

# 川南地区下寒武统筇竹寺组页岩储层特征

王同<sup>1</sup>, 熊亮<sup>2</sup>, 徐猛<sup>3</sup>, 董晓霞<sup>2</sup>, 周瑞琦<sup>4</sup>, 付晓宁<sup>2</sup>

(1. 成都理工大学 能源学院, 成都 610059; 2. 中国石化 西南油气分公司, 成都 610016;

3. 中联煤层气有限责任公司 太原分公司, 太原 030000; 4. 四川省煤田地质工程勘察设计院, 成都 610072)

**摘要:** 根据川南地区绵阳—长宁拉张槽 3 口井的源储实验资料研究表明, 川南地区筇竹寺组具有有机质丰度高、富有机质页岩厚度大、演化程度高、高脆性等特征, 经历多期构造运动改造, B1 井区保存条件较好。微观储集空间分为有机孔、无机孔(黏土矿物晶间孔、脆性矿物粒间孔、粒内溶蚀孔及黄铁矿晶间孔)和微裂缝(构造微缝、成岩收缩缝和溶蚀缝)3 大类, 并可进一步细分为 9 种类型, 孔隙形态表现为细颈墨水瓶广体孔含少量狭缝形孔和平板、楔形缝 2 种结构, 孔径分布复杂, 以中孔为主, 少量微孔及大孔。优质页岩孔容、BET 比表面积较大, 为页岩游离气及吸附气提供良好的储集吸附空间。其孔隙类型与分布特征的差异主要受有机碳含量、成熟度、成岩作用、孔隙流体压力的控制。

**关键词:** 微观储集空间; 孔隙结构; 筇竹寺组; 下寒武统; 页岩气; 川南地区

中图分类号: TE122.2<sup>3</sup>

文献标识码: A

## Shale reservoir characteristics of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin

Wang Tong<sup>1</sup>, Xiong Liang<sup>2</sup>, Xu Meng<sup>3</sup>, Dong Xiaoxia<sup>2</sup>, Zhou Ruiqi<sup>4</sup>, Fu Xiaoning<sup>2</sup>

(1. College of Energy Resources, Chengdu University of Technology, Sichuan, Chengdu 610059, China;

2. SINOPEC Southwest Oil & Gas Company, Sichuan, Chengdu 610016, China;

3. Taiyuan Branch, China United Coalbed Methane Corporation Limited, Taiyuan, Shanxi 030000, China;

4. Engineering Investigation and Design Institute, Sichuan Provincial Coalfield Bureau, Chengdu, Sichuan 610072, China)

**Abstract:** Experimental source-reservoir data from three wells in the Mianyang-Changning intracratonic sag in the southern Sichuan Basin showed that the Qiongzhusi Formation in the study area features high TOC, thick black shale, high maturity, and high brittleness. Although the southern Sichuan Basin has experienced multiple episodes of tectonic movement, the B1 well block still has favorable preservation conditions. Micro-reservoir space includes organic pores, inorganic pores (intercrystal pores in clay minerals, intergranular pores and intra-granular dissolution pores in brittle minerals, and intergranular pores in pyrites), and micro-cracks (micro-structural seams, diagenetic shrinkage joints and dissolution seams), and can be further subdivided into 9 types. Most of the pores have narrow necks, and some are slit type holes. Fractures are tablet or wedge shaped. Mesopores were abundant, and there also exist micropores and macropores. High quality shales have high entrance and BET specific surface area, which is favorable for the preservation of free and adsorbed gas. TOC, maturity, diagenesis and pore fluid pressure determined the difference of pore type and distribution.

**Key words:** micro reservoir space; pore structure; Qiongzhusi Formation; Lower Cambrian; shale gas; southern Sichuan Basin

随着美国页岩气革命的成功, 中国也加快了页岩气勘探开发的步伐。近年来, 在四川盆地海相页岩下寒武统筇竹寺组的勘探展现出良好的前景, A1 井直井压裂产气  $2.88 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , B1HF 井产气  $5.95 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。早寒武世多期海侵及兴凯地裂运动形成的绵阳—长宁拉张槽, 为筇竹寺组黑色页岩

沉积提供了充足的容纳空间<sup>[1-2]</sup>。针对川南地区筇竹寺组具有埋深适中、厚度大、有机质丰度高、生烃潜力大、含气性好等优点, 及有机质孔隙较低、热演化程度高的不足<sup>[3-6]</sup>, 本文主要基于拉张槽内及其西侧的 3 口井, 从矿物岩石学特征、有机地球化学特征、储层特征等方面对筇竹寺组开展系统研

收稿日期: 2015-09-28; 修订日期: 2016-01-29。

作者简介: 王同(1987—), 男, 博士, 从事非常规油气地质方面的研究工作。E-mail: mrmnz@aliyun.com。

基金项目: 国家重大科技专项(2011ZX-05002-004)和中国石化油田事业部非常规重大导向项目“四川盆地及周缘页岩气整体评价与目标优选”(13KT-14)资助。

究,以期指导筇竹寺组勘探目标的选择。

### 1 地质背景

四川盆地筇竹寺组沉积主要受控于桐湾运动及兴凯地裂运动<sup>[7]</sup>。晚震旦世末期,受桐湾运动挤压作用,四川盆地整体抬升,绵阳—长宁灯影组顶部遭受溶蚀,形成 50~100 km 的侵蚀谷。兴凯运动发生构造反转,使得侵蚀谷进一步拉张沉降,形成南北走向的拉张槽(克拉通内拗陷),并发育了麦地坪组、筇竹寺组黑色页岩。拉张槽对川南地区筇竹寺组具有明显的控制作用,由西至东厚度呈薄—厚—薄变化特征,沉积相表现为浅水陆棚—深水陆棚—浅水陆棚的过渡(图 1)。综上所述,筇竹寺期川南地区总体位于黑色页岩沉积的有利区带。

