

doi:10.3799/dqkx.2015.162

鄂尔多斯盆地上三叠统长7段泥页岩储集性能

吴松涛^{1,2}, 邹才能¹, 朱如凯^{1,2}, 袁选俊^{1,2}, 姚泾利³, 杨智¹, 孙亮¹, 白斌^{1,2}

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083
2. 中国石油天然气集团公司油气储层重点实验室, 北京 100083
3. 中国石油长庆油田分公司, 陕西西安 710066

摘要: 页岩气的成功勘探开发引发了全球海相页岩研究的热潮,然而对处于生油窗内的陆相页岩储集性能的研究尚需加强. 基于光学薄片、场发射扫描电镜、环境扫描电镜、纳米CT、图像分析、GRI物性、气体吸附等方法对长7段泥页岩储集性能进行系统研究. 结果表明:长7段泥页岩形成于陆相半深湖—深湖环境,面积为 $10\times 10^4\text{ km}^2$, $\text{TOC}>2\%$, $R_o=0.8\%\sim 1.0\%$, $HI=124\sim 480\text{ mg/g}$,生烃潜力高;脆性矿物含量为 $45\%\sim 59\%$,孔隙度为 $0.6\%\sim 3.8\%$,渗透率为 $0.00072\times 10^{-3}\sim 0.00230\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$;主要发育粒内孔、粒间孔和有机质孔,以伊蒙混层等粘土矿物粒内孔为主,有机质孔较少;孔隙直径为 $30\sim 200\text{ nm}$,孔喉系统连通性中等,具备储集能力;伊蒙混层等粘土矿物含量与比孔容相关性优于热演化程度与烃指数等,表明长7页岩微观孔隙主要受控于成岩作用,有机质生烃作用对储集空间贡献相对较小;滞留烃主要以吸附态和游离态存在于黄铁矿晶间孔、伊蒙混层粒内孔、伊利石粒内孔与长石粒间孔.

关键词: 非常规油气;陆相泥页岩;长7泥页岩;页岩油;纳米孔喉系统;致密油气;鄂尔多斯盆地;石油地质.

中图分类号: P618.13 **文章编号:** 1000—2383(2015)11—1810—14 **收稿日期:** 2015—03—02

Reservoir Quality Characterization of Upper Triassic Chang 7 Shale in Ordos Basin

Wu Songtao^{1,2}, Zou Caineng¹, Zhu Rukai^{1,2}, Yuan Xuanjun^{1,2}, Yao Jingli³, Yang Zhi¹, Sun Liang¹, Bai Bin^{1,2}

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China
2. CNPC Key Laboratory of Oil & Gas Reservoirs, Beijing 100083, China
3. PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710066, China

Abstract: The successful exploration and development of shale gas have triggered an upsurge of research in global marine shale. However, more reservoir quality research of non-marine shale in oil window is still needed. Reservoir quality potential of Upper Triassic Chang 7 shale in Ordos basin was analyzed based on the data from thin section, FE-SEM, environmental SEM, nano-CT, GRI, and gas adsorption. Chang 7 shale is deposited in semi-deep to deep lake, covering an area of $10\times 10^4\text{ km}^2$. Geochemical data suggests that Chang 7 shale has potential of great hydrocarbon (HC) generation, with $\text{TOC}>2\%$, $R_o=0.8\%\sim 1.0\%$ and $HI=124\sim 480\text{ mg/g}$. The brittle mineral content is $45\%\sim 59\%$. The total porosity and permeability are $0.6\%\sim 3.8\%$, $0.00072\times 10^{-3}\sim 0.00230\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ respectively. Three types of pores including interparticle pores, intra-particle pores and intra-organic matter (OM) pores are discovered, and intra-illite/smectite mix-layers pores dominate in the storage space, with small number of OM pores. The diameter of pores is $30\sim 200\text{ nm}$ and the connectivity of pore system is medium to good, indicating that Chang 7 shale is of the potential to become reservoir for shale oil. The pore volume is more related to illite/smectite mix-layers content than to that of maturity and hydrocarbon index, which may suggest that the porosity in Chang 7 shale is controlled by diagenesis rather than HC generation. The residual HC is absorbed and distributed as free hydrocarbons in intra-pyrite pores, intra-illite/smectite mix-layer pores, intra-illite pores and inter-feldspar pores.

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(Nos. 2014CB239000, 2011ZX05001, 2011ZX05044).
作者简介:吴松涛(1985—),男,工程师,主要从事油气储层与石油地质研究. E-mail: wust@petrochina.com.cn

引用格式:吴松涛,邹才能,朱如凯,等,2015. 鄂尔多斯盆地上三叠统长7段泥页岩储集性能. 地球科学——中国地质大学学报,40(11): 1810—1823.

Key words: unconventional oil and gas; lacustrine shale; Chang 7 shale; shale oil; nano-pore system; tight oil and gas; Ordos basin; petroleum geology.

石油工业已进入常规油气与非常规油气并重的勘探阶段,作为非常规油气资源重要组成部分,页岩系统油气成为各大油公司勘探和开发的热点.页岩系统油气包括致密油和气以及页岩油和气,其中,致密油和气、海相页岩气的商业性开发已获得成功,改变了全球能源供应格局(Jarvie *et al.*, 2007; Loucks *et al.*, 2009; Joel and Steven, 2011; 邹才能等, 2011, 2012a, 2012b, 2013; 贾承造等, 2012; Passey *et al.*, 2012). 人们对页岩的认知已从传统的烃源岩—盖层体系转变为烃源岩—储层—盖层体系,页岩储集性能评价成为重要研究内容(Dewhurst *et al.*, 2002; Desbois *et al.*, 2009; Loucks *et al.*, 2009, 2010; Milner *et al.*, 2010; Passey *et al.*, 2010; 邹才能等, 2013; 贾建亮等, 2014). 我国陆相湖盆广泛发育,大范围展布的优质陆相页岩主体处于生油窗范围,蕴含巨大资源潜力,为我国大型油气区的形成奠定了坚实的资源基础.已有学者围绕海相页岩储集空间、含气量、资源潜力等方面开展创新性研究(李新景等, 2009; Schieber, 2010; 邹才能等, 2010; Slatt and O'Neal, 2011; 黄金亮等, 2012),为我国页岩气的勘探开发提供了重要的支撑,但目前缺乏对陆相泥页岩储集性能与油气赋存状态的系统评价,因此,有必要加强陆相页岩储集性能研究,为我国陆相页岩油气勘探开发和资源评价提供一定参考依据.

本文选取鄂尔多斯盆地中生界湖相烃源岩—长 7 段泥页岩作为研究对象,采用场发射扫描电镜、环境扫描电镜、纳米 CT、图像分析、GRI 物性、气体吸附等多种分析手段,系统研究长 7 泥页岩微观储集空间特征与油气赋存状态,探讨处于生油窗的陆相泥页岩储集性能问题,为研究区资源评价提供参考依据;同时,本次研究可提供陆相页岩储集性能研究实例,为与海相泥页岩对比研究奠定基础.

鄂尔多斯盆地以低渗透—致密油气勘探为主,上三叠统延长组含油气系统是石油勘探开发的主要层系,构造上属于伊陕斜坡,整体表现为向西倾伏的平缓斜坡,倾角小于 1° ,且断层和褶皱不发育(Zhao *et al.*, 1996; 杨俊杰, 2002; 杨华等, 2009; 段毅等, 2014). 长 7 段是盆地内最重要的烃源岩层系之一,形成于盆地快速沉降期,分布范围达 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$ (邓秀芹等, 2009; 傅强和李益, 2010),整体为一套以

深灰色—灰黑色泥岩、页岩、油页岩为主的沉积,夹少量薄层粉砂岩、粉细砂岩(张文正等, 2006, 2008; 杨华等, 2009; 喻建等, 2010). 围绕长 7 段泥页岩,长庆油田已启动了致密油和页岩油先期研究,展现出良好的勘探前景(杨华等, 2013; 邹才能等, 2013).

1 样品分布与分析方法

样品来源于研究区 22 口钻井岩心,基本上覆盖长 7 页岩分布区(图 1). 首先对采集样品进行了岩石薄片鉴定和 X 衍射全岩矿物分析,确定岩性、矿物组成和含量;进行有机碳含量(TOC)、岩石热解分析与镜质体反射率(R_o)测试,确定有机碳含量、成熟度和生烃潜力.在此基础上,优选不同生烃潜力的样品进行场发射扫描电镜、环境扫描电镜和纳米 CT 观察,确定孔隙类型、大小及三维空间展布特征,初步观察油气在微观孔喉中赋存状态,进行物性及氮气吸附实验,确定泥页岩储层物性、孔喉大小及分布等特征,探索孔隙发育影响因素,尝试建立孔隙结构与储集性能之间的关系.

