

黔北习水地区五峰-龙马溪组页岩地球化学 与热演化特征及页岩气前景展望

史树勇^{1,2}, 孙宇^{1,2}, 郭慧娟^{1,2}, 邓瑞^{1,2},
陈承声^{1,2}, 王云鹏^{1*}

(1. 中国科学院 广州地球化学研究所 有机地球化学国家重点实验室, 广东 广州 510640; 2. 中国科学院大学, 北京 100049)

摘要: 黔北习水地区在五峰-龙马溪组广泛发育优质页岩。本文对习科 1 井和习科 2 井五峰-龙马溪组页岩岩芯样品的地球化学特征、孔隙发育特征和含气量进行了分析, 并评价了该地区的页岩气资源潜力。研究结果表明: 习水地区五峰-龙马溪组优质页岩(TOC > 2%)的厚度约为 30 m, 成熟度较高, 脆性矿物含量高, 孔隙发育, 含气量大。另外, 我们运用 PetroMod 软件恢复了习科 1 井的埋藏史和热演化史, 模拟结果显示习水地区主要经历了 4 期剥蚀事件和 1 期热异常事件; 该地区五峰-龙马溪组页岩的最大埋深约为 5300 m, 现今成熟度约为 2.20%。总体上讲, 习水背斜北西翼地区的构造稳定, 五峰-龙马溪组页岩的埋藏适中, 容易形成超压的保存条件, 拥有良好的页岩气勘探开发前景。

关键词: 五峰-龙马溪页岩; 含气量; 埋藏史; 热演化史; 保存条件; 习水地区

中图分类号: P593 文献标识码: A 文章编号: 0379-1726(2019)06-0567-13

DOI: 10.19700/j.0379-1726.2019.06.005

Geochemistry and thermal evolution of Wufeng-Longmaxi shale and its prospect in the Xishui Area, North Guizhou

SHI Shu-yong^{1,2}, SUN Yu^{1,2}, GUO Hui-juan^{1,2}, DENG Rui^{1,2}, CHEN Cheng-sheng^{1,2} and WANG Yun-peng^{1*}

1. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China;

2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

Abstract: High-quality marine shale occurs in the Wufeng-Longmaxi Formation in the Xishui Area, North Guizhou. We evaluated the shale gas resource of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Xishui Area based on the analysis of geochemical characteristics, pore structure, and gas content of core samples from Wells XK1 and XK2. The research showed that the thickness of high-quality shale (TOC > 2%) of the Wufeng-Longmaxi Formation was about 30 m, and the characteristics of high-quality shale were of high thermal maturity, high brittle minerals and high gas content. In addition, we recovered the burial and thermal histories of the Wufeng-Longmaxi Formation of Well XK1 by using PetroMod software. The basin modeling results showed that the Xishui Area had experienced four erosion events and one abnormal heat-flow event. The deepest burial depth of the Wufeng-Longmaxi shale was 5300 m, and the current thermal maturity (R_o) is 2.20%. Based on the results above, the Wufeng-Longmaxi shale of the northwestern limb zone of the Xishui anticline is prospective for exploration and development of shale gas, because the shale in this area has moderate burial depth, stable tectonic conditions, and better preservation conditions than other areas.

Key words: Wufeng-Longmaxi shale; gas content; burial history; thermal history; preservation condition; Xishui Area

收稿日期(Received): 2019-05-05; 改回日期(Revised): 2019-06-27; 接受日期(Accepted): 2019-07-15

基金项目: 中国科学院战略性先导科技专项(B类)(XDB10010300); 中国科学院战略性先导科技专项(A类)(XDA14010103); 国家油气重大专项(2017ZX05008-002-030); 中国科学院广州地球化学研究所“一三五”项目(135TP201602)

作者简介: 史树勇(1992-), 男, 博士研究生, 地球化学专业。E-mail: shaleboy@163.com

* 通讯作者(Corresponding author): WANG Yun-peng, E-mail: wangyp@gig.ac.cn; Tel: +86-20-85290197

0 引言

四川盆地在长宁、威远和焦石坝地区五峰-龙马溪组页岩气的勘探开发方面已经取得了重大进展^[1-4]。相比较而言,黔北地区远离五峰-龙马溪组页岩的沉积中心,优质页岩(TOC > 2%)的厚度较薄^[5]。此外,黔北地区位于四川盆地东南缘外侧,页岩气的构造保存条件极其复杂^[5-6]。2016年,正安地区安场向斜核部的安页1井在五峰-龙马溪组层位获得了良好的页岩气工业气流^[7]。虽然安页1井五峰-龙马溪组优质页岩的厚度仅有19.5 m,但它成功表明黔北地区也可能拥有良好的页岩气勘探开发前景^[7]。黔北习水地区五峰-龙马溪组优质页岩的厚度较大,约为30 m^[8-9]。但是,目前关于习水背斜北西翼构造稳定区块五峰-龙马溪组页岩气资源的研究工作较少。为了系统地调查习水地区五峰-龙马溪组页岩气的资源潜力,中国科学院分别于2017年和2018年在习水背斜的北西翼靠近核部的位置部署了习科1井和习科2井,这两口井均为页岩气浅层评价井。本文以习科1井和习科2井为研究对象,对习水地区五峰-龙马溪组页岩的矿物和地球化学特征、孔隙发育特征和含气量进行分析,并运用PetroMod软件重建习水地区五

峰-龙马溪组的埋藏史和热演化史,为该地区页岩气的勘探和开发提供理论依据和数据支撑。

1 地质背景

习水地区位于黔北和川东南地区的过渡带(图1),在大地构造上属于上扬子板块的一部分^[5,8]。晚奥陶世,受到广西运动的影响,川中、黔中和雪峰山古隆起不断扩大,形成了大面积的、缺氧的、低能的、欠补偿的沉积环境^[9]。晚奥陶世到早志留世是五峰-龙马溪组沉积的重要时期,由于受到黔中古隆起的影响,黔南大部分地区缺失五峰-龙马溪组沉积地层,仅在黔北地区有出露^[11]。黔北地区五峰-龙马溪组优质页岩的沉积环境以缺氧的深水陆棚相为主,沉积环境沿着黔中古隆起向北逐渐变深,优质页岩的厚度也呈现出由南向北逐渐增厚的趋势^[12]。习水背斜成北东向展布,核部地层剥蚀比较严重,主要出露寒武系-志留系,翼部主要为二叠系-侏罗系(图1)。受到齐岳山大断裂的影响,核部地区断裂系统较为发育,发育有多条北东—南西向和北北西—南南东向的断裂^[13]。习科1井和习科2井位于习水背斜的北西翼靠近核部的位置,钻遇的目标层位为上奥陶统五峰组和下志留统龙马溪组,优质页岩的厚度约

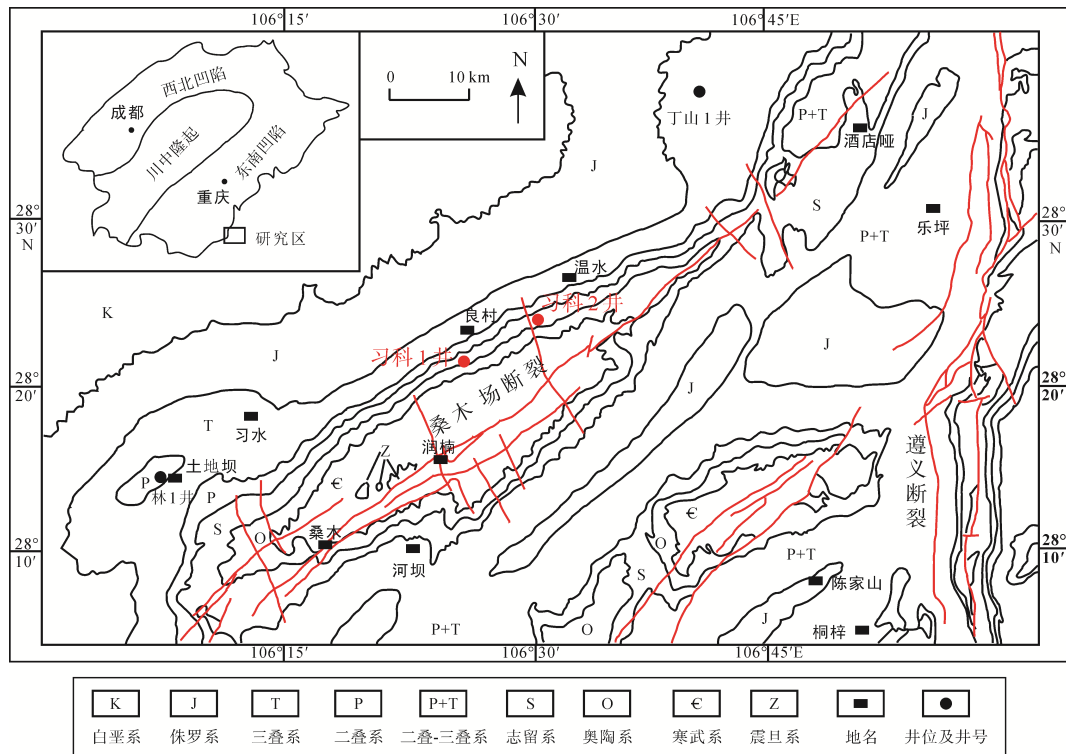


图1 习水地区地质构造简图(据文献[10]修改)

