

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.183>



川西南地区下寒武统筇竹寺组页岩气纵向 差异富集主控因素

王鹏威^{1,2,3}, 刘忠宝^{1,2,3}, 金之钧^{1,2,3*}, 刘光祥^{1,2,3}, 聂海宽^{1,2,3}, 冯动军^{1,2,3}, 陈筱⁴

1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083
2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 100083
3. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083
4. 中国海洋石油国际有限公司, 北京 100027

摘要: 川西南地区筇竹寺组发育多套富有机质页岩, 但上部优质页岩的含气性明显好于下部优质页岩。应用热解实验、物性测试、全岩矿物 X 衍射、低温氮气吸附、氩离子抛光—扫描电镜等方法对筇竹寺组页岩地化、储层、封盖条件等开展分析, 揭示筇竹寺组页岩气纵向差异富集的主控因素。研究表明, 页岩气差异富集的主要控制因素为: (1) 页岩有机质富集程度: 筇竹寺组上部页岩段 TOC 含量相对较高、分布集中, 下部优质页岩段 TOC 含量较低且分布不均、分散, 从而导致页岩纵向生烃物质条件、有机质孔隙发育及微孔(比表面)的差异。(2) 页岩岩矿组成及储层特征: 上部优质页岩段粘土含量高且以伊蒙混层为主, 有利于吸附气富集, 该页岩段以有机质孔隙为主, 微孔相对比较发育但孔隙度较高, 下部优质页岩以粘土矿物孔、脆性矿物粒间孔及微裂缝为主, 介孔相对比较发育但孔隙度较低。(3) 保存条件: 上页岩段顶底板发育完整且岩性致密, 对页岩气层具有较好的保护作用; 下页岩段底部存在碳酸盐岩古风化壳, 底板对页岩气的保存能力薄弱。因此, TOC 含量高、粘土矿物含量高、有机质孔隙发育、顶底板条件好是决定上部优质页岩段含气性优于下部页岩段的主要因素。

关键词: 页岩气; 差异富集; 主控因素; 下寒武统; 筇竹寺组; 川西南地区; 油气地质。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2019)11-3628-11

收稿日期: 2019-07-19

Main Control Factors of Shale Gas Differential Vertical Enrichment in Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Southwest Sichuan Basin, China

Wang Pengwei^{1,2,3}, Liu Zhongbao^{1,2,3}, Jin Zhijun^{1,2,3*}, Liu Guangxiang^{1,2,3}, Nie Haikuan^{1,2,3}, Feng Dongjun^{1,2,3}, Chen Xiao⁴

1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China
2. Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration & Production, SINOPEC, Beijing 100083, China
3. Research Institute of Petroleum Exploration & Production, SINOPEC, Beijing 100083, China
4. CNOOC International Ltd., Beijing 100027, China

Abstract: Multiple shale gas intervals occur in the Qiongzhusi Formation in the Southwest Sichuan basin, where gas contents in upper shale section are significantly higher than those in the lower shale section. Main control factors of shale gas differential vertical enrichment in Qiongzhusi Formation were understood through analyzing geochemical feature, reservoir and sealing

基金项目: 中国博士后科学基金项目(No.2017M610150); 国家重大专项(No.2017ZX05036-004-007); 国家自然科学基金项目(No.41872124)。

作者简介: 王鹏威(1986—), 男, 博士, 主要从事非常规油气地质研究工作。E-mail: wangpw.syky@sinopec.com

***通讯作者:** 金之钧, E-mail: jinzhj.syky@sinopec.com

引用格式: 王鹏威, 刘忠宝, 金之钧, 等, 2019. 川西南地区下寒武统筇竹寺组页岩气纵向差异富集主控因素. 地球科学, 44(11):3628-3638.

conditions with rock pyrolysis, physical experiments, XRD diffraction, and field-emission scanning electron microscopy. The main control factors can be summarized as follows. (1) TOC content. It is higher and enriched in the upper shale section but lower and scattered in the lower shale section, resulting in the difference in hydrocarbon generation, organic pores and micro-pore growth. (2) Mineral component and reservoir property. The upper shale is characterized by high clay mineral content, especially I/S content, which contributes to the adsorbed gas. The porosity of upper shale is higher than that of lower shale, where organic pores are the main pore space. The lower shales are mainly composed of clay mineral pores, intergranular pores and micro-fractures. Compared with the lower shales, the clay mineral content in the upper shale is higher, which is dominated by I/S mixed layer that can make an important contribution to the enrichment of adsorbed gas. (3) Sealing conditions. The top and floor of the upper shale section are well developed, however, the bottom of the lower shale section is relatively weak due to the existence of paleo-weathering carbonate crust at the bottom of the shale. Therefore, high TOC, high clay mineral content and well-developed organic pores, good sealing conditions contribute to the enrichment of shale gas at upper shale section.

Key words: shale gas; difference in gas enrichment; main control factor; Lower Cambrian; Qiongzhusi Formation; Southwest Sichuan basin; petroleum geology.

0 引言

四川盆地位于我国西部,古生界发育寒武系、志留系与二叠系等多套海相富有机质页岩,是目前我国页岩气勘探开发的主要地区(黄金亮等,2012;董大忠等,2014)。下寒武统筇竹寺组是其重要的页岩气勘探层系之一。前期针对四川盆地下寒武统筇竹寺组页岩 36 口老井复查统计发现其中 30 口井有富气显示,尤其是 W5 井在筇竹寺组页岩段中途测试获日产 $2.46 \times 10^4 \text{ m}^3$ 工业气流(闫存章等,2009)。近年来,威远地区 W201 井筇竹寺组压裂测试获日产气 $1.08 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、W201-H3 井获日产气 $2.83 \times 10^4 \text{ m}^3$,井研一缝为地区 JS1 井和 JY1 井下寒武统筇竹寺组压裂测试获日产气 $4 \times 10^4 \sim 6 \times 10^4 \text{ m}^3$,充分揭示了四川盆地寒武系筇竹寺组良好的页岩气勘探潜力。JY1 井和 JS1 井层序与沉积旋回分析表明,川西南寒武系筇竹寺组富有机质页岩段纵向可进一步划分为 2 段,页岩横向可对比性好。不同层段页岩气富集特征存在差异,以 JY1 井为例,金页 1 井也在筇竹寺组共钻遇油气显示 7 层,共计 247.00 m,其中钻遇页岩气层 39.00 m/1 层,页岩含气层 206.00 m/5 层,微含气层 2.00 m/1 层。岩心含气量分析表明,上部页岩层段含气量为 $0.53 \sim 4.69 \text{ m}^3/\text{t}$,平均值为 $1.68 \text{ m}^3/\text{t}$;下部页岩层段含气量为 $0.34 \sim 2.12 \text{ m}^3/\text{t}$,平均值为 $0.64 \text{ m}^3/\text{t}$ 。但是,寒武系筇竹寺组上部和下部页岩段天然气差异富集的主控因素仍不清楚,已成为制约寒武系深层页岩气勘探进程的重要瓶颈问题。本文以川西南地区 JY1 井和 JS1 井下寒武统筇竹寺组为例,采用热解实验、全岩矿物 X 衍射、低温氮气吸附、氩离子抛光—扫描电镜、

