

赵磊, 贺永忠, 杨平, 等. 黔北下古生界烃源层系特征与页岩气成藏初探[J]. 中国地质, 2015, 42(6): 1931-1943.

Zhao Lei, He Yongzhong, Yang Ping, et al. Characteristics of Lower Palaeozoic hydrocarbon source strata and a primary study of the shale gas accumulation in northern Guizhou Province[J]. Geology in China, 2015, 42(6): 1931-1943 (in Chinese with English abstract).

黔北下古生界烃源层系特征与页岩气成藏初探

赵磊¹ 贺永忠¹ 杨平² 陈厚国¹ 安亚运¹

(1.贵州省地质调查院, 贵州 贵阳 550005; 2.成都地质调查中心, 四川 成都 610082)

摘要: 为详细查明黔北及邻区牛蹄塘组、五峰组—龙马溪组烃源层系分布规律及有机地球化学特征, 进行了详细的野外地质调查, 结合前人已有研究成果分析表明, 牛蹄塘组烃源层系分布受控于早寒武世沉积洼陷或裂陷槽, 黔北地区发育两个生烃洼陷, 分别位于在大方—黔西—清镇及桐梓—绥阳—湄潭以东地区, 烃源岩(TOC>1.0%)厚度 80~110 m, 黔北牛蹄塘组平均有机碳 1.36%~10.01%, 有机碳同位素 -34.90‰~-28.19‰, I 型有机质, Ro 为 1.77%~4.53%。五峰组—龙马溪组烃源岩厚度大于 20 m 区域主要分布于桐梓—仁怀—椒园—下水以北区域, 平均有机碳 3.0%~5.0%, 有机碳同位素 -31.92‰~-28.97‰, I—II₁ 型有机质, Ro 为 1.73%~2.38%。综合分析表明五峰组—龙马溪组页岩气受控于富有机质页岩的分布及一定的保存条件, 具有中等埋藏深度的正向构造及宽缓的向斜区是五峰组—龙马溪组页岩气勘探的有利区域。牛蹄塘组页岩气成藏受控于烃源岩层系厚度, 震旦系晚期古岩溶发育部位、灯影组岩石物性的好坏、牛蹄塘组页理缝及保存条件等因素, 黔西坳陷若干背斜牛蹄塘组烃源岩厚度大于 80 m, 埋藏深度为 1500~2000 m, 背斜两翼地层产状平缓, 断裂普遍不发育, 具有一定的保存条件, 为牛蹄塘组页岩气勘探的有利目标区。

关键词: 黔北; 牛蹄塘组; 五峰组—龙马溪组; 烃源岩; 页岩气; 成藏

中图分类号: P618.12 文献标志码: A 文章编号: 1000-3657(2015)06-1931-14

Characteristics of Lower Palaeozoic hydrocarbon source strata and a primary study of the shale gas accumulation in northern Guizhou Province

ZHAO Lei¹, HE Yong-zhong¹, YANG Ping², CHEN Hou-guo¹, AN Ya-yun¹

(1. Geological Survey of Guizhou Province, Guiyang 550005, Guizhou, China; 2. Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources, Chengdu 610082, Sichuan, China)

Abstract: To find out the distribution regularity and organic geochemical characteristics of the hydrocarbon source strata in Niutitang Formation and Wufeng-Longmaxi Formation in northern Guizhou and its adjacent areas in combination with the specific field geological investigation and previous research results, the authors conducted detailed analysis and investigation, and the result shows that the distribution of the hydrocarbon source strata in Niutitang Formation was controlled by the deposition and depression or taphrogenic trough in early Cambrian. Two hydrocarbon generation depressions were formed in northern Guizhou, which are

收稿日期: 2014-10-14; 改回日期: 2015-01-15

基金项目: 中国地质调查局项目“中上扬子海相含油气盆地油气地质综合调查”(1212011220750)资助。

作者简介: 赵磊, 男, 1982年生, 工程师, 硕士生, 主要从事贵州省石油地质调查与研究; E-mail: 214547646@qq.com。

respectively located along Dafang– Qianxi– Qingzhen area and to the east of Tongzi– Suiyang– Meitang area. The thickness of hydrocarbon source rocks (TOC>1.0%) is 80–110 m. The average organic carbon in Niutitang Formation in northern Guizhou is 1.36%–10.01%; the organic carbon isotope is –34.90‰ to –28.19‰, the organic matter is of I type, and Ro is 1.77%–4.53%. The hydrocarbon source rocks with the thickness larger than 20 m in Wufeng– Longmaxi Formation are mainly distributed to the east of Tongzi– Renhuai– JiaoYuan– Xiashui area, with the average organic carbon being 3.0%–5.0%, and the organic carbon isotope being –31.92‰ to –28.97‰, the organic matter is of I ~ II₁ type, and the vitrinite reflectance is 1.73%–2.38%. As shown in the comprehensive analysis, the shale gas in Wufeng– Longmaxi Formation is controlled by the distribution of shale containing organic matters under certain preservation conditions. The areas favorable for shale gas exploration in Longmaxi Formation include the positive tectonics with medium buried depth and the broad and gentle syncline areas. The shale gas accumulation in Niutitang Formation is controlled by the thickness of hydrocarbon source rocks, the formation position of paleokarst in the late Sinian System, the quality of physical properties of rocks in Dengying Formation, the lamellation fracture in Niutitang Formation, the preservation conditions and other factors. The thickness of hydrocarbon source rocks in Niutitang Formation in some anticlines of Qianxi depression is larger than 80 m, with the buried depth being 1500–2000 m. The attitude of the strata on two sides of the anticline is gentle, without the development of fractures but with certain preservation conditions, and hence this area is the target area favorable for shale gas exploration in Niutitang Formation.

