

DOI:10.19826/j.cnki.1009-3850.2019.11001

# 滇东北 DD1 井五峰 – 龙马溪组页岩气地质特征 及其勘探启示

冯伟明<sup>1,2</sup>, 赵瞻<sup>1,2</sup>, 李嵘<sup>1,2</sup>, 余谦<sup>1,2</sup>, 叶定南<sup>3</sup>

(1. 中国地质调查局成都地质调查中心, 四川 成都 610081; 2. 自然资源部沉积盆地与油气资源重点实验室, 四川 成都 610081; 3. 四川省地质矿产勘查开发局一一三地质队, 四川 泸州 646000)

**摘要:**四川盆地南缘五峰 – 龙马溪组页岩气勘探难度大。以滇东北彝良县 DD1 井页岩气调查井为例,利用钻测井、岩心分析测试等资料评价其页岩气地质条件。滇东北彝良县 DD1 井的五峰 – 龙马溪组富有机质页岩厚度较小、有机质丰度低、热演化程度高、含气性差、N<sub>2</sub>含量高,其主要评价指标与盆地内 JY1、N203 等盆内页岩气高产井差异明显。在页岩气核心评价参数对比基础之上,对 DD1 井五峰 – 龙马溪组页岩气勘探失利的地质因素进行深入分析,认为其原因主要在于3个方面:1)五峰 – 龙马溪期距离黔中古隆起较近,五峰 – 龙马溪组下段为浅水潮坪相沉积,缺乏黑色富有机质页岩的物质基础;2)五峰 – 龙马溪组页岩热演化程度高,导致页岩孔隙度变差;3)五峰 – 龙马溪组埋深较浅,多种尺度裂缝发育,页岩气逸散严重,页岩气构造保存条件差。对滇东北彝良县 DD1 井页岩气钻探失利的分析,为盆外五峰 – 龙马溪组页岩气勘探提供了启示意义。

**关键词:**五峰 – 龙马溪组;页岩气;有利相带;保存条件;滇东北

**中图分类号:**P534;TE122

**文献标识码:**A

随着我国经济迈入高质量发展阶段,对天然气的需求在快速增长。虽然我国拥有巨大的天然气资源潜力,但目前的产能尚不能满足快速增长的天然气需求。近年来,美国“页岩气革命”的技术进步,为中国的页岩气开发和天然气工业的发展带来了新的启示。加大中国页岩气勘探开发对保障国家能源安全并改善能源结构、推动国家油气行业科技进步具有重要意义<sup>[1-6]</sup>。

随着四川盆地东南部涪陵页岩气田的勘探成功以及建产,我国页岩气资源勘探开发取得了重要的成果<sup>[4-10]</sup>,中国南方盆地边缘等复杂构造区页岩气的调查和勘探力度日益加大<sup>[11-14]</sup>。近年来,中国地质调查局在川西南—滇东北油气矿权空白区内实施多口针对五峰 – 龙马溪组的页岩气调查井,其中 XD2 等调查井获得良好的页岩气显示<sup>[12-14]</sup>,但

在彝良县钟鸣乡部署的 DD1 井未获得油气显示(图1)。本文在介绍 DD1 井五峰 – 龙马溪组页岩气地质特征的基础上,将该井与川东南涪陵气田 JY1 井和川南长宁气田 N203 井进行对比,分析 DD1 井页岩含气性较差的地质影响因素,以期四川盆地南缘盆外滇东北一带构造复杂区下一步的页岩气勘探工作提供地质参数,并为邻区页岩气调查选区选井提供依据。

## 1 地质背景

晚奥陶世—早志留世,由于加里东运动导致中上扬子地区古陆和古隆起的隆升和扩张,中上扬子陆表海一定程度上被古陆和古隆起所封闭,形成滞流、低能和缺氧的海洋环境<sup>[15-18]</sup>。该时期中上扬子大部分地区广泛沉积了一套以碎屑岩为主的海相

收稿日期:2019-11-15; 改回日期:2020-03-13

作者简介:冯伟明(1986—),男,工程师,主要从事沉积学与石油天然气地质学方面研究。E-mail: fengweiming009@163.com

资助项目:国家科技重大专项“页岩气勘查评价技术试验与应用推广”(编号:2016ZX05034-004)、中国地质调查局能源矿产地质调查项目“四川盆地古生界海相页岩气基础地质调查”(编号:DD20160176)

地层,其中奥陶纪末期和志留纪早期的黑色页岩是中国南方页岩气主要目标层。上奥陶统五峰组和下志留统龙马溪组下部主要由黑色富有机质泥页岩组成,目前四川盆地内已开发的页岩气田中五峰-龙马溪组优质页岩(TOC > 2%)累计厚度已达30m以上<sup>[4-15]</sup>。从晚奥陶世五峰期—早志留世龙马溪期古地理背景来看,DD1井位于上扬子陆表海西南部,向南与黔中古隆起紧邻,向西与康滇古陆相邻,沉积相也由碳酸盐台地演化为碎屑岩陆棚沉积<sup>[15-18]</sup>。前人根据川东南涪陵气田JY1井和川南长宁气田N203井的岩相学、地球化学和沉积学研究成果,把五峰-龙马溪组下段黑色富有机质页岩划为深水陆棚相沉积<sup>[4-17]</sup>。

