

# 四川盆地东南缘丁山地区 页岩气成藏富集的关键控制因素

黄仁春, 魏祥峰, 王强

(中国石化勘探分公司)

**摘要** 川东南丁山地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组实施的两口页岩气探井, 优质页岩段(一般  $\text{TOC} \geq 2.0\%$ ) 实测总含气量, DY1 井平均  $3.07 \text{ m}^3/\text{t}$ , DY2 井平均  $6.79 \text{ m}^3/\text{t}$ 。对比发现, 优质页岩段烃源条件相似: 丁山地区五峰组—龙马溪组沉积早期处于深水陆棚沉积环境, 优质页岩段总体厚度较大, 一般在  $30 \sim 35.5 \text{ m}$  之间; 平均  $\text{TOC}$  基本相当, 在  $3.42\% \sim 3.95\%$  之间; 热演化程度适中,  $R_o$  值一般大于  $2.0\%$ 。研究认为保存条件差异是造成丁山地区页岩含气性差异的关键因素: 距离齐岳山断裂较近的 DY1 井区, 页岩高角度缝发育, 加上埋藏浅, 页岩气侧向逸散严重, 页岩含气性相对变差; 远离齐岳山断裂的深埋藏平缓带是有利的页岩气藏发育带。

**关键词** 四川盆地; 五峰组; 龙马溪组; 页岩气; 油气成藏; 油气富集

**中图分类号** TE122.3

**文献标识码** A

近年来针对四川盆地及周缘地区志留系龙马溪组沉积相、储集层、保存条件、页岩气富集因素等方面开展了大量研究<sup>[1-9]</sup>, 中石化、中石油相继在四川盆地涪陵焦石坝、富顺—永川、威远、长宁和昭通等地区的海相页岩层系获得页岩气重大突破<sup>[10-15]</sup>, 这极大地鼓舞并推动了中国页岩气勘探。中石化勘探分公司在四川盆地东南缘丁山断鼻构造部署并实施的DY1HF井、DY2HF井在上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩中获得了页岩气流, 取得了继焦石坝之后页岩气勘探的又一重大突破, 这也为形成新的页岩气商业开发阵地打下了坚实的基础, 但上述两口井的导眼井(DY1井、DY2井)在含气性、地层压力等方面存在较大差异, 反映了中国南方复杂构造区海相页岩气成藏的复杂性。本文将从该地区页岩气形成及保存条件出发, 在分析两口井五峰组—龙马溪组页岩气发育的差异性及原因的基础上, 探讨复杂构造区、高演化程度页岩层系成藏富集的关键控制因素。

内部的川东南断褶带(图1)。受华蓥山断裂、齐岳山断裂及遵义断裂的共同影响, 丁山地区现今构造位于近南北向构造带和北东向构造带的交汇部位, 晚白垩世受江南隆起的作用形成北东向构造带, 晚期叠加近南北向构造。丁山构造平面上整体形态为北东—南西向鼻状断背斜<sup>[16-18]</sup>。

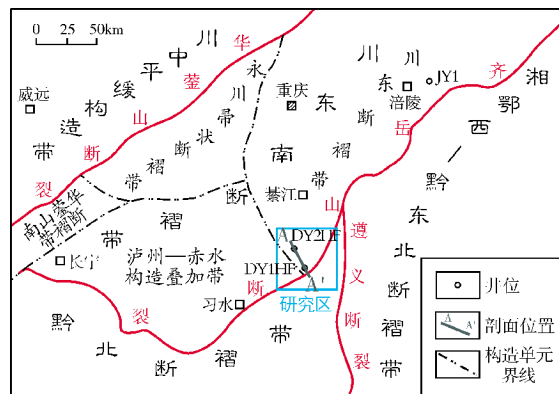


图1 川东南构造区划及丁山地区位置

## 1 丁山地区龙马溪组页岩气形成基本条件

### 1.1 地质概况

丁山地区主体位于齐岳山断裂以西、四川盆地

针对丁山构造部署了两口探井, 以探索丁山地区五峰组—龙马溪组下部页岩层系含气性特征及勘探开发潜力。DY1HF井位于丁山构造东南部浅埋藏带, 导眼井页岩气层底界埋深  $2054 \text{ m}$ , 对水平段  $2369.68 \sim$