Key words: northern Guizhou; Niutitang Formation; Wufeng–Longmaxi Formation; hydrocarbon source; shale gas; hydrocarbon accumulation

About the first author: ZHAO Lei, male, born in 1982, engineer, mainly engages in petroleum geology study of carbonatite in Guizhou; E-mail: 214547646@qq.com.

近几年中国南方海相油气勘探成果进一步揭示了南方下组合良好勘探前景,以黔北为代表的等盆山过渡带为常规油气–页岩气勘探与研究的新领域^[1],其勘探程度普遍较低,尚处于石油地质早期评价工作和探索阶段。目前针对黔北地区的下古生界烃源岩分布规律,主要基于四川盆地及周边大范围小比例尺的等值线图^[2-3],四川盆地腹地主要依靠钻井资料,黔北等盆山过渡带由于缺乏系统的钻井资料,部分地区地质露头较差,许多资料均来源于1:20万区域地质调查,造成烃源岩分布规律的认识主要依靠沉积相的展布大致圈定,缺乏详细的大比例尺地面油气地质调查和有机地球化学分析。另外区内古生界多旋回沉积演化、中生代构造改造强烈,对该区古生界有效烃源岩的识别和评价标准、厚度和分布、成烃潜力分析等仍需探索。本文对黔北地区若干牛蹄塘组及龙马溪组剖面进行系统观测、采样及分析,综合分析并探讨该地区下古生界烃源层系分布规律、有机质类型、成熟度。在此基础上结合近年来针对页岩气的若干钻井资料,初步分析页岩气成藏主控因素。

1 地质概况

研究区大致为黔中隆起及以北,重庆綦江以

南,兴文–威信以东及湄潭–施秉以西之间的区域,地质上处于四川盆地东南边缘与黔中隆起之间的过渡带(图1),研究区包括黔中隆起、娄山拗陷等,该区震旦纪–早古生代接受了被动大陆边缘海相沉积,加里东期末,受黔中隆起控制该区大部抬升为陆接受剥蚀,缺失或者短暂接受泥盆纪、石炭纪沉积,二叠纪再度下沉,到了中三叠世以海相碳酸盐岩沉积为主,早印支运动后在研究区北部转为内陆湖盆沉积。研究区牛蹄塘组烃源岩受控于早寒武世被动大陆边缘盆地的演化过程,在大规模海侵作用下,牛蹄塘组主要岩性为底部发育磷块岩、含多种金属元素的黑色岩性,形成一套广覆式的烃源层系,该区若干古油气藏的形成直接与牛蹄塘组烃源岩相关^[4-7]。在奥陶纪–志留纪之交,受加里东晚期黔中隆起控制,为黔北地区沉积盆地演化的第二个旋回,表现为前陆盆地的迁移与演化过程^[8],形成了五峰组–龙马溪组黑色页岩,该套烃源层系为中国南方页岩气重要产层^[9]。

2 样品采集及实验测试

为详细表达黔北下古生界烃源岩特征及分布规律,对黔北地区所有出露剖面进行踏勘,对出露较完整的剖面视岩性和露头情况对其按一定的等

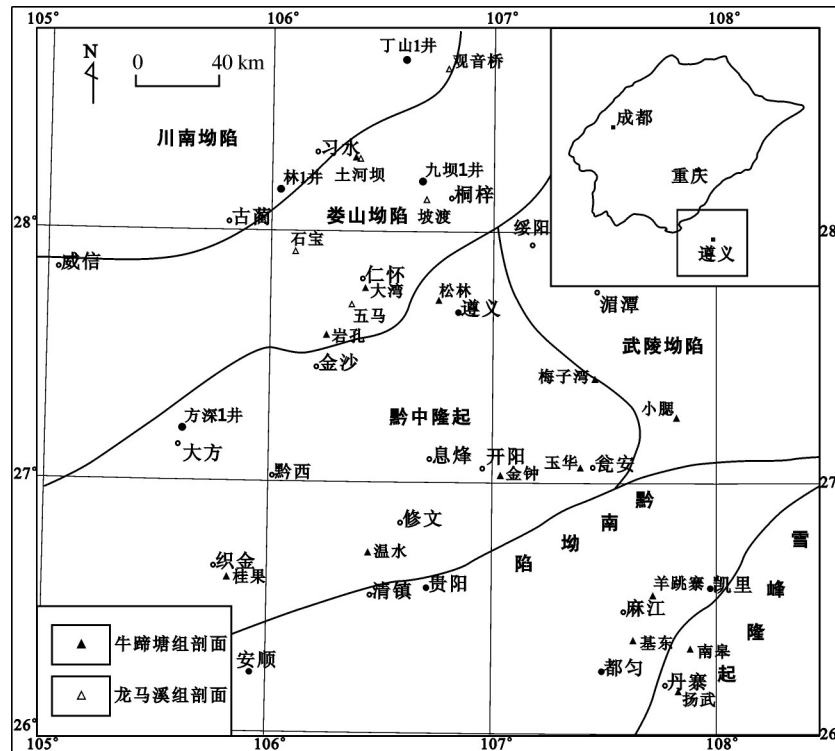


图1 研究区范围及采样位置

Fig.1 Location of the study area showing sampling locations

间距(2~5 m间距,个别较薄层段为1 m)进行了系统采样,为降低地表风化作用对沉积有机质的影响,在采样时尽量采集新鲜的岩石样品,取样位置具有代表性,研究区牛蹄塘组12个剖面共获得样品150件,五峰—龙马溪组4个剖面获得43件,选择性地进行了有机碳含量、热解、氯仿沥青、干酪根镜鉴、有机碳同位素、沥青反射率及有机岩石学等多项实验分析。

