

非常规天然气

下扬子地台二叠系页岩储集物性特征及控制因素

曹涛涛^{1,2}, 宋之光¹, 王思波¹, 夏 嘉¹

(1. 中国科学院广州地球化学研究所有机地球化学国家重点实验室, 广东 广州 510640;

2. 中国科学院大学, 北京 100049)

摘要:对选自下扬子芜湖地区昌参 1 井二叠系的页岩样品进行氮气吸附实验和压汞实验来研究其储集物性特征,并结合地球化学数据分析影响页岩储集物性的因素。研究表明页岩比表面积介于 4.70~21.86m²/g 之间,平均为 12.60m²/g,其中 81.80%的比表面积是来自微孔的贡献;页岩孔隙度介于 1.18%~4.95%之间,多数页岩样品孔隙度低于 4%,其中中大孔(或裂隙孔)贡献了 66.38%的孔隙度;渗透率介于(0.001~15.56)×10⁻³μm²之间。通过对页岩储集物性影响因素分析,可以得出:①TOC 含量是页岩比表面积主要的控制因素,随着 TOC 含量的增加,比表面积明显增加;②孔隙度随 TOC 含量增加有明显降低的趋势,可能与孤立分散的有机质粒内孔与裂缝连通性较差以及有机质充填矿物孔隙有关,这说明了有机质主要是贡献比表面积而非孔隙度;微孔和过渡孔体积与黏土矿物有一定的正相关性,中大孔(或裂隙孔)体积与脆性矿物含量有一定的正相关性,说明脆性矿物和黏土矿物可能共同影响页岩的孔隙度;③渗透率与排驱压力呈极好的指数负相关性,排驱压力越小,渗透率越高,就越有利于页岩气的开采。

关键词:下扬子地台;二叠系页岩;比表面积;孔隙度;渗透率

中图分类号:TE122.2+3

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2015)02-0341-11

引用格式:Cao Taotao, Song Zhiguang, Wang Sibao, *et al.* Physical property characteristics and controlling factors of Permian shale reservoir in the Lower Yangtze Platform[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(2): 341-351. [曹涛涛, 宋之光, 王思波, 等. 下扬子地台二叠系页岩储集物性特征及控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(2): 341-351.]

0 引言

页岩作为低孔隙度、低渗透率的非常规天然气储层,主要存在 3 种基本的微观孔隙类型即矿物基质孔、有机质孔和裂隙孔^[1]。页岩气的储集、流动及产出与页岩的孔隙结构密切相关^[2]。在页岩中,气体主要以吸附态储集在有机质孔和黏土矿物表面,或以游离态存在较大的矿物基质孔隙或微裂缝中,以及少量的气体溶解在沥青或水中^[3-4]。显然孔隙的大小及页岩的组成成分是决定气体赋存状态的关键。在页岩气储层评价中,常会将有机质孔隙和无机质孔隙独立估算,并据此认为吸附气主要与有机

质相关,而所有的游离态气体与无机质大孔隙和裂缝有关^[5]。目前孔隙结构研究的焦点集中在有机质干酪根中的网络孔隙和矿物基质孔隙,并认为这些孔隙是页岩气主要的储集空间。对于微裂缝的研究也取得了一些进展^[6],微裂缝是连接孔隙网络的通道,能显著提高页岩的渗透率和页岩气开采的有效性,对于页岩后期压裂有重要的影响作用^[7]。因而,研究页岩储层的微观孔隙结构对于页岩气资源评价、成藏机理以至于页岩气勘探开发均有重要意义,特别是页岩储层孔隙结构的优劣是直接降低页岩气勘探风险、合理评价其经济可行性的重要手段之一^[8]。

下扬子地区属于我国重要的页岩气资源勘探区

收稿日期:2014-02-26;修回日期:2014-04-30.

基金项目:国家重点基础研究发展计划(编号:2012CB214704);国家油气重大专项(编号:2011ZX05008-002-20);国家自然科学基金面上项目(编号:41273058)联合资助。

作者简介:曹涛涛(1987-),男,河南商丘人,博士研究生,主要从事页岩气储集物性及含气性研究. E-mail: caotaotao@gig.ac.cn.

之一,研究区内古生界富有机质泥页岩分布广泛,有机质(TOC)含量高,具备雄厚的成烃物质基础^[9]。目前,国内页岩气研究的焦点集中在上扬子地区古生界富有机质页岩,而海相泥页岩同样发育的下扬子地区的勘探工作仍处于探索阶段,相关的研究工作非常薄弱。针对下扬子古生界泥页岩储集物性研究较少,难以对页岩气资源潜力及工业开发价值进行评价的现状,本文选取下扬子芜湖地区二叠系页岩作为研究目标,采用氮气吸附实验和高压压汞实验来获取页岩的储集物性特征,并结合页岩矿物成分分析和有机地球化学数据来探讨影响下扬子地区二叠系页岩储集物性的因素。

1 区域地质概况

研究区域位于皖南拗陷,西以郟庐断裂带与秦岭—大别山造山带相隔,北为苏鲁造山带,南邻武夷造山带,其沉积构造演化属于下扬子构造演化的一部分(图1)。研究区经历了多期次构造运动的叠加改造和地质历史时期沉积环境的变迁,形成了古生界早期发育陆缘海环境,晚期发育陆表海环境,沉积海相和海陆交互相沉积地层,即震旦纪至早、中志留世为海相沉积;从晚泥盆世—二叠世沉积相逐渐由海相沉积向海陆交互相沉积过渡^[10]。前人研究表明,研究区震旦纪到早三叠世处于稳定的海相沉积,构造活动相对较弱;中三叠世以来,印支、燕山、喜马拉雅运动的持续作用使芜湖地区夹持于苏鲁—大别山造山带和武夷造山带之间,先后经历了挤压和伸展的应力环境,造成芜湖地区周缘古生界严重破坏^[11]。下扬子地区二叠系是南方古生界重要的烃源岩发育层位,分布面积广,在孤峰组、大隆组、龙潭组均含有一定规模的富有机质泥页岩,也是本文研究的目标地层。

2 样品信息与实验方法

页岩样品采自下扬子芜湖地区昌参1井,利用直井、全井段取心井技术自上而下依次获取三叠系殷坑组,二叠系孤峰组、龙潭组、大隆组及栖霞组样品。页岩样品先在实验室粉碎至100目,在110℃条件下真空干燥24h后,分别取原岩粉末样品进行有机碳含量分析、热解色谱(Rock-Eval)分析、矿物成分分析和氮气吸附实验。

矿物成分X-射线衍射半定量分析所用仪器为德国公司生产的Bruker D8 ADVANCE型X-射线衍射仪。工作条件为电压4kV,电流30mA,狭缝为

1mm,扫描速度为4min⁻¹。矿物组分含量根据Rietveld^[12]提出的半定量原理计算得出。



图1 研究区域大地构造^[11]

Fig. 1 The tectonic location diagram of the study area^[11]

