

# 川东南五峰—龙马溪组页岩储层 六性特征及主控因素分析

张汉荣, 王 强, 倪 楷, 李春燕

(中国石化 勘探分公司, 成都 610041)

**摘要:**川东南五峰—龙马溪组页岩气探井效果差异大,有的富集高产、有的低产,也有干井。通过对比分析 10 余口页岩气钻井岩心描述、地化分析、氩离子抛光扫描电镜、全岩 X 衍射、现场含气量测试、测井资料等,研究了页岩储层六性特征,即:岩性、地化特性、可压裂性、物性、含气性和电性特征。研究认为岩性、地化特性、脆性三者之间相关性好,如含放射虫碳质笔石页岩的 TOC 高、脆性指数也高,受先天条件即沉积环境与相带控制,三者在川东南各井都可以对比;物性和含气性呈正相关,受后天构造改造影响,探井之间差异非常大,但物性与 TOC 仍呈正相关;页岩垂向自封闭性及水平渗透率大的特性决定了页岩产状与断层发育是影响页岩含气性的主要因素,而页岩是否含气又影响了物性的大小。构造宽缓、断层不发育的含放射虫碳质笔石页岩,才能保持孔隙压力和孔隙大小,成为高 TOC、高脆性、高孔隙度、高含气性的优质页岩储层,表现出四高三低的电性特征,才能形成商业产能。

**关键词:**岩性特征;地化特征;可压裂性特征;物性特征;含气性特征;电性特征;页岩储层;五峰—龙马溪组;川东南

中图分类号: TE122.2<sup>+</sup>3

文献标识码: A

## Six characteristics and main controlling factors of shale reservoirs in the Wufeng–Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin

Zhang Hanrong, Wang Qiang, Ni Kai, Li Chunyan

(SINOPEC Exploration Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

**Abstract:** Shale gas exploration in the Wufeng–Longmaxi formations in the southeastern Sichuan Basin showed different results. Some wells were high yielding, some were low yielding, and some were dry. Well core description, geochemical analysis, SEM, X-ray diffraction, field gas content tests, and well logging analysis were applied to compare samples from over 10 shale gas wells. Six properties were studied, including lithology, geochemical features, brittleness, physical properties, gas-bearing capacity, and electrical resistivity. Lithology, geochemical features, and brittleness show good correlation. For example, radiolarian carbonaceous graptolite shale has high TOC content and brittleness index. These three properties were controlled by sedimentary environment and facies, and can be compared among wells in the study area. Physical properties are positively correlated with gas-bearing capacity. They were affected by tectonic deformations, and vary obviously among wells. Physical properties are positively correlated with TOC content. Shale attitude and fault development are the main factors which affect gas content because the horizontal permeability of shale is several times larger than vertical permeability. Gas content also affected shale porosity and permeability. Radiolarian carbonaceous graptolite shales with few faults are favorable for the preservation of pressure and pores, and can form industrial reservoirs featured by high GR, high resistivity, relatively high AC, high U content, low KTH, low NGR, and low density.

**Keywords:** lithologic feature; geochemical feature; fracturing feature; physical property; gas-bearing capacity; electricity; shale reservoir; Wufeng–Longmaxi formations; southeastern Sichuan Basin

常规油气勘探重点研究储层的“岩性、物性、电性、含油气性”四性特征,页岩作为“源储一体”的独特储层,它作为烃源岩所具备的“地化特性”

及它只有经过压裂改造后才能成为储层的“可压裂性”,也是重要的研究内容。对这六种特性、六性之间相互关系以及影响六性特征的主控因素的

研究,是研究页岩气富集高产的基础。

川东南地区已钻探五峰—龙马溪组页岩气探井 10 余口(图 1),除了已经提交 3 806×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> 页岩气储量,建成 50×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> 产能的涪陵页岩气田外<sup>[1]</sup>,平面上甩开勘探也取得了积极进展,但是也出现了一些复杂情况。本文试图以川东南焦石坝、南川、丁山、仁怀等地区五峰—龙马溪组页岩气探井为基础,以岩心描述、地化分析、氩离子抛光扫描电镜、全岩 X 衍射、现场含气量测试、测井资料分析等为手段,从页岩六性特征入手,分析六性之间的关系,阐述其中的控制因素。

### 1 六性特征及横向对比

#### 1.1 岩性特征

川东南页岩气勘探目的层是五峰—龙马溪组一段,钻井岩心描述发现该层段主要发育 4 种岩性,含放射虫碳质笔石页岩、含碳笔石页岩、含碳含粉砂泥岩、含粉砂泥岩。单井剖面上含放射虫碳质