3 有机质丰度与烃源岩分布规律

3.1 牛蹄塘组

研究区牛蹄塘组有机质丰度较高,表现为高有机碳、低氯仿沥青“A”及低产烃潜量特征(表1),这与烃源岩成熟度较高有关,是研究区非常有利的一套烃源岩。黔北地区牛蹄塘组黑色页岩分布与该区早寒武世沉积模式有较大关系,早寒武世牛蹄塘组沉积期存在两个相对高点,第一个高点为分布于习水—仁怀—遵义—瓮安,第二个高点位于研究区东南部织金一带,受沉积高点控制,主要发育两个生烃洼陷,并表现为以下几个特点:(1)第一个生烃

洼陷分布主要分布于古蔺—金沙—开阳—麻江东南,黑色页岩(TOC>1%)厚度50~110 m,烃源岩最厚处分布在大方—黔西—清镇一线,烃源岩厚80~110 m(图2-a);(2)第二个生烃洼陷分布于桐梓—绥阳—湄潭以东地区,例如绥页1井、正页1井及德页1井钻遇的牛蹄塘组厚度均大于90 m^[1];(3)上述两个生烃洼陷均与上扬子东南缘早寒武世深水盆地相连,呈现出烃源岩厚度较大的特征;(4)在牛蹄塘组沉积时高部位,如仁怀及习水以北区域,烃源岩厚度逐渐减小至10~20 m;(5)从早寒武世陆地一侧向盆地深水沉积的方向,以习水—桐梓—湄潭—施秉为例,烃源岩厚度整体表现为薄→厚→薄→厚变化趋势,如湄潭梅子湾、开阳花梨、瓮安白岩等地黑色页岩厚度仅12~29 m,这与早寒武世继承了震旦纪晚期浅水碳酸盐岩滩相沉积有关;(6)牛蹄塘组有机碳含量分布与黑色页岩分布规律有所区别,有机碳高值区(>4.0%)主要分布在仁怀—遵义—瓮安一线,该区西北至四川盆地东南缘一带有机碳含量为1%左右,该区西南织金—清镇一带有机碳含量为2%~3%(图2-b),例如遵义、仁怀、湄潭、开阳及瓮安等地区

表 1 黔北下古生界烃源岩有机地球化学特征

Table 1 Organic geochemical characteristics of Lower Palaeozoic source rocks in northern Guizhou						
地层	剖面	厚度/m	TOC/%	氯仿沥青“A”/($\mu\text{g/g}$)	S_1+S_2 /(mg/g)	干酪根碳同位素/‰
牛蹄塘组	遵义松林	44	1.74~20.57	16~50	0.00~0.03	-34.90~-30.64
			10.01(17)	(5)	(4)	-33.25(17)
	习水土河坝	12	0.75~4.23	190	0.02	-32.16~-31.99
			1.36(6)			-32.07(2)
	仁怀大湾	20	4.44~13.20	21~44	0.01~0.04	-33.20~-29.87
			7.70(6)底部	35(3)	(3)	-30.71(7)
	金沙岩孔	75	1.41~5.58	24~56	0.01~0.02	-31.94~-28.19
			2.83(35)	41(5)	(2)	-30.70(8)
	湄潭梅子湾	29	1.12~7.76	14~606	0.64~9.19	-33.22~-30.81
			4.10(21)	88(21)	1.31(18)	-31.81(9)
开阳洛旺河	19	1.27~7.40	27~39	0.06~0.26	-32.17~-31.14	
		4.54(14)	32(5)	0.14(6)	-31.75(5)	
开阳金钟	70	2.50~10.75	26~835	0.05~0.13	-33.50~-31.34	
		7.78(15)	253(5)	0.09(6)	-32.42(5)	
瓮安玉华	12	5.09~9.36	24~556	0.18~0.28	-31.37~-30.29	
		7.08(6)底部	205(3)	0.23(2)	-31.00(3)	
龙马溪组	习水鱼溪	37	1.05~10.10	17~97	0.03~0.10	-31.92~-29.90
			5.48(14)	43(7)	0.06(7)	-30.82(4)
	綦江观音桥	37	0.98~10.38	43~61	0.02~0.56	-31.10~-28.97
			5.53(12)	52(5)	0.22(5)	-30.07(11)
	仁怀五马	8	3.09~5.86	22~28		-30.20~-30.10
			4.35(11)	25(2)		-30.15(2)
遵义泗渡	9	3.88~6.72	15~68	7.47~14.12	-31.46~-29.75	
		4.98(7)	29(7)	9.61(2)	-30.61(2)	

平均有机碳含量均在4.0%以上。

3.2 五峰组—龙马溪组

黔北五峰组—龙马溪组受加里东期黔中隆起控制,黑色页岩由北向南逐渐减薄直至消失,因此区域上五峰组—龙马溪组黑色页岩剖面仅出露于黔北遵义—仁怀及以北地区,以南地区缺乏五峰组—龙马溪组沉积。为详细表达黔北五峰组—龙马溪组黑色页岩基本特征,采样剖面由北向南依次为綦江观音桥、古蔺石宝、习水鱼溪、遵义泗渡及仁怀五马(表1)。

