

下扬子皖东南地区二叠系页岩储层特性 及甲烷吸附能力

黄保家¹, 黄 灏², 金秋月¹, 周 刚¹, 赵幸滨³

(1. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司南海西部石油研究院, 广东 湛江 524957;
2. 中海石油大学, 北京 102249; 3. 中国石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200030)

摘要:为深入研究皖东南地区二叠系页岩储层微观特征及其储气能力,选取2口钻井岩心样品进行负离子抛光—场发射扫描电子显微镜、氮吸附/脱附实验、甲烷吸附能力测定以及相关地球化学分析。结果表明,二叠系富Ⅱ—Ⅲ型有机质泥页岩石英等脆性矿物含量较高,存在晶间孔、粒间孔以及粒内孔、次生溶孔、有机质孔及微裂缝、构造缝等多种储集空间类型。采用He气法所测孔隙度为2.15%~6.10%、渗透率平均值为 $0.00257 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该套页岩以中孔为主,含少量大孔和微孔,大多数的孔径分布在2~50nm之间。BJH孔容为3.30~11.23mm³/g,其中,中孔和大孔孔容约占总孔容的80%;BET比表面积介于3.91~20.84m²/g之间。T-图法计算微孔比表面积介于1.015~4.053m²/g之间,中孔和微孔是页岩比表面积的主要贡献者。大量纳米级孔隙的发育及具有较大的比表面积,为页岩储层提供了良好的吸附聚气能力,实验模拟地层温压测定页岩甲烷最大吸附量达2.3~3.2m³/t。说明研究区二叠系页岩具有良好的储集性能及甲烷吸附能力。

关键词:皖东南;二叠系页岩;页岩储层特征;孔隙结构;氮吸附/脱附;甲烷吸附能力

中图分类号:TE122.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2015)08-1516-09

引用格式: Huang Baojia, Huang Hao, Jin Qiuyue, *et al.* Characterization of pores and methane sorption capacity of Permian shales in southeast Anhui, Lower Yangtze region[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(8): 1516-1524. [黄保家, 黄灏, 金秋月, 等. 下扬子皖东南地区二叠系页岩储层特性及甲烷吸附能力[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(8): 1516-1524.]

0 引言

扬子地区南方古生界发育下寒武统、下志留统以及二叠系等多套富有机质泥页岩,具有巨大的页岩气勘探潜力^[1-5]。近几年来,我国页岩气勘探主要集中在上扬子区的四川盆地、渝东南地区及黔北地区^[2-3],并取得了突破性进展^[3],同时,针对页岩气形成机理和储层精细研究也在不断深入,进一步明确了页岩储层特性成为影响页岩气富集和资源丰度的关键因素之一^[1,6-9]。然而,下扬子区古生界页岩气

勘探投入的工作量相对比较少。可喜的是,针对古生界页岩气形成条件及气勘探潜力评价开展了一些卓有成效的工作^[10-11]。例如在皖东南地区古生界也发现多套优质泥页岩,其中,上奥陶统五峰组一下志留统高家边组和下二叠统孤峰组、上二叠统龙潭组和大隆组被认为是较有利的页岩气勘探目的层位^[10],而有关皖东南地区二叠系富有机质泥页岩储层特征研究甚少^[11]。为此,本文通过对该区钻井岩心的合理采样,在对二叠系富有机质泥页岩岩石学特征调查基础上,选取了8个岩心样品进行精细的储层

收稿日期:2015-04-28;修回日期:2015-06-04.

基金项目:国家重点基础研究发展计划项目(编号:2012CB214706)资助.

作者简介:黄保家(1958-),男,广东阳江人,教授级高级工程师,博士,主要从事油气地球化学与石油地质研究.

E-mail: huangbj@cnooc.com.cn.

通讯作者:黄灏(1993-),男,广东湛江人,本科生,主要从事页岩储层孔隙结构与吸附性研究. E-mail: aigoboy8888@qq.com.

特性(利用氩离子抛光技术和场发射扫描电镜技术,氮吸附/脱附实验)及甲烷吸附能力的研究,并与国内外含气页岩的特征对比,明确储层孔隙类型、孔径分布,探讨二叠系页岩气储集能力,以指导该地区进一步开展页岩气富集条件和勘探潜力评价工作。

1 地质背景

研究区位于安徽东南部,横跨沿江拗陷及皖南—苏南拗陷(图 1),下扬子区古生代沉积—构造演化研究表明,该区早寒武世深水盆地相、晚奥陶—早志留世深水陆棚相和二叠纪盆地—深水陆棚相等沉积环境,相应沉积了 3 套富有有机质泥页岩层

系^[12-13]:寒武系黄粟树组($\epsilon_1 h$)、奥陶系五峰组($O_3 w$)、志留系高家边组($S_1 g$)及二叠系(栖霞组、孤峰组、龙潭组和大隆组)。其中,研究区下寒武统页岩埋深较大(推测主体页岩埋深为 4 000 ~ 6 500m),成熟度高(E_{qR_o} 值高达 3%~5%),页岩气勘探潜力有待于进一步深究;而上奥陶统五峰组一下志留统高家边组和二叠系埋藏适中、有机质丰富、生气潜力较大,被认为是研究区较有利的页岩气勘探目的层位,尤其以二叠系深水陆棚相沉积分布比较稳定,研究区有几口参数井钻遇该地层,因此,本研究主要以皖东南地区二叠系页岩为对象开展工作。