页岩有机碳含量分析是在美国LECO公司生产的CS230碳硫分析仪上完成的。称取100mg左右的干燥粉末样品置于专门的坩埚中,用5%盐酸溶液在80℃水浴加热条件下去除碳酸盐,再用高纯水反复清洗6次至完全除去残余的盐酸。将已处理好的样品放入CS230有机碳硫分析仪中,并加入铁屑、钨锡为助燃剂,以氮气为载气,氧气为助燃气,仪器升温至3000℃;采用高频感应磁场加热红外吸收的方法,根据产生的二氧化碳峰面积来计算所测样品的有机碳含量。

页岩热解色谱分析所用仪器为法国Vinci Technologies公司生产的Rock-Eval 6 Standard型热解仪,用来获取最高裂解温度 T_{max} 等。

页岩中的孔隙结构复杂,孔径分布范围较大,目前对于页岩孔隙的划分比较混乱,本文采用Xoatb十进制孔隙分类标准^[13],将孔隙分为:大孔(孔径>1000nm)、中孔(1000nm>孔径>100nm)、过渡孔(100nm>孔径>10nm)以及微孔(孔径<10nm)。

低温氮气吸附实验是在美国麦克公司生产的ASAP 2020比表面积和孔径分析仪上完成的。取1~2g粉碎至100目的页岩粉末样品,在真空干燥箱中150℃干燥12h用来脱去页岩中的水分和挥发性气体之后,放入仪器进行分析。利用氮气在低温低压(-196℃和127kPa)条件下测试页岩的比表面积和孔体积等,比表面积采用五点Brunaur、Emmett和Teller(BET)方法^[14]获得,孔体积在相对

压力为 0.99 之内采用 Barrett、Johner 和 Halenda (BJH)法^[15]来获取。

页岩孔径分布和孔隙度是在美国麦克公司生产的 Autopore 9510 孔隙仪上完成的。汞是一种非润湿性的流体,在没有外在压力的情况下,汞不能进入页岩的裂缝和孔隙中,压汞分析的孔径大小代表的是基质连通通道的最小的孔径尺度,即孔喉的大小。取 3~5g 压碎至 1~20 目的页岩样品,110℃真空干燥 24h 后进行压汞分析。汞的压力从 0.01MPa 持续增加到 413MPa(1.5 psi 到 60 000psi),对应的孔径测量范围在 120 μ m~3nm 之间。孔径分布是根据 Washburn^[16]公式($D = -4\gamma\cos\theta/P$)获得,其中 D 为孔径大小; γ 为表面张力; θ 为接触角; P 为压力大小,实验中使用的接触角为 130℃,表面张力为 485×10^{-5} N/cm。

3 结果与讨论

3.1 页岩地球化学特征

95 个昌参 1 井页岩样品的 TOC 含量、脆性矿物和黏土矿物含量随深度变化特征见图 2。从图中可以看出自上而下富有机质页岩有 3 个层位,分别是二叠系大隆组、龙潭组和孤峰组。其中大隆组页岩 TOC 含量在 0.44%~8.19% 之间,平均为 3.93%;龙潭组页岩样品 TOC 含量在 0.05%~6.47% 之间,平均为 1.22%,孤峰组 TOC 含量多在 5% 以上,最高可以达到 12.2%。随深度自上而下显示出的页岩矿物成分也有较大的变化,位于上部的大隆组和

龙潭组页岩黏土矿物含量较多,脆性矿物含量相对较少;位于下部的孤峰组页岩具有很高的脆性矿物含量,黏土矿物含量相对较低。根据昌参 1 井页岩地球化学信息选取目标层位的部分样品进行氮气吸附实验和高压压汞实验,所分析样品的 TOC 含量和矿物组分特征列于表 1。

3.2 氮气吸附实验

3.2.1 氮气吸附/脱附曲线

页岩氮气吸附/脱附曲线如图 3 所示。从图中可以看出随着相对压力的增加,页岩样品的吸附等温线在形态上略有差异,但整体上呈反“S”型,即页岩的吸附等温线整体上属于典型的 IV 型等温线^[17-18]。吸附曲线前半段上升缓慢,略向上微凸,后半段急剧上升,一直持续到相对压力接近 1.0 也未呈现出饱和和吸附的现象,表明样品在吸附氮气的过程中出现了毛细凝聚的现象,反映出页岩中可能含有一定的过渡孔和中孔。样品吸附曲线和脱附曲线在相对高压部分($p/p_0 > 0.4$)不重合形成滞后回线。根据 IUPAC 的分类,这些滞后回线被划分为 H_3 型。根据吸附与凝聚理论,在相对压力较高时,吸附曲线和脱附曲线不重合说明页岩中孔(> 100 nm)以上的孔隙可能是以一端封闭的不透气孔为主,普遍存在的过渡孔(100~10nm)的基本类型可能为狭缝型孔隙,而小于 10nm 的微孔可能主要是墨水瓶孔或不透气孔^[17-18]。研究认为狭缝型孔隙可能与泥页岩中黏土矿物颗粒片状结构有关^[19],这说明过渡孔可能主要是来自页岩中的黏土矿物。

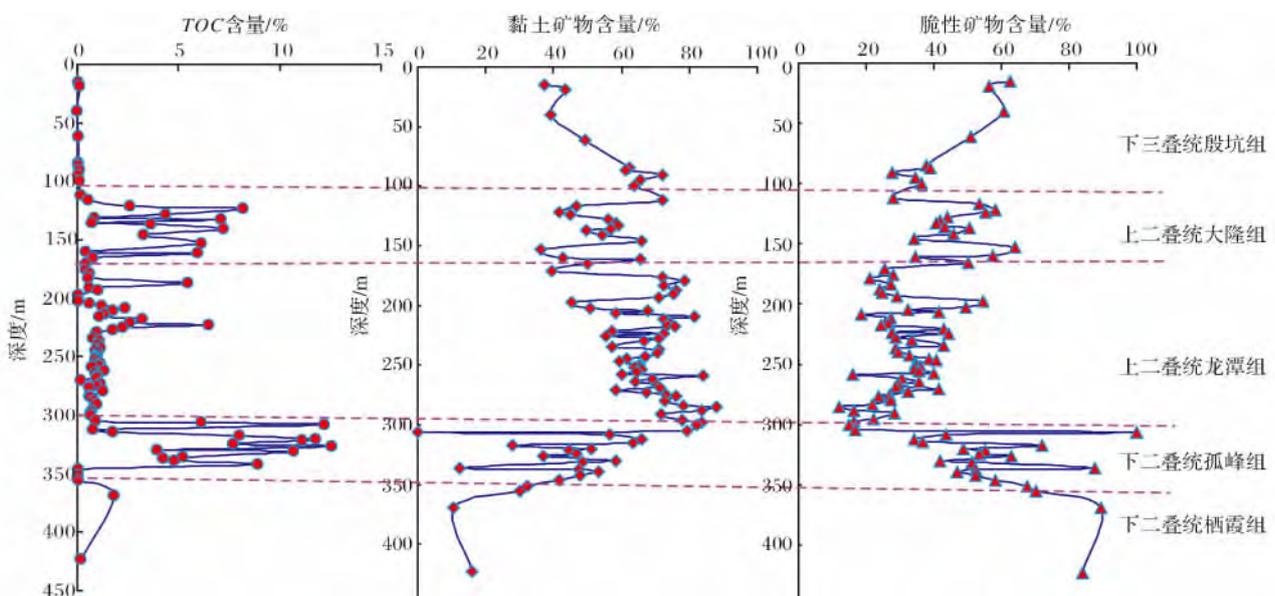


图 2 昌参 1 井页岩 TOC 含量、矿物含量随深度的变化

Fig. 2 The variations of TOC content and mineral content with depth of Changcan 1 well

