

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—龙马溪组为例[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(in Chinese with English abstract).

# 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

郭旭升 胡东风 文治东 刘若冰

(中石化勘探南方分公司, 四川 成都 610041)

**摘要:**利用钻井、地震及样品实验数据资料, 首先对焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩气的形成条件进行了评价, 然后探讨了四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素。研究认为: 焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩具有厚度大、有机质丰度高、类型好、热演化程度较高、储集物性以及含气性好、以及良好保存条件和可压裂等特点; 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素是富有机质泥页岩的发育程度、保存条件、天然裂缝的发育和泥页岩的可压裂性等, 因为富有机质泥页岩的发育为页岩气的生成和储集提供了丰富的物质基础, 良好的保存条件是页岩气富集的关键, 天然裂缝和可压裂性是高产的重要保证。

**关键词:**海相页岩气; 富集高产; 主控因素; 下古生界; 四川盆地

**中图分类号:** P618.13 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-3657(2014)03-0893-09

随着北美页岩(油)气商业开发的成功, 页岩气作为一种非常规能源也成石油天然气勘探开发的热点, 在世界范围内广泛兴起<sup>[1-7]</sup>。四川盆地作为中国页岩气勘探的前沿阵地, 已经取得了实质性的突破, 商业效果显著。四川盆地地下古生界富有机质泥页岩发育, 页岩气资源丰富, 但由于四川盆地经历了古生代以来长期的构造演化, 具有从克拉通盆地到前陆盆地复杂的地质条件, 页岩气的勘探工作具有高复杂、高难度、高风险的特点<sup>[8-12]</sup>。但近年来, 经过不断的研究和探索, 中石油、中石化相继在四川盆地威远、长宁、涪陵焦石坝海相层系相继获得单井突破<sup>[13-14]</sup>, 这不仅证实了四川盆地是中国最为现实的海相页岩气勘探区<sup>[15-17]</sup>, 同时也为四川盆地其他地区海相页岩气的勘探开发提供了借鉴。因此, 本文以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例, 在对页岩

气富集条件研究的基础上, 探索四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产的主控因素。

## 1 概况

焦石坝地区位于四川盆地川东高陡褶皱带包鸾—焦石坝背斜构造区(图1)。西侧以华蓥山深大断裂为界与川中构造区相接, 东侧以齐西深大断裂为界与鄂西断褶带相邻, 北侧与秦岭褶皱带相接。从南至北, 构造走向由NNW转向NNE, 再转向NE, 形成四川盆地最具特征的弧形褶皱带。区域资料显示, 焦石坝地区发育晚震旦世至三叠纪地层, 除中晚志留世到石炭纪外, 各时代地层发育齐全, 中寒武统平井组至三叠系嘉陵江组(T<sub>j</sub>)累积厚度约4000 m<sup>[18-19]</sup>。

2012年中石化在焦石坝地区部署页岩气水平

收稿日期: 2013-07-23; 改回日期: 2014-04-30

基金项目: 国土资源部油气战略研究中心项目(2009GYXQ15-06)资助。

作者简介: 郭旭升, 男, 1965年生, 博士, 教授级高级工程师, 主要从事石油地质综合研究和勘探管理工作; E-mail: guoxs.ktnf@sinopec.com。