綦江观音桥五峰组为一套深水陆棚相黑色页岩,有机碳5.03%~9.79%(4件),平均8.40%,氯仿沥青“A”为61 $\mu\text{g/g}$,生烃潜能“ S_1+S_2 ”为0.30 mg/g,累计厚度2.1 m;龙马溪组为一套深水陆棚相黑色页岩,有机碳0.98%~10.38%(7件),平均4.47%,有机质含量由下至上逐渐减少,由底部10.38%降低至顶部的0.98%,反映志留纪前陆盆地演化中沉积物填平补齐及水体逐渐变浅的过程,氯仿沥青“A”为46~61 $\mu\text{g/g}$,“ S_1+S_2 ”为0.02~0.56 mg/g,累计厚度35 m。习水渔溪五峰组为盆地相黑色硅质页岩及黑色页岩沉积,厚度一般为2~5 m,有机碳1.05%~10.1%(12件),平均5.84%,氯仿沥青“A”22~97 $\mu\text{g/g}$,生烃

潜能“ S_1+S_2 ”为0.03~0.10 mg/g;龙马溪组为一套深水陆棚相黑色页岩,有机碳含量为0.92%~1.49%(2件),平均1.21%,氯仿沥青“A”含量17~66 $\mu\text{g/g}$,生烃潜能“ S_1+S_2 ”为0.03 mg/g,累计厚度约37 m。仁怀地区五峰组黑色页岩典型剖面较少,可见于仁怀至金沙省道五马镇附近出露,主要为黑色硅质页岩及黑色页岩,厚约8 m,有机碳3.09%~5.86%(4件),平均值为4.35%,氯仿沥青“A”为22~28 $\mu\text{g/g}$ 。

在前人沉积相及相关地球化学数据统计的基础上,综合分析认为五峰组—龙马溪组烃源岩(TOC>1%)受黔中隆起控制由北向南逐渐减薄,主要表现以下特征(图2-c): (1)五峰组烃源岩主要分布于遵义—仁怀五马—大方一线以北,向北黑色页岩厚度逐渐增加至8~12 m。黑色页岩沉积中心位于桐梓红花园—仁怀中枢—古蔺纳羊青—威信狮子沟一线,该线以北,黑色页岩厚度逐渐减薄至2~3 m。五峰组有机碳含量较高,一般大于2.0%,最高可达10.10%; (2)龙马溪组烃源岩主要分布于遵义—仁怀中枢—大方一线以北,向北黑色页岩厚度逐渐增加至50 m以上,黑色页岩厚度增加方向约为N—NW 320°,表明早志留世沉积盆地中心位于四川盆地东南缘一带,沉积中心位于习水—古蔺—兴文等

