

刘娜娜, 张培先, 夏威, 等. 海陆过渡相与海相页岩气储层特征差异性分析——以南川地区龙潭组与龙马溪组为例[J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(10): 49-60.

LIU Na'na, ZHANG Peixian, XIA Wei, et al. The differences in reservoir property between marine and transitional facies shale gas: a case study of the Longtan Formation and the Longmaxi Formation in Nanchuan, Sichuan[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(10): 49-60.

# 海陆过渡相与海相页岩气储层特征差异性分析

## ——以南川地区龙潭组与龙马溪组为例

刘娜娜, 张培先, 夏威, 高全芳, 汪凯明, 周颀娜

(中国石油化工股份有限公司华东油气分公司, 南京 210019)

**摘要:**南川地区发育海陆过渡相、海相 2 种沉积类型的页岩层系, 以龙马溪组为代表的海相页岩气实现了商业开发, 而对以龙潭组为代表的海陆过渡相页岩气的认识程度较低。利用野外露头、钻井岩芯、薄片及氩离子抛光扫描电镜等实验数据和地层微电阻率扫描成像 (FMI) 测井等资料, 从沉积相、岩性组合、储集条件、矿物组分、可压性及含气性等方面, 开展这 2 套页岩储层特征的差异性分析。结果表明, 2 套储层在以上方面都存在较大差异: ①龙潭组岩性复杂, 发育粉砂质页岩、炭质页岩、灰质页岩、灰岩及煤层, 而龙马溪组主要以硅质页岩为主; ②受岩性、有机质类型及热演化程度影响, 龙潭组储集空间主要以微裂缝 (粒缘缝和收缩缝) 和无机孔为主, 而龙马溪组主要以有机质孔和微裂缝为主; ③龙潭组页岩黏土矿物含量高 (47.6%), 脆性矿物含量低 (35.8%), 杨氏模量低 (32.3 GPa), 泊松比高 (0.3), 塑性较强, 可压性差于龙马溪组页岩; ④龙潭组页岩含气量平均为  $2.2 \text{ m}^3/\text{t}$ , 吸附气占比 54.5%, 而龙马溪组页岩含气量平均为  $5.2 \text{ m}^3/\text{t}$ , 吸附气占比 43.3%。通过 2 套页岩层系储层差异性分析, 明确了龙潭组页岩储层具有岩性复杂、黏土矿物含量高、可压性差、吸附气占比高的特征。龙潭组一段页岩连续厚度大、含气量高、储集物性好, 从整体性评价来看, 是龙潭组的“甜点”段; 但其黏土矿物含量也高, 且地质“甜点”与工程“甜点”的耦合性较龙马溪组页岩差, 建议优化压裂工艺, 提高缝网改造体积和单井产量, 实现勘探突破。

**关键词:**海陆过渡相; 海相; 龙潭组; 页岩气; 储层特征; 差异性

中图分类号: P744.4; P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2023.184

## 0 引言

四川盆地及周缘发育陆相、海陆过渡相和海相等不同沉积相类型的页岩层系<sup>[1-7]</sup>, 近期以侏罗系凉山组二段、自流井组大安寨段为代表的陆相页岩油气实现了重大突破<sup>[8-9]</sup>, 正在开展开发评价试验, 以志留系龙马溪组为代表的海相页岩气实现了规

模商业开发<sup>[10-15]</sup>, 年产气超过  $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 而以龙潭组为代表的海陆过渡相页岩气处于勘探评价初期阶段, 随着近几年加大新层系的勘探开发力度, 龙潭组也取得进展, 川东北普光气田 M1 井在龙潭组试采获日产气  $(3.02 \sim 3.5) \times 10^4 \text{ m}^3$ , 林滩场地区 LY1 井在龙潭组钻遇良好气测显示, 川东南南川地区 YY1 井钻遇龙潭组暗色泥页岩累厚 49 m, 含气量平均为  $2.2 \text{ m}^3/\text{t}$ , 水平井测试日产气为  $0.39 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 显示龙潭组具有较大的勘探潜力。

海陆过渡相龙潭组整体地质认识程度较低, 在页岩气储层特征、富集规律及主控因素等方面认识尚不清晰<sup>[16-19]</sup>。优质储层是源储一体型页岩气藏富集的基础, 对页岩气富集高产起着重要作用, 不

收稿日期: 2023-07-24

资助项目: 中国石化科技项目“渝东南地区煤层气富集规律及勘探关键技术”(P24118)

第一作者: 刘娜娜(1989—), 女, 硕士, 助理研究员, 主要从事油气地质综合研究及勘探开发规划等方面的工作。E-mail: liunn.hdsj@sinopec.com

同沉积环境下形成的页岩储层在岩相、岩性、矿物组分、储集空间类型、可压性等方面具有各自鲜明的地质特点。海相龙马溪组页岩热演化程度较高、有机质类型以 I 型干酪根为主, 硅质含量高, 储集空间类型以有机质孔、层理缝、微裂缝为主, 局部发育无机孔, 原始生烃物质对海相硅质页岩储层建造起到了积极作用, TOC 含量与孔隙度呈正比, 较高的热演化程度和有机质类型有利于有机质孔发育, 且海相深水环境有利于层理缝或水平缝的发育<sup>[20-22]</sup>。海陆过渡相龙潭组页岩热演化程度较龙马溪组页岩低, 有机质类型为 III 型、II 型干酪根, 黏土矿物含量高, 原始生烃物质与储集空间的关系尚不明确<sup>[23-26]</sup>。

本文以南川地区龙潭组海陆过渡相页岩气与龙马溪组海相页岩气为研究对象, 选取龙潭组重点探井 YY1 井和龙马溪组重点探井 SY5 井, 采用 X 射线、氩离子抛光扫描电镜、现场解析等多种实验方法, 结合野外露头剖面、特殊测井等资料及勘探开发实践, 开展 2 套页岩层系储层特征差异性分析, 系统对比 2 套页岩的岩性组合、储集空间类型、可压性、含气性等, 明确龙潭组页岩储层特征, 优选“甜点”段, 指导龙潭组页岩气勘探部署, 对实现新层系页岩气勘探突破具有重要意义。

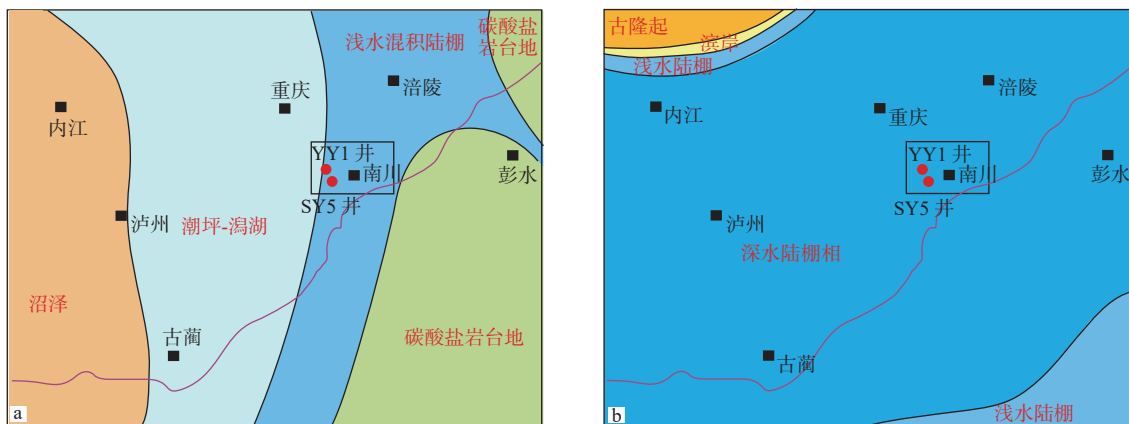
## 1 沉积类型与岩性差异性

早志留世, 四川盆地及周缘整体处于深水陆棚沉积, 水体较深 (>200 m), 封闭滞留环境下龙马溪组沉积岩性相对单一, 以黑色硅质页岩为主(图 1), 夹薄层泥质粉砂岩及粉砂质页岩, 厚 110~130 m,

