

# 川东南丁山地区龙马溪组页岩气地质特征分析

李春燕

中国石化勘探分公司 四川成都 610041

**摘要:** 丁山地区五峰组-龙马溪组页岩气已取得勘探突破,但不同构造位置探井的含气性差异明显,本文从页岩品质、储层特征、含气性、可压裂性和保存条件等方面进行分析,研究表明:丁山地区深埋平缓带优质泥页岩厚度大,总有机碳含量高,有机孔发育,储层物性较好,脆性矿物含量高,有利于压裂,且压力系数高,页岩气保存条件好,含气性好,是丁山地区海相页岩气勘探重点领域。

**关键词:** 丁山地区;龙马溪组;页岩气;孔隙类型;保存条件

## Geological characteristics of Longmaxi shale gas in Dingshan area, southeast Sichuan

Chunyan Li

Sinopec Exploration Company, Chengdu 610041, China

**Abstract:** A breakthrough has been achieved in the exploration of shale gas in the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the Dingshan area, but the gas-bearing capacity of exploration Wells in different structural locations is obviously different. This paper analyzes the shale quality, reservoir characteristics, gas content, fracturing ability, and preservation conditions. The results show that the high-quality mud shale in the Dingshan area has a large thickness and high total organic carbon content. Organic pore development, good reservoir physical property, high content of brittle minerals, conducive to fracturing, and high-pressure coefficient. Shale gas is a key field of Marine shale gas exploration in the Dingshan area because of its good preservation condition and gas-bearing ability.

**Keywords:** Dingshan area; Longmaxi Formation; shale gas; pore types; preservation conditions

### 1 页岩气基本特征

丁山地区位于重庆市綦江区,区域构造位置位于四川盆地川东南构造区丁山-林滩场北东向构造带丁山构造。丁山构造位于齐岳山隐伏断裂下盘,为走向北东的断背斜,平面上可划分为三个带:东南部的浅埋平缓带、中部的斜坡带和西北部的深埋平缓带。

丁山地区五峰组-龙马溪组一段沉积期主要为半深水-深水陆棚相环境沉积,沉积相展布稳定。纵向上,五峰组-龙一段一亚段为深水陆棚亚相沉积,龙一段二亚段和三亚段沉积水体持续变浅,为浅水陆棚亚相沉积<sup>[1]</sup>。优质页岩段为五峰组-一亚段,受沉积相控制,其厚度从东南向西北方向减薄,dy2井厚35.5m,dy1井厚26.0m。

#### 1.1 有机地化特征

泥页岩干酪根类型为I型,镜质体反射率介于2.0%-2.38%之间,表明五峰组-龙马溪组泥页岩处于过成熟阶

段,以生成干气为主。

dy1井优质页岩段有机碳含量介于1.95%-6.67%之间,平均值为3.18%;dy2井优质页岩段有机碳含量介于2.66%-6.13%之间,平均值为4.29%。有机碳含量均有从上至下逐渐升高的特征,dy2井区有机碳含量相对较高<sup>[2]</sup>。

#### 1.2 储层物性

##### (1) 孔隙类型

参考国内外学者对孔隙类型<sup>[3-6]</sup>的分类方法,丁山地区主要发育三种类型的孔隙:有机孔、无机孔和微裂缝<sup>[7]</sup>。有机孔比较发育,在平面上多为不规则的椭圆形或者近似圆形(图1a),部分孔隙为细长形、弯月形等不规则形状,孔径一般为10-600nm之间,主要为纳米孔。无机孔包含粒间孔和粒内孔,以颗粒间孔隙为主(图1c、1d),多呈孤立的不连通微孔隙,零散分布,以纳米级为主<sup>[8-10]</sup>。微裂缝很发育(图1e、图1f),主