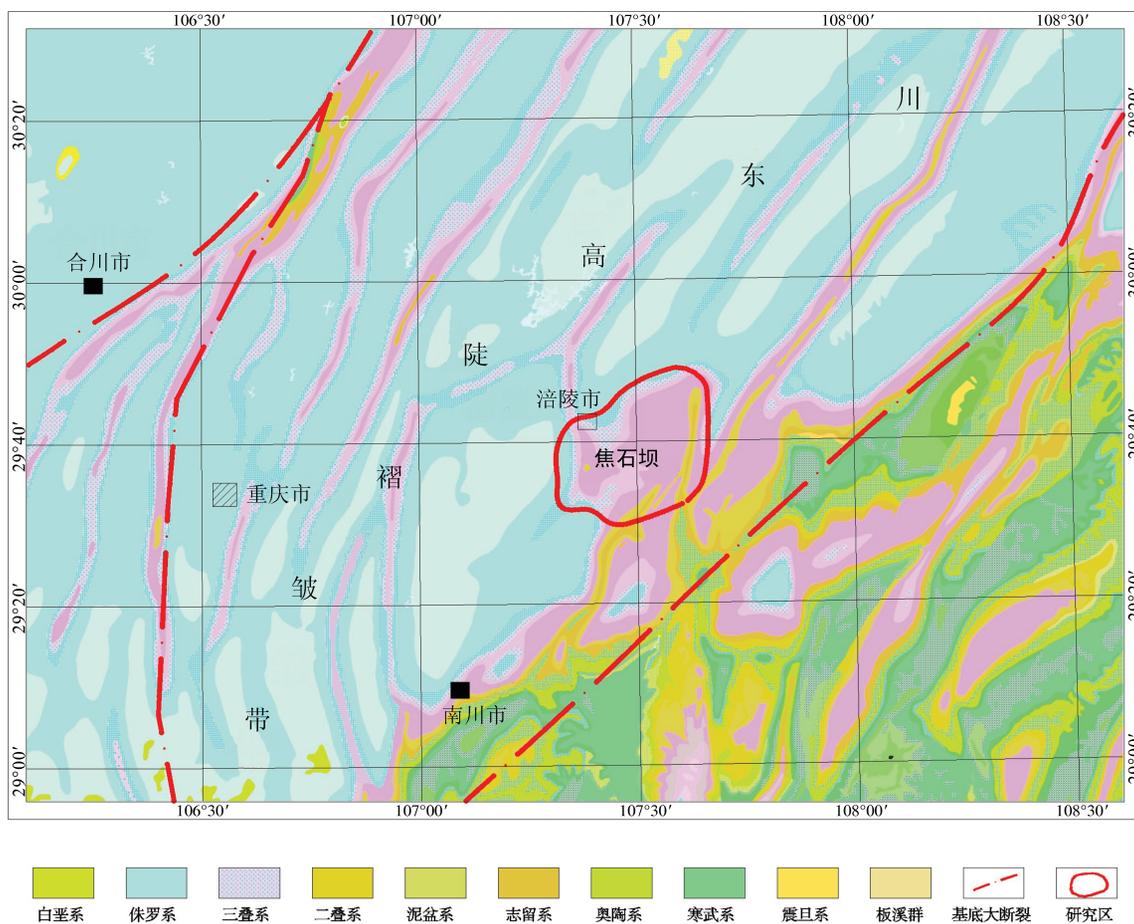


图1 焦石坝地区位置及构造纲要图

Fig.1 Map showing the location of Jiaoshiba area

专探井JY1HF,目的层为上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组富有机质泥页岩,通过大型水力压裂后获得了高产工业气流,展现出该区下古生界页岩气具有良好的勘探前景。

## 2 页岩气形成条件

### 2.1 暗色泥页岩发育及分布

四川盆地五峰组—龙马溪组沉积于陆棚相滞流缺氧环境,而且富含笔石和有机质的黑色泥页岩发育<sup>[20-23]</sup>。焦石坝地区在龙马溪组沉积期沉积水体总体处于缺氧环境,沉积初期主要发育灰黑色含粉砂炭质泥岩、页岩、含粉砂泥岩夹少量深灰色泥质粉砂质条带,厚70~85 m,横向分布广泛。五峰组沉积时水体更深,富含黄铁矿,岩性以炭质泥岩、页岩为主,含少量粉砂,厚5~10 m<sup>[24-26]</sup>。

### 2.2 有机地化特征

JY1井88个岩心样品测试结果表明,焦石坝地区五峰组—龙马溪组黑色泥页岩TOC值为0.55%~5.89%,平均为2.54%,大多在1.0%以上,整体上有由下往上降低的趋势,并且随岩性的不同而变化(图2)。沉积层系底部约38 m厚的灰黑色页岩、炭质页岩TOC值明显较高,化石含量丰富,TOC值介于1.0%~5.9%,平均值为3.50%,是形成页岩气藏的最有利层段(图2)。灰黑色页岩的高TOC值与志留纪高生产力表层水浮游生物圈和有利于有机质保存的缺氧水体物理化学条件有关<sup>[27]</sup>。

干酪根镜检分析表明,本区五峰组—龙马溪组页岩有机质类型为I型,Ro值介于2.2%~3.06%(图2),说明页岩母质演化程度已达高成熟—过成熟阶段,处于过成熟晚期生气状态。

### 2.3 储渗条件

焦石坝地区五峰组—龙马溪组泥页岩密度平均 2.59 g/cm<sup>3</sup>左右,含气页岩层段的岩石密度比不含气层段岩石密度低 0.05~0.21 g/cm<sup>3</sup>(图2),与美国商业开采的页岩层密度大体一致<sup>[28]</sup>,泥页岩结构相对致密。

#### 2.3.1 储集空间类型及特征

通过岩心观察、氩离子抛光扫描电镜以及FMI成像测井等分析发现,焦石坝地区暗色泥页岩中储集空间主要发育两种类型:一种为泥岩自身基质微孔隙,这种类型孔隙的储集空间很小,主要表现为纳米级,按成因类型可识别出有机质孔、晶间孔、矿物铸模孔、粘土矿物间微孔、次生溶蚀孔等类型(图3),孔径一般为2~2000 nm,主要集中在2~50 nm。

另一种类型为泥页岩储层中发育的裂隙系统,其对页岩气的开发成败起到关键性的作用,不仅有利于游离气的富集,同时还是页岩气渗流运移的主要通道;根据裂隙的大小将裂隙划分为宏观裂隙和微观裂隙,其中能够通过岩心观察和FMI测井解释的裂隙我们统称为宏观裂隙,包括构造缝和层间缝(图3);而需借用扫描电镜观察的裂隙我们统称为

微观裂隙,包括微张裂缝、粘土矿物片间缝、有机质收缩缝以及超压破裂缝等(图3)。

#### 2.3.2 储集物性

岩心实测物性表明,焦石坝地区五峰组—龙马溪组泥页岩孔隙度介于 1.17%~7.22%,平均为 4.52%;渗透率由于个别样品裂缝发育,变化范围较大,介于 0.0015~335.21 md,平均 24.8 md。与北美商业开采的页岩气孔隙度和渗透率相比(孔隙度为 2%~10%、渗透为 1×10<sup>-13</sup> μm<sup>2</sup>~10×10<sup>-7</sup> μm<sup>2</sup>)<sup>[29-30]</sup>,区内泥页岩物性相对较好,有利于页岩气产出(图4)。另外一个显著的特点为焦石坝地区低的孔隙度对应着较高渗透率,说明微裂缝(隙)为泥页岩提供了一定的渗滤通道,有利于页岩气的产出(图4)。