总体具有较好的页岩气成藏条件。

早二叠世末期, 四川盆地受东吴运动影响构造抬升, 遭受剥蚀。晚二叠世初期大范围海退, 整个四川盆地的沉积相带从西南部到东北部依次为河湖相、滨岸沼泽、潮坪潟湖、碳酸盐岩台地相、台缘滩相、斜坡陆棚相、陆棚相<sup>[27-29]</sup>。南川地区龙潭组处于海陆过渡相向海相变化的中间地带, 沉积岩性以灰黑色页岩为主, 夹深灰色灰岩和 2~5 层薄煤层/煤线, 累积厚度为 75~83 m, 其中, 页岩为 50~65 m, 灰岩为 17~25 m, 煤为 5~7 m。根据沉积旋回、岩性、电性特征, 龙潭组纵向上可分为 3 段, 由下到上分别为潭一段、潭二段、潭三段, 发育炭质页岩、粉砂质页岩、灰质页岩、煤、灰岩 5 种岩性(图 2)。潭一段处于潟湖亚相, 厚 30.27 m, 岩性以灰黑色炭质页岩、灰质页岩为主, 夹 1 层薄层灰色灰岩, 顶、底各发育 1 层煤层, 底部为纹层状铝土质泥岩, TOC 介于 0.95%~8.78%, 平均 3.3%, 具有由下而上逐渐降低的趋势, 中—高伽马 (57.789~112.93 API)、低声波 (8.017~202.401  $\mu\text{s}/\text{m}$ )。潭二段处于潮坪灰坪亚相, 厚 16.48 m, 岩性以深灰色泥质灰岩、灰色含泥灰岩、灰白色灰岩为主, 夹 1 层薄层灰黑色页岩, TOC 较低, 介于 0.02%~0.59%, 低伽马 (18.671~75.692 API)、高声波 (54.757~13 188.9  $\mu\text{s}/\text{m}$ )。潭三段处于潟湖亚相, 厚 29.7 m, 岩性以灰黑色炭质页岩、粉砂质页岩为主, 夹 7 层薄层泥质粉砂岩和 2 层煤线, 页岩 TOC 介于 0.9%~8.84%, 平均 2.9%, 高伽马 (20.66~407.935 API)、低声波 (2.732~86.738  $\mu\text{s}/\text{m}$ )。

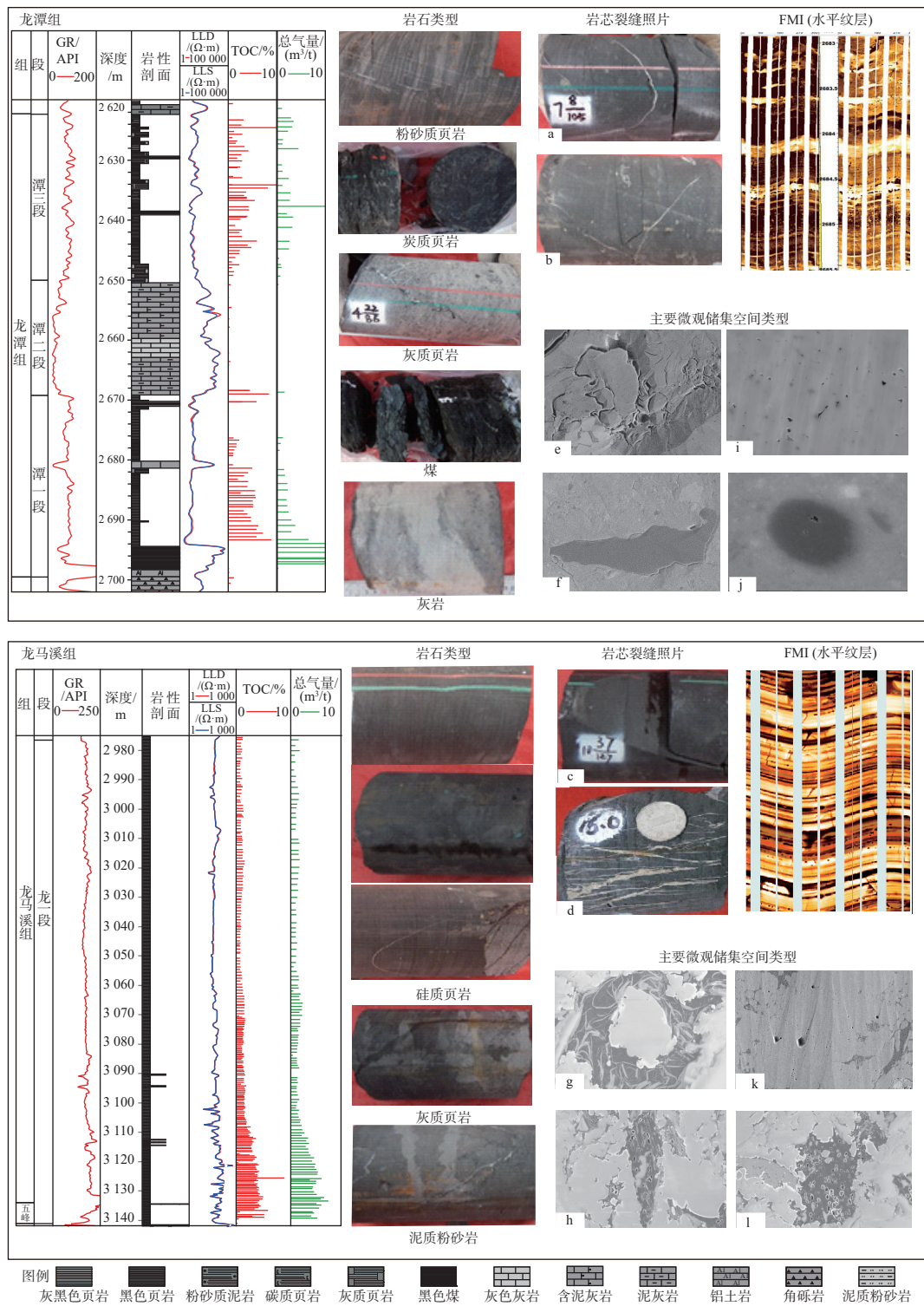
与龙马溪组相比, 龙潭组岩性复杂, 单层页岩



(a)龙潭组沉积相; (b)龙马溪组沉积相

图 1 南川地区龙潭组和龙马溪组沉积相

Fig.1 Sedimentary facies of the Longtan Formation and the Longmaxi Formation in Nanchuan area



(a—d)高角度裂缝;(e)无机孔(黏土矿物晶间孔);(f)有机质孔收缩缝;(g)有机质孔与黏土矿物伴生;  
(h)有机质孔;(i)无机孔(溶蚀孔);(j)有机质孔;(k)无机孔(溶蚀孔);(l)有机质孔

图 2 南川地区 YY1 井龙潭组与 SY5 井龙马溪组综合柱状图及岩石类型、储集空间类型

Fig.2 Integrated bar charts and rock types of the Longtan Formation and the Longmaxi Formation in Nanchuan area