Fig.1 The geological map of the Xishui Area (modified from reference [10])

30 m。五峰组和龙马溪组底部可见大量的黄铁矿结核, 沉积环境主要为深水陆棚沉积。岩性主要为硅质页岩、碳质页岩、粉砂质泥岩和钙质泥岩, 并且含有丰富的笔石化石。地层自下而上, 有机碳的含量减少, 页岩的颜色变浅, 粉砂的含量逐渐增多, 暗示着水体在逐渐变浅。

2 样品和实验方法

所采样品均为习科 1 井和 2 井的岩芯样品, 每口井各采样品 12 件, 共计 24 件。样品层位来自五峰组和龙马溪组底部。样品详细信息见表 1 和表 2。

表 1 习科 1 井和习科 2 井五峰-龙马溪组页岩样品的深度、层位、有机碳含量和矿物组成

Table 1 The depth, formation, total organic carbon (TOC) content and mineral composition of the Wufeng-Longmaxi shale samples from Wells XK-1 and XK-2

编号	深度 (m)	层位	TOC (%)	矿物组成 (%)						$I_{B, I}$	$I_{B, II}$
				石英	伊利石	绿泥石	长石	碳酸盐	黄铁矿		
XK1-1	120.0	S _{1l}	2.06	31.8	30.6	10.7	13.7	11.3	1.8	41.14	57.90
XK1-2	121.8	S _{1l}	2.00	16.5	43.0	14.7	15.6	7.4	2.0	20.91	40.64
XK1-3	123.0	S _{1l}	3.06	29.1	35.6	10.2	16.0	7.0	2.1	36.84	53.22
XK1-4	125.0	S _{1l}	2.96	28.6	33.9	13.2	15.1	7.3	2.0	35.62	51.99
XK1-5	127.0	S _{1l}	4.61	25.5	35.0	13.5	16.5	7.1	2.3	32.69	50.31
XK1-6	128.7	S _{1l}	3.68	46.8	27.8	/	15.5	7.8	2.1	59.47	71.60
XK1-7	130.5	S _{1l}	4.32	42.1	30.7	/	16.3	8.7	2.3	54.68	68.61
XK1-8	131.4	S _{1l}	5.11	42.4	30.1	/	17.4	7.8	2.2	55.35	69.19
XK1-9	132.0	S _{1l}	4.87	26.6	32.6	10.6	18.7	9.2	2.1	35.75	55.78
XK1-10	136.9	O _{3w}	6.64	37.5	30.6	/	16.3	11.8	3.8	50.13	68.19
XK1-11	138.6	O _{3w}	3.95	53.4	23.8	/	12.9	7.7	2.2	65.68	75.66
XK1-12	140.0	O _{3w}	7.09	38.1	35.4	/	17.7	6.7	2.0	49.87	63.84
XK2-1	330.5	S _{1l}	1.52	23.7	33.3	12.6	23.6	4.9	1.9	32.87	53.21
XK2-2	333.0	S _{1l}	2.08	22.8	37.9	12.9	17.8	6.3	2.3	29.50	48.00
XK2-3	336.8	S _{1l}	2.45	24.7	35.0	13.1	20.2	5.3	1.7	32.63	51.07
XK2-4	338.1	S _{1l}	4.11	23.8	37.1	13.7	16.2	6.8	2.4	30.13	47.95
XK2-5	342.1	S _{1l}	4.28	33.4	35.8	/	18.6	9.2	3.0	45.20	63.09
XK2-6	344.9	S _{1l}	3.35	28.8	33.0	11.8	16.2	8.0	2.2	36.78	54.19
XK2-7	347.6	S _{1l}	3.69	46.5	28.6	/	15.7	7.2	2.0	58.86	70.82
XK2-8	350.4	S _{1l}	3.54	45.8	29.5	/	14.9	7.8	2.0	57.47	69.90
XK2-9	356.9	S _{1l}	6.62	47.5	28.2	/	18.4	5.9	--	60.59	71.80
XK2-10	357.5	S _{1l}	6.74	51.2	25.6	/	16.5	5.1	1.6	64.56	73.98
XK2-11	358.4	S _{1l}	7.16	49.5	26.5	/	17.1	5.2	1.7	62.98	73.04
XK2-12	359.5	O _{3w}	4.98	27.6	40.2	/	19.2	10.1	2.9	38.17	59.60

注: “/” 表示未检测出

表 2 习科 1 井和习科 2 井五峰-龙马溪组页岩样品的有机碳(TOC)含量、比表面积(S)和孔体积(V)数据

Table 2 The data of the total organic carbon (TOC) content, specific surface area (S) and pore volume (V) of the Wufeng-Longmaxi shale samples from Wells XK1 and XK2

编号	TOC (%)	$S(N_2-BET)$ (m ² /g)	$V(N_2-BJH, 2\sim 50\text{ nm})$ (cm ³ /hg)	$V(N_2-BJH, 50\sim 300\text{ nm})$ (cm ³ /hg)	$S(CO_2-DR)$ (m ² /g)	$V(CO_2-DR)$ (cm ³ /hg)
XK1-1	2.06	20.73	1.93	0.97	15.19	0.61
XK1-2	2.00	23.03	2.01	0.91	17.68	0.71
XK1-3	3.06	25.92	2.21	0.94	18.18	0.73
XK1-4	2.96	24.82	2.04	1.02	18.89	0.76
XK1-5	4.61	29.52	2.12	0.83	25.32	1.01
XK1-6	3.68	22.83	1.95	0.87	18.80	0.75
XK1-7	4.32	25.75	2.04	0.92	17.81	0.71
XK1-8	5.11	27.13	2.22	0.93	19.97	0.80

(续表 2)

编号	TOC (%)	$S(N_2\text{-BET})$ (m^2/g)	$V(N_2\text{-BJH}, 2\sim 50\text{ nm})$ (cm^3/hg)	$V(N_2\text{-BJH}, 50\sim 300\text{ nm})$ (cm^3/hg)	$S(CO_2\text{-DR})$ (m^2/g)	$V(CO_2\text{-DR})$ (cm^3/hg)
XK1-9	4.87	27.13	1.94	0.78	20.39	0.82
XK1-10	6.64	30.32	2.24	0.77	24.75	0.99
XK1-11	3.95	24.02	2.10	0.71	20.44	0.82
XK1-12	7.09	31.23	1.70	0.54	25.72	1.03
XK2-1	1.52	15.73	1.10	0.29	10.97	0.44
XK2-2	2.08	19.11	1.13	0.30	13.37	0.54
XK2-3	2.45	21.56	1.25	0.24	14.54	0.58
XK2-4	4.11	27.74	1.45	0.31	19.64	0.79
XK2-5	4.28	27.25	1.37	0.27	19.13	0.77
XK2-6	3.35	24.46	1.37	0.26	17.12	0.69
XK2-7	3.69	22.04	1.18	0.24	15.59	0.62
XK2-8	3.54	23.90	1.25	0.25	15.76	0.63
XK2-9	6.62	29.61	1.45	0.30	23.86	0.96
XK2-10	6.74	29.05	1.51	0.33	23.28	0.93
XK2-11	7.16	31.35	1.38	0.29	26.09	1.04
XK2-12	4.98	27.95	1.63	0.25	21.46	0.86

2.1 矿物和有机碳含量分析

矿物成分分析使用的是 Olympus X 射线衍射 (XRD) 分析仪 (Co 靶, 扫描角度 $2\theta = 5^\circ\sim 55^\circ$), 并根据衍射图谱矿物的特征峰来识别矿物并进行定量分析。称取约 80 mg 的粉末样品放置于渗水的瓷坩埚内, 用稀盐酸溶液浸泡样品并在水浴锅内 80°C 恒温加热 1 h, 之后用蒸馏水洗涤坩埚 6 次以上, 最后在 100°C 的温度下进行烘干, 此后用 Leco CS-800 碳硫分析仪来测定页岩的有机碳 (TOC) 含量。

2.2 孔隙结构分析

页岩样品的孔隙结构分析采用的是低压气体吸附法, 低压气体吸附实验是在美国麦克公司生产的 Micromeritics ASAP 2460 仪器上完成的。将页岩样品粉碎至 60~80 目 (0.2~0.3 mm), 在进行吸附实验之前, 称取 3 g 左右的粉末样品在 110°C 的条件下真空脱气 12 h 以上, 去除样品中多余的气体和水分子。

根据国际 IUPAC 的分类^[14], 可将孔隙划分为微孔 (< 2 nm)、介孔 (2~50 nm) 和宏孔 (> 50 nm)。 N_2 吸附实验主要用来表征 1.7~300 nm 范围内的孔径分布特征。采用 BET 模型来计算页岩的比表面积^[15], 用 BJH 模型来表征孔径分布特征, 并计算介孔和部分宏孔的孔体积^[16]。 CO_2 吸附实验主要用来表征微孔的孔径分布特征, 用 DR 方程来计算微孔的孔体积和比表面积^[17]。