### 2.4 岩石矿物学特征

X-衍射实验分析表明,焦石坝地区五峰组—龙马溪组粘土矿物含量为 16.6%~62.8%,平均值 40.5%。粘土矿物以伊蒙混层为主,平均含量为 54.4%,其次为伊利石,平均含量为 39.4%;脆性矿物含量为 33.9%~80.3%,平均值 56.5%,脆性矿物以石英为主,平均含量为 37.3%,其次是长石,平均含量为 9.3%,方解石相对较少,平均含量为 3.8%

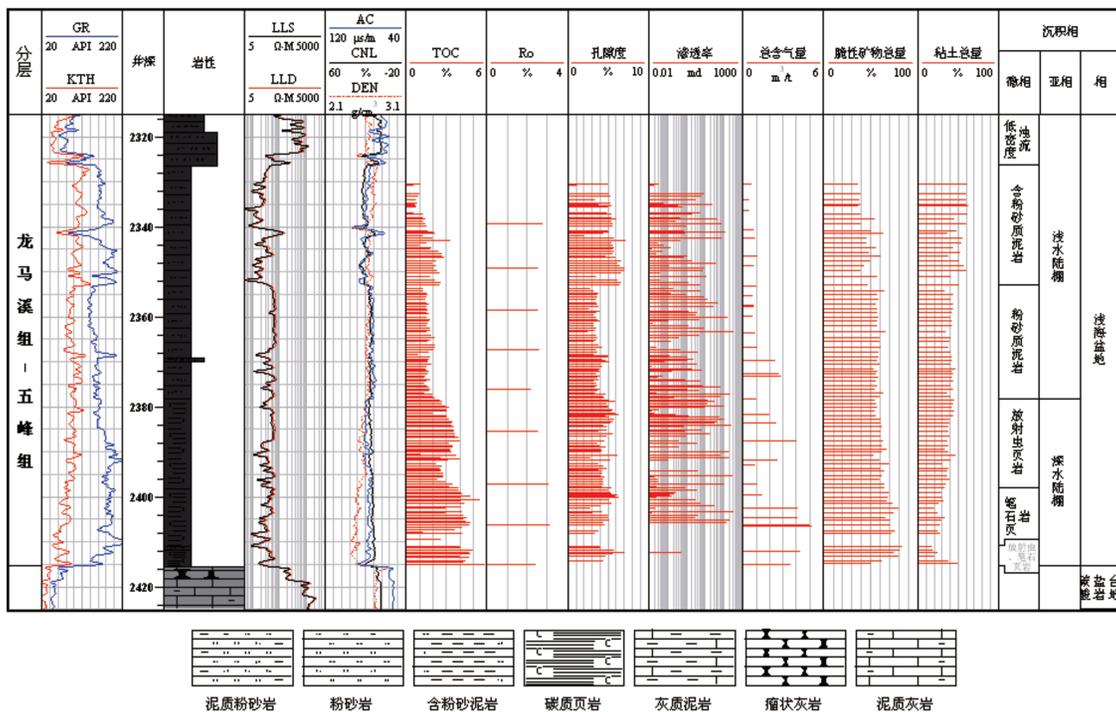


图2 JY1井五峰组—龙马溪组页岩气综合评价图

Fig.2 Comprehensive evaluation map showing shale gas of well JY of Wufeng-Longmaxi Formation