表 1 昌参 1 井页岩基本信息和地球化学参数

Table 1 The basic information and geochemical parameters of shales from Changcan 1 well

样品编号	深度/m	地层年代	岩性	TOC 含量/%	$T_{max}/^{\circ}\text{C}$	黏土矿物含量/%	脆性矿物含量/%
CC1-12	121.7	大隆组	细粉砂岩	2.64	513	41.7	55.7
CC1-13	123.4	大隆组	黑色页岩	8.19	554	45	53.2
CC1-14	128.1	大隆组	黑色泥岩	4.36	499	56.1	39.1
CC1-15	131.2	大隆组	灰色砂岩	0.86	551	58.2	41.7
CC1-16	132.9	大隆组	黑色页岩	7.08	492	59.2	36.3
CC1-21	152.7	大隆组	黑色页岩	6.13	549	36.1	59.6
CC1-29	187.4	龙潭组	黑色页岩	5.46	547	76.1	23.9
CC1-36	208.9	龙潭组	黑色页岩	2.35	543	81.5	18.5
CC1-48	239.6	龙潭组	灰白色泥岩	1.03	549	70.5	29.5
CC1-78	312.4	孤峰组	灰黑色泥岩	0.79	556	66.1	33.9
CC1-79	314.7	孤峰组	黑色页岩	1.78	558	63.4	33.7
CC1-80	317.5	孤峰组	黑色页岩	8.01	559	27.9	72.1
CC1-85	330	孤峰组	黑色页岩	3.96	553	58.2	40.1
CC1-90	341.8	孤峰组	黑色页岩	8.93	549	47.9	44.1

注:黏土矿物指伊利石、伊/蒙混层、绿泥石和高岭石;脆性矿物指石英、长石、方解石和白云石

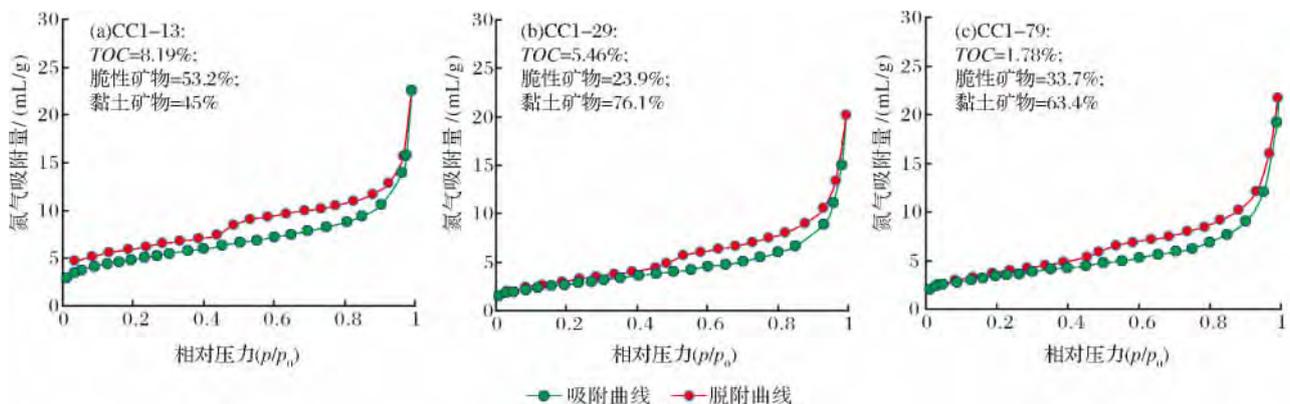


图 3 页岩样品的吸附/脱附等温线

Fig. 3 Adsorption/desorption isotherms of shale samples

3.2.2 比表面积

氮气吸附实验所表征的页岩孔隙参数包括比表面积、孔体积和平均孔径,具体数据见表 2。从表中可以看出页岩比表面积介于 $4.70 \sim 21.86 \text{ m}^2/\text{g}$ 之间,平均为 $12.60 \text{ m}^2/\text{g}$;孔体积介于 $0.008 \text{ l} \sim 0.04 \text{ mL/g}$ 之间,平均为 0.032 mL/g ;平均孔径介于 $6.92 \sim 16.88 \text{ nm}$ 之间。

图 4 显示页岩中不同尺度的孔隙对比表面积的贡献,其中图 4(a)显示孔径与累积比表面积的关系,累积比表面积随孔径的递增而升高,在孔隙小于 10 nm 时,累积比表面积随孔径增大而呈极快速增加现象,孔隙在大于 10 nm 以后,累积比表面积的变化趋于平缓。不同孔隙对比表面积的贡献见图 4(b),微孔比表面积占总比表面积的 $77.52\% \sim$

89.25% ,平均为 81.8% ;过渡孔比表面积占总比表面积的 $8.14\% \sim 19.59\%$,平均为 15.25% ;中孔比表面积占总比表面积的 4% 以下,这说明小于 10 nm 的微孔是页岩比表面积的主要贡献者。杨峰等^[17]认为直径在 10 nm 以下的微孔主要是墨水瓶或一端封闭的不透气孔,构成了气体吸附的主要场所,但不利于气体的渗流。

3.3 压汞实验

3.3.1 压汞孔径分布

图 5 为下扬子二叠系页岩压汞孔径分布与进汞增量关系图,从图中可以看出孔径分布范围比较广泛,从微孔到大孔(或裂隙孔)均有分布。页岩孔径分布呈“双峰”型,既有大量的小于 100 nm 的过渡孔发育,也会出现孔径为 $10 \sim 100 \mu\text{m}$ 的大孔或裂缝。

汪吉林等^[20]研究认为,10~100 μm 的孔隙可能是裂隙孔,说明该孔径区域的中大孔或裂缝发育较好,对总孔隙度的贡献也较大。这与杨峰等^[21]所分析的重庆秀山寒武系牛蹄塘组页岩主体上以微孔和过渡孔为主,中大孔很少的情况不同,反映出不同页岩储层之间孔隙结构存在很大的差异。压汞孔径分布特征显示出随着 TOC 含量的降低和黏土矿物含量的增加,在微孔到过渡孔区域内出现大量孔隙集中出