1.1 定性表征

1.1.1 二维孔喉结构表征 二维表征包括光学薄片观察与场发射扫描电镜分析,重点介绍场发射电镜分析流程:首先对新鲜块状样品进行机械切割与抛光,而后采用 Leica TIC 三离子束截面抛光仪对样品进行抛光 5~7 h,抛光面积为 5 mm (长) $\times$ 1 mm (宽),在离子抛光面上喷镀 10 nm 铂金,利用 JEM-6700 型冷场发射扫描电子显微镜对抛光面进行观察与成像.

1.1.2 三维孔喉模型重构 采用 UltraXRM-L200 高分辨率纳米 CT(三维空间分辨率达 50 nm)和 Helios NanoLab 650 聚焦离子束扫描电镜(图像分辨率达 1.0 nm,离子切割精度达 5 nm)开展三维孔喉模型重构.纳米 CT 分析时,首先对新鲜样品进行激光切割,制备圆柱形样品,而后利用大视场模式对样品进行 360° 立体扫描,曝光时间为 120 s.聚焦离子束扫描电镜分析时,针对纳米 CT 分析样品,首先利用大图像模式选取目标区域,利用离子束切割,同时电子束对切割区域成像,逐层切割处理.两种方法获取的图像利用三维数字处理软件进行重构分析、定义基质与孔隙、重建三维孔喉系统模型,并进行孔隙度、

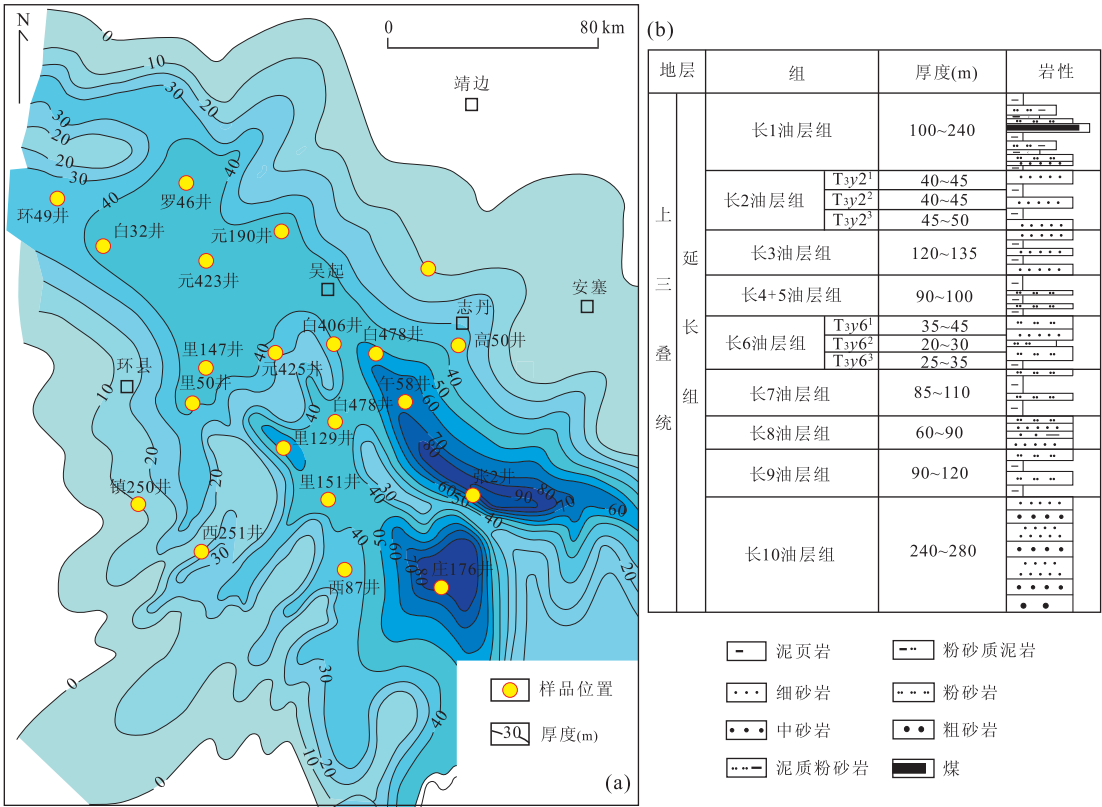


图 1 长 7 页岩厚度分布与延长组划分
Fig. 1 Thickness of Chang 7 shale and sub-division of Yanchang Formation

渗透率与孔喉分布相关分析. 纳米 CT 可实现微观三维孔喉结构精细无损表征, 表征范围较大, 而聚焦离子束扫描电镜可实现更高精度的三维孔隙系统模型重构, 但表征范围较小, 且为破坏性分析, 因此两种方法结合, 进一步提高三维孔喉模型重构的精度.

1.1.3 油气赋存状态观察 采用 FEI Qunta 450 场发射环境扫描电镜观察油气赋存状态. 测试样品地下原始的油气赋存状态是非常困难的, 主要原因是实验室分析难以还原到地层条件下的温度和压力, 且样品取出过程已对原始流体状态造成了影响, 因此对样品中原始油气赋存状态的研究涉及到取样、保存、运输与实验室分析等一整套流程. 本文尝试利用环境扫描电镜对油气赋存状态进行研究, 从实验室分析与研究的角度出发, 最大限度地减少分析过程中造成的流体损失, 主要目的在于说明样品中油气赋存部位、形态及储集空间的有效性. 具体操作是: 选择新鲜样品固定至样品台, 不进行任何前期处理, 直接选用低真空模式进行观察与成像, 最大限度保护样品中的流体. 为了降低油气等流体的挥发速度, 采用冷台配合观察. 利用能谱分析数据, 根据元素组成与碳峰高低判断是否滞留烃类.

1.2 定量评价

1.2.1 物性定量评价 岩石物性测试采用 GRI 方法与图像分析相结合. GRI 方法基本操作: 在测定岩样质量和体积后, 将样品粉碎至 20~40 目, 选择 100 g 样品利用 Dean-Stark 进行油水分离, 然后将样品干燥 2 周, 测定质量, 利用氦气法测定颗粒体积, 从而得到孔隙体积, 即总体积与颗粒体积之差; 渗透率采用脉冲衰减法, 获取压力与时间关系曲线, 回归得到渗透率数据. 图像分析法是根据纳米 CT 重构的三维真实孔隙模型计算得到孔隙度和渗透率.

1.2.2 孔隙结构参数定量评价 氮气吸附实验可对 2~200 nm 之间的孔隙进行研究, 采用 ASAP2010 型快速比表面及孔分布测定仪, 实验温度为室温 23±3℃, 在温度条件下逐步升高气体分压, 测定页岩样品对应的吸附量, 由吸附量对分压作图, 得到页岩样品的吸附等温线; 反过来逐步降低分压, 测定脱附量, 由脱附量对分压作图, 得到页岩样品的脱附等温线. 利用 BET 方程计算比表面, 根据 BJH 方程计算体积分布.

孔隙定量评价未采用压汞分析和 CO₂ 吸附, 主要原因是: (1) 常规压汞分析要求样品为直径和高度

为 2.54 cm 的柱塞,泥页岩样品制备较难,钻样与高压进汞下易造成人为裂缝,影响测试结果;田华等(2012)和黄振凯等(2013)采用的压汞分析降低了对制样的要求,但测量原理存在一定的缺陷:液态汞在真空条件下被吸入页岩,而非压入页岩,汞只能局限在少数大孔隙(比例高达 95%~99%),因此压汞曲线呈现出极大的不均匀性,无法准确反映样品内大孔真实特征,再者样品表面不均匀性及由此引发的固液作用对表面张力和扩散系数测定产生影响,造成孔隙分布曲线误差,影响了精度;(2)CO₂ 吸附测定范围小于 2 nm,对于页岩储层储集空间的贡献极小. 目前国际上研究页岩孔隙分布主要也是采用氮气吸附法(Gareth *et al.*, 2012; Loucks *et al.*, 2012).

2 岩石学与有机地化特征

2.1 岩性及矿物组成

样品包括黑色页岩、暗色泥岩及粉砂质泥岩,以黑色页岩为主(图 2a),偶见碳化介形虫、鱼鳞及植物碎屑化石(图 2b)、星点状黄铁矿(图 2c),并可见到泥包砂等深水沉积构造,深湖一半深湖沉积特征

明显. 薄片和 SEM 图像分析可知(图 2d~2f),黑色有机质呈条带状展布,荧光薄片见亮黄色荧光. 有机质之间充填陆源碎屑及粘土矿物,类型包括斜长石、石英、伊利石、绿泥石及霉球状黄铁矿等.

X 衍射分析表明:长 7 泥页岩石英含量大于 20%,长石含量为 10%~15%,碳酸盐岩含量为 4%~18%,黄铁矿与赤铁矿含量为 5%~18%,脆性矿物总含量可达 45%~59%,粘土矿物占 41%~55%(图 3),与北美海相成熟页岩矿物组成(脆性矿物含量占 46%~60%)(Loucks and Stephen, 2007; 邹才能等, 2010)基本一致. 粘土矿物以伊利石和伊蒙混层为主,相对含量超过 80%,高岭石和绿泥石含量较低,反映岩石硬度较大,水化程度较低(赵杏媛和张有瑜, 1990; 陈勉等, 2008),因此长 7 泥页岩在人工压裂的作用下,容易形成天然裂缝和诱导裂缝,形成多树一网状结构缝,这一认识为研究区潜在页岩油的开发提供了良好的基础.

