

# 川东南綦江丁山地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气地质条件综合评价

魏祥峰<sup>1)</sup>, 赵正宝<sup>2)</sup>, 王庆波<sup>1)</sup>, 刘珠江<sup>1)</sup>, 周敏<sup>1)</sup>, 张晖<sup>1)</sup>

1) 中国石化勘探分公司, 成都, 610041; 2) 四川水利职业技术学院, 成都, 611231

**内容提要:** 本文综合利用钻井、测井、地震及分析化验等资料, 在对川东南綦江丁山地区 DY1 井、DY2 井上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气层含气性分析基础上, 探讨了各地质要素对气藏富集和产量的影响。结果表明: 丁山地区页岩气地质条件好, 具有 TOC 高、热演化程度适中、储集性能好、含气性较好等特点; 构造样式是控制页岩气富集的一个重要因素, 正向构造是四川盆地内最有利于页岩气富集的构造类型, 而位于盆缘、靠近齐岳山断裂的丁山鼻状断背斜构造, 同样有利于页岩气富集, 但齐岳山断裂决定了其不同构造部位的含气性; 在离齐岳山断裂距离较近、埋深较浅的构造部位, 裂缝更加发育, 页岩横、纵向渗透性增大, 页岩气更容易发生大规模逸散, 最终造成页岩气层含气性差。在此基础上, 综合页岩埋深、构造特征, 将丁山构造划分为浅埋平缓区、西部高角度斜坡区、中部低缓区、东部高角度斜坡区、深埋平缓区 5 个区带; 以优质页岩厚度为基础, “构造与保存条件” 为关键, 并结合页岩埋深, 优选出丁山地区中部低缓斜坡区为最有利区带。

**关键词:** 地质特征; 页岩气逸散; 富集因素; 上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组; 四川丁山地区

页岩气作为一种蕴藏量巨大的非常规天然气资源, 在北美地区已取得良好的勘探开发效益 (Bustin, 2005, Martineau, 2007)。2005 年以来, 在北美页岩气勘探的启示下, 中国页岩气取得了快速的发展, 发现了四川盆地涪陵、威远、长宁、昭通等已具备商业性开发的页岩气田, 其中涪陵页岩气田已探明页岩气储量  $3805.98 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 成为北美之外最大的页岩气田 (郭旭升等, 2016), 这一突破对推进我国天然气工业快速发展、保障国家能源安全具有重要意义。随着勘探的推进, 中国相关专家和学者在页岩气形成地质条件、富集高产主控因素、评价技术方法以及工程工艺技术等方面取得许多研究进展, 在地质理论方面, 郭旭升 (2014a) 提出了中国复杂构造区海相页岩气“二元富集”规律; 郭彤楼等 (2014) 则认为涪陵页岩气田气藏的高产富集模式为“阶梯运移、背斜汇聚、断一滑控缝、箱状成藏”; 邹才能等 (2015) 提出页岩气富集高产受沉积环境、热演化程度、孔缝发育程度、构造保存等“四大因素”控制, 并建立了“构造型甜点”和“连续型甜点区”两种页岩气富集模式; 在页岩气测井评价及“甜点综合预测

方面, 严伟等 (2014) 则总结出海相优质页岩气层具有“四高三低”的测井综合响应特征, 提出利用“叠合法”和“交会图法”能够快速识别页岩气层; 陈祖庆 (2014) 基于岩性密度形成了 TOC 和含气量等预测技术; 在页岩气钻井工艺技术方面, 形成了适用性的中浅层页岩气钻井工艺, 建立了水平井长度、段数和压裂簇数的优化设计方法, 形成了 3500 m 以浅水平井分段压裂配套技术 (贾长贵等, 2014)。

虽然中国近几年来在勘探发现、地质理论和关键技术已取得实质性的突破和进展, 但仍有许多关键的问题需要进一步研究攻关, 如深水陆棚环境下页岩发育特征的差异对页岩气富集的影响? 构造特征与页岩气产量之间的关系? 如何优选页岩气高效的勘探有利目标? 为了探讨这些问题, 本文重点从川东南涪陵、綦江丁山地区等勘探实际资料出发, 详细解剖对比 DY1 井和 DY2 井五峰组—龙马溪组页岩气地质特征, 并总结该地区页岩气富集高产的主控因素和保存模式, 以期为其他复杂构造区海相页岩气勘探开发提供经验。

注: 本文为中国石油化工股份有限公司科技部基础科研项目“川渝地区海相优质页岩气层形成主控因素及预测技术”(编号:P15074)、中国地质调查局地质调查项目“川东页岩气基础地质调查”(编号:12120115003901)的成果。

收稿日期:2016-03-09; 改回日期:2016-12-15; 责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2017.01.014

作者简介:魏祥峰,男,1984年生。博士,高级工程师,主要从事沉积学、非常规油气地质研究。Email: weixiangfeng1984@163.com。

# 1 页岩气地质条件

## 1.1 构造特征

本文研究区地理位置主要位于重庆市綦江县境内,构造位置位于川东南地区林滩场—丁山北东向构造带丁山构造(图1),由于研究区对象主要为丁山构造,为了便于描述,本文将研究区定名为丁山地区(下同)。由于受华蓥山断裂、齐岳山断裂及大娄山断褶带的共同影响,使得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(黄文明等,2011)。丁山构造晚白垩世受江南隆起的作用形成NE向构造带,晚期叠加近南北向构造的复合构造,平面上整体形态为北东—南西向鼻状断背斜。靠近齐岳山断裂,断层、裂缝发育;远离齐岳山断裂、裂缝相对不发育。目前该构造已完成DS1井、DY1井和DY2井的钻探工作,其中DY1和DY2测试分别获得日产 $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 页岩气流,展现了该地区页岩气具有良好的勘探开发前景。

## 1.2 沉积及页岩发育特征

晚奥陶世五峰期至早中志留世龙马溪期,由于受康滇古陆、川中古隆起、黔中及江南古隆起的围限,在四川盆地及周缘形成了一个向北东开口的浅海陆棚沉积的古地理格局(郭旭升,2014a;王志刚,2015;郭彤楼,2015;冯动军等,2016;袁玉松等,2010)(图2),沉积了一套笔石繁盛的暗色泥页岩(牟传龙等,2011),同时在川东南、川南地区五峰组、龙马溪组底部笔石页岩中见较多硅质放射虫化石,但由龙马溪组底部向上随着水体的变浅,造成笔石和硅质放射虫化石含量具有自下而上逐渐减少的趋势,而岩层的岩性向上也呈规律性的变化,总体具有向上TOC降低、粉砂质、灰质含量逐渐增大的特征。川东南丁山地区五峰组—龙马溪组沉积早期整

体处于深水陆棚有利沉积区,五峰组—龙马溪组一段岩性主要为黑灰色—黑色炭质笔石泥页岩,具有高TOC的特征,为页岩气勘探的有利层段。

页岩气井钻探揭示,包括丁山、涪陵、南川的川东南地区、鄂西—渝东以及四川盆地南部长宁地区,整体处于深水陆棚有利相区,优质页岩都集中在五峰组—龙马溪组底部,TOC $\geq 2\%$ 的优质页岩连续厚度在30 m以上,最高可达60 m(图3),其中丁山地区DY1井和DY2井优质页岩层段厚度分别为26.0 m、35.5 m。

## 1.3 地化特征

丁山地区龙马溪组页岩分析测试结果表明(表1),丁山地区龙马溪组页岩具有良好的地质条件,与涪陵地区具有良好的可比性。DY1井、DY2井龙马溪组底部优质页岩段平均TOC分别为3.42%、3.95%,与JY1井优质页岩段平均TOC(3.77%)基本相当,有机质类型为I型; $R_o$ 处于过演化阶段,其中DY1井平均为2.14%,DY2井平均为2.24%,总体相对适中。