构造上,DD1井区位于川西南-滇东北冲断褶皱带,区内主要发育近SN向、NE向和NW向3种构造体系,在三期构造应力叠加作用下,复合构造样式较发育<sup>[12-14]</sup>。DD1井位于大关复背斜带构造中的罗汉坝向斜核部,向斜两翼地层倾角10°~15°,地层倾角整体较缓,该向斜核部地表未见断层。大关复背斜主要受构造抬升作用,构造变形并不明显,罗汉坝向斜核部一带地表出露地层主要为中泥盆统红崖坡组和缩头山组,仅在DD1井以北的柿子

坝背斜和黄泥坝背斜核部出露中上寒武统地层。DD1井距区域主要断裂——盐津断裂可达35km以上,距离龙马溪组露头最近约7.5 km(图1)。

DD1井采用绳索全取心方式钻进和四开井身结构,开孔层位为泥盆系红崖坡组,钻穿五峰-龙马溪组地层,终孔层位为上奥陶统宝塔组,完钻井深1338.62m。下部1276.5m~1302.5m井段具有相对高自然伽马、相对高声波时差、相对低电阻率的“两高一低”特征,自然伽马平均值为59.6 API,地层电阻率平均值为138.1Ω·m,声波时差平均值为278.6 μs/m,补偿中子平均值为18.8%,体积密度平均值为2.42 g/cm<sup>3</sup>(图2)。

## 2 调查井页岩特征

根据DD1井岩心的岩石学、地球化学分析测试资料和地球物理测井资料综合分析,五峰-龙马溪组位于1302.50~1116.30m,钻厚186.20m;下奥陶统五峰组钻厚17.8m,下志留统龙马溪组钻厚168.4m(图2)。五峰-龙马溪组笔石化石含量极少且个体很小,岩性主要为灰色—深灰色含粉砂泥页岩、泥质粉砂岩,仅在五峰组底部可见3m厚的灰黑色富有机质泥页岩。

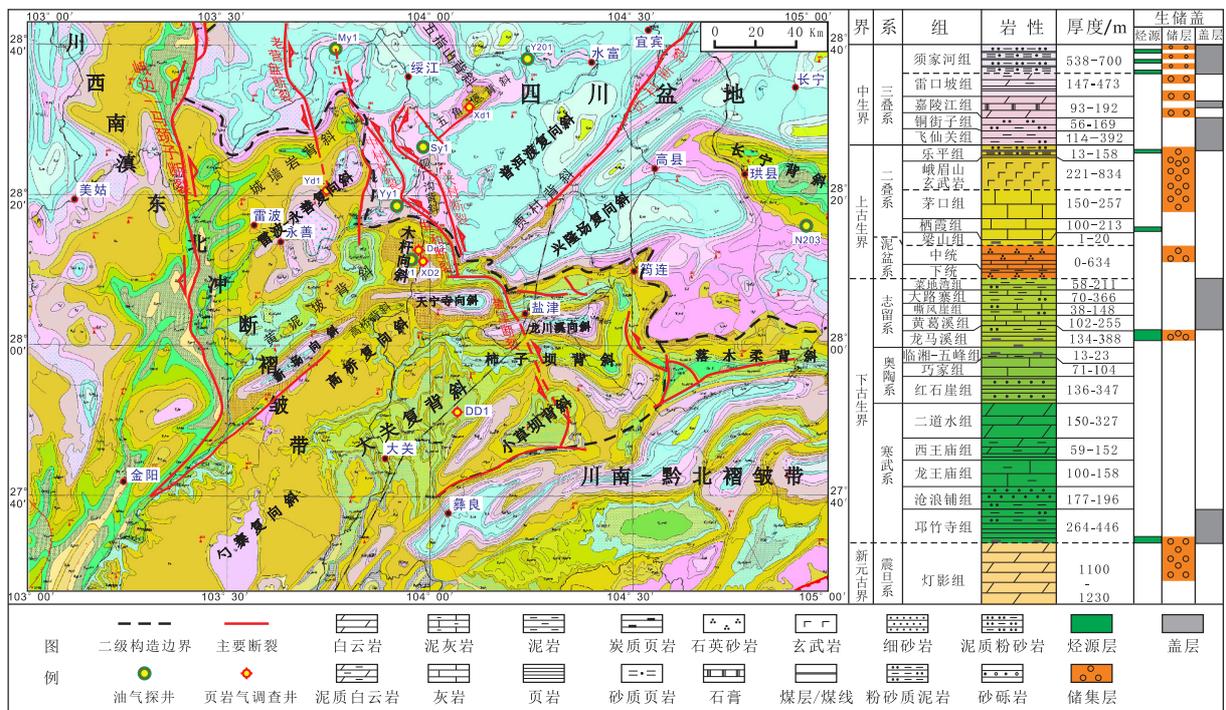


图1 滇东北及邻区地质简图(据文献[14]略修改)

Fig. 1 Geological schematic map of northeast Yunnan and adjacent areas (revised slightly according to reference [14])