笔石页岩主要发育在龙马溪组一段一亚段(图 1),黑色,水平纹层发育,含丰富的笔石化石,局部层段硅质放射虫含量较高,其含量可达 20%左右,见薄层、条带状及分散状黄铁矿;含碳含粉砂泥岩主要发育在二亚段,生物化石单调,仅见少量笔石化石及其碎片,一般顺层分布,少量层段见顺层集中分布的粉砂质条纹,与泥质条纹呈频繁韵律互层;含碳笔石页岩主要发育在三亚段下部,所含笔石均顺层分布,局部富集成层,其含量 30%左右,见少量黄铁矿薄层;含粉砂泥岩主要发育在三亚段上部,见生物扰动构造,含黄铁矿晶粒。从焦石坝到丁山到仁怀,多口钻井揭示岩性具有良好的可对比性。

#### 1.2 地化特征

川东南地区五峰—龙马溪组页岩地化分析有机质类型为 I - II<sub>1</sub>型<sup>[2-5]</sup>,有机质成熟度 2.01% ~ 2.85%,丁山地区较低。所钻探井纵向上为水体变浅层序,有机质丰度(TOC)从下到上逐渐降低,如焦页 1 井龙一段 89 m TOC 最高达 7.13%,向上逐

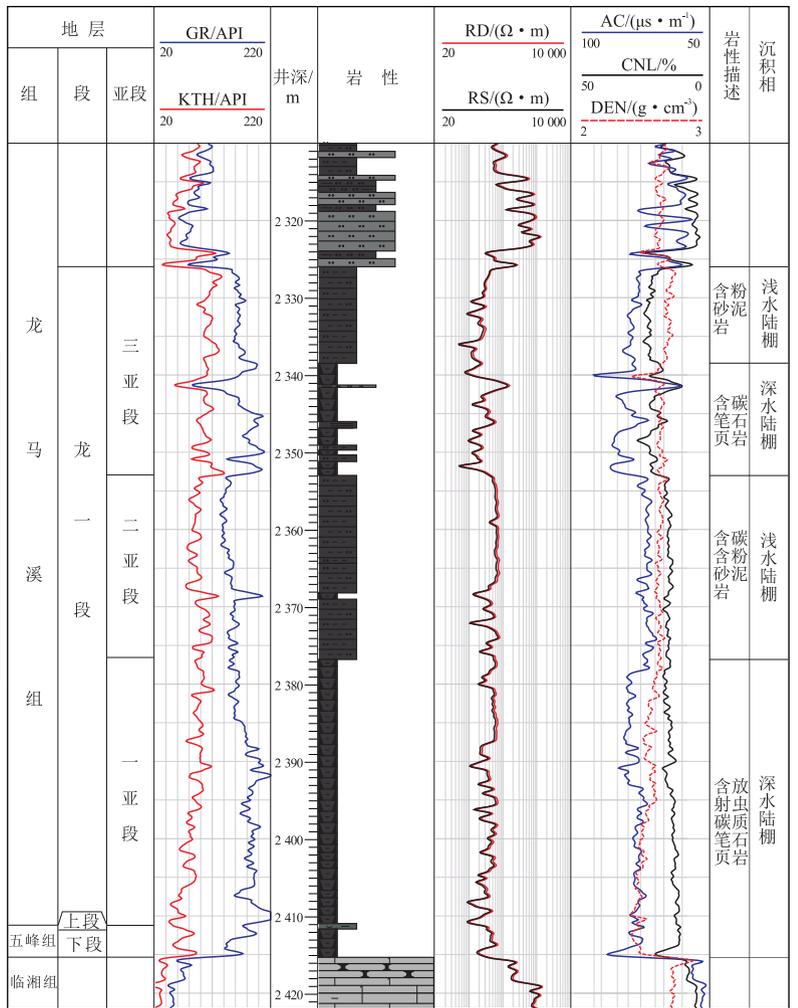
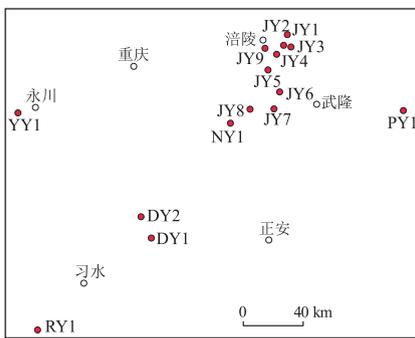