收稿日期: 2015-12-10; 改回日期: 2016-09-02

本文受中国石油化工股份公司科技部项目“川渝地区海相优质页岩气层形成主控因素及预测技术研究”(编号:P15074)资助

黄仁春: 1968年生, 教授级高级工程师, 主要从事石油地质研究。通讯地址: 610041 四川省成都市高新区吉泰路中石化西南科研办公基地; E-mail: huangrc.ktnf@sinopec.com

3336 m分12段进行大型水力压裂,测试获得日产 $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 页岩气流。DY2HF井是针对深埋藏的页岩部署的探井,导眼井页岩气层底界埋深4367.5 m,对水平段4665.77~5700 m分12段进行大型水力压裂,测试获得日产 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 页岩气流。

## 1.2 沉积背景

早中奥陶世,上扬子区由具有广海特征的海域转变为被隆起所围限的局限海域,形成了大面积低能、欠补偿、缺氧的沉积环境;奥陶纪末和志留纪初,发生了两次全球性海侵,沉积了川东南地区五峰组—龙马溪组页岩<sup>[9-10]</sup>。

丁山地区五峰期—龙马溪早期位于深水陆棚相区,优质页岩主要发育于五峰组—龙马溪组下部,笔石化石含量丰富,且局部富集成层,岩性以灰黑色、黑色碳质泥(页)岩为主,水平层理发育,钻井、野外露头显示丁山地区深水陆棚相优质泥页岩横向分布稳定,厚度大于30 m,这为页岩气的形成提供了良好的物质基础。

## 1.3 页岩气层基本特征

### 1.3.1 地球化学特征

丁山地区五峰组—龙马溪组下部富有机质泥页岩发育,向上随着页岩颜色变浅、碳质含量变少,粉砂质、灰质含量增大,TOC有减小的趋势(图2)。DY1井优质页岩段(一般 $\text{TOC} \geq 2.0\%$ )厚30.0 m(图2a),TOC值为2.02%~6.67%,平均3.42%;DY2井优质页岩段厚35.5 m(图2b),TOC值为0.19%~6.13%,平均3.95%。两口井目的层页岩有机质类型为I型,热演化程度适中, $R_o$ 为2.03%~2.28%。

### 1.3.2 矿物组成及含量

丁山地区五峰组—龙马溪组泥页岩,脆性矿物以硅质矿物、碳酸盐矿物为主,含量自上而下总体呈升高趋势(图2),优质页岩段脆性矿物含量总体较高(图2a)。全岩X衍射和黏土X衍射分析表明:DY1井优质页岩段脆性矿物平均含量62%,其中硅质矿物含量平均为39.96%,碳酸盐矿物含量平均为