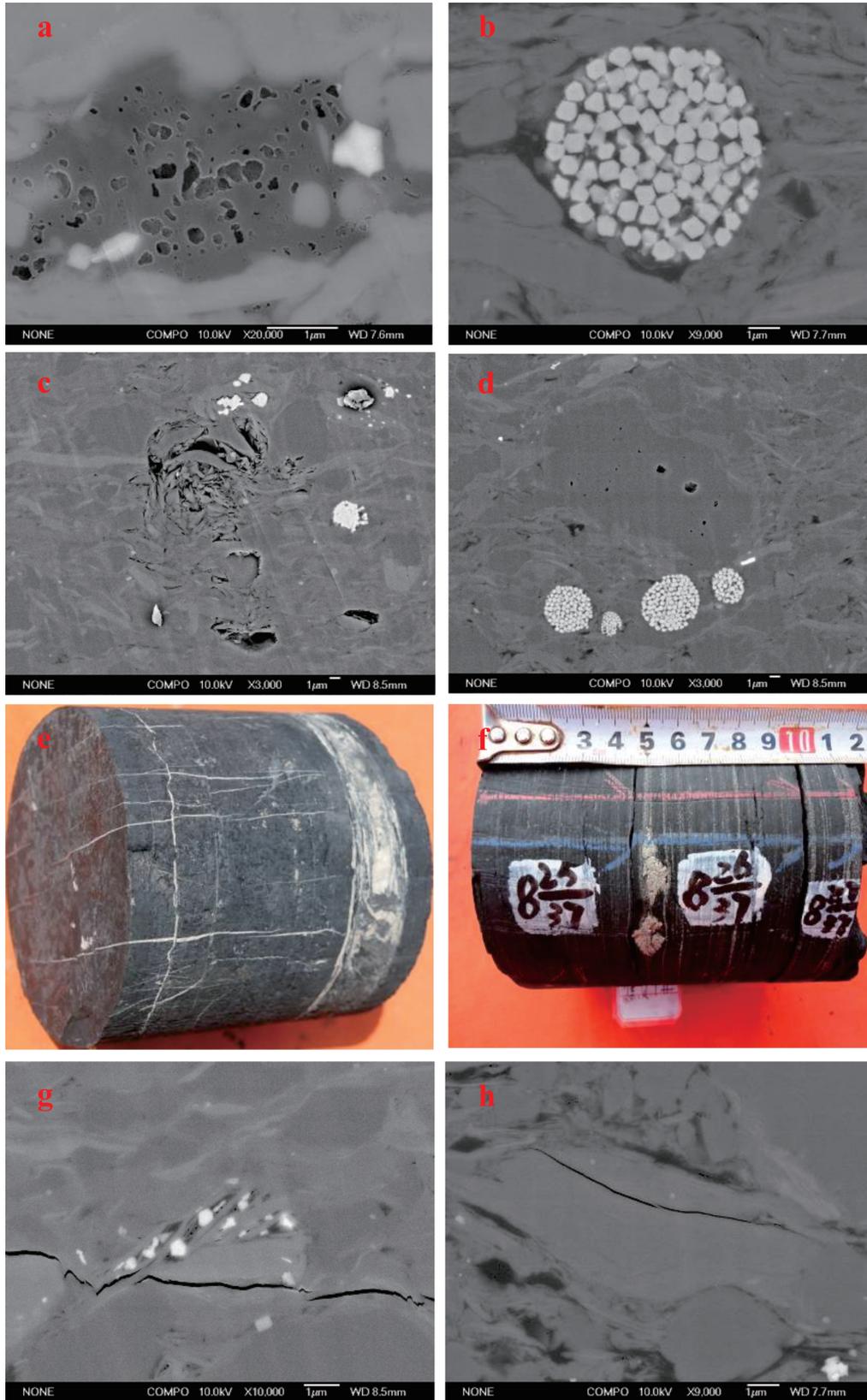


图3 五峰组—龙马溪组泥页岩主要储集空间类型(据文献[14]修改)

a—有机质孔,JY1井,2385.42 m,有机质热解后形成的残余空隙;b—晶间孔,JY1井,2414.88 m,黄铁矿晶体间形成的微小空隙;c—粘土矿物间微孔,JY1井,2335.3 m;d—粒内溶孔,JY1井,2340.82 m;e—构造缝和层间缝,JY1井,2409.50 m,岩心上见多组水平缝和垂直缝,均被方解石充填;f—层间缝,JY1井,2390.58 m;g—微张裂缝,JY1井,2335.3 m;h—超压破裂缝,JY1井,2414.88 m

Fig.3 Main reservoir space types of the shale in Wufeng-Longmaxi Formation(modified after Reference [14])  
a—Organic matter pores, well YJ1, 2385.42 m, residual voids resulting from organic matter pyrolysis; b—Intercrystalline pores, well YJ1, 2414.88 m, tiny voids between pyrite crystals; c—Intercrystalline pores, tiny voids between clay minerals, well YJ1, 2335.3 m; d—Intragranular solution pores, well YJ1, 2340.82 m; e—Structural seam and interlayer fractures, well YJ1, 2409.50 m, horizontal fractures and vertical fractures observed from the core, and the fractures filled with calcite; f—Interlayer fractures, well YJ1, 2390.58 m; g—Micro-tension fractures, well YJ1, 2335.3 m; h—Overcrushed fractures, well YJ1, 2414.88 m

(图5)。与北美主产页岩气盆地泥页岩相比,矿物分布范围和趋势总体相似,绝大部分样品点落在A区(石英、长石和黄铁矿:25%~82%;碳酸盐岩:<35%;粘土矿物:8%~65%),落在B区(石英、长石和黄铁矿:5%~40%;碳酸盐岩:>35%;粘土矿物:2%~45%)的样品很少,说明焦石坝地区五峰组—龙马溪组泥页岩沉积和后期胶结作用形成的钙质都较少。

同时,我们发现五峰—龙马溪组底部优质页岩气层段表现出TOC和高脆性矿物含量具有良好的耦合关系,即TOC含量与石英含量成正比、与粘土矿物含量呈反比的特征(图2,6),该特点说明下古生界处于深水陆棚的黑色页岩中的石英主要来源并不是陆源碎屑,而可能是由各种浮游生物、底栖生物或细菌等成烃生物的遗骸和残片经各种成岩作用后演化而来。

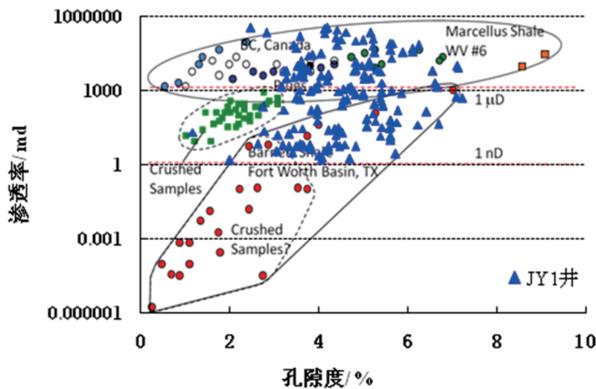


图4 JY1井与北美泥页岩孔渗关系图(据①修改)  
Fig.4 Relationship of porosity and permeability between well YJ1 shale and North America shale