图 1 川东南五峰—龙马溪组页岩气钻井位置及焦页 1 井柱状图

Fig.1 Well location and stratigraphic column of the Wufeng-Longmaxi shale, southeastern Sichuan Basin

渐变小到 0.5%, 平均 2.66%; 龙一段一亚段(图 1) 的 38 m 段为优质页岩层段, TOC 平均 3.93%。横向上页岩层段 TOC 对比性好, 特别是一亚段优质页岩层段, TOC 平均值都大于 3%, 丁山地区 3.65%, 仁怀地区 3.56%。

### 1.3 可压裂性特征

可压裂性特征由脆性矿物含量和岩石力学性质来表征。川东南五峰—龙马溪组优质页岩矿物组成和含量基本相似, 全岩 X 衍射分析脆性矿物主要由硅、长石、方解石、白云石、黄铁矿、碳酸盐岩组成, 单井纵向上脆性矿物含量逐渐增加<sup>[2-6]</sup>, 上部最低 33.9%, 下部最高 80.3%; 平面上脆性矿物含量对比性好, 特别是下部优质页岩段, 焦石坝地区平均为 65.4%, 丁山地区 64.3%, 仁怀地区 61%。岩石力学性质也基本相当, 焦石坝、丁山、仁怀地区泊松比分别为 0.198, 0.2, 0.24, 杨氏模量分别为 38, 32.16, 40 GPa, 可以与北美 Barnett Haynesville 等气田类比。

### 1.4 物性特征

川东南五峰—龙马溪组页岩储层孔隙类型为有机质孔、黏土矿物孔、脆性矿物孔、缝, 表现为中低孔、特低—中渗特征。单井自上而下孔隙度呈增大趋势, 但分布不均, 非均质性强<sup>[7-11]</sup>。物性横向变化明显, 焦石坝地区 271 件岩心样品孔隙度为 1.17%~8.61%, 平均 4.87%; 氩离子抛光扫描电镜显示孔径主要分布在 2~300 nm 之间<sup>[12-14]</sup>。丁山地区丁页 1 井 79 件岩心样品孔隙度分布在 2.13%~4.15% 之间, 优质页岩 28 件岩心样品平均孔隙度为 3.03%; 丁页 2 井优质页岩段 34 件岩心样品孔隙度平均为 5.94%。仁怀地区 56 件样品气测孔隙度小于 1% 的有 51 件, 占 87.9%, 平均孔隙度只有 0.72%。

### 1.5 含气性特征

川东南地区各钻井五峰—龙马溪组页岩普遍含气, 但现场含气量测试结果显示含气量大小横向上存在较大差异。单井纵向上总含气量分布特征与 TOC 相似, 底部优质页岩层段含气量最高。平面

上相同层段含气量差异大, 焦石坝地区 4 口井比较稳定, 优质页岩段含气量分别为 5.85, 6.46, 5.96, 5.93 m<sup>3</sup>/t; 丁山地区差异较大, DY2 井优质页岩气层段 9 件岩心样品含气量平均 6.79 m<sup>3</sup>/t, DY1 井相似层段 16 件岩心样品含气量平均 3.07 m<sup>3</sup>/t; 仁怀地区 11 件岩心样品含气量平均 0.512 m<sup>3</sup>/t。

### 1.6 电性特征

川东南地区测井资料分析优质页岩段表现为“四高三低”的测井响应特征, 即: 高自然伽马、相对高电阻率、相对高声波时差、高铀, 低无铀伽马、低中子、低密度。平面上自然伽马、铀、无铀伽马可以对比, 而电阻率、声波时差、中子、密度差异大。

## 2 六性相关关系分析

### 2.1 岩性与地化特性 TOC 的关系

根据川东南地区五峰组—龙马溪组岩性与 TOC 统计(图 2a)可知, 岩性与 TOC 之间关系密切。含放射虫碳质笔石页岩的 TOC 含量相对最高, TOC 主要分布在 3%~5%; 含碳笔石页岩 TOC 范围在 1.5%~2.5% 之间; 含碳含粉砂泥岩 TOC 主体分布小于 2%; 含粉砂泥岩 TOC 则主体小于 1%。

### 2.2 岩性与可压裂性的关系

川东南五峰—龙马溪组一段整体可压裂性好。根据岩性与脆性矿物含量统计(图 2b)可知, 含放射虫碳质笔石页岩脆性矿物含量最高, 平均达到 65.67%, 分布在 50.9%~83.4%, 可压裂性好; 含碳笔石页岩的平均为 50.3%, 分布在 39.8%~63.3%, 可压裂性较好; 含碳含粉砂泥岩的平均为 58.4%, 分布在 53.7%~65.6%, 可压裂性较好; 粉砂泥岩的平均为 40.7%, 分布在 37.2%~54.3%, 可压裂性一般。