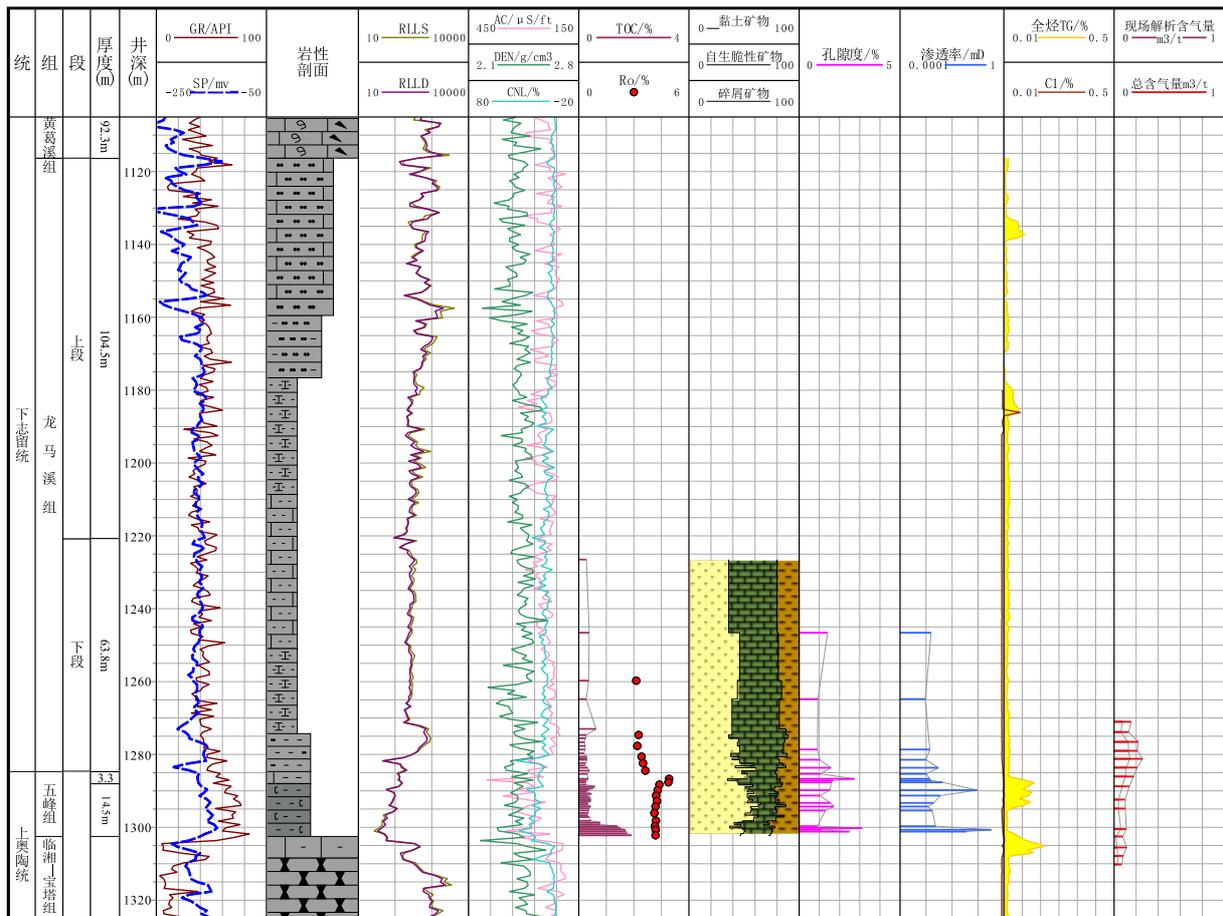


图2 DD1 井五峰-龙马溪组页岩气综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive column diagram of shale gas from the Wufeng Formation to the Longmaxi Formation in the DD1 well

DD1 井实钻气测录井证实五峰-龙马溪组下部泥页岩气显示较差,全井气测显示共计 37m/7 层,其中五峰-龙马溪组(1302.50~1116.30m)气测异常共计 18m/3 层(图 2)。目的层气显具体如下:①井深 1133~1138m,钻厚 5m,全烃含量 0.047 ↑ 0.078%,甲烷含量 0.004 ↑ 0.006%,钻井液密度 1.02g/cm<sup>3</sup>,粘度 18s,槽面无显示;②井深 1180~1186m,钻厚 6m,全烃含量 0.038 ↑ 0.138%,甲烷含量 0.003 ↑ 0.093%,钻井液密度 1.03g/cm<sup>3</sup>,粘度 22s,槽面无显示;③井深 1287~1294m,钻厚 7m,全烃含量 0.097 ↑ 0.155%,甲烷含量 0.009 ↑ 0.013%,钻井液密度 1.02g/cm<sup>3</sup>,粘度 22s,槽面无显示。

DD1 井五峰-龙马溪组含气性也较差,根据五峰-龙马溪组下部(1302.5~1221.5m)的 12 件岩心样品现场解析气量统计,现场解析含气量介于 0.017~0.143m<sup>3</sup>/t,平均值 0.082m<sup>3</sup>/t;计算损失气量及残余气量,总含气量介于 0.078~0.258m<sup>3</sup>/t,

平均值 0.158m<sup>3</sup>/t。而五峰组底部 3 件富有机质页岩段岩心样品显示现场解析含气量介于 0.017~0.061m<sup>3</sup>/t,平均 0.039m<sup>3</sup>/t;总含气量介于 0.078~0.103m<sup>3</sup>/t,平均 0.097m<sup>3</sup>/t(表 1)。与涪陵页岩气田 JY1 井和长宁页岩气田 N203 井相比<sup>[6-10]</sup>,DD1 井的解析气总含气量极低。