## 2.5 保存条件及页岩含气量

勘探实践表明,保存条件好坏控制页岩气含气量及气体组分(集中反映为CH<sub>4</sub>含量和含氮量)。焦石坝地区处于四川盆地内部,位于大耳山断层西侧,为轴向近南北向的低缓断背斜构造,地层发育较平缓,断层发育规模不大,地表出露地层为三叠系嘉陵江组。五峰组—龙马溪组页岩气储层埋深将近2000 m。同时五峰组—龙马溪组页岩气层顶

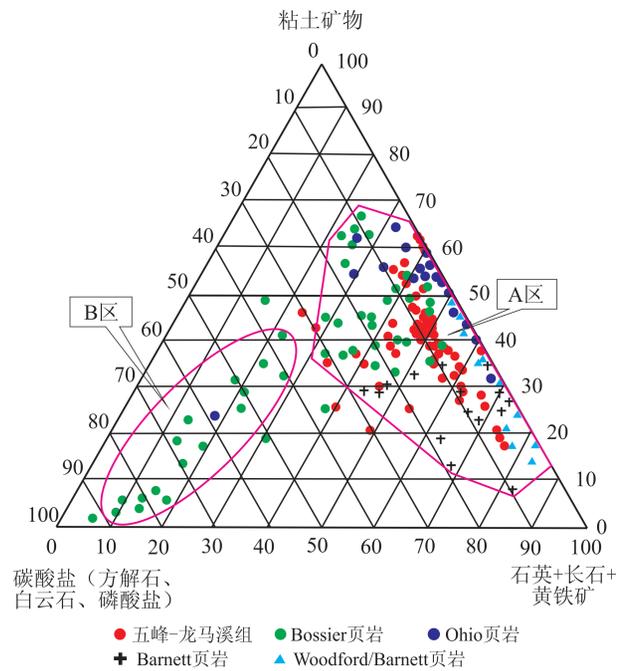


图5 JY1井与北美泥页岩矿物组成三角图(据②修改)  
(A区:以石英和粘土矿物为主;B区:以碳酸盐矿物为主)  
Fig.5 Triangular plot of mineral composition of well YJ1 shale and North America shale  
(A—Mainly quartz and clay minerals; B—Mainly carbonate minerals)

①Fred P Wang. 页岩气生产的关键控制因素, 2010.

②Halliburton. 美国主要产气页岩, 2009.

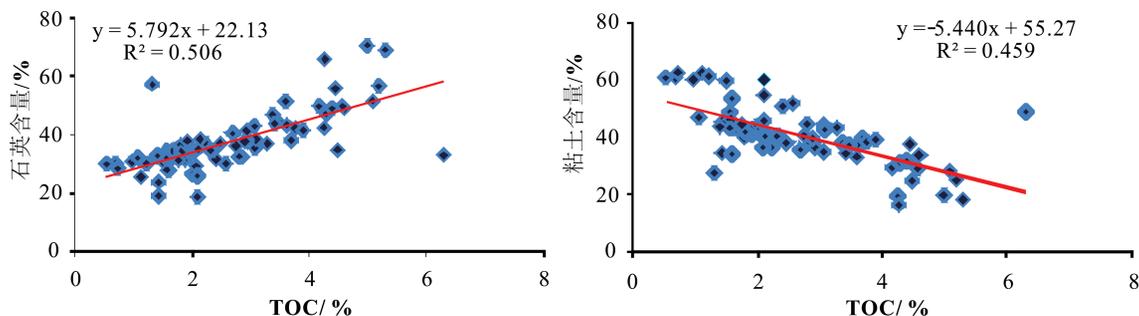


图6 JY1井 TOC与石英、粘土矿物含量相关关系图  
Fig.6 Relationships of TOC, quartz and clay mineral content of well JY1

板为龙马溪组上部发育的大套灰色—深灰色厚层泥岩夹薄层粉砂质泥岩、粉砂岩,泥岩较纯,厚度为170 m左右,对下部页岩气层具有较好的封隔效果。下伏地层为涧草沟组和宝塔组连续沉积的灰色瘤状灰岩、泥灰岩、灰岩,浅灰—灰色灰岩、泥灰岩,总厚度30~40 m,区域上分布稳定,空间展布范围较广,岩性致密,物性较差,对上覆页岩气层具有很好的封隔作用。

良好的保存条件促使焦石坝地区具有较高的含气量,JY1井含气量测试结果显示:含气层泥页岩含气量为0.44~5.19 m<sup>3</sup>/t,平均值为1.97 m<sup>3</sup>/t,下部优质页岩气层段平均含气量达到了2.96 m<sup>3</sup>/t。这为焦石坝地区页岩气的高产奠定了良好的基础。