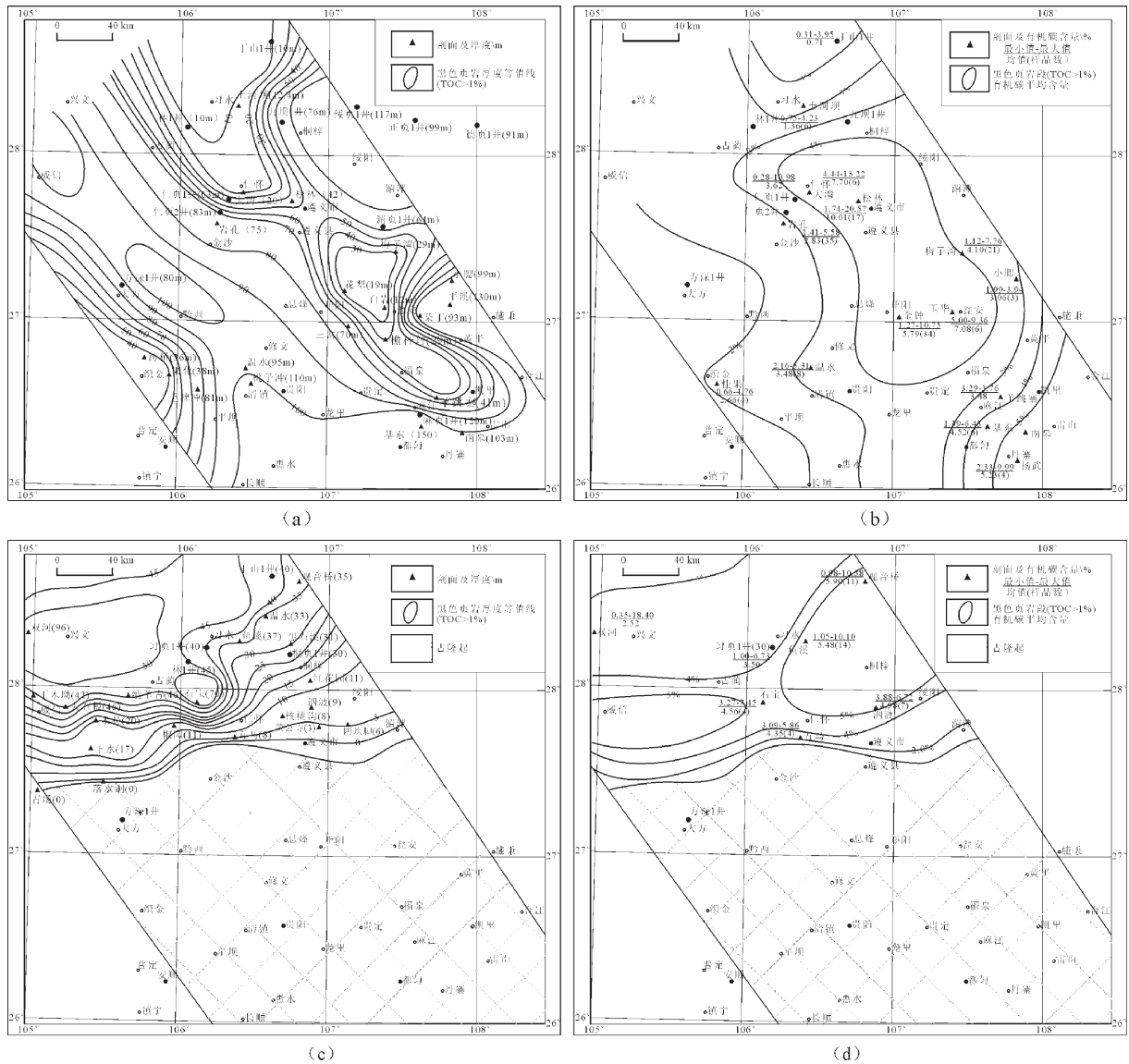


图2 黔北下古生界烃源层系展布特征

a—牛蹄塘组黑色页岩厚度等值线, b—牛蹄塘组黑色页岩段有机碳含量等值线, c—五峰组—龙马溪组黑色页岩厚度等值线, d—五峰—龙马溪组黑色页岩段有机碳含量等值线

Fig. 2 Distribution features of Lower Palaeozoic source rocks in northern Guizhou

a—Black shales thickness contour map of Niutitang Formation; b—Black shales organic carbon content contour map of Niutitang Formation; c—Black shales thickness contour map of Wufeng—Longmaxi Formation; d—Black shales organic carbon content contour map of Wufeng—Longmaxi Formation

地区。龙马溪组有机碳含量较高,一般大于1.0%,最高可达10.38%,与厚度等值线分布相似,总体上有机碳平均含量略低于五峰组,綦江观音桥—习水土河—古蔺石宝—威信狮子沟—一线为有机碳含量的高值区,平均有机碳含量3%~5%;(3)综合五峰—龙马溪组烃源岩厚度及有机碳等相关资料,认为五峰组—龙马溪组烃源岩厚度大于20 m区域主要

分布于桐梓—仁怀—园椒—下水以北区域,平均有机碳3.0%~5.0%(图2-d)。

4 有机质类型

4.1 牛蹄塘组

研究区牛蹄塘组烃源岩干酪根有机显微组成中以腐泥组为主,其含量在85%~90%,平均89.6%,

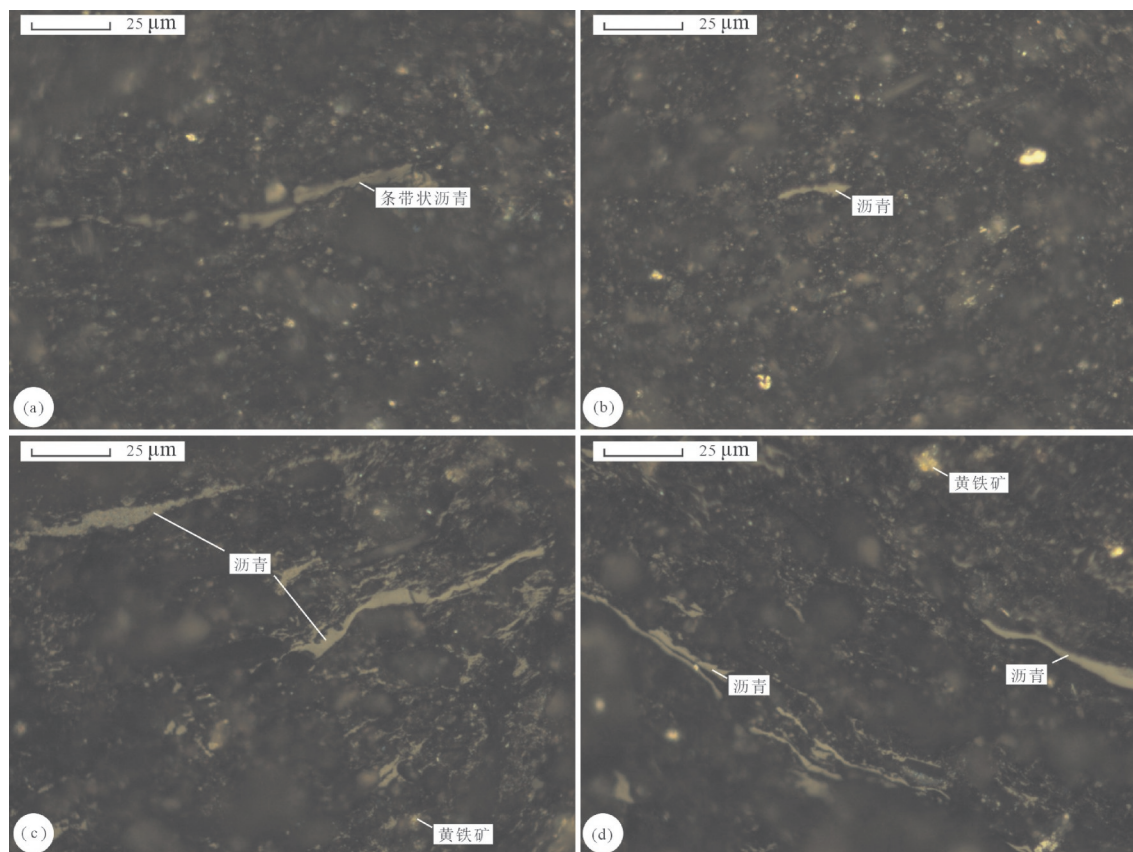


图3 烃源岩有机岩石学特征

a—金沙岩孔, 牛蹄塘组, SP3-1-SY3; b—金沙岩孔, 牛蹄塘组, SP3-1SY1; c—仁怀五马, 龙马溪组, D001sy1, d—仁怀, 五马, 龙马溪组, D001sy1

