

川东南武隆地区五峰组—龙马溪组 页岩气形成条件及富集区分析

何利^{1,2}, 宋春彦^{1,2}, 谭钦银^{1,2}, 程锦翔^{1,2}, 王瑞华^{1,2}, 杨贵来^{1,2}

(1 中国地质调查局成都地质调查中心; 2 国土资源部沉积盆地与油气资源重点实验室)

摘要 通过野外地质调查资料及样品测试分析,结合前人研究的结果,对川东南武隆地区五峰组—龙马溪组页岩气形成的基础地质条件进行了研究,指出五峰组与龙马溪组底部富有机质页岩形成于深水陆棚环境,富有机质页岩厚度大,分布广,埋深适中(300~3500 m),脆性矿物含量较高,TOC 主要分布于 2%~5%之间,热演化程度处于高成熟—过成熟早期阶段,发育溶蚀(微)孔、粒间微孔、粒内微孔、有机质孔及微裂缝等,并通过综合信息叠合分析,提出了 5 个页岩气富集区。

关键词 奥陶系; 志留系; 五峰组; 龙马溪组; 页岩气; 地质条件; 武隆地区; 四川盆地

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

页岩气作为一种清洁能源,在世界各地备受重视。近年来的调查显示,我国页岩气资源潜力巨大^[1-4],为陆上常规天然气资源量的2~3倍^[5-6],因此关于页岩气的调查与研究迅速成为重点与热点。四川盆地东南地区(简称“川东南”)广泛发育下古生界寒武系、志留系等多套海相页岩层,是中国页岩气勘探开发的重点区。国内学者已对四川盆地及周缘的五峰组—龙马溪组的沉积环境、地球化学特征、储层和页岩气的富集区等进行了一系列相关研究^[7-11],但是,对于川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气地质特征的研究相对较薄弱。笔者拟通过对川东南武隆地区五峰组—龙马溪组的沉积相,富有机质页岩的厚度、埋深、有机质丰度、热演化程度及储层特征进行系统研究,进而探讨页岩气的有利区块分布,旨在为该区域海相页岩气勘探开发提供基础资料和理论依据。

1 区域地质背景

川东南武隆地区早古生代晚期所处的大地构造位置为上扬子前陆盆地,北边为川中隆起,南缘为黔中隆起和雪峰山隆起(图1)。从早元古代开始,上扬子区就开始了古大陆与古海洋的多阶段演化史,其

板块构造格局是以扬子板块为相对稳定的核心,周边地区经历多期构造开合运动,各时期构造格局和沉积盆地的演化具有较强的继承性,经过晚奥陶世—志留纪的演化,形成上扬子前陆盆地,其周缘的川中隆起、黔中隆起和雪峰山隆起成为上扬子前陆盆地重要的物源供给区。志留纪的古地理格局具四周高、中部低的特点,四周发育古陆,沿古陆边缘发育滨岸相、三角洲相等沉积,局部发育碳酸盐台地,向盆地内部水体逐渐加深变为陆棚相沉积。

武隆地区背斜构造较宽阔(图1),核部出露震旦系、寒武系或奥陶系;向斜构造多呈线状或条带状,主要出露上古生界及中—下三叠统。构造变形样式为隔槽式褶皱,条带状的向斜构造是页岩气富集的有利构造部位。五峰组—龙马溪组主要发育在南川、武隆、彭水、黔江、道真、酉阳、正安等地。其中,武隆地区龙马溪组页岩厚度最大。

2 基础地质条件

2.1 沉积相分析

通过对野外露头剖面、钻井岩心等详细研究,认

收稿日期: 2016-03-30; 改回日期: 2016-12-16

本文受中国地质调查局“四川盆地页岩气基础地质调查”项目(编号:[2015]01-04-09-001)资助

何利:女,1983年生,2010年获成都理工大学地球科学学院硕士学位,主要从事沉积、构造和油气方面研究,通讯地址:610081 四川省成都市一环路北三段2号; E-mail:76069804@qq.com