现的现象,说明有机质可能会阻碍汞进入微孔区域(10nm以下),这一方面可能与有机质含量越高,就会占据更多的页岩的空间体积有关,影响页岩中基质孔隙的连通性;另一方面可能与有机质粒内微孔呈分散孤立状态连通性较差导致汞不能进入有关。对于黏土矿物而言,由于其具有较多的颗粒片状层间孔,随着黏土矿物含量的增加也可能造成在过渡孔区域内有大量的汞进入。

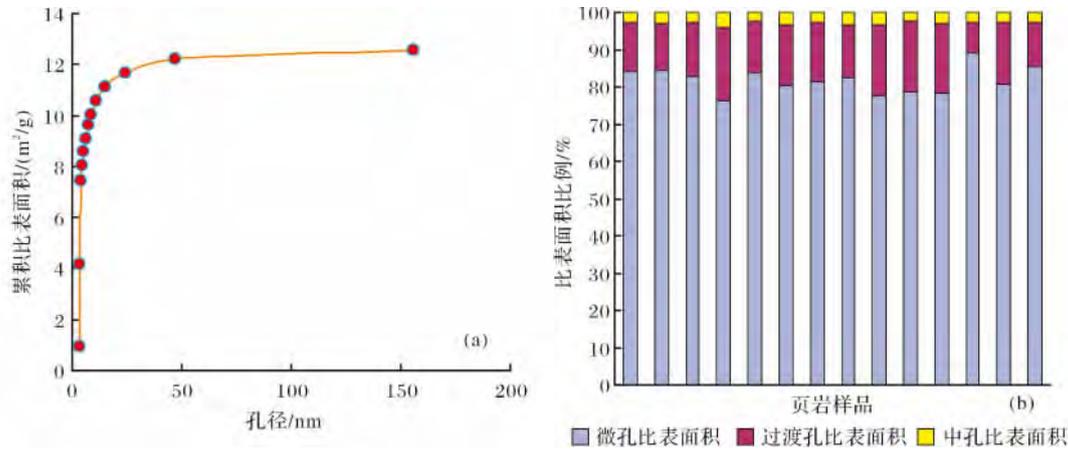


图 4 孔径与累积比表面积、比表面积分布的关系

Fig. 4 The diagram of pore size with incremental surface area and pore size with surface area distribution

表 2 昌参 1 井页岩比表面积、孔隙度和渗透率数据

Table 2 Specific surface area, porosity and permeability of shales from Changcan1 well

样品编号	氮气吸附数据			压汞数据		
	孔体积/(mL/g)	比表面积/(m ² /g)	平均孔径/nm	孔隙度/%	渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	排驱压力/MPa
CC1-12	0.027	12.84	8.46	4.68	0.33	0.39
CC1-13	0.035	17.08	8.14	2.15	0.24	0.32
CC1-14	0.039	13.44	11.66	3.78	0.28	0.30
CC1-15	0.020	4.70	16.88	3.35	0.34	0.27
CC1-16	0.039	21.24	7.25	2.69	1.90	0.09
CC1-21	0.036	17.79	8.00	3.22	15.56	0.05
CC1-29	0.031	9.77	12.77	3.69	0.12	0.36
CC1-36	0.034	8.77	15.7	2.27	0.16	0.35
CC1-48	0.026	6.80	15.31	3.59	0.11	0.51
CC1-78	0.031	9.40	13.33	3.53	0.89	0.16
CC1-79	0.034	11.89	11.31	4.95	0.25	0.34
CC1-80	0.031	12.75	9.60	1.18	0.17	0.33
CC1-85	0.032	8.03	16.17	1.8	0.001	5.41
CC1-90	0.038	21.86	6.92	2.57	0.18	0.35

3.3.2 孔隙度和渗透率

页岩压汞分析的孔隙度、渗透率和排驱压力等数据见表 2。从表 2 中可以看出孔隙度介于 1.18%~4.95%之间,大部分样品孔隙度低于 4%,显示出页岩具有较低的孔隙度,明显低于北美五大含气页岩

的孔隙度(平均为 7%)^[22];渗透率介于(0.001~15.56) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,处于低渗透到特低渗透范围,不同页岩的渗透率大小可以有 10^4 倍以上的差别;排驱压力代表的是页岩孔隙系统中最大连通孔隙的毛细管压力即页岩中润湿相流体被汞开始排替

所需要的最低压力,其大小介于(0.05~5.41)×10⁶ Pa 之间。

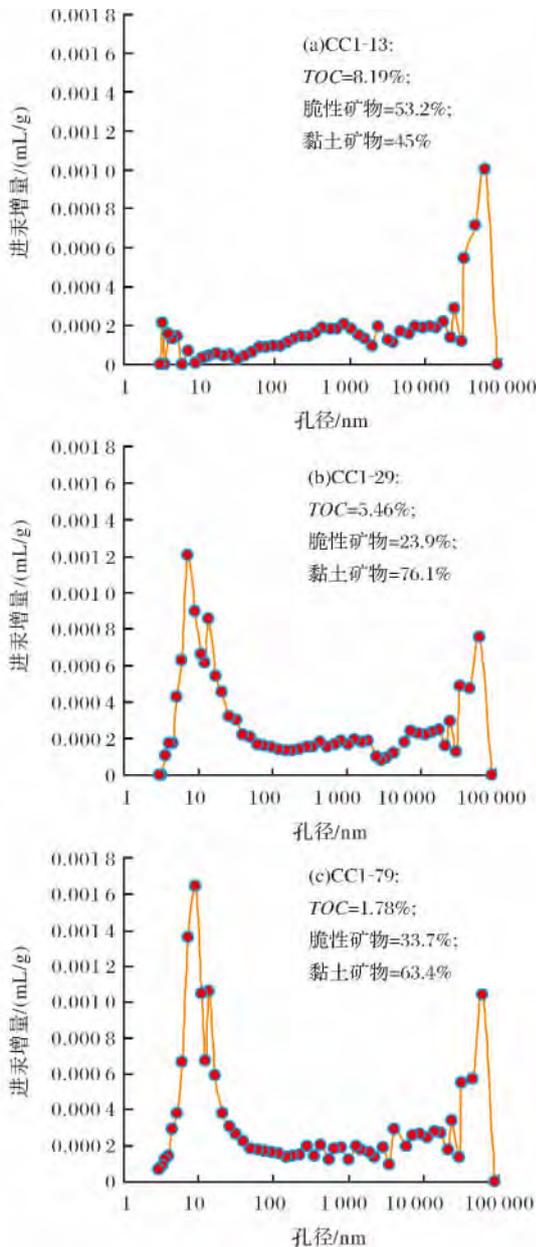


图5 压汞孔径分布与进汞增量的关系
Fig. 5 Relationship between pore size distribution and incremental mercury intrusion

图6显示页岩中不同尺度的孔隙对总孔隙度的贡献。从图6(a)中可以看出累积进汞体积随着孔径由大到小一直增加,说明不同尺度的孔隙都会有一定的进汞量而对孔隙度产生一定的贡献。从图6(b)中可以看出不同的孔隙对页岩孔隙度的贡献,微孔和过渡孔的贡献率分别在2.52%~34.96%和1.46%~30.21%之间,平均值分别为18.36%和15.24%,而中大孔(或裂隙孔)对于孔隙度的贡献率