### 3 有机地球化学特征

根据 DD1 井 49 件岩心样品的 TOC 测试结果,五峰-龙马溪组下部绝大部分泥页岩(n=43) TOC 均小于 1%,富有机质页岩(TOC ≥ 1%)发育较差,富有机质页岩仅分布于五峰组底部,介于 1302.5~1299.5m,钻厚仅 3m,以 TOC ≥ 2% 作为优质段标准,而优质页岩极不发育(图 2)。

根据 DD1 井 10 件岩心样品的干酪根显微组分鉴定和干酪根类型划分测试结果,五峰-龙马溪组黑色页岩中的腐泥组无定形体含量介于 93%~97%,极少量镜质组和惰质组,有机质类型为腐

泥型。

DD1 井采集了 18 件有机质成熟度样品,但由于五峰-龙马溪组页岩有机质丰度较低,TOC < 1% 的样品由于测点数少,其  $R_o$  测量结果可靠性差,而 TOC  $\geq 1\%$  的页岩样品的  $R_o$  测量结果可靠性较高,因此统计出  $R_o$  介于 4.15% ~ 4.19%, 平均值 4.17% ( $n=3$ ),五峰-龙马溪组富有机质页岩热演

化程度处于过成熟阶段,残余生烃潜力极差。

总体来看,与川东南涪陵页岩气田典型井 JY1 井和川南长宁页岩气田典型井 N203 井相比较<sup>[6-10]</sup>, DD1 井五峰-龙马溪组富有机质页岩的有机类型一致,但富有机质页岩厚度显著小,有机质成熟度  $R_o$  明显偏高(表 1)。

表 1 滇东北 DD1 井与川东南、川南典型井五峰-龙马溪组页岩气地质特征对比(典型井据文献[4-10])

Table 1 Comparison of shale gas geological characteristics of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation between DD1 Well in Northeast Yunnan and other typical wells in Southeast and South Sichuan (data of typical wells according to references [4-10])

井号	埋深 (m)	集中段 厚度 (m)	地球化学特征		矿物组分含量			物性		含气性
			TOC (%)	$R_o$ (%)	石英+长石 (%)	碳酸盐 (%)	黏土 (%)	孔隙度 (%)	渗透率 ( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	总含气量 ( $\text{m}^3/\text{t}$ )
DD1	1271 ~ 1298	27	0.52	4.17	46.7	21.9	25	1.91	0.024	0.16
JY1	2378 ~ 2415	38	3.77	2.65	44.8	12.2	34.3	4.65	0.187	5.85
N203	2363 ~ 2396	33	4.2	3.00	44.5	33.5		4.80		4.90

## 4 储层特征

X 衍射全岩分析结果表明:五峰组底部富有机质页岩段(1302.5 ~ 1299.5m)主要矿物成分平均含量:石英 43.5%,钾长石 1.5%、斜长石 1.7%,方解石 12.2%、白云石 9.7%,黄铁矿+菱铁矿 6.5%、黏土矿物 25% ( $n=6$ );五峰-龙马溪组下段其它泥页岩(1299.5 ~ 1226.5m)主要矿物成分平均含量:石英:43.2%,钾长石 4.7%、斜长石 1.7%,方解石 14.5%、白云石 15.0%,黄铁矿+菱铁矿 2.2%,黏土矿物 18.9% ( $n=43$ )。整体上来看,DD1 井五峰-龙马溪组中下部脆性矿物含量和黏土矿物含量变化不大(图 2、图 3),与涪陵页岩气田 JY1 井和长宁气田 N203 井五峰-龙马溪组优质页岩相比较<sup>[6-10]</sup>,三者均表现为脆性矿物含量较高的特点,石英+长石含量分布范围大致相同,黏土矿物含量相差不大;另外,DD1 井和 N203 井的碳酸盐含量均相对较高(图 3、表 1)。

DD1 井五峰-龙马溪组中下部(1302.5 ~ 1221.5m) 18 件岩心样品实测气体孔隙度介于 0.89% ~ 3.12%, 平均为 1.54% (表 1)。纵向上,孔隙度具有由下至上逐渐降低的趋势,富有机质页岩段孔隙度 0.89% ~ 3.12% ( $n=4$ ), 平均为 1.91%; 其它页岩段孔隙度 0.91% ~ 2.74% ( $n=14$ ), 平均为 1.43%。使用脉冲法实测的基质渗透率介于 0.001 ~

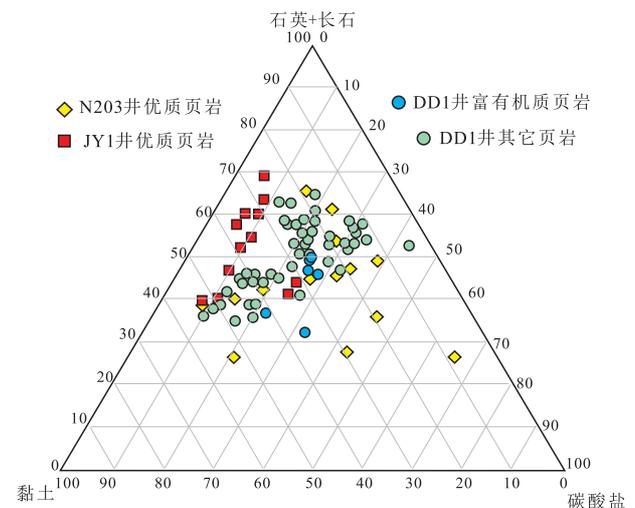


图 3 滇东北 DD1 井及四川盆地典型井五峰-龙马溪组页岩全岩矿物组分三角图(典型井据文献[4-10])

