

# 滇黔北坳陷及邻区下志留统龙马溪组页岩气储层特征

舒兵<sup>1</sup>, 张廷山<sup>1</sup>, 梁兴<sup>2</sup>, 杨洋<sup>1</sup>, 谢磊<sup>1</sup>, 张朝<sup>2</sup>

(1 西南石油大学; 2 中国石油浙江油田分公司)

**摘要** 基于8口钻井、2个剖面点的岩样观察和测试分析, 滇黔北坳陷及邻区下志留统龙马溪组下段是富有机质泥页岩发育的层段, 有机质演化达到过成熟阶段。X衍射全岩分析表明, 龙马溪组泥页岩由黏土矿物、石英、碳酸盐、长石、黄铁矿等矿物组成, 黏土矿物则以伊利石为主。泥页岩的平均脆性指数56.11%~73.21%, 压裂时易于形成网络裂缝; 常规物性测试, 孔隙度、渗透率很低, 扫描电镜观察, 纳米级孔隙和裂缝发育。

**关键词** 滇黔北坳陷; 志留系; 龙马溪组; 页岩气; 泥页岩; 储层特征

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

## 1 概况

滇黔北及川南地区下志留统龙马溪组陆棚相泥页岩区域展布稳定, 单层厚度大, 有机质丰度高, 微孔隙发育, 是有利的页岩气勘探甜点区<sup>[1-6]</sup>。基于滇黔北坳陷及邻区近年的钻井、野外露头资料(图1), 本文对龙马溪组泥页岩储层岩石学特征、物性特征、孔渗特征及微观孔隙结构进行了系统研究, 以此为深化龙马溪组的页岩气勘探提供依据。

研究区龙马溪组岩性总体上具有向上颜色逐渐变浅、碳质含量逐渐减少以及粉砂质和灰质含量逐渐增多的特征(图2)。龙马溪组下段岩性主要为黑色粉砂质页岩、碳质页岩, 局部地区夹少量的粉砂质泥岩、钙质泥岩、泥质粉砂岩等, 上段岩性主要为灰色、深灰色、灰黑色灰质泥岩、泥岩、粉砂质页岩夹粉砂岩、泥灰岩或石灰岩(图2)。现场气测资料、TOC含量等数据表明, 龙马溪组下段是页岩气储集目的层段。

## 2 泥页岩有机质特征

### 2.1 泥页岩热演化程度

对研究区4口钻井、2个剖面(共45个岩样)的镜

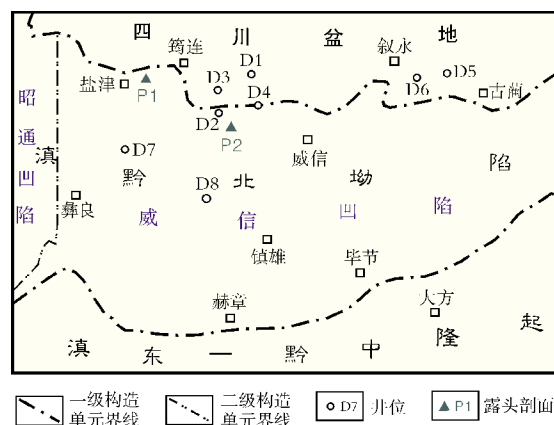


图1 滇黔北坳陷及邻区构造区划与资料点位置  
(构造区划据文献[6], 有修改)

质体反射率( $R_o$ )进行测试(表1), 数据显示泥页岩样品的热演化程度总体较高,  $R_o$ 均大于2.0%, 分布区间为2.07%~3.25%, 达到了以生干气为主的过成熟演化阶段。

### 2.2 泥页岩有机碳含量

有机质丰度是衡量泥页岩生气质量好坏的重要地球化学指标, 它主要包括有机碳含量(TOC)和氯

收稿日期: 2015-03-25; 改回日期: 2015-10-28

本文受国家自然科学基金青年基金“甲烷在页岩气储层微纳米孔隙系统中运移的动力学机理研究”(项目批准号: 41302123)和博士学科点专项科研基金“页岩微观储集空间发育特征及其对页岩气赋存富集的影响机理”(项目批准号: 20125121130001)以及浙江油田分公司项目“南方及海相探区第四次油气资源综合评价”(编号: 2013E-050210)联合资助