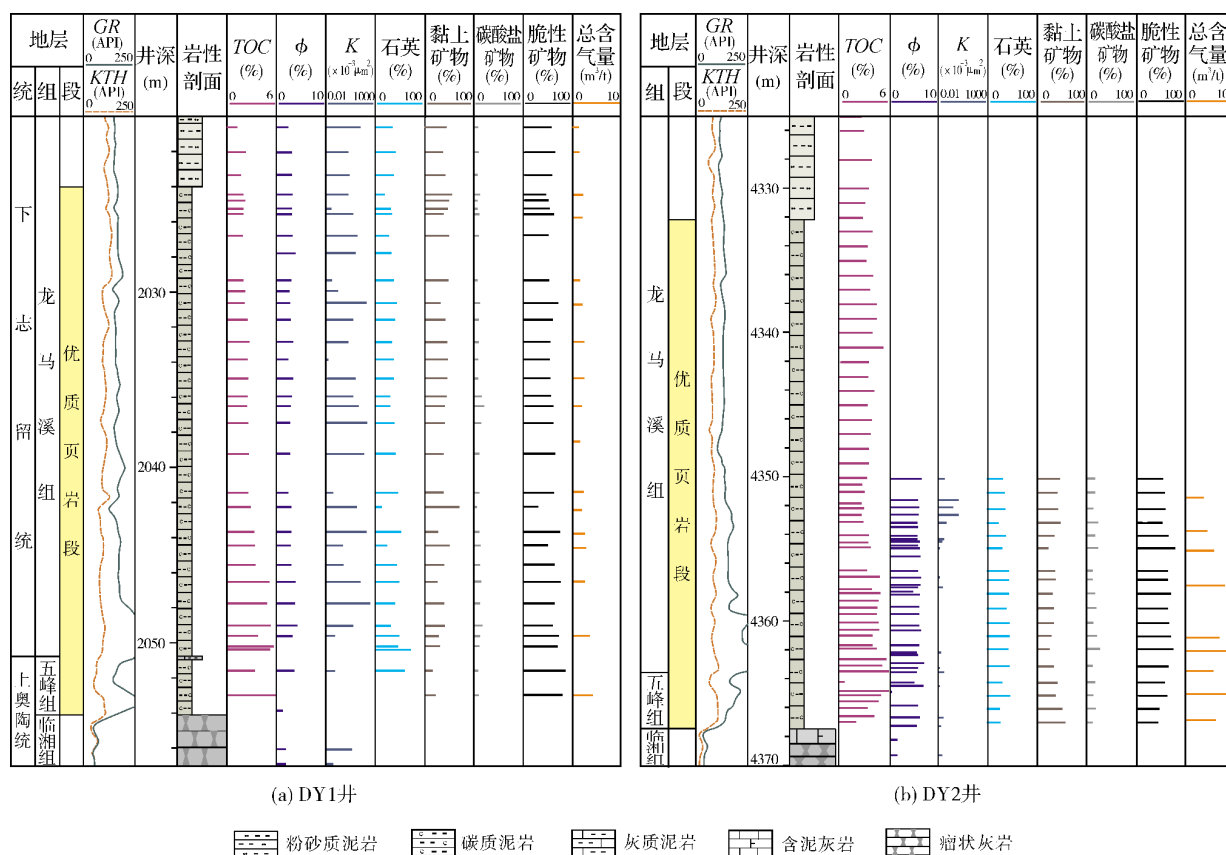


图2 川东南上奥陶统一下志留统优质页岩段综合评价

10.04%;DY2井优质页岩段脆性矿物平均含量63.2%,其中硅质矿物含量平均为36.88%,碳酸盐矿物含量平均为15.63%。

1.3.3 物性特征

丁山地区DY1井、DY2井优质页岩段在物性上表现出一定的差异(图2);DY1井优质页岩段平均孔隙度为3.03%,渗透率 $(0.004\sim309.93)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均 $20.92\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ;DY2井优质页岩段平均孔隙度为5.94%,渗透率 $(0.002\sim1.399)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均 $0.11\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。DY1井的优质页岩相对DY2井的表现出较低的孔隙度、较高的渗透率特征。

1.3.4 含气性及压力系数特征

页岩总气量主要由解吸气、损失气和残余气三部分组成,其中解吸气量通过快速解吸方式现场测量获得,损失气作为解吸气的一部分,由于取心过程中未能收集到,因此采用多项式回归方法计算得到<sup>[14]</sup>。DY1井优质页岩段的总含气量为1.39~4.02 m<sup>3</sup>/t,平均为3.07 m<sup>3</sup>/t, DY2井优质页岩段的总含气量为3.83~9.85 m<sup>3</sup>/t,平均为6.79 m<sup>3</sup>/t,相对于DY2井, DY1井优质页岩段的总含气量有所降低(图2)。

另外,页岩气层压力系数也有较明显的差别: DY1井区页岩气层压力系数为1.06,为常压地层; DY2井区页岩气层压力系数为1.55,明显较高,为超压地层。丁山地区页岩气层速度总体由东南部靠近齐岳山断裂的浅埋平缓带向西北部远离齐岳山断裂的深埋平缓带逐渐减小(其中, DY1井区、DY2井区