氦气孔隙度测定等多种技术方法综合开展四川盆地筇竹寺组页岩气成藏条件研究,揭示筇竹寺组上、下优质页岩段页岩气差异富集主控因素。该研究对发展指导四川盆地及周缘下寒武统页岩气勘探具有重要的启示意义。

1 地质概况

四川盆地寒武系筇竹寺组富有机质页岩地层厚度较大,一般为 60~150 m,最大可达 190 m,其主要受早寒武世筇竹寺组早期 2 个大型的深水陆棚相区控制(西南部资阳—长宁一线近南北向、四川盆地之外东南部鄂渝黔)(图 1)。其差别在于前者为靠近西部古陆物源区,夹持于砂泥质浅水陆棚内部,受继承性克拉通内裂陷控制的带状展布的碳泥质深水陆棚相沉积,而后者为浅海大陆架上远离物源、靠近深海区的碳泥质深水陆棚沉积。城口—房县以北地区仍为硅碳质斜坡—深水盆地相沉积,主要发育薄层黑色硅质页岩、碳质页岩(马文辛等,2012;王淑芳等,2016);整体而言,四川盆地早寒武世岩相及沉积相类型丰富多样,砂泥质、泥质、碳酸盐质、混积等均有发育,如江油—井研—昭通—禄劝以西的地区发育滨岸相中—细砂岩及浅水砂泥质陆棚沉积,利川地区发育浅水灰泥质陆棚沉积,丁山地区发育浅水砂泥灰质互层的混积陆棚沉积,其发育除受相对海平面升降变化(快速海侵—缓慢海退)控制外,还与砂质碎屑古陆物源区及碳酸盐岩水下隆起的发育密切相关。

川西南下寒武统筇竹寺组泥页岩段整体沉积厚度大、粉砂质含量高。纵向上表现为快速海侵—缓慢海退的沉积特点,发育 4 套(本文将其划分为上

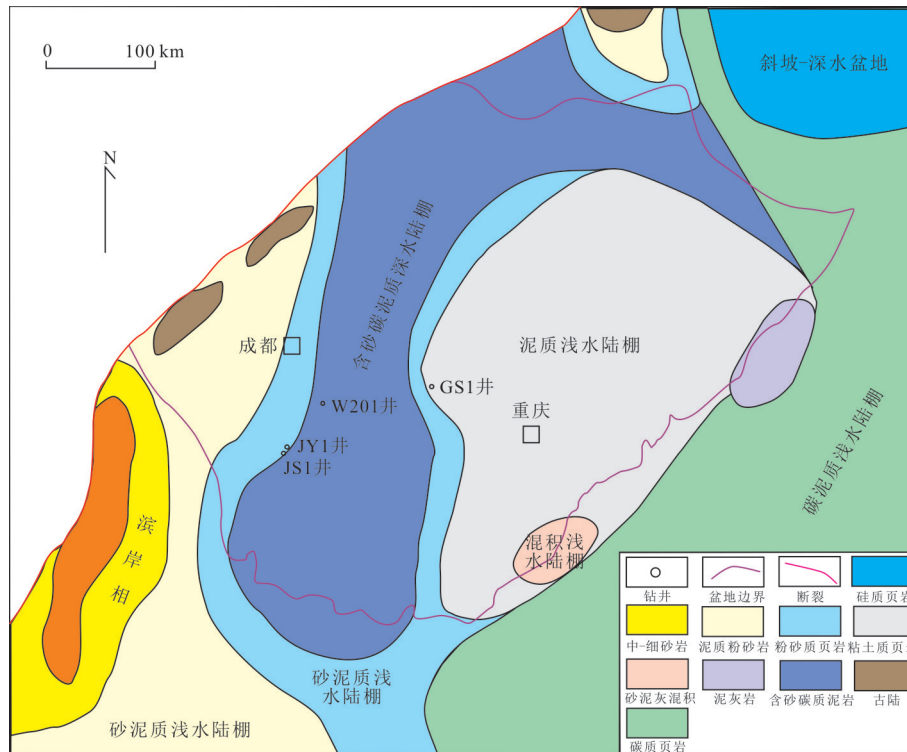


图 1 四川盆地筇竹寺组沉积相平面分布

Fig. 1 Deposition map of the Qiongzhusi Formation in Southwest Sichuan basin

页岩段和下页岩段)深水陆棚相富有机质页岩层段(图 2),富有机质页岩段与其他段相比具有高自然伽马值、砂质含量相对低、TH/U 比低(<2)的特点,如 JY1 井取心段 3 276.0~3 315.0 m,岩性为黑色碳质页岩夹薄层灰质条带、灰质粉砂岩,受陆源碎屑影响较小,水体较深,黄铁矿较发育,反映其处于还原环境,主要为深水陆棚相碳质页岩沉积。

2 页岩有机地化特征

筇竹寺组富有机质页岩有机质以固体沥青、藻类体为主,占到有机显微组分总含量的 90% 左右,矿物沥青基质含量较低,占到 10% 左右。藻类体主要以球形藻类和具刺异源类为主,其次为细菌类和浮游宏观藻类,且上部和下部富有机质页岩段无明显的差异(赵相宽等,2018)。固体沥青主要分布于裂缝或粒间孔隙(图 3a),藻类体降解呈微粒化分布(图 3b),干酪根类型指数多大于 90%。扫描电镜下有机质以腐泥型为主,呈无定形絮状,含量多在 95% 以上,反映出低等浮游生物是有机质的重要母质来源(张慧等,2015)。干酪根碳同位素偏负, $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -28.8‰ ~ -33.7‰ ,多小于 -29‰ ,属于 I 型干酪根,生烃能力强。岩心实测等效镜质体反射率

