

# 涪陵气田焦石坝区块 页岩气储层储集空间特征及其定量评价

王燕, 冯明刚, 魏祥峰, 严伟, 刘帅, 王建波

(中国石化勘探分公司勘探研究院)

**摘要** 四川盆地涪陵气田焦石坝区块上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组一段海相页岩气储层是由孔隙和裂隙组成的双孔隙岩层。为确定储层的含气量和产出能力,应用页岩气测井评价技术对储层的孔隙度和渗透率进行了定性认识,并提出了定量评价方法。认为用“经验统计法”可以有效计算出页岩气储层的孔隙度,但由目前的测井评价技术所得到的渗透率仅能反映储层渗透率的变化趋势。

**关键词** 页岩气; 页岩储层; 储集层特征; 孔隙度; 渗透率; 定量评价; 涪陵气田

**中图分类号**: TE122.2 **文献标识码**: A

近年来,随着国内外页岩气勘探开发的不断深入,急需解决页岩气储层储集空间的定性认识及定量评价这一难题<sup>[1-3]</sup>。已有不少研究者对页岩气的储集特征和评价方法作了大量分析研究,如蒋裕强等<sup>[4]</sup>将四川盆地海相黑色页岩的储渗空间分为基质孔隙与裂缝两类,基质孔隙又分为无机孔隙和有机孔隙;潘仁芳等<sup>[5]</sup>提出了利用最优化多矿物解释模型,联合声波、密度、中子等测井技术计算页岩含烃量的方法;张晋言等<sup>[6-8]</sup>提出了页岩矿物组分和“五性”(含量、物性、含油气性、地化属性、可压性)指标的计算方法以及泥页岩岩相的测井识别与评价方法,并全面介绍了页岩油气测井评价体积模型,认为页岩油含油体积除主要取决于孔隙度大小以外,还与有机碳含量、游离烃含量等呈正相关;张作清等<sup>[9]</sup>介绍了页岩储气层中矿物组分、孔隙度、渗透率、饱和度及总有机碳含量等参数的计算模型;王新龙等<sup>[10]</sup>论及了利用最优化解释模型计算黏土、碳酸盐、长石、石英、石膏等矿物的含量以及利用岩石力学参数评价储层有效性的分析方法。总的看来,前人的研究成果尚存在不明晰性,且大都不是针对海相页岩储气层的。

本次研究以四川盆地涪陵气田焦石坝区块的奥

陶系上统五峰组—志留系下统龙马溪组一段的海相页岩储气层为靶区,以研究区内4口参数井的2 449个(计46类)岩心分析数据为基础,开展页岩气储集空间类型及特征的定性认识,并应用页岩气测井评价技术对储集空间进行定量评价。

## 1 储集空间类型及特征

页岩气在储层中的储集方式不同于常规油气,页岩气主要是以吸附状态赋存于储层微孔隙的内表面上,仅有少量气体是以游离状态存在于页岩的孔隙和微裂隙中<sup>[11-15]</sup>。本次研究表明,焦石坝五峰组—龙马溪组页岩气层是一种双孔隙岩层,即由孔隙和裂隙两类储集空间组成,其储集空间的大小、形态、连通性等因素决定了储气层的储集条件和气体产出能力。

### 1.1 储集空间类型

应用氩离子抛光扫描电镜显微技术(SEM)可对页岩储集空间进行高分辨率观察,因而适用于纳米级孔隙的研究<sup>[16]</sup>。应用该技术在焦石坝页岩气储层中识别出的孔隙类型主要有有机质孔、黏土矿物粒间孔、晶间孔、次生溶蚀孔;微裂缝主要有矿物或有

收稿日期: 2015-05-27; 改回日期: 2015-07-13

本文受国家科技重大专项“上扬子及滇黔桂区页岩气资源调查评价与选区”(编号:14B12XQ151001)资助

王燕:女,1982年生,工程师。2008年毕业于西南石油大学并获硕士学位。主要从事测井技术科研工作。通讯地址:610041 四川省成都市高新区吉泰路688号中石化西南科研办公基地; E-mail: daily09@qq.com