### 3 下古生界海相页岩气富集高产主控因素分析

与美国产页岩气盆地相比,四川盆地及周缘下古生界页岩气具有独特的地质条件,主要表现为下古生界页岩具有沉积时代早、经历的地质历史长,并且经历了复杂的构造运动和热史。近期焦石坝地区页岩气的突破,为我们明确四川盆地地下古生界海相页岩气富集高产主控因素提供了启示。分析认为下古生界海相页岩气富集高产主控因素包含了富有机质泥页岩发育程度、保存条件、天然裂缝的发育和泥页岩的可压裂性等方面。

#### 3.1 富有机质泥页岩发育是页岩气成藏的物质基础

勘探实践表明,中石油阳201-H2井、宁201-H1井以及中石化JY1井3口商业性高产井均位于五峰组—龙马溪组优质页岩层段发育区。其中焦石坝地区JY1井富有机质泥页岩主要发育在该沉积层部的下部,厚度在80~100 m,TOC含量较高,普遍大于

1%,其中底部优质页岩段TOC含量更高,平均值达到3.5%。同时有机质类型为I型,Ro值介于2.2%~3.06%,以上特征说明泥页岩不仅具有能生成页岩气良好的烃源条件,同时已生成了大量的油气<sup>[31]</sup>;另外泥页岩储集空间发育,孔隙度较高,介于1.17%~7.22%,平均4.52%,这为大量生成的油气在泥页岩中自生自储提供较充足的储集空间。因此,我们认为富有机质泥页岩的发育为页岩气的生成和储集提供了丰富的物质基础。

#### 3.2 良好的保存条件是页岩气富集的关键

四川盆地及周缘下古生界海相页岩多数地区原始生烃条件优越,但在整个地质历史过程中经历了复杂的、多期的构造演化(包括埋藏、抬升、断裂和褶皱等)、热演化(多期次、多种方式的生排烃)和页岩气的聚集与散失,为页岩气的富集提出了更高的要求。

但是焦石坝地区JY1井的突破,充分诠释了川东南地区为具有良好油气保存条件和较高压力系数的地区,也是四川盆地及周缘下古生界页岩气规模化、效益化勘探开发的现实有利阵地。另外阳201-H2井、宁201-H1等井钻探结果表明:构造活动相对微弱、构造相对较平缓、通天断裂不发育、顶底板条件优越的地区,即是良好油气保存条件、较高压力系数的地区;而在具有相似泥页岩发育但保存条件相对较差、地层压力系数较低的地区所钻页岩气井(如河页1、YQ1、渝页1井等),产气量通常不高(表1);另外,我们发现四川盆地及周缘下古生界页岩气钻井产量与压力系数呈正相关关系。以上现象和规律给我们一点很重要的启示,即良好保存条件是四川盆地及周缘下古生界页岩气高产的关键因素。

表1 四川盆地海相页岩气探井钻探成果  
Table 1 Marine shale gas drilling achievements in the lower assemblage of Sichuan basin

井号	地质条件		含气性		保存条件						
	厚度/m	TOC/%	含气量/(m <sup>3</sup> /t)	产气量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)	构造样式	大断裂	开孔层位	埋深/m	压力系数	气相组分	评价
阳201-H2				43	盆内隔挡式背斜	不发育	J	3500	2.2	CH <sub>4</sub>	好
JY1HF	89	2.54	1.97	20.3	盆内隔挡式背斜	不发育	T <sub>ij</sub>	2415	1.45	CH <sub>4</sub>	好
宁201-H1	101	2.8	1.5~2.1	14~15	盆内隔挡式向斜	不发育	T <sub>ij</sub>	2485	2	CH <sub>4</sub>	好
威201-H1	50	3.2	2.6	1.99	盆内隔挡式背斜	不发育	T <sub>1</sub>	1542	1	CH <sub>4</sub>	好
彭页1HF	103	1.91	0.45~2.46	1.475	盆缘槽档式向斜	不发育	T <sub>ij</sub>	2160	0.9~1	CH <sub>4</sub>	好
昭104				1~2	盆内隔挡式背斜	不发育	T	2070		CH <sub>4</sub>	好
河页1	30	1.52~5.68	0.86		盆外隔槽式向斜	发育	P <sub>2</sub>	2167			差
黔页1				0.48~0.84	盆缘槽档式向斜	发育	P <sub>1</sub>	800			差
YQ1	52	2.12~3.14	0.429		盆缘槽档式向斜	发育	S <sub>1/l</sub>	230			差
渝页1	115	3.2	0.1		盆缘槽档式向斜	发育	S <sub>1/l</sub>	320		N <sub>2</sub> 、CO <sub>2</sub>	差

注:J—侏罗系,T<sub>ij</sub>—下三叠统嘉陵江组,T<sub>1</sub>—下三叠统,T—三叠系,P<sub>2</sub>—上二叠统,P<sub>1</sub>—下二叠统,S<sub>1/l</sub>—下志留统龙马溪组。

### 3.3 天然裂缝和可压裂性是富集高产的重要保证

观察表明:JY1井岩心上发育水平、垂直两组裂缝为主(图3),少量斜交缝,这些天然裂缝不仅为天然气和地层水提供了运移通道和聚集空间,而且为增加页岩的总含气量起到了积极作用。

JY1井五峰组—龙马溪组89 m页岩气层段页岩脆性矿物含量为33.9%~80.3%,平均值56.5%,而下部38 m优质页岩气层段脆性矿物平均含量达到了62.4%,对后期的压裂改造比较有利。