则高达42.27%~96.01%,平均为66.38%,说明下扬子地区二叠系页岩孔隙以中大孔(或裂隙孔)为主,微孔和过渡孔相对较少,这种孔隙结构有利于气体的渗流和开采,可能属于裂缝型页岩^[20,23]。

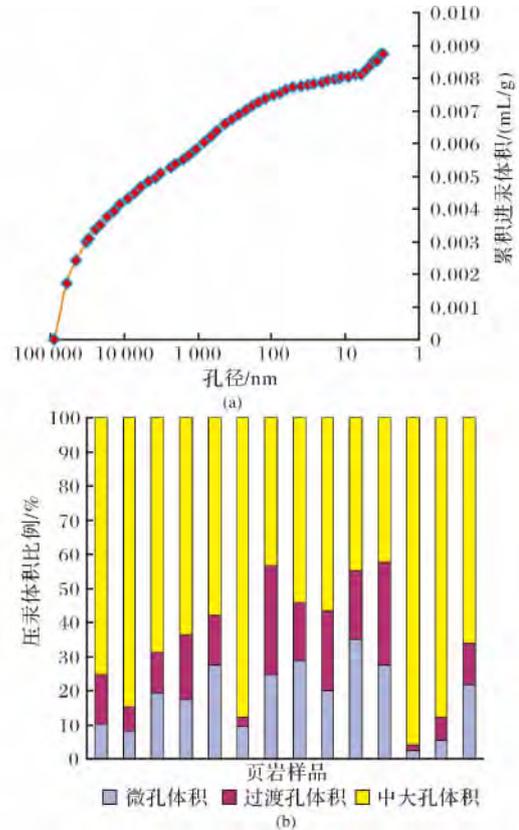


图6 孔径与累积进汞体积、进汞体积分布的关系
Fig. 6 The diagram of pore size with incremental pore volume and pore size with pore volume distribution

4 页岩储集物性影响因素

4.1 比表面积控制因素

已有的研究表明有机质和黏土矿物等具有较高的比表面积,为页岩吸附气提供了重要的场所。如 Chalmers 等^[24] 研究发现 TOC 含量是加拿大 British Columbia 东北部早白垩世页岩比表面积的主要控制因素; Ambrose 等^[25] 认为分散、细粒的多孔性有机质微孔隙通常具有较高的比表面积和微孔体积;而 Lu 等^[26] 则发现伊利石等黏土矿物也是页岩比表面积的一个重要的影响因素,随着伊利石含量的增加,甲烷吸附量有明显增加的现象。因此,页岩的比表面积主要是来自于有机质和黏土矿物的贡献,但同时受有机质类型、成熟度、黏土矿物种类及含量、埋深以及含水量等因素的影响。对二叠系页岩中 TOC 含量、矿物成分(黏土矿物和脆性矿物)

分别与比表面积进行线性关系分析(图 7),显示出 TOC 含量与比表面积之间有良好的正相关性[图 7(a)],而黏土矿物和脆性矿物含量与比表面积之间没有明显的相关性[图 7(b),图 7(c)],这说明了有机质是页岩比表面积主要的载体,黏土矿物和脆性矿物对页岩比表面积的贡献不明显。

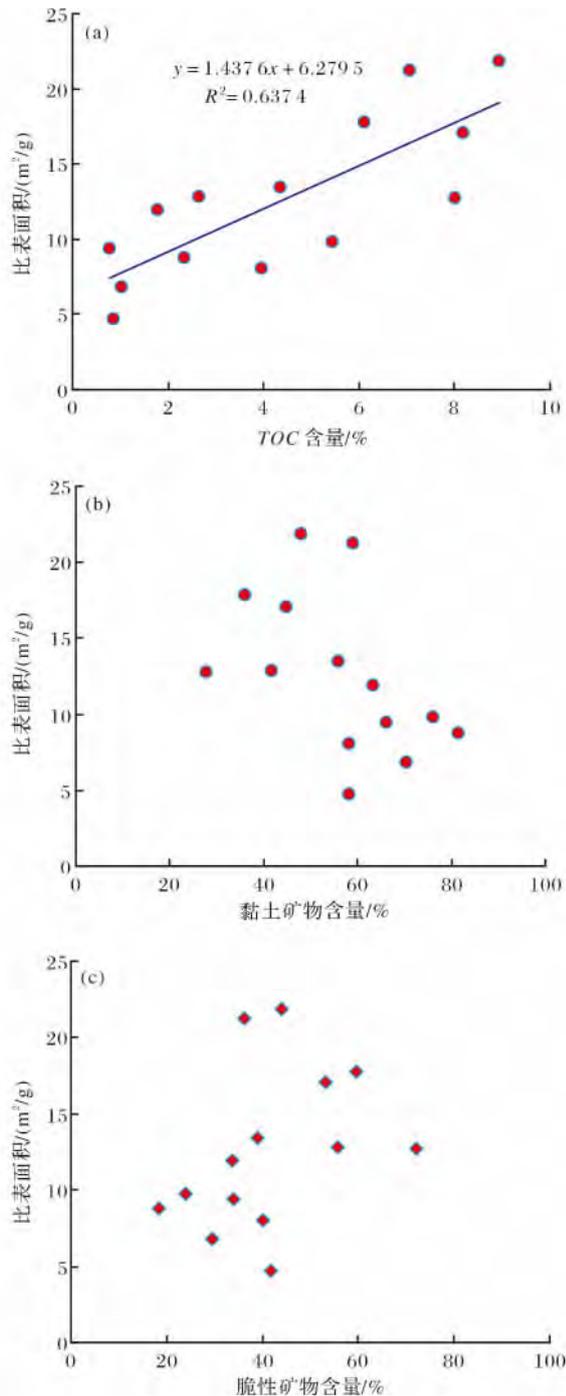


图 7 页岩比表面积与 TOC 含量及矿物含量的关系
Fig. 7 The diagram of specific surface area with TOC content and specific surface with mineral content

对于页岩 TOC 含量与比表面积的这种正相关

关系, Behar 等^[27]认为干酪根孔径大小决定了比表面积的高低。图 8(a)也显示出了二叠系页岩比表面积与平均孔径的关系。平均孔径越小,页岩的比表面积越高,说明了在平均孔径越小的情况就越能够提供较高的比表面积。平均孔径与比表面积关系显示孔径越小比表面积越高,孔径对比表面积的影响作用主要是来自有机质含量的高低。图 8(b)显示 TOC 含量越高,平均孔径越小,因而所具有的比表面积也就越高,这三者之间存在很好的内在关联性。