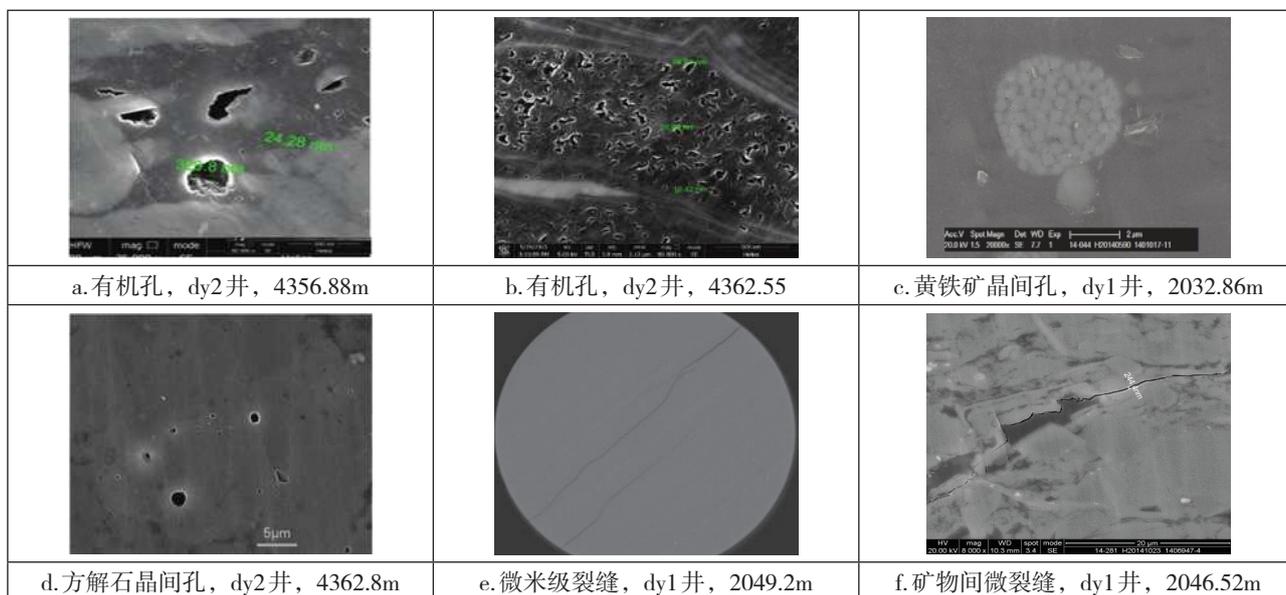


图1 丁山地区五峰组-龙马溪组一段页岩孔隙特征

要与层理方向一致或呈低角度,也有少量高角度缝;开度从一微米到几百纳米<sup>[3]</sup>。微裂缝在储层的压裂改造中优先开启,是页岩气运移的重要通道,也是页岩气的储集空间。

## (2) 物性

页岩孔隙度总体表现为中孔的特点,孔隙度峰值区间为2%-5% (图1a);渗透率为特低渗-低渗的特征,渗透率峰值区间为1 mD-100 mD (图1b)。dy1井优质页岩段孔隙度平均2.92%,纵向三分性不明显,渗透率平均17.81 mD。dy2井优质页岩段孔隙度平均5.93%,渗透率平均0.106 mD。dy2井区明显比dy1井区孔隙度高,这与dy1井浅埋平缓带后期改造较强有关,压力的变化导致页岩孔隙保存的差异<sup>[4]</sup>。

### 1.3 含气性

现场含气量测试结果显示,含气量以损失气与解吸气为主,纵向上整体呈现出自上而下增高的特征,且不同井区优质页岩段总含气量差异明显。dy2井总含气量介于3.83-9.85m<sup>3</sup>/t之间,平均值为6.79m<sup>3</sup>/t。dy1井含气性较差,总含气量介于0.68-6.03m<sup>3</sup>/t之间,平均值为1.92m<sup>3</sup>/t。

### 1.4 可压裂性

脆性矿物含量是影响页岩压裂改造方式的重要因素。石英、长石等脆性矿物含量高时,易形成天然裂缝和诱导裂缝,压裂改造可提高渗流能力。五峰组-龙马溪组一段一亚段处于深水陆棚亚相,脆性矿物成分主要包括石英、长石、粘土矿物、碳酸盐矿物和黄铁矿,脆性矿物含量具由上至下逐渐增加的趋势。优质页岩段脆性指数高,最易于压裂。dy1井优质页岩段脆性指数介于

30%-85%之间,平均值为60%;dy2井优质页岩段脆性指数介于44%-81%之间,平均值为64%。

岩石力学特性参数测试结果显示,页岩总体显示出较高杨氏模量以及较低泊松比的特征。dy1、dy2井杨氏模量、泊松比相当,平均杨氏模量>24GPa,平均泊松比<0.25,总体显示页岩具有较好的脆性,表明五峰组-龙马溪组页岩易于压裂。

地应力大小也是影响页岩可压裂性的重要因素,地应力越小可压性越好,反之越差。dy2井页岩气层埋藏深(4362.55m),上覆岩层压力大(145MPa),地应力(109MPa)是dy1井的2倍多,页岩可压裂性变差。

## 2 页岩气成藏关键因素

丁山地区钻探结果显示,属于丁山构造东南部的浅埋平缓带,压力系数1.0-1.06,页岩气保存条件相对较差,压裂测试获日产量3.94万方气流。属于丁山构造西北部的深埋平缓带,压力系数为1.75,压裂测试获得日产量10.5万方工业气流。

分析表明,丁山地区同一构造不同构造部位地层压力不同,页岩气保存条件也不同。平面上压力系数有由东南浅埋平缓带向深埋平缓带逐渐增大的趋势,表现出页岩气保存条件逐渐变好的趋势,页岩含气性也逐渐变好,可见页岩气保存条件是控制成藏的关键因素。