## 1.4 储层特征

DY1井五峰组—龙马溪组优质页岩气层段(2028~2054 m)孔隙度为1.22%~4.15%,平均为3.03%(表1);渗透率为 $(0.016 \sim 17.56) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,几何平均 $0.716 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。脆性矿物含量在30.0%~85.0%,平均62.0%,由上而下总体呈升高趋势,脆性矿物以硅质为主,平均含量为40.0%;其次为碳酸盐矿物,平均含量为10.0%,长石平均含量4.3%;另有少量的黄铁矿、赤铁矿等(图4);黏土矿物含量在15.0%~70.0%,平均为38.0%,黏土矿物以伊蒙混层和伊利石为主;长石平均含量6.0%;另有少量的黄铁矿、赤铁矿等。

DY2井五峰组—龙马溪组优质页岩气层(4332.0~4367.5 m)孔隙度为4.78%~7.12%,平

表1 川东南綦江丁山地区DY1井、DY2井、JY1井优质页岩气层段(TOC $\geq 2\%$ )主要参数对比表

Table 1 Comprison of the Well DY1, DY2 and JY1 in Dingshan area, Qijiang County, southeastern Sichuan, about the parameters of the zone with high quality shale gas (TOC $\geq 2\%$ )

井号	深度(m)	厚度(m)	矿物组分含量			地球化学特征		物性		含气性		
			TOC(%)	$R_o$ (%)	有机质类型	孔隙度(%)	渗透率( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	油气显示	总含气量( $\text{m}^3/\text{t}$ )	硅质(%)	碳酸盐(%)	黏土(%)
DY1	2028~2054	26	3.42	2.14	I	3.03	0.716	差	3.07	40	10	38
DY2	4332~4367.5	35.5	3.95	2.24	I	5.94	0.014	好	6.79	38.9	15.6	36.8
JY1	2378~2415	38	3.77	2.65	I	4.65	0.187	好	5.85	44.8	9.7	34.3

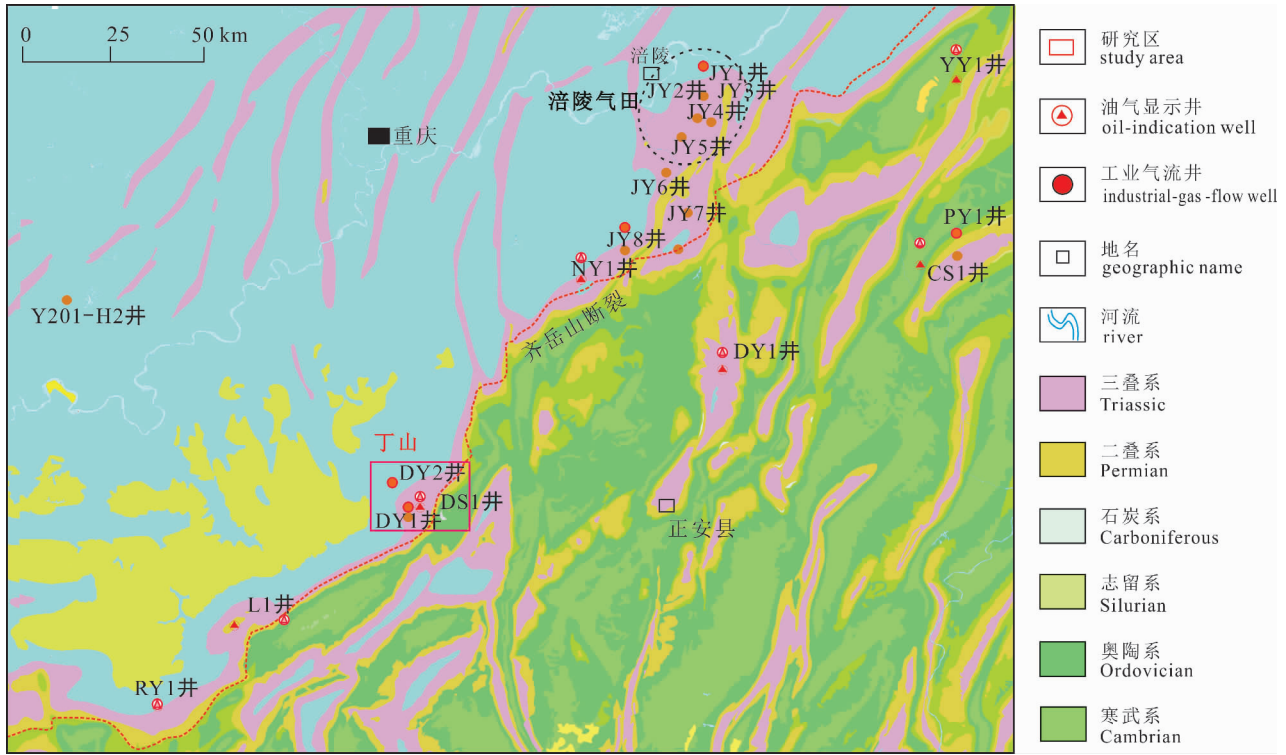


图 1 川东南碛江丁山地区构造位置及周边页岩气井分布图

Fig. 1 Tectonic location map of Dingshan area, Qijiang County, southeastern Sichuan, and distribution of shale gas wells in the surrounding area

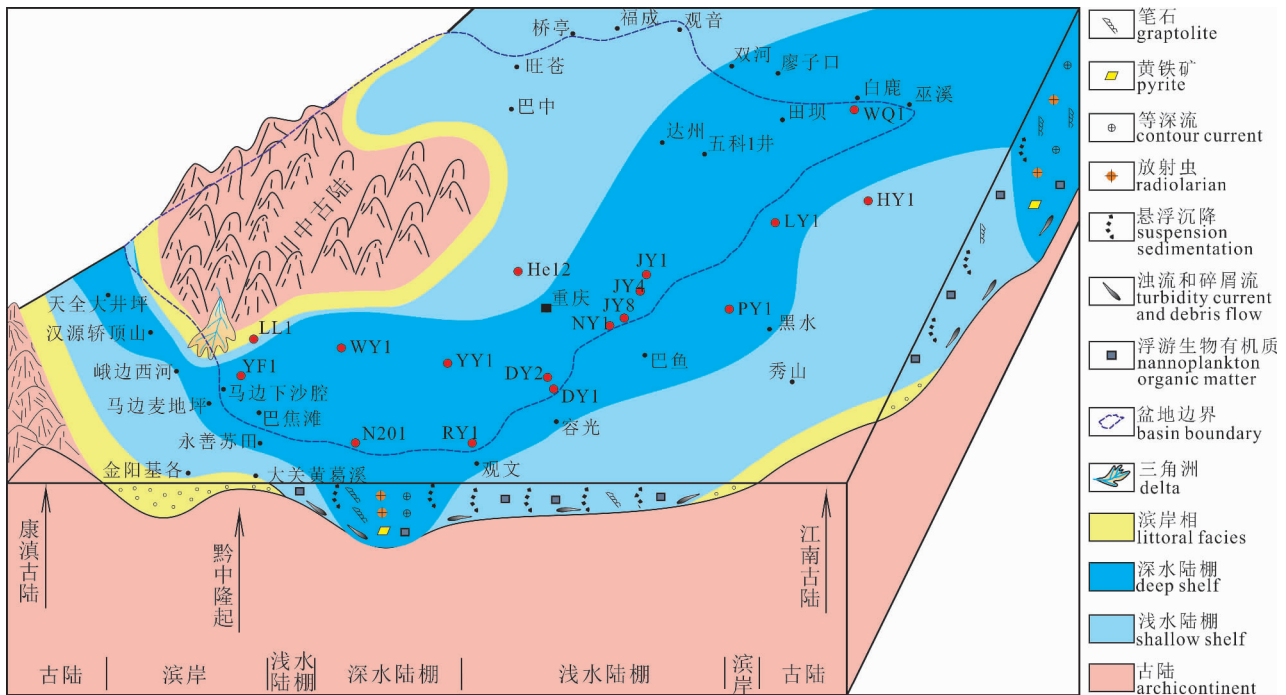


图 2 四川盆地及周缘下志留统龙马溪组时期沉积模式图

Fig. 2 The map of depositional model of the Longmaxi time, Early Silurian, in Sichuan Basin and its periphery area