厚度较薄、TOC 中等,岩性组合差异明显。龙潭组 TOC>2%的页岩累计厚度 20~25 m,页岩有机质类型主要为 III 型、II 型,镜质体反射率( $R_0$ )介于 1.7%~2.0%,平均 1.8%,龙马溪组 TOC>2%的页

岩累积厚度为 30~35 m,有机质类型主要为 I 型, $R_0$  介于 2.25%~2.63%,平均 2.55%。根据页岩气评价标准<sup>[30]</sup>,龙潭组页岩品质较龙马溪组页岩差,岩性组合复杂,造成储层非均质性强,可能对后期

压裂改造时人工裂缝纵向拓展、横向延展造成较大影响,从而影响改造体积和单井产量。借鉴龙马溪组页岩气商业开发的勘探开发经验,应寻找龙潭组页岩连续厚度大、储集性能好、可压性好的“甜点”段。

## 2 储层特征差异性

页岩气藏为自生自储的“源储一体”型气藏,页岩储层的优劣是页岩气成藏富集的关键因素,优质页岩厚度大、物性好、微裂缝发育、可压性好的页岩储层,单井测试产量相对较高。龙潭组页岩TOC中等、热演化程度适中、含气量中等,具有岩性组合复杂、黏土矿物含量高、杨氏模量低、泊松比高等地质特点,页岩储层特征与龙马溪组页岩差异较大。深入开展2套页岩层系的储层物性、储集空间类型、储集模式以及可压性等差异性分析(表1),明确龙潭组页岩储层特征,指导纵向“甜点”段优选。

### 2.1 储层物性

孔隙度和渗透率是表征储层物性的两大关键指标,页岩储层普遍具有低孔、特低渗的特点,孔隙结构复杂,非均质性强。统计数据表明,页岩基质孔隙中赋存约40%~70%的气体<sup>[31]</sup>,孔隙度、渗透

率是评价页岩气藏是否具有商业开发价值的重要参数。

南川地区龙潭组页岩孔隙度为1.41%~9.97%,平均4.7%,渗透率介于 $(0.4\sim 40.6)\times 10^{-6}\mu\text{m}^2$ ,其中,潭一段页岩孔隙度平均4.1%,渗透率平均 $9.9\times 10^{-6}\mu\text{m}^2$ ;潭三段页岩孔隙度平均5.2%,渗透率平均 $5.84\times 10^{-6}\mu\text{m}^2$ 。龙潭组页岩物性受岩性影响较大,炭质页岩(孔隙度3.3%~6.2%)和灰质页岩(孔隙度4.1%~5.8%)物性要优于粉砂质页岩(孔隙度1.8%~4.1%)。龙马溪组页岩孔隙度介于2.27%~5.7%,平均5.0%,渗透率平均 $81.6\times 10^{-6}\mu\text{m}^2$ 。相对而言,龙潭组页岩孔隙度、渗透率都与龙马溪组页岩相当(表1),但不同岩性孔隙度相差较大,因此在“甜点”优选时,应着重关注物性相对较好的岩性,即炭质页岩和灰质页岩。

### 2.2 储集空间类型

利用岩芯观察、普通薄片、氩离子抛光扫描电镜及特殊成像测井等技术从宏观、微观对龙潭组和龙马溪组储集空间类型开展研究。研究表明,龙潭组页岩储集空间类型以微裂缝和无机孔为主,TOC较高的炭质页岩发育少量有机质孔(图2),龙马溪组页岩储集空间类型以有机质孔和微裂缝为主,发育少量无机孔。储集空间类型的差异主要是受有机质类型、热演化程度及矿物成分的影响,龙潭组

表1 南川地区龙潭组、龙马溪组页岩地质特征对比表

参数	龙潭组	龙马溪组
典型井	YY1	SY5
沉积相	潮坪-潟湖	深水陆棚
地质特征	页岩夹灰岩、煤	硅质页岩
TOC>1%泥页岩厚度/m	56	79.5
TOC>2%泥页岩厚度/m	23	32
地球化学特征	TOC/%	0.9~8.78/3.0
	有机质类型	III、II
	$R_o$ /%	1.8
储层特征	储集类型	无机孔、微裂缝
	裂缝发育程度	较发育
	孔隙度/%	4.7
可压性特征	矿物成分含量/%	石英为21.9,黏土为47.6,碳酸盐为12.2
	杨氏模量/GPa	32.3
	泊松比	0.3
	最小主应力梯度/(MPa/100 m)	1.98
	应力差异系数	0.15
含气性特征	总含气量/( $\text{m}^3/\text{t}$ )	2.2
	吸附气占比/%	54.5
		石英为54,黏土为20.6,碳酸盐为9.8
		45.9
		0.19
		1.88
		0.13
		5.2
		43.3

有机质类型为 III 型、II 型干酪根, 生烃能力弱于 I 型干酪根,  $R_o$  较龙马溪组页岩低, 不利于有机质生烃成孔, 导致有机质孔相对不发育, 碳酸盐矿物含量和黏土矿物含量较高, 无机孔发育。

龙潭组岩性组合复杂, 不同岩性储集空间类型具有差异性(图 3)。粉砂质页岩以无机孔为主, 见少量微裂缝; 炭质页岩以微裂缝、黏土矿物晶间孔和溶蚀孔为主, 部分有机质发育少量有机质孔; 灰质页岩以溶蚀孔为主, 见少量微裂缝。

2.2.1 裂缝

裂缝的分类多种多样, 按照成因可划分为构造缝、成岩缝等, 按照产状可划分为高角度缝、水平缝和层理缝, 按照缝宽可划分为巨型、大型、小型、微型等<sup>[32]</sup>。裂缝缝宽为  $(2\sim 10)\times 10^4 \mu\text{m}$  的巨型、大型缝多被方解石脉充填, 在后期压裂改造中优先开启, 缝宽为  $1\sim 10 \mu\text{m}$  的小型及微裂缝常充填或者半充填方解石矿物, 可作为页岩气运移的通道和储集空间。南川地区处于盆缘转换带构造复杂区, 2 套页岩均经历过不同期次的构造改造, 裂缝整体较发育。龙马溪组构造改造作用更强烈, 裂缝密度更大; 龙潭组黏土矿物含量更高, 粒缘缝和黏土矿物收缩缝更发育。龙马溪组页岩气勘探实践证明, 在同等保存条件下, 裂缝越发育, 储层孔渗越好, 越有利于压裂改造并形成复杂缝网。

岩芯观察统计龙潭组页岩高角度缝的裂缝密度为 2.5 条/m, 以缝宽  $< 1 \text{ mm}$  为主, 占比 81%, 为方解石充填, 水平缝裂缝密度为 0.75 条/m。页岩断面见擦痕, 部分为方解石充填。页理/层理缝是指沿

着页理及层理间出现的裂缝, 一般无填充物, 由沉积及成岩作用形成, 缝宽介于  $0.05\sim 1 \text{ mm}$ , FMI 成像显示, 龙潭组页理缝/层理缝较发育, 纹层密度  $9\sim 19 \text{ 条/m}$ (图 2)。