2.3 页岩解析气量、组成和同位素测定

将刚刚提钻的页岩样品迅速放入铝罐中, 加入水并倒置密封保存。在进行解析实验时, 先将铝罐正置, 并通过针头将气体导入装有饱和食盐水的 U 型管中。解析结束后, 根据 U 型管内气体的压力和体积, 结合理想气体状态方程计算常温常压下页岩的解析气含量。解析气的组分分析在 Agilent 6890N 气相色谱上完成, 碳同位素和氢同位素测试分别在 Isochrom II 型 GC-IRMS 同位素质谱仪和 IsoPrime GC-IRMS 同位素质谱仪上完成。

2.4 盆地模拟流程

盆地模拟的流程主要包括基础数据输入和模型校正两个方面。根据完井的地层厚度、岩性、沉积时间以及剥蚀量和剥蚀时间, 建立起一维模型。另外还要恢复地质历史时期习科 1 井沉积时的古水深, 沉积物水界面温度和古热流等。最后基于实测和区域的地质资料和数据来约束所建模型。

3 结果和讨论

3.1 矿物组成和有机地球化学特征

矿物分析结果表明, 习科 1 井和习科 2 井的矿物组成特征相似 (表 1 和图 2a)。脆性矿物主要有石英、长石、方解石和白云石, 此外含有少量的黄铁矿。

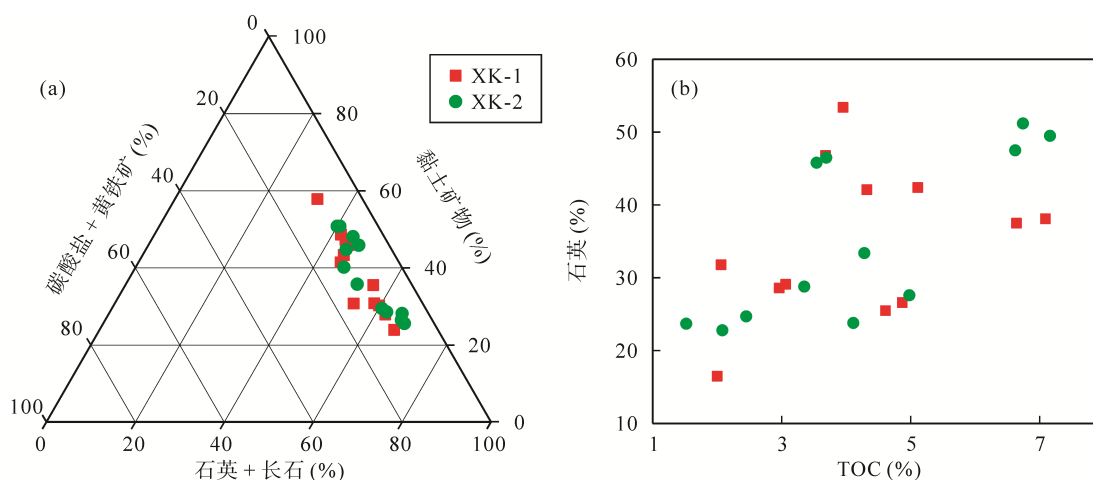


图 2 矿物组成三角图(a)和石英含量与 TOC 含量关系图(b)
Fig.2 Ternary plot of mineral composition (a) and the content of quartz vs. TOC (b)

石英含量的变化范围为 16.5%~53.4%，平均含量为 35.15%；其次为长石，平均含量为 16.92%；方解石、白云石的平均含量分别为 4.00%和 3.58%。黏土矿物以伊利石为主，其次为绿泥石，其含量变化范围为 23.8%~57.7%。总体上，石英的含量呈现出自上而下逐渐增高的趋势(表 1)。石英含量与 TOC 含量呈现出良好的正相关关系(图 2b)，说明龙马溪组底部的石英主要是生物成因，暗示了底部页岩沉积时期的水体具有较高的初级生产力。黄铁矿的存在也暗示了五峰-龙马溪组底部优质页岩发育于缺氧的沉积环境。

页岩脆性矿物直接影响到页岩的压裂效果，页岩的脆性评价是评价页岩可压裂的一个重要标准^[3]。页岩的脆性矿物含量高，有利于天然裂缝和后期人工压裂缝的形成，因此需要对页岩的脆性指数进行评价。其中最简单的方法就是根据页岩中脆性矿物的含量来计算页岩的脆性指数，而目前有两种公式来计算页岩的脆性指数^[18]：

$$I_{B,I} = \text{石英} / (\text{黏土矿物} + \text{石英} + \text{方解石}) \times 100\%$$

$$I_{B,II} = (\text{石英} + \text{长石} + \text{白云石} + \text{方解石}) / (\text{石英} + \text{长石} + \text{白云石} + \text{方解石} + \text{黏土矿物}) \times 100\%$$

根据两种公式计算的结果(表 1)，习科 1 井的脆性指数 I 的变化范围是 20.91%~65.68%，平均为 44.84%；脆性指数 II 的变化范围是 40.64%~75.66%，平均值为 60.58%。习科 2 井的脆性指数 I 的变化范围是 29.50%~64.56%，平均为 45.81%；脆性指数 II 的变化范围是 48.00%~73.98%，平均值为 61.38%。两口井的脆性指数没有明显的差别，底部的脆性指数要高于上部，并且都具有较高的脆性指数，显示出优良的压裂性能。

习科 1 井和 2 井五峰-龙马溪组优质页岩(TOC > 2%)的厚度约为 30 m。所采的样品主要来自于五峰组和龙马溪组底部。习科 1 井的 TOC 最高为 7.09%，最低为 2.00%，平均含量为 4.20%；习科 2 井五峰-龙马溪组 TOC 最高为 7.16%，最低为 1.52%，平均含量为 4.21%(表 1)。TOC 含量呈现出由上往下逐渐增高的趋势(表 1)。习水地区五峰-龙马溪组黑色页岩普遍达到了高-过成熟阶段，有机质类型主要以 I 和 IIa 为主^[11]。四川盆地五峰-龙马溪组页岩的热演化程度普遍很高，但在习水地区页岩的成熟度相对较低。其中，丁山地区的丁山 1 井、丁页 1 井和丁页 2 井页岩的 R_o 值在 1.86%~2.28%之间^[19-21]，此外位于林滩场构造的林 1 井以及骑龙村剖面页岩的 R_o 值也普遍小于 2.0%^[21-22]。由于习科 1 井和习科 2 井与丁山地区以及林滩场构造距离较近(图 1)，构造条件相似，推测习水地区五峰-龙马溪组页岩的 R_o 值介于 2.00%~2.20%之间。

3.2 页岩孔隙发育特征

3.2.1 N_2 吸附曲线特征

所有样品的 N_2 吸附曲线呈现出反“S”型的特征(图 3a 和 3b)，根据国际 IUPAC 分类属于典型的 IV 型吸附曲线^[14]。当相对压力 $p/p_0 < 0.05$ 时，所有的样品都存在一定的吸附量，并且吸附曲线呈现出上凸的趋势，该阶段主要发生微孔充填过程，暗示了页岩中发育有相当数量的微孔；当 $0.05 < p/p_0 < 0.35$ 时，吸附曲线近似为一条直线，主要发生多分子层的吸附过程，这可以反映中孔和宏孔的发育特征；当 $0.35 < p/p_0 < 1.0$ 时，吸附曲线呈现出下凹型的特征，并且随着相对压力的不断增加，气体的吸附量