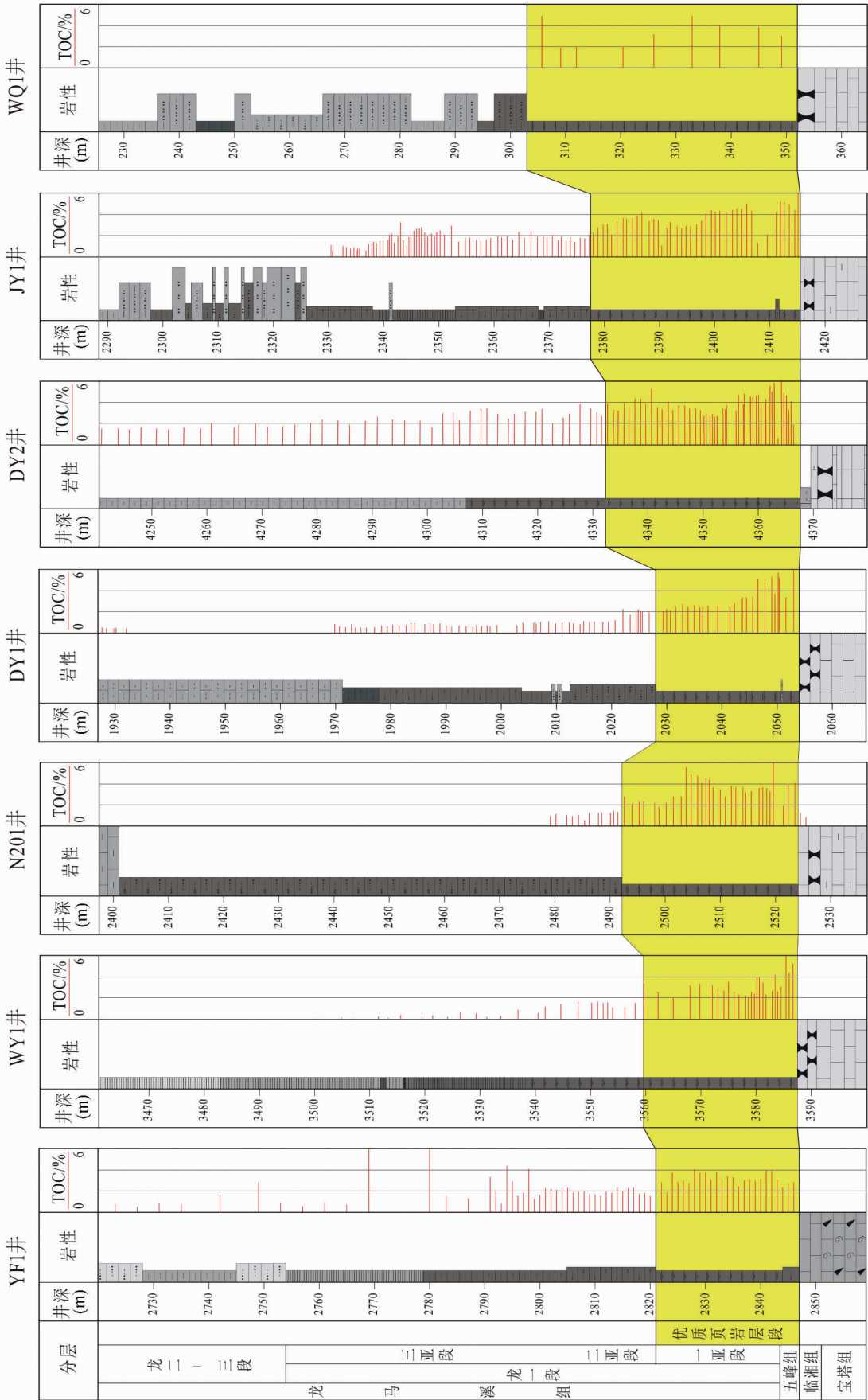


图 3 四川盆地及周缘典型钻井优质页岩厚度 (TOC ≥ 2%) 连井对比图

Fig. 3 Typical wells comparison about thickness of the high quality shale (TOC ≥ 2%) in Sichuan basin and its periphery area

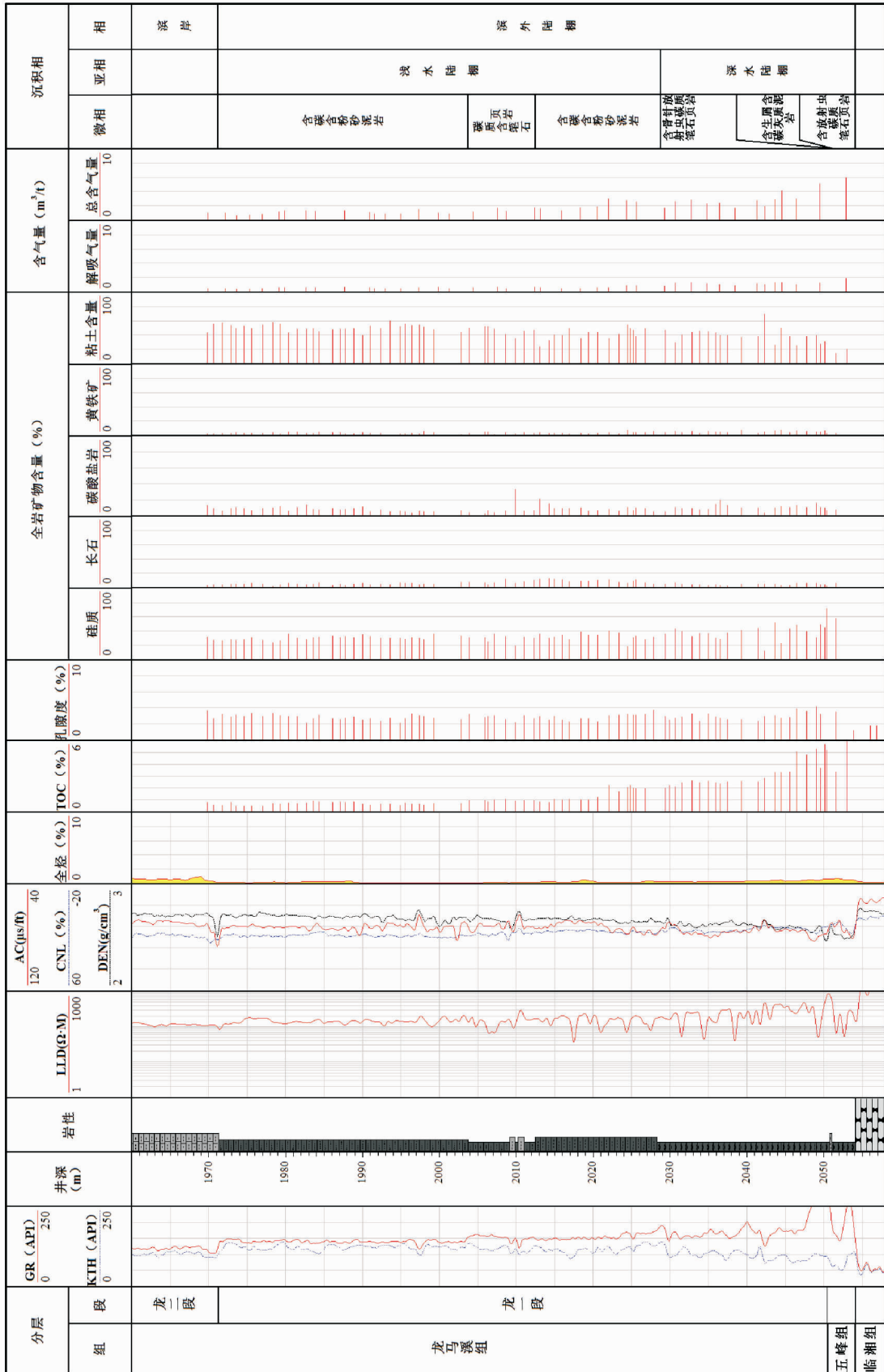


图 4 川东南綦江县丁山地区 DY1 井上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气地质综合柱状图  
 Fig. 4 Comprehensive shale gas geological column of the Upper Ordovician Wufeng Formation—the Lower Silurian Longmaxi Formation in the well DY1 in Dingshan area, Qijiang County, southeastern Sichuan