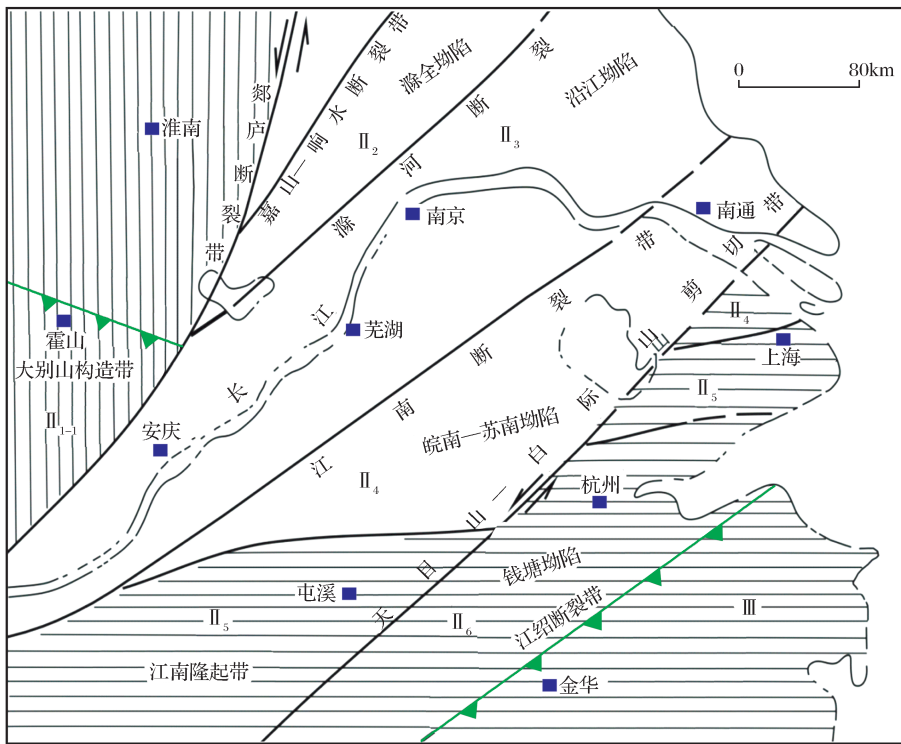


图 1 研究区构造位置(据参考文献[12],修改)

Fig. 1 The tectonic location of the studied area(modified according to the reference[12])

2 页岩储层有机地球化学和岩石学特征

2.1 有机地球化学特征

二叠系在下扬子地区分布较广,从下而上可以划分为下二叠统栖霞组($P_1 c$)、孤峰组($P_1 g$)和上二叠统龙潭组($P_2 l$)、大隆组($P_2 d$)。近几年来,在研究区有 3 口参数井均钻遇二叠系高 TOC 暗色泥页岩。其中,孤峰组、龙潭组和大隆组有机质丰度较高,具有良好的页岩气生成物质基础。

(1)孤峰组($P_1 g$):主要发育黑色页岩、含锰硅质页岩,局部夹粉砂质泥岩、粉砂岩和放射虫硅质岩。其中,黑色放射虫硅质岩主要集中在孤峰组的下部,以夹层和互层形式出现,主要为深水盆地相沉积。泥页岩单层厚 28~70m,大多数地区泥页岩单层厚度大于 30m,据 H1 井岩心地球化学分析结果(图 2),TOC 含量变化较大,介于 0.8%~20%之间,其中炭质泥岩 TOC 含量高,多在 3%~20%之间,有机质丰富。来自这些泥页岩的干酪根碳同位

素 $\delta^{13}\text{C}$ 值介于 -28.7% ~ -26.5% 之间,为 II 型干酪根^[14]。

(2) 龙潭组 (P_2l): 以滨岸沼泽—三角洲相沉积为主,灰黑色泥岩发育,夹煤层。泥页岩单层厚度为 $1.0\sim 35\text{m}$,该组上部泥岩的岩性稳定,区域分布广,累计厚度较大,大部分地区在 100m 以上。有机质丰度高,TOC 含量通常大于 1% ,炭质泥岩 TOC 含量达 $6.5\%\sim 16.4\%$ (图 2)。这些泥页岩中的不溶有机质——干酪根碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值介于 $-28.5\%\sim -24.3\%$ 之间,落在 II—III 型干酪根区域^[14]。

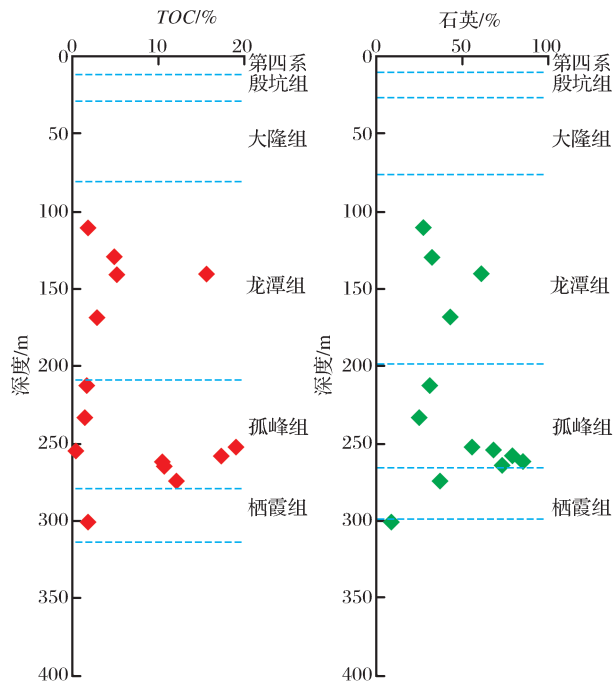


图 2 皖东南地区 H1 井二叠系页岩 TOC、石英矿物含量剖面

Fig. 2 Profile of TOC and quartz content of Permian shales for the well H1

(3) 大隆组 (P_2d): 为盆地—深水陆棚相沉积^[12],岩石类型主要为黑色放射虫含硅质页岩、粗粉晶白云岩,区内钻遇大隆组泥岩厚度 33m 。据地球化学分析结果,这些泥页岩 TOC 含量通常介于 $0.7\%\sim 13\%$ 之间,平均为 4.78% 。来自大隆组泥页岩的干酪根同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 $-29\%\sim -24\%$,被划分为 II—III 型干酪根^[14]。