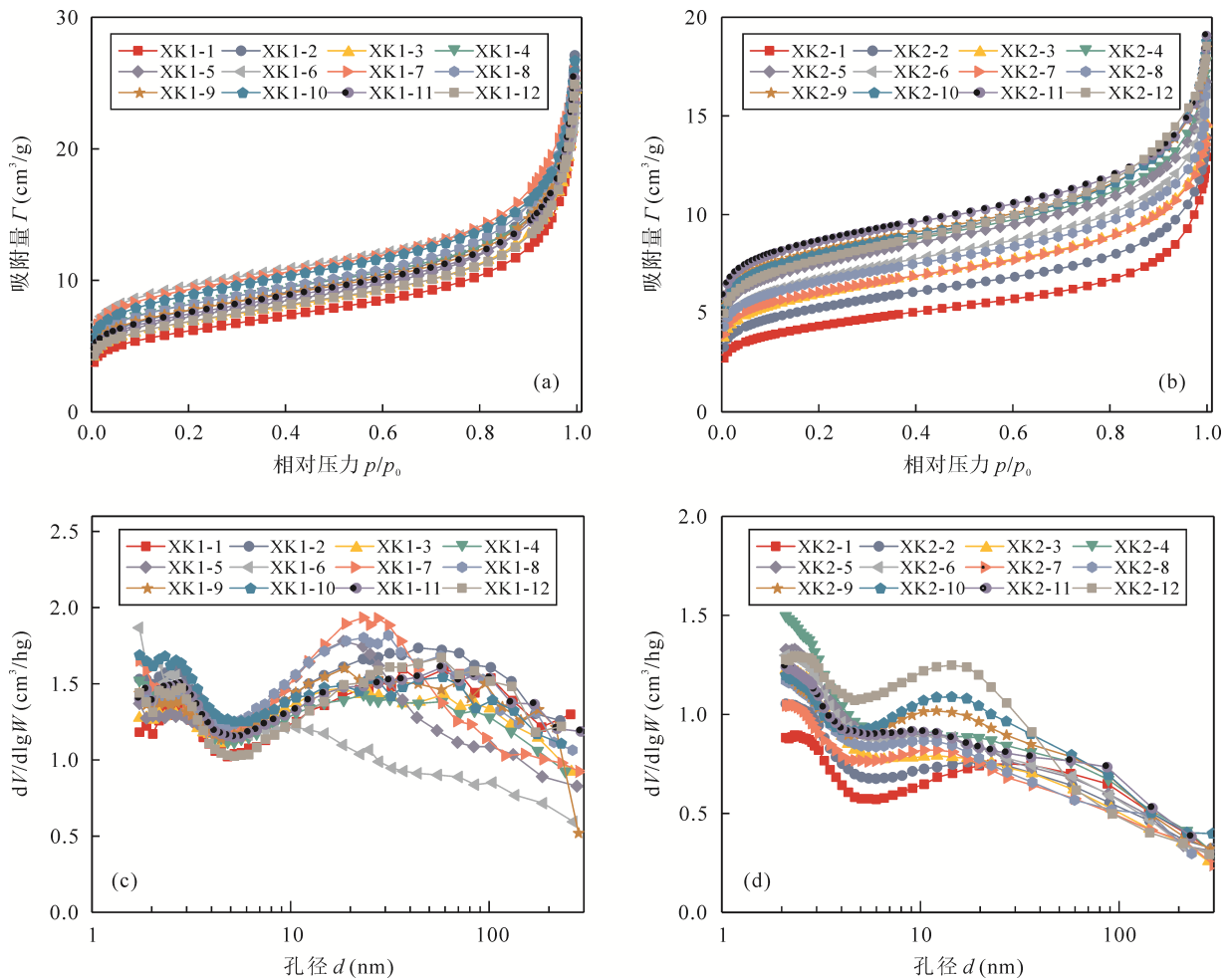


图3 习科1井(a)和习科2井(b)五峰-龙马溪组页岩样品的 N_2 吸附曲线、习科1井(c)和习科2井(d)五峰-龙马溪组页岩样品孔体积分布(BJH模型, 1.7~300 nm)

Fig.3 N_2 adsorption isotherms of the Wufeng-Longmaxi shale samples from Wells XK1 (a) and XK2 (b), the distributions of pore volume of the Wufeng-Longmaxi shale samples from Wells XK1 (c) and XK2 (d) (BJH, 1.7~300 nm)

也在迅速增加^[23]。然而,就 N_2 吸附量而言,习科1井页岩样品的吸附量要高于习科2井。当 $p/p_0 = 1.0$ 时,习科1井 N_2 吸附量变化范围为22~27 cm^3/g ,习科2井 N_2 吸附量变化范围为13~20 cm^3/g 。两口井的 N_2 吸附量存在较大的差异,说明两口井的孔隙发育特征存在着较大的差异。

3.2.2 孔径分布特征

N_2 -BJH模型可以用来表征1.7~300 nm的孔径范围内的孔体积分布特征。如图3c所示,习科1井样品的孔体积呈双峰型分布,在2~3 nm存在有峰值,并且小于5 nm说明该孔径区间对孔体积的贡献率较大。当孔径大于5 nm时,习科1井的所有样品有呈现出不同的孔体积分布特征。具体表现为TOC含量较低的样品的孔体积分布峰值出现在30~80 nm的范围之间。而TOC含量较高的样品的峰值主要集中在10~40 nm的孔径范围内,这暗示了有机质孔较

为发育,并且以微孔(< 2 nm)和介孔(2~50 nm)为主。值得注意的是,TOC = 7.09%的样品,孔体积随着孔径的增加而减少。这是由于TOC含量较高,之前形成的原生孔隙更容易被压实。习科2井的样品也展现出相类似的孔体积分布特征(图3d):样品在2~4 nm的孔体积分布存在峰值,TOC含量较高的样品在10~30 nm的孔径范围内存在有峰值,TOC含量较低的样品孔体积分布在6~20 nm的孔径范围内。但习科2井的页岩样品主要还是以微孔和小介孔(2~10 nm)为主。然而两口井的样品的孔体积分布特征存在着一定的差异。主要表现为习科1井样品的孔体积分布高于习科2井,在10~300 nm范围内这种差异尤为明显。这或者是由于习科2井埋深要更深一些,页岩的孔隙普遍遭受了压实作用,导致了习科2井的介孔和大孔并不是非常的发育。此外构造作用对孔隙的发育也可能产生一定的影响。两口井

都位于习水背斜的北西翼(图 1), 相比较于习科 1 井, 习科 2 井的埋深要更大一些, 两口井受到的构造应力状态也不一致, 据此推测, 翼部的五峰-龙马溪组的孔体积要低于核部。

3.2.3 页岩孔隙发育的影响因素

基于 N_2 -BJH 模型的计算结果(表 2), 习科 1 井和习科 2 井中五峰-龙马溪组页岩介孔(2~50 nm)的孔体积分别介于 $1.70\sim 2.22\text{ cm}^3/\text{hg}$ 和 $1.10\sim 1.63\text{ cm}^3/\text{hg}$ 。两口井样品的介孔孔体积和 TOC 含量

之间呈现出较好的正相关关系(图 4a), 表明 TOC 含量是影响页岩介孔孔体积的重要因素。习科 1 井和习科 2 井中五峰-龙马溪组页岩宏孔(50~300 nm)的孔体积分别介于 $0.54\sim 1.02\text{ cm}^3/\text{hg}$ 和 $0.24\sim 0.33\text{ cm}^3/\text{hg}$ (表 2)。习科 1 井宏孔的孔体积和 TOC 含量之间为负相关关系, 表明随着 TOC 含量的增加, 宏孔更容易受到压实作用的影响而减少; 习科 2 井宏孔的孔体积和 TOC 含量之间的相关性较弱, 说明 TOC 不是影响宏孔发育的主要因素(图 4b)。无论是

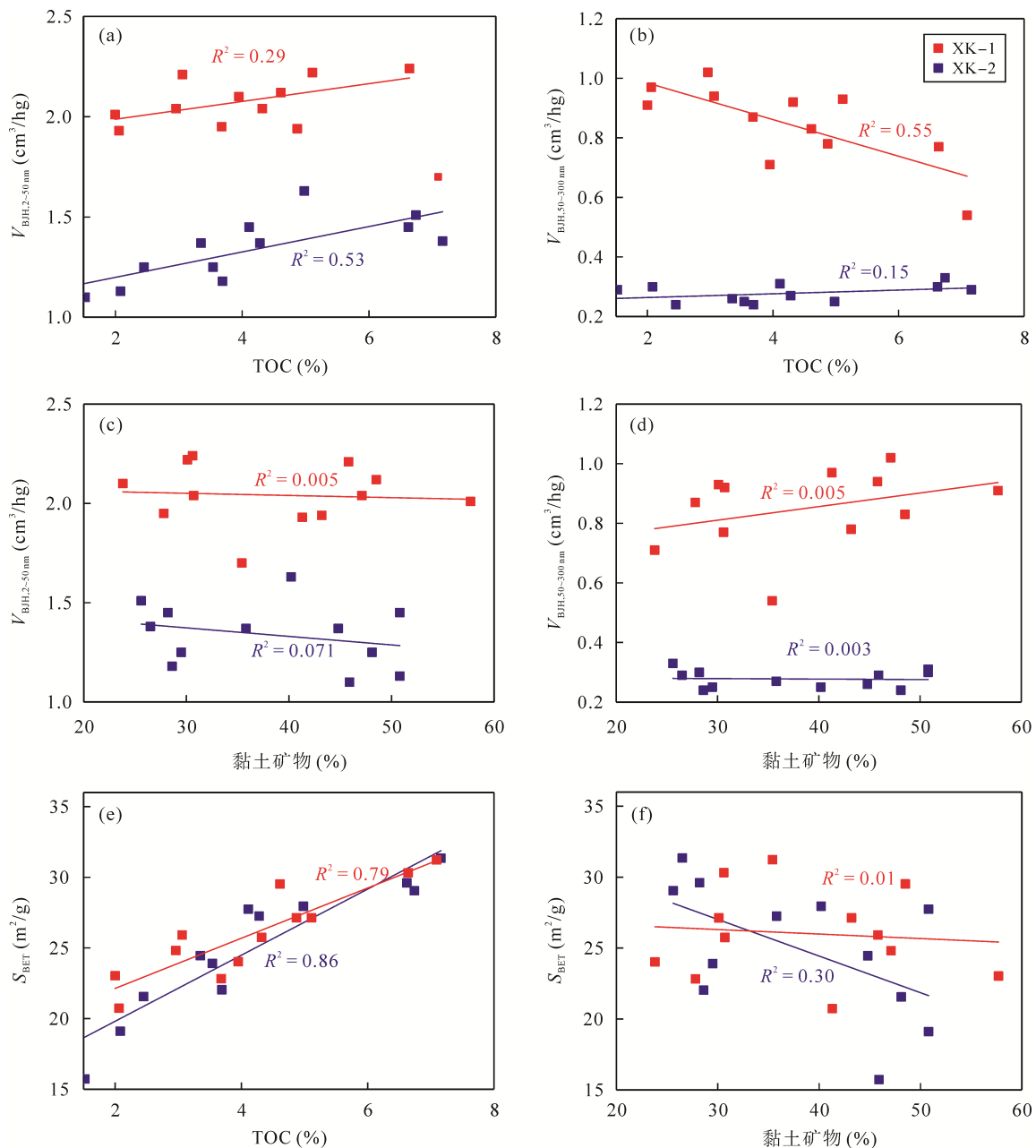


图 4 介孔(2~50 nm) (a)和宏孔(50~300 nm) (b)的 BJH 孔体积 V_{BJH} 与 TOC 含量关系图、介孔(2~50 nm) (c)和宏孔(50~300 nm) (d)的 BJH 孔体积 V_{BJH} 与黏土矿物含量关系图、BET 比表面积 S_{BET} 与 TOC (e)和黏土矿物(f)含量关系图