机质内部缝、矿物或有机质颗粒边缘缝。

### 1.1.1 孔隙

**有机质孔** 孔径主要介于2~300 nm之间,平面上通常为似蜂窝状的不规则椭圆形(图1a)。有机质孔的发育程度与有机质的类型和演化程度密切相关。研究发现,有机质孔与其他孔隙主要有三点不同:①多为纳米级孔径的孔隙,可为页岩气的吸附和储集提供更多的比表面积和孔隙容积;②在有机质中生成,有机质的含量多少同有机孔的丰富程度呈正相关关系;③有机质孔具有亲油性,更有利于页岩气的吸附和储集。总之,这类孔隙非常有利于页岩油气的赋存。

**黏土矿物粒间孔** 黏土矿物是页岩的主要组成成分,黏土矿物粒间往往发育有大量微孔隙,因而,

黏土矿物的赋存有利于页岩气的聚集<sup>[17-18]</sup>。焦石坝区块页岩气储层中黏土矿物间的微孔,多呈现为微小裂隙,宽度一般小于1  $\mu\text{m}$ ,不均匀地分布于片状黏土矿物(主要为伊利石)周缘(图1b)。

**晶间孔** 在焦石坝区块页岩气层的含放射虫碳质笔石页岩样品中,黄铁矿含量丰富。通过SEM镜下观察发现,草莓状黄铁矿集合体直径多在3~6  $\mu\text{m}$ ,黄铁矿晶粒间往往存在一定数量的纳米级孔隙,孔径在20~200 nm(图1c)。平铺状黄铁矿颗粒间同样也存在这种类型的孔隙。