舒兵: 1989年生, 在读硕士研究生, 主要从事页岩气、煤层气形成与富集机理及微观储层方面的研究工作。通讯地址: 610500 四川省成都市新都区西南石油大学地球科学与技术学院; E-mail: shubing2011@163.com

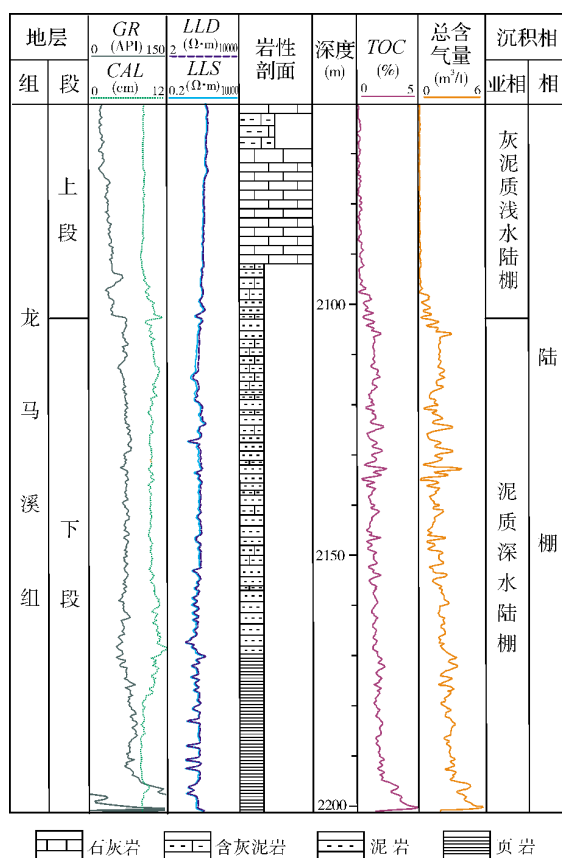


图2 滇黔北邻区D5井龙马溪组综合柱状图  
钻井位置见图1

表1 滇黔北坳陷及邻区龙马溪组泥页岩  
镜质体反射率测试数据

钻井或地质剖面	深度 (m)	样品数	R <sub>o</sub> (%)		
			最小值	最大值	平均值
D1 井	2394.00~2514.07	17	2.20	3.18	2.71
D2 井	196.75~224.98	3	2.92	2.99	2.95
D3 井	2028.70~2057.00	6	2.69	2.96	2.87
D4 井	1410.79~1442.85	9	2.27	3.02	2.71
P1 剖面	141.56~160.00	4	2.07	2.42	2.21
P2 剖面	119.40~135.40	6	2.10	3.25	2.74

仿沥青“A”等,由于我国海相地层发育时代早、经历的构造运动期次多,故残留的氯仿沥青“A”含量普遍很低,不能准确反映海相页岩的生气能力<sup>[7]</sup>,因此本次研究采用有机碳含量进行评价。据对单个页岩气藏的统计结果表明<sup>[8]</sup>,页岩中的含气量(包括吸附气和游离气)随页岩 TOC 含量增加而增大,这说明页岩 TOC 含量是页岩气成藏最基础的因素<sup>[8-9]</sup>。国

内外一般将 TOC 含量 2.0% 作为有经济价值的页岩气勘探目标的下限值, 虽然北美洲一些含页岩气盆地的产层中也存在  $\text{TOC} < 1\%$  的可采页岩层段, 但它们要达到开采价值需要其他优越条件来弥补, 如较大的页岩厚度等<sup>[10-11]</sup>。

对研究区内 8 口钻井、2 个剖面的 401 个岩样进行 TOC 含量测试(表 2),最大值为 11.46%,最小值为 0.35%,平均值为 2.50%。研究区龙马溪组泥页岩有机碳含量由上到下有递增的趋势(图 2),并且下段明显高于上段,下段是富有机质泥页岩发育的层段。