另外JY1井五峰组—龙马溪组页岩实测杨氏模量为25~49 GPa,泊松比为0.192~0.245,与Barnett页岩较为相似,有利于压裂改造。

根据以上分析的四川盆地及周缘下古生界页岩气富集高产的主控因素,针对高复杂、高难度、高风险的四川盆地及周缘下古生界页岩气勘探,一方面需要寻找富有机质泥页岩的发育区,同时还要重视页岩气的后期的保存条件。

## 4 结论

(1)焦石坝地区五峰组—龙马溪组下部处于深水陆棚相带,暗色泥页岩发育、有机质丰度高,热演化处于过成熟阶段,页岩气形成条件优越;同时,储集空间的发育保证了页岩气的富集,较高的脆性矿物含量有利于后期的压裂改造。

(2)焦石坝地区处于盆内构造较稳定区,目的层埋深适中,深大断裂不发育,顶底板地层封堵性较好,空间展布稳定,有利于油气的保存,为页岩气的富集高产提供了有利条件。

(3)富有机质泥页岩的发育程度、保存条件、天

然裂缝的发育和泥页岩的可压裂性是四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产的主控因素。其中富有机质泥页岩的发育为页岩气的生成和储集提供了丰富的物质基础,良好的保存条件是页岩气富集的关键;天然裂缝和可压裂性是高产的重要保证。

### 参考文献(References):

- [1] Durham L S. Barnett Shale play still going strong[J]. AAPG Explorer, 2005, 4-6.
- [2] Martineau D F. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 399-403.
- [3] Pollastro R M. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91: 551-578.
- [4] Bustin R M. Gas shale tapped for big pay[J]. AAPG Explorer, 2005, 26(2): 5-7.
- [5] Warlick D. Gas shale and CBM development in North America[J]. Oil and Gas Financial Journal, 2006, 3(11): 1-5.
- [6] 张金川, 金之钧, 袁明生, 等. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.  
Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18(in Chinese with English abstract).
- [7] 徐建永, 武爱俊. 页岩气发展现状及勘探前景[J]. 特种油气藏, 2010, 17(5): 1-8.  
Xu Jianyong, Wu Aijun. The development status of shale gas in the world and its exploration prospect in China[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2010, 17(5): 1-8(in Chinese with English abstract).
- [8] 刘树根, 曾祥亮, 黄文明, 等. 四川盆地页岩气藏和连续型-非连续型气藏特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2009, 36(6): 578-592.

- Liu Shugen, Zeng Xiangliang, Huang Wenming, et al. Basic characteristics of shale and continuous-discontinuous transition gas reservoirs in Sichuan basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2009, 36(6): 578-592(in Chinese with English abstract).
- [9] 张金川, 姜生玲, 唐玄, 等. 我国页岩气富集类型及资源特点[J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 109-114.  
Zhang Jinchuan, Jiang Shengling, Tang Xuan, et al. Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 109-114(in Chinese with English abstract).
- [10] 程克明, 王世谦, 董大忠, 等. 上扬子区下寒武统筲竹寺组页岩气成藏条件[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 40-44.  
Cheng Keming, Wang Shiqian, Dong Dazhong, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, the upper Yangtze region[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 40-44(in Chinese with English abstract).
- [11] 蒲泊伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. 石油学报, 2010, 31(2): 225-230.  
Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, et al. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 225-230(in Chinese with English abstract).
- [12] 曾祥亮, 刘树根, 黄文明, 等. 四川盆地志留系龙马溪组页岩与美国Fort Worth盆地石炭系Barnett组页岩地质特征对比[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 372-384.  
Zeng Xiangliang, Liu Shugen, Huang Wenming, et al. Comparison of Silurian Longmaxi Formation shale of Sichuan basin in China and carboniferous Barnett Formation shale of Fort Worth basin in United States[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 372-384(in Chinese with English abstract).
- [13] 董大忠, 邹才能, 杨桦, 等. 中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J]. 石油学报, 2012, 32(z1): 107-114.  
Dong Dazhong, Zou Caineng, Yang Hua, et al. Progress and prospects of shale gas exploration and development in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 32(z1): 107-114(in Chinese with English abstract).
- [14] 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 breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi Formation in Well JY1 as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4): 643-651(in Chinese with English abstract).
- [15] 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(in Chinese with English abstract).
- [16] 王玉满, 董大忠, 李建忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 551-561.  
Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Jianzhong, et al. Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 551-561(in Chinese with English abstract).
- [17] 王世谦, 陈更生, 董大忠, 等. 四川盆地古生界页岩气藏形成条件与勘探前景[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 51-58.  
Wang Shiqian, Chen Gengsheng, Dong Dazhong, et al. Accumulation conditions and exploitation prospect of shale gas in the Lower Paleozoic Sichuan basin[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 51-58(in Chinese with English abstract).
- [18] 刘树根, 孙玮, 王国芝, 等. 四川叠合盆地油气富集原因剖析[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(5): 481-497.  
Liu Shugen, Sun Wei, Wang Guozhi, et al. Analysis of causes of oil and gas accumulation in superimposed Sichuan Basin of China[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2013, 40(5): 481-497(in Chinese with English abstract).
- [19] 魏魁生, 徐怀大, 叶淑芬. 四川盆地层序地层特征[J]. 石油与天然气地质, 1997, 18(2): 151-157.  
Wei Kuisheng, Xu Huaida, Ye Shufen. Sequence stratigraphic characteristics of Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 1997, 18(2): 151-157(in Chinese with English abstract).
- [20] 陈旭. 论笔石的深度分带[J]. 古生物学报, 1990, 29(5): 507-526.  
Chen Xu. Graptolite depth zonation[J]. Acta Palaeontologica Sinica, 1990, 29(5): 507-526(in Chinese with English abstract).
- [21] 姜月华, 岳文浙, 业治铮. 华南下古生界缺氧事件与黑色页岩及有关矿产[J]. 有色金属矿产与勘查, 1994, 3(5): 272-278.  
Jiang Yuehua, Yue Wenzhe, Ye Zhizheng. Anoxic event, black shales and related mineral resources: taking the lower Palaeozoic in China as an example[J]. Geological Exploration for Non-ferrous Metals, 1994, 3(5): 272-278(in Chinese with English abstract).
- [22] 陶树, 汤达祯, 周传祎, 等. 川东南一黔中及其周边地区下组合烃源岩元素地球化学特征及沉积环境意义[J]. 中国地质, 2009, 36(2): 397-403.  
Tao Shu, Tang Dazhen, Zhou Chuanyi, et al. Element geochemical characteristics of the lower assemblage hydrocarbon source rocks in southeast Sichuan-central Guizhou (Chuandongnan-Qianzhong) region and its periphery areas and their implications to sedimentary environments[J]. Geology in China, 2009, 36(2): 397-403(in Chinese with English abstract).
- [23] 张廷山, 姜照勇, 陈晓慧. 四川盆地古生代生物礁滩特征及发育控制因素[J]. 中国地质, 2008, 35(5): 1017-1030.  
Zhang Tingshan, Jiang Zhaoyong, Chen Xiaohui. Characteristics and controlling factors of development of Paleozoic reef-banks in