2.2 有机地化特征

鄂尔多斯盆地长 7 泥页岩以 II 型干酪根为主(杨华和张文正, 2005; Hanson *et al.*, 2007). 干酪根组成以无定形类脂体为主,见少量孢子和刺球藻,成

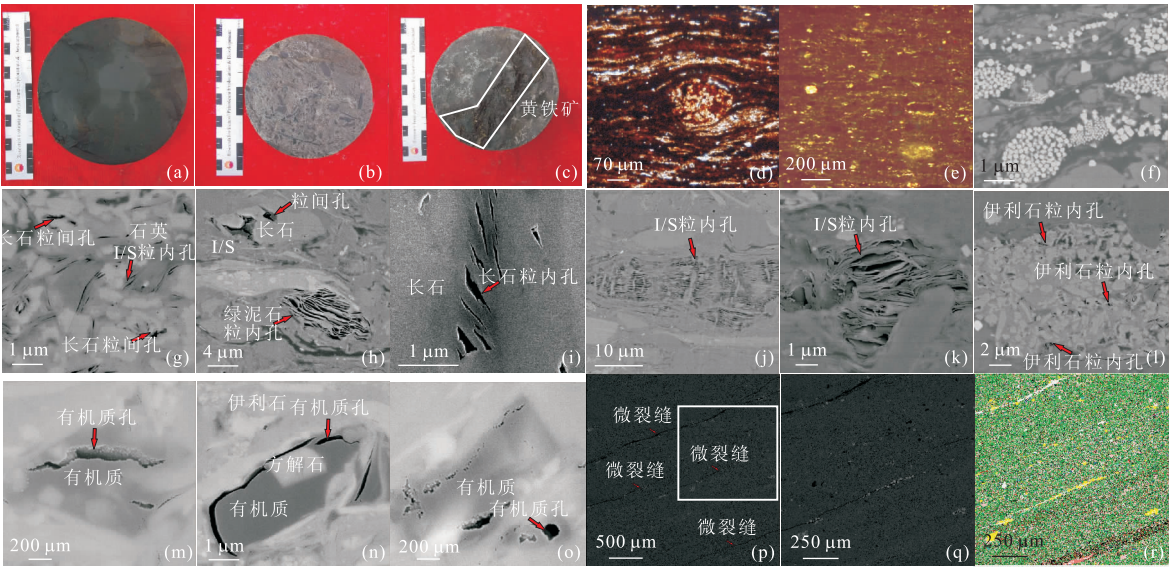


图 2 鄂尔多斯盆地长 7 泥页岩岩心、薄片、SEM 与纳米 CT 典型图像

Fig. 2 Typical core, thin section, SEM and nano-CT photos of Chang 7 shale, Ordos basin

a. 黑色泥岩,里 50 井,长 73.2 071.40 m; b. 黑色泥岩,庄 176 井,长 72.1 555.70 m; c. 灰黑色粉砂质泥岩,黄铁矿发育(图中红框),白 272 井,长 71.2 028.80 m; d. 黑色有机质围绕黄铁矿团块呈条带状展布,单偏光,镇 37 井,长 73.2 236.30 m; e. 黑色油页岩,荧光薄片,镇 37 井,长 73.2 237.30 m; f. 黑色有机质围绕黄铁矿团块呈条带状展布,庄 75 井,长 73.1 949.63 m; g. 长石粒间孔,孔隙发育在有机质与基质接触边,呈长条状产出,并见伊蒙混层粒内孔,白 478 井,长 7; h. 绿泥石粒内孔与粒间孔,见溶蚀特征发育,张 2 井,960.00 m; i. 长石粒内孔,具有定向排列特征,元 423.2 404.90 m; j, k. 伊蒙混层粒内孔,形态为长条状,以集合体形式出现,发育范围较大,白 406 井,1 975.30 m; l. 伊利石粒内孔,较分散,白 406 井,1 975.30 m; m~o. 有机质孔,孔隙或沿有机质边缘发育,呈长条状产出,或切穿有机质内部,白 406 井,1 975.30 m; p~r. 微裂缝,具有定向排列特征,或切穿基质颗粒,或切穿黄铁矿晶体,图 p 为整体电镜照片,图 q 为图 p 中框架内放大,图 r 为能谱成分像,里 147 井,长 7.2 423.00 m

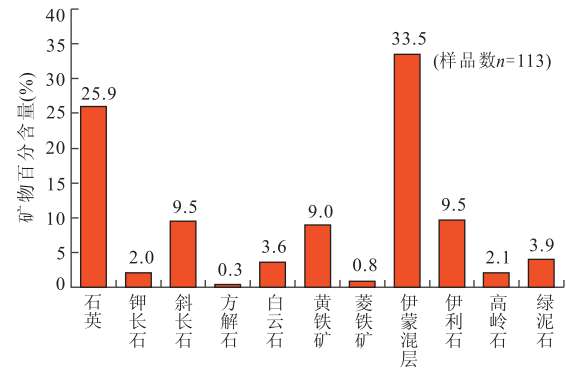


图 3 鄂尔多斯盆地长 7 泥页岩 X 衍射矿物组成
Fig. 3 XRD mineralogy of Chang 7 shale, Ordos Basin

分较为单一(张文正等,2006,2008). 本次研究选用的长 7 泥页岩样品氯仿沥青“A” $\delta^{13}C_1$ 主体为 $-30.0\text{‰}\sim-32.6\text{‰}$, TOC 含量高, 主体大于 2.00% , 最高可达 14.40% , 氯仿沥青“A”大多为 $0.06\%\sim0.81\%$, S_1+S_2 为 $6.57\sim39.92\text{ mg/g}$, 最高可达 42.38 mg/g ; HI 为 $124\sim480\text{ mg/g}$. TOC (表 1). 长 7 泥页岩 TOC 含量、氯仿沥青“A”和生烃潜量 S_1+S_2 具有向页岩沉积建造底部层系逐渐增高的特征. 有机质成熟度变化不大, 热解实验结果表明, $T_{\max}$ 为 $448\sim466\text{ }^{\circ}\text{C}$; R_o 主体为 $0.67\%\sim0.95\%$ (表 1), 处于生油窗范围, 有机质大量成熟, 具备良好的生气条件.

3 泥页岩储集性能

3.1 物性特征

页岩储层物性对页岩气聚集、开采具有重要意义, 孔隙度反映页岩储层储集能力, 渗透率决定页岩自然生产能力. 总体来说, 页岩孔隙度与渗透率较致密砂岩差, 表 1 展示了华庆长 6 致密砂岩储层物性分布, 孔隙度主体大于 6.0% , 渗透率主体大于 $1.0\times10^{-6}\text{ }\mu\text{m}^2$. 相对而言, 北美地区典型的页岩储层孔隙度较差, 孔隙度主体小于 6.0% , 渗透率较小, 主体处于纳达西到微达西级别. 长 7 页岩实测与图像分析法确定的孔隙度为 $0.8\%\sim3.8\%$, 渗透率为 $0.00072\times10^{-3}\sim0.02160\times10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ (表 1, 图 4), 与北美地区典型的页岩储层相比, 长 7 页岩孔隙度较低, 但渗透率较高, 反映了长 7 储层较好的渗流能力, 且长 7 原油品质较好, 油质轻(邹才能等, 2012b; 杨华等, 2013), 进一步增强了长 7 页岩油工业开发的可能性.

3.2 储集空间特征

作为油气赋存的部位, 孔喉系统对储层及油气

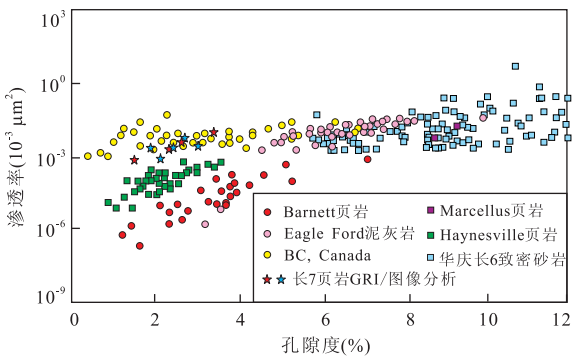


图 4 全球典型页岩储层物性散点图
Fig. 4 Petrophysical property of Chang 7 shale and its comparison with other shales in the world

除华庆长 6 致密砂岩采用气测渗透率外, 其余样品均选用 GRI 方法, 国外数据源自 Loucks *et al.*, 2009; Joel and Steven, 2011; Passey *et al.*, 2012

聚集特征产生根本性影响: 孔隙类型、尺寸与排列影响油气原地赋存与聚集(Ambrose *et al.*, 2010), 同时也影响页岩的封盖能力(Dewhurst *et al.*, 2002; Schieber, 2010); 孔隙成因与分布的差异性也将对储层的渗透率产生影响(McCreesh *et al.*, 1991; Passey *et al.*, 2010). 微裂缝对储层渗流能力的贡献大于其对储集空间的贡献, 在油气运移中发挥了重要的作用.