Fig. 4 BJH pore volume of mesopore (2~50 nm) (a) and macropore (50~300 nm) (b) vs. TOC content, the BJH pore volume of mesopore (2~50 nm) (c) and macropore (50~300 nm) (d) vs. clay mineral content, and the BET specific surface area vs. TOC (e) and clay mineral (f) contents

介孔还是宏孔, 习科 1 井的孔体积整体都要高于习科 2 井, 习科 2 井宏孔不发育且宏孔的孔体积变化范围很小(表 2)。这或许是因为习科 1 井的埋深较小, 受到压实作用的影响相对较弱。此外, 习科 1 井位于背斜的核部(图 1), 主要处于拉张的构造环境, 这也可能是导致介孔和宏孔的孔体积高于习科 2 井的原因之一。习科 1 井和习科 2 井的 BET 比表面积的变化范围分别为 20.73~31.23 m^2/g 和 15.73~31.35 m^2/g , BET 比表面积和 TOC 含量之间呈现出正相关关系, 说明有机碳对比表面积的贡献较大(图 4e), 黏土矿物对比表面积的贡献较少(图 4f)。无论介孔还是宏孔的孔体积, 它们和黏土矿物含量之间没有明显的相关性(图 4c、d), 说明黏土矿物不是影响习水地区五峰-龙马溪组页岩孔隙发育的主要因素。

基于 CO_2 吸附实验的结果, 采用 DR 模型来计算微孔的比表面积和孔体积。习科 1 井五峰-龙马溪组页岩的比表面积和孔体积的变化范围分别为 15.19~25.72 m^2/g 和 0.61~1.03 cm^3/hg ; 习科 2 井五峰-龙马溪组页岩的比表面积和孔体积的变化范围分别为 10.97~26.09 m^2/g 和 0.44~1.04 cm^3/hg (表 2)。总

体上而言, 微孔比表面积和孔体积与 TOC 含量之间具有明显的正相关关系(图 5a 和 5b), 与黏土矿物之间的相关性不强(图 5c 和 5d)。这说明习水地区五峰-龙马溪组页岩中有机孔较为发育, 并且以微孔为主。这是因为五峰-龙马溪组已经达到了高-过成熟阶段, 有机质已经大量的转化为烃类, 导致有机孔较为发育。此外, 两口井微孔的比表面积和孔体积的变化范围相差不大(表 2), 说明影响微孔发育的影响因素较为单一, 不易受到后期地质作用改造的影响。

3.3 含气量评价和气体同位素

页岩的含气量是评价页岩气开发是否具有商业价值的重要指标。习科 1 井 3 块页岩样品的解吸气的主要成分为 CH_4 、 N_2 , 含有少量的 C_2H_6 、 C_3H_8 和 CO_2 , 无 H_2S 气体(表 3)。根据北美页岩气勘探开发的经验, 具有商业性开发的页岩气的含气量下限为 1.1 $\text{m}^3/\text{t}^{[1]}$ 。习科 1 井 3 块页岩样品解析气的含量都超过了 1 m^3/t , 最高可达 1.54 m^3/t , 说明已经具备了商业开采的价值。由于习科 1 井和习科 2 井是资源

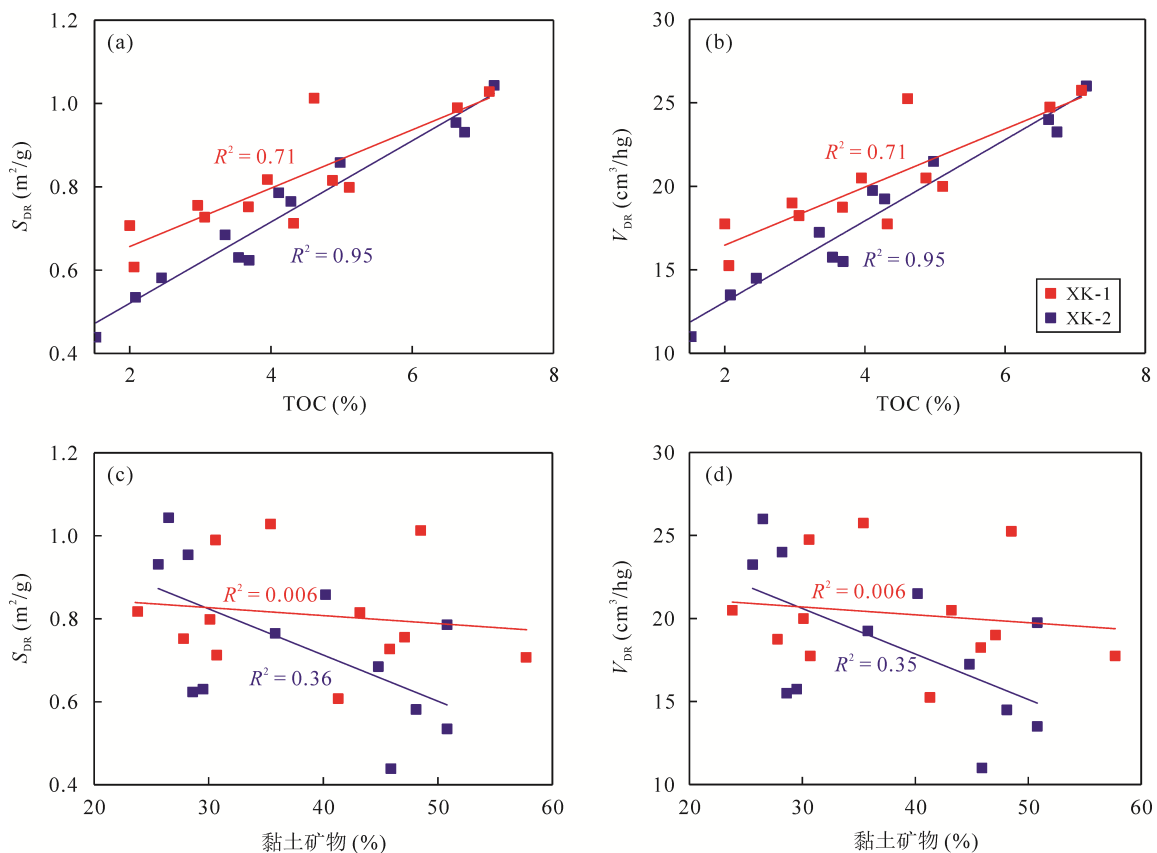


图 5 DR 比表面积 S_{DR} 与 TOC 含量(a)和黏土矿物含量(c)关系图, DR 孔体积 V_{DR} 与 TOC 含量(b)和黏土矿物含量(d)关系图

Fig.5 DR specific surface area S_{DR} vs. TOC (a) and clay minerals (c); DR pore volume V_{DR} vs. TOC (b) and clay minerals (d)

表 3 习科 1 井五峰-龙马溪组页岩解析气成分、含气量和甲烷碳、氢同位素组成

Table 3 Desorption gas composition, gas content, and carbon and hydrogen isotope compositions of methane in the Wufeng-Longmaxi shale samples from Well XK1

编号	CH ₄ (%)	C ₂ H ₆ (%)	C ₃ H ₈ (%)	N ₂ (%)	CO ₂ (%)	含气量 (m ³ /t)	δ ¹³ C(CH ₄) (‰)	δD(CH ₄) (‰)
XK1-9	38.06	0.08	/	61.86	/	1.10	-38.72	-189.12
XK1-11	73.84	0.08	/	26.05	0.03	1.37	-39.20	-184.26
XK1-12	55.05	0.06	0.03	44.85	/	1.54	-38.37	-187.92

注: “/” 表示未检测到

勘查井, 普遍埋深很浅, 但已经显示出了良好的页岩气商业性开采的潜力。此外, 习水地区的习页 1 井的埋藏较深, 含气量可达 2.9 m³/t^[11]。这也暗示了远离习水背斜的翼部地区, 埋深较大, 具有更好的保存条件, 页岩的含气量会更高。

天然气中烃类气体的同位素数据可以用来判别天然气的来源。相比较而言, 习科 1 井解析气甲烷的碳和氢同位素要轻于焦石坝和长宁地区^[24], 这或许与该区五峰-龙马溪组页岩的成熟度低有关。δ¹³C(CH₄)-δD(CH₄)与 CH₄/(C₂H₆+C₃H₈)-δ¹³C(CH₄)图表明: 习科 1 井五峰-龙马溪组的天然气主要是热成因来源(图 6a), 主要来自 II 型干酪根的裂解(图 6b)。