**次生溶蚀孔** 又可分为长石表面次生粒内溶蚀孔(图1d)和方解石次生粒间溶蚀孔(图1e)两类。前者的孔径主要在0.05~2  $\mu\text{m}$ ; 后者的孔径相对较大,主要在1~20  $\mu\text{m}$ 。

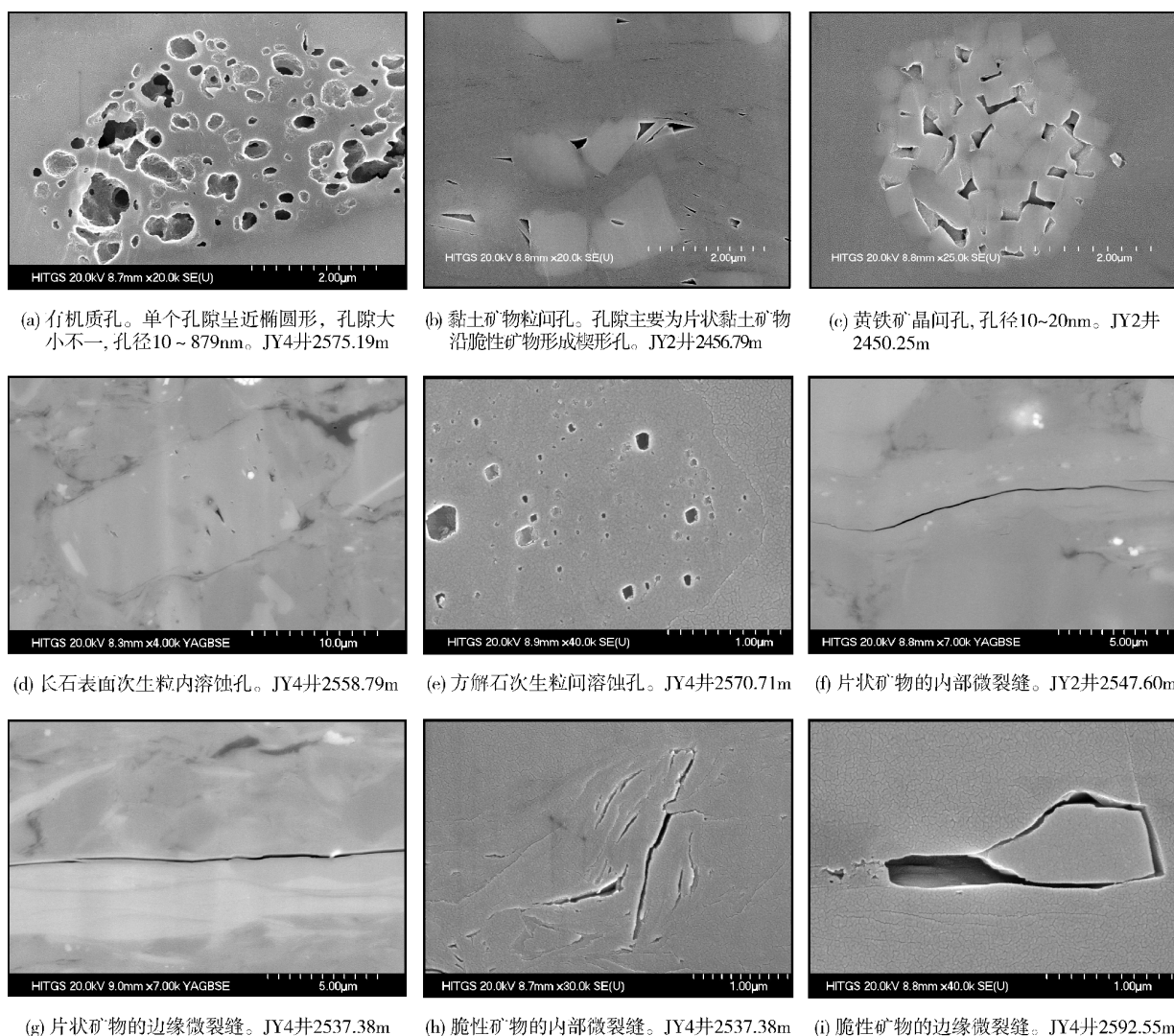


图1 涪陵气田焦石坝区块五峰组—龙马溪组一段页岩气储层储集空间类型及特征



### 1.1.2 微裂缝

微裂缝可分为矿物内部微裂缝和矿物颗粒边缘微裂缝两类,一般出现于片状矿物中。片状矿物的内部微裂缝(图1f)和边缘微裂缝(图1g)一般比较平直,少量裂缝有轻微弯曲,多数未见胶结物充填,裂缝宽度主要介于 $0.02\sim 1\mu\text{m}$ ,而裂缝长度一般与片状矿物长度有关。脆性矿物的内部微裂缝(图1h)多具有一定的弧度,部分呈近平行状或羽列状连续排列分布,缝宽 $0.01\sim 1\mu\text{m}$ ;脆性矿物的颗粒边缘微裂缝(图1i)常呈锯齿状弯曲,甚至围绕矿物颗粒弯曲成圈,微裂缝宽度一般在 $0.02\sim 2\mu\text{m}$ 。

## 1.2 孔隙连通性

应用数字岩心构建及孔隙结构分析实验技术(FIB-SIM)能够实现用同一岩心做模拟多种物理属性的实验,并测出常规实验难以测量的物理量,这极大地丰富和拓展了常规岩石物理实验的能力,对分

析页岩气层的孔隙空间展布等具有重大意义。

本次研究采用最大球法计算得到焦石坝五峰组—龙马溪组一段页岩气储层的数字岩心孔隙网络模型(图2)。从图2中可以较为直观地看出岩心样a和b的孔隙拓扑结构信息。采用5 000体素点作为最小的簇,通过孔隙连通性分析可知:岩心样a共有143个孔隙簇,包含的体素个数大于等于5 000(图2a);岩心样b共有205个孔隙簇,包含的体素个数大于等于5 000(图2b)。经过成簇算法处理后的数字岩心孔隙空间,已经可识别出孔隙和喉道;进行孔隙空间分割后,数字岩心的孔隙空间被分成了孔隙部分和喉道部分。孔隙参数的计算结果(图2)表明,两类孔隙空间的连通性均较差。