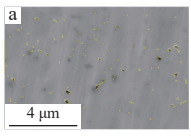
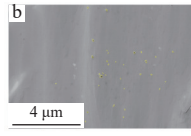
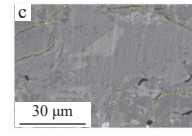
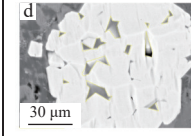
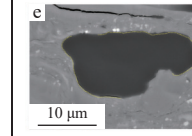
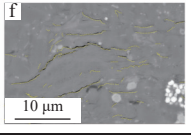
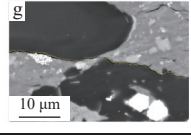
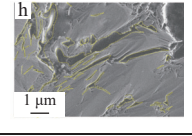
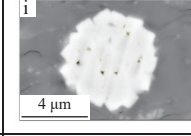
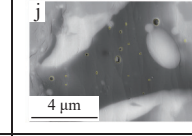
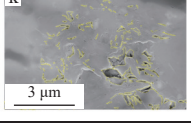
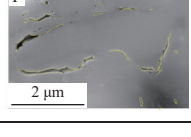
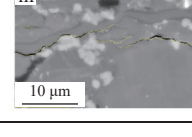

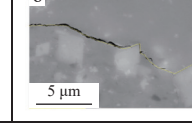
龙潭组页岩微裂缝主要为粒缘缝和黏土矿物收缩缝。粒缘缝是在地层压力的作用下, 由于矿物颗粒和周缘基质承压能力不同而形成的, 多呈弯曲状, 沿矿物颗粒边缘发育, 有机质收缩缝是粒缘缝的一种。黏土矿物收缩缝是指黏土矿物脱水导致体积变小而形成的裂缝, 一般分布在黏土矿物内, 缝宽多  $< 1 \mu\text{m}$ , 缝长介于  $5\sim 100 \mu\text{m}$ 。

龙马溪组页岩高角度缝裂缝密度为 8.5 条/m, 缝宽介于  $0.1\sim 3 \text{ mm}$ , 缝长一般  $> 5 \text{ cm}$ , 水平缝裂缝密度为 2.6 条/m, 多条集中出现, 局部见揉皱现象, 纹层较发育, 普遍为  $30\sim 50 \text{ 层/m}$ (图 2), 而由于埋深大, 压实作用强, 粒缘缝发育较少。

2.2.2 无机孔

对比分析表明, 龙潭组页岩无机孔的发育程度及类型较龙马溪组页岩多, 是该层段页岩主要的储集空间类型。

龙潭组页岩无机孔以粒内孔为主, 粒内孔包括矿物溶蚀孔和黏土矿物晶间孔。溶蚀孔主要发育在矿物颗粒内, 是由于溶蚀作用形成的次生孔隙, 多发育于碳酸盐岩矿物表面, 孔径一般介于  $10\sim 100 \text{ nm}$ , 部分溶蚀孔呈蜂窝状, 连片发育, 可作为页岩气的储集空间。黏土矿物晶间孔为黏土矿物集合体各层面间存在的孔隙空间, 是原始沉积物中存在的黏土矿物层间孔隙, 或由重结晶作用形成的自

岩性	主要微观储集空间类型				
粉砂质页岩					
炭质页岩					
灰质页岩					

(a、b、k、l)溶蚀孔; (c、f、m、o)微裂缝; (d、i、n)黄铁矿晶间孔; (e、g)收缩缝, 有机质内部孔隙不发育; (h)黏土矿物晶间孔; (j)有机孔

图 3 南川地区龙潭组页岩不同岩石类型储集空间类型图版

Fig.3 The reservoir space types of different rock types of Longtan Formation shale in Nanchuan area

生黏土矿物层间存在的孔隙,为原生孔隙,孔径较大,一般介于 0.1~1.5 μm。龙潭组页岩不同岩性无机孔类型及发育程度具有差异性(图 3),粉砂质页岩无机孔以溶蚀孔为主,炭质页岩黏土矿物含量高,无机孔以黏土矿物晶间孔为主,灰质页岩碳酸盐矿物含量高,以溶蚀孔为主。潭一段无机孔以黏土矿物晶间孔为主,潭三段以溶蚀孔为主。

龙马溪组页岩无机孔发育相对较少,主要为少量粒间孔、溶蚀孔、黄铁矿晶间孔和黏土矿物晶间孔等。粒间孔是原始沉积物经压实作用后残余的颗粒之间的孔隙空间,为原生孔隙,孔径多<500 nm。龙马溪组页岩溶蚀孔孔径介于 50~300 nm,多在碳酸盐矿物表面出现,密度较小。黏土矿物晶间孔为原始沉积物中存在的黏土矿物层间孔隙。

2.2.3 有机质孔

有机质孔是有机质热演化过程中所形成的孔隙,除受母质类型影响外,还受原始 TOC、热演化程度及埋藏压实作用等影响。烃源岩有机质类型按照生烃能力从高到低,为腐泥型(I型)、腐殖腐泥型(II型)、腐殖型(III型),龙潭组页岩有机质类型为 III、II 型,生烃成孔能力低于龙马溪组页岩的 I 型有机质。根据热模拟实验<sup>[33]</sup>,同等 TOC 条件下,  $R_o$  介于 0.9%~3.2% 时,随着  $R_o$  升高,有机质孔呈增多趋势。龙潭组页岩  $R_o$  平均为 1.8%,处于高成熟演化阶段;龙马溪组页岩  $R_o$  平均为 2.56%,处于过成熟演化阶段,更有利于生气成孔。氩离子抛光扫描电镜观察显示,龙潭组页岩有机质孔发育较

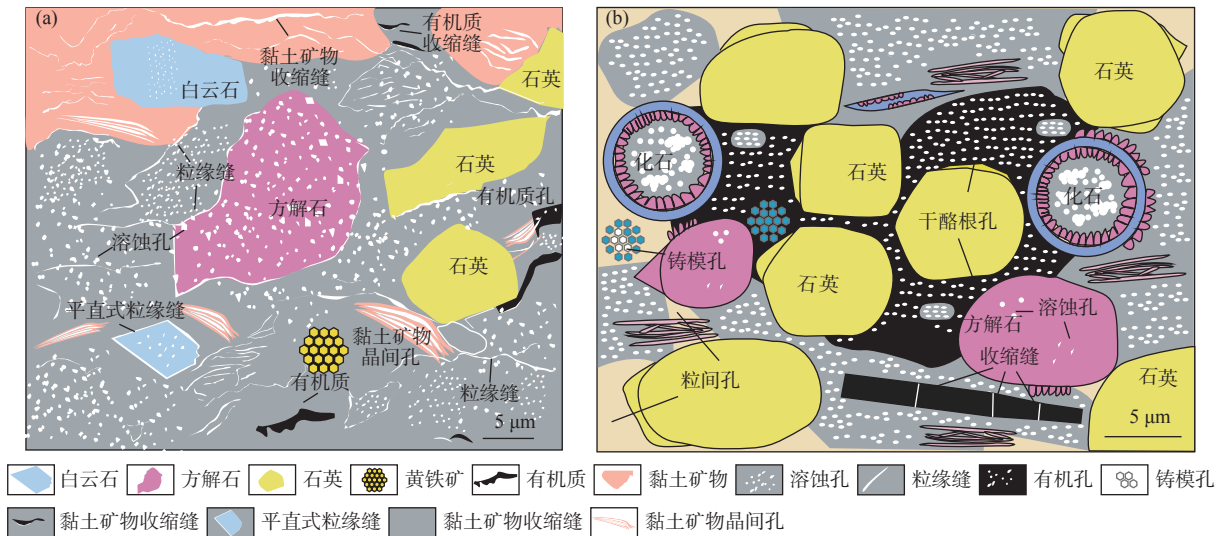
少,密度小,孔径小,一般为 10~50 nm,连通性相对较差,龙马溪组页岩储集空间类型主要为有机质孔,有机质孔孔径较大,一般为 50~690 nm,孔隙连通性较好,是该层段页岩主要的储集空间类型,对页岩气赋存发挥了重要作用,在高温演化程度下随 TOC 含量的升高,有机质孔发育程度增加。