页岩气层速度分别为4 300 m/s、3 900 m/s),基于菲利普公式<sup>[19-22]</sup>计算得到的页岩气层压力系数,也相应表现为逐渐增大的趋势(图3)。

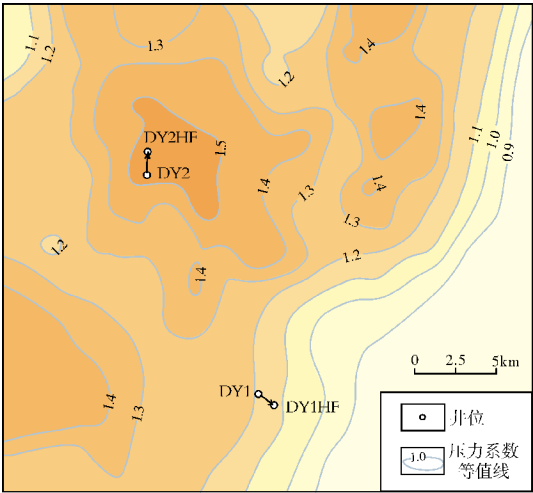


图3 川东南丁山地区页岩气层压力系数预测

2 丁山地区不同井区含气性差异分析

2.1 优质页岩发育,烃源条件相当

丁山地区五峰组—龙马溪组沉积早期为深水陆棚沉积环境,灰黑色碳质笔石页岩发育, DY1井、DY2井的优质页岩段,厚度分别为30.0 m、35.5 m(表1), TOC基本一致(平均值分别为3.42%、3.95%),有机质类型同为I型,热演化程度相似,脆性矿物成分相似,在页岩烃源条件上基本相当。

表1 川东南丁山地区DY1井和DY2井优质页岩段主要参数对比表

井号	厚度 (m)	地化特征		物 性		矿物组分		含气性		压力 系数
		TOC (%)	R <sub>o</sub> (%)	孔隙度 (%)	渗透率 ( $\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ )	硅质含量 (%)	黏土含量 (%)	油气显示	含气量 (m <sup>3</sup> /t)	
DY1	30.0	3.42	2.03	3.03	20.92	39.96	38.00	较差	3.07	1.06
DY2	35.5	3.95	2.28	5.94	0.11	36.88	36.84	好	6.79	1.55

但两口井页岩样品的孔隙度明显不同(表1),其中DY2井优质页岩段孔隙度明显较高,平均达到5.94%,这影响到含气量的大小。研究认为:页岩储层孔隙度不仅与TOC含量等页岩品质有关,还与后期保存条件有关。在其他条件相似的情况下,保存条件越好,地层压力系数越高,孔隙度就越高,含气量也越大。

2.2 保存条件差异是丁山地区页岩含气性差异的关键因素

2.2.1 顶底板条件较好,但DY1井区高角度缝更发育

五峰组—龙马溪组页岩气层与其顶底板(参见图2,粉砂岩顶板、石灰岩底板)为整合接触关系,且顶底板岩性致密、突破压力高,封闭条件总体较好。

例如, DY1 井龙马溪组上覆岩层为下志留统石牛栏组泥灰岩, 孔隙度 0.61%, 渗透率  $0.0028 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 突破压力高达 75.9 MPa; 下伏岩层为上奥陶统临湘组泥灰岩, 孔隙度 1.81%, 渗透率  $0.0467 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 突破压力为 48.8 MPa。