上述分析表明,在开发焦石坝页岩气时,需选择优质页岩气层作为侧钻水平井的水平段靶窗,迅速实施侧钻水平井并开展压裂改造,使储层空间能最大限度地连通,以取得较大产能。

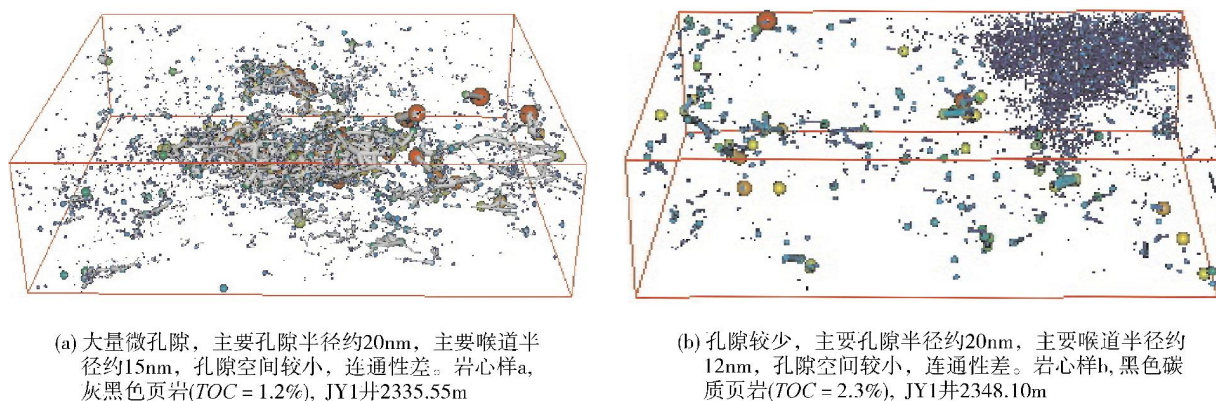


图2 焦石坝区块五峰组—龙马溪组一段页岩气储层数字岩心孔隙网络模型

## 1.3 孔隙度和渗透率

### 1.3.1 岩心柱塞样氦气法孔渗特征

经对228个氦气法岩心柱塞样品的物性分析统计,焦石坝页岩气储层的岩心孔隙度分布在 $1.17\%\sim 8.61\%$ 之间,平均为 $4.87\%$ ,其中,孔隙度在 $2\%\sim 5\%$ 的样品占总样的 $52.6\%$ ,孔隙度在 $5\%$ 以上的样品占总样的 $46.5\%$ 。岩心渗透率分布为 $(0.0011\sim 335.2)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均为 $1.12\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,其中渗透率小于 $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的样品占 $43.4\%$ ,渗透率在 $(1\sim 10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 和 $(10\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 两个区间的样品分别占总样品

数的 $27.6\%$ 和 $21.9\%$ 。

### 1.3.2 岩心全直径样氦气法孔渗特征

根据19个全直径岩心样品的孔渗实验资料,焦石坝页岩气储层的全直径孔隙度分布在 $4.59\%\sim 8.06\%$ 之间,平均为 $5.97\%$ ;全直径水平渗透率分布在 $(0.1307\sim 1.2674)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均为 $0.4908\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ;垂直渗透率分布在 $(0.0257\sim 0.3055)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均为 $0.1539\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

综上所述,焦石坝五峰组—龙马溪组一段页岩气储层主要为低孔—中孔、特低渗—低渗的孔隙型储层。

## 2 储集空间定量评价

### 2.1 孔隙度计算

本次研究的页岩气储层孔隙度计算,采用的是以岩心实验分析为基础,应用页岩气测井评价技术,分别形成“经验统计法”、“多元拟合法”和“混合骨架密度法”的计算模型,然后通过模型优选和精度分析,最终得出较为准确的孔隙度定量评价方法。

#### 2.1.1 经验统计法

经验统计法是应用氦气法岩心分析得出的孔隙度值,分别与测井曲线值作相关性分析(相关性分析图省略,所获结果见表1),并从中选择具有最佳相关系数( $r$ )的测井曲线值,然后应用数理统计方法可拟合得到孔隙度( $\phi$ )和相关最佳测井曲线值( $\Delta t$ )的一元线性方程(式1),由此建立评价页岩气储层孔隙度的计算模型。从表1可知,具有最佳 $r$ 值的是声波时差(AC)值。将页岩气储层的AC值作为最佳测井值( $\Delta t$ )代入(1)式,即可求得页岩气储层的孔隙度值。

$$\phi = a + b \times \Delta t \quad (1)$$

式中:  $\phi$  —— 孔隙度, %;

$\Delta t$  —— 相关性最佳的测井值,取无量纲;