表 2 滇黔北坳陷及邻区龙马溪组泥页岩有机碳含量数据

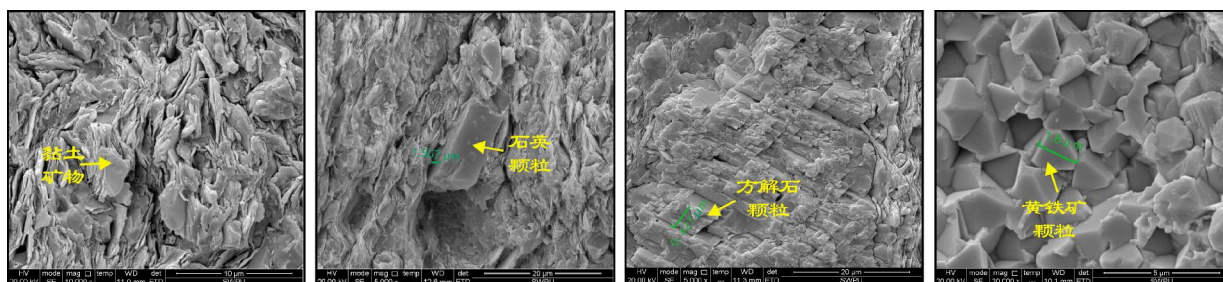
钻井或地质剖面	深度 (m)	样品数	TOC (%)		
			最小值	最大值	平均值
D1 井	2394.00~2514.07	94(下段)	0.61	6.75	2.24
D2 井	196.75~224.98	12	1.20	3.14	2.25
D3 井	2028.70~2057.00	5	1.22	5.05	2.59
D4 井	1410.79~1442.85	69	0.91	5.91	3.12
D5 井	2160.00~2206.00	96(下段)	0.39	11.46	4.02
D6 井	946.00~974.00	13	1.44	3.13	2.18
D7 井	1245.83~1274.00	10	1.82	2.46	2.07
D8 井	20.00~306.80	67	0.35	6.80	1.78
P1 剖面	141.56~160.00	19	1.65	3.24	2.22
P2 剖面	119.40~135.40	16	1.35	3.25	2.52

### 3 泥页岩储层岩石学特征

### 3.1 矿物组分特征

页岩气藏发育的泥页岩主要为呈薄层或块状产出的暗色或黑色细颗粒的沉积岩<sup>[12]</sup>,泥页岩矿物组分主要有石英、碳酸盐、黏土矿物等三种。通过环境扫描电镜(ESEM)观察发现,研究区龙马溪组暗黑色页岩的矿物组分除了含黏土矿物外(图3a),石英(图3b)和碳酸盐(图3c)含量也比较高,粒度总体较细,主要是黏土级,很少含砂级颗粒,另外还可见到少量的长石、绢云母、碳质、黄铁矿(图3d)等矿物散布于其中。

对研究区 5 口钻井、2 个剖面(共 114 个样品)进行 X 衍射全岩分析,得到滇黔北及邻区龙马溪组泥页岩矿物组成含量(表 3)。由表 3 可知,研究区龙马溪组泥页岩的矿物成分以黏土矿物(26.3%~44.1%)、



(a) 黏土矿物。D1井2479.26m

(b) 石英颗粒。D5井2145.38m

(c) 碳酸盐矿物。D1井2483.28m

(d) 黄铁矿颗粒。D5井2163.13m

图3 滇黔北邻区龙马溪组矿物颗粒ESEM照片

石英(26.2%~34.6%)为主,方解石次之,以及少量的长石、白云石及黄铁矿等矿物。

表3 滇黔北坳陷及邻区龙马溪组泥页岩  
X衍射全岩矿物组分平均含量

钻井或 地质剖面	矿物组分平均含量(%)						
	黏土矿物	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿
D1井	33.8	30.5	1.5	6.4	18.8	7.1	1.5
D2井	38.7	33.4	2.1	5.4	12.4	6.4	1.4
D3井	36.0	28.3	2.8	3.6	21.8	6.5	0.9
D4井	29.9	28.0	2.5	8.4	14.0	15.0	2.2
D5井	44.1	34.6	0	4.7	12.2	1.7	2.7
P1剖面	39.0	26.2	2.0	5.7	26.0	1.2	0
P2剖面	26.3	28.7	4.0	4.7	24.7	7.7	1.8