(R_o) 主要分布在 2.7%~3.1%,平均值为 2.9%,页岩处于高演化过成熟阶段。

有机质是页岩生烃的物质基础,其富集程度不仅决定页岩生烃潜力,也决定了页岩储层有机孔隙发育(Chalmers *et al.*, 2012; Curtis *et al.*, 2012; Wood and Hazra, 2017; Liu *et al.*, 2018; 王鹏威等,2019)。研究区筇竹寺组页岩有机质丰度具有上下高、中间低的特点,其中筇竹寺组上部 3 285~3 308 m 产气页岩段 TOC 含量为 0.55%~3.44%,平均值为 1.39%;中部页岩 TOC 含量基本小于 0.5% (由于测试原因,部分 TOC $<0.5\%$ 的样品已剔除),下部页岩层段中富有机质页岩含气量为 0.58%~2.52%,平均值为 1.19% (图 4);可见有机质含量较高的层段主要集中在筇竹寺组上部和下部页岩层段,且上部优质页岩段 TOC 含量比下部页岩段高。

除了有机质丰度的差异之外,上部优质页岩段主要为薄层碳质页岩,有机质分布较为集中(图 5a),但是下部优质页岩岩性混杂,主要为磷质白云岩、泥质云岩夹碳质页岩,有机质分布分散且不均匀(图 5b)。

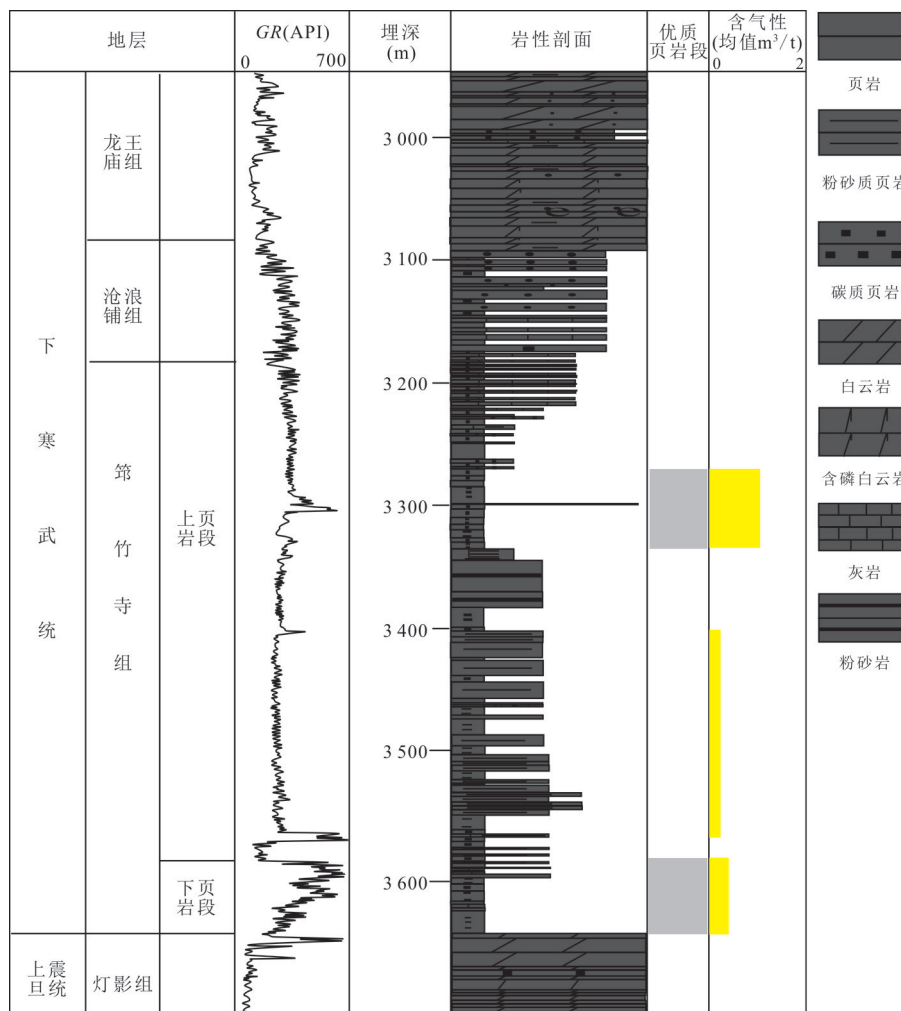


图 2 JY1 井筇竹寺组综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive stratigraphic column of Well JY1

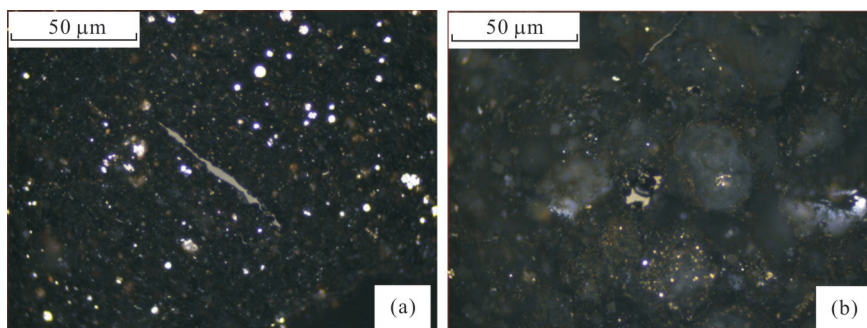


图 3 筇竹寺组页岩有机显微组分特征

Fig.3 Characteristics of organic macerals in the Qiongzhusi shales

a. 裂缝与粒间孔隙中的固体沥青, JY1 井, 3 275 m; b. 微粒化藻类体, JY1 井, 3 312 m

3 页岩储层储集能力

页岩岩心样品常规物性分析表明,纵向上不同层段孔隙度存在差异性(图 6)。上部优质页岩段 3 285~3 305 m 孔隙度最好,实测样品孔隙度为

0.94%~4.74%,平均值为 2.50%;筇竹寺组下部页岩孔隙度普遍偏低,下部优质页岩段 3 575~3 619 m 实测样品孔隙度为 0.16%~2.65%,平均值为 0.90%。整体而言, JY1 井页岩孔隙度具有自上而下逐渐降低的趋势,上部产气页岩层段物性明显好