$a, b$  —— 区域经验系数<sup>①</sup>,  $a = -10.619, b = 0.198$ 。

表1 测井曲线值与孔隙度实验数据的相关系数统计表

测井曲线值	相关系数( $r$ )
自然伽玛(GR)	0.4301
无铀伽玛(KTH)	0.185
声波时差(AC)	0.7305
岩性密度(DEN)	-0.147
中子(CNL)	0.3466
铀值(U)	0.270
钍值(TH)	0.137
钾值(K)	0.194
深侧向电阻率(RD)	-0.311
浅侧向电阻率(RS)	-0.313

#### 2.1.2 多元拟合法

多元拟合法是利用三类孔隙度曲线(声波、密度、中子曲线),应用数理统计方法拟合得到多元线

性方程(式2),由此建立评价页岩气储层孔隙度的计算模型:

$$\phi = a + b \times \Delta t + c \times \rho + d \times \phi_{\text{CNL}} \quad (2)$$

式中:  $\phi$  —— 孔隙度, %;

$\Delta t$  —— 声波时差测井值,取无量纲;

$\rho$  —— 密度测井值,取无量纲;

$\phi_{\text{CNL}}$  —— 中子测井值,取无量纲;

$a, b, c, d$  —— 区域经验系数<sup>①</sup>,  $a = 1.906, b = 0.156, c = -4.12, d = 0.093$ 。

#### 2.1.3 混合骨架密度法

混合骨架密度法是以元素俘获测井资料为基础,首先将测得的元素含量转化为矿物含量,然后利用岩心资料得出的地层岩石混合骨架值以及与其对应的元素测井值,建立元素俘获测井资料计算混合骨架值的模型公式,最终,计算不同深度点地层的混合骨架值,进而求得地层的孔隙度值。

利用岩心分析、氦气法孔隙度分析及元素俘获测井资料,应用数理统计方法拟合得到多元线性方程(式3),建立起岩石骨架密度与各元素含量间的关系式:

$$\rho_{\text{ma}} = a + b \times D_{\text{Al}} + c \times D_{\text{Ca}} + d \times D_{\text{Fe}} + e \times D_{\text{Si}} + f \times D_{\text{S}} \quad (3)$$

式中:  $\rho_{\text{ma}}$  —— 岩石混合骨架密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;

$D_{\text{Al}}, D_{\text{Ca}}, D_{\text{Fe}}, D_{\text{Si}}, D_{\text{S}}$  —— 元素俘获测井测得的铝、钙、铁、硅和硫的元素含量, %;

$a, b, c, d, e, f$  —— 区域经验系数<sup>①</sup>,  $a = 3.729, b = 2.965, c = -1.579, d = -2.702, e = 0.609, f = -0.822$ 。

应用密度测井计算孔隙度方法计算的储层总孔隙度值可表达为:

$$\phi_{\text{t}} = (\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{b}}) / (\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{f}}) \quad (4)$$

式中:  $\phi_{\text{t}}$  —— 由密度测井计算的总孔隙度, %;

$\rho_{\text{ma}}$  —— 岩石混合骨架密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;

$\rho_{\text{b}}$  —— 密度测井值,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;

$\rho_{\text{f}}$  —— 孔隙流体密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ 。

#### 2.1.4 模型优选及精度分析

利用研究区岩心分析资料对测井的解释结果进行刻度,最终确定从以上三种算法中优选出了“经验统计法”来计算孔隙度。应用该方法完成了研究区

① 区域经验系数——利用研究区重点井岩心实验分析等资料,采用最小二乘拟合法求得

3口页岩气井孔隙度的精细解释,并利用岩心实验资料进行精度评价。

根据岩心分析孔隙度与测井计算孔隙度的对比分析(表2)可知,3口井的测井计算孔隙度与岩心

分析孔隙度之间具有较好的对应性和正相关关系,相关系数( $r$ )在0.778~0.856之间,孔隙度平均差值在-0.4%~0.065%之间,孔隙度平均相对误差在1.43%~7.6%之间。

表2 焦石坝区块五峰组—龙马溪组一段页岩气储层岩心分析与测井计算孔隙度误差分析表

井号	孔隙度平均值(%)		孔隙度平均差值(%)	孔隙度相对误差(%)	相关系数 $r$	总数据点(个)	采用数据点(个)
	测井	岩心	测井-岩心	(测井-岩心)/岩心			
JY1井	4.608	4.543	0.065	1.43	0.778	159	150
JY2井	5.010	5.290	-0.280	5.30	0.856	59	54
JY4井	4.840	5.240	-0.400	7.60	0.823	41	37