对中国南方海相地层而言, 富氮气体中的氮主

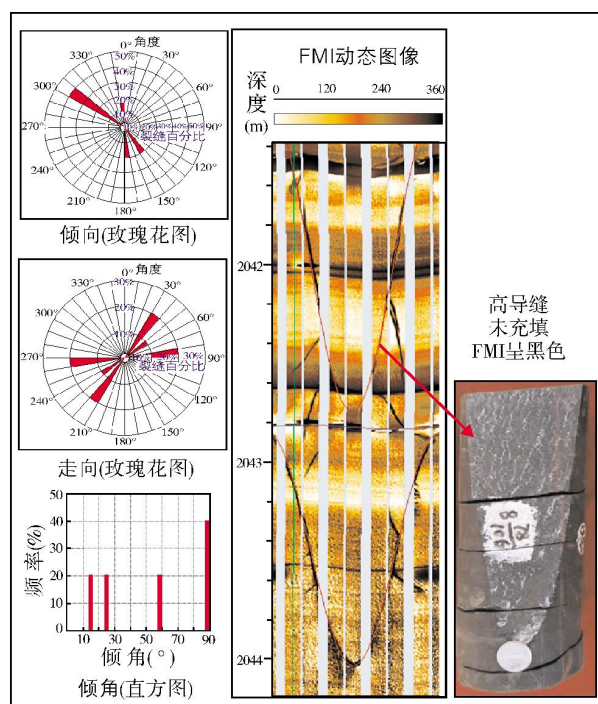
要来自大气, 它表征了地下与地表的连通程度, 是一项直接反映油气保存条件的指标, 由于有机质氮元素的贫乏, 故伴随烃类热解产生的有机氮一般小于 5%<sup>[23]</sup>。DY1 井天然气组分分析表明(表 2), 气体组分以甲烷为主, 基本不含氮气, 这说明丁山地区纵向封闭性总体较好, 未遭受大气淡水影响。

表 2 川东南 DY1HF 井 2394.0~3263.5m 测试层气体分析数据

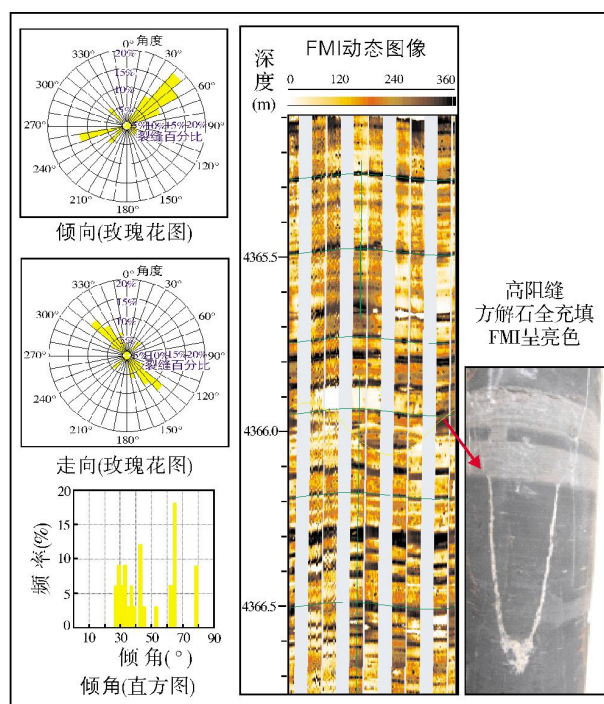
取样位置	烃类气体 (%)						非烃类气体 (%)			
	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6+</sub>	CO <sub>2</sub>	He	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
分离器	98.6369	0.4407	0.0141	0.0040	0.0046	0.0094	0.4170	0.0272	0	0.4434
管汇处	98.6023	0.4369	0.0133	0.0030	0.0047	0.0251	0.4391	0.0294	0	0.4424

不同井区高角度缝发育程度有较明显的差异。从成像测井资料(FMI)看, DY1 井顶板层和页岩气层段高角度缝(高导缝和高阻缝)都较发育(图 4a), 裂缝的走向主要为北东和近东西两个方向(反映两期构造运动叠加), 岩心较破碎, 这可能造成页岩气纵向上发生一定的逸散。DY2 井页岩气层段仅见到少

量的高角度缝(图 4b), 而粉砂岩顶板未见高角度缝, 总体上纵向封隔条件较好, 且裂缝的走向主要为一组, 呈北西—南东向, 这反映出向着盆地内部, 随着埋藏深度的增加, 不同方向的构造应力叠加逐渐减小, 页岩气层段岩心较完整(图 4b), 页岩气纵向散失程度较 DY1 井区小。