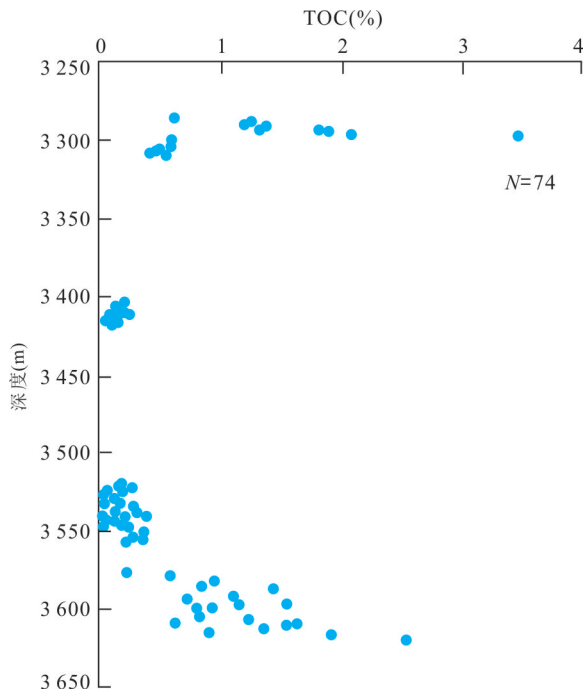


图4 筇竹寺组页岩 TOC 随深度变化

Fig.4 Histogram showing TOC variations with depth in the Qiongzhusi shales

于下部页岩层段。

氩离子抛光扫描电镜鉴定分析显示, JY1 井筇竹寺组页岩储集空间类型包括有机质孔、无机矿物孔(粘土矿物孔、脆性矿物粒间孔和粒内孔)、微裂缝 3 种类型(于炳松, 2013; Pommer and Milliken, 2015)。筇竹寺组上部优质页岩段主要以有机质孔为主(图 7a), 局部发育少量粘土矿物孔和微裂缝。有机质孔隙主要发育于板状粘土矿物层间有机质内部及草莓状黄铁矿晶间有机质内部(王香增等, 2018)(图 7b), 孔径大小从几十纳米到 150 nm 不等, 纳米孔圆度较差, 形态不规则, 无定向性, 较大纳米孔多分布在有机质中部, 纳米孔隙在有机质中占比

在 30% 以上; 下部优质页岩段主要以粘土矿物孔(图 7c)、脆性矿物粒间孔、粒内孔及微裂缝为主(图 7d), 局部发育磷灰石粒内溶蚀孔及少量有机质纳米孔(图 7e)。孔隙形态不规则, 孔径大小从几十纳米到 2 mm 不等, 最大超过 2 μm 。从有机质纳米孔隙与粘土矿物的接触关系来看, 局部无黄铁矿支撑的两粘土矿物层具有明显收敛闭合趋势, 反映黄铁矿晶粒对于粘土矿物层具有支撑作用, 使得早期粘土矿物层间孔隙在压实作用下仍然得以保存, 有机质才能进一步的充填并保存下来(图 7f)(罗小平等, 2015; 马中良等, 2017)。

因此, 通过对比可知, 有机质孔隙对筇竹寺组上部优质页岩储层储集空间具有重要的贡献, 其中, 高 TOC 含量是其有机质孔发育的重要物质基础(Loucks *et al.*, 2009; Milliken *et al.*, 2013; 刘忠宝等, 2017), 而粘土矿物间的黄铁矿晶粒对有机质孔的发育具有重要促进作用。

对比孔径统计结果表明, 筇竹寺组页岩孔径以小于 50 nm 为主, 100 nm 以上孔较为少见(图 8a), 其中, 上部页岩段页岩孔径小于 2 nm 和 2~50 nm 的孔隙占比分别为 26.99% 和 57.81%(表 1); 下部页岩段与上部相比, 2 nm 以下的孔隙明显减少, 但 2~50 nm 的孔隙略有增加(图 8b), 小于 2 nm 和 2~50 nm 的页岩孔径占比约为 10.16% 和 73.6%(表 1)。对比页岩有机质孔隙和无机孔隙的孔径可知, 有机孔隙为纳米级别, 细粒矿物相关孔隙的孔径多为微米—纳米级(李军等, 2016)。结合筇竹寺组不同层段页岩孔隙类型和孔径可知, 上部优质页岩中微孔较多主要是由有机孔发育造成。对比不同页岩层段的 TOC 与比表面可发现, 上部优质页岩 TOC 与比表面呈正相关关系, 而下部优质页岩 TOC 与比表面没有明显的相关性(图 9)。由此说明, 上部优质页岩

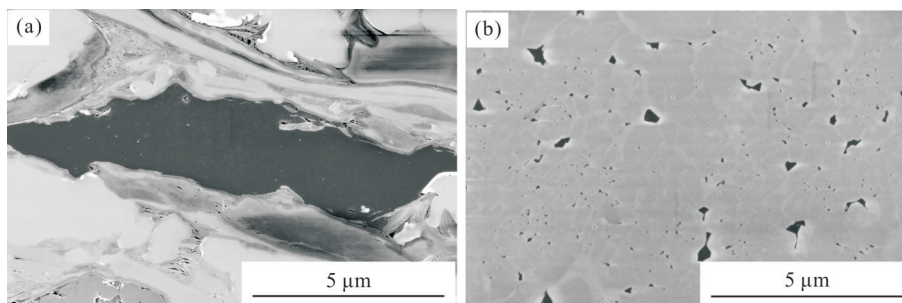


图5 筇竹寺组上部优质页岩和下部优质页岩富集特征对比

Fig.5 Enrichment difference of upper and lower organic-rich shales in the Qiongzhusi Formation

a. JY1 井, 筇竹寺组页岩, 3 294.9 m; b. JY1 井, 筇竹寺组页岩, 3 616.2 m

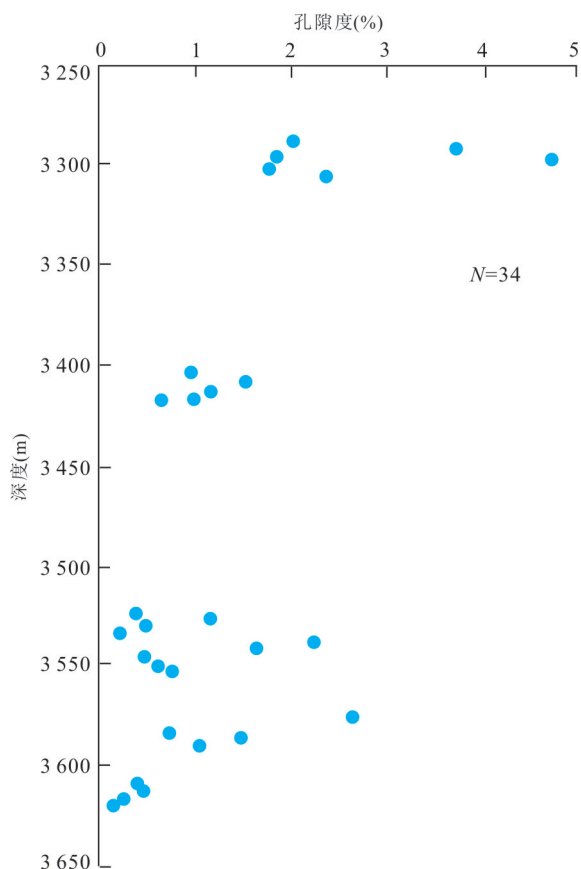


图 6 筇竹寺组不同页岩层段孔隙度变化

Fig.6 Variations of porosity in different shale reservoirs in the Qiongzhusi Formation

岩高 TOC 含量(有机孔隙发育)对提高页岩储层的吸附能力具有重要意义(Hickey and Henk, 2007; Ross and Bustin, 2008, 2009; Wang *et al.*, 2018).