均为5.94% (表1), 相比DY1井明显增大, 渗透率为 $(0.006 \sim 1.399) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 几何平均为 $0.014 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。矿物成分特征与DY1井总体相似, 但碳酸盐矿物略有升高; 其中脆性矿物含量在43.8%~80.3%, 平均63.2%, 脆性矿物以硅质为主, 平均含量为38.9%; 其次为碳酸盐矿物, 平均含量为15.6%; 长石平均含量5.0%; 另有少量的黄铁矿、赤铁矿等。龙马溪组下部发育大量的硅化笔石、放射虫生物化石, 是其硅质矿物含量高的一个重要原因。

### 1.5 含气性特征

DY1井和DY2井岩芯浸水实验都显示出气泡密集、强烈, 持续时间较长的特征, 但总体具有DY2井相对DY1井具有更好的含气性。DY1井五峰组—龙马溪组气测录井共发现油气显示10.07 m/6层, 在钻井液密度为 $1.73 \sim 1.78 \text{ g/cm}^3$ 的情况下, 全烃最高1.01%, 岩芯入水试验见串珠状气泡, 优质段总含气量相对较低, 为 $1.70 \sim 6.03 \text{ m}^3/\text{t}$ , 平均为 $3.07 \text{ m}^3/\text{t}$  (图4)。丁页2井在钻井液密度 $1.73 \sim 1.75 \text{ g/cm}^3$ 的情况下, 最大全烃为5.31%, 岩芯入水试验见串珠状、水幕状气泡, 现场解析丁页2井优质段总含气量为 $3.83 \sim 9.85 \text{ m}^3/\text{t}$ , 平均 $6.79 \text{ m}^3/\text{t}$ , 与焦页1井相当 (表1)。

## 2 页岩气勘探的认识

### 2.1 构造特征对页岩气富集和产量的影响作用

四川盆地川东南地区经过多期构造运动叠合形成的复杂构造, 构造类型多, 保存条件复杂 (郭旭升等, 2012; 郭彤楼等, 2013; 胡东风等, 2014)。四川盆地及周缘钻井勘探证实 (表2), 不同地区 (盆内、盆外、盆缘)、不同构造样式页岩气保存条件不同, 页岩气富集程度也不同, 从而决定了页岩气产量和压力系数不同。

构造与保存条件是川东南地区海相页岩气富集和高产的关键因素之一 (郭旭升等, 2012; 郭彤楼等, 2013; 胡东风等, 2014; 金之钧等, 2016; 刘树根等, 2016)。丁山地区区域构造位置处于川东高陡断褶带的南段, 构造形态为半菱形结构 (图1), 主要受黔中隆起的影响, 燕山期—喜马拉雅期运动强烈抬升, 发育了逆冲、对冲构造, 形成了丁山鼻状断背斜的构造样式特征 (图5), 其中齐岳山断层与前缘

表2 四川盆地及周缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组重点井构造样式与钻探成果表

Table 2 Tectonic style and well drilling results of the key wells for the Upper Ordovician Wufeng Formation—the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its periphery area

区域位置	构造样式	页岩气井及产量 ( $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ )	压力系数
盆内	箱状背斜	JY1井(20.3)	1.55
	窄陡断背斜	JY8井(20.8)	1.55
	宽缓背斜	N201井(15)、Y201井(43)	>1.8
	向斜鞍部	WY1井(17.4)	1.9~2.1
	背斜	W202井(2.75)	1.4
盆缘	远离断裂+低角度鼻状断背斜	DY2井(10.5)	1.55
	复向斜内背斜	YZ1井(微气)	<1.0
	靠近断裂+低角度鼻状断背斜	DY1井(3.4)、NY1井(微气)、RY1井(微气)、Z104(1-2)、JY6(5-7)、JY7井(3.49)	0.5~1.3
盆外	向斜	PY1井(2-3)、LY1井(5-6)	0.9~1.2
	复向斜内背斜	HY1井(微气)	<1.0

多条分支断层共同多级逆冲, 使得地层高程逐步降低, 表现为低角度斜坡, 同时次级与齐岳山断层走向基本平行的逆冲断层的断展作用控制着丁山构造 (图5)。通过对四川盆地及周缘涪陵、长宁、威远、南川、丁山、富顺—永川、彭水的构造样式特征解剖分析大量井的统计分析, 在四川盆地内位于正向构造 (箱状背斜、窄陡断背斜、宽缓背斜) 的探井效果总体较好, 测试产量较高 (焦页1井、焦页8井), 而盆缘以及盆外单斜、向斜构造探井产量相对较低 (表2), 郭彤楼等 (2013)、郭彤楼等 (2015) 也提出高热演化程度、复杂构造区的正向构造是最有利于页岩气富集的构造类型。而对于盆缘构造, 齐岳山断裂明显对页岩气保存条件具有控制作用, 其中DY1井位于丁山鼻状断背斜南段高部位, 由于距齐岳山断裂8.5 km, 加之埋深相对较差, 高角度缝也相对较发育, 效果较差, 测试仅为产量 $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ; 但是在北部, 远离齐岳山大断裂、埋深在4000 m以深地方的DY2井, 保存条件, 测试产量效果相对较好, 测试获得 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的页岩气流, 地层压力系数1.55。

### 2.2 页岩气逸散特征

页岩气成藏机理具有自身的特殊性, 兼具煤层吸附气和常规圈闭气藏特征, 体现了复杂的富集机理特点。页岩气从有机质成熟生烃、页岩气富集、吸附解吸到置换式运移, 储层空间、构造特征变化和裂缝发育规模对页岩气富集分布特征和高产起到重要