研究区二叠系主体泥页岩埋深为 $500\sim 2500\text{m}$,本文采集的钻井页岩岩心样品 R_o 值大多数在 $2.32\%\sim 2.47\%$ 之间^[11],处于主生气窗范围。可见,二叠系暗色泥岩应以生气为主。

2.2 页岩储层岩石学特征

页岩能否被压裂决定于页岩的脆度,而页岩的

脆度取决于页岩的矿物组成,故页岩的矿物组成在很大程度上影响着页岩气的产能。据报道,在北美地区 Barnett 页岩气藏中,页岩储层的石英成分等脆性矿物含量为 $40\%\sim 60\%$ ^[15-16],黏土矿物含量通常小于 50% 。皖东南区块二叠系孤峰组、龙潭组大隆组矿物成分主要由黏土矿物、石英、黄铁矿、白云石、方解石、长石和菱铁矿组成,其含量在不同井段存在一定的差异。黏土矿物类型主要为伊利石、绿泥石和伊/蒙混层,部分井段发育高岭石或钙质生物和硅质生物。根据来自 C1 井和 H1 井样品的分析数据,该区二叠系富有机质页岩黏土矿物含量主要介于 $10\%\sim 60\%$ 之间,平均值小于 50% ;碳酸盐矿物含量较少;石英含量主要集中在 $30\%\sim 90\%$ 之间,平均含量为 41.2% (图 3)。

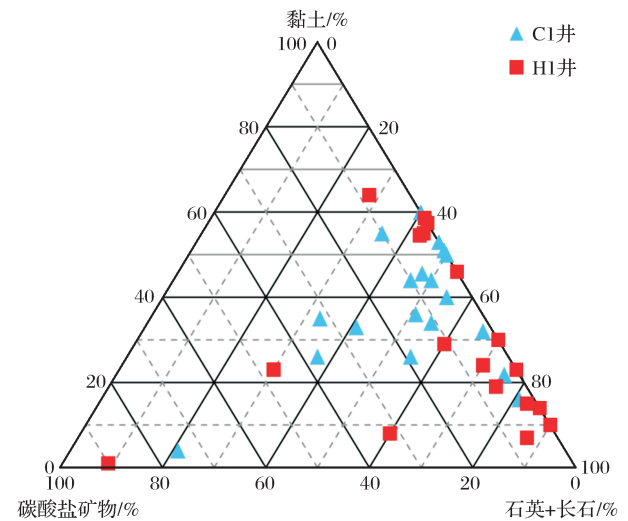


图 3 皖东南地区二叠系页岩矿物成分三角图

Fig. 3 Ternary diagram of mineralogical composition for Permian samples based on the normalized data

与四川盆地页岩(龙马溪组、筇竹寺组)和北美页岩中最典型的 Barnett 页岩^[15-16]进行对比可以发现:

(1) 研究区二叠系泥页岩的石英、长石和黄铁矿的平均含量为 $45.5\%\sim 60.3\%$,四川盆地龙马溪组为 $35.6\%\sim 52.3\%$,北美 Barnett 组页岩约为 54% ,3 个地区的石英、长石和黄铁矿平均含量相近。

(2) 二叠系泥页岩碳酸盐矿物平均含量为 $10.1\%\sim 21\%$,与四川盆地龙马溪组页岩接近。

(3) 二叠系泥页岩黏土矿物平均含量为 $29.6\%\sim 33.5\%$,与四川盆地龙马溪组和北美的 Barnett 组也比较接近。值得一提的是,二叠系高 TOC 泥页岩段具有高石英矿物含量,暗示该区二叠系富有机

质页岩有良好的造缝能力(图2)。

3 页岩储层孔隙类型及孔渗特征

3.1 页岩储层孔隙类型及微裂缝

以氩离子抛光扫描电镜为基础,结合薄片、电镜、阴极及荧光等手段仔细观察和描述页岩的孔缝发育特征。结果表明,研究区二叠系页岩储层段发育孔隙类型包括无机孔隙、有机质孔隙、微裂缝及构造缝4种储集空间类型(图4)。其中,无机孔隙主要包括黏土矿物晶间孔、粒间孔以及粒内孔;有机孔隙属于有机质在后期热演化过程形成的孔隙(图4)。二叠系孤峰组主要发育有刚性自生矿物微晶间孔、有机质微孔($0.01\sim 1\mu\text{m}$)及粒间微孔,次为生物颗粒孔及颗粒间溶孔等;大隆组主要发育有机质孔($0.05\sim 1\mu\text{m}$)、黏土矿物微晶间孔、刚性自生矿物微晶间孔,次为组构溶孔、颗粒间微溶孔、残余微粒间孔,少量粒间微孔、生物颗粒孔、颗粒内微溶孔。样品孔缝的发育与分布特征见表1所描述。

页理缝则主要发育于纹层发育段,在刚性矿物与塑性矿物间易于形成页理缝。根据岩心观察结果表明孤峰组岩石中页理构造发育,岩心可见裂缝及微裂缝存在(图4),主要有网状缝和高角度张性缝,网状缝中充填亮晶方解石,形成方解石脉;高角度张性裂缝缝宽 $0.1\sim 1\text{cm}$ 。层间缝多见于页岩页理间且平行于层理纹层面,其由一系列薄层页岩组成,一般产出于粉砂条带富集处,可能是由于差异压实所致,根据岩心观察,层间缝一般宽为 $0.1\sim 0.5\text{mm}$,薄片下一般为 $0.01\sim 0.1\text{mm}$,部分层间缝被其他矿物半充填或完全充填,类似于川南—黔北地区龙马溪组页岩^[17]。大隆组岩心可见低角度斜层理、页理构造、穿层缝和高角度张性缝,裂缝中常见亮晶方解石及白云石充填;沿页理面发育排烃微裂缝,发育细分散状及莓球状黄铁矿(图4),含量大于5%。虽然,大多数微裂隙被石英、碳酸盐矿物等胶结物充填后会失去渗流能力,但这些裂缝对后期开发过程中的压裂造隙仍有促进作用^[18]。