JY1 井 X 衍射全岩定量分析结果表明(图 10a): 筇竹寺组主要由粘土矿物和脆性矿物组成,脆性矿物以石英和长石为主.其中粘土矿物含量为 12.5%~58.4%,平均值为 35%;石英含量为 19.6%~39.3%,平均值为 28.8%;钾长石含量为 2.3%~12.8%,平均值为 5.7%;斜长石含量为 6.9%~27.6%,平均值为 18.3%;方解石与白云石总含量在 10%左右.上部优质页岩层段粘土含量明显高于下部优质页岩段,以水平井钻进深度 3 300 m 为界,其上部 and 下部页岩粘土矿物含量分别为 52% 和 30%,粘土含量平均值相差

22%;但上部和下部优质页岩脆性矿物含量没有明显差异,上部优质页岩石英含量为 20.6%~38.5%,平均值为 26.5%,下部优质页岩的石英含量为 15.4%~43.9%,平均值为 29.7%.

JY1 井页岩样粘土矿物成分分析结果表明(图 10b),粘土矿物以伊蒙混层和伊利石为主,约占 80% 以上,其次为绿泥石和高岭石.伊蒙混层含量约为 20%~55%,平均值为 35.8%;伊利石含量约为 36%~63%,平均值为 45.2%;绿泥石含量约为 2%~30%,平均值为 13.4%.上部优质页岩层段粘土矿物成分与下部优质泥页岩层段相比,其差异主要表现为其伊蒙混层含量更高,伊利石、绿泥石与高岭石含量低的特点.其中,上部优质页岩段伊蒙混层含量和伊利石含量分别为 41.1% 和 45.9%,下部优质页岩段伊蒙混层含量和伊利石含量分别为 31.9% 和 68.1%,反映其成岩作用阶段及演化程度与下段存在一定差异.对比上下优质页岩段的页岩粘土矿物含量可以看出:上部优质页岩段粘土矿物中伊蒙混层相对含量较高,更有利于吸附气的富集(吉利明等, 2012a, 2012b).

4 顶底板条件

受喜山期构造运动的影响,川南—川西南地区筇竹寺组泥页岩由构造沉降转为构造快速抬升,在井研—犍为地区构造抬升幅度较小(约 3 500~4 000 m).以 JY1 井为例,晚期构造抬升可分为 3 期(图 11a),其中第 1 期和第 3 期抬升幅度较大,反映出这 2 期构造挤压相对强烈,有利于构造裂缝的发育. JY1 井岩心观察表明,筇竹寺组泥页岩中构造裂缝较为发育,且表现为多期裂缝相互切割的特征(图 11b).如果没有良好的顶底板条件,裂缝可形成页岩气的散失通道,从而不利于页岩气的富集和保存.由此可见,页岩顶底板条件对于页岩气保存具有重要的控制作用(郭旭升, 2014; 郭旭升等, 2014; 金之钧等, 2016; 聂海宽等, 2016).

井研—犍为地区下寒武统筇竹寺组上部优质页岩段远离震旦系不整合面,顶底板发育完整,保

表 1 JY1 井筇竹寺组上部优质页岩和下部优质页岩孔径比例

Table 1 Pore populations of upper and lower organic-rich shale in the Qiongzhusi Formation, Well JY1

优质页岩段	<2 nm	2~10 nm	10~50 nm	50~100 nm	100~500 nm	>500 nm
上部	26.99%	34.08%	23.73%	0.74%	3.41%	11.04%
下部	10.16%	33.66%	39.94%	0.66%	0.98%	14.6%

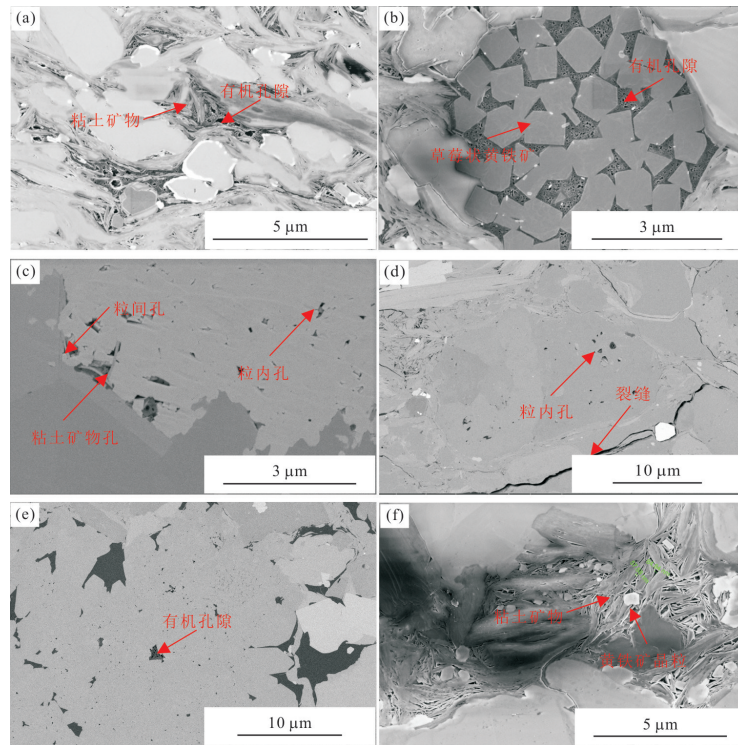


图 7 JY1井筇竹寺组页岩孔隙分类及孔隙结构特征

Fig.7 Pore types and pore structure in the Qiongzhusi shales from Well JY1

a. 粘土矿物间有机孔隙, 3 294.9 m; b. 草莓状黄铁矿间的有机孔隙, 3 294.9 m; c~d. 下部优质页岩段发育粘土矿物孔, 粒间孔、粒内孔及微裂缝, 3 584.0 m (c)、3 309.1 m (d); e. 下部页岩局部发育有机孔隙, 3 544.6 m; f. 粘土矿物被黄铁矿晶粒支撑, 3 296.3 m