2.2.4 储集空间模式

海陆过渡相与海相页岩储集空间类型存在较大差异,储集空间模式不同(图 4)。龙潭组页岩无机孔对基质孔隙起了重要贡献,与黏土矿物含量正相关,建立了以微裂缝沟通无机孔为主的储集空间模式;龙马溪组页岩有机质孔起了重要贡献作用,与 TOC 正相关,建立了以有机质孔和微裂缝为主、无机孔为辅的储集空间模式。这种储集空间模式的差异导致了龙潭组页岩和龙马溪组页岩“甜点”段优选的差异性,龙马溪组页岩 TOC 越高孔隙度越高(图 5),而龙潭组页岩“储集性能”更受无机孔发育程度及微裂缝沟通性的影响,在“甜点”段优选时,应选择无机孔更发育的页岩。

2.3 可压性分析

页岩可压性是指页岩储层的压裂改造难易程度及人工缝形成的复杂程度<sup>[34]</sup>。岩性组合、矿物组成、岩石力学及地应力是影响页岩可压性的重要因素,不同的沉积相决定了不同的岩性组合及矿物组分,石英等脆性矿物含量高、黏土等塑性矿物含量较少则利于压裂改造和复杂缝网的形成,



(a) 龙潭组页岩储集空间模式; (b) 龙马溪组页岩储集空间模式

图 4 南川地区龙潭组与龙马溪组页岩储集空间模式示意图

Fig.4 Reservoir space types in shales of Longtan Formation and Longmaxi Formation in Nanchuan area

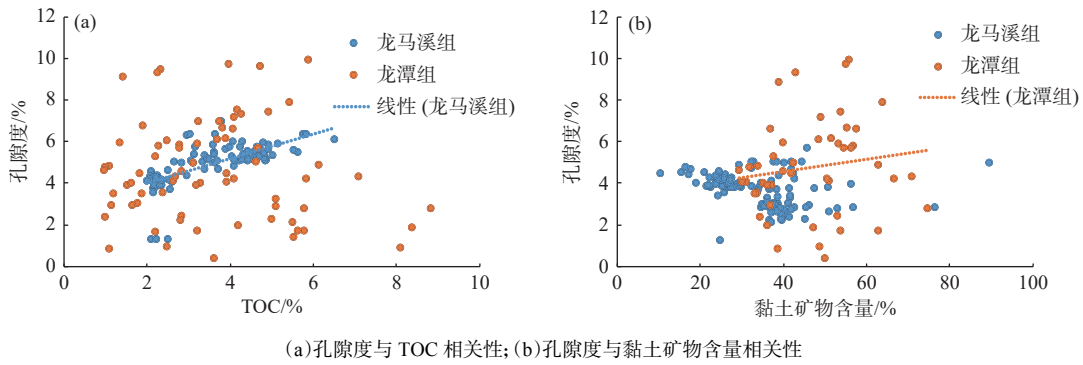


图 5 南川地区龙潭组与龙马溪组页岩孔隙度相关性分析

Fig.5 Correlation of shale porosity between Longtan and Longmaxi formations in Nanchuan area

地应力场是决定页岩体积压裂改造效果的关键因素, 人工缝与天然缝相互沟通形成网状缝, 有利于提升单井产量, 古地应力决定了天然裂缝的发育程度, 今地应力决定了人工缝的改造程度, 构造样式、埋深、天然缝发育程度是地应力场的重要影响因素。

2.3.1 岩性组合及矿物组分

龙潭组页岩岩性组合复杂, 内部灰质泥岩、煤层等夹层较多, 夹层及其地应力导致压裂缝纵向延伸受阻, 压裂改造体积受限。龙潭组页岩石英含量 18.6%, 碳酸盐矿物含量 8.6%, 长石含量 8.6%, 黏土矿物含量 47.6%。其中, 潭一段页岩石英含量 16.9%, 碳酸盐矿物含量 11.2%, 长石含量 3.0%, 黏土矿物含量 50.9%; 潭三段页岩石英含量 20.0%, 碳酸盐矿物含量 6.4%, 长石含量 13.2%, 黏土矿物含量 44.0% (图 6)。龙马溪组页岩石英含量 54%, 碳酸盐矿物含量 9.8%, 长石含量 5.4%, 黏土矿物含量 20.6%。相较而言, 海陆过渡相龙潭组页岩较海相龙马溪组

页岩钙质、黏土含量明显偏高, 而硅质含量偏低, 后期压裂改造难度相对较大, 且塑性地层对支撑剂要求更高, 需要在支撑剂类型、加砂强度、射孔等方面采取针对性的压裂工艺措施, 提高缝网改造体积和裂缝支撑强度。

2 套页岩黏土矿物组成具有较大差异 (图 7), 龙潭组页岩黏土矿物以伊/蒙混层为主 (50%~80%), 含 7%~20% 的高岭石, 伊/蒙混层和高岭石遇水膨胀, 不利于后期压裂改造, 需要优化压裂液体系, 龙马溪组页岩黏土矿物以伊利石为主 (47%~52%), 不含高岭石。

2.3.2 岩石力学及地应力

龙潭组页岩具有杨氏模量低、泊松比高、应力差异系数中等的特点, 杨氏模量为 21~42 GPa, 泊松比为 0.24~0.38, 与龙马溪组页岩各种指标相比均较差, 表现出塑性地层特征, 对压裂改造影响较大。其中, 潭一段杨氏模量为 31.4 Pa, 泊松比为 0.3, 最大水平主应力为 56~57 MPa; 潭三段杨氏模量为 33.6 GPa, 泊松比为 0.3, 最大水平主应力介于 56~57 MPa。龙马溪组页岩杨氏模量介于 30~50 GPa, 泊松比一般为 0.1~0.2, 脆性指数为 67.3%, 最大水平主应力介于 40~70 MPa, 具有较好的可压性。YY1 井龙潭组页岩埋深 2 669 m, 最大水平主应力为 53~57 MPa, 应力差异系数为 0.13~0.2, 应力梯度比龙马溪组大, 较难形成复杂缝网。勘探开发实践表明, 与同等埋深龙马溪组页岩相比, 龙潭组页岩破裂压力高 10~20 MPa, 停泵压力高 20~30 MPa, 压裂施工难度大 (图 8), G 函数分析表明, 压裂后形成的缝网以单一缝为主, 改造体积有限。

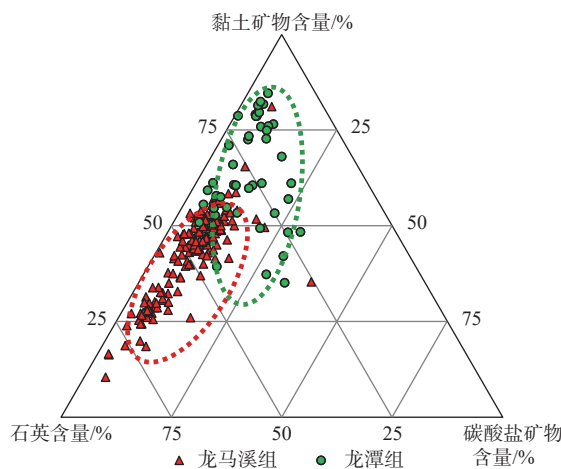


图 6 南川地区龙潭组与龙马溪组页岩岩页岩矿物组成三角图

Fig.6 Triangle diagram of shale mineral compositions of Longtan and Longmaxi Formations in Nanchuan area