Fig. 3 Mineral content distribution trigonometric graph of the Wufeng Fm-Longmaxi Fm in DD1 Well and those in other typical wells in Sichuan Basin (data of typical wells according to references [4-10])

0.33mD, 平均值 0.024mD。与涪陵页岩气田 JY1 井和长宁气田 N203 井相比<sup>[4-10]</sup>, DD1 井五峰-龙马溪组页岩明显具低孔-超低渗特征(图 3、表 1)。

有机质孔隙是页岩气最主要的储集空间,有机质孔隙发育程度与页岩含气性、单井产气量呈正比

关系<sup>[1-10]</sup>。DD1 井五峰-龙马溪组页岩储集空间以无机孔为主,无机孔隙较为发育,有机质孔隙较少见(图 4a、b、c)。与 JY1 井和 N203 井五峰-龙马溪组优质页岩孔隙类型相比<sup>[6-10]</sup>,DD1 井五峰-龙马溪组页岩有机质孔隙极不发育,其也反映出 DD1 井五峰-龙马溪组页岩含气性差且有机质丰度小。

前人研究发现,当 TOC < 5.6% 时,页岩孔隙度呈现出随 TOC 含量增加而增加的现象<sup>[19-22]</sup>,因此 DD1 井五峰-龙马溪组页岩极低的 TOC 是导致页岩有机质孔隙极其不发育的主要因素。

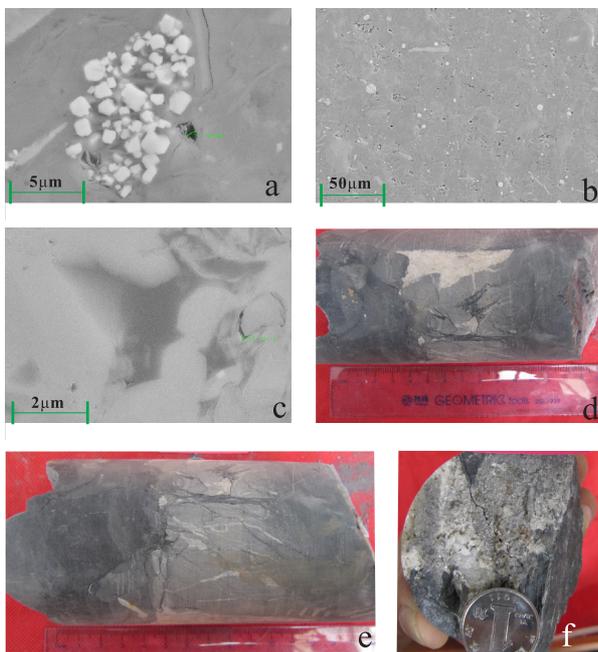


图 4 DD1 井五峰-龙马溪组暗色页岩主要储集空间的微观和宏观特征

a. 粒状黄铁矿发育于黏土矿物之间,无机孔较发育(1301.2m); b. 见较多无机孔,见草莓状黄铁矿(1300.7m); c. 有机质未发育孔隙,见粒缘缝和溶蚀孔(1300.2m); d. 发育近垂直的高角度缝,可见方解石晶洞(1282.7m); e. 密集发育的高角度缝及方解石细脉(1282.5m); f. 顺层方解石脉和高角度未充填缝(1288.1m)

Fig. 4 Micro and macro characteristics of shale reservoir space in the Wufeng Fm-Longmaxi Formation in the DD1 well

## 5 含气性影响因素分析

前人总结了影响四川盆地及周缘五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产的地质因素,包括原始沉积条件和后期保存条件,深水陆棚相控制暗色页岩的形成与分布,优质页岩厚度大、有机质含量高是页岩气勘探的首要指标等;另外,热演化程度、构造保存条件以及矿物组分等地质条件也影响了页岩

气的富集程度<sup>[4-10,23-30]</sup>,特别是在四川盆地周缘等复杂区<sup>[11-14]</sup>。

### 5.1 沉积相

前人的大量研究和勘探实践证明,沉积相带是五峰-龙马溪组页岩气成藏的基础,深水陆棚相沉积发育是优质页岩形成的前提<sup>[4-19]</sup>。在获得页岩气高产的涪陵页岩气田和长宁页岩气田,大量钻井的五峰-龙马溪组下段均发育深水陆棚相黑色炭质页岩,其黑色优质页岩厚度一般为 30m 以上<sup>[4-19]</sup>。

DD1 井五峰组(1302.50 ~ 1288.80m)岩性主要为深灰色含粉砂质泥岩,仅在底部发育 3m 厚的灰黑色含炭质泥岩;五峰组普遍夹灰白色粉砂质条带,粉砂质条带宽 1 ~ 8cm(图 4d、e),发育波状层理,脉状层理;部分含粉砂质泥岩中可见晶形较好的黄铁矿。根据上述沉积相标志分析,五峰组沉积早期沉积水体较安静,水动力较弱,沉积水体为弱还原环境,为潮下带沉积;五峰组沉积中晚期,沉积水体较动荡,水动力有所增强,沉积水体还原性减弱,为潮间带沉积。