### 2.3 地化特性与可压裂性的关系

多口钻井岩心实验数据分析以及测井解释揭示, 含放射虫碳质笔石页岩和含碳笔石页岩的 TOC 与脆性矿物含量呈正相关关系, 而含碳含粉砂泥岩和粉砂泥岩的 TOC 与脆性矿物含量则没有相关关系(图 3)。

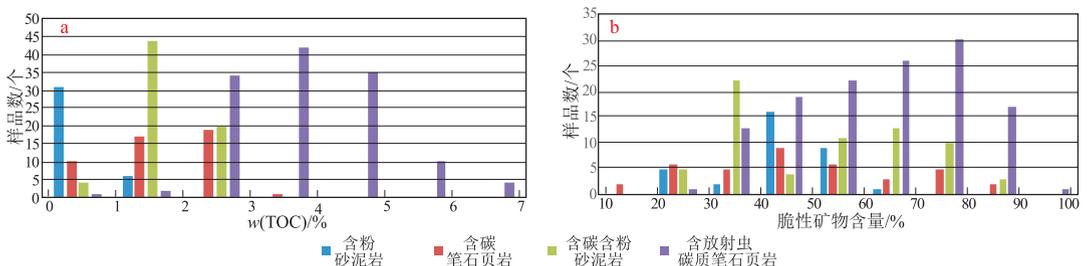


图 2 川东南地区五峰组—龙马溪组岩性与 TOC(a)、脆性矿物含量(b)的关系

Fig.2 Lithology vs. TOC (a) and brittleness (b) of the Wufeng-Longmaxi shales, southeastern Sichuan Basin

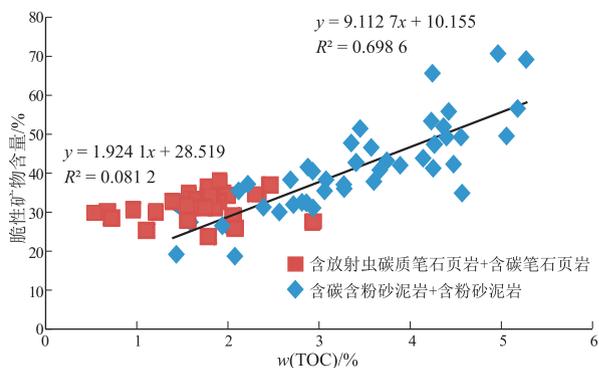


图3 川东南地区五峰组—龙马溪组不同岩性的TOC与脆性矿物含量的关系

Fig.3 TOC vs. brittleness of different lithologies in the Wufeng-Longmaxi shales, southeastern Sichuan Basin

### 2.4 地化特性与物性的关系

将不同页岩气探井的TOC与孔隙度数据汇集在一起,两者之间找不到任何相关关系,如TOC等于3%对应的孔隙度变化范围达到0.5%~6.5%。但是如果将每口井单独进行TOC与孔隙度相关关系分析,结果显示不论井与井之间孔隙度是否有高低差异,同一口井中孔隙度与TOC都具有良好的正相关关系(图4)。

### 2.5 物性与含气性的关系

对比川东南钻井现场含气量实测、岩心物性分析结果后发现,页岩含气性与物性呈正相关关系,而且与压力系数也正相关;压力系数越高,孔隙度越大,含气量越高(图5)。

那么物性与含气性之间,到底是物性制约了含气性,还是含气性影响了物性?在常规天然气勘探中,是以找优质储层为主,如普光、元坝大气田是找到了二叠系生物礁、滩优质储层才发现的,显然是先有储集空间才有气的聚集。而页岩本身是一种烃源岩,是在生烃过程中形成纳米级孔隙,才形成

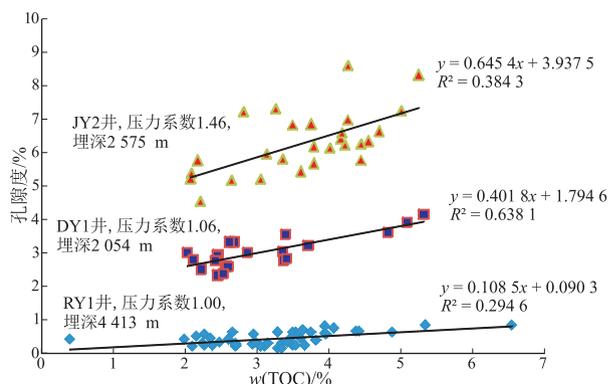


图4 川东南地区典型井优质页岩平均孔隙度与TOC关系

Fig.4 Average porosity vs. TOC of excellent shales from typical wells, southeastern Sichuan Basin