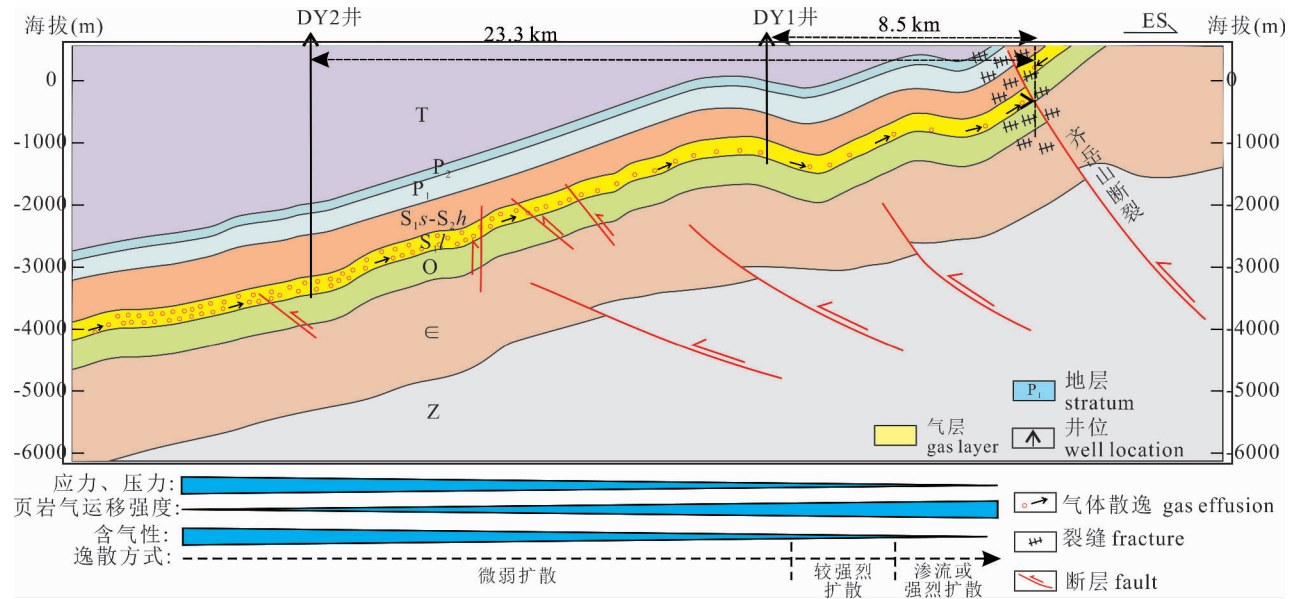


图 5 川东南綦江县丁山地区上奥陶统五峰组一下志留系龙马溪组页岩气保存模式图

Fig. 5 Shale gas Preservative models of the Upper Ordovician Wufeng Formation—the Lower Silurian Longmaxi Formation in Dingshan area, Qijiang, Sichuan

控制作用。郭彤楼等(2014)提出“相邻孔缝的阶梯式运移,实现了大范围的页岩气向背斜(正向构造)的汇聚”。但是页岩气运移在横向和纵向的运移有

所不用,侧向逸散具有更强的破坏性,通过对 JY4 井 19 个样品的全直径岩芯分析表明,高演化泥页岩纵、横向渗透率具有较大差异,横向渗透率为纵向渗透率 2~8 倍,从上到下逐渐变大,在底部页理发育段差异更明显(图 6)。另外,对 JY3 井岩芯剖切观察表明,龙马溪组底部页理缝十分发育,据统计页理缝密度在 100 条/m 以上(图 7),明显高于上部,垂直裂缝和高角度缝相对不发育,如果横向封堵性差,页岩气含气性保存条件同样会变差。

DY2 井流体包裹体样品均一温度分析表明(表 3,图 8),五峰组—龙马溪组页岩中裂缝内存在至少 3 期的流体充注活动,证实了页岩气运移的存在,第一期对应丁山地区达到最大埋深后的第一期构造隆升,形成的包裹体温度较高。第二期在构造抬升的起始阶段,硅质胶结物和方解石胶结物内盐水包裹体均显示较高的温度,且温度范围大致重合,然而,镜下可见方解石发生破碎,并被硅质胶结,硅质形成于方解石之后,故得到第一期流体活动时沉淀了方解石胶结物,在后期的构造活动中发生破碎,并被第

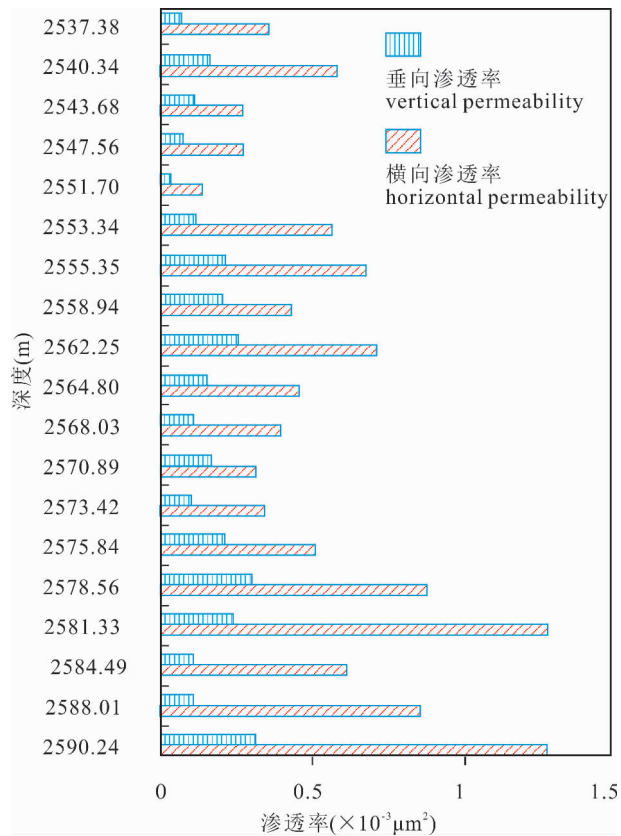


图 6 川东南綦江丁山地区 JY4 井下志留统龙马溪组页岩垂向与横向渗透率对比图

Fig. 6 Comparison of vertically and horizontally permeability of the Lower Silurian Longmaxi Formation shale in the well JY4 in Dingshan area, Qijiang County, southeastern Sichuan

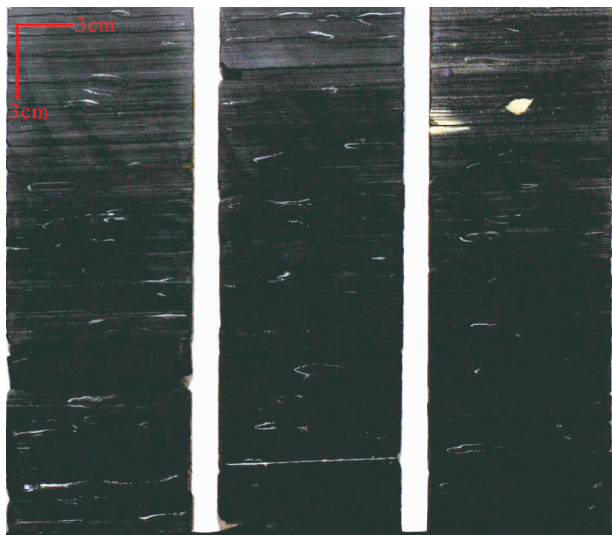


图7 川东南綦江丁山地区 JY3 井下志留系龙马溪组页岩岩芯剖面照片(2405~2408 m)

Fig. 7 Profile photos of the shale of the Upper Ordovician Wufeng Formation—the Lower Silurian Longmaxi Formation, the core in the well JY3(2405~2408 m) in Dingshan area, Qijiang, Sichuan

二期流体沉淀的硅质胶结。第三期流体活动形成于构造持续隆升阶段,均一温度均小于前两期。流体包裹体分析,而这些活动发生在页岩内部(郭彤楼, 2015)。

页岩气沿层方向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,且逸散强度有序渐次增大(图5),不同构造位置有所差异,魏志红(2015)也对页岩气晚期逸散模式做了探讨。DY1井和DY2井勘探实践证明,处于同一构造不同

埋深和不同构造特征的页岩气逸散和保存不同:①处于单斜构造环境,靠近开启断层,埋深较浅,微裂缝发育,页岩渗透率增大,致页岩气逸散强度增大,页岩整体含气性较差,气体赋存状态主要以吸附气为主,孔隙度低(表2);②远开启断裂,埋深较深,地层压力高,发育一定逆冲断层遮挡,页岩在上覆地层压力下,页岩水平页理有一定封闭作用,页岩气逸散强度相对较弱,页岩整体含气性较好,气体赋存状态主要以游离气为主,孔隙度也较高(表2)。

### 2.3 深水陆棚优质页岩的差异性

影响海相烃源岩有机质丰度的因素主要为有机质来源、生物生产率以及沉积环境,其次是矿物岩石作用和沉积速率,其他因素还包括微量元素、物理化学作用、保存条件和演化程度等(倪春华等,2009)。丁山地区整体处于川南含钙质硅质深水陆棚,碳酸盐较涪陵地区高,西南部相对闭塞环境和物源特征,是碳酸盐含量较高的主要原因。通过对川西南、长宁、丁山、涪陵、彭水的重点钻井分析,可以看出在碳酸盐含量有所差异的下,有机碳含量差异较小,丁山地区碳酸盐含量普遍在10%以上,优质页岩的TOC相当,一般在3.5%(图9)。从有机质来源来看,丁山和涪陵地区成烃生物组合相似,均以浮游藻(疑源类)和笔石生物为主,伴有少量的底栖藻,及几丁虫、海绵骨针等动物,有机质类型为腐泥型或偏腐泥型。