3.2.1 储集空间类型 对于泥页岩储集空间的分类, 不同的学者提出不同的分类方案. Desbois *et al.* (2009) 将 Boom Clay 划分为 3 种类型: 定向排列粘土片之间的细长孔、马鞍状弯曲粘土片之间的新月形孔、碎屑颗粒周围锯齿形孔; Curtis *et al.* (2010) 在对 Fayetteville 页岩研究中提出层状硅酸盐孔与亲有机质孔; Milner *et al.* (2010) 研究东德克萨斯盆地 Haynesville 页岩时提出基质晶间孔与有机质孔; Schieber (2010) 对 Maquoketa 群进行研究时, 将孔隙类型划分为层状硅酸盐骨架孔、碳酸盐溶蚀孔和有机质孔; Loucks *et al.* (2010) 将泥页岩中的孔隙分为粒间孔、粒内孔和有机质孔; Joel and Steven (2011) 根据有机质孔形态与展布将其进一步划分为钟摆型孔和海绵状孔; Slatt and O'Neal (2011) 在对 Barnett 页岩和 Woodford 页岩研究中提出有机质孔、凝聚状颗粒粒间孔、球状颗粒粒内孔和基质微裂缝. 考虑到分类方案的简便性与普适性, 笔者根据发育位置及其与周围基质的关系, 将长 7 泥页岩储集空间划分为基质孔隙和裂缝, 其中基质孔隙进一步划分为 3 种类型: 粒间孔、粒内孔和有机质孔. 整体来看, 长 7 页岩中以粘土矿物和长石粒内孔为主, 其

表 1 鄂尔多斯盆地长 7 泥页岩有机地化参数
Table 1 Geochemical parameters of Chang 7 shale, Ordos basin

样品编号		B478	L147-3	L150-1	W58	G50-2	L147-6	Y423-1	Y423-2	Z2-1
样品深度(m)		2 088.40	2 447.80	2 071.00	1 445.85	2 006.52	2 444.00	2 404.90	2 141.30	960.00
有机地化参数	TOC(%)	4.04	15.60	6.23	8.65	3.60	14.40	13.40	0.87	2.91
	T _{max} (℃)	449	452	456	448	452	457	466	452	451
	S ₁ (mg/g)	1.21	5.81	1.86	5.44	3.76	4.30	6.45	1.01	2.05
	S ₂ (mg/g)	12.65	40.60	18.42	33.65	8.39	35.62	19.81	5.40	7.25
	I _H (mg/g)	313	260	296	389	250	247	148	621	249
	S ₁ /TOC(mg/g)	29.95	37.24	29.86	62.89	111.90	29.86	48.13	116.09	70.45
	R _o (%)	0.67	0.92	0.74	0.74	0.90	0.92	0.83	0.95	0.76
岩石物理参数	氮气 BET 比表面积(m ² /g)	1.322 0	0.698 2	0.582 0	2.737 3	2.357 0	1.811 0	5.627 8	6.411 0	5.343 8
	BJH 比孔容(cm ³ /g)	0.006 600	0.003 359	0.002 200	0.009 775	0.011 337	0.007 000	0.017 206	0.019 34	0.021 989
	BJH 孔隙直径(10 ⁻¹⁰ m)	154.180	177.094	153.640	92.721	159.224	184.800	107.406	90.112	134.600
	孔隙度(%)	2.5*	2.3	2.8*	3.1*	2.1	3.8	2.6	0.8	—
脆性矿物	渗透率(10 ⁻³ μm ²)	0.004 60*	0.002 30	0.010 60	0.008 70*	0.000 92	0.021 60	0.009 87	0.000 72	—
	石英(%)	17.2	18.2	23.5	20.1	12.7	14.8	13.9	17.1	12.6
	长石(%)	15.1	12.8	14.4	14.1	6.4	8.1	4.5	7.7	13.0
	白云石(%)	6.1	4.4	0	8.7	0	0	0	0	0
	黄铁矿(%)	0	0	9.5	0	1.5	10.5	9	1	0
	赤铁矿(%)	3.4	22.8	0	0	0	0	0	0	0
	非晶态(%)	0	0	0	0	36.4	30.4	35.2	25.9	27.5
	总含量(%)	41.8	58.2	47.4	42.9	57.0	63.8	62.6	51.7	53.1
	总含量(%)	58.2	41.8	52.6	57.1	43.0	36.2	37.4	48.3	46.9
	I/S相对/绝对含量(%)	38/22.1	72/30.0	54/28.4	40/22.8	65/28.0	51/18.5	65/24.3	76/36.7	75/35.2
粘土矿物	I 相对/绝对含量(%)	43/25	19/7.9	35/18.4	43/24.6	10/4.3	31/11.2	16/6.0	9/4.3	10/4.7
	K 相对/绝对含量(%)	6/3.5	5/2.1	5/2.6	4/2.3	8/3.4	9/3.3	8/3.0	5/2.4	3/1.4
	C 相对/绝对含量(%)	13/7.6	4/1.8	6/3.2	13/7.4	17/7.3	9/3.2	11/4.1	10/4.9	12/5.6
	混层比(%)	15	20	15	30	30	20	20	20	25

注:物性标*为 CT 图像计算结果.

他脆性矿物粒间孔次之,局部发育微裂缝,有机质孔比例较小。

粒间孔:在页岩储层中,无机矿物颗粒,如石英、长石等常呈分散状镶嵌于粘土矿物与有机质中,多数不能形成颗粒支撑,也就不能产生粒间孔隙,仅在少数颗粒或晶粒间残存颗粒间孔隙。长 7 泥页岩中粒间孔主体以长石为主,石英、方解石等其他脆性矿物粒间孔较少见,图 2g 为长石粒间孔,沿长石颗粒与粘土基质边缘发育,直径约 200 nm,形态为长条状。

粒内孔:伴随地层埋深增加和成岩作用增强,当地层流体化学性质与岩石组分间不能达成化学平衡时,常常会使不稳定矿物发生溶蚀作用或矿物转化作用,形成粒内孔。长 7 泥页岩中,长石颗粒、绿泥石与伊蒙混层等粘土矿物是最常见的易被溶蚀和转化的组分,图 2i 显示长石溶蚀孔隙直径可达 30~400 nm,具定向排列,反映了其沿解理面遭受溶蚀的特征(图 2i)。粘土矿物粒内孔较发育,以伊蒙混层、绿泥石为主,多表现为长条形或弯曲状集合体,直径为 50~200 nm,整体连通性较好(图 2g~2k),伊利石粒内孔则少见,多呈孤立状零星分布,连通性较差(图 2l)。

有机质孔:伴随有机质热成熟度增高,在生排烃作用后,有机体内部产生纳米级孔隙(Jarvie *et al.*, 2007)。与海相页岩气储层相比(Loucks *et al.*, 2009;邹才能等,2010),长 7 泥页岩有机质孔发育程度不高,主要位于有机质和基质之间,或位于有机质内部,形态以狭长缝状、圆形或不规则状为主,孔隙直径为 50~200 nm(图 2m~2o),整体连通性较差,这可能与泥页岩有机质演化程度较低、尚未达到生气窗有关(R_o 主体小于 1.00%) (表 1)。

微裂缝:在泥页岩中,影响微裂缝发育的主要因素包括岩石组分、生烃作用及地层压力等,其中,对生烃过程中由于地层压力升高造成的周期性微裂缝进行观察与研究难度很大。本文仅仅是对岩心中微裂缝的静态观察,在地下原始条件下,这些微裂缝可能规模更大,也可能闭合消失。扫描电镜结果显示,长 7 泥页岩中发育微米—纳米级微裂缝,具有定向排列特征,或穿透粘土基质,或切穿黄铁矿等结晶矿物,缝宽为 1~5 μm (图 2p~2r)。总的来说,长 7 泥页岩观察到的微裂缝比例并不高。

3.2.2 储集空间三维模型 三维孔喉系统的精细表征对泥页岩储集空间评价具有重要意义,突破了二维图像表征无法反映孔隙系统立体特征的局限,

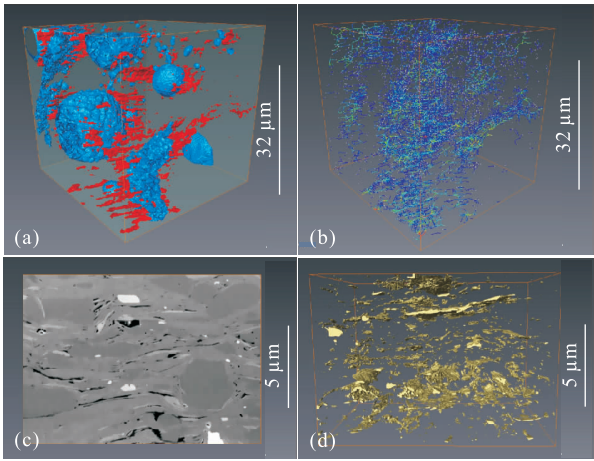


图 5 鄂尔多斯盆地长 7 页岩 L147-3 三维孔喉系统模型
Fig. 5 3D porosity model of L147-3 in Chang 7 shale, Ordos basin