综合上述分析认为,测井计算与岩心分析孔隙度具有较高的吻合程度。

## 2.2 渗透率计算

由于页岩气储层在储集空间特征等方面与碎屑岩储层或碳酸盐岩储层存在明显差异,故本次研究分别选用“孔渗关系法”和“Timur公式法”对研究区页岩气储层的渗透率计算方法进行了探索性研究。

### 2.2.1 孔渗关系法

岩心柱塞样孔渗关系法 应用焦石坝五峰组—龙马溪组一段页岩的岩心柱塞样物性分析资料,应用数理统计方法( $r=0.7025$ )拟合得到非线性方程(式5),由此建立起研究区页岩气储层渗透率计算模型,计算公式为:

$$K = 0.000002 \times \phi^{8.713} \quad (5)$$

式中:  $K$ ——绝对渗透率,  $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;

$\phi$ ——孔隙度, %。

需要注意的是:由于样品点少,岩心样的 $\phi$ 值大多集中在5%~8%之间,也即相应的 $K$ 值在 $(1\sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,因此,本方法对于 $\phi$ 值低于5%的储层是否具有适用性尚难以确定。

岩心全直径样孔渗关系法 采用岩心全直径样品,可避免取柱塞样时人为产生的微裂缝,因而能够较为客观地反映页岩在地下的真实的渗透率特征。本次研究以岩心全直径样品孔渗分析资料为基础,应用数理统计方法( $r=0.7763$ )拟合得到非线性方程(式6),由此建立起渗透率计算模型:

$$K = 0.003 \times \phi^{2.865} \quad (6)$$

式中:  $K$ ——绝对渗透率,  $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;

$\phi$ ——孔隙度, %。

需要注意的是:①本方法计算得到的渗透率主要表征基质渗透率;②样品点的全直径孔隙度 $\phi$ 值分布在4.59%~8.06%之间,也即相应的 $K$ 值在 $(0.1307\sim 1.2674) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,因此,本方法对于全直径样品 $\phi$ 值低于4.5%或大于8%的储层是否具有适用性尚难以确定。

### 2.2.2 Timur公式法

在没有更多资料可建立研究区页岩储层渗透率计算模型的情况下,可采用Timur公式来计算地层绝对渗透率。计算公式如下:

$$K = 0.136 \times \phi^{4.4} / S_w^2 \quad (7)$$

式中:  $K$ ——绝对渗透率,  $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;

$\phi$ ——孔隙度, %;

$S_w$ ——束缚水饱和度, %。

根据利用研究区页岩岩心分析资料对测井解释结果进行刻度的情况,用测井方法计算渗透率的精度较低,仅能达到反映储层渗透率变化趋势的程度。分析其原因可知,研究区的页岩储层具有复杂性和非均质性,影响渗透率的因素众多,而现有的测井计算模型难以囊括所有影响因素。

## 2.3 裂缝评价

通过对岩心中发育的裂缝进行统计分析,焦石坝五峰组—龙马溪组一段页岩气储层中主要发育有高角度缝和水平缝两类裂缝,其中高角度缝还包括斜交缝和垂直缝,水平缝还包括页理缝和滑动缝。在五峰组中可观察到缝长20~150mm的垂直缝;水平缝多贯穿岩心,其中除了见到发育有页理缝外,还观察到较发育的滑动缝;在裂缝面见到明显的镜面和擦痕现象;裂缝宽度以0.5~1.0mm居多,最宽可达6mm。龙



马溪组一段的裂缝密度主要介于 0.1~4 条/m,但在五峰组裂缝密度较大,可达到 20~30 条/m。裂缝多被方解石充填,另外还可见到少量沥青、泥质、黄铁矿等充填物的半充填或完全充填。高角度缝和水平缝这两类裂缝,在五峰组—龙马溪组一段局部同时发育,从而形成了相对发育的裂缝网络。