### 3.2 黏土矿物分析

对D1井的17个泥页岩岩样进行了黏土矿物测试,结果如表4所示。黏土矿物以伊利石、伊/蒙混层和绿泥石为主,还有少量的高岭石,其中,伊利石含量为63%~75%,平均值为69.5%;伊/蒙混层含量为5%~28%,平均值为19.8%;绿泥石含量为3%~17%,平均值为7.9%;高岭石含量为2%~3%,平均值为2.4%。

黏土矿物中伊利石呈叶片状(图3a)、丝发状,附着在矿物颗粒表面或充填于粒间孔隙内,并把孔隙分割成许多小孔隙,这增加了迂回度,丝发状的伊利石容易被水冲移,堵塞孔隙和喉道,降低孔隙度和渗透率;伊/蒙混层呈蜂窝状、半蜂窝状、棉絮状等,随

表4 滇黔北邻区 D1 井龙马溪组泥页岩黏土矿物成分

样品 序号	深度 (m)	蒙皂石	伊利石	高岭石	绿泥石	伊/蒙混层	伊/蒙混层比(%)	
							蒙皂石层	伊利石层
1	2381.86~2381.91	—	72	2	16	10	10	90
2	2385.98~2386.03	—	75	3	17	5	10	90
3	2389.81~2389.84	—	73	3	16	8	10	90
4	2393.47~2393.55	—	63	2	17	18	10	90
5	2467.33~2467.37	—	70	2	15	13	10	90
6	2471.30~2471.34	—	68	3	9	20	10	90
7	2475.21~2475.24	—	67	2	5	26	10	90
8	2479.26~2479.30	—	73	2	4	21	10	90
9	2483.28~2483.32	—	75	3	5	17	10	90
10	2487.05~2487.15	—	68	2	3	27	10	90
11	2491.46~2491.51	—	65	2	5	28	10	90
12	2495.52~2495.56	—	72	3	4	21	10	90
13	2499.28~2499.29	—	68	2	4	26	10	90
14	2503.33~2503.36	—	66	3	4	27	10	90
15	2507.51~2507.53	—	70	2	4	24	10	90
16	2511.25~2511.27	—	71	2	3	24	10	90
17	2514.86~2514.87	—	67	2	3	28	10	90

埋深加大和温压的升高而含量增多,有较强的水敏性;绿泥石是酸性矿物;高岭石是重要的速敏矿物。研究区伊利石含量高,蒙皂石向伊利石、伊/蒙混层转化较多,水敏性较强,在进行水力压裂时,会堵塞孔隙和喉道,从而降低储层渗透率,使储层受到一定的伤害。

### 3.3 脆性评价

页岩气是一种产自极低孔渗、富有机质页岩储集系统中的非常规天然气,以游离气和吸附气为主要赋存形式,原位饱和富集于页岩储集系统的微米级、纳米级孔隙和裂缝中,具有自生自储、无明显气水界面、大面积连续成藏、低孔、低渗等特征,一般无自然产能<sup>[13]</sup>。进行人工压裂,是对泥页岩储层进行开采的前提。国内外的研究<sup>[13-15]</sup>表明,泥页岩压裂的难易程度是由岩石的脆性指数所决定的,页岩脆性指数越高,可压裂性就越好。

脆性指数的判定主要有定性与定量两种方法,储层中的脆性矿物一般包括石英、长石、方解石、白云石,当脆性指数在40%以上才有可能形成网络裂缝<sup>[14]</sup>。本文采用定量方法计算页岩的脆性指数,公式为: $B=(Q+C+F)/(Q+C+F+CL)$ ,其中,B为脆性指数,Q为石英,C为碳酸盐矿物,F为长石类矿物,CL为黏土类矿物。

对滇黔北及邻区5口钻井、2个剖面的114个样本进行平均脆性指数计算,结果如表5,泥页岩平均脆性指数分布在56.11%~73.21%之间,均大于40%,压裂时易于形成网络裂缝。