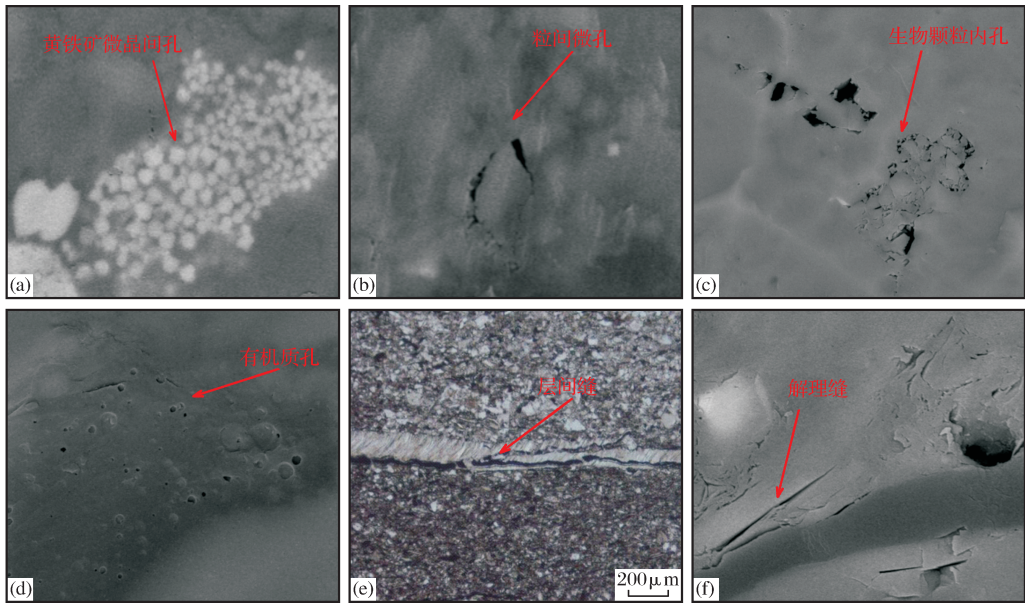


图4 皖东南地区二叠系页岩微观孔缝赋存状态与特征

Fig. 4 Occurrence status and characteristics of pore and microcracks of Permian shales

- (a) 自生矿物微晶间孔(氩离子抛光电镜),C1井,大隆组,156.19m;(b) 粒间微孔(氩离子抛光电镜),H1井,孤峰组,246.60m;
 (c) 生物成因孔(氩离子抛光电镜),C1井,大隆组,160.6m;(d) 有机质孔(氩离子抛光电镜),C1井,大隆组,156.1m;
 (e) 层间缝(单偏光),H1井,龙潭组,109.9m;(f) 页理缝(氩离子抛光电镜),C1井,大隆组,160.6m

3.2 页岩储层孔隙度和渗透率

前已叙及,二叠系储集空间以纳米级有机质孔、黏土矿物间微孔为主,并发育晶间孔、次生溶蚀孔等,采用He气法对研究区2口井8个二叠系页岩岩心样品的孔隙度和渗透率进行了测定,结果表明,

这些页岩孔隙度为 $2.15\%\sim 10.86\%$ (表2),大多数样品介于 $2.15\%\sim 6.10\%$ 之间。参考行业划分标准^[19],属于低—中孔页岩气储层。

上述页岩样品的水平渗透率主要介于 $(0.00080\sim 0.00891)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $0.00254\times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中,基质渗透率普遍低于 $0.0020 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最小值为 $0.00080 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值为 $0.00891 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,而层间缝发育的样品稳态法测定渗透率显著增高。基于上述样品的测定结果,发现该区二叠系页岩的孔隙度似乎与 TOC 含量有一定的关系,而与渗透率的关系不大(表 2)。

表 1 二叠系页岩孔缝类型储集空间特征统计

Table 1 Characteristics of pore and micro-crack types for Permian shales

		孔缝类型	孤峰组	大隆组
基 质 孔 隙	原	粒间微孔	有	有
		微晶间孔	有	发育
	无	刚性自生矿物微晶间孔	普遍	分段式发育
		残余粒间孔	有	有
	机 孔 次	黏土矿物层间微孔隙	发育	发育
		颗粒内微溶孔	有	发育
		颗粒间微溶孔	有	有
	生	组构溶孔	有	有
		有机质微孔隙	发育	发育
		生物成因孔	有	有
裂 缝	原生缝	层间缝	有	有
		矿物解理缝	有	有
	次生缝	构造裂缝	部分发育	部分发育
		溶缝	有	有
	缝合缝	有	有	

表 2 二叠系页岩孔隙度、渗透率、TOC 数据

Table 2 Base data (porosity, permeability, TOC) for selected samples from Permian

样品号	深度 /m	氦法孔 隙度/%	渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	TOC %
C1-1	124.46	3.41	0.00146	4.764
C1-2	146.28	2.15	/	4.222
C1-3	290.9	3.29	0.00891	0.5931
H1-1	220.69	2.41	0.00080	1.01
H1-2	237.54	10.86	0.00086	11.05
H1-3	256.04	2.24	0.00188	1.49
H1-4	262.89	6.10	0.00214	7.54
H1-5	263.4	3.49	0.00173	14.29