Fig.3 Organic petrologic characteristics of source rock

a—Yankong, Jinsha, Niutitang Formation, SP3-1-SY3; b—Yankong, Jinsha, Niutitang Formation, SP3-1-SY3; c—Wuma, Renhuai, Longmaxi Formation, D001sy1; d—Wuma, Renhuai, Longmaxi Formation

次为沥青组, 在10%~15%, 平均10.4%。所有样品未检测出镜质组、壳质组及惰质组。有机显微组成分析表明该地区牛蹄塘组黑色页岩机质类型为I型, 镜下可见有机显微组分单一, 主要为微粒化沥青(图3-a), 偶尔细条带状沥青和黄铁矿(图3-b), 反射色较高。腐泥组来自于低等水生生物及降解产物, 镜质组及惰质组分别来源于高等植物木质纤维组织凝胶化作用及丝炭化作用, 壳质组则与高等植物类脂的膜质物质和分泌物有关, 沥青组主要来源于富氢显微组分成烃的次生产物, 因此牛蹄塘组干酪根组分特征与震旦纪—寒武系海洋生物类型主要为蓝绿藻、绿藻及疑源生物有关。

黄汝昌(1997)研究表明各种生物体中 $\delta^{13}\text{C}$ 值具有不同的特征, 海生藻类为-17‰~-28‰, 海洋浮游生物脂肪质具有较低的 $\delta^{13}\text{C}$ 值为-24‰~-34‰, 海洋性自养菌具有最低的 $\delta^{13}\text{C}$ 值为-34‰~-36‰^[9]。

基于上述不同生物体碳同位素组成, 黄第藩根据中国陆相生油岩干酪根碳同位素的大量资料, 曾提出用 $\delta^{13}\text{C} = -26\text{‰}$ 和 $\delta^{13}\text{C} = -27.5\text{‰}$ 作为区分Ⅲ、Ⅱ、Ⅰ型干酪根的2个指标界限, 梁狄刚将海相Ⅱ型与Ⅰ型干酪根的界限值调整为-29‰^[10]。在中国南方烃源岩类型划分指标中有机碳同位素($\delta^{13}\text{C}$)是判断高演化烃源岩母质类型常用的方法且应用效果较好^[11], 本次采集样品测试结果表明, 下寒武统黑色页岩具有较低的 $\delta^{13}\text{C}$ 值, 且随着纵向上岩性的变化, 各层段表现为不同的 $\delta^{13}\text{C}$ 值。在区域上, 各剖面牛蹄塘组有机质同位素受沉积水体及Eh值有差别较小。例如: 遵义松林牛蹄塘组为-34.99‰~-30.64‰, 开阳金钟-33.50‰~-31.34‰, 湄潭梅子湾-33.22‰~-30.81‰, 仁怀大湾牛蹄塘组底部为-32.20‰~-29.87‰, 金沙岩孔-31.94‰~-28.19‰, 瓮安玉华-31.37‰~-30.29‰。这种低 $\delta^{13}\text{C}$ 值反映其母质主要

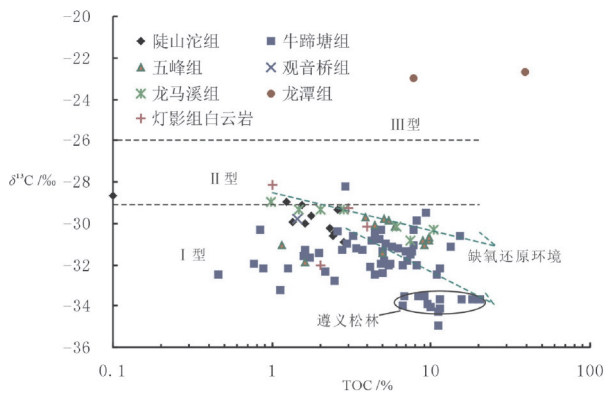


图4 黔北各层系有机质含量及碳同位素

Fig.4 The $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$ relations with TOC of all strata in northern Guizhou

来源为海洋浮游生物和海洋性自养菌,且为深水还原环境,这种特征与海生藻类差别较大。按照干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 对有机质类型划分标准,研究区牛蹄塘组均为I型有机质(图4)。根据上述各剖面获得的有机质碳同位素数据可以看出,遵义松林、湄潭梅子湾及开阳金钟等地牛蹄塘组有机质碳同位素更轻,表明沉积水体更深,具有更强的还原环境,沉积有机质保存条件更好,有利于有机质的富集,实际上,遵义松林、湄潭梅子湾及开阳金钟牛蹄塘组有机碳平均含量均超过5%。