3 页岩含气性差异

南川地区 YY1 井龙潭组页岩总含气量 0.5~

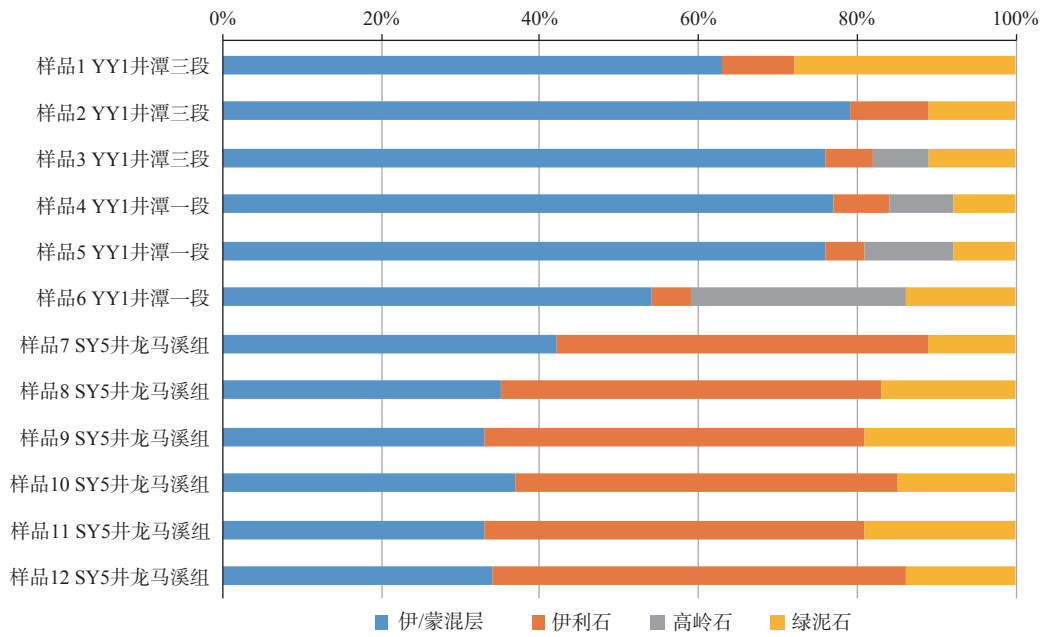
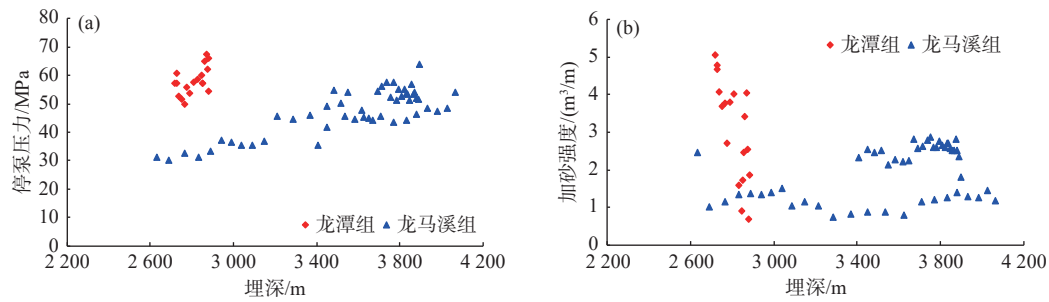


图 7 南川地区龙潭组与龙马溪组页岩页岩黏土矿物组成对比

Fig.7 Comparison in clay mineral composition between Longtan and the Longmaxi formations in Nanchuan area



(a) 停泵压力随埋深变化; (b) 加砂强度随埋深变化

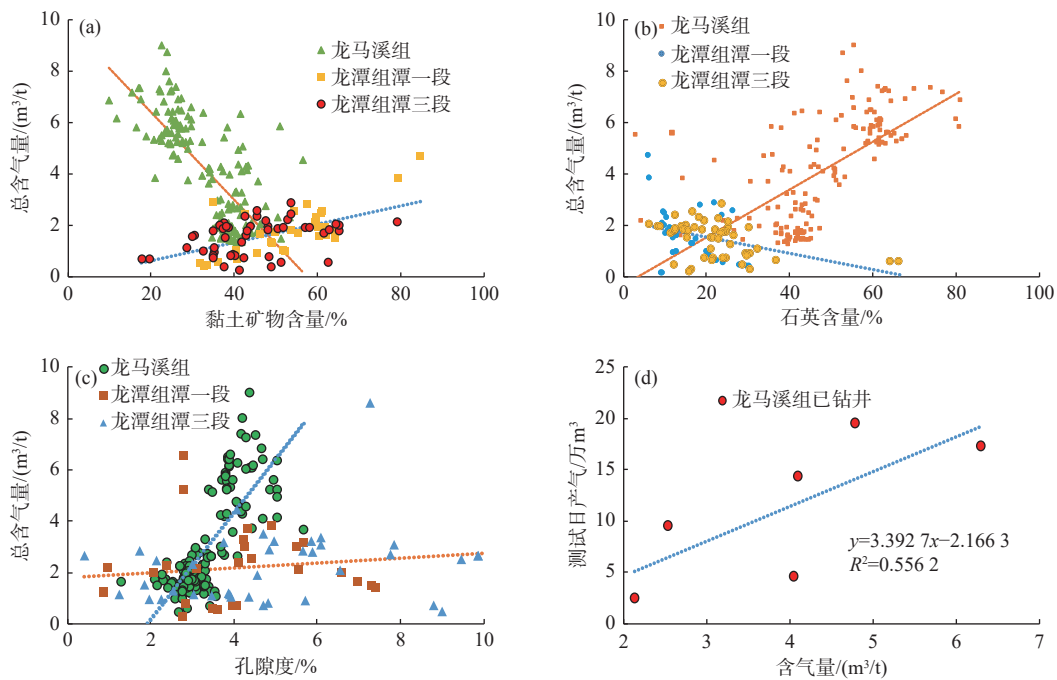
图 8 YY1 井龙潭组与 SY5 井龙马溪组页岩停泵压力、加砂强度对比

Fig.8 Correlations of burial depth of shales to pump-shutoff pressure and sand addition strength observed in Longtan Formation in Well YY1 and Longmaxi Formation in Well SY5

8.5 m<sup>3</sup>/t, 平均 2.2 m<sup>3</sup>/t。其中, 游离气含量 1.0 m<sup>3</sup>/t, 占比 45.5%; 吸附气含量 1.2 m<sup>3</sup>/t, 占比 54.5%。SY5 井龙马溪组页岩总含气量 5.2 m<sup>3</sup>/t, 吸附气占比 44.3%。与龙马溪组页岩相比, 龙潭组页岩含气量低, 吸附气占比高。

相关性分析认为, 影响龙潭组页岩和龙马溪组页岩含气量的主控因素不同。龙潭组页岩含气量与黏土矿物含量呈正相关关系, 而与孔隙度相关性差, 且吸附气含量占比较高, 这表明龙潭组页岩气主要是以吸附在黏土矿物表面为主, 储集空间内的游离气对总含气量贡献较小, 因此, 黏土矿物含量较高的岩石类型含气量更高。龙马溪组页岩含气量与石英含量、孔隙度呈正相关(图 9), 主要是因为生物成因石英抗压性较好, 提供储集空间的同时也