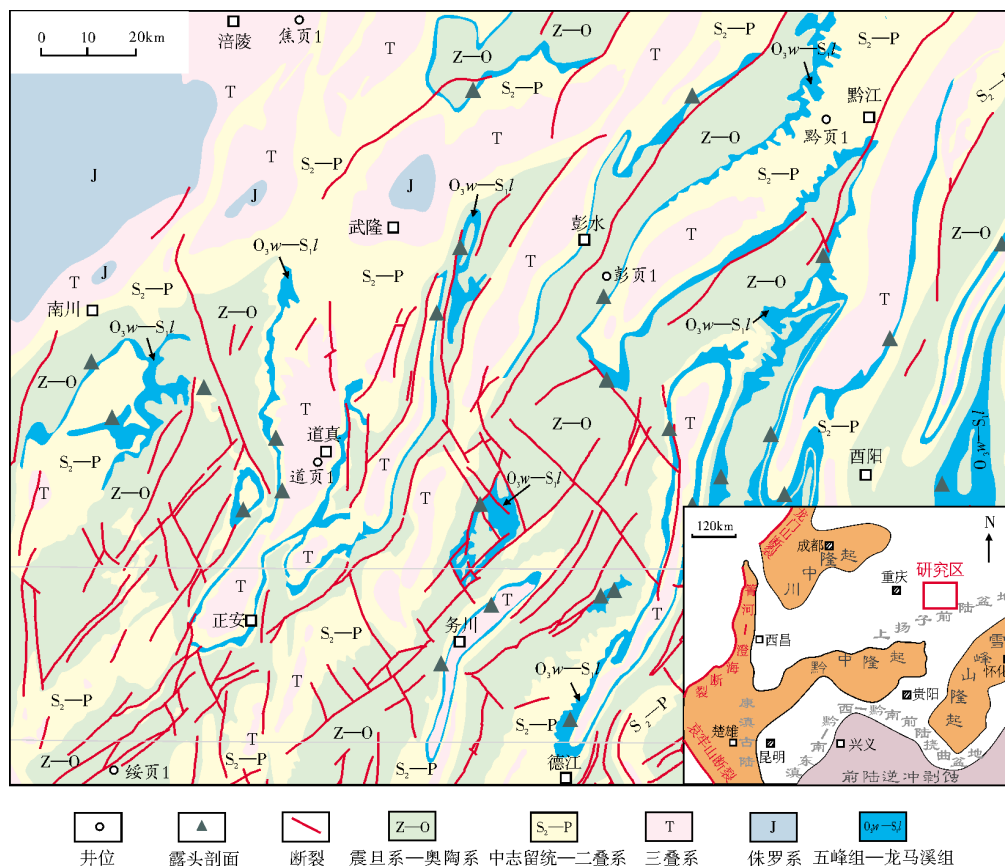


图1 研究区地质图及大地构造位置图

为武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩属于深水陆棚—浅水陆棚沉积(图2),下部与临湘组整合接触(图2中照片a),其中:五峰组主要岩性为黑色薄层含碳质硅质页岩、碳质硅质页岩、碳质页岩及碳质硅质岩夹灰白色凝灰岩(图2中照片b),发育水平层理、微波状层理等沉积构造,为深水陆棚亚相沉积,沉积微相主要为硅质页岩相、页岩相等。观音桥组主要为深灰色厚层含生物泥晶灰岩,为浅水陆棚亚相沉积(图2中照片c)。龙马溪组下段富有机质页岩段主要岩性为黑色薄层碳质页岩、含灰质碳质粉砂质页岩、含灰质碳质页岩、含碳质灰质页岩及灰质页岩夹黄褐色薄层页岩,发育水平层理(图2中照片d)、微波状层理等沉积构造,且含有丰富的笔石化石(图2中照片e),分布稳定,为深水陆棚—浅水陆棚亚相沉积,沉积微相主要为页岩相、粉砂质页岩相等。

2.2 富有机质页岩的发育厚度

由于受到南边黔中隆起的影响,武隆地区五峰

组—龙马溪组沉积环境从南向北由富氧的氧化性浅水陆棚渐变为贫氧的强还原性深水陆棚,这有利于富有机质页岩的沉积,页岩厚度总体以务川—道真—武隆一线从南向北呈现出逐渐增厚的趋势,厚度变化范围约30~100m,沉积中心位于武隆南部白龙洞及彭水东部霄箕滩一带,厚度值达140m(图3)。

2.3 富有机质页岩的埋藏深度

页岩埋藏深度直接控制着页岩气藏的经济价值以及开发的工艺条件,因此埋藏深度是页岩气评价的一个重要因素。受燕山运动—喜马拉雅运动的影响,五峰组—龙马溪组页岩层系发生了较大规模的逆冲与抬升,页岩埋藏深度减小。笔者根据野外路线调查及典型剖面统计,绘制了武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩埋藏深度的平面分布图(图4),发现武隆地区五峰组—龙马溪组页岩自南向北埋藏的深度逐渐加深,范围逐渐加大,呈北东—南西向展布,埋藏深度约300~3500m,接近于美国页岩气藏

地 层			野外层号	层厚(m)	岩性剖面	岩 性 描 述	重要地质现象照片	沉积相	
系	组	段						亚相	相
志留系	龙马溪组	下段	13	1.36		浅灰黄色薄—中层泥质粉砂岩	 (e) 大量笔石化石。龙马溪组	浅水陆棚	深水陆棚
			12	1.06		灰黑色、黑色中薄层含碳质钙质页岩			
			11	2.32		深灰色薄—中层灰质页岩夹黄褐色薄层页岩	 (d) 水平层理。龙马溪组		
			10	4.06		黑色薄层含钙质碳质页岩			
			9	1.54		黑色中—薄层含灰质碳质粉砂岩			
			8	2.41		黑色薄层碳质页岩夹黑色薄层含粉砂质碳质页岩			
奥陶系	观音桥组	五峰组	7	1.50		深灰色、厚层含生物泥晶灰岩	 (e) 灰岩中赫兰特贝。观音桥组	浅水陆棚	深水陆棚
			6	2.96		黑色中层碳质泥岩局部夹灰白色凝灰岩			
			5	0.78		黑色薄层含碳质硅质页岩	 (b) 薄层硅质岩夹凝灰岩。五峰组		
			4	2.26		黑色中层碳质页岩局部夹灰白色凝灰岩			
			3	0.15		黑色薄层碳质硅质岩夹灰白色凝灰岩			
			2	4.23		黑色薄层碳质硅质岩			
			1	4.56		黑色薄层含碳质硅质页岩	 (a) 临湘组与五峰组接触界线		
	临湘组	0	1.68		浅黄色薄层泥岩	下斜坡		台缘斜坡	

图2 川东南武隆地区大田坝剖面五峰组—龙马溪组富有机质页岩段沉积柱状图
剖面位置见图3

600~3 000 m的富集深度范围。因此,武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩的埋藏深度在页岩气富集深度范围之内,有利于页岩气勘探与开发。

3 富有机质页岩的矿物学特征

对武隆地区五峰组、龙马溪组39个样品进行了

X衍射全岩分析,分析其石英、长石、方解石、白云石、黄铁矿及黏土矿物的质量分数(表1)。统计结果(图5)表明,五峰组(图5a)主要矿物石英含量40%~85%,平均69.73%;钾长石2%~10%,平均5%;钠长石含量4%~19%,平均8.79%;仅有个别样品含有方解石约8%;白云石2%~8%,平均4.50%;黄铁矿5%;黏