### 3 结 论

(1)涪陵页岩气田焦石坝区块的上奥陶统页岩气储层是一种双孔隙岩层,由孔隙和裂隙组成。孔隙类型主要有有机质孔、黏土矿物粒间孔、晶间孔和次生溶蚀孔。

(2)利用页岩气测井评价技术,分别选用“经验统计法”、“多元拟合法”和“混合骨架密度法”对页岩气储层孔隙度进行定量评价,通过模型优选及精度分析,最终选用“经验统计法”计算孔隙度。对页岩气储层渗透率的定量评价方法进行初步探索,发现目前的测井评价技术所得到的渗透率仅能反映储层渗透率的变化趋势。

(3)孔隙和裂隙的大小、形态和连通性等,决定了页岩气储层的储集条件和产出能力。

#### 参 考 文 献

- [1] 朱彤,曹艳,张快. 美国典型页岩气藏类型及勘探开发启示[J]. 石油实验地质, 2014, 36(6): 718-724.
- [2] Schmoker J W, Hester T C. Organic carbon in Bakken Formation, United States portion of Williston Basin[J]. AAPG Bulletin, 1983, 67(12): 2165-2174.
- [3] 王淑芬,董大忠,王玉满,等. 四川盆地南部志留系龙马溪组富有机质页岩沉积环境的元素地球化学判别指标[J]. 海相油气地质, 2014, 19(3): 27-34.
- [4] 蒋裕强,董大忠,漆麟. 页岩气储层的基本特征及其评价[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 7-12.
- [5] 潘仁芳,赵明清,伍媛. 页岩气测井技术的应用[J]. 中国科技信息, 2010, (7): 16-18.
- [6] 张晋言,孙建孟. 利用测井资料评价泥页岩油气“五性”指标[J]. 测井技术, 2012, 36(3): 146-153.
- [7] 张晋言. 页岩油测井评价方法及其应用[J]. 地球物理学进展, 2012, 27(3): 1154-1162.
- [8] 张晋言. 泥页岩岩相测井识别及评价方法[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(4): 96-103.
- [9] 张作清,郑场,孙建孟. 页岩气评价“六性关系”研究[J]. 油气井测试, 2013, 22(1): 65-70.
- [10] 王新龙,罗安银,祗淑华,等. 页岩地层测井解释评价技术探讨[J]. 测井技术, 2013, 37(3): 274-279.
- [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.
- [12] 张士万,孟志勇,郭战峰,等. 涪陵地区龙马溪组页岩储层特征及其发育主控因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 16-24.
- [13] 聂海宽,包书景,高波,等. 四川盆地及其周缘上奥陶统—下志留统页岩气成藏体系研究[J]. 石油实验地质, 2012, 34(2): 115-124.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 曹涛涛,宋之光,王思波,等. 上扬子区古生界页岩的微观孔隙结构特征及其勘探启示[J]. 海相油气地质, 2015, 20(1): 71-78.
- [17] 李颖莉,蔡进功. 泥质烃源岩中蒙脱石伊利石化对页岩气赋存的影响[J]. 石油实验地质, 2014, 36(3): 352-358.
- [18] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等. 四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分特征及意义[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 775-782.

编辑:赵国宪

## Reservoir Space Characteristics and Quantitative Evaluation of Shale Gas Reservoir at Jiaoshiba Area in Fuling Gas Field

Wang Yan, Feng Minggang, Wei Xiangfeng, Yan Wei, Liu Shuai, Wang Jianbo

**Abstract:** Upper Ordovician Wufeng to Lower Silurian Longmaxi Member-1 marine shale gas reservoir is developed at Jiaoshiba area of Fuling Gas Field, Sichuan Basin. The reservoir shale is of rich pores and crevices as well as fractures that are favorable to gas accumulation. On account of applying the logging evaluation technique, microscopic characteristics of shale reservoir space (porosity and permeability) is qualitatively revealed and some methods of quantitative evaluation of reservoir space are introduced in order to ascertain gas content and deliverability. It is outlined that although the porosity of shale gas reservoir can be counted out by the experienced statistical method, the permeability taken by the logging evaluation technique only reflects a change trend of it in shale reservoir.

**Key words:** Shale gas; Shale reservoir; Reservoir characteristics; Porosity; Permeability; Quantitative evaluation; Fuling Gas Field; Sichuan Basin

Wang Yan: Petroleum Geology Engineer. Add: Research Institute of SINOPEC Exploration Branch Company, 688 Jitai Rd., Chengdu, Sichuan, 610041, China