### 2 矿物岩石学特征

根据川南地区筇竹寺组 110 个样品 X 射线衍射分析,其矿物主要以硅质矿物(石英、长石)为主,平均含量 51%;黏土矿物次之,平均含量 42.5%,其中黏土矿物以伊蒙混层(36.6%)、伊利石(45.9%)为主,绿泥石(11.67%)、高岭石(5.8%)次之,未见蒙脱石;碳酸盐矿物含量较少,仅 10%(图 2)。高 TOC 优质页岩段,硅质矿物可高达 65%,黏土矿物仅 25%,碳酸盐矿物含量 6.4%,为高脆性段。

### 3 有机地球化学特征

#### 3.1 有机质类型

B1 井筇竹寺组 5 个页岩样品干酪根镜检分析,腐泥无定形含量为 92.48%~99.37%,无结构海

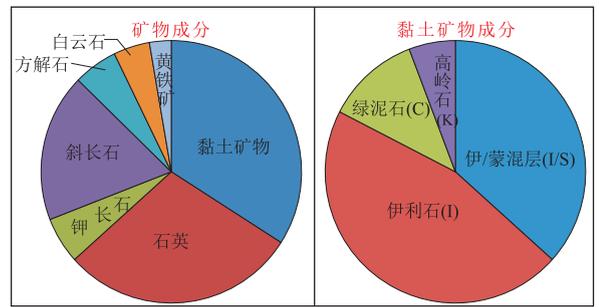


图 2 川南地区筇竹寺组矿物学特征

Fig.2 Mineralogical characteristics of the Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin

相镜质组含量为 0.63%~6.27%,未见镜质组、壳质组、惰质组。分析结果显示筇竹寺组黑色页岩干酪根类型主要为 I 型腐泥型干酪根,生烃潜力好。

#### 3.2 成熟度

对于古生界烃源岩热成熟度的判断一直存在争议,主要原因有以下 4 点:①泥盆纪之后才出现高等植物<sup>[8]</sup>,干酪根镜检反映其烃源岩有机质来源均为海洋浮游植物(藻类)和细菌,不存在镜质组;② $R_b$ (沥青质反射率)换算  $R_o$ ,不同地区换算标准通常存在差异;③在高温演化程度下,岩石热解法易受样品污染物影响,不易测得可靠的  $T_{max}$ ;④黏土矿物成岩演化分析仅能划分成熟阶段,并不能定量判断成熟度。针对古生界烃源岩成熟度判断指标存在的缺陷,对 3 口井 19 个沥青质反射率样品、71 个岩石热解  $T_{max}$  数据及 45 个黏土矿物 XRD 分析,综合判断筇竹寺组热成熟度。

##### 3.2.1 最高热解峰温

对于筇竹寺组高演化程度的烃源岩而言,岩石热解法所测得的  $T_{max}$ ,基本为奇值,  $T_{max} < 400\text{ }^\circ\text{C}$ 。造成该现象的原因在于烃源岩转化率一般高达 90%,导致热解烃  $S_2$  值较低,使其易受到样品污染物产生的热解“假峰”掩盖,测得  $S_2$  峰值温度  $T_{max}$  偏低<sup>[9]</sup>。而通过大量实验数据分析  $S_2$  呈双峰显示,通过岩石热解气相色谱仪分析  $S_2$  第一个峰为钻井液、固体沥青等热解产生的峰值,第二个峰才是真实  $S_2$  热解烃。因此,据 C1 井 62 个岩屑样品热解实验,排除钻井液污染产生“假峰”的影响,统计出  $T_{max}$  一般为 520~530  $^\circ\text{C}$ (图 3)。

##### 3.2.2 沥青质反射率

由于缺乏镜质体,通常测得沥青质反射率( $R_b$ ),根据  $R_o = 0.618R_b + 0.4$ <sup>[10]</sup> 换算等效镜质体反射率  $R_o$ 。A1 井 16 个样品  $R_o$  为 2.36%~2.67%,B1 井 6 个样品  $R_o$  为 2.35%~2.64%(图 3)。露头剖面麦地坪、范店 10 块露头样品  $R_o$  平均值为 3.34%,长

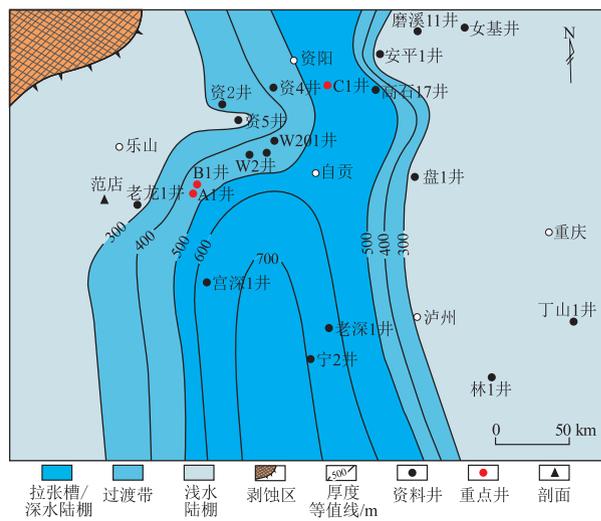


图 1 川南地区筇竹寺组沉积期构造—沉积背景

Fig.1 Tectonic-sedimentary settings of the Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin

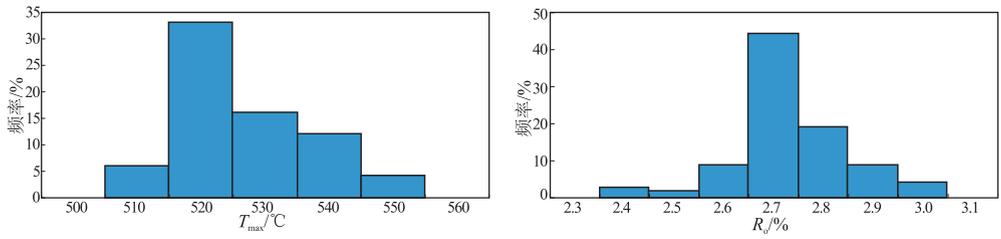


图 3 川南地区筇竹寺组  $T_{max}$  和  $R_o$  频率分布

Fig.3 Frequency histograms of  $T_{max}$  and  $R_o$  of the Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin

宁地区  $R_o$  在 3.9%~5.5%。

### 3.2.3 伊利石蒙脱石比

成岩作用强度与热演化程度具有良好的对应关系<sup>[11]</sup>。不同成岩阶段对应不同的黏土矿物成分。根据页岩黏土矿物 XRD 分析,主要以伊利石(45.9%)、伊蒙混层(35.6%)为主,其中伊蒙混层中混层比为 9.2%;少量绿泥石(11.67%)、高岭石(5.8%),不含蒙脱石。黏土矿物组合反映了黏土矿物成岩演化程度高。这与沥青质反射率换算及热解实验反映的筇竹寺组处于过成熟阶段结论一致。

### 3.3 有机质丰度

根据 3 口井筇竹寺组 121 个页岩样品数据, TOC 一般为 0.6%~4.89%。拉张槽两侧地区富有机质页岩厚度为 15~80 m,其中 3 口井的高伽马优质页岩段在过成熟背景下,烃源岩转化率一般高达 90%。TOC 含量高达 1.06%~4.89%,平均为 2.01%。TOC 高值区位于拉张槽,达 3%~5%,向拉张槽两侧逐渐降低。

## 4 埋藏—生烃史

川南地区在地史演化过程中历经了多期隆升剥蚀与沉降<sup>[12]</sup>。筇竹寺组黑色页岩在加里东晚期构造运动导致盆地区域性不均一抬升与剥蚀作用,

使得寒武系烃源岩生烃作用趋于停滞;印支期,区域性构造快速沉降,埋深加大,使得大部分寒武系烃源岩进入生烃高峰期;燕山晚期,筇竹寺组埋深达到最大,热演化程度高,进入干气阶段,同时盆地整体持续隆升,烃源岩一方面裂解成气,另一方面发生运移调整;喜马拉雅期,盆地整体隆升,导致筇竹寺组黑色页岩埋藏变浅,隆起高点向威远构造迁移,金石构造为次级隆起,金石构造筇竹寺组上覆地层未遭受剥蚀,保存条件较好(图 4)。

## 5 储层特征

### 5.1 储集空间类型

基于川南地区 B1 井氩离子抛光扫描电镜观察,脉冲孔渗、比表面积及孔径分布测定,参考前人对页岩孔隙类型的分类及对筇竹寺组储层的研究<sup>[13-14]</sup>,认为川南筇竹寺组页岩储集空间可归纳为有机质孔隙、无机质孔隙和微裂缝 3 大类。

#### 5.1.1 有机质孔隙

有机质孔隙是筇竹寺组页岩储层主要的储集空间。有机质大多呈团块状、条带状分布在矿物颗粒中,如黄铁矿晶间、黏土矿物层间。有机质孔多呈蜂窝状(图 5a,b)、线状、串珠状及复杂网状(图 5c)等。

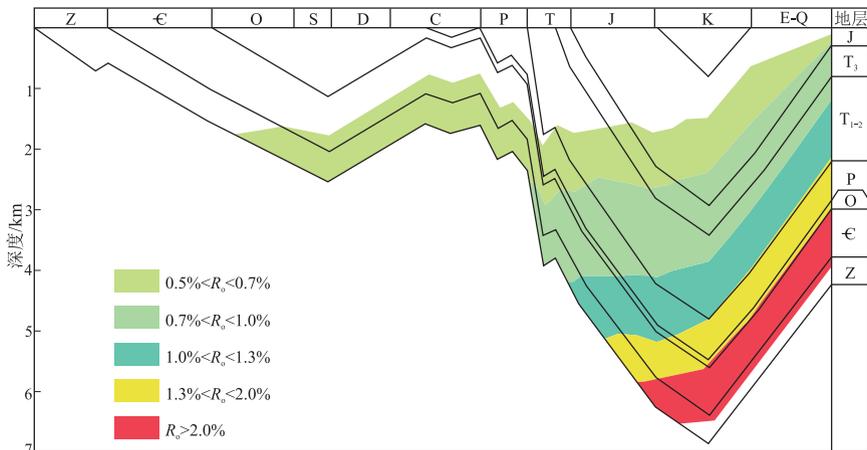


图 4 川南地区金石构造埋藏生烃史

Fig.4 Burial and hydrocarbon generation histories of the Jingshi structure in the southern Sichuan Basin