丁山地区页岩气保存条件差异主要体现在构造改造强度、侧向扩散、裂缝发育三个方面。

### 2.1 构造改造作用

丁山构造是经过燕山-喜山期挤压褶皱和断裂作用形成的,其构造抬升作用时间较晚,有利于保存。但不

同构造改造强度区页岩气保存条件也不相同，岩石破碎明显，高角度缝明显发育，页岩气垂向散失增强、地层泄压，因此保存条件较差，地层压力系数较低。

### 2.2 侧向扩散作用

侧向扩散作用是页岩气发生散失的主要作用方式之一。首先是游离气顺着页岩气层内部侧向运移通道逸散，然后吸附气解吸成为游离气继续散失，使页岩气层的总含气量减少，地层泄压，保存条件变差。

### 2.3 裂缝发育特征

丁山地区整体位于齐岳山断背斜北西翼，受北西-南东方向构造运动的挤压，在丁山断背斜形成的同时，

丰富的高角度缝和水平缝相伴而生。井龙马溪组一段裂缝发育，水平缝纵向上均有发育，三亚段最密集，高角度缝在龙马溪组一段均有发育，顶部可见垂直裂缝，五峰组-一压段密度较大，不同方向裂缝可组成网状缝；在FMI成像测井识别上，可见页理缝发育，顺层缝发育，见多条高导缝。

平面上丁山构造高部位裂缝较发育，裂缝发育强度逐渐降低。dy2井所受构造应力相对较弱，裂缝规模和尺度有所减小，未见垂直裂缝，页岩气保存条件好。而dy1井区高角度缝的发育，大大提高了页岩的渗透率，导致页岩气的垂向逸散，不利于页岩气的保存（图2）。

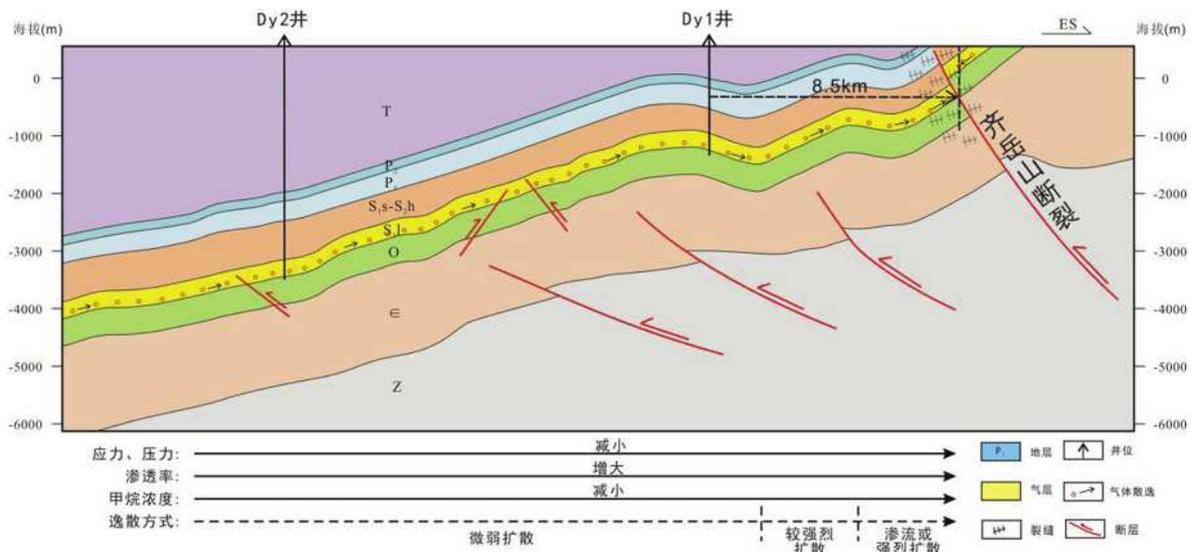


图2 丁山地区五峰组-龙马溪组页岩气保存模式图

## 3 结束语

丁山地区五峰组-龙马溪组优质页岩段具有有机碳含量高，脆性矿物含量高的特征，含气量以损失气与解吸气为主，从上到下整体呈现出逐渐增大的趋势；页岩发育有机孔、无机孔和微裂缝等三种孔隙类型，页岩储层表现为中孔、特低渗-低渗的特征。

丁山地区页岩气保存条件是控制成藏的关键因素，压力系数有由东南浅埋平缓带向深平缓带逐渐增大的趋势，表现出页岩气保存条件逐渐变好的趋势，页岩含气性也逐渐变好。

丁山构造深埋平缓带页岩有机碳、岩矿特征、储层物性、含气性和保存条件更优，是丁山地区海相页岩气勘探重点领域。

### 参考文献：

[1]朱志军，陈洪德，林良彪，等.黔北-川东南志

留系层序格架下的沉积体系演化特征及有利区带预测[J].沉积学报，2010，28（2）：243-253.

[2]Slatt R M, O' Brien N R. Pore types in the Barnett and Woodford gasshales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2017 - 2030.

[3]Joucks RG, Reed RM, Ruppel SC, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79（12）：848-861.

[4]魏祥峰，刘若冰，张廷山，等.页岩气储层微观孔隙结构特征及发育控制因素——以川南-黔北XX地区龙马溪组为例[J].天然气地球科学，2013，24（5）：1048-1059.