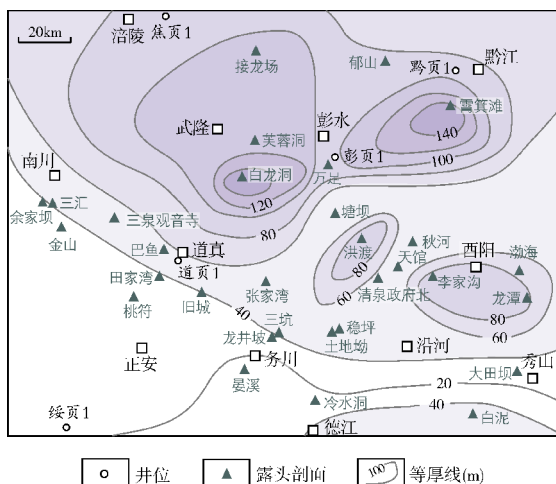


图3 川东南武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩等厚图

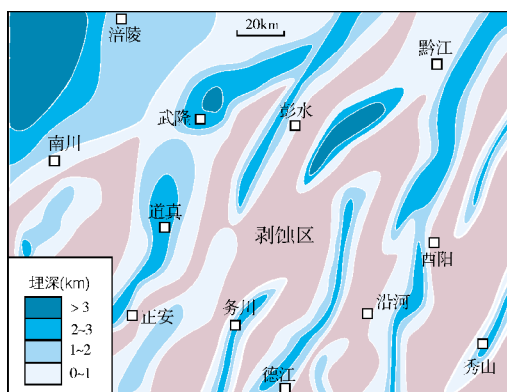


图4 川东南武隆地区五峰组—龙马溪组埋深图

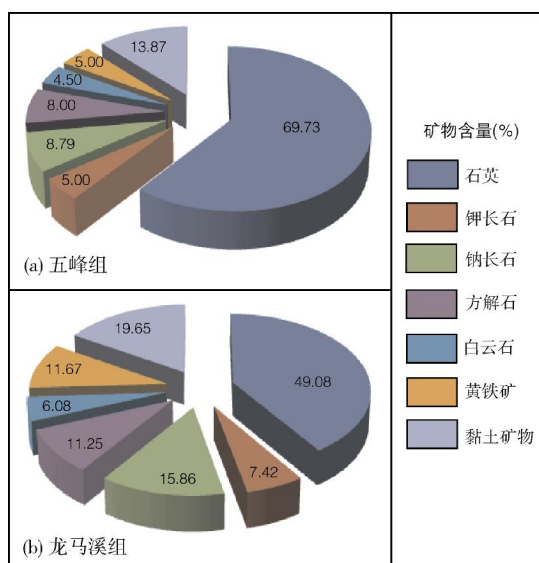


图5 川东南武隆地区五峰组—龙马溪组X衍射全岩分析矿物含量图

土矿物总量为5%~31%,平均13.87%,黏土矿物主要为伊利石和绿泥石等。龙马溪组(图5b)主要矿物石英含量32%~83%,平均49.08%;钾长石4%~11%,平均7.42%;钠长石含量7%~25%,平均15.86%;部分样品含有方解石2%~25%,平均11.25%;白云石3%~12%,平均6.08%;黄铁矿11.67%;黏土矿物总量为10%~34%,平均19.65%,黏土矿物主要为伊利石和绿泥石等。

从矿物组成看,石英、长石和碳酸盐3种脆性矿物含量平均值达到82.05%。其中,五峰组石英含量高于龙马溪组,脆性较好,其他矿物组分如长石、钠长石、方解石、白云石、黄铁矿、黏土矿物等均低于龙马溪组。

就自下而上的演化趋势而言,五峰组—龙马溪组纵向上表现为脆性矿物含量逐渐减少,塑性矿物含量逐渐增多,有机质来源逐渐减少,非均质性逐渐增强,碳酸盐和黏土矿物的含量逐渐增高(图6)。

4 富有机质页岩有机地化特征

4.1 有机质丰度

总有机碳(TOC)是衡量有机质丰度的重要指标之一^[12],它既是页岩吸附气的主要载体,又是页岩生烃量的关键因素,直接决定着页岩吸附气的含量与生烃强度^[13-14]。目前北美地区商业性开发页岩气的有机碳含量几乎均大于2.0%^[15],但通过多年的对比研究,再结合国内实际情况,部分学者提出我国页岩气开发的有机碳含量下限值为1.0%^[5,16-17]。

笔者对武隆地区五峰组和龙马溪组页岩有机碳含量进行统计分析(表2),结果显示五峰组黑色页岩段的TOC值在0.79%~8.28%之间,主要集中在2%~4%之间,平均值为4.01%;龙马溪组下段黑色页岩段的TOC值在0.42%~6.78%之间,主要集中在1%~3%之间,平均值为2.41%。总体而言,TOC高值主要集中在五峰组黑色页岩段与龙马溪组底部黑色页岩段,其中,五峰组TOC值最大,龙马溪组黑色页岩段次之,纵向上表现为TOC含量向上递减的趋势(图6)。

为了直观分析武隆地区五峰组—龙马溪组有机碳平面分布规律,进而评价页岩气富集区带,笔者在前人资料基础上,结合本次研究野外剖面取得的64块样品的测试数据,编制了武隆地区五峰组—龙马溪组黑色页岩有机碳分布平面图(图7)。结果显示,武隆