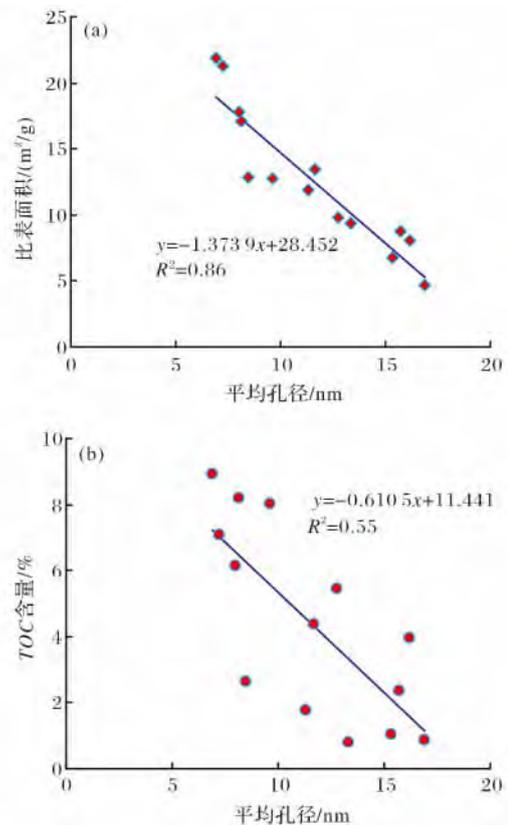


图 8 平均孔径与比表面积和 TOC 含量之间的关系
Fig. 8 The diagram of average pore size with specific surface area and average pore size with TOC content

4.2 孔隙度影响因素

页岩孔隙度与 TOC 含量及不同矿物含量之间的关系如图 9 所示。从图 9 中可以看出 TOC 含量与孔隙度之间有一定的负相关性[图 9(a)],说明有机质可能会阻碍汞进入微孔中(10nm 以下),压汞分析的孔隙分布也显示出高有机质含量页岩微孔没有明显的峰值出现(图 5),这一方面可能与有机质含量越高,就会占据更多的页岩体积有关,影响页岩中基质孔隙的连通性;另一方面可能与有机质粒内微孔连通性较差,而且孔喉较小而导致汞不能进入

有关,这也显示出利用压汞手段测试孔隙度时可能存在的不足之处。Chen 等^[28]认为有机质粒间微孔呈分散、孤立状分布在有机质中,与裂缝的有效连通性很差,对于气体的流动和开采有极大的挑战。由于有机质含量对页岩孔隙度起负作用,那么页岩的孔隙度可能主要来自矿物中孔隙的贡献。图 9(b)和图 9(c)显示出黏土矿物和脆性矿物含量与孔隙度的相关关系都不明显,说明它们二者可能共同影响页岩的孔隙度。

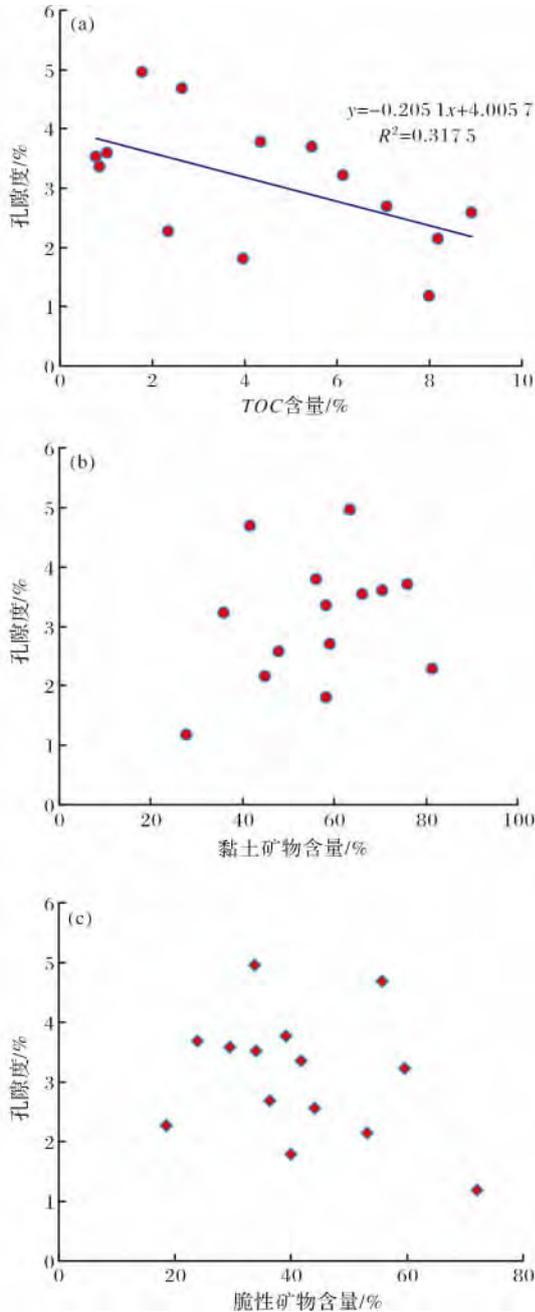


图 9 孔隙度与 TOC 含量、矿物含量的关系
 Fig. 9 The diagram of porosity with TOC content and porosity with mineral content

为了更好地揭示黏土矿物及脆性矿物对孔隙度的贡献,分别用黏土矿物和脆性矿物含量与微孔、过渡孔和中大孔的孔体积作图(图 10)。结果显示微孔和过渡孔体积随着黏土矿物含量的增加而明显增加,中大孔(或裂隙孔)体积随着黏土矿物含量的增加而呈现出显著降低的趋势[图 10(a)];相反地是,脆性矿物含量与中大孔(或裂隙孔)体积之间有较好的正相关性[图 10(b)],与微孔和过渡孔体积之间存在明显的负相关性,这说明了石英、方解石等脆性矿物的存在更有利于中大孔(或裂隙孔)的发育。脆性矿物含量的高低决定了这部分中大孔体积的大小,而黏土矿物含量越高可能发育更多的孔径尺度较小的微孔或过渡孔。

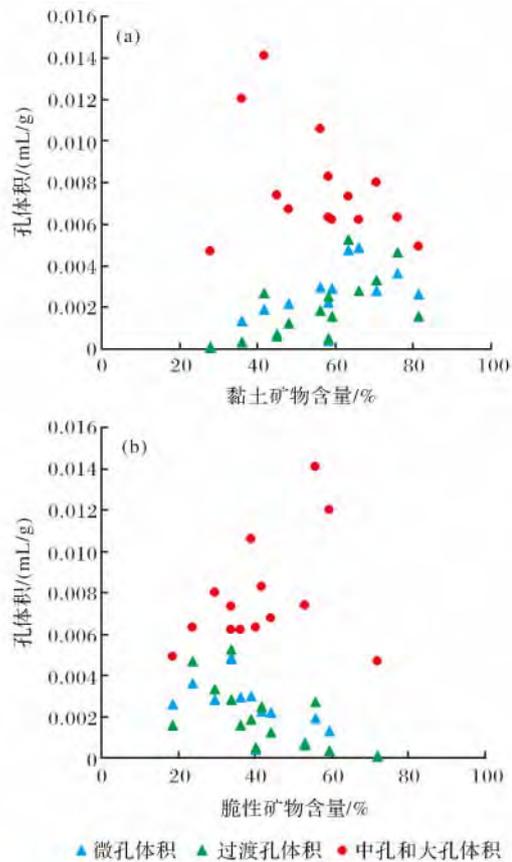


图 10 矿物含量与孔隙体积的关系
 Fig. 10 Relationship between mineral content and pore volume

4.3 渗透率影响因素

页岩的渗透率极低,介于 $(0.001 \sim 15.56) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,大部分都在 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,这些渗透率稍高于美国页岩的渗透率(小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)^[22]。渗透率大小反映页岩中天然气可开采能力,通过研究发现页岩渗透率与排驱压力

