组页岩气储层微孔隙结构特征[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(6): 947-956.
- [43] Xu Hongjie, Hu Baolin, Liu Huihu, *et al.* Reservoir characteristics and its physical origin of shale gas in coal measure in the Lower Permian Shanxi Formation in Huainan Coal Field[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(6): 1200-1210.
- 徐宏杰, 胡宝林, 刘会虎, 等. 淮南煤田下二叠统山西组煤系页岩气储层特征及物性成因[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(6): 1200-1210.
- [44] Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D N, *et al.* Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(2): 177-200.
- [45] 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.
- [46] Yang C, Zhang J C, Han S B, *et al.* Classification and the developmental regularity of organic-associated pores (OAP) through a comparative study of marine, transitional, and terrestrial shales in China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 36(11): 358-368.
- [47] Liang Q S, Zhang X, Tian J C, *et al.* Geological and geochemical characteristics of marine-continental transitional shale from the Lower Permian Taiyuan Formation, Taikang Uplift, southern north China Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 98(12): 229-242.
- [48] Liu B, Schieber J, Mastalerz M. Combined SEM and reflected light petrography of organic matter in the New Albany shale (Devonian-Mississippian) in the Illinois Basin: A perspective on organic pore development with thermal maturation[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2017, 184(11): 57-72.
- [49] Ardakani O H, Sanei H, Ghanizadeh A, *et al.* Do all fractions of organic matter contribute equally in shale porosity? A case study from Upper Ordovician Utica Shale, southern Quebec, Canada[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 92(4): 794-808.
- [50] 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(23): 32-50.
- [51] Teng J, Yao Y B, Liu D M, *et al.* Evaluation of coal texture distributions in the southern Qinshui basin, north China: Investigation by a multiple geophysical logging method[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 140: 9-22.
- [52] Cao Taotao, Liu Guangxiang, Cao Qinggu, *et al.* Influence of maceral composition on organic pore development in shale: A case study of transitional Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin[J]. *Oil and Gas Geology*, 2018, 39(1): 40-53.
- 曹涛涛, 刘光祥, 曹清古, 等. 有机显微组成对泥页岩有机孔发育的影响——以川东地区海陆过渡相龙潭组泥页岩为例[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(1): 40-53.
- [53] Wang Zhongpeng, Zhang Jinchuan, Sun Rui, *et al.* The gas-bearing characteristics analysis of the Longtan Formation transitional shale in Well Xiye 1[J]. *Earth Science Frontiers*,

- 2015, 22(2): 243-250.
- 王中鹏, 张金川, 孙睿, 等. 西页1井龙潭组海陆过渡相页岩含气性分析[J]. 地学前缘, 2015, 22(2): 243-250.
- [54] Yuan Ye, Zhao Jingzhou, Er Chuang, *et al.* Study on characteristics and pore types in Mesozoic and Upper Paleozoic shales in Ordos Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2014, 29(2): 14-19.
- 袁野, 赵靖舟, 耳闯, 等. 鄂尔多斯盆地中生界及上古生界页岩孔隙类型及特征研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2014, 29(2): 14-19.
- [55] Chen S B, Han Y F, Fu C Q, *et al.* Micro and nano-size pores of clay minerals in shale reservoirs: Implication for the accumulation of shale gas[J]. Sedimentary Geology, 2016, 342(8): 180-190.
- [56] Chen Yue, Ma Dongmin, Wu Sheng, *et al.* Pore characteristics and main controlling factors of mud shale in coal-bearing strata of eastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(2): 189-198.
- 陈跃, 马东民, 吴圣, 等. 鄂尔多斯盆地东缘煤系伴生泥页岩孔隙特征及主控因素[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(2): 189-198.
- [57] Han K, Ju Y, Wang G, *et al.* Shale composition and pore structure variations in the progradation direction: A case study of transitional shales in the Xu-Huai district, southern north China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 36(11): 1178-1187.
- [58] Ji Liming, Qiu Junli, Zhang Tongwei, *et al.* Experiments on methane adsorption of common clay minerals in shale[J]. Earth Science, 2012, 37(5): 1043-1050.
- 吉利明, 邱军利, 张同伟, 等. 泥页岩主要黏土矿物组分甲烷吸附实验[J]. 地球科学, 2012, 37(5): 1043-1050.
- [59] Ji L M, Zhang T W, Milliken K L, *et al.* Experimental investigation of main controls to methane adsorption in clay-rich rocks[J]. Applied Geochemistry, 2012, 27(12): 2533-2545.
- [60] Hou Yuguang, He Sheng, Yi Jizheng, *et al.* Effect of pore structure on methane sorption capacity of shales[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(2): 248-256.
- 侯宇光, 何生, 易积正, 等. 页岩孔隙结构对甲烷吸附能力的影响[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(2): 248-256.
- [61] Zhang Qin, Liu Chang, Mei Xiaohan, *et al.* Status and prospect of research on microscopic shale gas reservoir space[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 666-674.
- 张琴, 刘畅, 梅啸寒, 等. 页岩气储层微观储集空间研究现状及展望[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 666-674.

### Reservoir characteristics of Longtan Formation shale gas in Huayingshan area, eastern Sichuan Basin

Liu Hu<sup>1</sup>, Cao Tao-tao<sup>2</sup>, Qi Ming-hui<sup>1</sup>, Wang Dong-qiang<sup>1</sup>, Deng Mo<sup>3</sup>, Cao Qing-gu<sup>3</sup>, Cheng Bin<sup>4</sup>, Liao Ze-wen<sup>4</sup>  
 (1. Shale Gas Evaluation and Exploration Key Laboratory of Sichuan Province, Chengdu 600091, China;  
 2. Hunan Provincial Key Laboratory of Shale Gas Resource Utilization, Hunan University of Science and Technology, Xiangtan 411201, China; 3. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi 214126, China;  
 4. Guangzhou Institute of Geochemistry, CAS, Guangzhou 510640, China)

**Abstract:** In order to reveal shale gas reservoir characteristics and controlling factors of the Longtan Formation transitional organic-rich shales in Huayingshan area, eastern Sichuan Basin, organic geochemistry, mineral composition, and pore structure parameters were analyzed. The results show that the Longtan Formation shales are characterized by high TOC contents averaged at 3.16%. The kerogen type was mainly type III, and the average vitrinite reflectance value is 1.2%, reaching moderate to high maturity stage. The clay mineral is concentrated in the Longtan Formation shale, with an average content of 66.24%, which is mainly composed of I/S mixed layer and illite. The main pore space is composed mainly of interbedded pores related to clay minerals and microcracks, and the organic matter pores are not developed. These shales usually have a high specific surface area and pore volume, with mean values of 27.47 m<sup>2</sup>/g and 0.042 cm<sup>3</sup>/g, respectively, which is approximate to the marine Longmaxi Formation shales in southern China. The specific surface area and pore volume have a negative relationship with TOC content, but have a significant positive relationship with clay mineral content, illustrating inorganic matter pores are the main contributor to shale pore space other than organic matter pores. The micro- to mesopores presenting in I/S mixed layer and meso- to macropores in illite are the main components to construct pore system of shales.

**Key words:** Maceral composition; TOC; Clay minerals; Reservoir characteristics; Transitional facies; Longtan Formation; Huayingshan area