表1 川东南武隆地区五峰组、龙马溪组泥页岩矿物组成表

样品号	岩石名称	取样位置*	层位	石英 (%)	钾长石 (%)	钠长石 (%)	方解石 (%)	白云石 (%)	黄铁矿 (%)	黏土矿物 (%)
1	碳质页岩	白泥	五峰组	40	5	12	8	4	—	31
2	含硅质碳质泥岩	大田坝		68	4	9	—	—	—	19
3	碳质硅质泥岩	大田坝		85	3	5	—	—	—	7
4	碳质硅质泥岩	大田坝		82	3	5	—	2	—	8
5	碳质硅质泥岩	大田坝		82	2	4	—	7	—	5
6	碳质硅质岩	大田坝		71	5	6	—	8	—	10
7	碳质硅质岩	大田坝		81	4	6	—	—	—	9
8	碳质泥岩	桃符		70	6	9	—	—	—	15
9	含碳质硅质泥岩	桃符		75	5	7	—	—	—	13
10	碳质泥岩	龙井坡		44	10	19	8	4	—	15
11	含硅质碳质泥岩	霄箕滩		67	5	11	—	2	5	10
12	含硅质碳质泥岩	三泉观音寺		73	5	7	—	—	—	15
13	碳质硅质泥岩	土地坳		62	8	12	—	—	—	18
14	碳质硅质泥岩	土地坳		63	5	11	—	—	—	21
15	碳质硅质泥岩	田家湾		83	5	—	—	—	—	12
平 均 值				69.73	5	8.79	8	4.50	5	13.87
16	含硅质碳质泥岩	田家湾	龙马溪组	75	4	8	—	—	—	13
17	含硅质碳质泥岩	田家湾		77	4	7	—	—	—	12
18	含粉砂质碳质泥岩	田家湾		51	6	12	—	10	—	21
19	含粉砂质碳质泥岩	田家湾		41	5	15	9	6	—	24
20	含粉砂质碳质泥岩	三汇		54	5	15	—	—	—	26
21	含粉砂质碳质泥岩	芙蓉洞		43	5	13	4	4	3	28
22	含碳质页岩	芙蓉洞		47	5	14	—	—	—	34
23	碳质泥岩	接龙场		41	11	23	5	3	—	17
24	含钙质碳质泥岩	焦页 1		44	9	24	8	4	—	11
25	灰质泥岩	秋河		34	7	20	17	12	—	10
26	含碳质硅质泥岩	龙潭		47	10	—	21	6	—	16
27	碳质页岩	万足		40	9	25	7	4	—	15
28	碳质页岩	渤海		56	9	11	2	3	3	16
29	碳质页岩	天馆		44	11	17	10	3	—	15
30	碳质页岩	天馆		32	7	24	13	11	—	13
31	碳质页岩	张家湾		36	7	19	25	—	—	13
32	碳质页岩	巴鱼		40	9	15	—	7	—	29
33	碳质页岩	金山		46	8	16	—	—	—	30
34	碳质页岩	塘坝		49	8	15	—	—	—	28
35	碳质页岩	塘坝		45	9	17	—	—	—	29
36	碳质页岩	塘坝		67	6	11	—	—	—	16
37	碳质页岩	塘坝		42	8	12	14	—	—	24
38	含硅质碳质泥岩	白龙洞		83	5	—	—	—	—	12
39	碳质页岩	白龙洞		44	11	16	—	—	29	—
平 均 值				49.08	7.42	15.86	11.25	6.08	11.67	19.65

* 取样位置见图3

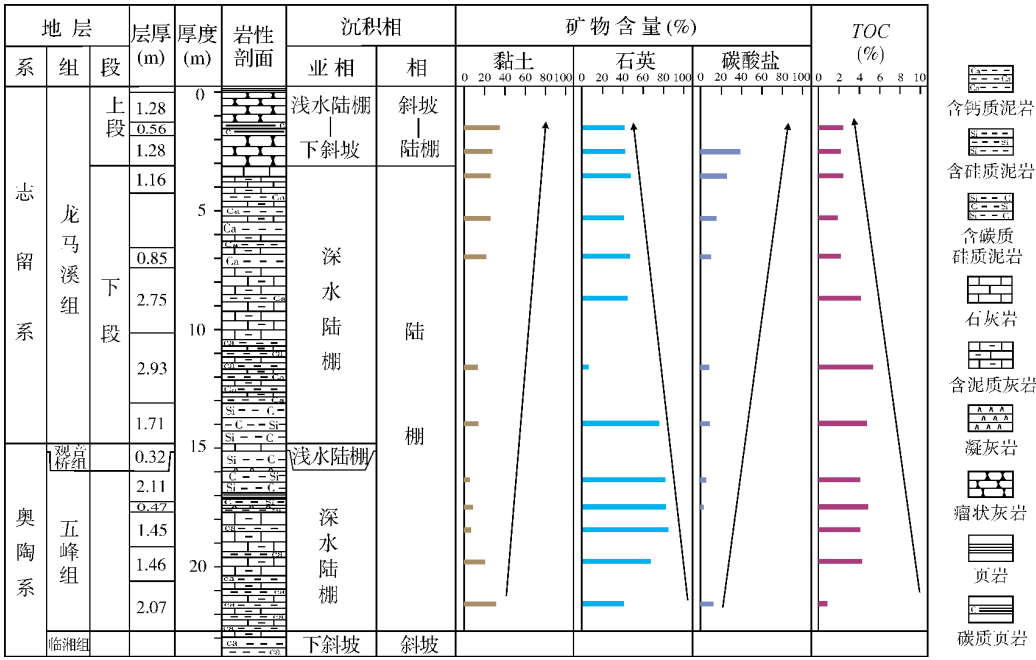


图 6 川东南武隆地区田家湾剖面五峰组—龙马溪组下段页岩 TOC 及矿物组成对比图
剖面位置见图 3

表2 川东南武隆地区五峰组和龙马溪组有机碳含量				
地 层	TOC (%)	平均值 (%)	样品数	剖面数
五峰组	0.79~8.28	4.01	17	5
龙马溪组	0.42~6.78	2.41	47	20

道真—武隆—黔江一带多在3.0%以上,尤其在武隆附近富有机质页岩层系TOC多在4.0%以上(图7)。因此,从TOC含量来看,研究区非常有利于页岩气的富集。

4.2 热演化程度

成熟度是衡量烃源岩有机质生成油气的关键指标^[4,18-22]。镜质体反射率(R_o)是国际上公认的标定有机质成熟度的指标之一,但该标准并不适用于缺乏高等植物的下古生界^[22],因此,认为采用沥青反射率(R_b)来表征下古生界中缺乏镜质体而含有沥青的海相地层的有机质成熟度更为合理^[23]。