优质页岩的发育是页岩气富集和高产的物质基础,是中国南方页岩气富集高产主控重要因素之一(郭旭升,2014a;郭彤楼,2014;邹才能等,2015;王志刚,2015;张鹏等,2015;金之钧等,2016)。丁山地区两口井的钻探证实,受黔中、雪峰两个古隆的影响,

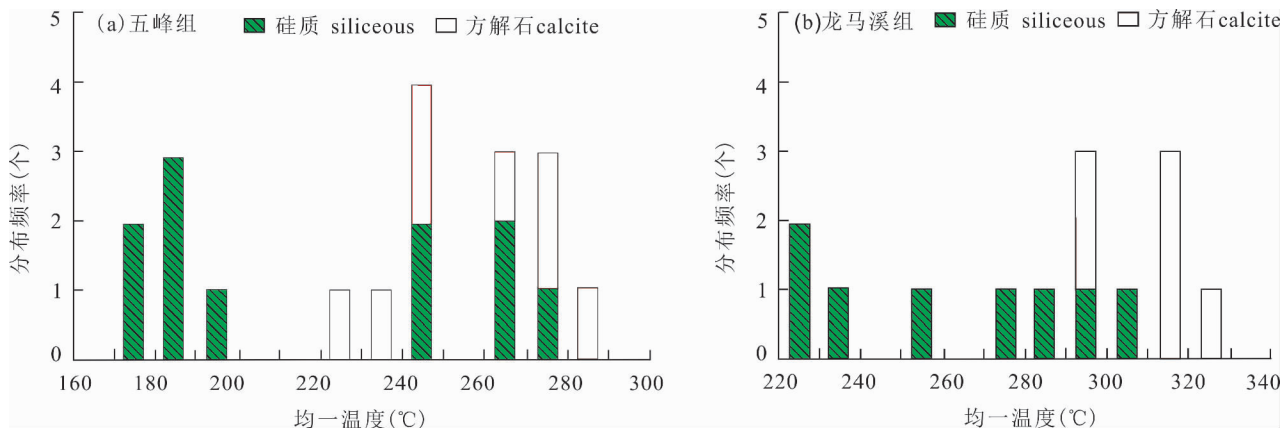


图8 川东南綦江丁山地区 DY2 井上奥陶统五峰组一下志留系龙马溪组流体活动期次柱状图

Fig. 8 The fluid activity time columns the Upper Ordovician Wufeng Formation—the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Well DY2 in Dingshan area, Qijiang, Sichuan



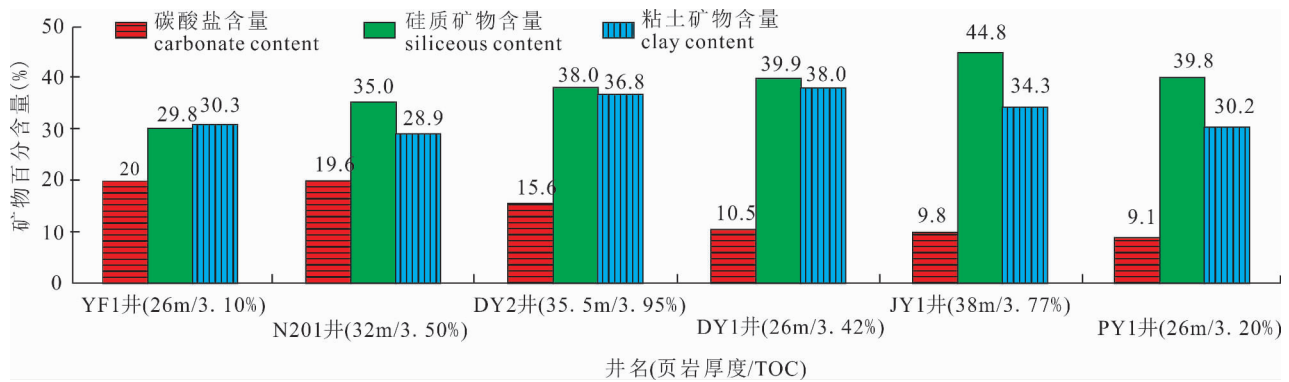


图 9 川东南綦江丁山地区及邻区优质页岩矿物成分、厚度、TOC 对比图

Fig. 9 Comparison about mineral composition, thickness and TOC of high quality shale in Dingshan area, Qijiang, Sichuan, and its periphery area

丁山地区和涪陵地区虽然同处于深水陆棚,优质页岩厚度和矿物组成存在一定的差异。DY1 井为 26.0 m, DY2 井为 35.5 m, 涪陵地区优质页岩厚度在 35~45 m, 丁山地区处于深水陆棚的边缘地带, 是从 DY2 井向 DY1 井页岩厚度逐渐变薄的主要原因。在笔石分带上涪陵和丁山地区略有差异, 丁山地区优质页岩主要发育在 WF1 ~ LM5 带中下部, 且 LM5 带厚度相对较大, 而涪陵地区则以 WF1 ~ WF4 和 LM4 带为主, 厚度明显占优。

### 3 丁山地区页岩气勘探潜力

丁山地区做为川东南地区页岩气勘探重点地区, 页岩气地质条件与涪陵页岩气田具有一定相似性, 也有一定差异性。2012 年, 继涪陵页岩气田焦页 1 井获得突破以后, 2013 年丁山地区开始勘探, 中石化运用中国南方复杂高演化地区页岩气勘探地质理论认识和页岩气甜点预测技术开展攻关, 先后

钻探了 DY2 井和 DY1 井, 在不同埋深和不同构造部位探索了页岩气潜力, 取得了较好的效果, 实现了丁山地区页岩气勘探发现, 特别是 DY2 井取得了超过 4000 m 深层页岩气, 具有重要意义。本文在两口井的综合评价的基础上, 采用地质和物探相结合, 运用双“甜点”技术, 以“构造与保存条件”为关键, 划分了浅埋平缓区(常压带)、西部高角度斜坡区、中部低缓区、东部高角度斜坡区、深埋平缓区五个区带(图 10)。其中中部低缓区为最有利区带, 优质页岩厚度大于 30 m, 埋深在 2500 ~ 4000 m、压力系数大于 1.2, 地层倾角小于 20°, 构造稳定、断裂不发育, 面积约 140 km<sup>2</sup>, 资源量超 1300 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>(图 10)。

### 4 结论

(1) DY1、DY2 井揭示川东南綦江丁山地区上奥陶统五峰组一下志留系龙马溪组沉积早期发育深水陆棚相优质页岩, 成烃生物种类丰富, 页岩气地质条件好, 具有 TOC 含量高、热演化程度适中、储集性能好、含气性较好等特点, 具有较大的勘探潜力。

(2) 勘探实践揭示, 正向构造是四川盆地内最有利于页岩气富集的构造类型; 而对于位于盆缘、靠近齐岳山断裂、为鼻状断背斜构造样式的丁山构造, 同样有利于页岩气富集, 但齐岳山断裂是控该构造不同部位的含气性的主要因素, 总体表现出页岩气含气量和压力系数从浅埋藏、近齐岳山断裂带到深埋藏、远齐岳山断裂带都有逐渐增大的特征。

表 3 川东南綦江丁山地区 DY2 井上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组流体包裹体均一温度统计表

Table 3 Homogenization temperature of the fluid inclusions in the Upper Ordovician Wufeng Formation—the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Well DY2 in Dingshan area, Qijiang, Sichuan