表5 滇黔北坳陷及邻区龙马溪组泥页岩脆性指数

钻井或地质剖面	D1井	D2井	D3井	D4井	D5井	P1剖面	P2剖面
平均脆性指数(%)	65.55	60.67	63.63	69.43	56.11	61.04	73.21

## 4 泥页岩储层物性特征

页岩岩石物理性质测定,国内外一般都采用GRI法进行测定<sup>[16-17]</sup>。对D1井的14个岩心样品进行岩心常规物性测试,结果见表6。龙马溪组泥页岩密度变化范围不大,在2.28~2.68 g/cm<sup>3</sup>之间,平均密度为2.58 g/cm<sup>3</sup>,但是富含有机质页岩段因孔隙比较发育,岩石密度比不含气或含气少的层段略微降低,通常都

低0.05~0.1 g/cm<sup>3</sup>。D1井龙马溪组泥页岩总孔隙度在1.0%~4.0%之间,平均值为2.6%,渗透率在 $(0.0044\sim0.0111)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $0.00664\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,反映出泥页岩结构致密、储集物性较差。岩石的渗透率除受孔隙度影响外,还受孔隙与喉道界面大小、形状、连通性以及流体性能的影响。D1井龙马溪组页岩相关数据统计表明,孔隙度与渗透率没有严格的正相关。

表6 滇黔北邻区D1井龙马溪组泥页岩岩心常规物性分析

样品序号	深度(m)	岩心长度(cm)	岩心直径(cm)	岩石密度(g/cm <sup>3</sup> )	总孔隙度(%)	渗透率( $\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ )
1	2382.43	1.910	2.52	2.68	1.0	0.0066
2	2386.75	2.371	2.52	2.66	2.1	0.0072
3	2391.22	2.000	2.52	2.63	3.0	0.0075
4	2457.47	1.771	2.52	2.60	3.7	0.0093
5	2471.28	2.496	2.52	2.60	2.7	0.0076
6	2475.11	1.759	2.52	2.62	2.2	0.0111
7	2481.09	1.674	2.52	2.60	2.4	0.0067
8	2486.77	1.851	2.52	2.57	2.9	0.0060
9	2491.48	1.597	2.52	2.52	3.4	0.0052
10	2496.19	1.331	2.52	2.48	3.2	0.0047
11	2501.61	1.631	2.52	2.52	2.3	0.0050
12	2506.17	2.463	2.52	2.57	1.6	0.0044
13	2510.38	2.206	2.52	2.56	2.1	0.0046
14	2514.06	1.175	2.52	2.50	4.0	0.0049

## 5 泥页岩储集空间特征

泥页岩储集层看似单一,其实它是由平直、狭小的喉道连接的,孔隙具有复杂的内部结构和多孔隙复合特征<sup>[18]</sup>。

### 5.1 孔隙特征

泥页岩中基质孔隙发育,主要包括原生孔隙和次生孔隙。其中:原生孔隙是骨架颗粒、黏土矿物颗粒之间的原生孔,与常规砂岩颗粒之间的原生孔隙一致,只是孔隙直径远小于后者;次生孔隙是泥页岩中有机质生烃、黏土矿物脱水和不稳定矿物溶蚀作用形成的次生微小孔洞。根据环境扫描电镜(ESEM)图片观察,可以将研究区龙马溪组泥页岩孔隙分为以下6类:残余原生粒间孔(图4a)、晶间孔(图4b)、晶体铸模孔(图4c,4d)、次生溶蚀孔(图4e,4f)、黏土矿物片间孔(图4g,4h)、有机质内孔(图4i)。