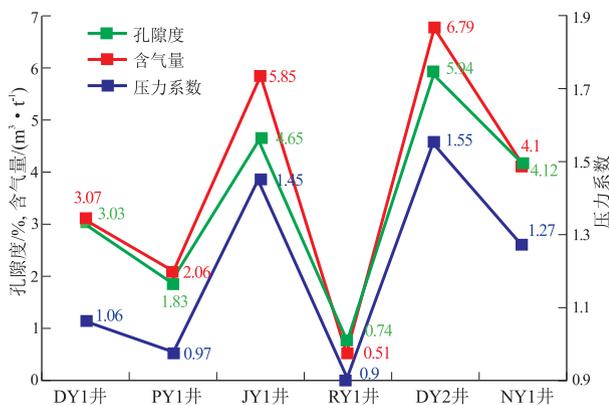


图5 川东南地区典型井优质页岩段孔隙度、含气量、压力系数关系

Fig.5 Relationships among porosity, gas content and pressure of excellent shales from typical wells, southeastern Sichuan Basin

自生自储的连续性气藏。如果保存条件足够好,气体滞留在页岩层中,含气性物性都会保持,一旦气体遭遇逸散,孔隙就会被压实,因此非常规勘探中,是含气性最终影响了物性。

### 2.6 电性与其他五性的关系

五峰组—龙马溪组一段TOC与铀含量、自然伽马之间有良好的正相关性,脆性矿物含量与无铀伽马(KTH)有良好的负相关性,TOC与密度之间具有良好的负相关性,高孔隙度层段与高声波时差相对应,低中子(CNL)、相对高电阻与高含气性层段相对应。因此,这些测井曲线综合响应特征反映了页岩有机质丰度、岩性、储集性、含气性和可压裂性特征。通过这种关系研究,可以建立测井解释模型,用于快速评价新完钻导眼井,为水平井设计做依据。

## 3 主控因素分析

通过页岩储层的六性特征和六性关系分析,岩性、地化特性和可压裂性在川东南地区可以对比,且三者之间呈良好的正相关关系;物性和含气性之间呈正相关关系,在川东南不同钻井中差异比较大,电性上的变化也比较明显,分析原因主要是受先天沉积环境与后天构造改造的控制。

### 3.1 沉积环境控制岩性、地化特性和可压裂性

晚奥陶世—早志留世,川东南地区处于相对滞留、缺氧、水体较深的深水陆棚沉积环境<sup>[12-19]</sup>,普遍发育含放射虫碳质笔石页岩,这些生物一方面提供了丰富的有机质,一方面经生物、生物化学作用提供了丰富的有机硅,因此,骨针、放射虫等生物富集的层段,有机质丰度高、脆性好。川东南钻探的所有页岩气探井,均发育这套深水陆棚相高碳高硅

的碳质笔石页岩,是页岩气水平井优选层段。随着海水变浅,陆源碎屑的输入,川东南地区处于浅水陆棚环境,岩性逐渐过渡到含粉砂的笔石页岩、含粉砂泥岩,硅质含量与 TOC 相关性变差(图 4)。

### 3.2 构造改造强度影响页岩物性和含气性

川东南地区上奥陶统一下志留统页岩作为主要的烃源岩,其成熟度  $R_o$  为 2.01%~2.85%,处于过成熟晚期,在生烃过程中形成纳米级有机孔,并随着成熟度增高有机孔的孔径加大。位于五峰—龙马溪组底部深水陆棚的优质页岩(含骨针放射虫碳质笔石页岩)有机质丰度高,生烃强度大,有机孔发育,因此物性、含气性与 TOC 一样也受沉积环境控制,两者之间也呈正相关关系。虽然后期不同地区页岩物性变化大,孔隙度仍然与 TOC 呈正相关(图 5),说明页岩中的孔隙主要是有机孔,有机质越丰富,有机孔就越发育。