通过对武隆地区五峰组—龙马溪组27件页岩样品进行成熟度分析,结果显示其沥青反射率为3.35%~3.97%,平均为3.65%(表3)。根据 $R_o = 0.6569R_b + 0.3364$ 换算公式^[24],将 R_b 值换算为 R_o 值,得出的 R_o 值范围分别为2.54%~2.94%,平均为2.73%(表3)。

一般 R_o 值为 2%~3%的样品处于过高成熟—成熟早期阶段,而 3%~4%则属于过成熟晚期阶段。因此,根据 R_b 值换算得到的 R_o 值判断,五峰组—龙马溪组页岩的热演化程度较高,均处于高成熟—过成熟早期阶段。与北美地区富有机质页岩相比,研究区五峰组—龙马溪组页岩的热演化程度较高,已进入干气大量生成阶段。

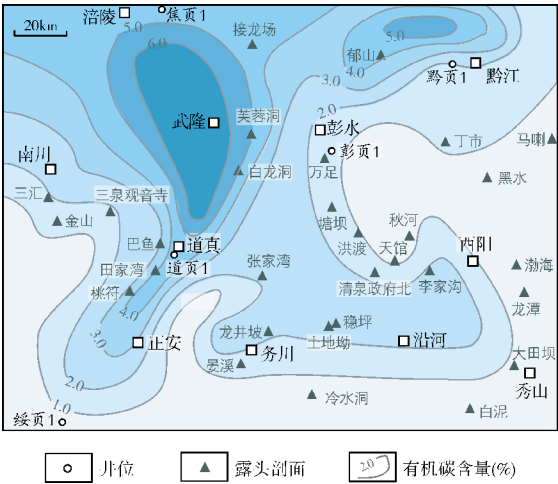


图7 川东南武隆地区五峰组—龙马溪组页岩有机碳含量分布图

地区五峰组—龙马溪组页岩有机质丰度由南向北呈现逐渐增加趋势,主要分布于2%~5%之间,在正安—

表3 川东南武隆地区五峰组、龙马溪组黑色碳质页岩
有机质反射率测定结果

顺序号	取样位置*	层位	沥青反射率 R_o (%)	镜质体反射率 R_m (%)
1	田家湾	五峰组	3.97	2.94
2	田家湾	五峰组	3.42	2.58
3	田家湾	龙马溪组	3.59	2.69
4	田家湾	龙马溪组	3.35	2.54
5	田家湾	龙马溪组	3.38	2.56
6	大田坝	五峰组	3.82	2.85
7	大田坝	五峰组	3.71	2.77
8	大田坝	龙马溪组	3.55	2.67
9	大田坝	龙马溪组	3.37	2.55
10	大田坝	龙马溪组	3.44	2.60
11	大田坝	龙马溪组	3.41	2.58
12	大田坝	龙马溪组	3.61	2.71
13	塘坝	五峰组	3.95	2.93
14	塘坝	五峰组	3.57	2.68
15	塘坝	龙马溪组	3.61	2.71
16	塘坝	龙马溪组	3.72	2.78
17	塘坝	龙马溪组	3.81	2.84
18	秋河	龙马溪组	3.95	2.93
19	天馆	龙马溪组	3.68	2.75
20	天馆	龙马溪组	3.84	2.86
21	芙蓉洞	龙马溪组	3.72	2.78
22	芙蓉洞	龙马溪组	3.59	2.69
23	田家湾	龙马溪组	3.97	2.94
24	田家湾	龙马溪组	3.39	2.56
25	田家湾	龙马溪组	3.35	2.54
26	白龙洞	龙马溪组	3.91	2.90
27	白龙洞	龙马溪组	3.90	2.90

* 取样位置见图3

5 富有机质页岩储层特征

5.1 孔隙类型

国内外大量学者认为页岩发育有大量微孔隙^[13,25],这些微孔隙的结构比较复杂,微观类型多样,各孔隙之间由大量的微小孔喉相互连接,可作为天然气的储集空间。一般根据孔径大小将其划分为两种类型:微孔隙(孔径 $d>0.75\mu\text{m}$)和纳米级孔隙(孔径 $d<0.75\mu\text{m}$)^[13]。

笔者对武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩进行扫描电镜研究,发现黑色页岩中发育大量的

微孔隙,主要包括溶蚀(微)孔、粒间微孔、粒内微孔、有机质孔及微裂缝等几种类型(图8)。具体而言,溶蚀孔分为碳酸盐溶蚀孔与长石溶蚀孔;粒间微孔直径介于 $3\sim 20\mu\text{m}$;粒内微孔较小,孔径介于 $5\sim 10\mu\text{m}$;有机质孔大小介于 $4\sim 10\mu\text{m}$,多数为几百纳米。

纳米级有机孔隙是在热演化过程中,有机质的不断裂解生成液态或气体烃类后,有机质内部形成的残留空间。如前所述,五峰组—龙马溪组页岩处于高成熟—过成熟阶段,有机质经历过多次裂解生烃,因而有利于纳米级有机孔隙的大量形成。从扫描电镜照片(图8)可以发现,武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩的纳米级有机孔隙多呈不规则状和气泡形状特征,其横剖面为椭圆状等形态,大小多为几纳米到几百纳米不等,以几十纳米的为主(图8a)。

武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩的微米—纳米级无机孔隙同样较为发育,多数直径小于 $5\mu\text{m}$,孔隙类型多样,包括成岩作用改造后的粒间孔隙(图8b、8c)、黏土矿物晶间孔隙(图8d、8e)、黄铁矿晶间孔隙(图8f)等,这些孔隙的发育多受成岩作用改造、矿物间转化以及有机酸等地层流体的溶解侵蚀等作用控制。