3.4 埋藏史和热演化史

奥陶纪末期到志留纪早期是五峰-龙马溪组页岩沉积的重要时期, 到了晚志留世, 五峰-龙马溪组页岩的埋深可达 1200 m。自晚志留世以来, 受到广西运动的影响, 习水地区整体被抬升而遭受剥蚀, 使得习水地区普遍缺失中上志留统、泥盆系和石炭系的地层^[12]。该期构造运动持续时间约为 120 Ma, 习水地区的剥蚀量约为 200 m^[26]。二叠纪以来, 习水地区主要接受碳酸盐岩沉积, 早二叠世主要接受

梁山组、栖霞组和茅口组的沉积, 但上二叠统茅口组的顶部存在着明显的地层缺失。He *et al.*^[27]认为, 峨眉山玄武岩喷发之前形成的区域性隆起导致了茅口组的地层被抬升剥蚀, 该期构造运动称之为东吴运动, 它造成习水地区剥蚀厚度约为 150 m^[28]。晚三叠世以来, 印支运动导致了习水地区遭受了抬升剥蚀作用, 剥蚀厚度约为 100 m。印支运动结束之后, 习水地区继续接受沉积, 白垩纪末期达到最大埋深, 最大埋深可达 5300 m。晚白垩世以来的喜山运动是最后一期的构造运动, 四川盆地及其周缘都发生强烈的隆升作用, 习水地区的剥蚀量也达到了 3500 m^[29-30]。

本研究采用 EasyRo 模型^[31]来反演烃源岩的成熟度演化史。整个显生宙以来, 四川盆地都表现为一个低热流的特征, 二叠纪经历了一次热异常事件, 该期的热异常主要与峨眉山玄武岩的喷发有关, 有些地方的古热流值达到了 100 mW/m² [32-33]。习水地区表现出和四川盆地内部相似的古热流特征, 二叠纪中期表现为异常高的古热流值(图 7b)。图 7c 展示了习科 1 井五峰-龙马溪组下部页岩的生烃史。二叠纪末期, 五峰-龙马溪组页岩进入了早期生油阶段($R_o = 0.55\% \sim 0.70\%$)。三叠纪以来, 习水地区进入持续埋藏阶段, 三叠纪中期, 页岩开始进入主生油阶段

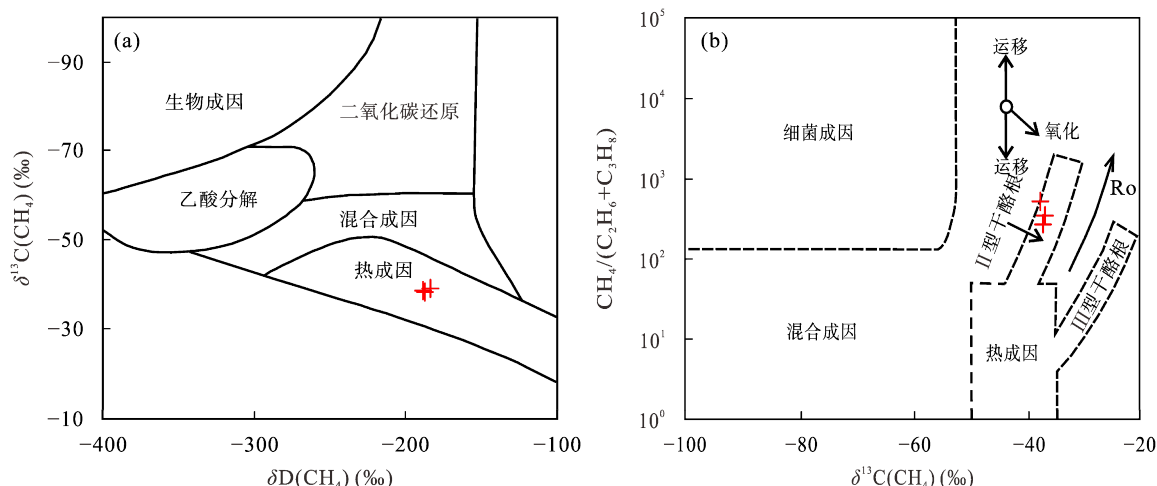


图 6 天然气 δ¹³C(CH₄)与 δD(CH₄)关系图(a)和天然气 CH₄/(C₂H₆+C₃H₈)与 δ¹³C(CH₄)关系图(b) (据文献[25]修改)

Fig.6 δ¹³C(CH₄) vs. δD(CH₄) (a) and CH₄/(C₂H₆+C₃H₈) vs. δ¹³C(CH₄) (b) (modified from reference [25])

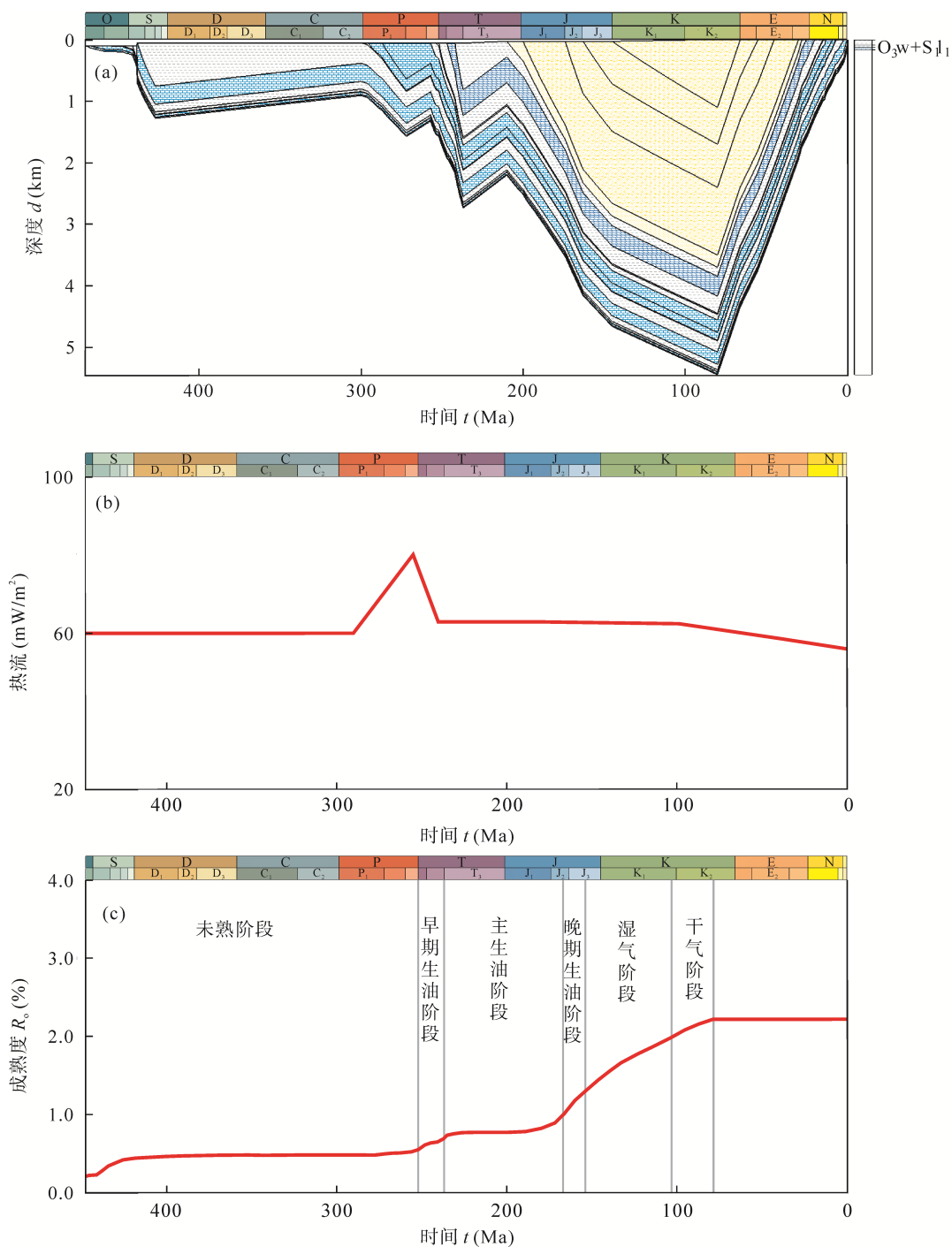


图7 习科1井埋藏史(a)、古热流史(b) (据文献[32])和五峰-龙马溪组成熟度演化史(c)

Fig.7 Burial history (a), the evolution of basal heat flow (b) (referenced from reference [32]) and thermal evolution of the Wufeng-Longmaxi Formation (c) of Well XK1

($R_0 = 0.70\% \sim 1.00\%$)。三叠纪末期的印支运动导致页岩的热成熟度在短时间内处于缓慢演化的阶段。晚侏罗世进入湿气阶段($R_0 = 1.30\% \sim 2.00\%$), 此时页岩中残留的沥青开始大量裂解。早白垩世晚期进入干气阶段($R_0 > 2.00\%$)。晚白垩世以来, 喜山运动导致习科1井处于长期持续的抬升剥蚀阶段, 五峰-龙马溪组页岩的热成熟度也停止演化, 成熟度最终定格为

2.20%。

4 页岩气勘探开发前景

相比较于长宁、焦石坝等页岩气主产区, 习水地区并不是五峰-龙马溪组的沉积中心, 但优质页岩($\text{TOC} > 2\%$)的厚度也有 30 m 左右。TOC 含量的测