层位	井深 (m)	流体期次	均一温度范围 (°C)	包裹体产状	宿主矿物
五峰组	4366.15	I 期	240.7 ~ 276.6	原生	方解石
		II 期	226.9 ~ 286.9	原生	硅质
		III 期	172.3 ~ 196.4	原生	方解石
龙马溪组	4364、4363.78	I 期	295.6 ~ 325.2	原生	方解石
		II 期	297.8 ~ 309.6	原生	硅质胶结物
		III 期	189.1 ~ 232.4	原生	方解石

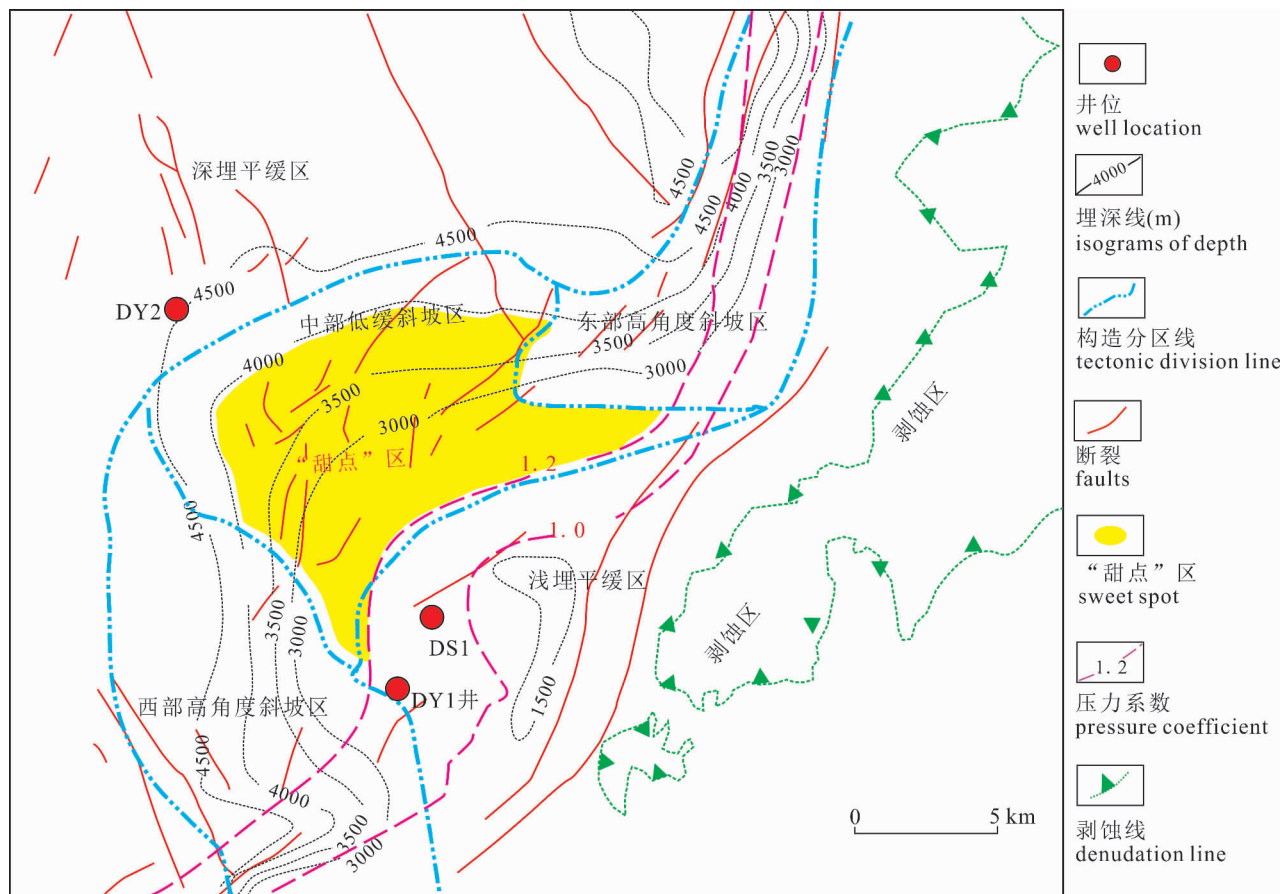


图 10 川东南綦江丁山地区上奥陶统五峰组一下志留系龙马溪组页岩气有利目标综合评价图

Fig. 10 Comprehensive evaluation of favorable target for shale gas in the Upper Ordovician Wufeng Formation—the Lower Silurian Longmaxi Formation in Dingshan area, Qijiang, Sichuan

(3) 丁山地区 3 期的流体充注活动和同一构造不同勘探效果,证实了页岩气运移的存在。而其运移方式由页岩自身渗透性随埋深和离齐岳山断裂距离决定的,埋深越小,离齐岳山断裂距离越近,页岩层横纵向渗透性都明显增大,页岩气的运移强度有序渐次增大。

(4) 综合页岩埋深、构造特征,将丁山构造划分为浅埋平缓区、西部高角度斜坡区、中部低缓区、东部高角度斜坡区、深埋平缓区五个区带;以优质页岩厚度为基础,“构造与保存条件”为关键,并结合页岩埋深,优选出丁山地区中部低缓斜坡区为最有利区带。

## 参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; the literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

陈祖庆. 2014. 海相页岩 TOC 地震定量预测技术及其应用——以四川盆地焦石坝地区为例. 天然气工业, 34(6): 24~29.

郭彤楼, 刘若冰. 2013. 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. 天然气地球科学, 24(4): 643~651.

郭彤楼, 张汉荣. 2014. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式. 石油勘探与开发, 41(1): 28~36.

郭彤楼. 2015. 涪陵气田发现的启示与思考. 地质前缘, 23(1): 1~15.

郭旭升, 郭彤楼, 魏志红, 刘若冰. 2012. 中国南方页岩气勘探评价的几点思考. 中国工程科学, 14(6): 101~105.

郭旭升. 2014a. 南方海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探及实践认识. 地质学报, 8(7): 1209~1218.

郭旭升. 2014b. 涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术. 北京: 科学出版社.

郭旭升, 胡东风, 魏志红, 李宇平, 魏祥峰. 2016. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识. 中国石油勘探, 21(3): 24~37.

冯动军, 胡宗全, 高波, 彭勇民, 杜伟. 2016. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏条件分析. 地质论评, 62(6): 1521~1532.

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

黄文明, 刘树根, 徐国盛, 王国芝, 马文辛, 张长俊. 2011. 宋光永四川盆地东南缘震旦系—古生界古油藏特征. 地质论评, 57(2): 285~299.