另外,微裂缝也是页岩气重要的赋存空间,对页岩气的成藏具有非常重要的意义。武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩发育有大量数微米到数十微米的微裂缝,其成因类型多样,包括构造应力作用下发生破裂而形成的构造解理缝、成岩过程中地层流体溶蚀而形成的溶蚀裂缝(图8a)以及有机质热演化过程中生排烃作用引起有机质体积减小而形成的有机质收缩缝。这些微裂缝有效地改善了页岩储层的物性,为页岩气运移提供了有效的输导通道。北美页岩气的勘探开发结果也显示,微裂缝较为发育的地区一般是页岩气较为富集的地区。

5.2 比表面积

比表面积是单位质量的岩石外表面积与内表面积之和,比表面积的大小直接反映岩石孔隙结构的优劣。一般而言,页岩的比表面积越大,越有利于页岩气的富集,但是不同的矿物又具有不同的微观孔隙结构。石英比表面积相对较小,故具有较小的吸附能力,但石英含量的增加可提高岩石的脆性,故有利于裂缝的发育。黏土矿物由于含有较大的矿物比表面积,因而具有较强的吸附能力。

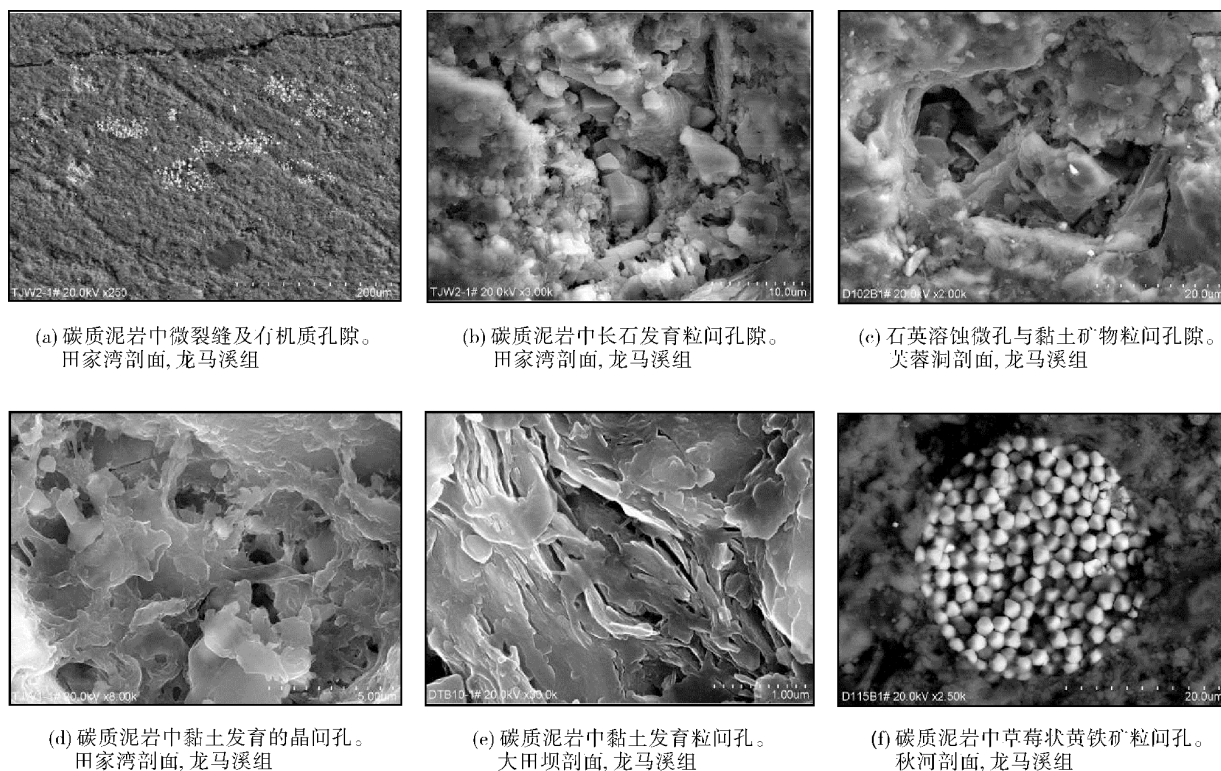


图8 川东南武隆地区五峰组—龙马溪组微孔隙和微裂缝电镜扫描照片

孔隙比表面积将吸附相对压力为0.99时的吸附量作为孔体积,根据BET模型,对武隆地区五峰组—龙马溪组9块样品进行氮气吸附实验(表4),分析得到:BET比表面积为7.94~27.99 m²/g,平均20.953 33 m²/g;武隆

地区五峰组—龙马溪组页岩主要为中孔隙,平均孔隙直径最小为4.243 nm,最大为9.501 nm,主要平均孔径分布在4.243~5.456 nm之间,平均为5.358 nm;总孔体积为0.014 68~0.033 84 cm³/g,平均为0.026 24 cm³/g。

表4 川东南武隆地区五峰组—龙马溪组页岩比表面积

样品号	TJW2-1	TJW5-1	DTB3-1	DTB4-1	DTB6-1	DTB10B1	D203-B1	D102-B1	D217	平均值
比表面积 (m ² /g)	27.99	16.84	12.71	22.49	26.36	18	33.16	7.94	23.09	20.95333
总孔体积 (cm ³ /g)	0.03168	0.02297	0.01468	0.02627	0.03384	0.0192	0.03517	0.01886	0.03349	0.02624
平均孔径 (nm)	4.528	5.456	4.618	4.672	5.135	4.269	4.243	9.501	5.800	5.358

刘树根等^[8]根据重庆彭水五峰组—龙马溪组钻孔岩石比表面积与TOC含量的相关性,总结出岩石比表面积与TOC成正相关性,表明了与有机碳紧密相关的有机质孔隙对比表面积有重要的贡献。

6 富集区优选

结合美国页岩气勘探开发成功经验,综合考虑武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩的厚度分布、埋深、矿物成分、有机质丰度、热演化、储层、裂缝、构