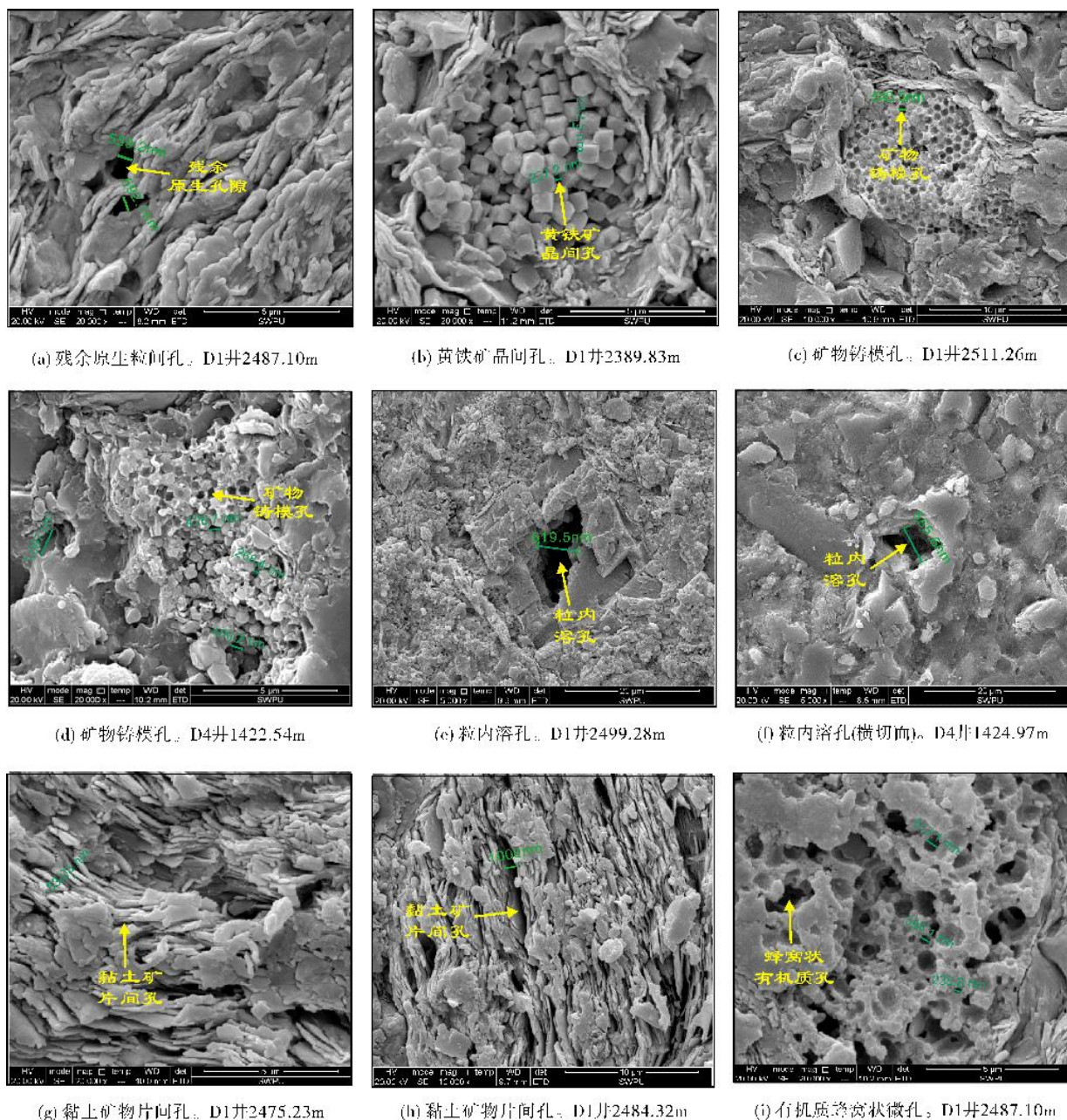


图 4 滇黔北邻区龙马溪组页岩孔隙特征

## 5.2 裂缝特征

页岩储集层中,裂缝既是储集空间,也是渗流通道,它是页岩气从基质孔隙流入井筒的必要途径<sup>[19]</sup>。根据岩心、扫描电镜等不同层次的观察,研究区龙马溪组发育的裂缝可分为构造缝和非构造缝,其中,构造缝有张裂缝(图5a)和剪裂缝,非构造缝有层间页理缝(图5b)、层面滑移缝(图5c,5d)、成岩收缩微裂