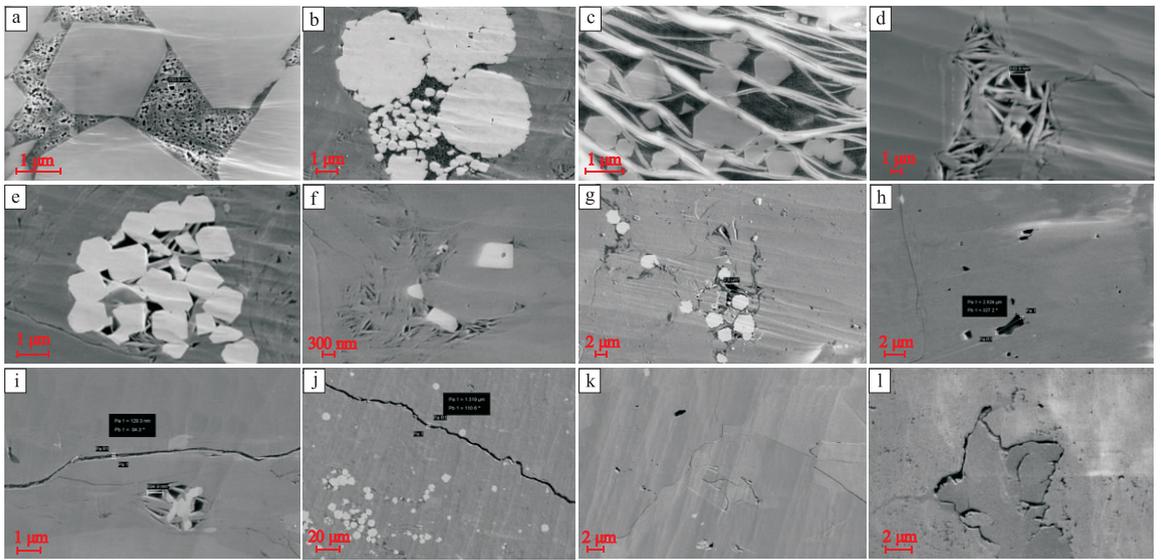


图 5 川南地区 B1 井筇竹寺组页岩微观储集空间类型

a. 黄铁矿晶间充填有机质内孔隙, 3 288.46 m; b. 黄铁矿晶间孔、有机质孔, 3 288.46 m; c. 矿物层间有机质微孔, 3 297.73 m; d. 黏土矿物晶间孔, 3 304.31 m; e. 黄铁矿晶间孔, 3 304.31 m; f. 黏土矿物晶间孔, 3 304.31 m; g. 脆性矿物粒间孔, 3 412.59 m; h. 粒内溶蚀孔, 3 522.67 m; i. 微裂缝及黏土矿物晶间孔, 3 404.8 m; j. 构造微缝, 3 291.48 m; k. 成岩收缩缝, 3 301.11 m; l. 方解石溶蚀缝, 3 555.79 m

Fig.5 Micro-reservoir space types of shales in the Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin

### 5.1.2 无机质孔隙

无机孔类型多样, 主要可归纳为黏土矿物晶间孔、脆性矿物粒间孔、粒内溶蚀孔及黄铁矿晶间孔。

(1) 黏土矿物晶间孔。发育较为普遍, 主要发育于片状黏土矿物堆积中。伊利石常呈薄层片状或纤维状, 片层之间易发育狭缝形孔或楔形孔(图 5d, f), 有的区域可见黏土矿物晶间孔与有机质孔伴生、连通, 并在某种程度上具有微裂缝的作用。

(2) 脆性矿物粒间孔。脆性矿物粒间孔主要发育在脆性矿物(石英、长石、方解石等)颗粒周围, 呈不规则状、串珠状或分散状(图 5g), 主要存在于少量的脆性矿物颗粒之间。

(3) 粒内溶蚀孔。粒内溶蚀孔发育在颗粒内部(图 5h), 数量较多, 呈分散状。以长石及方解石溶蚀孔最为常见, 发育在颗粒内部的溶蚀孔连通性差, 通过人工造缝也很难将大多数孔连接起来, 对页岩气储集的贡献不大。

(4) 黄铁矿晶间孔。页岩中黄铁矿以单晶状、草莓状集合体出现, 草莓状黄铁矿多发育在富含有机质页岩层段, 其集合体紧密排列的晶体间存在微孔隙, 孔径为 100~800 nm。有的孔孤立地发育在黄铁矿集合体内部, 相互不连通(图 5b); 有的孔直径较大, 与黏土矿物晶间孔伴生、连通(图 5e)。筇竹寺组页岩中黄铁矿发育, 但黄铁矿晶间孔发育较少, 晶间多充填有机质, 其对页岩气的储集有较大的积极作用。

### 5.1.3 微裂缝

微裂缝发育, 可归纳为构造微缝、成岩收缩缝和溶蚀缝 3 种, 以构造微缝为主。构造微缝受构造作用控制形成, 延伸规模较大, 缝宽变化较大, 0.4~2 μm, 裂缝面比较平整规则(图 5i, j), 总体较非构造缝规模大, 连通性好。成岩收缩缝和溶蚀缝规模一般较小, 未贯穿样品观测视域范围, 缝宽 0.4~2 μm, 形状不规则(图 5k)。溶蚀缝在样品中观测较少, 主要表现为沿颗粒边缘形成的不规则微裂缝(图 5l)。

## 5.2 孔隙结构特征

低温氮气吸附法作为页岩孔隙结构表征方法已被广泛运用, 其吸—脱附过程中孔隙发生毛细管凝聚, 从而形成吸—脱附曲线分离的滞后现象<sup>[15]</sup>。可根据吸附滞后回环形态、吸—脱附曲线拐点和峰值, 分析页岩孔隙结构、比表面、孔隙及孔径分布<sup>[16]</sup>。

### 5.2.1 氮气吸—脱附等温线

根据国际纯化学与应用化学联合会(IUPAC)提出的 6 类等温吸附线类型和 4 类吸附滞后回环, 以及各种类型曲线对应不同的孔隙类型<sup>[17]</sup>。图 6 为 2 口井的 6 个筇竹寺组样品, 可分 2 类: (1) B3、B2 样品为 IV 型等温线, H2 与 H3 型滞后回环复合的特征。氮气吸附量大, 当相对压力达到 0.8~1 时, 吸附量增加, 说明有大孔的存在, 对应细颈墨水广体孔为主, 含少量狭缝形孔(黏土矿物层间缝); (2) B8、A1、B4、B9 样品为 II 型等温线, H3 滞