造变形等以及其他经济与环境因素,采用综合信息叠合法对页岩气富集区进行优选(图9)。

武隆地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组黑色页岩,具分布面积广、厚度大、埋深适中、有机碳含量高、成熟度高和储层较好等特点,本次研究优选出5个富集区,其中,最为有利的是武隆—道真、正安两个一级富集区,其次为酉阳、彭水及黔江3个二级富集区。

(1)武隆—道真富集区:由武隆向斜及道真—安场向斜组成,分布面积较大,该区五峰组—龙马溪组

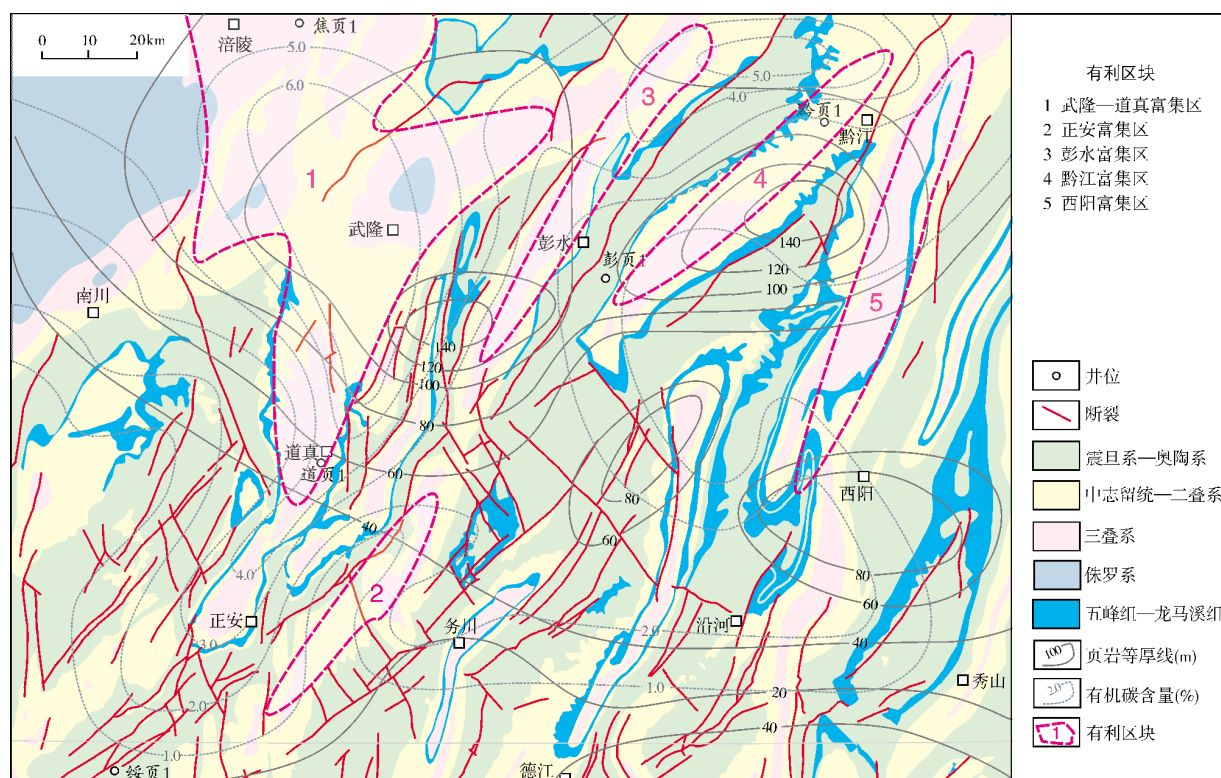


图9 川东南武隆地区五峰组—龙马溪组有利区块优选

页岩分布稳定,富有机质页岩厚度约40~140 m,有机碳大多集中于4%~6%之间,成熟度介于2%~3.5%之间,处于过成熟早期阶段—过成熟晚期阶段的早期,脆性矿物含量高,页岩埋深较浅(约1 000~2 500 m),上覆三叠系—侏罗系覆盖层,构造简单,地层水平,保存条件极好,是最有利的页岩气目标区。

(2)正安富集区:由正安—斑竹向斜组成,富有机质页岩厚度分布较稳定,约30~50 m,有机碳普遍集中在2.0%~4.5%,成熟度介于2.5%~3.5%之间,处于过成熟晚期阶段的早期,埋深约1 000~2 000 m,存在较好的保存条件,向斜轴部构造简单,地层水平,是较有利的页岩气富集区。

(3)彭水富集区:由彭水向斜组成,该区的富有机质页岩厚约80~120 m,有机碳普遍大于2%,成熟度介于2.0%~3.8%,处于过成熟早期阶段的晚期和过成熟晚期阶段的早期,埋深约1 000~2 500 m,向斜轴部构造简单,存在较好的保存条件,在条件适合的区域能保存大量的天然气资源,区块内实施的彭页1井已取得突破。

(4)黔江富集区:由黔江—桑耶坪向斜组成,该区富有机质页岩厚度约80~130 m,有机碳普遍大于

2%,成熟度介于2.0%~3.5%,处于过成熟早期阶段的晚期和过成熟晚期阶段的早期,埋深约1 000~2 500 m,向斜轴部构造简单,存在较好的保存条件;区块内实施的黔页1井已取得突破。

(5)西阳富集区:由郁山—西阳向斜组成,该区富有机质页岩厚度约50~100 m,有机碳普遍大于2%,成熟度介于2.5%~3.5%,处于过成熟晚期阶段的早期,埋深约1 000~2 300 m,向斜轴部构造简单,存在较好的保存条件,是良好的页岩气富集区。

7 结 论

(1)从平面上看,武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩呈现南薄北厚的基本特征,埋藏深度约300~3 500 m,比较适中;沉积环境由南部氧化性较强的浅水陆棚亚相逐渐转变为北部的贫氧还原性的深水陆棚亚相;TOC含量分布于2%~5%之间,同样具有由南向北逐渐增加的趋势。