图 5 特征参数见表 1。a、b. 纳米 CT 分析结果;a. 孔喉系统全貌,蓝色为黄铁矿,红色为孔喉;b. 孔喉系统骨架模型,展示了较好的空间连通性;c、d. 聚焦离子束扫描电镜实验结果;c. 原始灰度图像,分辨率达 1 nm,孔隙主体以伊蒙混层粒内孔、绿泥石粒内孔和长石粒间孔为主;d. 三维孔喉系统重构结果,黄色即为孔喉系统

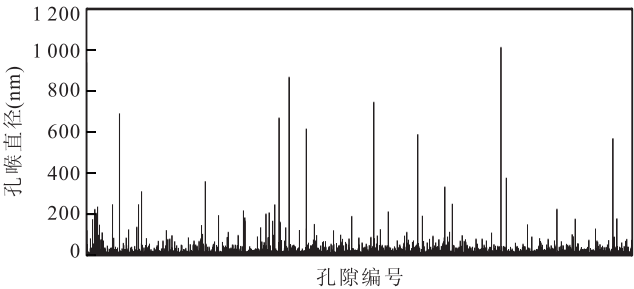


图 6 鄂尔多斯盆地长 7 页岩三维孔喉直径分布
Fig. 6 Pore-throat diameter of Chang 7 shale, Ordos basin

不仅可以实现对孔隙类型、大小、形态与空间展布的研究,还可对孔隙系统的连通性进行评价,为储层有效性评价提供重要的参考依据。

笔者利用纳米 CT 和聚焦离子束扫描电镜对长 7 泥页岩微观孔喉系统进行表征,结果表明:长 7 页岩孔喉系统与岩石有机组分和无机组分密切相关,孔隙类型以伊蒙混层粒内孔为主,绿泥石粒内孔、黄铁矿粒间有机质孔发育,具定向排列特征,孔喉系统骨架模型展示出连通性中等,局部存在孤立状孔喉(图 5);孔隙直径分布范围广,为 50~900 nm,但主体小于 200 nm(图 6)。基于三维孔喉图像计算长 7 页岩孔隙度为 1.93%~4.00%,渗透率为 $0.00102 \times 10^{-3} \sim 0.00321 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,与 GRI 物性分析结果基本一致(表 1)。

3.2.3 储集空间大小与分布 长 7 页岩氮气吸附

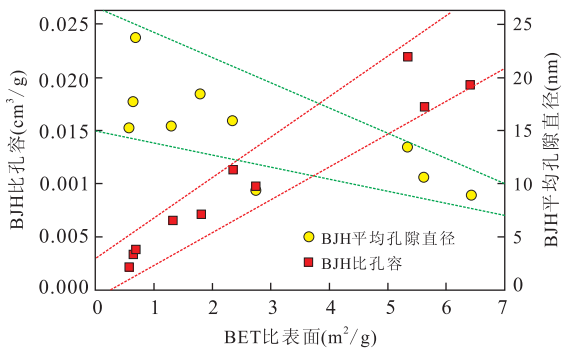


图 7 长 7 页岩比表面—比孔容—平均孔喉直径散点图
Fig. 7 Surface area, volume and avg. diameter of pores in Chang 7 shale, Ordos basin

实验结果表明,岩石比表面为 0. 652 9 ~ 6. 340 9 m²/g,平均值为 2. 754 3 m²/g,比孔容为 0. 002 160 0 ~ 0. 219 890 0 cm³/g,平均值为 0. 010 265 1 cm³/g,孔隙平均直径为 9. 112 ~ 23. 764 nm. 岩石比表面与比孔容呈正相关关系,而与孔隙直径具有负相关关系(表 1,图 7),表明随岩石比表面的增大,孔隙平均直径变小但数量增大,岩石孔隙总体积增大. 在直径小于 200 nm 的孔喉中,30 ~ 200 nm 的孔喉占 52%,小于 30 nm 的孔喉占 48%(图 8).

3. 2. 4 储集空间影响因素分析 页岩储集空间的发育主要由无机组分、有机组分和热演化程度等控制,影响因素包括矿物组成、TOC、干酪根类型、显微组分、生烃潜力、*R_o* 等. 田华等(2012)和黄振凯等(2013)在研究影响页岩孔隙发育因素时将孔隙按大小划分为宏孔(50 ~ 7 500 nm)、介孔(2 ~ 50 nm)和微孔(<2 nm),笔者认为并不十分恰当,原因如下: (1)此方案源自国际纯粹化学与应用化学联合会(International Union of Pure and Applied Chemis-

try,简称 IUAPC),主要用于化合物、催化剂、分子等的研究,不同类型孔隙尺寸界限并不具备地质内涵;(2)页岩主体孔隙直径介于 5 ~ 200 nm(Loucks *et al.*, 2010;邹才能等,2012a),小于 2 nm 的微孔对陆相页岩储集空间的贡献极小,因此本文并不采用这一方案讨论储集空间的影响因素.

长 7 页岩脆性矿物含量、粘土矿物总含量与孔隙发育的相关性较差,但与石英、长石及粘土矿物中伊蒙混层和伊利石相关性较好(图 9),表明页岩中这几种组分对孔隙发育具有重要影响. 孔隙体积与伊蒙混层总体呈正相关关系,而与石英、长石、伊利石总体呈负相关关系. X 衍射实验结果(表 1)表明:长 7 泥页岩中伊蒙混层的绝对含量为 18. 5% ~ 36. 7%,平均值为 26. 9%,大于石英(12. 6% ~ 23. 5%,平均值为 16. 9%)、长石(4. 5% ~ 15. 1%,平均值为 11. 2%)和伊利石含量(4. 3% ~ 24. 6%,平均值为 12. 1%). 这与扫描电镜与三维孔喉系统重构结果相一致:扫描电镜结果揭示长 7 页岩伊蒙混层广泛发育(图 2g, 2j, 2k),其粒内孔是主要储集空间类型(图 5c, 5d),相对来讲,长石、伊利石、石英等矿物孔隙发育程度明显要小(图 2g, 2i, 2l). X 衍射数据表明,伊蒙混层中蒙脱石比例主体为 15% ~ 35%(表 1),属于有序互层,处于中成岩 A2 期,此时在富钾的水介质条件下,蒙脱石向伊利石/蒙脱石(I/S)混层转变过程中泥岩中孔隙水和层间水脱出(赵杏媛和张有渝, 1990),进而形成孔隙,与此同时,石英等脆性矿物相对稳定,较难形成次生孔隙,因此长 7 泥页岩纳米级孔隙很大一部分可能是成岩作用演化过程中蒙脱石向伊蒙混层和伊利石转换的结果.

长 7 页岩有机碳含量与孔隙发育的相关性较

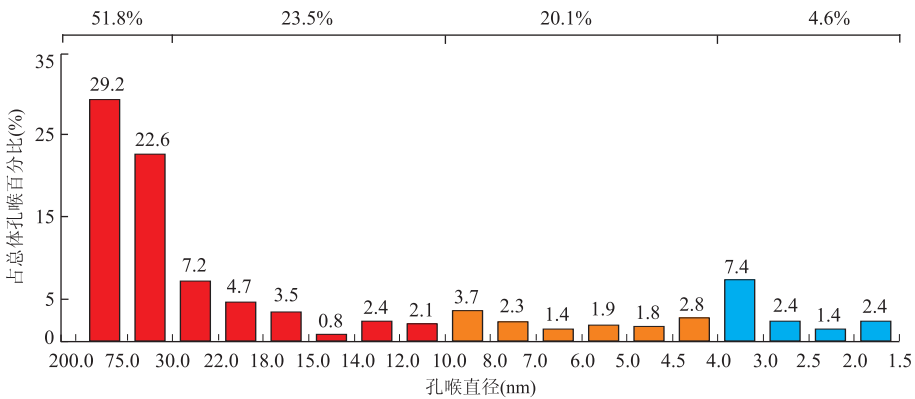


图 8 鄂尔多斯盆地长 7 油页岩比表面 BJH 孔隙分布
Fig. 8 Pore diameter from BJH model of Nitrogen adsorption data, Chang 7 shale, Ordos basin