缝(图5e)和有机质异常压裂缝(图5f),裂缝大多被黄铁矿、方解石、石英充填(图5)。

## 6 结论

(1)滇黔北坳陷及邻区下志留统龙马溪组下段是富有机质泥页岩发育的层段,镜质体反射率达到了2.0%以上,为生干气为主的过成熟阶段。

(2)X衍射全岩分析表明,龙马溪组泥页岩矿物



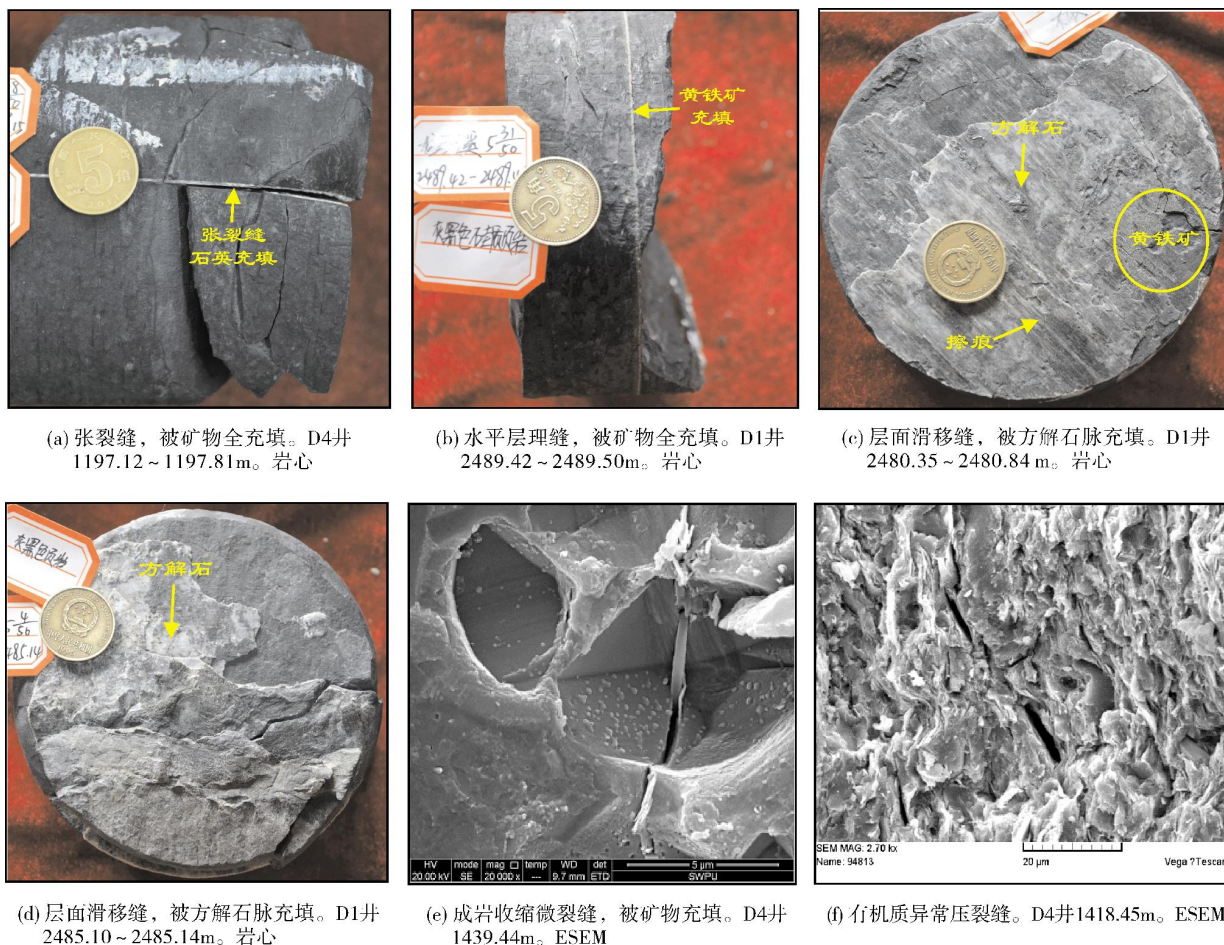


图5 滇黔北邻区龙马溪组裂缝发育特征

组成以黏土矿物、石英为主,方解石、白云石、长石、黄铁矿等次之,黏土矿物以伊利石为主。平均脆性指数分布在 56.11%~73.21%之间,压裂时易于形成网络裂缝。

(3)常规物性测试表明,龙马溪组泥页岩孔隙度、渗透率很低。扫描电镜观察,纳米级孔隙和裂缝发育。

#### 参考文献

- [1] 梁兴,叶熙,张介辉,等. 滇黔北坳陷威信凹陷页岩气成藏条件分析与有利区优选[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 693-699.
- [2] 王世谦,陈更生,董大忠,等. 四川盆地下古生界页岩气藏形成条件与勘探前景[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 51-58.
- [3] 蒲泊伶,蒋有录,王毅,等. 四川盆地下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.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 梁兴,叶熙,张介辉,等. 滇黔北下古生界海相页岩气藏赋存条件评价[J]. 海相油气地质, 2011, 16(4): 11-21.
- [7] 王丽波,久凯,曾维特,等. 上扬子黔北地区下寒武统海相黑色页岩特征和页岩气远景评价[J]. 岩石学报, 2013, 29(9): 3263-3278.
- [8] Boyer C, Kieschnick J, Suarez-Rivera R, et al. Exploration of shale gas reservoir[J]. Oilfield Review, 2006, 18(3): 18-31.
- [9] 高苑. 准噶尔盆地东南缘油页岩有机地球化学特征及含气潜力[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(6): 1196-1204.
- [10] 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.

- [11] Ross D J K, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [12] 杨振恒, 李志明, 王果寿, 等. 北美典型页岩气藏岩石学特征、沉积环境和沉积模式及启示[J]. 地质科技情报, 2010, 29(6): 59-65.
- [13] 王永辉, 卢拥军, 李永平, 等. 非常规储层压裂改造技术进展及应用[J]. 石油学报, 2012, 33(1): 149-158.
- [14] 袁俊亮, 邓金根, 张定宇, 等. 页岩气储层可压裂性评价技术[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 523-527.
- [15] Altindag R. Assessment of some brittleness indexes in rock-drilling efficiency[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2010, 43(3): 361-370.