(a) DY1 井龙马溪组高导缝



(b) DY2 井五峰组高阻缝

图 4 川东南丁山地区五峰组—龙马溪组页岩气层段高角度缝综合解释

## 2.2.2 晚期侧向逸散是 DY1 井区压力系数低于 DY2 井区的重要原因

丁山地区为大型鼻状构造, DY1 井位于浅埋藏

带, 而且靠近齐岳山断裂(图 5a), 而齐岳山断裂是页岩气层的一个泄压带, 近断裂区页岩气沿断裂及裂缝发生不同程度的散失, 远离断裂区页岩气在浓度



差的驱使下向断裂及裂缝发育区水平运移(图5b),从而产生侧向逸散。DY1井目的层埋深相对较浅,由于上覆地层压力的减小,页岩气层水平渗透率会有增大

的趋势,这将加速页岩气向卸压带的横向渗流散失;而DY2井目的层埋藏较深,且远离齐岳山断裂,页岩渗透率低,页岩气横向散失少,保存条件更好。

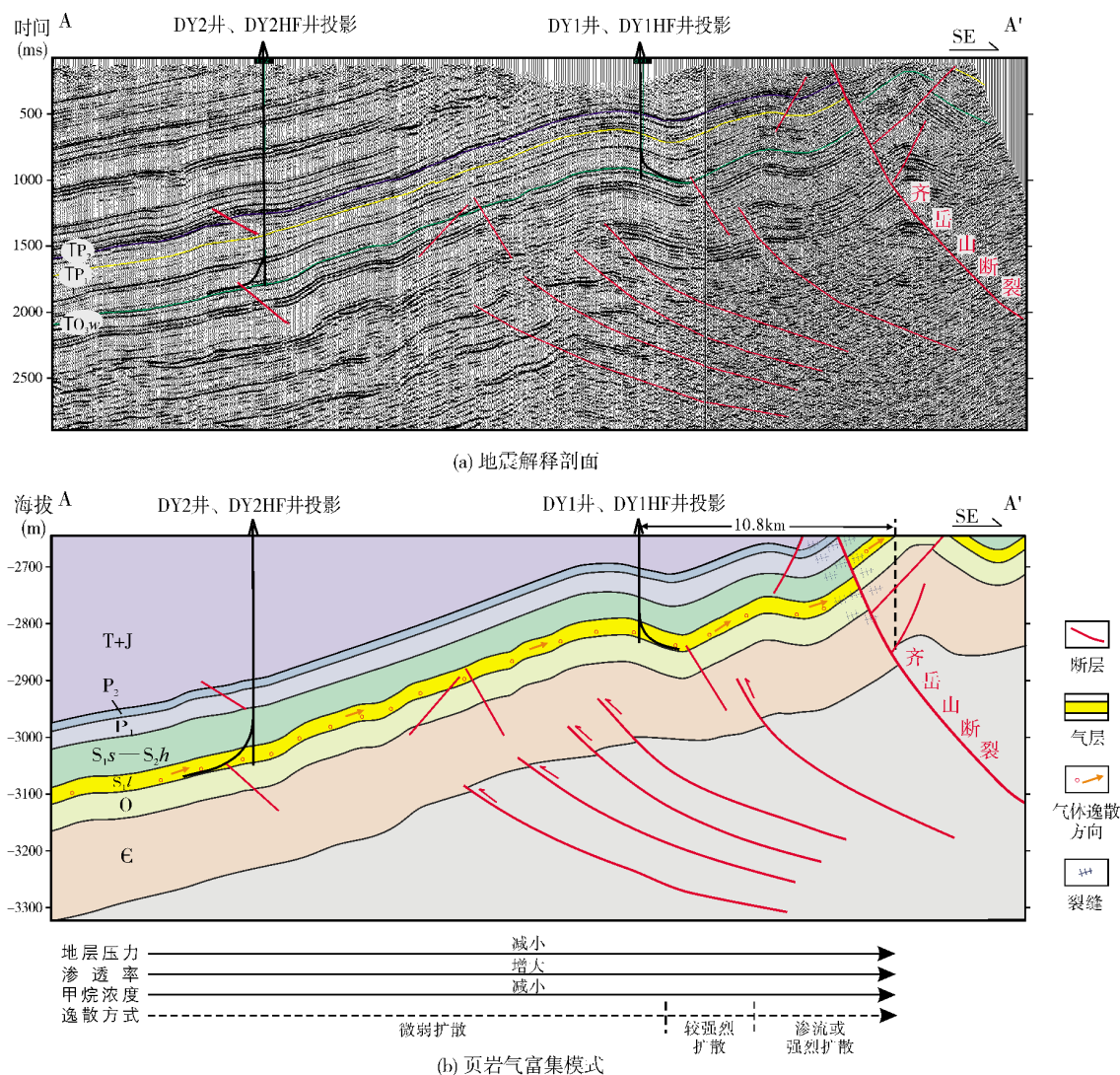


图5 川东南丁山地区五峰组—龙马溪组页岩气富集模式  
A—A'剖面位置见图1。O<sub>3w</sub> 五峰组; S<sub>1l</sub> 龙马溪组; S<sub>1s</sub> 石牛栏组; S<sub>1h</sub> 韩家店组

### 2.3 丁山地区五峰组—龙马溪组页岩气富集模式

丁山地区五峰组—龙马溪组为深水陆棚沉积,优质页岩发育,厚度普遍大于30m,平均TOC大于3%,在地质演化过程中生烃强度较大,这为页岩气层提供了充足的气源。页岩作为页岩气的储集体,由于高TOC含量,加之有机质类型好,热演化程度适中,亲油性的纳米级有机孔隙发育,这有利于页岩气的吸附和储集。