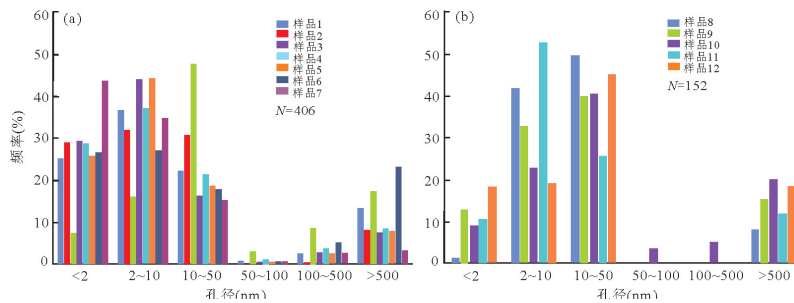


图 8 JY1井筇竹寺组上部优质页岩(a)和下部优质页岩(b)孔径分布

Fig.8 Pore diameters of upper organic-rich shale (a) and lower organic-rich shale (b) in the Qiongzhusi Formation, Well JY1

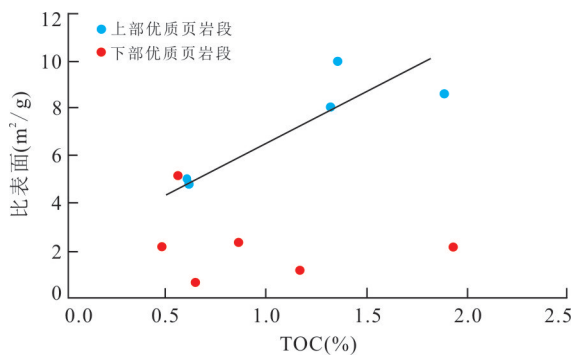


图 9 筇竹寺组页岩 TOC 与比表面积关系

Fig.9 Cross plot of TOC vs. specific surface area of the Qiongzhusi shales

存条件较好。JS1井、JY1井上部优质页岩段的顶板主要为一套深灰色泥页岩及灰色粉砂质页岩, 厚度为 95~102 m, 分布相对稳定; 底板主要为一套灰色、深灰色粉砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质页岩、页岩, 其中 JY1井底板主要以泥质粉砂岩、粉砂质页岩为主(图 12), JS1井底板主要以粉砂质页岩、页岩为主, 厚度约为 167~212 m, 且顶底板孔隙度、渗透率均极低, 裂缝欠发育; 下部优质页岩段的顶板为上部页岩段的底板, 特征相似, 其底板为震旦系灯影组白云岩(图 12), 两者之间为不整合接触, 存在古风化壳。目前已在风化壳内获工业气流, 日产气为

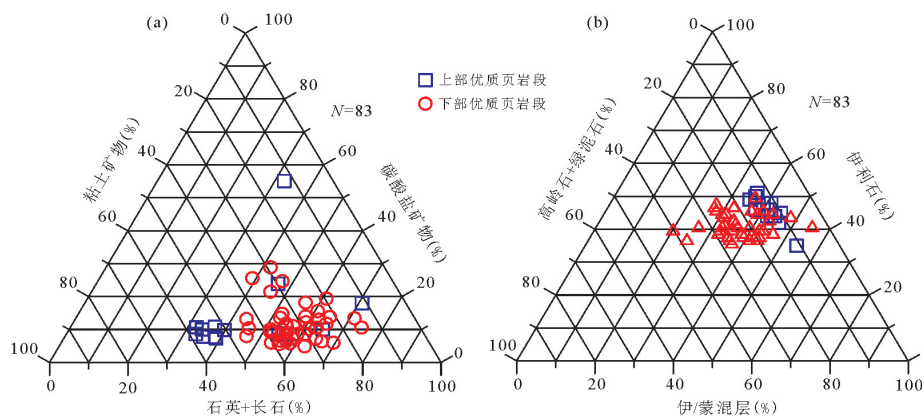


图 10 筇竹寺组页岩矿物组成(a)及粘土矿物组成三角图(b)

Fig.10 Ternary diagrams showing mineral components (a) and clay minerals (b) of the Qiongzhusi shales

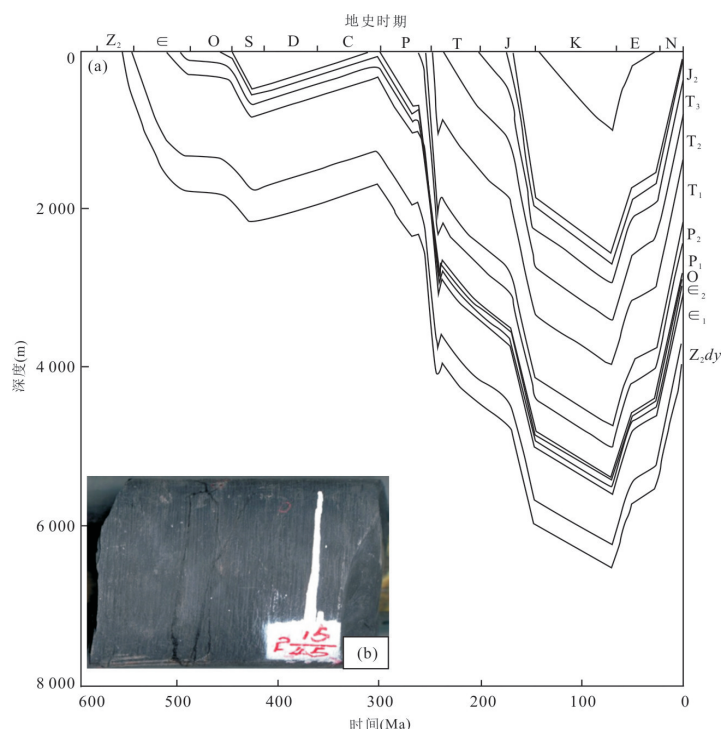


图 11 JY1井埋藏史(a)及岩心构造裂缝发育特征(b)

Fig. 11 Burial history of Well JY1 (a) and structural fractures of core sample (b)

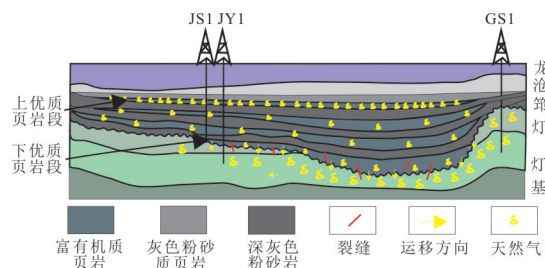


图 12 下寒武统筇竹寺组保存条件对比及差异富集模式

Fig.12 Comparison of sealing conditions and differences of gas enrichment in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation

$4.737 \times 10^4 \text{ m}^3$, 进一步说明底板白云岩储集性能较好, 对筇竹寺组下部页岩气的保存不利. 因此, 下寒武统筇竹寺组页岩顶底板保存条件差异也是造成二者含气性差异的重要原因.