较好地保护了储层, 这表明龙马溪组储集空间内的游离气对总含气量贡献大, 因此, 孔隙度较大的页岩含气量更高。龙马溪组页岩已钻井测试日产气与含气量正相关, 含气量较高的井测试日产量普遍偏高, 主要是因为龙马溪组页岩地质“甜点”(物性好, 含气量高层段)与工程“甜点”(脆性矿物高, 地应力低)具有较好的耦合关系。潭一段页岩连续厚度大, 储集空间更发育, 含气量高, 但黏土矿物含量也高, 压裂形成复杂缝网难度较大, 裂缝纵向延伸受阻, 体积改造受限, 地质“甜点”与工程“甜点”的耦合性较龙马溪组页岩差, 但从整体性评价来看, 是龙潭组的“甜点”段, 建议针对其地质特点, 采用适应性的工程工艺技术, 提高缝网改造体积和单井产量。



(a)总含气量随黏土矿物含量变化;(b)总含气量随石英矿物含量变化(c)总含气量随孔隙度变化;(d)测试日产气随总含气量变化

图 9 含气量相关性

Fig.9 Correlations of gas volume

## 4 结论

(1)对海陆过渡相龙潭组与海相龙马溪组 2 套页岩的储层差异性分析表明,其存在 4 个方面差异性:①岩性组合差异大,龙潭组页岩岩性以粉砂质页岩、炭质页岩、灰质页岩等为主,龙马溪组页岩岩性以硅质页岩为主;②储集空间类型差异大,龙潭组受岩性、有机质类型及热演化程度影响,储集空间主要以微裂缝(粒缘缝和收缩缝)和无机孔为主,龙马溪组主要以有机质孔和微裂缝为主;③可压性差异大,龙潭组黏土矿物含量高、脆性矿物含量低、杨氏模量低、泊松比高、塑性较强,可压性较龙马溪组差;④含气性差异大,龙潭组页岩含气量低,吸附气占比高。

(2)龙潭组页岩具有岩性复杂、黏土矿物含量高、可压性差、吸附气占比高的储层特征,评价认为潭一段是“甜点”段,但其黏土矿物含量也高,压裂形成复杂缝网难度较大,裂缝纵向延伸受阻,体积改造受限,建议优化压裂工艺,提高缝网改造体积和单井产量,实现勘探突破。

### 参考文献:

[1] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规-非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 13-

25.  
ZOU Caineng, ZHAI Guangming, ZHANG Guangya, et al. Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(1): 13-25.  
[2] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 561-574.  
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: understanding and practice[J]. *Petroleum Exploration and development*, 2018, 45(4): 561-574.  
[3] 董大忠, 邱振, 张磊夫, 等. 海陆过渡相页岩气层系沉积研究进展与页岩气新发现 [J]. 沉积学报, 2021, 39(1): 29-45.  
DONG Dazhong, QIU Zhen, ZHANG Leifu, et al. Progress on sedimentology of transitional facies shales and new discoveries of shale gas[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(1): 29-45.  
[4] QIU Z, ZOU C N. Controlling factors on the formation and distribution of “sweet-spot areas” of marine gas shales in South China and a preliminary discussion on unconventional petroleum sedimentology[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2020, 194: 103989  
[5] WANG E Z, GUO T L, LIU B , et al. Lithofacies and pore features of marine-continental transitional shale and gas enrichment conditions of favorable lithofacies: a case study of Permian Longtan Formation in the Lintanchang area, southeast of Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(6): 1310-1322.  
[6] ZHANG P X, ZHANG Z P, JIANG S L, et al. Geological characteristics and enrichment model of Permian Mao 1 Member

- shale gas reservoirs in Nanchuan area[J]. *Natural Gas Industry B*, 2022, 9(1): 96-105.
- [7] 张培先, 聂海宽, 何希鹏, 等. 渝东南地区古生界天然气成藏体系及立体勘探[J]. *地球科学*, 2023, 48(1): 206-222.  
ZHANG Peixian, NIE Haikuan, HE Xipeng, et al. Paleozoic gas accumulation system and stereoscopic exploration in southeastern Chongqing[J]. *Earth Science*, 2023, 48(1): 206-222.
- [8] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 海相和湖相页岩气富集机理分析与思考: 以四川盆地龙马溪组页岩和自流井组大安寨段为例[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 18-28.  
GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Analyses and thoughts on accumulation mechanisms of marine and lacustrine shale gas: A case study in shales of Longmaxi Formation and Daanzhai Section of Ziliujing Formation in Sichuan Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 18-28.
- [9] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 湖相页岩油气富集主控因素与勘探潜力: 以四川盆地涪陵地区侏罗系为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(8): 113-120.  
HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, et al. Enrichment control factors and exploration potential of lacustrine shale oil and gas: a case study of Jurassic in the Fuling area of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(8): 113-120.
- [10] 郭旭升, 蔡勋育, 刘金连, 等. 中国石化“十三五”天然气勘探进展与前景展望[J]. *天然气工业*, 2021, 41(8): 12-22.  
GUO Xusheng, CAI Xunyu, LIU Jinlian, et al. Natural gas exploration progress of SINOPEC during the 13th Five-Year Plan and prospect forecast during the 14th Five-Year Plan[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(8): 12-22.
- [11] 蔡勋育, 刘金连, 张宇, 等. 中国石化“十三五”油气勘探进展与“十四五”前景展望[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(1): 31-42.  
CAI Xunyu, LIU Jinlian, ZHANG Yu, et al. Oil and gas exploration progress of SINOPEC during the 13th Five-Year Plan period and prospect forecast for the 14th Five-Year Plan[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(1): 31-42.
- [12] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(3): 24-37.  
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. *Petroleum Exploration of China*, 2016, 21(3): 24-37.
- [13] 何希鹏. 四川盆地东部页岩气甜点评价体系与富集高产影响因素[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 59-71.  
HE Xipeng. Sweet spot evaluation system and enrichment and high yield influential factors of shale gas in Nanchuan area of eastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 59-71.
- [14] 张培先, 何希鹏, 高玉巧, 等. 川东南五峰组-龙马溪组页岩气目标评价及水平井设计技术[J]. *科学技术与工程*, 2023, 23(3): 1024-1032.  
ZHANG Peixian, HE Xipeng, GAO Yuqiao, et al. Shale gas target evaluation techniques and horizontal well design technology of Wufeng-Longmaxi Formation in Southeast Sichuan[J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(3): 1024-1032.
- [15] 张培先, 高全芳, 何希鹏, 等. 南川地区龙马溪组页岩气地应力场特征及对产量影响分析[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(4): 55-65.  
ZHANG Peixian, GAO Quanfang, HE Xipeng, et al. Characteristics of in-situ stress field and its influence on shale gas production from Longmaxi Formation in Nanchuan area[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(4): 55-65.
- [16] 何贵松, 何希鹏, 高玉巧, 等. 重庆南川地区龙潭组页岩气地质特征与甜点优选[J]. *地质学报*, 2021, 96(6): 3131-2142  
HE Guisong, HE Xipeng, GAO Yuqiao, Geological characteristics and sweet spot optimization of Longtan Formation shale gas in Nanchuan area, Chongqing [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2021, 96(6): 3131-2142.
- [17] 陈斐然, 魏祥峰, 刘珠江, 等. 四川盆地二叠系龙潭组页岩孔隙发育特征及主控因素[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(11): 1593-1602.  
CHEN Feiran, WEI Xiangfeng, LIU Zhujiang, et al. Pore development characteristics and main controlling factors of the Permian marine-continent transitional shale in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(11): 1593-1602.
- [18] 郭旭升, 胡东风, 刘若冰, 等. 四川盆地二叠系海陆过渡相页岩气地质条件及勘探潜力[J]. *天然气工业*, 2018, 38(10): 11-18.  
GUO Xusheng, HU Dongfeng, LIU Ruobing, et al. Geological conditions and exploration potential of Permian marine-continent transitional facies shale gas in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(10): 11-18.
- [19] 刘光祥, 金之钧, 邓模, 等. 川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(3): 481-487.  
LIU Guangxiang, JIN Zhijun, DENG Mo, et al. Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(3): 481-487.
- [20] 蔡潇, 王亮, 靳雅夕, 等. 渝东南地区页岩有机质孔隙类型及特征[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(3): 513-519.  
CAI Xiao, WANG Liang, JIN Yaxi, et al. Types and characteristics of organic pore in shale gas reservoir of southeastern Chongqing area[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(3): 513-519.
- [21] 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J]. *天然气工业*, 2018, 38(12): 1-14.  
HE Xipeng, HE Guisong, GAO Yuqiao, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal-pressure shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 1-14.
- [22] 刘虎, 曹涛涛, 戚明辉, 等. 四川盆地东部华蓥山地区龙潭组页岩气储层特征[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(1): 11-26.  
LIU Hu, CAO Taotao, QI Minghui, et al. Reservoir characteristics of Longtan Formationshale gas in Huayingshan area, eastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(1): 11-26.
- [23] 张吉振, 李贤庆, 刘洋, 等. 川南地区龙潭组页岩气成藏条件