DD1 井龙马溪组下段岩性为灰色粉砂质泥岩夹浅灰色粉砂质或钙质条带,条带宽约 1 ~ 10cm,由下往上具有钙质含量明显增加的趋势,发育水平层理、透镜状层理,指示为典型的潮坪沉积特征。根据上述沉积相岩石学标志和地球化学标志分析,龙马溪组下段沉积期水体较动荡,海水氧化性较强,为潮间带沉积。

与木杆向斜 XD2 井和长宁气田 N203 井相比较,靠近黔中古隆起的 DD1 井五峰-龙马溪组沉积相差异明显,由于 DD1 井区沉积水体较浅、沉积水介质主要为弱氧化环境,导致笔石生物罕见、古生产力较低,因此,DD1 井五峰-龙马溪组下段整体上具有碳质和泥质含量低、粉砂质含量高的特征(图 2)。研究表明,五峰-龙马溪组的含气量与有机碳含量之间存在正相关关系<sup>[4-10,24-28]</sup>,而 DD1 井五峰-龙马溪组显著较低的有机碳含量(TOC)是导致该井含气性极差的主要原因,也是该井页岩气勘探失利的最主要地质因素。

根据滇东北实际勘探成果来看,位于木杆向斜的 XD2 井五峰-龙马溪组富含笔石优质页岩厚度可达 70m,属于深水陆棚沉积;而 DD1 井五峰-龙马溪组不发育优质页岩,属于浅水潮坪相沉积(图 5)。DD1 井和 XD2 井相距约 60km,但 DD1 井五峰-龙马溪组的潮坪相为海相页岩气富集的不利相

带,DD1 井的启示意义在于页岩气勘探中的“探边”,对于滇东北五峰-龙马溪组有利沉积相带的边界的确定具有重要的勘探意义。

### 5.2 热演化程度

前人研究表明,当  $Ro > 3.5\%$  时,有机质处于过成熟演化阶段,有机质发生碳化,孔隙遭受严重破

坏,数量急剧变少,孔隙体积明显下降<sup>[20-22]</sup>,而 DD1 井五峰-龙马溪组富有机质页岩  $Ro > 4.1\%$ ,高成熟度也是有机质孔隙极其不发育的重要因素。而显著较高的热成熟度( $Ro$ )是导致该井五峰-龙马溪组页岩储集物性差和含气性极差的重要原因之一,也是该井页岩气勘探失利的重要地质因素之一。

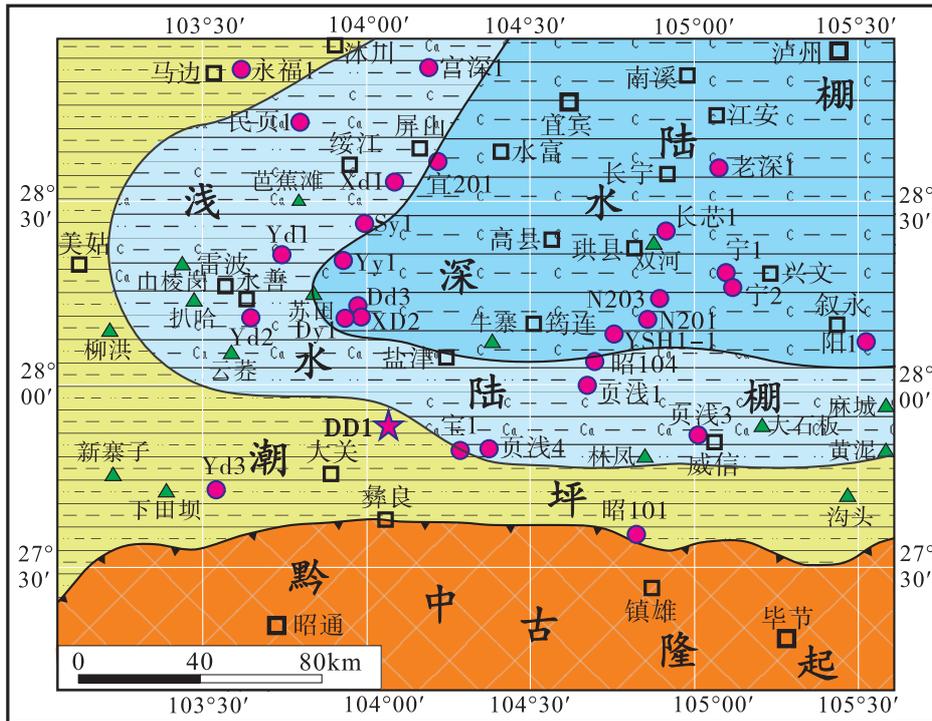


图5 滇东北及邻区五峰-龙马溪组下段岩相古地理图

Fig. 5 Lithofacies palaeogeography map of  $O_3w-S_1l^1$  in Northeast Yunnan and its adjacent areas

### 5.3 构造保存条件

前人的大量研究和页岩气勘探实践表明,页岩气保存条件直接控制页岩气的含气量及气体组分,而制约四川盆地周缘褶皱带构造复杂区页岩气保存条件主要有顶底板封盖和断裂开启程度两个主要方面因素<sup>[12-14,28-30]</sup>。自古生代地层沉积以来,滇东北彝良-大关地区构造演化历经多期次构造活动,特别是后期的燕山期和喜山期两次大规模的构造运动,对该区域五峰-龙马溪组页岩气的构造保存条件产生了重大影响。