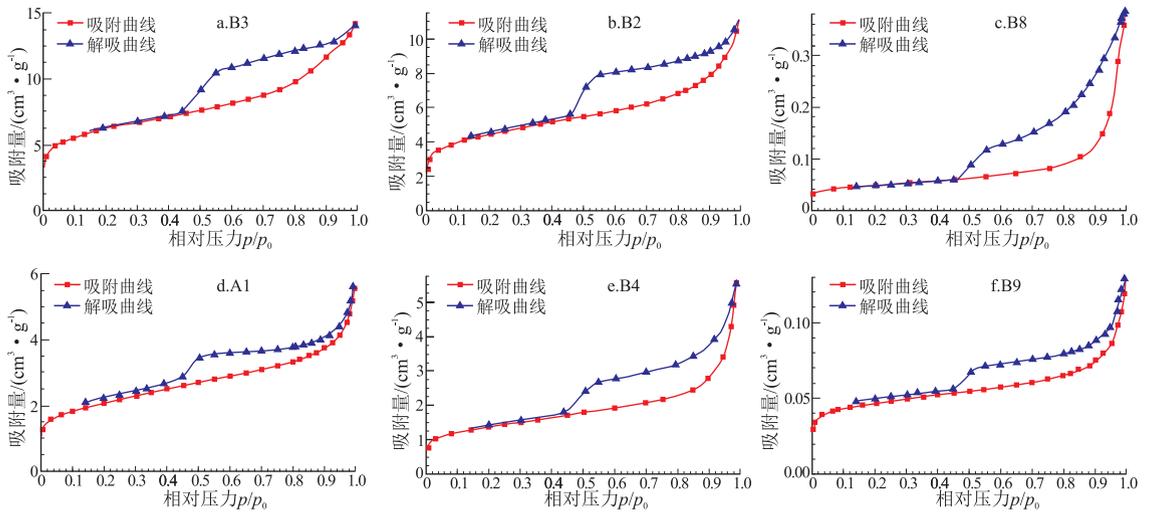


图 6 川南地区筇竹寺组页岩吸脱附曲线

Fig.6 Shale adsorption-desorption isotherms of the Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin

后环。整个吸附过程样品回滞环等温线没有明显的饱和吸附平台,表明孔结构很不规整,对应平板狭缝结构、楔形裂缝结构(图 6)。

### 5.2.2 DFT 孔径分布及 BET 比表面

根据 IUPAC 孔径分类,孔径小于 2 nm 的孔隙称为微孔,2~50 nm 孔隙为中孔,大于 50 nm 孔隙为大孔<sup>[17]</sup>。BJH 气体吸附法测定孔径分布是基于 Kelvin 毛细凝聚理论,采用一端封闭的圆柱孔等效模型利用公式进行孔分布计算。其方法仅适用于 IV 型等温线,H1 滞后回环,具有很大的局限性,且对于中孔的分布误差较大<sup>[18]</sup>。近年来提出基于分子动力学的 DFT 法,能够更精确表征页岩微孔、中孔、大孔孔径分布。运用 DFT 法计算各类孔容比(如图 7 所示),将页岩分为 2 类:B2、B3、A1 样品以微孔及中孔为主,其中微孔平均孔容比为 25.04%,中孔为 65.81%,大孔仅 9.11%;平均 BET 比表面积为 10.11 m<sup>2</sup>/g。B4、B8、B9 样品以中孔和大孔为主,其中中孔平均孔容比为 49.33%,大孔为 41.12%,微孔仅 9.5%;平均比表面积为 2.575 m<sup>2</sup>/g(图 7)。

### 5.3 孔隙发育的控制因素

#### 5.3.1 成岩作用

成岩过程中压实、压溶、溶蚀及矿物含量、类型的转化,是影响页岩的比表面积、孔体积的重要因素。

筇竹寺组处于晚成岩阶段,脆性矿物含量较高,脆性矿物孔发育,其孔径与矿物颗粒大小、压实程度有关。在页岩储层中,受脆性矿物颗粒支撑,颗粒间未被充填的粒间孔随着压实和成岩作用增强而减少,甚至消失(图 5b,c)。而脆性矿物大多呈分散状镶嵌于黏土矿物中,脆性矿物颗粒极少相互接触,不能形成颗粒支撑,因此脆性矿物形成的孔隙较少。

成岩过程中有机酸介质条件下不稳定矿物的易溶部位发生溶蚀作用而形成粒内溶孔(图 5h),成岩收缩缝和溶蚀缝的形成主要与沉积作用、成岩演化作用有关,在地层压力、脱水、干裂或重结晶作用下,黏土矿物易脱水形成成岩收缩缝(图 5g)。

随着埋深增大,成岩作用强度增加,黏土矿物

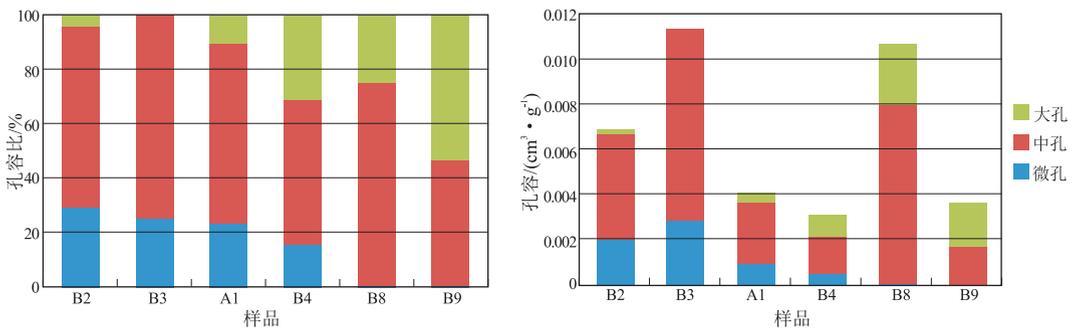


图 7 川南地区筇竹寺组各类孔隙孔容比及孔容分布

Fig.7 Pore volume and ratio distribution of various pores in the Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin

中高岭石、蒙脱石转化为伊/蒙混层矿物,而间层矿物含量由多逐渐减少,最终全部转化为伊利石或绿泥石<sup>[20-21]</sup>。其中蒙脱石的比表面积最大,可达到  $800 \text{ m}^2/\text{g}$ ,伊利石和绿泥石都较小,分别只有  $30 \text{ m}^2/\text{g}$  和  $15 \text{ m}^2/\text{g}$ <sup>[19,22]</sup>。根据前述黏土矿物组合特征可知(图 2),筇竹寺组位于晚成岩作用阶段,蒙脱石转化殆尽,导致比表面积和孔体积较低。黏土矿物晶间孔发育集中,胶结复杂,矿物粒度小,塑性强,遇水易膨胀堵塞孔隙,但黏土矿物的比表面积大于石英,其层间孔、晶间孔越发育,气体的吸附能力就越强。可见,黏土矿物晶间孔增大了页岩储集能力,是筇竹寺组页岩重要的储集空间。