4 页岩储层孔隙的比表面、孔容和孔径分布

根据国际纯化学和应用化学联合会(IUAPC)的孔隙分类标准,拟将页岩的纳米孔隙分为大孔(孔径大于 50nm)、介孔或中孔(孔径 2~50nm)、微孔

(孔径小于 2nm)。通常做法是, >50nm 大孔应用高压压汞法测定, 2~50nm 介孔则应用 N_2 低温吸附法(BET 理论), <2nm 微孔应用低温 CO_2 吸附法(D-R 方法)测定或根据 N_2 低温吸附数据采用 T-图法求得。页岩孔隙分布主要是微孔到宏孔范围^[20-22], N_2 吸附/脱附曲线能比较客观反映页岩中微观孔隙特征(如比表面及孔容孔径分布等)。因此,本文研究中的 N_2 吸附/脱附实验采用美国 Quantachrome 公司 Autosorb[®]B 静态低温 N_2 全自动吸附仪,对样品进行分析测试。

图 5 是二叠系 4 块页岩低温 N_2 吸附/脱附曲线,二叠系页岩低温 N_2 吸附/脱附曲线整体呈现反 S 型,这表明页岩吸附是多种吸附态的共同作用;而吸附/脱附曲线出现分离特征,说明页岩孔隙存在毛细管凝聚现象,并且在平衡压力达到饱和蒸气压时未呈现饱和吸附,其主要是由于页岩存在一定的中孔和大孔造成^[7,20]。对比 Brunauer 吸附/脱附曲线分类图版^[23]发现,研究区二叠系页岩孔隙可能以两端开口的圆筒孔和狭窄的平板孔为主,同时还包括部分两端开口的锥形管孔和墨水瓶形等不规则孔。圆筒孔、墨水瓶形、锥形管孔可能与上面观察到的粒间孔和有机质孔有关,而平板孔等推测与黏土矿物层间粒内孔和粒间孔有联系。

根据样品的低温 N_2 吸附/脱附测定结果,应用 BJH 法可计算页岩孔径分布(图 6)。从图 6 可见,该区二叠系页岩纳米孔隙的孔径主要分布在 2~50nm 范围,表明二叠系页岩孔隙体积以中孔(孔径为 2~50nm)为主;而微孔所占孔隙体积比例相对较小,平均约占 19.2%。由此说明,十几个纳米以下的孔隙十分发育,这有利于页岩气的吸附。

表 3 列出了本区二叠系 8 个页岩样品氮气吸附法获得的孔容、BET 比表面积和平均孔径分布。从表中可见,氮气吸附 BHJ 法测定的二叠系页岩样品孔容介于 $3.30 \sim 11.23 \text{mm}^3/\text{g}$ 之间,平均为 $6.062 \text{mm}^3/\text{g}$ 。其中,中孔和大孔提供了大部分孔容,约占总孔隙的 80%。二叠系孤峰组和大隆组页岩样品的 BET 比表面积为 $3.91 \sim 20.84 \text{m}^2/\text{g}$,平均为 $9.10 \text{m}^2/\text{g}$ (表 3)。由于氮气吸附实验测定的 BET 比表面积为测试范围内所有孔隙比表面积的总和,对微孔比表面积无法单独表征,同时,BJH 法对中孔、宏孔孔容和孔径表征比较准确,而对于微孔表征误差比较大。因此,本文则利用低温氮气吸附相对压力(P/P_0)介于 0~0.6 之间的数据,应用 T-图法计算页岩微孔的孔容和中孔+大孔的比表面积($S_{中大}$),

然后用 BET 法得到的比表面减去 $S_{中大}$ 便获得微孔比表面积^[24]。结果如表 4 所列,T-图法得到的二叠系孤峰组和大隆组页岩样品微孔孔容为 0.479~1.899mm³/g,平均为 1.316mm³/g;微孔的比表面积

为 1.015~4.053m²/g(平均为 2.618m²/g),占总比表面积的 24.5%~48.7%,平均为 34.6%。可见,研究区二叠系页岩比表面积应主要来自中孔和微孔的贡献。