有极好的指数负相关性(图 11),公式可以拟合为 $y=22.81x^{-0.4967}$, y 代表渗透率, x 为排驱压力,这说明了排驱压力越大,渗透率越低,越不利于页岩气的渗流与开采。

对于页岩渗透率与孔裂缝的关系,肖正辉等^[29]认为构造裂缝是影响泥页岩渗透率大小的主要因素,同时矿物间微裂缝也是影响泥页岩渗透率大小的主要因素之一。汪吉林等^[20]认为页岩渗透率具有非均一性,微裂缝的发育可能导致页岩渗透率异常增高。表 2 的实验数据也显示具有较高孔隙度的页岩同时也有较高的渗透率,而较低孔隙度的页岩如 CC1-80、CC1-90 显示出较低的渗透率,这也反映出渗透率可能主要受控于中大孔和微裂隙的发育情况,这种中大孔或裂隙与排驱压力所表征的页岩孔隙系统中最大连通孔喉有较好的一致性。

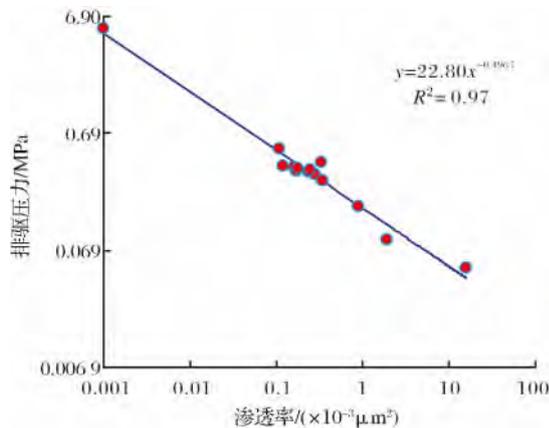


图 11 渗透率和排驱压力的关系

Fig. 11 Relationship between permeability and threshold pressure

5 结论

通过氮气吸附实验和压汞实验研究下扬子地台昌参 1 井二叠系页岩样品的储集物性特征,并结合矿物成分、有机地球化学特征来探讨影响二叠系页岩储集物性的因素,可以得出以下初步结论:

(1)二叠系页岩比表面积介于 $4.70 \sim 21.86 \text{ m}^2/\text{g}$ 之间,平均为 $12.60 \text{ m}^2/\text{g}$,微孔比表面积平均占总表面积的 81.8% 。比表面积与 TOC 含量有较好的正相关性,与平均孔径呈负相关性,说明有机质是比表面积的主要载体,能为页岩吸附气提供主要的吸附位点。

(2)二叠系页岩孔隙度介于 $1.18\% \sim 4.95\%$ 之间,多数页岩样品的孔隙度都低于 4% ,中大孔(或裂隙孔)体积平均占到页岩孔隙度的 66.38% ;页岩

孔隙度随 TOC 含量增加而有明显降低的现象,微孔和过渡孔体积与黏土矿物含量呈正相关性,中大孔(或裂隙孔)体积与脆性矿物含量之间有一定的正相关性。

(3)二叠系页岩渗透率介于 $(0.001 \sim 15.56) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,渗透率的差异可达 10^4 倍以上,较高的渗透率可能与页岩中较发育的中大孔(裂隙孔)有关;渗透率和排驱压力有极好的指数负相关性,这说明排驱压力越小渗透率越高,越易于页岩气的渗流和开采。

参考文献(References):

- [1] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas; Part 1-shale-gas resource systems [C]//Breyer J A. Shale Reservoirs; Giant Resources for the 21st Century. AAPG Memoir 97. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, 2012; 69-87.
- [2] Mastalerz M, Schimmelmann A, Drobnik A, *et al.* Porosity of Devonian and Mississippian New Albany shale across a maturation gradient: Insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97 (10): 1621-1643.
- [3] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [4] Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservoir mechanism of shale gas and its distribution [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18. [张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布 [J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.]
- [5] Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, *et al.* Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37 (3): 438-444. [陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义 [J]. 煤炭学报, 2012, 37(3): 438-444.]
- [6] Zeng W T, Zhang J C, Ding W L, *et al.* Fracture development in Paleozoic shale of Chongqing area (South China). Part one: Fracture characteristics and comparative analysis of main controlling factors [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2013, 75: 251-266.
- [7] Zheng Junwei, Sun Deqiang, Li Xiaoyan, *et al.* Advances in exploration and exploitation technologies of shale gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 511-517. [郑军卫, 孙德强, 李小燕, 等. 页岩气勘探开发技术进展 [J]. 天然气地球科学, 2011, 22(3): 511-517.]
- [8] Wu Jingshu, Yu Bingsong, Zhang Jinchuan, *et al.* Pore characteristics and controlling factors in the organic-rich shale of the Lower Silurian Longmaxi Formation revealed by samples from a well in southeastern Chongqing [J]. Earth Science