### 5.3.2 有机质含量和热演化程度

有机质含量及热演化程度的高低都是影响孔隙及比表面的决定性因素。但对有机质孔而言, $R_o < 3.5\%$ ,有机质孔随着  $R_o$  的增加而增大,当  $R_o > 3.5\%$ ,有机质孔可能出现碳化<sup>[23-24]</sup>,有机质孔隙出现明显的塌陷和充填现象,边界模糊不清或呈弧形,孔径变小,有机质孔隙度降低。川南地区筇竹寺组页岩为 I 型干酪根,成熟度在  $2.7\% \sim 3.34\%$ ,在成熟度背景一致的情况下,孔容随着 TOC 的增加而增加;在 TOC 相当的情况下,随着  $R_o$  增加,孔容略有增加(图 8)。可见 TOC 依然是控制孔容的主导因素。TOC 含量较低的页岩,随着埋深、热演化程度增加,有机质孔发育程度较低,黏土矿物孔易于塌陷,不利于页岩气储集;优质页岩段 TOC 高,有机质生烃增压及有机酸溶蚀作用下,形成大

量有机质孔,因而生烃过程中的有机质孔是川南地区页岩有利的储集空间。

### 5.3.3 孔隙流体压力

由于有机质的抗压实能力弱,当孔隙内充满气时,地层孔隙流体压力高,平衡部分上覆岩层压力,有机质孔隙得以有效保存;当有机质孔隙内气体散失过多,孔隙流体压力降低,有机质孔隙被压实而减少。B 井区筇竹寺组页岩含气量高,地层超压,压力系数高达 1.51,对于孔隙具有一定的保护作用。

## 6 结论

(1)川西南地区筇竹寺组页岩具有高 TOC、高演化程度、黑色页岩厚度大、经历多期构造运动改造的复杂地质条件。

(2)川西南地区筇竹寺组页岩储集空间主要为有机质孔隙、无机质孔和微裂缝。孔隙类型以有机质孔和黏土矿物层间孔隙为主,是高成熟度页岩气的有利储集空间,微裂缝增加了页岩的渗流能力。

(3)根据低温氮气吸附实验,筇竹寺组页岩孔隙不规则,多具有细颈墨水瓶广体孔和平板狭缝结构、裂缝和楔形结构,含少量狭缝形孔和两平行板间的缝隙。孔径分布复杂,以中孔为主,少量微孔及大孔。优质页岩孔容较大,达到  $0.01129 \text{ cm}^3/\text{g}$ ,BET 比表面积  $22.7 \text{ m}^2/\text{g}$ ,为页岩游离气及吸附气提供良好的储集吸附空间。

(4)筇竹寺组页岩孔隙发育主要受 TOC、热演化程度、成岩作用、地层流体压力 4 个方面的影响。TOC 含量相近,随着演化程度增加,孔容略有增加。在高演化程度下,TOC 含量越高,有机质孔隙、基质孔隙越发育。黏土成岩作用强,导致孔容、比表面降低。而筇竹寺组含气量高、地层超压对孔隙保存具有积极意义。

### 参考文献:

- [1] 刘树根,孙玮,罗志立,等.兴凯地裂运动与四川盆地地下组合油气勘探[J].成都理工大学学报:自然科学版,2013,40(5):511-520.  
Liu Shugen, Sun Wei, Luo Zhili, et al. Xingkai taphrogenesis and petroleum exploration from Upper Sinian to Cambrian strata in Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2013, 40(5): 511-520.
- [2] 钟勇,李亚林,张晓斌,等.四川盆地地下组合张性构造特征[J].成都理工大学学报:自然科学版,2013,40(5):498-510.  
Zhong Yong, Li Yalin, Zhang Xiaobin, et al. Features of extensional structures in pre-Sinian to Cambrian strata, Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2013, 40(5): 498-510.

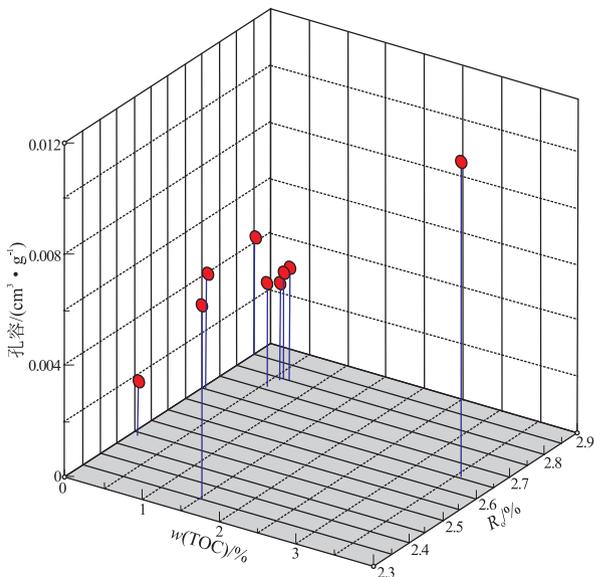


图 8 川南地区筇竹寺组有机质含量—热演化程度—孔容关系

Fig.8 Relationships among TOC,  $R_o$  and pore volume of the Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin

- [3] 腾格尔,秦建中,付小东,等.川西北地区海相油气成藏物质基础:优质烃源岩[J].石油实验地质,2008,30(5):478-483.  
Tenger, Qin Jianzhong, Fu Xiaodong, et al. Basic conditions of marine hydrocarbon accumulation in northwest Sichuan Basin: High quality source rocks [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2008, 30(5): 478-483.
- [4] 付小东,秦建中,腾格尔.四川盆地东南部海相层系优质烃源层评价:以丁山1井为例[J].石油实验地质,2008,30(6):621-628,642.  
Fu Xiaodong, Qin Jianzhong, Tenger. Evaluation on excellent marine hydrocarbon source layers in southeast area of the Sichuan basin: An example from well D-1 [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(6): 621-628, 642.
- [5] 胡守志,王廷栋,付晓文,等.四川盆地中部震旦系天然气勘探前景研究[J].石油实验地质,2005,27(3):222-225.  
Hu Shouzhong, Wang Tingdong, Fu Xiaowen, et al. Natural gas exploration potential of Sinian in the middle of Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(3): 222-225.
- [6] 马勇,钟宁宁,程礼军,等.渝东南两套富有机质页岩的孔隙结构特征:来自FIB-SEM的新启示[J].石油实验地质,2015,37(1):109-116.  
Ma Yong, Zhong Ningning, Cheng Lijun, et al. Pore structure of two organic-rich shales in southeastern Chongqing area: Insight from Focused Ion Beam Scanning Electron Microscope (FIB-SEM) [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(1): 109-116.
- [7] 李伟,刘静江,邓胜徽,等.四川盆地及邻区震旦纪末—寒武纪早期构造运动性质与作用[J].石油学报,2015,36(5):546-556,563.  
Li Wei, Liu Jingjiang, Deng Shenghui, et al. The nature and role of Late Sinian-Early Cambrian tectonic movement in Sichuan Basin and its adjacent areas [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(5): 546-556, 563.
- [8] 李承森.生物进化的重大事件:陆地植物的起源及其研究的新进展[J].中国科学基金,1994,8(4):238-244.  
Li Chengsen. Origin of land plants is an important event of life evolution [J]. Bulletin of National Natural Science Foundation of China, 1994, 8(4): 238-244.
- [9] Peters K E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis [J]. AAPG Bulletin, 1986, 70(3): 318-329.
- [10] Jacob H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen ("migrabitumen") [J]. International Journal of Coal Geology, 1989, 11(1): 65-79.
- [11] 张廷山,杨洋,龚其森,等.四川盆地南部早古生代海相页岩微观孔隙特征及发育控制因素[J].地质学报,2014,88(9):1728-1740.  
Zhang Tingshan, Yang Yang, Gong Qisen, et al. Characteristics and mechanisms of the micro-pores in the early Palaeozoic marine shale, southern Sichuan Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(9): 1728-1740.
- [12] 刘树根,孙玮,赵昇华,等.四川盆地震旦系灯影组天然气的差异聚集分布及其主控因素[J].天然气工业,2015,35(1):10-23.  
Liu Shugen, Sun Wei, Zhao Yihua, et al. Differential accumulation and distribution of natural gas and their main controlling factors in the Upper Sinian Dengying Fm, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 10-23.
- [13] 王道富,王玉满,董大忠,等.川南下寒武统筇竹寺组页岩储集空间定量表征[J].天然气工业,2013,33(7):1-10.  
Wang Dao-fu, Wang Yuman, Dong Dazhong, et al. Quantitative characterization of reservoir space in the Lower Cambrian Qiongzhusi shale, Southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(7): 1-10.
- [14] 蒲泊伶,董大忠,吴松涛,等.川南地区下古生界海相页岩微观储集空间类型[J].中国石油大学学报:自然科学版,2014,38(4):19-25.  
Pu Boling, Dong Dazhong, Wu Songtao, et al. Microscopic space types of lower Paleozoic marine shale in southern Sichuan Basin [J]. Journal of China University of Petroleum: Natural Science, 2014, 38(4): 19-25.
- [15] 近藤精一,石川达雄,安部郁夫,等.吸附科学[M].李国希,译.北京:化学工业出版社,2010.  
Seiichi Kondo, Tatsuo Ishikawa, Ikuo Abe, et al. Adsorption science [M]. Li Guoxi, trans. Beijing: Chemical Industry Press, 2010.
- [16] 杨峰,宁正福,胡昌蓬,等.页岩储层微观孔隙结构特征[J].石油学报,2013,34(2):301-311.  
Yang Feng, Ning Zhenfu, Hu Changpeng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(2): 301-311.
- [17] Sing K S W, Everett D H, Haul R A W, et al. Reporting physiosorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity [J]. Pure and Applied Chemistry, 1985, 57(4): 603-619.
- [18] 周闻达,王莹,鲍征宇,等.等温吸附法在页岩孔隙结构测试中的应用[J].科技通报,2015,31(1):12-18.  
Zhou Wenda, Wang Ying, Bao Zhengyu, et al. The application of isotherm adsorption in measuring the shale pore structure [J]. Bulletin of Science and Technology, 2015, 31(1): 12-18.
- [19] 梁兴,张廷山,杨洋,等.滇黔北地区筇竹寺组高演化页岩气储层微观孔隙特征及其控制因素[J].天然气工业,2014,34(2):18-26.  
Liang Xing, Zhang Tingshan, Yang Yang, et al. Microscopic pore structure and its controlling factors of overmature shale in the Lower Cambrian Qiongzhusi Fm, northern Yunnan and Guizhou provinces of China [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(2): 18-26.
- [20] 赵杏媛,张有瑜.粘土矿物与粘土矿物分析[M].北京:海洋出版社,1990:43-44.  
Zhao Xingyuan, Zhang Youyu. Clay minerals and its analysis [M]. Beijing: Oceanographic Press, 1990: 43-44.
- [21] 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.  
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 & Experiment, 2015, 37(2): 141-149.

分析技术[J].测井技术,2013,37(4):426-431.

Wang Min,Zhu Jiajun,Yu Guanghua, et al.The shale lithofacies characteristics and logging analysis techniques in LuoJia Area[J]. Well Logging Technology,2013,37(4):426-431.