不同地区后期物性与含气性出现了差异主要原因是保存条件的差异,保存条件是页岩气富集的关键已成为了共识。顶底板条件、构造作用强度、抬升剥蚀、构造改造时间、断裂等是页岩气保存的影响因素<sup>[4,20]</sup>。五峰—龙马溪组页岩顶底板条件好,在构造的诸多因素中,页岩层产状及断裂的发育程度是关键因素。因为页岩的页理发育,水平渗透率是垂向的许多倍<sup>[21]</sup>,地层高陡将增大纵向分量致使气体顺层向上逸散,如遇断层沟通则逸散速度加快,结果将使页岩层含气量降低、孔隙压力下降,在围岩压力下页岩孔隙由不规则的大孔,逐渐转变为具定向性分布的扁平状中孔,最后形成较圆的微孔甚至消失。因此,构造宽缓、断层不发育是影响物性和含气性的两大关键要素,而断层的形成时间、活动

次、规模大小将决定页岩气逸散的程度。相对来说,埋藏深度对工程压裂有影响,对物性含气性的影响不是至关重要。埋藏越深,页岩气一旦逸散,孔隙会越小,如 PY1 井页岩层超 4 000 m 钻井中无油气显示,孔隙度小于 1%;EY1 井构造平缓,页岩层埋深仅 580 m 钻井甲烷显示 5%,孔隙度 3.57%。

### 3.3 页岩六性关系及富集高产主控因素模型

页岩气富集受沉积与改造控制<sup>[2-3,22-23]</sup>,前者决定了黑色厚层页岩发育、具有高 TOC、高脆性矿物,在适中的演化程度下有机孔缝发育、含气量高,电性上表现为四高三低的特征(图 6);后者决定了现今页岩储集空间的大小和含气性,即页岩气的富集。评价保存条件则从顶底板条件、构造宽缓程度、是否处于弱改造区、是否远离剥蚀区和开启断裂等<sup>[21]</sup>,保存条件好的指标是压力系数高(图 6)。只有深水陆棚相的优质页岩,在后期良好的保存条件下,才能具备页岩气的富集。而页岩气的富集不一定就能高产,只有具有良好的可压裂性并埋藏适中,现有技术可以压裂,才能获得页岩气的高产,任何一个参数的变化都会影响到最终的结果(图 6)。

焦石坝气田的高产,简单地说,是具备了深水陆棚优质页岩和保存条件好这 2 大要素,且埋深适中,各个参数的评价都非常好。DY2 井同样具备这 2 大要素,有页岩气的富集,但因为埋藏超过 4 500 m,压裂效果差,没有达到商业产能;TY1 井因大断层发育,保存条件差,气藏被破坏。下寒武统牛蹄塘组底部同样发育深水陆棚相优质页岩,但底板条件为上震旦统灯影组白云岩岩溶储层,不利于页岩气的滞留成藏;元坝地区自流井组大安寨段保存条件好,页岩气富集,但黏土含量高,影响了压裂改造效果。

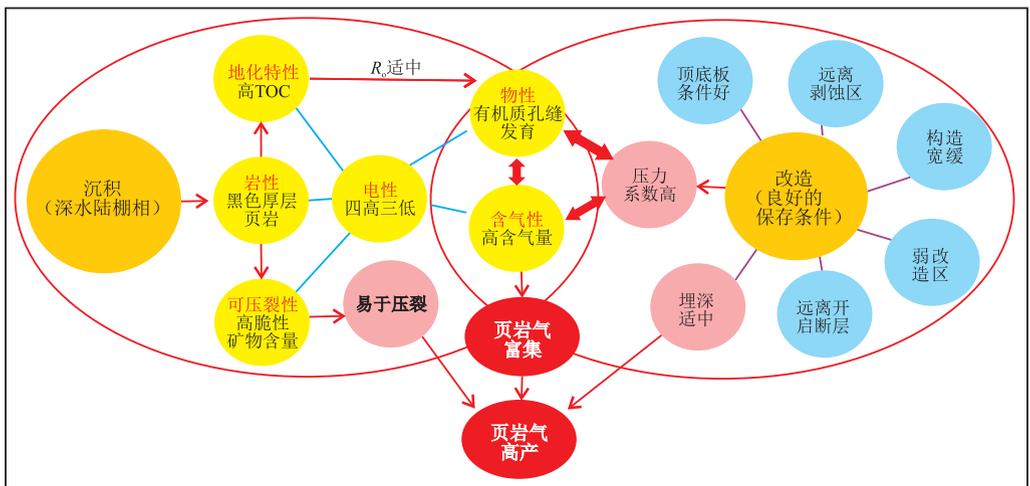


图 6 川东南地区页岩六性关系及富集高产主控因素

Fig.6 Shale lithology, geochemical feature, brittleness, physical property, gas-bearing capacity, and electricity, and hydrocarbon enrichment factors in the southeastern Sichuan Basin