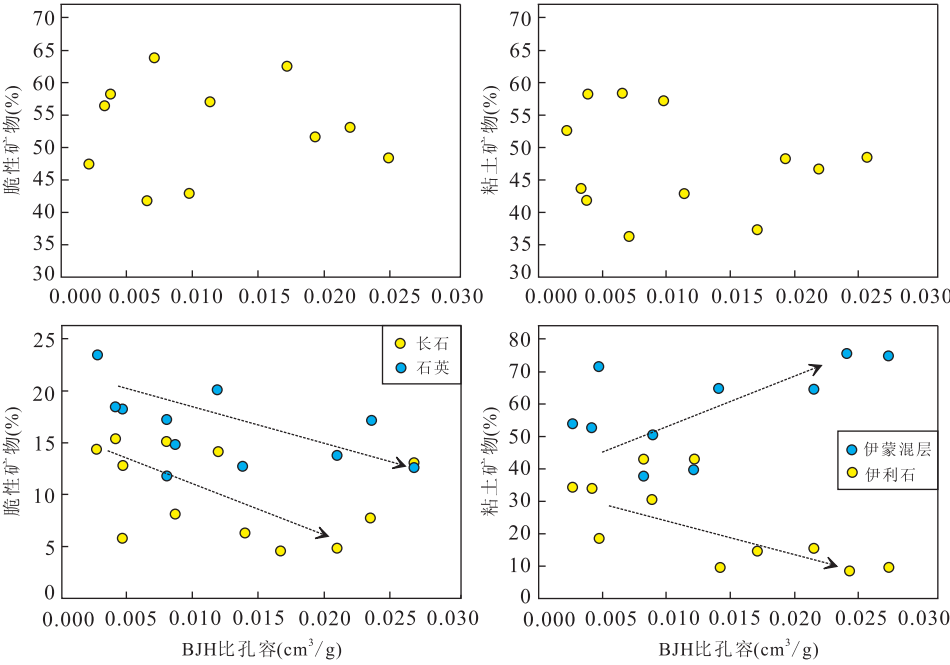


图 9 鄂尔多斯盆地长 7 页岩比孔容与矿物组成关系散点图
Fig. 9 Pore volume vs. mineralogy, Chang 7 shale, Ordos basin

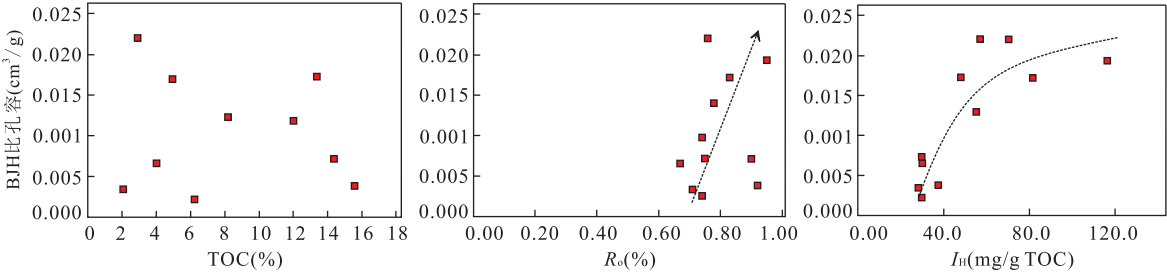


图 10 鄂尔多斯盆地长 7 页岩比孔容与 TOC、 R_o 、 I_H 关系
Fig. 10 Pore volume vs. TOC, R_o and I_H , Chang 7 shale, Ordos basin

差,这与 Curtis *et al.* (2012)的认识一致,他们通过对北美 Barnett、Marcellus 等八大页岩区带,认为页岩孔隙发育程度与有机碳含量关系不明显;热演化程度、烃指数(S_1/TOC)与孔隙发育呈一定的正相关关系(图 10). 伴随热演化程度由 0.67%增大至 0.95%,烃指数从 29.86 mg/g 增大至 116.09 mg/g,比孔容由 0.006 551 cm^3/g 增大至 0.019 340 cm^3/g ,表明长 7 页岩孔隙与热演化程度具有正相关关系,有机质热演化对储集空间具有一定贡献,从扫描电镜分析中可见有机质孔发育,也从另一角度印证了这一观点(图 2m~2o). 然而,由于长 7 页岩成熟度变化范围不大(R_o 为 0.67%~0.95%,表 1),扫描电镜与纳米 CT 分析显示有机质孔发育程度并不高,主要局限在有机质内部,呈长条形、圆形或不规则形(图 2m~2o),并未形成类似四川海相页岩中蜂窝状有机质孔

集合体(邹才能等,2010),因此有机质热演化对长 7 页岩孔隙度的贡献较有限.

4 油气赋存状态

页岩可以生成烃类已被公认,但对残留烃与滞留机理的认识尚未统一. 干酪根性质和二次裂解反应决定了油气的体积与组成,进一步决定了泥页岩滞留油气. 对泥页岩烃类滞留机理比较有代表性的理论包括排烃门限理论、干酪根吸附机理、聚合物溶解机理等(Pepper, 1991; Pepper and Corvi, 1995; Stainforth, 2009; Ritter, 2003),这些理论在一定程度上解释了油气滞留的影响因素和排烃过程中的分馏效应,但均存在一定局限性(邹才能等,2013). 油气赋存状态的研究有助于理解泥页岩残留烃滞

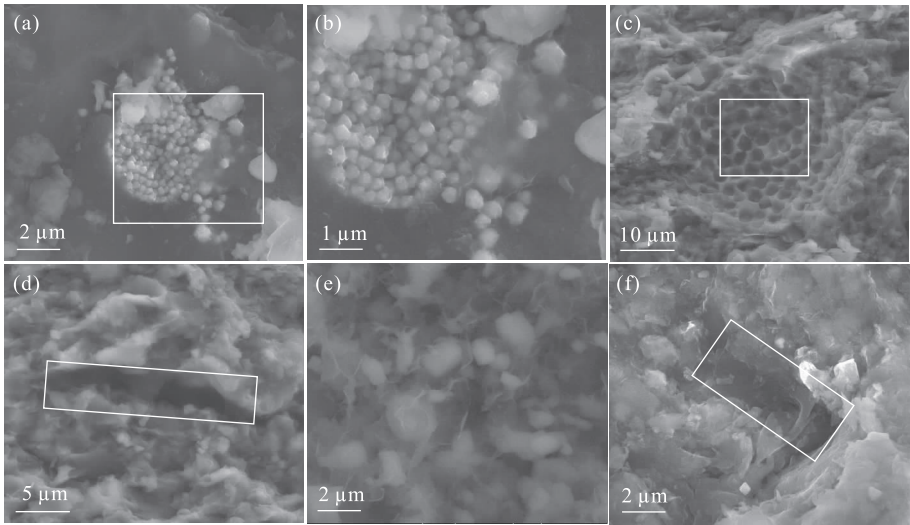


图 11 鄂尔多斯盆地长 7 页岩环境扫描照片

Fig. 11 Environment-SEM photos of Chang 7 shale, Ordos basin

a, b. 黄铁矿晶间孔滞留烃, 山 105 井, 1 914. 50 m; c. 黄铁矿晶间滞留烃, 里 147 井, 2 444. 00 m; d. 伊蒙混层粒内孔滞留烃, 庄 75 井, 1 949. 63 m; e. 伊利石粒内孔滞留烃, 白 406 井, 1 975. 30 m; f. 长石粒间孔滞留烃, 元 423, 2 404. 90 m

留机理.

环境扫描电镜观察结果表明,长 7 页岩中残留烃包括 2 种赋存状态:游离态烃和吸附态烃,主要发育在黄铁矿晶间孔、伊蒙混层粒内孔、伊利石粒内孔与长石粒间孔等,其中黄铁矿晶间孔内发育游离态残留烃(图 11a, 11b);同时也有吸附态残留烃滞留在黄铁矿晶体印模中(图 11c),伊蒙混层粒内孔内发育游离态残留烃,与孔壁粘连(图 11d),伊利石粒内孔可见残留烃以薄膜状吸附在伊利石表面,或以游离态的短柱状集合体发育在孔隙之中(图 11e),在长石粒间孔内也可见游离态液态烃发育,这些现象在一定程度上印证了已有的页岩油滞留聚集模式(邹才能等,2013).

5 讨论

储集性能研究是储层有效性评价的核心部分,目前对于泥页岩等非常规储层储集空间表征技术与方法处于探索和创新阶段,一系列多尺度、定性与定量的方法,如荧光分析、场发射扫描电镜、纳米 CT、聚焦离子束扫描电镜、气体吸附、压汞实验等被广泛应用于全球典型泥页岩储集性能评价中,并取得了较好的效果.需要注意的是,不同方法都有其适用范围与局限性,在对数据进行使用时须注明实验条件与方法,特别是对不同方法数据进行融合时尤其需要小心.此外,储集空间随成岩作用、有机质生烃作

用的演化应受到重视,有必要对泥页岩成岩作用阶段进行精细研究.