DD1 井附近不发育区域大断裂(图1),但五峰-龙马溪组脆性矿物含量较高,容易导致页岩在外力作用下形成天然裂缝和诱导缝。五峰-龙马溪组发育多种尺度的裂缝,裂缝类型主要为高角度构造缝、低角度滑动缝以及缝合线,从而形成裂缝网络,而未充填的高角度缝很可能与最晚期形成的走

滑断层有关。根据该井岩心的构造特征观察发现,五峰-龙马溪组下段岩心每米见裂缝1~14条不等,从岩心和薄片上观察未充填的高角度构造缝宽度普遍为微米级别,垂直缝的缝长为10~200 mm;部分构造缝为方解石全充填,其缝宽可达毫米级别(图4),因此页岩气通过裂缝向地表逸散。钻井过程中,在1286~1301m钻井液有少量漏失,笔者推测由于岩心较完整、未充填裂缝多为微米级,因此导致裂缝数量多但井漏并不明显。

根据现场解析气体的组分分析结果,DD1 井五峰-龙马溪组下部(1302.5~1221.5m)解析气及残留气均属干气,其页岩气体组分主要为  $N_2$  和  $CO_2$ ,样品的  $N_2$  含量均超过90%,而  $CH_4$  含量小于5%,未测出  $C_2-C_6$  气体成分。前人研究表明,对中国南方海相地层中的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,是直接反映油气保

存条件的主要指标<sup>[29-31]</sup>。DD1 井五峰-龙马溪组总含气量较低,但 N<sub>2</sub> 含量所占比例极高,氮元素的富集,表明 DD1 井五峰-龙马溪组页岩气的保存条件已遭受破坏,目的层埋深较浅的地腹隐伏裂缝系统可能与地表相连。

滇东北冲断褶皱带的 DD1 井五峰-龙马溪组页岩的构造保存条件较差,也是导致该井页岩气勘探失利的重要地质因素,其指示在盆缘构造复杂区能否避开连通地表的隐伏断裂系统也是影响盆缘页岩气勘探的重要因素之一。

## 6 结论

(1)滇东北 DD1 井五峰-龙马溪组页岩的有机质类型为 I 型干酪根;有机质丰度明显偏低,TOC 值均小于 2%,富有机质页岩厚度仅 3m;热演化程度高,Ro 值均大于 4%;脆性矿物含量较高,但页岩储层物性较差,孔隙度平均值约 1.5%;富有机质页岩含气性差,解析气总含气量小于 0.3m<sup>3</sup>/t,N<sub>2</sub> 含量所占比例均超过 90%。

(2)滇东北 DD1 井勘探失利的具有一定启示意义,影响四川盆地边缘五峰-龙马溪组页岩的含气性的主要因素为沉积相、热演化程度和构造保存条件。DD1 井五峰-龙马溪组主要为浅水湖坪相,导致富有机质页岩厚度小、有机质丰度低、笔石化石极其缺乏,不利的沉积相带是该井页岩气勘探失利的最主要原因。DD1 井五峰-龙马溪组页岩显著高的热演化程度导致页岩有机质孔隙遭受破坏,导致页岩储集物性变差,其也是导致该井页岩气勘探失利的重要原因。DD1 井五峰-龙马溪组目的层埋深较浅,发育连通地表的地腹隐伏裂缝系统,较差的构造保存条件也是导致该井页岩气勘探失利的重要原因之一。

致谢:成都地质调查中心刘伟高级工程师、四川省地质矿产勘查开发局 113 地质队蒋太平教授级高级工程师对本文提供了一些帮助,审稿专家也提出了宝贵的意见,在此一并表示感谢!

## 参考文献:

[1] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4):475-499.

[2] Wang Q, Chen X, Jha A N, et al. Natural gas from shale formation the evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States [J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2014, 30(2):1-28.

[3] Krupnick A, Wang Z, Wang Y. Sector effects of the shale gas revolution in the United States [J]. SSRN Electronic Journal, 2013, 335(1):46-59.

[4] 马永生,蔡勋育,赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. 石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.

[5] 王淑芳,董大忠,王玉满,等. 中美海相页岩气地质特征对比研究[J]. 天然气地球科学,2015,26(9):1666-1678.

[6] 赵文智,李建忠,杨涛,等. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. 石油勘探与开发,2016,43(4):499-510.

[7] 郭旭升. 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实践认识[J]. 地质学报,2014,88(7):1209-1218.

[8] 郭彤楼. 中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J]. 石油勘探与开发,2016,43(3):317-326.

[9] 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.

[10] 王玉满,黄金亮,王淑芳,等. 四川盆地长宁、焦石坝志留系龙马溪组页岩气刻度区精细解剖[J]. 天然气地球科学,2016,27(3):423-432.

[11] 李博,魏国庆,洪克岩,等. 中国南方盆外复杂构造区页岩气井评价与认识-以湖北来凤咸丰区块来页 1 井为例[J]. 天然气工业,2016,36(8):29-35.

[12] 何江林,刘伟,杨平,等. 四川盆地西南缘五峰组-龙马溪组页岩气形成条件与有利区优选[J]. 沉积与特提斯地质,2017,37(3):50-58.

[13] 汪正江,余谦,杨平,等. 川滇黔邻区龙马溪组页岩气富集主控因素与勘探方向[J]. 沉积与特提斯地质,2018,38(3):1-15.