- the Sichuan basin[J]. *Geology in China*, 2008, 35(5): 1017–1030 (in Chinese with English abstract).
- [24] 朱志军, 陈洪德. 川东南地区早志留世晚期沉积特征及沉积模式分析[J]. *中国地质*, 2012, 39(1): 64–76.  
Zhu Zhijun, Chen Hongde. An analysis of sedimentary characteristics and model of Silurian Xiaohaba Formation in southeastern Sichuan Province[J]. *Geology in China*, 2012, 39(1): 64–76(in Chinese with English abstract).
- [25] 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(in Chinese with English abstract).
- [26] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南志留系龙马溪组页岩气形成条件与有利区分析[J]. *煤炭学报*, 2012, 37(5): 782–787.  
Huang Jinliang, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Shale gas accumulation conditions and favorable zones of Silurian Longmaxi Formation in south Sichuan Basin, China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(5): 782–787(in Chinese with English abstract).
- [27] 张爱云, 伍大茂, 郭丽娜, 等. 海相黑色页岩建造地球化学与成矿意义[M]. 北京: 科学出版社, 1987.  
Zhang Aiyun, Wu Damao, Guo Lina, et al. *Geochemical and Mineralogical Meanings of Marine Dark Shales*[M]. Beijing: Science Press, 1987(in Chinese).
- [28] Curtis J B. Fractured shale– gas systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921–1938.
- [29] Bowker K A. Barnett shale gas production, Fort Worth basin: Issues and discussion[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 523–533.
- [30] Hill D G, Lombardi T E, Martin J P. Fractured shale gas potential in New York[C]. *Annual Conference—Ontario Petroleum Institute*, 2002: 1–16.
- [31] 徐波, 李敬含, 谢东, 等. 中石油探区主要盆地页岩气资源分布特征研究[J]. *特种油气藏*, 2011, 18(4): 1–7.  
Xu Bo, Li Jinghan, Xie Dong, et al. Distribution of shale gas resources in CNPC exploration area[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2011, 18(4): 1–7(in Chinese with English abstract).

## 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

GUO Xu–sheng, HU Dong–feng, WEN Zhi–dong, LIU Ruo–bing

(Southern Company of Sinopec Exploration, Chengdu 610041, Sichuan, China)

**Abstract:** The formation conditions of marine shale gas in the Wufeng–Longmaxi Formation of Jiaoshiba area were evaluated in this paper on the basis of drilling, seismic survey and sample experiment data. The major factors controlling the accumulation and high productivity of marine shale gas in the lower paleozoic of Sichuan Basin were analyzed. The results show that shales of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area are characterized by thick formation, good type, high levels of thermal evolution of organic matter, good physical and gas–bearing properties, suitable preservation condition and fracability. Meanwhile, the development and preservation condition of organic–rich shales, natural fractures development and crushability of the shales constitute the major factors controlling the accumulation and high productivity of marine shale gas in the lower Paleozoic strata of Sichuan Basin and its periphery. As abundant materials were provided by the development of organic–rich shales for shale gas generation and storage, suitable preservation conditions seem to be the key factor for accumulation and high productivity of shale gas. Natural fractures and crushability have guaranteed high productivity of shale gas.

**Key Words:** marine shale gas; accumulation and high productivity; Lower Paleozoic; Sichuan basin

**About the first author:** GUO Xu–sheng, male, born in 1965, senior engineer, mainly engages in comprehensive research on petroleum geology and exploration management; E–mail: guoxs.ktnf@sinopec.com.