4.2 五峰组—龙马溪组

五峰组—龙马溪组干酪根有机显微组成主要包括4种显微组分,即腐泥组、沥青组、镜质组和惰质组,以腐泥组占优势,含量59%~95%,平均78.7%,其次为沥青组,含量5%~30%,平均15.7%,显微组分中含有少量的镜质组和惰质组,不含壳质组,腐泥组含量较震旦—寒武系低,因层间裂缝或者页理缝非常发育,且固体沥青几乎全充填缝隙,故沥青组含量较高。有机岩石学检测结果显示有机显微组分单一,主要为次生组分中的固体沥青,赋存于孔隙及裂缝中,多呈条带状产出(图3-c),且并未划分出腐泥组、壳质组、镜质组及惰质组,一般观点认为对于生物种类简单原始的古老烃源岩,次生组分中的固体沥青、渗出沥青体及油滴均来源于腐泥组,因此有机质中高固体沥青表明原始有机质以腐泥组为主的有机质类型,为典型的I型有机质。沥青产状主要有2种,以微粒化沥青,多具细条

带状沥青,且沿裂缝充填(图3-d)。

通过五峰组干酪根碳同位素对比认为,黔北及邻区五峰组干酪根碳同位素主要集中在 $-32\text{‰} \sim -30\text{‰}$,碳同位素与有机碳含量无明显相关性。例如綦江观音桥五峰组干酪根碳同位素为 $-31.10\text{‰} \sim -28.97\text{‰}$,总体变化不大,显示生烃母质类型比较单一,沉积环境稳定。习水鱼溪较綦江观音桥低,为 $-31.92\text{‰} \sim -29.90\text{‰}$,平均 -30.87‰ ,遵义泗渡 $-31.46\text{‰} \sim -29.75\text{‰}$,平均 -30.61‰ ,仁怀五马 $-30.20\text{‰} \sim -30.10\text{‰}$,平均 -30.15‰ 。对于龙马溪组,在大部分地区底部黑色页岩与五峰组黑色页岩有机碳含量及 $\delta^{13}\text{C}$ 值非常接近,干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 主要集中在 $-32\text{‰} \sim -28\text{‰}$, $\delta^{13}\text{C}$ 与页岩颜色深浅及有机质含量相关性明显,一般黑色页岩具有较高的有机质含量和较低的 $\delta^{13}\text{C}$ 值,灰色页岩具有较低的有机质含量和较高的 $\delta^{13}\text{C}$ 值,较低的 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布在龙马溪组底部黑色页岩发育层段。根据上述干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 分析五峰组—龙马溪组以I型有机质为主,并开始出现II型有机质。

5 镜质组反射率与成熟度

研究区牛蹄塘组、五峰—龙马溪组等烃源岩普遍具有有机生物来源单一、时代古老、热演化程度较高且均为海相沉积等特点。由于缺乏陆源有机质,成熟度过高,镜质体反射率、壳质组荧光参数等常规成熟度指标适用性较差,因此为了更准确地对下古生界海相地层成熟度进行评价,样品制成全岩光片后选择性地进行了沥青反射率(BRo)与海相镜质体反射率($MVRo$)2类参数测试,测点一般大于10个,舍弃镜质体反射率无规律性异常且测点较少的数据,最终数据为平均值。对于沥青反射率(BRo),其等效镜质体反射率按刘德汉^[12]提出的公式 $VRo = 0.668BRo + 0.346$ 进行计算。对于海相镜质体,其等效镜质体反射率按刘祖发^[13]提出的公式 $VRo = 0.81MVRo + 0.18(MVRo > 1.50\%)$, $VRo = 0.28MVRo + 1.03(MVRo = 0.75\% \sim 1.50\%)$ 进行计算。

黔北地区牛蹄塘组有机质演化程度较高,等效镜质体反射率一般大于2.5%(表2)。遵义、金沙及仁怀等地具有最高的热演化程度,如遵义松林牛蹄塘组底部沥青反射率(BRo)为5.52%~6.27%, VRo 为3.85%~4.53%。中上部沥青反射率为3.10%~

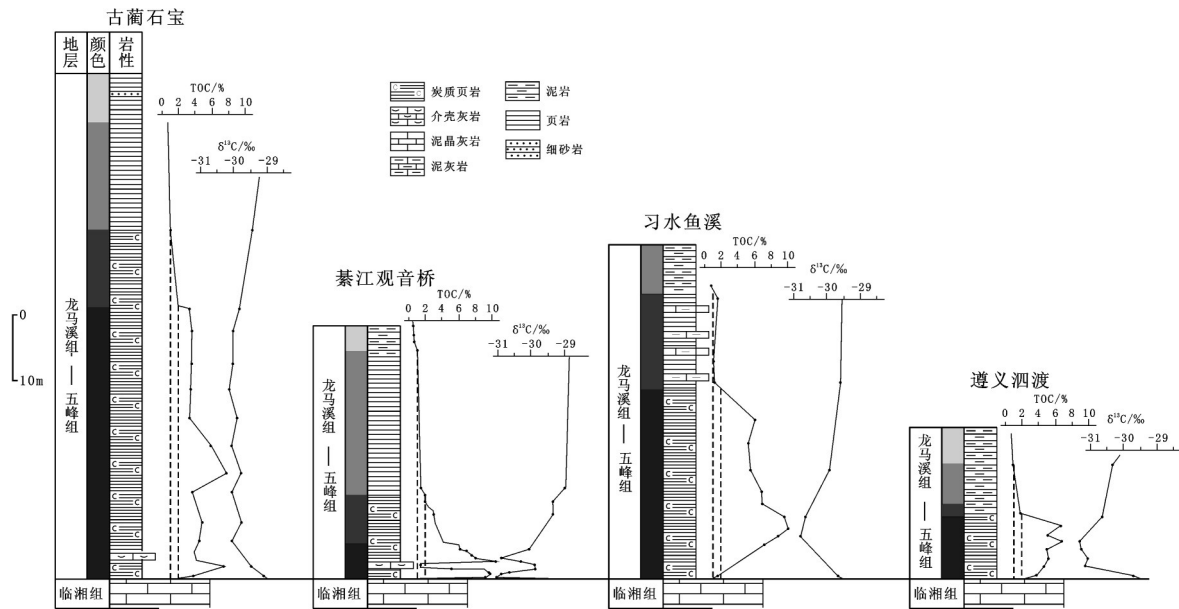


图5 黔北五峰组—龙马溪组有机地球化学剖面

Fig.5 The organic geochemical profiles of Wufeng-Longmaxi Formation in northern Guizhou