由于页岩脆性矿物总体较高,可压裂性相对较好。

保存条件是研究区页岩气富集的关键,而齐岳山断裂则明显控制了页岩气保存条件。在靠近齐岳山断裂的浅埋藏带,构造应力为多个方向的叠加,高角度缝发育,垂向上页岩气有一定散失。随着距离齐岳山断裂由远到近,埋深、地应力、页岩渗透率相应地发生变化,页岩气沿层方向的逸散方式表现为从微弱扩散到较强扩散,再到强烈扩散或渗流的渐变

特征,且逸散强度渐次增大,因此,靠近齐岳山断裂和剥蚀区,流体通过短距离运移产生大量的横向逸散(图5b),地层压力为常压。

### 3 结 论

(1)川东南丁山地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组沉积早期发育深水陆棚相,DY1井和DY2井优质页岩段厚度大、TOC高、热演化程度适中,具有良好的页岩气形成条件。

(2)从浅埋藏、靠近齐岳山断裂到深埋藏、远离齐岳山断裂,页岩气含气量、孔隙度和压力系数总体均表现出逐渐增大的特征。

(3)保存条件差异是造成丁山地区页岩含气性差异的关键因素,其中,距离齐岳山断裂较近的DY1井区,页岩高角度缝发育,加上页岩埋藏浅而水平渗透率高,页岩气侧向逸散严重并造成页岩气藏泄压。研究区远离齐岳山断裂的深埋藏平缓带是有利的页岩气藏发育带。