- Frontier, 2013, 20(3): 260-269. [武景淑, 于炳松, 张金川, 等. 渝东南渝页 1 井下志留统龙马溪组页岩孔隙特征及其主控因素[J]. 地学前缘, 2013, 20(3): 260-269.]
- [9] Chen Ping, Zhang Mingqing, Xu Yongzhe, *et al.* The shale reservoir characteristics of Dalong Formation Upper Permian in Chaohu-Jingxian, Lower Yangtze area [J]. Acta Petrologica Sinica, 2013, 29(8): 2925-2935. [陈平, 张敏强, 许永哲, 等. 下扬子巢湖—泾县地区上二叠统大隆组泥页岩储层特征[J]. 岩石学报, 2013, 29(8): 2925-2935.]
- [10] Zhou Dongsheng, Xu Linfeng, Pan Jiping, *et al.* Exploration prospective of Upper Permian Longtan Formation shale gas on the Yangtze Platform [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(12): 6-10. [周东升, 许林峰, 潘继平, 等. 扬子地块上二叠统龙潭组页岩气勘探前景[J]. 天然气工业, 2012, 32(12): 6-10.]
- [11] Cai Zhourong, Xia Bin, Wan Zhifeng. The characteristics of later tectonic activities and their influence on the preservation of the Paleozoic shale gas in Wuhu area, Lower Yangtze Platform [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 890-895. [蔡周荣, 夏斌, 王志峰, 等. 下扬子芜湖地区后期构造活动特征及其对古生界页岩气保存的影响[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 890-895.]
- [12] Rietveld H M. Line profiles of neutron powder diffraction peaks for structure refinement [J]. Acta Crystallographica, 1967, 22(1): 151-152.
- [13] Xoaotb B B. Coal and Gas Outburst [M]. Song Shizhao, Wang Youan, translation. Beijing: China Industry Press, 1966. [霍多特 B B. 煤与瓦斯突出 [M]. 宋世钊, 王佑安, 译. 北京: 中国工业出版社, 1966.]
- [14] Brunauer S, Emmet P H, Teller E. Adsorption of gases in multimolecular layers [J]. Journal of the American Chemical Society, 1938, 60: 309-319.
- [15] Barrett E P, Johner L S, Halenda P P. The determination of pore volume and area distributions in porous substances. I. Computations from nitrogen isotherms [J]. Journal of the American Chemical Society, 1951, 73(1): 373-380.
- [16] Washburn E W. Note on the method of determining the distribution of pore sizes in a porous material [J]. Proceedings of the National Academy of Sciences, 1921, 7(4): 115-116.
- [17] Yang Feng, Ning Zhengfu, Zhang Shidong, *et al.* Characterization of pore structures in shales through nitrogen adsorption experiment [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(4): 135-140. [杨峰, 宁正福, 张世栋, 等. 基于氮气吸附实验的页岩孔隙结构表征[J]. 天然气工业, 2013, 33(4): 135-140.]
- [18] Wei Xiangfeng, Liu Ruobing, Zhang Tingshan, *et al.* Micropores structure characteristics and development control factors of shale gas reservoir: A case of Longmaxi Formation in XX area of Southern Sichuan and North 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 地区龙马溪组页岩为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 1048-1059.]
- [19] Han Xiangxin, Jiang Xiumin, Wang Dezhong, *et al.* Effect of combustion process on pore structure of oil shale ash [J]. Journal of Chemical Industry and Engineering, 2007, 58(5): 1296-1300. [韩向新, 姜秀民, 王德忠, 等. 燃烧过程对页岩灰孔隙结构的影响[J]. 化工学报, 2007, 58(5): 1296-1300.]
- [20] Wang Jinlin, Liu Guijian, Wang Weizhong, *et al.* Characteristics of pore-fissure and permeability of shales in the Longmaxi Formation in southeastern Sichuan Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 772-777. [汪吉林, 刘桂建, 王维忠, 等. 川东南龙马溪组页岩孔隙及渗透性特征[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 772-777.]
- [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] The practices Series Editorial Board of Shale Gas geology and Exploration and Development. New Progress of North American Shale Gas Exploration and Development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 267-269. [页岩气地质与勘探开发实践丛书编委会. 北美地区页岩气勘探开发新进展 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 267-269.]
- [23] Li Xinjing, Hu Suyun, Cheng Keming. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 392-400. [李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示 [J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392-400.]
- [24] Chalmers G R L, Bustin R M. 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: 223-239.
- [25] Ambrose R J, Hartman R C, Diaz-Campos M, *et al.* New Pore-scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations [R]. SPE Unconventional Gas Conference, 23-25 February, Pittsburgh, Pennsylvania, USA. SPE 131772. 2010: 1-17.
- [26] Lu X C, Li F C, Watson A T. Adsorption measurements in Devonian shales [J]. Fuel, 1995, 74(4): 599-603.
- [27] Behar F, Vandenbroucke M. Chemical modeling of kerogens [J]. Organic Geochemical, 1987, 11(1): 15-24.
- [28] Chen C, Hu D, Westacott D, *et al.* Nanometer-scale characterization of microscopic pores in shale kerogen by image analysis and pore-scale modeling [J]. Geochemistry, Geophysics, Geosystems, 2013, 14(10): 4066-4075.
- [29] Xiao Zhenghui, Wang Chaohui, Yang Rongfeng, *et al.* Reservoir conditions of shale gas in the Lower Cambrian Niutitang Formation, northwestern Hunan [J]. Acta Geologica Sinica, 2013, 87(10): 1612-1623. [肖正辉, 王朝晖, 杨荣丰, 等. 湘西北下寒武统页岩气储集条件研究 [J]. 地质学报, 2013, 87(10): 1612-1623.]

Physical Property Characteristics and Controlling Factors of Permian Shale Reservoir in the Lower Yangtze Platform

CAO Tao-tao^{1,2}, SONG Zhi-guang¹, WANG Si-bo¹, XIA Jia¹

(1. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China; 2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100039, China)

Abstract: Nitrogen adsorption and mercury intrusion experiments were carried out to study the shale reservoir physical property characteristics and to analyze the controlling factors of Permian shales from well Changcan 1 in Wuhu area in the Lower Yangtze Platform. The results show that the specific surface area is ranging from 4.70 m²/g to 21.86 m²/g, of which 81.80% is contributed by micropores. The porosities range between 1.18% and 4.95% with most below 4%, and 66.38% of the porosities are from the contribution of mesopores and macropores (crack pores). The permeability is between 0.001 × 10⁻³ μm² and 15.56 × 10⁻³ μm². Through analyzing the controlling factors, the following conclusions can be drawn: (1) TOC content is the major controlling factor of the specific area for Permian shales; (2) The porosity has an obvious decrease trend with the increase of TOC content, which may be caused by the isolation and poor connectivity of organic pores with cracks even related to the filling of mineral pore space by organic matter. Micropore and transition-pore volumes have good positive correlation with mineral matter content, while, mesopore and macropore (crack pore) volume has a positive correlation with brittle mineral content; (3) Permeability exhibits an exponential negative correlation with threshold pressure, reflecting the lower the threshold pressure, the higher the permeability and the more beneficial for shale gas production.

Key words: The Lower Yangtze Platform; Permian shales; Specific surface area; Porosity; Permeability

会议消息

中国页岩气学术会议 2015 将于 9 月在武汉举行

由国际岩石力学学会主办,中国科学院武汉岩土力学研究所承办,中国岩石力学与工程学会、中国力学学会计算力学委员会、中国矿业大学、清华大学、中国科学院大学、中国石油大学(华东)和东北大学等协办的中国页岩气学术会议 2015 (China Shale Gas 2015) 将于 2015 年 9 月 6-8 日在湖北省武汉市举行。此次会议主题为“通过创新与多学科整合开启页岩气资源的大门”,会议议题有:①页岩气与煤层气开采中的地球科学问题;②页岩气与煤层气开采中的地质力学问题;③页岩与煤岩中的水力压裂;④页岩与煤岩中的多相流动问题;⑤页岩与煤岩的特性描述;⑥页岩与煤岩的传导性能;⑦多尺度问题及其综合研究;⑧多物理场问题及其综合研究;⑨中国页岩气开发的挑战与经验;⑩中国煤层气开发的挑战与经验;中国页岩气工业发展远景;中国煤层气工业发展远景;水相关问题;引发地震问题。

详情请参见网址:<http://www.CSG2015.org>。

(据会议一号通知)