- [16] Guidry F K, Luffel D L, Curtis J B. Development of laboratory and petrophysical techniques for evaluating shale reservoirs [R]. Gas Research Institution, 1996: 7-49.
- [17] 李霞, 周灿灿, 李潮流, 等. 页岩气岩石物理分析技术及研究展望[J]. 测井技术, 2013, 37(4): 352-359.
- [18] 曾祥亮, 刘树根, 黄文明, 等. 四川盆地志留系龙马溪页岩与美国 Fort Worth 盆地石炭系 Barnett 组页岩地质特征对比[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 372-383.
- [19] 王玉满, 董大忠, 李建忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 551-561.

编辑: 董庸

## Characteristics of the Lower Silurian Longmaxi Gas-bearing Shale Reservoir in Dianqianbei Depression and Adjacent Area

Shu Bing, Zhang Tingshan, Liang Xing, Yang Yang, Xie Lei, Zhang Zhao

**Abstract:** Based on observation and test analysis of the gas-bearing shale samples from eight drilled wells and two outcrops, it is shown that the Lower Silurian lower Longmaxi shale reservoir is organic-rich and over-mature in Dianqianbei Depression and its adjacent area. The analysis of X-ray diffraction indicates that the Longmaxi shale is composed of clay minerals, quartz, calcite, feldspar, dolomite, pyrite etc., and illite is predominant in clay minerals. The average brittleness index of the shale is distributed from 56.11% to 73.21%, which makes it easy to form the network fractures. The test of conventional physical properties shows that porosity and permeability are low in the shale, but the observation by ESEM shows that nanometer-scaled pores and fissures develop.

**Key words:** Late Silurian; Longmaxi Fm.; Shale gas; Shale reservoir; Dianqianbei Depression

Shu Bing: Master degree in progress at Southwest Petroleum University. Add: Earth Science and Technology College of Southwest Petroleum University, Xindu, Chengdu, Sichuan, 610500, China