(2)从纵向上看,武隆地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩呈现脆性矿物含量自下而上逐渐减少、塑性矿物逐渐增多、有机质来源逐渐减少的演化趋势。

(3)武隆地区五峰组—龙马溪组黑色页岩的储

集孔隙比较发育,属于中等孔隙,总孔体积平均为 $0.026\ 24\text{cm}^3/\text{g}$ 。沥青反射率平均为 3.65%,处于高成熟—过成熟早期阶段,有利于干气的生成。

(4)根据页岩厚度、埋深、矿物成分、有机质丰度、热演化、储层等多种因素,对武隆地区的页岩气富集区进行了划分,最后优选出两个一级富集区,三个二级富集区。

参考文献

- [1] 闫存章,黄玉珍,葛春梅,等.页岩气是潜力巨大的非常规天然气资源[J].天然气工业,2009,29(5): 1-6.
- [2] 张抗,谭云冬.世界页岩气资源潜力和开采现状及中国页岩气发展前景[J].当代石油石化,2009,17(3): 9-18.
- [3] 《页岩气地质与勘探开发实践丛书》编委会.北美地区页岩气勘探开发新进展[M].北京:石油工业出版社,2009: 1-271.
- [4] 李贤庆,赵佩,孙杰,等.川南地区下古生界页岩气成藏条件研究[J].煤炭学报,2013,38(5): 864-869.
- [5] 董大忠,邹才能,李建忠,等.页岩气资源潜力与勘探开发前景[J].地质通报,2011,30(2/3): 324-336.
- [6] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6): 641-653.
- [7] 王亮,陈云燕,刘玉霞.川东南彭水地区龙马溪组页岩孔隙结构特征[J].中国石油勘探,2014,19(5): 80-88.
- [8] 刘树根,王世玉,孙玮,等.四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组黑色页岩特征[J].成都理工大学学报:自然科学版,2013,40(6): 621-639.
- [9] 万洪程,孙玮,刘树根,等.四川盆地及周缘地区五峰—龙马溪组页岩气概况及前景评价[J].成都理工大学学报:自然科学版,2012,39(2): 176-181.
- [10] 王庆波,刘若冰,李春燕,等.四川盆地及周缘五峰—龙马溪组页岩气地质条件研究[J].重庆科技学院学报:自然科学版,2012,14(5): 17-21.
- [11] 蒲泊伶,蒋有录,王毅,等.四川盆地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.
- [12] 卢双舫,张敏.油气地球化学[M].北京:石油工业出版社,2008: 206-213.
- [13] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, 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.
- [14] Chalmers G R L, Bustin R M. Lower Cretaceous gas shales in northeastern British Columbia, Part I: Geological controls on methane sorption capacity[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2008, 56(1): 1-21.
- [15] 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.
- [16] 陈更生,董大忠,王世谦,等.页岩气藏形成机理与富集规律初探[J].天然气工业,2009,29(5): 17-21.
- [17] 李延钧,刘欢,张烈辉,等.四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩气评价指标下限[J].中国科学:地球科学,2013,43(7): 1088-1095.
- [18] 王祥,刘玉华,张敏,等.页岩气形成条件及成藏影响因素研究[J].天然气地球科学,2010,21(2): 350-356.
- [19] 王顺玉,戴鸿鸣,王海清,等.大巴山、米仓山南缘烃源岩特征研究[J].天然气地球科学,2000,11(4/5): 4-16.
- [20] 朱炎铭,陈尚斌,方俊华,等.四川地区志留系页岩气成藏的地质背景[J].煤炭学报,2010,35(7): 1160-1164.
- [21] 张小龙,李艳芳,吕海刚,等.四川盆地志留系龙马溪组有机质特征与沉积环境的关系[J].煤炭学报,2013,38(5): 851-856.
- [22] 付小东,秦建中,腾格尔.四川盆地东南部海相层系优质烃源层评价——以丁山 1 井为例[J].石油实验地质,2008,30(6): 621-628.
- [23] 涂建琪,金奎励.表征海相烃源岩有机质成熟度的若干重要指标的对比与研究[J].地球科学进展,1999,14(1): 18-23.
- [24] 丰国秀,陈盛吉.岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J].天然气工业,1988,8(3): 20-25.
- [25] 叶玥豪,刘树根,孙玮,等.上扬子地区上震旦统—下志留统黑色页岩微孔隙特征[J].成都理工大学学报:自然科学版,2012,39(6): 575-582.

编辑:黄革萍

Accumulation Conditions and Enrichment Zones of Shale Gas in Wufeng-Longmaxi Formation in Wulong Area of Southeast Sichuan Basin

He Li, Song Chunyan, Tan Qinyin, Chen Jinxiang, Wang Ruihua, Yang Guilai

Abstract: Based on the outcrop survey, laboratory test of rock samples and previous researches, the conditions of shale gas accumulation in the Upper Ordovician Wufeng Formation and the Lower Silurian Longmaxi Formation in Wulong area of southeast Sichuan Basin were studied in detail. The results indicate that the black shales of Wufeng Formation and the lower Longmaxi Formation are mainly formed in deep shelf sedimentary environment. The organic-rich shale features great thickness, wide distribution, moderate burial depth (0.3~3.5km) and high brittle-mineral content. The TOC values mainly distributed between 2%~5%, and the thermal evolution is at the highly mature stage to early overmature stage. The pore space are solution vugs, intergranular micropores, intragranular micropores, organic pores and microcracks. It is proposed that five zones are the favourable enrichment areas for prospecting of shale gas.

Key words: Ordovician; Silurian; Wufeng Formation; Longmaxi Formation; Shale gas; Geological condition; Wulong area; Sichuan Basin

He Li: MSc, Geology Engineer. Add: Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources, 2 Bei Sanduan, Yihuan Rd., Chengdu, Sichuan, 610081, China