## 4 结论

(1) 页岩的岩性、地化特性、脆性受先天条件即沉积环境与相带控制,含放射虫碳质笔石页岩三者之间相关关系好,在川东南五峰—龙马溪组各井都可以对比。

(2) 物性和含气性则受后天改造影响,探井之间变化差异大,页岩垂向自封闭性及水平渗透率大的特性使得页岩产状与断层发育是页岩气含气性的主要因素,而页岩是否含气决定了物性的大小。

(3) 宽缓的构造样式、断层不发育的优质页岩气层,才能保持孔隙压力和孔隙大小,只有六性匹配关系好,即高 TOC、高脆性、高孔、高含气性的碳质页岩,具备四高三低电性特征的页岩储层,才能形成商业产能。

### 参考文献:

- [1] 郭彤楼. 涪陵页岩气田发现的启示与思考[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 29-43.  
Guo Tonglou. Discovery and characteristics of the Fuling Shale Gas Field and its enlightenment and thinking[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 29-43.
- [2] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 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 and its periphery: A case study of the Wufeng-Longmaxi formation of Jiaoshiba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901.
- [3] 郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 28-36.  
Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba Shale Gas Field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [4] 郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示: 以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(4): 643-651.  
Guo Tonglou, Liu Ruobing. Implications from marine shale gas exploration break-through in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi Formation in well JY1 example[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4): 643-651.
- [5] 余川, 程礼军, 曾春林, 等. 渝东北地区下古生界页岩含气性主控因素分析[J]. 断块油气田, 2014, 21(3): 296-300.  
Yu Chuan, Cheng Lijun, Zeng Chunlin, et al. Main controlling factor analysis on gas-bearing property of Lower Paleozoic shale in northeastern Chongqing Region[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(3): 296-300.
- [6] 刘友祥, 俞凌杰, 张庆珍, 等. 川东南龙马溪组页岩的矿物组成与微观储集特征研究[J]. 石油实验地质, 2015, 37(3): 328-333.  
Liu Youxiang, Yu Lingjie, Zhang Qingzhen, et al. Mineral composition and microscopic reservoir features of Longmaxi shales in

southeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(3): 328-333.

- [7] 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.
- [8] 吴艳艳, 曹海虹, 丁安徐, 等. 页岩气储层孔隙特征差异及其对含气量影响[J]. 石油实验地质, 2015, 37(2): 231-236.  
Wu Yanyan, Cao Haihong, Ding Anxu, et al. Pore characteristics of a shale gas reservoir and its effect on gas content[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(2): 231-236.
- [9] 魏志红, 魏祥峰. 页岩不同类型孔隙的含气性差异: 以四川盆地焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 37-41.  
Wei Zhihong, Wei Xiangfeng. Comparison of gas-bearing property between different pore types of shale: A case from the Upper Ordovician Wufeng and Longmaxi Fms in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 37-41.
- [10] 王燕, 冯明刚, 魏祥峰, 等. 焦石坝页岩气储层黏土组分特征及其体积分数计算[J]. 断块油气田, 2015, 22(3): 301-304.  
Wang Yan, Feng Minggang, Wei Xiangfeng, et al. Clay mineral component characteristics and volume fraction calculation for Jiaoshiba shale gas reservoir[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2015, 22(3): 301-304.
- [11] 伍岳, 樊太亮, 蒋恕, 等. 四川盆地南缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩矿物组成与脆性特征[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(4): 59-63.  
Wu Yue, Fan Taiyang, Jiang Shu, et al. Mineralogy and brittleness features of the shale in the upper Ordovician Wufeng Formation and the lower Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 59-63.
- [12] 郭旭升, 李宇平, 刘若冰, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 9-16.  
Guo Xusheng, Li Yuping, Liu Ruobing, et al. Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 9-16.
- [13] 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): 219-225.  
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): 219-225.
- [14] 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.  
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.

Tarim Depression [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2001, 23(4): 378-383.

[15] 吕海涛, 张仲培, 邵志兵, 等. 塔里木盆地巴楚—麦盖提地区早古生代古隆起的演化及其勘探意义 [J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(1): 76-83.

Lü Haitao, Zhang Zhongpei, Shao Zhibing, et al. Structural evolution and exploration significance of the Early Paleozoic palaeouplifts in Bachu-Maigaiti area, the Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(1): 76-83.