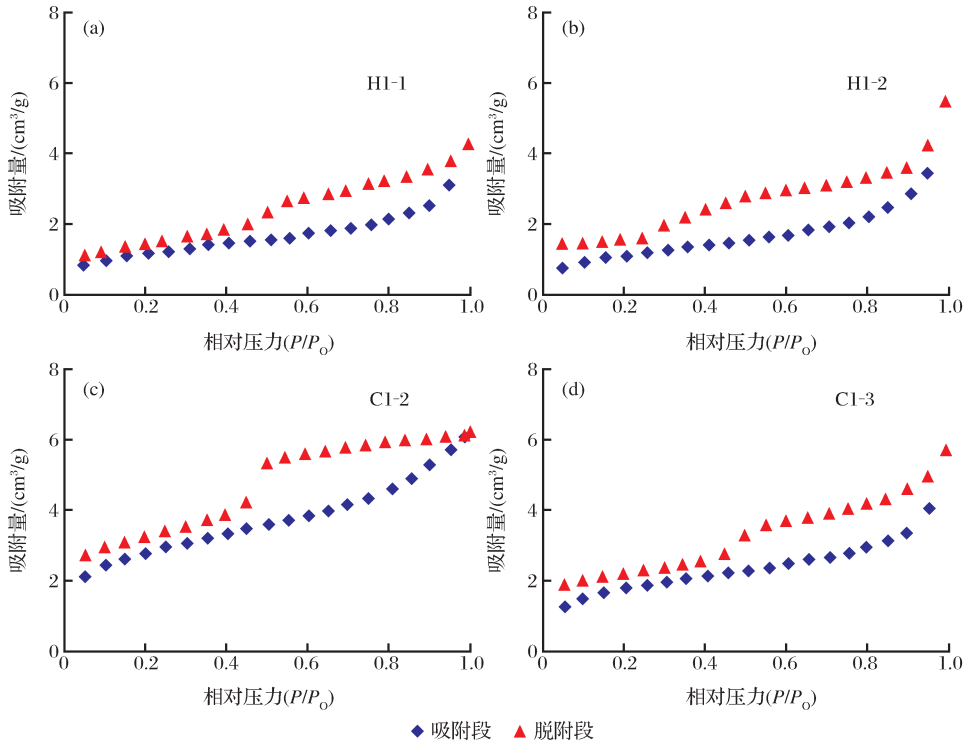


图 5 二叠系页岩氮吸附/脱附曲线

Fig. 5 Selected adsorption-desorption isotherms of N₂ gas for Permian shales

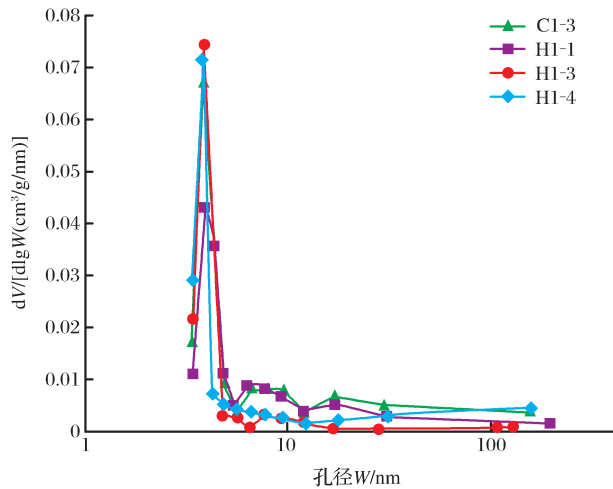


图 6 二叠系页岩纳米孔径分布特征(氮吸附)

Fig. 6 Pore diameter distribution of Permian shales

5 甲烷吸附能力

在页岩气藏中,天然气主要有 2 种赋存形式:一是以游离气的形式聚集于岩石基质孔隙和裂缝中;二是以吸附气的形式吸附在黏土颗粒和有机质表

面^[20]。通常情况下,随着页岩气藏的储层物性改变(如页岩储层压裂改造等)和开采过程中气层温压的变化,会有部分吸附气向游离气转化。本文重点讨论研究区二叠系页岩储层的吸附气体能力。通过对 2 块岩心进行等温吸附实验,发现页岩的吸附遵循 Langmur 等温吸附关系。图 7 为二叠系岩心的等温吸附曲线图,图中的数据点为实验测定结果,实线是利用 Langmur 公式计算出来的拟合曲线。从图中可以看出,实验数据与采用 Langmur 公式计算的结果吻合很好,说明实验得到的数据可信。

从图 7 展示的实验结果可以看出:①相同温度条件下,随着压力的增大,页岩样品甲烷吸附量经历了一个从初始快速增加到后期缓慢增加的过程:即在 1~6MPa 之间,随着压力的增大,页岩样品甲烷吸附量急剧增加;当压力在 6~28MPa 之间,随压力增大,吸附甲烷气量增幅明显减缓。②同一温度压力条件下,岩样中有机质含量越高,甲烷气的吸附量增大^[24-26],由图 7 可见,H1 井样品的 TOC 值(14%)高于 C1 井样品的 TOC 值(8.94%),前者最

大吸附量也明显大于后者,究其原因,可能是分散于页岩中有机质的微孔隙为甲烷气体的吸附提供了主要空间。研究表明,页岩的成岩作用及赋存于页岩中有机质的成熟演化会明显改变页岩的孔隙结构从而会影响其吸附能力。因此,吸附实验只有模拟储层地层温压条件,才能真实反映泥页岩的吸附特征。

表 3 二叠系页岩样品纳米孔隙结构特征

Table 3 Nanopore structure datum of studied samples from Permian shales

样品号	深度/m	BET 比表面积/(m ² /g)	BJH 孔容/(mm ³ /g)	平均孔径/nm
C1-1	124.46	20.84	11.232	22.46
C1-2	146.28	9.31	6.782	13.56
C1-3	290.9	6.03	6.989	13.98
H1-1	220.69	3.98	5.602	11.20
H1-2	237.54	3.91	5.894	11.79
H1-3	256.04	4.05	3.311	6.62
H1-4	262.89	14.00	5.382	10.76
H1-5	263.4	10.72	3.301	6.60

表 4 二叠系页岩样品微孔隙结构特征

Table 4 Micropore structure datum of studied samples from Permian shales

样品号	深度/m	T-图法微孔比表面/(m ² /g)	T-图法微孔体积/(mm ³ /g)
C1-2	146.28	3.626	1.869
C1-3	290.9	2.452	1.255
H1-1	220.69	1.940	1.086
H1-2	237.54	1.015	0.479
H1-4	262.89	4.053	1.899
H1-5	263.4	2.625	1.308

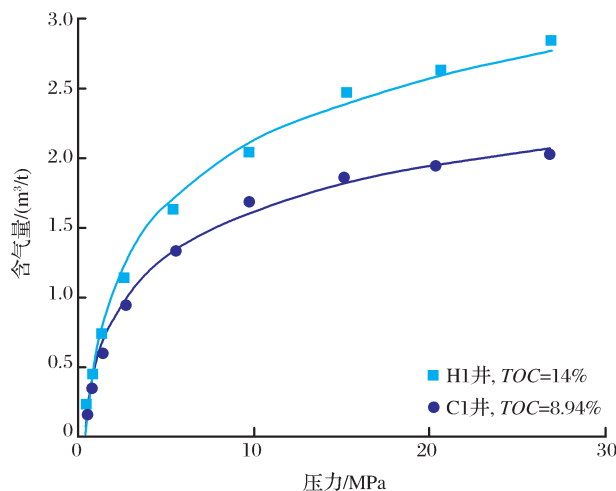


图 7 二叠系页岩甲烷等温吸附曲线(实验温度:75℃)