#### 参 考 文 献

- [1] 张春明,张维生,郭英海.川东南—黔北地区龙马溪组沉积环境及对烃源岩的影响[J].地学前缘,2012,19(1): 136-145.
- [2] 马文辛,刘树根,黄文明,等.鄂西渝东志留系储层特征及非常规气勘探前景[J].西南石油大学学报:自然科学版,2012,34(6): 27-37.
- [3] 郭英海,李壮福,李大华,等.四川地区早志留世岩相古地理[J].古地理学报,2004,6(1): 20-29.
- [4] 黄金亮,邹才能,李建忠,等.川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J].石油勘探与开发,2012,39(1): 69-75.
- [5] 李延钧,冯媛媛,刘欢,等.四川盆地湖相页岩气地质特征与资源潜力[J].石油勘探与开发,2013,40(4): 423-428.
- [6] 梁超,姜在兴,杨懿婷,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相及储集空间特征[J].石油勘探与开发,2012,39(6): 691-698.
- [7] 王社教,杨涛,张国生,等.页岩气主要富集因素与核心区选择及评价[J].中国工程科学,2012,14(6): 94-100.
- [8] 龙鹏宇,张金川,姜文利,等.渝页1井储层孔隙发育特征及其影响因素分析[J].中南大学学报:自然科学版,2012,43(10): 3954-3963.
- [9] 牟传龙,周思思,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.
- [10] 郭旭升.南海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J].地质学报,2014,88(7): 1209-1218.
- [11] 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.
- [12] 郭旭升,郭彤楼,魏志红,等.中国南方页岩气勘探评价的几点思考[J].中国工程科学,2012,14(6): 101-105.
- [13] 王志刚.涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J].石油与天然气地质,2015,36(1): 1-6.
- [14] 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.
- [15] 郭旭升.涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术[M].北京:科学出版社,2014.
- [16] 梅廉夫,刘昭茜,汤济,等.湘鄂西—川东中生代陆内递进扩展变形:来自裂变径迹和平衡剖面的证据[J].地球科学:中国地质大学学报,2010,35(2): 161-174.
- [17] 袁海峰.四川盆地震旦系—下古生界油气成藏机理[D].成都:成都理工大学,2008.
- [18] 孙玮,刘树根,王国芝,等.川东南丁山构造震旦系—下古生界油气成藏条件及成藏过程[J].地质科技情报,2010,29(1): 49-55.
- [19] 马海. Fillippone地层压力预测方法的改进及应用[J].石油钻探技术,2012,40(6): 56-61.
- [20] 云美厚.地震地层压力预测[J].石油地球物理勘探,1996,31(4): 575-586.
- [21] 孙武亮,孙开峰.地震地层压力预测综述[J].勘探地球物理进展,2007,30(6): 428-432.
- [22] 倪冬梅,韩立国,宁媛丽,等.双谱速度分析下的地层压力预测[J].世界地质,2011,30(4): 648-654.
- [23] 陈安定.氮气对海相地层油气保存的指示作用[J].石油实验地质,2005,27(1): 85-89.

编辑:董 庸

## Key Factors of Shale Gas Accumulation in Dingshan Area of Southeastern Sichuan Basin

Huang Renchun, Wei Xiangfeng, Wang Qiang

**Abstract:** There are significant differences in the total gas content measured in high-quality shale section (TOC $\geq$ 2.0%) of the Upper Ordovician Wufeng Formation and the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Dingshan area of southeastern Sichuan Province. The average gas content of well DY1 is 3.07m<sup>3</sup>/t, and the average gas content of DY2 is 6.79m<sup>3</sup>/t. In the study area, the source conditions of the high-quality shale are similar: the total thickness in the early stage of Wufeng Formation-Longmaxi Formation is relatively large, usually between 30m and 35.5m; the average TOC of the shale is almost 3.42%~3.95%; shale thermal evolution is moderate,  $R_o$  value is generally greater than 2.0%. The comprehensive study suggests that the preservation conditions are the key factors that contribute to the difference in gas content of shale in Dingshan area. The deep buried area, where is far away from Qiyueshan Fault, is a favorable zone for shale gas reservoirs. While in the area close to Qiyueshan Fault, the shale gas is relatively poor because the lateral dissipation of shale gas is more serious, due to the high angle fractures and the shallow burial of the shale.

**Key words:** Wufeng Fm.; Longmaxi Fm.; Shale gas; Hydrocarbon accumulation; Sichuan Basin

Huang Renchun: Professorate senior engineer. Add: SINOPEC Exploration Branch Company, 688 Jitai Rd., Chengdu, Sichuan, 610041, China