页岩气已获得工业性突破,但页岩油并未实现全球工业化应用(贾承造等,2012;邹才能等,2012b,2013).关于页岩油的定义,工业界尚存在争论.笔者认为页岩油是指赋存于富有机质页岩基质孔中的油气聚集,强调源储一体、原位滞留聚集,并不包括页岩层系内致密砂岩、致密碳酸盐岩内的石油聚集,这与李玉喜和张金川(2011)、康玉柱(2012)、马永生等(2012)定义的页岩油有一定区别,也不同于泥岩裂缝型油气藏(2002).目前国外非常规石油取得工业突破的两大产区:Bakken 组储层为白云岩、云质粉砂岩,Eagle Ford 储层为泥灰岩,二者均非纯页岩,因此纯泥页岩地层中能否获得工业性油气聚集目前尚待探讨.

构造背景与沉积环境的差异性造成了中国陆相页岩与北美海相页岩具有差异性,包括岩石组成、热演化程度与空间分布稳定性等方面.与北美典型海相页岩相比,中国陆相页岩粘土矿物含量较高、主体处于生油窗、空间分布稳定性较差,这也决定了中国陆相页岩基础研究与油气勘探更大.扫描电镜等分析数据表明陆相页岩内发育有效储集空间,但尺寸更小,以纳米级孔喉系统为主,流体在其中的流动机制及可动性评价将是制约其能否实现工业化生产的关键.

鄂尔多斯盆地长 7 泥页岩处于克拉通主体,尽管沉积后经历了一次较大规模的构造抬升,但整体

构造稳定,后期改造活动较弱,有机质演化程度中等,处于生油窗范围内,具备较强的生烃潜力;脆性矿物含量较高,有利于后期压裂改造,具备页岩油形成的有利条件.同时,应该看到,长 7 泥页岩物性较差,陆相泥页岩相变较快,且处于异常低压系统,这些因素在进行页岩油勘探潜力评价时应注意.全球尚未取得页岩油工业性突破,鄂尔多斯盆地长 7 泥页岩储层评价工作也刚刚起步,对这种超致密储层的研究需要采取先进的手段和技术,才能获得更为客观的认识.下一步研究应关注以下方面:(1)泥页岩储集空间与物性特征;(2)泥页岩生烃潜力与原地含油气量;(3)页岩油可动油资源量评价;(4)泥页岩储层改造工艺与开发方案研究.

6 结论

(1)长 7 泥页岩有机质热演化程度中等,处于主力生油窗,发育粒内孔、粒间孔和有机质孔,以伊蒙混层等粘土矿物粒内孔为主,孔隙度为 $0.6\% \sim 3.8\%$,渗透率为 $0.000\ 72 \times 10^{-3} \sim 0.002\ 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;脆性矿物含量为 $45\% \sim 59\%$,微—纳米孔发育,直径主体为 $30 \sim 200\ \text{nm}$,连通性中等,具备储集能力.

(2)长 7 泥页岩孔隙发育与伊蒙混层等粘土矿物、热演化程度、烃指数等相关性较好,表明成岩作用和有机质生烃作用共同影响泥页岩储集空间演化,长 7 泥页岩主体处于生油窗范围,热演化程度较低,有机质生烃作用对储集空间的贡献相对较小.

(3)长 7 泥页岩残留烃以吸附态和游离态存在黄铁矿晶间孔、伊蒙混层粒内孔、伊利石粒内孔和长石粒间孔内.

(4)泥页岩等储集空间研究需要非常规技术与方法,强烈的非均质性要求学者在孔喉系统表征时应考虑多尺度、多维度和多方法的技术系列,从光学薄片到高分辨率扫描电镜,再到三维纳米 CT、聚焦离子束扫描电镜分析,应结合物性、气体吸附等方法进行系统研究,提高表征精度.

References

Ambrose, R. J. , Hartman, R. C. , Diaz-Campos, M. , et al. , 2010. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh.

Chen, M. , Jin, Y. , Zhang, G. Q. , 2008. Rock Mechanics in

Petroleum Engineering. Science Press, Beijing (in Chinese).

Curtis, M. E. , Ambrose, R. J. , Sondergeld, C. H. , et al. , 2010. Structural Characterization of Gas Shales on the Micro- and Nano-Scales. Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, 15. doi:10.218/137693—MS

Curtis, M. E. , Ambrose, R. J. , Sondergeld, C. H. , et al. , 2012. Investigating the Microstructure of Gas Shales by FIB/SEM Tomography & STEM Imaging. AAPG 2012 Annual Conference and Exhibition, Long Beach.

Deng, X. Q. , Li, W. H. , Liu, X. S. , et al. , 2009. Discussion on the Stratigraphic Boundary between Middle Triassic and Upper Triassic. *Acta Geologica Sinica*, 83 (8): 1089—1096 (in Chinese with English abstract).

Desbois, G. , Urai, J. L. , Kukla, P. A. , 2009. Morphology of the Pore Space in Claystones—Evidence from BIB/FIB Ion Beam Sectioning and Cryo-SEM Observations. *Earth Discuss*, (4): 15—22.

Dewhurst, D. N. , Jones, R. M. , Raven, M. D. , 2002. Microstructural and Petrophysical Characterization of Mudcrong Shale: Application to Top Seal Risking. *Petroleum Geoscience*, (8): 371—383.

Duan, Y. , Cao, X. X. , Zhao, Y. , et al. , 2014. Characteristics and Formation Mechanism of Mesozoic Underpressured Reservoirs in Ordos Basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 39 (3): 341—349 (in Chinese with English abstract).

Fu, Q. , Li, Y. , 2010. Characteristics of Slope Breaks and Its Implication on Petroleum Geology in Yanchang Formation Chang 6 (Late-Triassic) of Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 28 (2): 294—298 (in Chinese with English abstract).

Gareth, R. C. , Bustin, R. M. , Power, I. M. , 2012. 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. *AAPG Bulletin*, 96 (6): 1099—1119.

Hanson, A. D. , Ritts, B. D. , Moldwan, J. M. , 2007. Organic Geochemistry of Oil and Source Rock Strata of the Ordos Basin, North-Central China. *AAPG Bulletin*, 91 (9): 1273—1293.

Huang, J. L. , Zou, C. N. , Li, J. Z. , et al. , 2012. Shale Gas Generation and Potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 39 (1): 69—75

(in Chinese with English abstract).

- Huang, Z. K., Chen, J. P., Wang, Y. J., et al., 2013. Characteristics of Micropores in Mudstones of the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(1): 30—36 (in Chinese with English abstract).
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., et al., 2007. Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment. *AAPG Bulletin*, 91(4): 475—499.
- Jia, C. Z., Zheng, M., Zhang, Y. F., 2012. Unconventional Hydrocarbon Resources in China and the Prospect of Exploration and Development. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 129—136 (in Chinese with English abstract).
- Jia, J. L., Liu, Z. J., Achim, B., et al., 2014. Major Factors Controlling Formation of Oil Shale in Nenjiang Formation of Songliao Basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 39(2): 174—186 (in Chinese with English abstract).
- Joel, D. W., Steven, W. S., 2011. Eagle Ford Shale Reservoir Properties from Digital Rock Physics. *First Break*, 29: 97—100.
- Kang, Y. Z., 2012. Characteristics and Exploration Prospect of Unconventional Shale Gas Reservoirs in China. *Natural Gas Industry*, 32(4): 1—5 (in Chinese with English abstract).
- Li, X. J., Lü, Z. G., Dong, D. Z., et al., 2009. Geologic Controls on Accumulation of Shale Gas in North America. *Natural Gas Industry*, 29(5): 27—32 (in Chinese with English abstract).
- Li, Y. X., Zhang, J. C., 2011. Types of Unconventional Oil and Gas Resources in China and Their Development Potential. *International Petroleum Economics*, (3): 61—67 (in Chinese with English abstract).
- Loucks, R. G., Reed R. M., Ruppel S. C., 2010. Preliminary Classification of Matrix Pores in Mudstones. Coast Association of Geological Societies (GCAGS), April.
- Loucks, R. G., Reed R. M., Ruppel S. C., et al., 2009. Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-Scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale. *Journal of Sedimentary Research*, (79): 848—861. doi:10.2110/jsr.2009.092
- Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., et al., 2012. Spectrum of Pore Types and Networks in Mudrocks and a Descriptive Classification for Matrix-Related Mudrock Pores. *AAPG Bulletin*, 96(6): 1071—1098.
- Loucks, R. G., Stephen, C. R., 2007. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and Depositional Setting of a Deep-Water Shale-Gas Succession in the Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, 91(4): 579—601.
- Ma, Y. S., Feng, J. H., Mu, Z. H., et al., 2012. The Potential and Exploring Progress of Unconventional Hydrocarbon Resources in SINOPEC. *Engineering Sciences*, 14(6): 22—30 (in Chinese with English abstract).
- McCreesh, C. A., Erlich, R., Crabtree, S. J., 1991. Petrography and Reservoir Physics 2: Relating Thin Section Porosity to Capillary Pressure, the Association between Pore Types and Throat Size. *AAPG Bulletin*, 75: 1563—1578.
- Milner, M., McLin, R., Petriello, J., 2010. Imaging Texture and Porosity in Mudstones and Shales: Comparison of Secondary and Ion Milled Backscatter SEM Methods. Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary.
- Passey, Q. R., Bohacs, K. M., Esch, W. L., et al., 2010. From Oil-Prone Source Rocks to Gas-Producing Shale Reservoir—Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs. CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing.
- Passey, Q. R., Bohacs, K. M., Esch, W. L. et al., 2012. My Source Rock is Now My Reservoir—Geologic and Petrophysical Characterization of Shale-Gas Reservoirs. 2011-2012 AAPG Distinguished Lecture, Bakersfield.
- Pepper, A. S., 1991. Estimating the Petroleum Expulsion Behaviour of Source Rocks: A Novel Quantitative Approach. In: England, W. A., Fleet, A. J., eds., Petroleum Migration. *Geological Society of London*, 59: 9—31.
- Pepper, A. S., Corvi, P. J., 1995. Simple Kinetic Models of Petroleum Formation; Part 1: Oil and Gas Generation from Kerogen. *Marine Petroleum Geology*, 12(3): 291—319.
- Ritter, U., 2003. Solubility of Petroleum Compounds in Kerogen; Implications for Petroleum Expulsion. *Organic Geochemistry*, 34: 319—326.
- Schieber, J., 2010. Common Themes in the Formation and Preservation of Porosity in Shales and Mudstones—Illustrated with Examples Across the Phanerozoic. SPE-132370.
- Slatt, E. M., O'Neal, N. R., 2011. Pore Types in the Barnett and Woodford Gas Shale: Contribution to Understanding Gas Storage and Migration Pathways in Fine-Grained Rocks. *AAPG Bulletin*, 95(12): 2017—2030.