Fig. 7 Adsorption isotherms of CH₄ gas for Permian shales

本实验模拟了研究区埋深 2 000~3 000m 的二叠系页岩甲烷吸附能力,结果表明,孤峰组、大隆组页岩样品最大吸附量达 2.3~3.2m³/t。研究表明,页岩纳米孔比表面积、孔体积与吸附气量具有较好的正相关关系^[7]。由于二叠系页岩 TOC 和成熟度比较高,其有机质孔较发育,为吸附态天然气提供了较好的附存场所;晶间孔、溶孔可为游离气提供一定的储存空间。研究区二叠系普遍发育的微裂缝无疑是游离气的重要聚集场所,且为天然气渗流提供了有效的微输导通道。可见,研究区二叠系页岩具有良好的储集性能及甲烷吸附能力,其页岩气勘探潜力值得进一步评价。

6 结论

(1) 皖东南地区二叠系页岩储层段发育孔隙类型包括无机孔隙(黏土矿物晶间孔、粒间孔、及粒内孔及溶蚀孔)、有机质孔隙、微裂缝和构造缝 4 种储集空间类型。其中,页理缝发育于纹层发育段。

(2) 皖东南地区二叠系页岩微观孔隙孔径分布范围主要介于 2~50nm 之间,以中孔为主,BJH 法得到的中孔和大孔孔容约占总孔隙孔容 80%,微孔所占孔隙体积较小,所占比例大约为 19.2%;中孔和微孔是页岩比表面积的主要贡献者,构成了气体吸附的主要场所。

(3) 实验模拟地层温压测定皖东南地区二叠系页岩甲烷最大吸附量达 2.3~3.2m³/t,综合储层的孔隙类型和孔隙结构特征,表明该区二叠系页岩具有良好的储集性能及甲烷吸附能力,其页岩气勘探潜力值得进一步评价。

参考文献(References):

- [1] Guo Ling, Jiang Zaixing, Jiang Wenli. Formation condition of gas-bearing shale reservoir and its geological research target[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 385-392. [郭岭, 姜在兴, 姜文利. 页岩气储层的形成条件与储层的地质研究内容[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 385-392.]
- [2] Zhang Jingping, Tang Shuheng, Guo Dongxin. Shale gas favorable area prediction of the Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation of Lower Palaeozoic in Sichuan Basin, China[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 357-363. [张静平, 唐书恒, 郭东鑫. 四川盆地地下古生界筇竹寺组与龙马溪组页岩气勘探优选区预测[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 357-363.]
- [3] Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Explo-

- ration and Development, 2014, 41(1): 28-36. [郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 28-36.]
- [4] Pan Jiping, Qiao Dewu, Li Shizhen, *et al.* Shale-gas geological conditions and exploration prospect of the Paleozoic marine strata in Lower Yangtze area, China[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 337-343. [潘继平, 乔德武, 李世臻, 等. 下扬子地区古生界页岩气地质条件与勘探前景[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 337-343.]
- [5] Wu Hao, Yao Suping, Jiao Kun, *et al.* Shale-gas exploration prospect of Longtan Formation in the Lower Yangtze area of China[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 870-876. [吴浩, 姚素平, 焦堃, 等. 下扬子区上二叠统龙潭组页岩气勘探前景[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 870-876.]
- [6] Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Jianzhong, *et al.* Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 551-561. [王玉满, 董大忠, 李建忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 551-561.]
- [7] Xue Bing, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, *et al.* Characteristics of microscopic pore and gas accumulation on shale in Longmaxi Formation, Northwest Guizhou[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 138-149. [薛冰, 张金川, 唐玄, 等. 黔西北龙马溪页岩微观孔隙结构及储气特征[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 138-149.]
- [8] Xiong Wei, Guo Wei, Liu Honglin, *et al.* Shale reservoir characteristics and isothermal adsorption properties[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(1): 113-116. [熊伟, 郭为, 刘洪林, 等. 页岩的储层特征以及等温吸附特征[J]. 天然气工业, 2012, 32(1): 113-116.]
- [9] Zhong Taixian, Wang Hongyan, Liu Honglin. Pore structure of marine shale in southern China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 1-4. [钟太贤, 王红岩, 刘洪林. 中国南方海相页岩孔隙结构特征[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 1-4.]
- [10] Huang Baojia, Shi Rongfu, Zhao Xingbin, *et al.* Geological conditions of Paleozoic shale gas formation and its exploration potential in the south Anhui, Lower Yangtze area[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 877-882. [黄保家, 施荣富, 赵幸滨, 等. 下扬子皖南地区古生界页岩气形成条件及勘探潜力评价[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 877-882.]
- [11] Pan Lei, Chen Guihua, Xu Qiang, *et al.* Pore structure characteristics of Permian organic-rich shale in Lower Yangtze area[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 787-893. [潘磊, 陈桂华, 徐强, 等. 下扬子地区二叠系富有机质页岩孔隙结构特征[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 787-793.]
- [12] Ding Daogui, Wang Dongyan, Liu Yunli. Transformation and deformation of the Paleozoic basins in Lower Yangtze areas[J]. Earth Science Frontiers, 2009, 16(4): 61-72. [丁道桂, 王东燕, 刘运黎. 下扬子地区古生代盆地的改造变形[J]. 地学前缘, 2009, 16(4): 61-73.]
- [13] Liu Xiaoping, Pan Jiping, Dong Qingyuan *et al.* Geological conditions of shale gas forming in Paleozoic Subei area[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(6): 1100-1108. [刘小平, 潘继平, 董清源, 等. 苏北地区古生界页岩气形成地质条件[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(6): 1100-1108.]
- [14] Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, *et al.* Geochemical characteristics of four suits of regional marine source rocks, southern China (Part 2) [J]. Marine Petroleum Geology, 2009, 14(1): 1-15. [梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(二): 南方四套区域性海相烃源岩的地球化学特征[J]. 海相油气地质, 2009, 14(1): 1-15.]
- [15] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [16] Curtis Mark E, Sondergeld Carl H, Ambrose Raymond J. Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(4): 665-677.
- [17] Wei Xiangfeng, Liu Roubing, Zhang Tingshan, *et al.* Micro-pores structure characteristics and development control factors of shales gas reservoir: A case of Longmaxi Formation in XX area of south Sichuan and northern Guizhou[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 1048-1059. [魏祥峰, 刘若冰, 张廷山, 等. 页岩气储层微观孔隙结构特征及发育控制因素——以川南—黔北 XX 地区龙马溪组为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 1048-1059.]
- [18] Zeng Xiangliang, Liu Shugen, Huang Wenming, *et al.* Comparison of Silurian Longmaxi Formation shale of Sichuan Basin in China and Carboniferous Barnett Formation shale of Fort Worth Basin in United States[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 372-384. [曾祥亮, 刘树根, 黄文明, 等. 四川盆地志留系龙马溪组页岩与美国 Fort Worth 盆地页岩系 Barnett 组页岩地质特征对比[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 372-384.]
- [19] Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. Regulation of Shale Gas Resources/Reserves Estimation[S]. Beijing: Standards Press of China, 2014: 1-20. [中华人民共和国国土资源部. 页岩气资源/储量计算与评价技术规范[S]. 北京: 中国标准出版社, 2014: 1-20.]
- [20] Zhang Zhiying, Yang Shengbo. On the adsorption and desorption trend of shale gas[J]. Journal of Experimental Mechanics, 2012, 27(4): 492-497. [张志英, 杨盛波. 页岩气吸附解吸规律研究[J]. 实验力学, 2012, 27(4): 492-497.]
- [21] Yang Feng, Ning Zhengfu, Kong Detao, *et al.* Pore Structure of shales from high pressure mercury injection and nitrogen adsorption method[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 450-455. [杨峰, 宁正福, 孔德涛, 等. 高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 450-455.]
- [22] Tian Hua, Zhang Shuichang, Liu Shaobo, *et al.* Determination of organic-rich shale pore features by mercury injection and gas adsorption methods[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 419-427. [田华, 张水昌, 柳少波, 等. 压汞法和气体吸附法研究富有机质页岩孔隙特征[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 419-427.]