[34] 张顺,陈世悦,崔世凌,等.东营凹陷半深湖—深湖细粒沉积岩岩相类型及特征[J].中国石油大学学报:自然科学版,2014,38(5):9-17.

Zhang Shun,Chen Shiyue,Cui Shiling, et al.Characteristics and types of fine-grained sedimentary rocks lithofacies in semi-deep and deep lacustrine,Dongying Sag[J].Journal of China University of Petroleum,2014,38(5):9-17.

[35] 桑隆康,马昌前.岩石学[M].2版.北京:地质出版社,2012.

Sang Longkang, Ma Changqian.Petrology[M].2nd ed.Beijing: Geological Publishing House,2012.

[36] 李君文,陈洪德,田景春,等.沉积有机相的研究现状及其应用[J].沉积与特提斯地质,2004,24(2):96-100.

Li Junwen,Chen Hongde,Tian Jingchun, et al.Sedimentary organic facies:Current research and applications[J].Sedimentary Geology and Tethyan Geology,2004,24(2):96-100.

[37] 姜在兴.沉积学[M].北京:石油工业出版社,2003.

Jiang Zaixing.Sedimentology[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2003.

[38] 陈琪.沾化凹陷罗家地区古近系沙三下亚段沉积特征研究[D].北京:中国地质大学(北京),2012.

Chen Qi.Study on sedimentary characteristics of the lower part of the third member of Shahejie Formation in LuoJia area,Zhanhua Sag[D].Beijing:China University of Geosciences(Beijing),2012.

[39] 王鸿升,胡天跃.渤海湾盆地沾化凹陷页岩油形成影响因素分析[J].天然气地球科学,2014,25(S1):141-149.

Wang Hongshen,Hu Tianyue.Analysis of influence factors of shale oil formation in Zhanhua Depression of Bohai Bay Basin[J].Natural Gas Geoscience,2014,25(S1):141-149.

[40] 邓美寅,梁超.渤南洼陷沙三下亚段泥页岩储集空间研究:以罗69井为例[J].地学前缘,2012,19(1):173-181.

Deng Meiyin,Liang Chao.Studies on reservoir space of mudstone and shale of the lower section of Es3 in Bonan Subbasin:An example from Well Luo 69[J].Earth Science Frontiers,2012,19(1):173-181.

[41] 王永诗,李政,巩建强,等.济阳拗陷页岩油气评价方法:以沾化凹陷罗家地区为例[J].石油学报,2013,34(1):83-91.

Wang Yongshi,Li Zheng,Gong Jianqiang, et al.Discussion on an evaluation method of shale oil and gas in Jiyang depression:A case study on LuoJia area in Zhanhua sag[J].Acta Petrolei Sinica,2013,34(1):83-91.

[42] 贾岫.沾化凹陷罗家地区古近系沙三下泥页岩储层形成与分布规律研究[D].北京:中国地质大学(北京),2012.

Jia Shen.Study on formation and distribution of the shale reservoir in the lower third member of Paleogene Shahejie Formation in LuoJia Area of Zhanhua Sag[D].Beijing:China University of Geosciences(Beijing),2012.

[43] 刘惠民,张守鹏,王朴,等.沾化凹陷罗家地区沙三段下亚段页岩岩石学特征[J].油气地质与采收率,2012,19(6):11-15.

Liu Huimin,Zhang Shoupeng,Wangpu, et al.Lithologic characteristics of Lower Es<sub>3</sub> shale in LuoJia area,Zhanhua sag[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2012,19(6):11-15.

[44] 张凡芹,王伟锋,张晶,等.沾化凹陷断层对沉积的控制作用[J].石油大学学报:自然科学版,2005,29(5):1-6.

Zhang Fanqin,Wang Weifeng,Zhang Jing, et al.Controlling of faults on sedimentation in Zhanhua Sag[J].Journal of the University of Petroleum,China,2005,29(5):1-6.

[45] Ding F,Cai J G,Song M S, et al.The relationship between organic matter and specific surface area in <2 μm clay size fraction of muddy source rock[J].Science China Earth Sciences,2013,56(8):1343-1349.

[46] 刘传联,舒小辛,刘志伟.济阳拗陷下第三系湖相生油岩的微观特征[J].沉积学报,2001,19(2):293-298.

Liu Chuanlian,Shu Xiaoxin,Liu Zhiwei.Micro-characteristics of Paleogene lacustrine petroleum source rocks in Jiyang Depression[J].Acta Sedimentologica Sinica,2001,19(2):293-298.

[47] Zhu X J,Cai J G,Song G Q, et al.Factors influencing the specific surface areas of argillaceous source rocks[J].Applied Clay Science,2015,109/110:83-94.

(编辑 徐文明)

(上接第 203 页)

[22] 郭少斌,黄磊.页岩气储层含气性影响因素及储层评价:以上扬子古生界页岩气储层为例[J].石油实验地质,2013,35(6):601-606.

Guo Shaobin,Huang Lei.Gas-bearing influential factors and evaluation of shale gas reservoir:A case study of Paleozoic shale gas reservoir in Upper Yangtze region[J].Petroleum Geology & Experiment,2013,35(6):601-606.

[23] 程鹏,肖贤明.很高成熟度富有机质页岩的含气性问题[J].煤炭学报,2013,38(5):737-741.

Cheng Peng,Xiao Xianming.Gas content of organic-rich shales with very high maturities[J].Journal of China Coal Society,2013,38(5):737-741.

[24] 王玉满,董大忠,程相志,等.海相页岩有机质碳化的电性证据及其地质意义:以四川盆地南部地区下寒武统筇竹寺组页岩为例[J].天然气工业,2014,34(8):1-7.

Wang Yuman,Dong Dazhong,Cheng Xiangzhi, et al.Electric property evidences of the carbonification of organic matters in marine shales and its geologic significance:A case of the Lower Cambrian Qiongzhusi shale in southern Sichuan Basin[J].Natural Gas Industry,2014,34(8):1-7.

(编辑 徐文明)