- 贾长贵,路保平,蒋廷学,李真祥. 2014. DY2HF 深层页岩气水平井分段压裂技术. 石油钻探技术,42(2):85~90.
- 金之钧,胡宗全,高波,赵建华. 2016. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素. 地学前缘,23(1):1~10.
- 刘树根,邓宾,钟勇,冉波,雍自权,孙玮,杨迪,姜磊,叶玥豪. 2016. 四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏—强改造独特地质作用. 地学前缘,23(1):11~28.
- 倪春华,周小进,王果寿,杨帆,刘运黎. 2009. 海相烃源岩有机质丰度的影响因素. 海相油气地质,14(2):20~23.
- 牟传龙,周恩恩,梁薇,葛祥英. 2011. 中上扬子地区早古生代烃源岩沉积环境与油气勘探. 地质学报,85(4):526~532.
- 王志刚. 2015. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示. 石油与天然气地质,36(1):1~6.
- 张鹏,张金川,黄宇琪,吕艳南,尉菲菲,邓恩德. 2015. 黔西北上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气聚集条件分析. 地质论评,61(1):155~162.
- 严伟,王建波,刘帅,王昆,周依南. 2014. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组泥页岩储层测井识别. 天然气工业,34(6):30~36.
- 袁玉松,孙冬胜,周雁,李双建,汪新伟,张荣强,沃玉进,郑和荣. 2010. 四川盆地川东南地区“源—盖”匹配关系研究. 地质论评,56(6):831~838.
- 魏志红. 2015. 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气的晚期逸散. 石油与天然气地质,36(4):659~665.
- 邹才能,杨智,朱如凯,张国生,候连华,吴松涛,陶士振. 2015. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展. 地质学报,89(6):979~1007.
- 邹才能,董大忠,王玉满,李新景,黄金亮,王淑芳,管全中,张晨晨. 2015. 中国页岩气特征、挑战及前景(一). 石油勘探与开发,42(6):689~701.
- Bustin R M. 2005. Gas shale tapped for big pay. AAPG Explorer,26(2):5~7.
- Martineau D F. 2007. History of the Newark East Field and the Barnett Shale as a gas reservoir. AAPG Bulletin,91(4):399~403.
- Chen Zuqing. 2014. Quantitative seismic prediction technique of marine shale TOC and its application: a case from the Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiha area, Sichuan Basin. Natural Gas Industry,34(6):24~29.
- Guo Tonglou, Liu Ruobing. 2013. Implications from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage; Taking Longmaxi formation in well JY1 as an example. Natural Gas Geoscience,24(6):643~651.
- Guo Tonglou, Zhang Hanrong. 2014. Formation and enrichment mode of Jiaoshiha shale gas field, Sichuan Basin. Petroleum Exploration and Development,41(1):28~36.
- Guo Tonglou. 2015. Characteristics and discovery of Fuling shale gas field and its enlightenment and thinking. Earth Science Frontiers,23(1):1~15.
- Guo Xusheng, Guo Tonglou, Wei Zhihong, Liu Ruobing. 2012. Thoughts on shale gas exploration in southern China. Engineering Sciences,14(6):101~105.
- Guo Xusheng. 2014. Rules of Two-Factor enrichment for marine shale gas in southern China—understanding from the Longmaxi formation shale gas in Sichuan basin and its surrounding area. Acta Geologica Sinica,8(7):1209~1218.
- Guo Xusheng. 2014. Enrichment Mechanism and Exploration Technology of Jiaoshiha area in Fuling shale gas field. Beijing: Science Press.
- Feng Dongjun, Hu Zongquan, Gao Bo, Peng Yongmin, Du Wei. 2016. Analysis of Shale Gas Reservoir—Forming Condition of Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Southeast Sichuan Basin. Geological Review, 62(6):1521~1532.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Zhihong, Li Yuping, Wei Xiangfeng. 2016. Discovery and exploration of Fuling shale gas field. China Petroleum Exploration,21(3):24~37.
- Hu Dongfeng, Zhang Hanrong, Ni Kai, Yu Guangchun. 2014. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin. Natural Gas Industry,34(6):17~23.
- Jia Changgui, Lu Baoping, Jiang Tingxue, Li Zhenxiang. 2014. Multi-Stage Horizontal Well Fracturing Technology in Deep Shale Gas Well DY2HF. Petroleum Drilling Techniques,42(2):85~90.
- Ni Chunhua, Zhou Xiaojin, Wang Guoshou, Yangfan, Liu Yunni. 2009. Factors Affecting Organic Matter Abundance of Marine Source Rocks. Marine Origin Petroleum Geology,14(2):20~23.
- Mu Chuanlong, Zhou Kenken, Liang Wei, Ge Xiangying. 2011. Early Paleozoic Sedimentary Environment of Hydrocarbon Source Rocks in the Middle—Upper Yangtze Region and Petroleum and Gas Exploration. Acta Geologica Sinica,85(4):526~532.
- Wang Zhigang. 2015. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration. Oil & Gas Geology,36(1):1~6.
- Zhang Peng, Zhang Jinchuan, Huang Yuqi, Lu Yannan, Wei Feifei, Deng Ende. 2015. Shale Gas Accumulation Conditions of the Upper Ordovician Wufeng Formation—Lower Silurian Longmaxi Formation in Northwestern Guizhou. Geological Review,61(1):155~162.
- Yanwei, Wang Jianbo, Liu Shuai, Wang Kun, Zhou Yinan. 2014. Logging identification for the Longmaxi mud shale reservoir in the Jiaoshiha area, Sichuan Basin. Natural Gas Industry,34(6):30~36.
- Wei Zhihong. 2015. Late fugitive emission of shale gas from Wufeng—Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery. Oil & Gas Geology,36(4):659~665.
- Zou Caineng, Yang zhi, Zhu Rukai, Zhang Guosheng, Hou Lianhua, Wu Songtao, Tao Shizhen. 2015. Progress in China's unconventional oil gas exploration and development and theoretical technologies. Acta Geologica Sinica,89(6):979~1007.
- Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Xinjing, Huang Jinliang, Wang Shufang, Guan Quanzhong. 2015. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (I). Petroleum Exploration and Development,42(6):689~701.

# Comprehensive Evaluation on Geological Conditions of the Shale Gas in Upper Ordovician Wufeng Formation—Lower Silurian Longmaxi Formation in Dingshan Area, Qijiang, Southeastern Sichuan

WEI Xiangfeng<sup>1)</sup>, ZHAO Zhengbao<sup>2)</sup>, WANG Qingbo<sup>1)</sup>, LIU Zhujiang<sup>1)</sup>, ZHOU Min<sup>1)</sup>, ZHANG Hui<sup>1)</sup>

1) *Exploration Company, SINOPEC, Chengdu, 610041;*

2) *Sichuan Water Conservancy Career Technical College, Chengdu, 610041*

**Objectives:** Based on the analysis of shale gas-bearing of the Upper Ordovician Wufeng Formation and the Lower Silurian Longmaxi Formation in Well DY1, DY2 in Dingshan area, Qijiang County, Southeastern Sichuan Basin, the paper discusses the influences of various geological factors on the enrichment and productivity of shale gas reservoir.

**Methods:** This paper carries out research with well and logging data comparison, seismic data interpretation and test data et al.

**Results:** The shale gas geological conditions in Dingshan area are advantageous with high TOC, moderate thermal evolution degree, good reservoir properties and gas-bearing. Tectonic style is an important factor for controlling the shale gas enrichment, and positive structure is the most conducive type for the enrichment of shale gas in the Sichuan basin. The Dingshan structure is a nose-like faulted anticline which located in the edge of the Sichuan basin and adjacent to the Qiyueshan fault, it is also favorable for shale gas enrichment. And the Qiyueshan fault controls gas-bearing level in different locations of the Dingshan structure. Fractures are more developed in the locations with short distance to the Qiyueshan fault and shallow buried depth, the horizontal and vertical permeability of shale has obvious increased, shale gas is more prone to large-scale emissions, then finally resulting in poor gas-bearing of shale gas reservoir.

**Conclusions:** Integrating with shale depth and structural feature, we divide the Dingshan structure into five zones as shallow buried gentle area, western slope area with high angle, middle flat zone, eastern slope area with high angle and deep buried gentle area. Based on the thickness of high shale, and taking “structure and preservation condition” as the key with combination of shale depth, this paper chooses middle flat zone as the most favorable for shale gas exploration in Dingshan Area.

**Keywords:** geological characteristics; shale gas emission; enrichment factors; Wufeng Formation, Ordovician; Longmaxi Formation, Silurian; Dingshan area, Sichuan Basin

**Acknowledgements:** This study was financially supported by SINOPEC Ministry of Science and Technology (No. P15074) and China Geological Survey (No. 12120115003901).

**First author:** WEI Xiangfeng, male, born in 1984; doctor, senior engineer; mainly engaged in sedimentology, unconventional oil and gas geological research. Email: weixiangfeng1984@163.com

Manuscript received on: 2016-03-09; Accepted on: 2016-12-15; Edited by: LIU Zhiqiang.

**Doi:** 10.16509/j.georeview.2017.01.014