- [23] Brunauer S, Emmett P H, Teller E. Adsorption of gases in multi-molecular layers[J]. *Journal of American Chemical Society*, 1938, 60(2):309-319.
- [24] Tian Hui, Pan Lei, Zhang Tongwei, *et al.* Characterization of organic-rich Lower Cambrian shales in Qiannan Depression of Guizhou Province, southwestern China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 62(1):28-43.
- [25] Ross DJ 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.
- [26] Gareth R L, Chalmers R, Marc Bustin. The organic matter distribution and methane capacity of the Lower Cretaceous strata of Northeastern British Columbia, Canada [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2007, 70(1):223-239.

Characterization of Pores and Methane Sorption Capacity of Permian Shales in Southeast Anhui, Lower Yangtze Region

HUANG Bao-jia¹, HUANG Hao², JIN Qiu-yue¹, ZHOU Gang¹, ZHAO XING-bin³

(1. *Institute of Exploration and Development of West of South China Sea, Zhanjiang Branch Company, CNOOC, Zhanjiang 524957, China*; 2. *China University of Petroleum, Beijing 102249, China*; 3. *Shanghai Branch of CNOOC China Ltd., Shanghai 200030, China*)

Abstract: To investigate pore characteristics and methane sorption capacity of Permian shale reservoir in Southeast Anhui, Lower Yangtze region, eight core samples were selected for test including Ar-ion milling-field emission scanning electron microscope, N₂ adsorption-desorption and methane sorption experiments and related geochemical analysis. The results show that the shales contain multi-types of pores including inter-granular pore, intra-granular pore, intra-crystalline pore, dissolved pore, organic pore and micro-cracks. The total porosity of our samples ranges from 2.15% to 6.10% and average permeability is $0.00257 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The nanoscale pores mainly consist of meso-pores and small parts of micro-and macro-pores. The pore diameters mostly range from 2 to 50nm. The pore volume counted by BJH equation ranges from 3.30-11.23mm³/g and the total surface area calculated by BET equation ranges from 3.91-20.84m²/g. The micropore surface calculated by T-method ranges from 1.015-4.053m²/g. Meso-and micro-pores mainly contribute to the surface areas. These nanopores and large surface area in the Permian organic-rich shales could provide good conditions for shale gas storage. The methane adsorption capacity is up to 2.3-3.2m³/t at 27MPa. This indicates that the Permian shales have relatively favorable storage condition for shale gas.

Key words: Southeast Anhui; Permian shale; Total porosity; Pore structure; N₂ adsorption-desorption; Methane adsorption capacity

会议消息

第六届全国天然气藏高效开发技术研讨会将在北京举行

由北京石油学会、中国石油学会天然气专业委员会、中国石油大学(北京)主办,长江大学石油工程学院、中际油化(北京)信息中心承办的“第六届全国天然气藏高效开发技术研讨会”将于2015年9月14-16日在北京市昌平区中国石油大学(北京)举行。会议将研讨低渗气藏、异常高压气藏、凝析气藏、火山岩气藏、致密砂岩气藏、页岩气藏与煤层气藏等开发技术,包括气藏描述、气藏工程、采气工程、地面工程及钻完井工程等内容。会议详情,请联系会议秘书处(萧群 010-63801561, 13717686013)。

(据会议通知)