[16] 云金表, 周波, 王书荣. 塔里木盆地玉北 1 井背斜带变形特征与形成机制 [J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(2): 215-219.

Yun Jinbiao, Zhou Bo, Wang Shurong. Deformation characteristics and forming mechanism of the well Yubei 1 anticline belt in the Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(2): 215-219.

[17] 罗金海, 何登发. 西昆仑北缘冲断带和田段的构造特征 [J]. *石油与天然气地质*, 1999, 20(3): 237-241.

Luo Jinhai, He Dengfa. Tectonic characteristics of foreland thrust belt in Hetian section, north margin of west Kunlun [J]. *Oil & Gas Geology*, 1999, 20(3): 237-241.

[18] 和虎, 冯海霞, 蔡忠贤. 塔中地区中下奥陶统鹰山组表生岩溶分布特征及主控因素 [J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(2): 17-23.

He Hu, Feng Haixia, Cai Zhongxian. Distribution characteristics

of supergene karst and dominated factors analysis in Yingshan Formation of Lower-Middle Ordovician in Tazhong area [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(2): 17-23.

[19] 吴礼明, 印婷, 蒋海军, 等. 玉北地区中下奥陶统储层主控因素分析 [J]. *断块油气田*, 2014, 21(6): 701-706.

Wu Liming, Yin Ting, Jiang Haijun, et al. Analysis on main control factors of Middle-Lower Ordovician reservoir in Yubei Area [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2014, 21(6): 701-706.

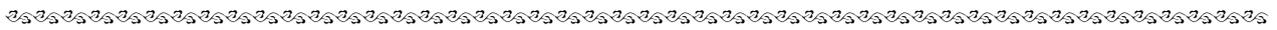
[20] 乔桂林, 钱一雄, 曹自成, 等. 塔里木盆地玉北地区奥陶系鹰山组储层特征及岩溶模式 [J]. *石油实验地质*, 2014, 36(4): 416-421.

Qiao Guilin, Qian Yixiong, Cao Zicheng, et al. Reservoir characteristics and karst model of Ordovician Yingshan Formation in Yubei area, Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(4): 416-421.

[21] 蔡希源. 塔里木盆地大中型油气田成控因素与展布规律 [J]. *石油与天然气地质*, 2007, 28(6): 693-702.

Cai Xiyuan. Main factors controlling hydrocarbon accumulation of middle-and large-sized oil and gas fields and their distribution rules in the Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2007, 28(6): 693-702.

(编辑 徐文明)



(上接第 325 页)

[15] 牟传龙, 周恩息, 梁薇, 等. 中上扬子地区早古生代烃源岩沉积环境与油气勘探 [J]. *地质学报*, 2011, 85(4): 526-532.

Mu Chuanlong, Zhou Kenken, Liang Wei, et al. Early Paleozoic sedimentary environment of hydrocarbon source rocks in the Middle-Upper Yangtze region and petroleum and gas exploration [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2011, 85(4): 526-532.

[16] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力 [J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(6): 641-653.

Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(6): 641-653.

[17] 董大忠, 程克明, 王玉满, 等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征 [J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(3): 288-299.

Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(3): 288-299.

[18] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件 [J]. *天然气工业*, 2008, 28(2): 151-156.

Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(2): 151-156.

[19] 孙梦迪, 于炳松, 李娟, 等. 渝东南地区龙马溪组页岩储层特征与主控因素 [J]. *特种油气藏*, 2014, 21(4): 63-66.

Sun Mengdi, Yu Bingsong, Li Juan, et al. Features and major con-

trolling factors of Longmaxi shale reservoir in southeastern Chongqing [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(4): 63-66.

[20] 魏志红. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩气的晚期逸散 [J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(4): 659-665.

Wei Zhihong. Late fugitive emission of shale gas from Wufeng-Longmaxi formation in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(4): 659-665.

[21] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素 [J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 17-23.

Hu Dongfeng, Zhang Hanrong, Ni Kai, et al. Main controlling factor gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 17-23.

[22] 刘冲, 张金川, 唐玄, 等. 黔西北区下志留统龙马溪组页岩气聚集条件 [J]. *特种油气藏*, 2014, 21(6): 61-64.

Liu Chong, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, et al. Shale gas accumulation conditions of Lower Silurian Longmaxi Fm in northwestern Guizhou Province [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(6): 61-64.

[23] 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 and 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 Da'anzhai Section of Ziliujing Formation in Sichuan Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 18-28.

(编辑 徐文明)