试结果表明五峰组和龙马溪组底部的有机碳含量高, 说明该地区页岩生烃潜力较好。解析气含量测试结果表明, 习科1井五峰-龙马溪组气体解析气的含量超过了 $1\text{ m}^3/\text{t}$ (表3), 习科2井也有较好的页岩气显示。然而两口井埋藏过浅, 习科1井和习科2井的最大埋深分别约为150 m和350 m。且两口井均位于习水背斜的核部地带, 受到齐岳山大断裂的影响, 断裂系统非常发育, 气体易沿着断裂散失逃逸, 造成孔隙压力降低, 从构造条件上来讲并不利于页岩气特别是游离气的保存。值得指出的是, 两口井均获得了良好的页岩气显示, 暗示了构造条件保存较好的背斜翼部拥有更好的页岩气勘探开发前景。另外丁山地区的勘探开发经验给了我们良好的借鉴成果, 丁山1井和丁页1井受到齐岳山大断裂的影响, 发育有大量的高角度裂缝和通天断层, 导致了气体的大量泄漏, 并未获得高产气流^[20,34]。而远离大断裂的丁页4井是一口高产气井, 显示该地区具有良好的页岩气勘探开发前景。所以, 习水地区下一步的勘探方向应该为远离习水背斜的北部地区和背斜翼部埋深更大的西部地区。这些地区五峰-龙马溪组更靠近沉积中心, 埋藏深度适中, 优质页岩段的厚度较大, 构造稳定, 远离大断裂系统, 保存条件好, 应该具有良好的页岩气勘探开发前景。习水背斜的东翼目前没有探井, 也值得关注。

5 结 论

(1) 习水地区五峰-龙马溪组页岩埋藏较浅, 优质页岩($\text{TOC} > 2\%$)的厚度约为30 m, 岩性以硅质页岩和碳质页岩为主, 有机碳含量高, 有机质类型好, 脆性矿物含量高, 页岩的埋藏适中, 工程难度和开采成本较低, 具有良好的页岩气勘探开发前景。

(2) TOC 含量和介孔的比表面积、孔体积以及微孔的比表面积、孔体积之间呈现出良好的正相关关系, 说明 TOC 含量是影响孔隙发育的主要因素。

(3) 习科1井埋藏史的结果表明, 习水地区主要经历了4期剥蚀事件和1期热异常事件。热演化史的结果表明: 五峰-龙马溪组页岩在二叠纪末期进入生烃阶段($R_o = 0.55\% \sim 0.70\%$); 三叠纪中期-中侏罗世进入主生油阶段($R_o = 0.70\% \sim 1.00\%$); 晚侏罗世进入湿气阶段($R_o = 1.30\% \sim 2.00\%$); 早白垩世晚期进入干气阶段($R_o > 2.00\%$); 晚白垩世以来, 习科1井持续被抬升冷却, 五峰-龙马溪组页岩的热成熟度停

止演化(现今 R_o 值约为2.22%)。

(4) 习科1井的解析气量超过了 $1.00\text{ m}^3/\text{t}$, 最高可达 $1.54\text{ m}^3/\text{t}$, 已经达到了页岩气商业开采的标准, 暗示埋深较大的区域拥有更高的含气量。解析气的同位素表明, 习科1井的天然气是热成因气。

(5) 习水地区五峰-龙马溪组页岩具有良好的页岩气勘探开发前景, 下一步的勘探方向应该为远离习水背斜的北部地区和背斜翼部埋深更大的西部地区。

本研究得到中国科学院战略性先导科技专项(B类)(XDB10010300)、中国科学院战略性先导科技专项(A类)(XDA14010103)、国家油气重大专项(2017ZX05008-002-030)和中国科学院广州地球化学研究所一三五项目(135TP201602)的资助。感谢页岩气专刊, 感谢中国科学院地质与地球物理研究所的李晓老师和李关坊老师在野外采样给予的支持和帮助。感谢有机地球化学国家重点实验室提供的良好的实验分析条件, 感谢审稿专家提出的宝贵意见。

参考文献(References):

- [1] 邹才能, 董大忠, 王社教, 李建忠, 李新景, 王玉满, 李登华, 程克明. 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.
Zou Cai-neng, Dong Da-zhong, Wang She-jiao, Li Jian-zhong, Li Xin-jing, Wang Yu-man, Li Deng-hua, Cheng Ke-ming. Geological characteristics, formation mechanism and resources potential of shale gas in China [J]. Pet Explor Develop, 2010, 37(6): 641-653 (in Chinese with English abstract).
- [2] 董大忠, 王玉满, 黄旭楠, 张晨晨, 管全中, 黄金亮, 王淑芳, 李新景. 中国页岩气地质特征、资源评价方法及关键参数[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1583-1601.
Dong Da-zhong, Wang Yu-man, Huang Xu-nan, Zhang Chen-chen, Guan Quan-zhong, Huang Jin-liang, Wang Shu-fang, Li Xin-jing. Discussion about geological characteristics, resource evaluation methods and its key parameters of shale gas in China [J]. Nat Gas Geosci, 2016, 27(9): 1583-1601 (in Chinese with English abstract).
- [3] 何志亮, 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富集主控因素分析[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 8-17.
He Zhi-liang, Nie Hai-kuan, Zhang Yu-ying. The main factor of shale gas enrichment of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its adjacent areas [J]. Earth Sci Front, 2016, 23(2): 8-17 (in Chinese with English abstract).
- [4] 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.
Guo Tong-lou, Zhang Han-rong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin [J]. Pet Explor Develop, 2014, 41(1): 28-36 (in Chinese with English abstract).