- Stainforth, J. G., 2009. Practical Kinetic Modeling of Petroleum Generation and Expulsion. *Marine Petroleum Geology*, 26(4): 552—572.
- Tian, H., Zhang, S. C., Liu, S. B., et al., 2012. Determination of Organic-Rich Shale Pore Features by Mercury Injection and Gas Adsorption Methods. *Acta Petrolei Sinica*, 33(3): 419—427 (in Chinese with English abstract).
- Yang, H., Fu, Q., Fu, J. H., 2009. Sedimentary Sequence and Petroleum Accumulation in Upper Triassic, Ordos Basin. Geological Publishing House, Beijing, 1—50 (in Chinese).
- Yang, H., Li, S. X., Liu, X. Y., 2013. Characteristics and Resource Prospects of Tight Oil and Shale Oil in Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(1): 1—11 (in Chinese with English abstract).
- Yang, H., Zhang, W. Z., 2005. Leading Effect of High-Class Source Rock of Chang 7 in Ordos Basin on Enrichment of Low Permeability Oil-Gas Accumulation: Geology and Geochemistry. *Geochimica*, 34(2): 147—154 (in Chinese with English abstract).
- Yang, J. J., 2002. Tectonic Evolution and Oil-Gas Reservoir Distribution in Ordos Basin. Petroleum Industry Press, Beijing, 50—150 (in Chinese).
- Yu, J., Yang, Y. J., Du, J. L., 2010. Sedimentation during the Transgression Period in Late Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 37(2): 181—187 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, W. Z., Yang, H., Li, J. F., et al., 2006. Leading Effect of High-Class Source Rock of Chang 7 in Ordos Basin on Enrichment of Low Permeability Oil-Gas Accumulation. *Petroleum Exploration and Development*, 33(3): 289—293 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, W. Z., Yang, H., Yang, Y. H., et al., 2008. Petrology and Element Geochemistry and Development Environment of Yanchang Formation Chang-7 High Quality Source Rocks in Ordos Basin. *Geochimica*, 37(1): 59—64 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, M. W., Behr, H. J., Ahrendt, H., 1996. Thermal and Tectonic History of the Ordos Basin, China: Evidence from Apatite Fission Track Analysis, Vitrinite Reflectance, and K-Ar Dating. *AAPG Bulletin*, 80(6): 1110—1134.
- Zhao, X. Y., Zhang, Y. Y., 1990. Clay Mineral and Clay Mineral Analysis. Ocean Press, Beijing (in Chinese).
- Zou, C. N., Dong, D. Z., Wang, S. J., et al., 2010. Geological Characteristics, Formation Mechanism and Resource Potential of Shale Gas in China. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6): 641—653 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Tao, S. Z., Hou, L. H., et al., 2011. Unconventional Petroleum Geology. Geological Publishing House, Beijing (in Chinese).
- Zou, C. N., Yang, Z., Cui, J. W., et al., 2013. Formation Mechanism, Geological Characteristics and Development Strategy of Nonmarine Shale Oil in China. *Petroleum Exploration and Development*, 40(1): 14—26 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Yang, Z., Tao, S. Z., et al., 2012a. Nano-Hydrocarbon and the Accumulation in Coexisting Source and Reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 39(1): 13—26 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Zhu, R. K., Wu, S. T., et al., 2012b. Types, Characteristics, Genesis and Prospects of Conventional and Unconventional Hydrocarbon Accumulations. *Acta Petrolei Sinica*, 33(2): 173—187 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈勉, 金衍, 张广清, 2008. 石油工程岩石力学. 北京: 科学出版社.
- 邓秀芹, 李文厚, 刘新社, 等, 2009. 鄂尔多斯盆地中三叠统与上三叠统地层界线讨论. 地质学报, 83(8): 1089—1096.
- 段毅, 曹喜喜, 赵阳, 等, 2014. 鄂尔多斯盆地中生界低压油藏特征与形成机制. 地球科学——中国地质大学学报, 39(3): 341—349.
- 傅强, 李益, 2010. 鄂尔多斯盆地晚三叠世延长组长 6 期湖盆坡折带特征及其地质意义. 沉积学报, 28(2): 294—298.
- 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等, 2012. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力. 石油勘探与开发, 39(1): 69—75.
- 黄振凯, 陈建平, 王义军, 等, 2013. 松辽盆地白垩系青山口组泥岩微观孔隙特征. 石油学报, 34(1): 30—36.
- 贾承造, 郑民, 张永锋, 2012. 中国非常规油气资源与勘探开发前景. 石油勘探与开发, 39(2): 129—136.
- 贾建亮, 刘招君, Achim Bechtel, 等, 2014. 松辽盆地嫩江组油页岩发育控制因素. 地球科学——中国地质大学学报, 39(2): 174—186.
- 康玉柱, 2012. 中国非常规泥页岩油气藏特征及勘探前景展望. 天然气工业, 32(4): 1—5.
- 李新景, 吕宗刚, 董大忠, 等, 2009. 北美页岩气资源形成的地质条件. 天然气工业, 5: 27—32.
- 李玉喜, 张金川, 2011. 我国非常规油气资源类型和潜力. 国际石油经济, (3): 61—67.

马永生,冯建辉,牟泽辉,等,2012. 中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展. 中国工程科学,14(6): 22—30.

田华,张水昌,柳少波,等,2012. 压汞法和气体吸附法研究富有机质页岩孔隙特征. 石油学报,33(3): 419—427.

杨华,傅强,付金华,2009. 鄂尔多斯盆地晚三叠世盆地沉积层序与油气成藏. 北京:地质出版社,1—50.

杨华,李士祥,刘显阳,2013. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力. 石油学报,34(1): 1—11.

杨华,张文正,2005. 论鄂尔多斯盆地长 7 段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用:地质地球化学特征. 地球化学,34(2): 147—154.

杨俊杰,2002. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律. 北京:石油工业出版社,50—150.

喻建,杨亚娟,杜金良,2010. 鄂尔多斯盆地晚三叠世延长组湖侵期沉积特征. 石油勘探与开发,37(2): 181—187.

张文正,杨华,李剑锋,等,2006. 论鄂尔多斯盆地长 7 段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用——强生排烃特征及机理分析. 石油勘探与开发,33(3): 289—293.

张文正,杨华,杨奕华,等,2008. 鄂尔多斯盆地长 7 优质烃源岩的岩石学、元素地球化学特征及发育环境. 地球化学,37(1): 59—64.

赵杏媛,张有瑜,1990. 粘土矿物与粘土矿物分析. 北京:海洋出版社.

邹才能,董大忠,王社教,等,2010. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力. 石油勘探与开发,37(6): 641—653.

邹才能,陶士振,侯连华,等,2011. 非常规油气地质. 北京:地质出版社.

邹才能,杨智,崔景伟,等,2013. 页岩形成机制、地质特征及发展对策. 石油勘探与开发,40(1): 14—26.

邹才能,杨智,陶士振,等,2012a. 纳米油气与源储共生型油气聚集. 石油勘探与开发,39(1): 13—26.

邹才能,朱如凯,吴松涛,等,2012b. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望:以中国致密油和致密气为例. 石油学报,33(2): 173—187.