[14] 杨平,汪正江,余谦,等. 四川盆地西南缘五峰-龙马溪组页岩气资源潜力分析[J]. 中国地质,2019,46(3):601-614.

[15] 牟传龙,周恩恩,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.

[16] 牟传龙,王秀平,王启宇,等. 川南及邻区下志留统龙马溪组下段沉积相与页岩气地质条件的关系[J]. 古地理学报,2016,18(3):457-472.

[17] 叶和飞,罗建宁,李永铁,等. 特提斯构造域与油气勘探[J]. 沉积与特提斯地质,2000,20(1):1-27.

[18] 聂海宽,金之钧,马鑫,等. 四川盆地及邻区上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组底部笔石带及沉积特征[J]. 石油学报,2017,38(2):160-174.

[19] Pan S Q, Zou C N, Yang Z, et al. Methods for shale gas play assessment: A comparison between Silurian Longmaxi shale and Mississippian Barnett shale [J]. Journal of Earth Science, 2015, 26(2):285-294.

[20] Kitty L M, William L E, Robert M R, et al. Grain assemblages and strong diagenetic overprinting in siliceous mudrocks, Barnett Shale Mississippian, Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG

- Bulletin, 2012, 96(8): 1553-1578.
- [21] Loucks R G, Reed R M, Stephen C R, et al. Spectrum of pore types and networks and a descriptive classification for matrix-related mud rock pores [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071-1098.
- [22] 曹涛涛, 宋之光. 页岩有机质特征对有机孔发育及储层的影响[J]. 特种油气藏, 2016, 23(4): 7-13.
- [23] 林家善, 刘建清, 冯伟明, 等. 黔北下志留统龙马溪组烃源岩有机地球化学特征及其古环境意义[J]. 沉积与特提斯地质, 2014, 34(2): 79-85.
- [24] 张旭, 刘成林, 朱炎铭, 等. 滇东北龙马溪组页岩气地质条件及有利区优选[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(6): 1190-1199.
- [25] 梁兴, 王高成, 徐政语, 等. 中国南方海相复杂山地页岩气储层甜点综合评价技术—以昭通国家级页岩气示范区为例[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 33-42. PH
- [26] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1-10.
- [27] 董大忠, 程克明, 王玉满, 等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(3): 288-299.
- [28] 何治亮, 聂海宽, 张钰莹. 四川盆地及其周缘奥陶系五峰组-志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 8-17.
- [29] 黄仁春, 魏祥峰, 王强. 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[J]. 海相油气地质, 2017, 22(2): 25-30.
- [30] 魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 等. 保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 147-153.
- [31] 余谦, 程锦翔, 张海全, 等. 盐源地区古生界页岩气地质条件分析[J]. 沉积与特提斯地质, 2020, 40(03): 118-128.

## Geological characteristics of shale gas of the Wufeng Fm -Longmaxi Fm in DD1 well in Northeast Yunnan and their exploration significances

Feng Weiming<sup>1,2</sup>, Zhao Zhan<sup>1,2</sup>, Li Rong<sup>1,2</sup>, Yu Qian<sup>1,2</sup>, Ye Dingnan<sup>3</sup>

(1. Chengdu Center, China Geological Survey, Chengdu 610081; 2. Key Laboratory Sedimentary Basins Oil and Gas Resources, Ministry of Natural Resources, Chengdu 610081; 3. No. 113 Geological party, Sichuan Bureau of Geological and Mineral Exploration and Development, Luzhou 646000, Sichuan)

**Abstract:** Shale gas exploration of the Wufeng Fm-Longmaxi Fm outside Sichuan Basin is much more difficult than that within Sichuan Basin. In this paper, taking the DD1 well in Yiliang County, northeastern Yunnan as an example, we discussed geological characteristics of shale gas of the Wufeng Fm-Longmaxi Fm in DD1 well in Northeast Yunnan and their exploration significances. The geological conditions of shale gas of DD1 well are evaluated by drilling data, logging, core analysis and testing. The results show, comparing to wells in Sichuan Basin, the organic shale of the Wufeng Fm-Longmaxi Fm in DD1 well is with a thinner thickness, a lower organic matter abundance, a higher thermal evolution level, and poor gas-bearing and N<sub>2</sub> bearing levels. The main evaluation indicators in DD1 well are obviously different from those of high-yield shale gas wells such as JY1 Well and N203 Well in Sichuan Basin. By comparing main evaluation parameters of shale gas of wells in Sichuan Basin to those out Sichuan Basin, we think there are three reasons which led to the failure of shale gas exploration in DD1 Well. First, the DD1 Well is close to the Central Guizhou paleo-uplift, and the Wufeng Fm-Longmaxi Fm in DD1 Well is shallow tidal flat deposit, lacking the material basis of black organic shale. Second, The high Ro of the Wufeng Fm- Longmaxi Fm shale in DD1 Well resulted in poor porosity. Third, the burial depth of the Wufeng Fm-Longmaxi Fm in DD1 Well is shallow, and multiple scale fractures are developed, and shale gas escaped seriously. DD1 Well has a very poor shale gas preservation condition. The failure of shale gas exploration in DD1 well provides a reference for shale gas exploration outside Sichuan Basin.

**Key words:** the Wufeng Formation-Longmaxi Formation; shale gas; favorable facies zone; preservation conditions; Northeastern Yunnan