- [5] Zhao A K, Yu Q, Lei Z H, Tan J Q, Zhou W, Zhao G J, Liu W, Zhang H Q, Yan J F, Qie K, He J L. Geological and microstructural characterization of the Wufeng-Longmaxi shale in the basin-orogen transitional belt of North Guizhou Province, China [J]. *J Nanosci Nanotechnol*, 2017, 17: 6026–6038.
- [6] 赵瞻, 李嵘, 冯伟民, 余谦, 杨瀚, 朱丽霞. 滇黔北地区五峰-龙马溪组页岩气富集条件及有利区预测[J]. *天然气工业*, 2017, 37(12): 26–34.
Zhao Zhan, Li Rong, Feng Wei-min, Yu Qian, Yang Han, Zhu Li-xia. Enrichment conditions and favorable zone prediction of Wufeng-Longmaxi shale gas reservoirs in the northern Yunnan-Guizhou provinces, China [J]. *Nat Gas Ind*, 2017, 37(12): 26–34 (in Chinese with English abstract).
- [7] 翟刚毅, 包书景, 庞飞, 任收麦, 陈科, 王玉芳, 周志, 王胜建. 贵州遵义地区安场向斜“四层楼”页岩油气成藏模式研究[J]. *中国地质*, 2017, 44(1): 1–12.
Zhai Gang-yi, Bao Shu-jing, Pang Fei, Ren Shou-mai, Chen Ke, Wang Yu-fang, Zhou Zhi, Wang Sheng-jian. Reservoir-forming pattern of “four-storey” hydrocarbon accumulation in Anchang syncline of northern Guizhou Province [J]. *Geol China*, 2017, 44(1): 1–12 (in Chinese with English abstract).
- [8] 张鹏, 张金川, 黄宇琪, 唐玄, 王中鹏, 彭己君. 习页 1 井五峰-龙马溪组页岩特征及含气性评价[J]. *资源与产业*, 2015, 17(4): 48–55.
Zhang Peng, Zhang Jin-chuan, Huang Yu-qi, Tang Xuan, Wang Zhong-peng, Peng Ji-jun. Characteristics and gas content evolution of Wufeng-Longmaxi Formation shale in Well Xiye-1 [J]. *Resour Ind*, 2015, 17(4): 48–55 (in Chinese with English abstract).
- [9] 牟传龙, 葛祥英, 许效松, 周恩恩, 梁薇, 王秀平. 中上扬子地区晚奥陶世岩相古地理及其油气地质意义[J]. *古地理学报*, 2014, 16(4): 427–440.
Mou Chuan-long, Ge Xiang-ying, Xu Xiao-song, Zhou Ken-ken, Liang Wei, Wang Xiu-ping. Lithofacies palaeogeography of the Late Ordovician and its petroleum geological significance in Middle-Upper Yangtze Region [J]. *J Palaeogeogr*, 2014, 16(4): 427–440 (in Chinese with English abstract).
- [10] 刘树根, 马永生, 王国芝, 蔡勋育, 徐国盛, 孙玮. 四川盆地组合天然气的成藏过程和机理[M]. 北京: 科学出版社, 2014: 1–429.
Liu Shu-gen, Ma Yong-sheng, Wang Guo-zhi, Cai Xun-yu, Xu Guo-sheng, Sun Wei. Formation Process and Mechanism of the Sinian-Silurian Natural Gas Reservoirs in the Sichuan Basin, China [M]. Beijing: Science Press, 2014: 1–429 (in Chinese with English abstract).
- [11] 张鹏, 张金川, 刘鸿, 黄宇琪, 吕艳南. 贵州下志留统龙马溪组页岩气成藏条件分析[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2016, 47(9): 3085–3092.
Zhang Peng, Zhang Jin-chuan, Liu Hong, Huang Yu-qi, Lü Yan-nan. Accumulation conditions of shale gas from Lower Silurian Longmaxi Formation in Guizhou [J]. *J Cent South Univ (Sci Technol)*, 2016, 47(9): 3085–3092 (in Chinese with English abstract).
- [12] 易同生, 高弟. 贵州龙马溪组页岩气储层特征及其分布规律[J]. *煤田地质与勘探*, 2015, 43(3): 22–32.
Yi Tong-sheng, Gao Di. Characteristics and distribution pattern of shale gas reservoir in Longmaxi Formation in Guizhou Province [J]. *Coal Geol Explor*, 2015, 43(3): 22–32 (in Chinese with English abstract).
- [13] 杨迪, 刘树根, 单钰铭, 孙玮, 冉波, 罗超, 王世玉. 四川盆地东南部习水地区上奥陶统一下志留统泥页岩裂隙发育特征[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2013, 40(5): 543–553.
Yang Di, Liu Shu-gen, Shan Yu-ming, Sun Wei, Ran Bo, Luo Chao, Wang Shi-yu. Fracture characteristics of shale in Upper Ordovician-Lower Silurian in Xishui Area, southeast of Sichuan Basin, China [J]. *J Chengdu Univ Technol (Sci Technol Ed)*, 2013, 40(5): 543–553 (in Chinese with English abstract).
- [14] Sing K, Everett D, Haul R, Moscou L, Pierotti R, Rouquerol J, Siemieniewska T. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity [J]. *Pur Appl Chem*, 1985, 57(4): 603–619.
- [15] Brunauer S, Emmet P H, Teller E. Adsorption of gases in multimolecular layers [J]. *J Am Chem Soc*, 1938, 60: 309–319.
- [16] Barratt E P, Joyner L G, Halenda P P. The determination of pore volume and area distributions in porous substances. I. Computations from nitrogen isotherms [J]. *J Manag Eng*, 1951, 24: 373–380.
- [17] Dubinin M M, Stoeckli H F. Homogeneous and heterogeneous micropore structures in carbonaceous adsorbents [J]. *J Colloid Interface Sci*, 1980, 75: 34–42.
- [18] 陈吉, 肖贤明. 南方古生界 3 套富有机质页岩矿物组成与脆性分析[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 822–826.
Chen Ji, Xiao Xian-ming. Mineral composition and brittles of three sets of Paleozoic organic-rich shales in China South Area [J]. *J China Coal Soc*, 2013, 38(5): 822–826 (in Chinese with English abstract).
- [19] 黄仁春, 魏祥峰, 王强. 四川盆地东南缘丁山地区页岩成藏富集的关键控制因素[J]. *海相油气地质*, 2017, 22(2): 25–30.
Huang Ren-chun, Wei Xiang-feng, Wang Qiang. Key factors of shale gas accumulation in Dingshan Area of southeastern Sichuan Basin [J]. *Mar Origin Pet Geol*, 2017, 22(2): 25–30 (in Chinese with English abstract).
- [20] 魏祥峰, 赵正宝, 王庆波, 刘珠江, 周敏, 张晖. 川东南綦江丁山地区奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气地质条件综合分析[J]. *地质论评*, 2017, 63(1): 153–164.
Wei Xiang-feng, Zhao Zheng-bao, Wang Qing-bo, Liu Zhu-jiang, Zhou Min, Zhang Hui. Comprehensive evaluation on geological conditions of the shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation in Dingshan Area, Qijiang, southeastern Sichuan [J]. *Geol Rev*, 2017, 63(1): 153–164 (in Chinese with English abstract).
- [21] 王世玉. 黔北地区上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组黑色页岩(气)特征研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2013.

- Wang Shi-yu. The study of the shale (gas) features in Upper Ordovician-Lower Silurian, uplift in northern Guizhou [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2013 (in Chinese with English abstract).
- [22] 冉琦, 陈勇, 齐晴, 董清源, 付拓. 丁山地区龙马溪组页岩气保存条件分析[J]. 石油地质与工程, 2017, 31(4): 22-25.
Ran Qi, Chen Yong, Qi Qing, Dong Qing-yuan, Fu Tuo. Preservation conditions of shale gas in Longmaxi Formation of Dingshan area [J]. *Pet Geol Eng*, 2017, 31(4): 22-25 (in Chinese with English abstract).
- [23] Kuila U, Prasad M. Specific surface area and pore-size distribution in clays and shales [J]. *Geophys Prospect*, 2013, 61: 341-362.
- [24] Dai J X, Zou C N, Liao S M, Dong D Z, Ni Y Y, Huang J L, Wu W, Gong D Y, Huang S P, Hu G Y. Geochemistry of the extremely high thermal maturity Longmaxi shale gas, southern Sichuan Basin [J]. *Org Geochem*, 2014, 74: 3-12.
- [25] Whiticar M J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane [J]. *Chem Geol*, 1999, 161: 291-314.
- [26] 袁玉松, 孙冬胜, 李双建, 林娟华. 四川盆地加里东期剥蚀量恢复[J]. 地质科学, 2013, 43(8): 581-591.
Yuan Yu-song, Sun Dong-sheng, Li Shuang-jian, Lin Juan-hua. Caledonian erosion thickness reconstruction in the Sichuan Basin [J]. *Chinese J Geol*, 2013, 43(8): 581-591 (in Chinese with English abstract).
- [27] He B, Xu Y G, Chung S L, Xiao L, Wang Y M. Sedimentary evidence for a rapid, kilometer-scale crustal doming prior to the eruption of the Emeishan flood basalts [J]. *Earth Planet Sci Lett*, 2003, 213: 391-405.
- [28] 江青春, 胡素云, 姜华, 翟秀芬, 任梦怡, 陈晓月, 李秋芬, 张运波. 四川盆地中二叠统茅口组地层缺失量计算及成因探讨[J]. 天然气工业, 2018, 38(1): 21-29.
Jiang Qing-chun, Hu Su-yun, Jiang Hua, Zhai Xiu-fen, Ren Meng-yi, Chen Xiao-yue, Li Qiu-fen, Zhang Yun-bo. Calculation and inducement of lacuna in the Mid-Permian Maokou Formation of the Sichuan Basin [J]. *Nat Gas Ind*, 2018, 38(1): 21-29 (in Chinese with English abstract).
- [29] 朱传庆, 徐明, 单竞男, 袁玉松, 赵永庆, 胡圣标. 利用古温标数据恢复四川盆地主要构造运动时期的剥蚀量[J]. 中国地质, 2010, 36(6): 1268-1277.
Zhu Chuan-qing, Xu Ming, Shan Jing-nan, Yuan Yu-song, Zhao Yong-qing, Hu Sheng-biao. Quantifying the denudations of major tectonic events in Sichuan Basin: Constrained by the paleothermal records [J]. *Geol China*, 2010, 36(6): 1268-1277 (in Chinese with English abstract).
- [30] 邓宾, 刘树根, 刘顺, 李智武, 赵建成. 四川盆地地表剥蚀量恢复及其意义[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2009, 36(6): 675-686.
Deng Bin, Liu Shu-gen, Liu Shun, Li Zhi-wu, Zhao Jian-cheng. Restoration of exhumation thickness and its significance in Sichuan Basin, China [J]. *J Chengdu Univ Technol (Sci Technol Ed)*, 2009, 36(6): 675-686 (in Chinese with English abstract).
- [31] Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(10): 1559-1570.
- [32] 朱传庆, 徐明, 袁玉松, 赵永庆, 单竞男, 何志国, 田云涛, 胡圣标. 峨眉山玄武岩喷发在四川盆地的地热学响应[J]. 中国科学, 2010, 55(6): 474-482.
Zhu Chuanqing, Xu Ming, Yuan Yusong, Zhao Yongqing, Shan Jingnan, He Zhiguo, Tian Yuntao, Hu Shengbiao. Palaeo-geothermal response and record of the effusing of Emeishan basalts in Sichuan Basin [J]. *Chinese Sci Bull*, 2010, 55(6): 474-482 (in Chinese).
- [33] 朱传庆, 田云涛, 徐明, 饶松, 袁玉松, 赵永庆, 胡圣标. 峨眉山超级地幔柱对四川盆地烃源岩热演化的影响[J]. 地球物理学报, 2010, 53(1): 119-127.
Zhu Chuan-qing, Tian Yun-tao, Xu Ming, Rao Song, Yuan Yu-song, Zhao Yong-qing, Hu Sheng-biao. The effect of Emeishan supper mantle plume to the thermal evolution of source rocks in the Sichuan Basin [J]. *Chinese J Geophys*, 2010, 53(1): 119-127 (in Chinese with English abstract).
- [34] 孙玮, 刘树根, 王国芝, 徐国盛, 雍自权, 黄文明. 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.
Sun Wei, Liu Shu-gen, Wang Guo-zhi, Xu Guo-sheng, Yong Zi-quan, Huang Wen-ming. Petroleum formed condition and process research for Sinian to Low Paleozoic at Dingshan structure in Southeast of Sichuan Basin [J]. *Geol Sci Technol Inf*, 2010, 29(1): 49-55 (in Chinese with English abstract).