5 结论

(1) 筇竹寺组页岩纵向 TOC 含量存在差异: 上部优质页岩段 TOC 含量相对较高且分布集中, 下部优质页岩段 TOC 含量较低且较分散. 该差异导

致上部页岩和下部页岩生烃物质条件、有机质孔隙以及微孔(比表面)发育有所不同。

(2)上部优质页岩段与下部优质页岩段的岩矿组成和储集条件均存在明显差异。上部优质页岩粘土矿物含量较高,且粘土矿物以伊蒙混层为主,可对吸附气的富集具有重要的贡献。上部优质页岩以有机孔隙为主,微孔发育程度较高但孔隙度较大;下部优质页岩段主要以粘土矿物孔、脆性矿物粒间孔及微裂缝为主,介孔发育程度较高但孔隙度较小。

(3)下寒武统筇竹寺组页岩顶底板发育存在差异。上部优质页岩段顶底板发育完整且岩性致密,具有较好的屏蔽作用。下部优质页岩段的顶板发育,但是由于存在碳酸盐岩古风化壳,底板相对薄弱,从而导致下部页岩气的逸散。

因此,TOC含量高、粘土矿物含量高、有机质孔隙发育、顶底板条件好是下寒武统筇竹寺组上部优质页岩段页岩气富集的主要控制因素。

致谢:感谢匿名审稿人给予的宝贵建议。

References

- Chalmers, G. R., 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. <https://doi.org/10.1306/10171111052>
- Curtis, M. E., Cardott, B. J., Sondergeld, C. H., et al., 2012. Development of Organic Porosity in the Woodford Shale with Increasing Thermal Maturity. *International Journal of Coal Geology*, 103: 26–31. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.08.004>
- Dong, D.Z., Gao, S.K., Huang, J.L., et al., 2014. A Discussion on the Shale Gas Exploration & Development Prospect in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 34(12): 1–15 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X.S., 2014. Rules of Two-Factor Enrichment for Marine Shale Gas in Southern China—Understanding from the Longmaxi Formation Shale Gas in Sichuan Basin and Its Surrounding Area. *Acta Geologica Sinica*, 88(7): 1209–1218 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X.S., Hu, D.F., Wen, Z.D., et al., 2014. Major Factors Controlling the Accumulation and High Productivity in Marine Shale Gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and Its Periphery: A Case Study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba Area. *Geology in China*, 41(3): 893–901 (in Chinese with English abstract).
- Hickey, J. J., Henk, B., 2007. Lithofacies Summary of the Mississippian Barnett Shale, Mitchell 2 T. P. Sims Well, Wise County, Texas. *AAPG Bulletin*, 91(4): 437–443. <https://doi.org/10.1306/12040606053>
- 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).
- Ji, L.M., Qiu, J.L., Xia, Y.Q., et al., 2012a. Micro-Pore Characteristics and Methane Adsorption Properties of Common Clay Minerals by Electron Microscope Scanning. *Acta Petrolei Sinica*, 33(2): 249–256 (in Chinese with English abstract).
- Ji, L.M., Qiu, J.L., Zhang, T.W., et al., 2012b. Experiments on Methane Adsorption of Common Clay Minerals in Shale. *Earth Science*, 37(5): 1043–1050 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2012.111>
- Jin, Z.J., Hu, Z.Q., Gao, B., et al., 2016. Controlling Factors on the Enrichment and High Productivity of Shale Gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, Southeastern Sichuan Basin. *Earth Science Frontiers*, 23(1): 1–10 (in Chinese with English abstract).
- Li, J., Jin, W.J., Wang, L., et al., 2016. Quantitative Evaluation of Organic and Inorganic Pore Size Distribution by NMR: A Case from the Silurian Longmaxi Formation Gas Shale in Fuling Area, Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 37(1): 129–134 (in Chinese with English abstract).
- Liu, S.G., Deng, B., Luba J., et al., 2018. Multi-Stage Basin Development and Hydrocarbon Accumulations: A Review of the Sichuan Basin at Eastern Margin of the Tibetan Plateau. *Journal of Earth Science*, 29(2): 307–325.
- Liu, Z.B., Gao, B., Hu, Z.Q., et al., 2017. Reservoir Characteristics and Pores Formation and Evolution of High Maturated Organic Rich Shale: A Case Study of Lower Cambrian Jiumenchong Formation, Southern Guizhou Area. *Acta Petrolei Sinica*, 38(12): 1381–1389 (in Chinese with English abstract).
- 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(12): 848–861. <https://doi.org/10.2110/jsr.2009.092>