- 及有利区分析[J]. *中国煤炭地质*, 2015, 26(12): 1-6.
- ZHANG Jizhen, LI Xianqing, LIU Yang, et al. Longtan Formation shale gas reservoir conditions and favorable region analysis in southern Sichuan area[J]. *Coal geology of China*, 2015, 26(12): 1-6.
- [24] 曹涛涛, 邓模, 刘虎, 等. 川南-黔北地区龙潭组页岩气成藏条件分析[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(3): 6-12.
- CAO Taotao, DENG Mo, LIU Hu, et al. Shale gas accumulation condition analysis of Longtan Formation in Southern Sichuan-Northern Guizhou[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2018, 25(3): 6-12.
- [25] 何希鹏, 齐艳平, 何贵松, 等. 渝东南构造复杂区常压页岩气富集高产主控因素再认识[J]. *油气藏评价与开发*, 2019, 9(5): 32-39.
- HE Xipeng, QI Yanping, HE Guisong, et al. Further understanding of main controlling factors of normal pressure shale gas enrichment and high yield in the area with complex structure of the southeast area of Chongqing[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(5): 32-39.
- [26] 涂乙, 邹海燕, 孟海平, 等. 页岩气评价标准与储层分类[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(1): 153-158.
- TU Yi, ZOU Haiyan, MENG Haiping, et al. Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs[J]. *Oil and Gas Geology*, 2014, 35(1): 153-158.
- [27] 赵培荣, 高波, 郭战峰, 等. 四川盆地上二叠统海陆过渡相和深水陆棚相页岩气的勘探潜力[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(3): 335-344.
- ZHAO Peirong, GAO Bo, GUO Zhanfeng, et al. Exploration potential of marine-continental transitional and deep-water shelf gas in Upper Permian Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(3): 335-344.
- [28] 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.
- ZHOU Dongsheng, XU Linfeng, PAN Jiping, et al. Prospect of shale gas exploration in the Upper Permian Longtan Formation in the Yangtze Massif[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(12): 6-10.
- [29] 李东海, 姚红生, 何希鹏, 等. 复杂构造区常压页岩气地质理论与资源潜力[D]. 北京: 地质出版社, 2022.
- LI Donghai, YAO Hongsheng, HE Xipeng, et al. Geological theory and resource potential of normal pressure shale gas in the area with complex structure[D]. Beijing: Geological Publishing House, 2022.
- [30] 邹才能, 赵群, 董大忠, 等. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(12): 1781-1796.
- ZOU Caineng, ZHAO Qun, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(12): 1781-1796.
- [31] 龙鹏宇, 张金川, 唐玄, 等. 泥页岩裂缝发育特征及其对页岩气勘探和开发的影响[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(3): 525-532.
- LONG Pengyu, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan, et al. Feature of muddy shale fissure and its effect for shale gas exploration and development[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(3): 525-532.
- [32] 聂海宽, 张金川. 页岩气储层类型和特征研究: 以四川盆地及其周缘下古生界为例[J]. *石油实验地质*, 2011, 33(3): 219-232.
- NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan. Types and characteristics of shale gas reservoir: a case study of Lower Paleozoic in and around Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(3): 219-232.
- [33] 姚红生, 蔡勋育, 郭彤楼, 等. 渝东南常压页岩气勘探开发关键技术[D]. 北京: 石油工业出版社, 2023.
- YAO Hongsheng, CAI Xunyu, GUO Tonglou, et al. Key technologies for exploration and development of atmospheric shale gas in southeast Chongqing[D]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2023.
- [34] 郭旭升, 胡东风, 文治董, 等. 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—龙马溪组页岩为例[J]. *中国地质*, 2014, 41(3): 893-901.
- GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEN Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin in its periphery: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba area[J]. *Geology in China*, 2014, 41(3): 893-901.

## The differences in reservoir property between marine and transitional facies shale gas: a case study of the Longtan Formation and the Longmaxi Formation in Nanchuan, Sichuan

LIU Na'na, ZHANG Peixian, XIA Wei, GAO Quanfang, WANG Kaiming, ZHOU Di'na

(East China Oil and Gas Branch of China Petroleum and Chemical Corporation, Nanjing 210019, China)

**Abstract:** The shale strata in Nanchuan area, Sichuan, SW China, include sedimentary types of transitional facies and marine facies. The gas in marine shale represented by the Longmaxi Formation has been commercially developed, while that in the transitional facies shale represented by the Longtan Formation remain poorly understood. Based on data from field outcrops, drilling cores, thin sections, argon ion polishing scanning electron microscope, and Formation MicroScanner Image (FMI) imaging logging data, the differences in the characteristics of the two shale reservoirs were analyzed in terms of sedimentary facies, lithological combinations, reservoir conditions, mineral components, compressibility, and gas content. Results show that there are great differences in those aspects. ① The lithology of Longtan Formation is complex, including silty shale, carbonaceous shale, gray shale, limestone and coal seam, while the Longmaxi Formation is dominated by siliceous shale. ② Influenced by lithology, organic matter type, and thermal evolution degree, the reservoir space of Longtan Formation is dominated by micro-fractures (grain margin fractures and shrinkage fractures) and inorganic pores, while that of Longmaxi Formation is dominated by organic pores and micro-fractures. ③ The shale of Longtan Formation has high clay mineral content (47.6%), low brittle mineral content (35.8%), low Young's modulus (32.3 GPa), high Poisson ratio (0.3), strong plasticity, and lower compressibility than those of Longmaxi Formation. ④ The average gas content in Longtan Formation shale is 2.2 m<sup>3</sup>/t, in which 54.5% is adsorption gas; and the average gas content of Longmaxi shale is 5.2 m<sup>3</sup>/t, in which 43.3% is adsorption gas. Through the difference analysis of the two types of shale reservoirs, the characteristics of Longtan shale reservoir are defined, which are characterized by complex lithology, high clay mineral content, poor compressibility and high adsorption gas proportion. Therefore, the shale of the first member of the Longtan Formation has large continuous thickness, high gas content, good reservoir physical properties. In overall, it should be the "dessert" section of Longtan Formation. However, due to high clay mineral content, the coupling between geological "sweet spot" and engineering "sweet spot" is worse than that of Longmaxi shale. It is recommended to improve the fracturing technology, increase the volume of fracture network transformation and the output of a single well, so as to achieve exploration breakthroughs.

**Key words:** marine-continental transitional facies; marine facies; Longtan Formation; shale gas; reservoir characteristics; difference