- Luo, X.P., Wu, P., Zhao, J.H., et al., 2015. Study Advances on Organic Pores in Organic Matter-Rich Mud Shale. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 42(1):50–59 (in Chinese with English abstract).
- Ma, W.X., Liu, S.G., Huang, W.M., et al., 2012. Mud Shale Reservoirs Characteristics of Qiongzhusi Formation on the Margin of Sichuan Basin, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 39(2): 182–189 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Z.L., Zheng, L.J., Xu, X.H., et al., 2017. Thermal Simulation Experiment on the Formation and Evolution of Organic Pores in Organic-Rich Shale. *Acta Petrolei Sinica*, 38(1): 23–30 (in Chinese with English abstract).
- Milliken, K. L., Rudnicki, M., Awwiller, D. N., et al., 2013. Organic Matter-Hosted Pore System, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania. *AAPG Bulletin*, 97(2): 177–200. <https://doi.org/10.1306/07231212048>
- Nie, H.K., Jin, Z.J., Bian, R.K., et al., 2016. The “Source-Cap Hydrocarbon - Controlling” Enrichment of Shale Gas in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and Its periphery. *Acta Petrolei Sinica*, 37(5):557–571 (in Chinese with English abstract).
- Pommer, M., Milliken, K., 2015. Pore Types and Pore-Size Distributions across Thermal Maturity, Eagle Ford Formation, Southern Texas. *AAPG Bulletin*, 99(9): 1713–1744. <https://doi.org/10.1306/03051514151>
- Ross, D. J. K., Bustin, R. M., 2008. Characterizing the Shale Gas Resource Potential of Devonian - Mississippian Strata in the Western Canada Sedimentary Basin: Application of an Integrated Formation Evaluation. *AAPG Bulletin*, 92(1): 87–125. <https://doi.org/10.1306/09040707048>
- Ross, D. J. K., Bustin, R.M., 2009. The Importance of Shale Composition and Pore Structure upon Gas Storage Potential of Shale Gas Reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, 26(6): 916–927. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.06.004>
- Wang, P. W., Chen, Z. H., Jin, Z. J., et al., 2018. Shale Oil and Gas Resources in Organic Pores of the Devonian Duvernay Shale, Western Canada Sedimentary Basin Based on Petroleum System Modeling. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 50: 33–42. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.10.027>
- Wang, P.W., Chen, Z.H., Jin, Z.J., et al., 2019. Optimizing Parameter “Total Organic Carbon Content” for Shale Oil and Gas Resource Assessment: Taking West Canada Sedimentary Basin Devonian Duvernay Shale as an Example. *Earth Science*, 44(2): 504–512 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.191>
- Wang, S.F., Zhang, Z.Y., Dong, D.Z., et al., 2016. Microscopic Pore Structure and Reasons Making Reservoir Property Weaker of Lower Cambrian Qiongzhusi Shale, Sichuan Basin, China. *Natural Gas Geoscience*, 27(9): 1619–1628 (in Chinese with English abstract).
- Wang, X.Z., Zhang, L.X., Lei, Y.H., et al., 2018. Characteristics of Migrated Solid Organic Matters and Organic Pores in Low Maturity Lacustrine Shale: A Case Study of the Shale in Chang 7 Oil-Bearing Formation of Yanchang Formation, Southeastern Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 39(2): 141–151 (in Chinese with English abstract).
- Wood, D. A., Hazra, B., 2017. Characterization of Organic-Rich Shales for Petroleum Exploration & Exploitation: A Review—Part 2: Geochemistry, Thermal Maturity, Isotopes and Biomarkers. *Journal of Earth Science*, 28(5): 758–778. <https://doi.org/10.1007/s12583-017-0733-9>
- Yan, C.Z., Huang, Y.Z., Ge, C.M., et al., 2009. Shale Gas: Enormous Potential of Unconventional Natural Gas Resources. *Natural Gas Industry*, 29(5): 1–6 (in Chinese with English abstract).
- Yu, B. S., 2013. Classification and Characterization of Gas Shale Pore System. *Earth Science Frontiers*, 20(4): 211–220 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, H., Jiang, S.J., Pang, Q.F., et al., 2015. SEM Observation of Organic Matter in the Eopaleozoic Shale in South China. *Oil & Gas Geology*, 36(4): 675–680 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, X.R., Shi, X.Y., Wang, X.Q., et al., 2018. Stepwise Oxygenation of Early Cambrian Ocean Drove Early Metazoan Diversification. *Earth Science*, 43(11):3873–3890 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.143>

附中文参考文献

- 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 等, 2014. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景. *天然气工业*, 34(12):1–15.
- 郭旭升, 2014. 南方海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识. *地质学报*, 88(7):1209–1218.
- 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等, 2014. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰

- 组—龙马溪组为例. 中国地质, 41(3):893—901.
- 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.
- 吉利明, 邱军利, 夏燕青, 等, 2012a. 常见黏土矿物电镜扫描微孔隙特征与甲烷吸附性. 石油学报, 33(2): 249—256.
- 吉利明, 邱军利, 张同伟, 等, 2012b. 泥页岩主要黏土矿物组分甲烷吸附实验. 地球科学, 37(5):1043—1050.
- 金之钧, 胡宗全, 高波, 等, 2016. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素. 地学前缘, 23(1): 1—10.
- 李军, 金武军, 王亮, 等, 2016. 利用核磁共振技术确定有机孔与无机孔孔径分布——以四川盆地涪陵地区志留系龙马溪组页岩气储层为例. 石油与天然气地质, 37(1): 129—134.
- 刘忠宝, 高波, 胡宗全, 等, 2017. 高演化富有机质页岩储层特征及孔隙形成演化——以黔南地区下寒武统九门冲组为例. 石油学报, 38(12): 1381—1389.
- 罗小平, 吴飘, 赵建红, 等, 2015. 富有机质泥页岩有机质孔隙研究进展. 成都理工大学学报(自然科学版), 42(1): 50—59.
- 马文辛, 刘树根, 黄文明, 等, 2012. 四川盆地周缘筇竹寺组泥页岩储层特征. 成都理工大学学报(自然科学版), 39(2): 182—189.
- 马中良, 郑伦举, 徐旭辉, 等, 2017. 富有机质页岩有机孔隙形成与演化的热模拟实验. 石油学报, 38(1): 23—30.
- 聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 等, 2016. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气“源—盖控藏”富集. 石油学报, 37(5):557—571.
- 王鹏威, 谌卓恒, 金之钧, 等, 2019. 页岩油气资源评价参数之“总有机碳含量”的优选:以西加盆地泥盆系 Duvernay 页岩为例. 地球科学, 44(2):504—512.
- 王淑芳, 张子亚, 董大忠, 等, 2016. 四川盆地下寒武统筇竹寺组页岩孔隙特征及物性变差机制探讨. 天然气地球科学, 27(9): 1619—1628.
- 王香增, 张丽霞, 雷裕红, 等, 2018. 低熟湖相页岩内运移固体有机质和有机质孔特征——以鄂尔多斯盆地东南部延长组长 7 油层组页岩为例. 石油学报, 39(2): 141—151.
- 闫存章, 黄玉珍, 葛春梅, 等, 2009. 页岩气是潜力巨大的非常规天然气资源. 天然气工业, 29(5): 1—6.
- 于炳松, 2013. 页岩气储层孔隙分类与表征. 地学前缘, 20(4): 211—220.
- 张慧, 焦淑静, 庞起发, 等, 2015. 中国南方早古生代页岩有机质的扫描电镜研究. 石油与天然气地质, 36(4): 675—680.
- 赵相宽, 史晓颖, 王新强, 等, 2018. 寒武纪早期海洋阶段性氧化驱动早期后生动物多样化进程. 地球科学, 43(11): 3873—3890.