表2 黔北下古生界有机质镜质体反射率

Table 2 The organic matter vitrinite reflectance of Lower Palaeozoic in northern Guizhou

地层	剖面	<i>BRo</i> /%	<i>MRo</i> /%	<i>VRo</i> /%	测点	离差	数据来源
牛蹄塘组(\in_{1n})	习水土河	2.84~3.05		2.24~2.38	8~15	0.03	实测
	仁怀大湾	4.21~4.61		3.18~3.43			[16]
	湄潭梅子湾	3.35		2.58	9	0.03	实测
				3.54	3	0.04	实测
	遵义松林	3.10		2.42	9	0.04	实测
				2.83	10	0.03	实测
	开阳金钟			3.85~4.53	5		[17]
				1.77~2.42	56	0.04~0.19	实测
				2.01(5)			
	瓮安 ZK224 井			2.61~3.10	4~24	0.09~0.43	实测
2.91(24)							
金沙岩孔			4.54~5.55			[18]	
			5.12(5)				
明心寺组(\in_{1m})	金沙岩孔		3.77	6	0.05	实测	
			3.96	7	0.16	实测	
清虚洞组(\in_{1q})	金沙岩孔		3.42	14	0.15	实测	
			3.74	10	0.15	实测	
石冷水组 \in_{2sh}	金沙岩孔		3.23	11	0.16	实测	
五峰-龙马溪组 (O_3w-S_1l)	习水鱼溪		2.84	13	0.10	实测	
			3.05	10	0.05	实测	
			2.47~2.73	5~11	0.08~0.16	实测	
2.66(4)							
			1.91~2.24				
			2.03(4)				
			1.73~2.25				
			1.97(8)				

3.72%, *VRo* 为 2.42%~2.83%, 金沙岩孔 *VRo* 最高达 4.05%, 仁怀大湾 *VRo* 为 3.18%~3.43%。习水、湄潭等地牛蹄塘组有机质成熟度相对较低, 其中习水牛蹄塘组底部 *VRo* 为 2.50%, 上部为 1.80%~2.52%。湄潭梅子湾下部 *BRo* 为 3.35%, *VRo* 为 2.58%, 上部 *VRo* 为 1.74%~3.54%, 平均 2.26%。开阳乐旺河、开

阳城西、开阳金钟及瓮安玉华等剖面牛蹄塘组有机质演化程度一般较低, 等效镜质体反射率一般在 2.0%左右, 例如开阳金钟牛蹄塘组 *VRo* 为 1.77%~2.42% (5 件), 瓮安玉华为 2.09%~2.42%, 平均 2.29%。该区主体处于黔中隆起东缘, 与黔北不同的是, 该区缺乏中生界沉积, 烃源岩具有最大埋藏

深度较浅及埋藏温度较低等特征。另外发生于 J_3-K_1 之际的晚燕山运动时间早于黔北地区^[14],最大埋藏深度时对应的有效受热时间^[15]或恒温时间小于黔北地区,也是有机质热演化程度相对较低的重要原因。

五峰组—龙马溪组镜质体反射率普遍低于牛蹄塘组。习水鱼溪共获得2件数据,沥青反射率为2.84%~3.05%, VRo 为2.24%~2.38%。仁怀五马镜质体反射率与沥青反射率各获得4件,其中镜质体反射率 R_o 为1.73%~1.99%,平均1.82%,沥青反射率为2.47%~2.85%, VRo 为2.00%~2.25%,平均2.13%。上述数据分析表明习水土河、仁怀五马等地五峰组—龙马溪组等效镜质体反射率为1.73%~2.38%,达到高一过成熟阶段,但有机质演化程度均低于2.5%,处于湿气—干气阶段,处于形成页岩气理想的热演化程度。

6 黔北页岩气成藏因素探讨

目前,黔北是中国南方页岩气勘探的重要地区,围绕下寒武统牛蹄塘组已完成多口调查井,如正页1井实钻井深1040 m,揭示牛蹄塘组烃源岩厚99 m,含气性较差, N_2 含量57.32%~65.42%,绥页1井实钻井深1745 m,牛蹄塘组烃源岩厚117 m, N_2 含量94.53%~95.33%,涪页1井实钻井深933 m,牛蹄塘组烃源岩厚70 m, N_2 含量93.89%~95.35%^[1]。对比四川盆地龙马溪组普遍具有良好的页岩气显示,牛蹄塘组页岩气勘探仍未突破,主要原因如下:(1)在烃源岩沉积性质上,牛蹄塘组属于早寒武世扬子被动大陆边缘盆地快速海侵的产物,底部为硅质页岩,中上部为黑色厚层—块状泥岩,页理普遍不发育,而龙马溪组页岩分布发育,地表露头页理及井下页理缝发育,异常发育的页理缝是其高产关键因素之一^[19-20];(2)缺乏类似龙马溪组页岩的顶底板条

件^[21],顶底板性质对页岩气的保存条件非常关键,好的顶板、底板与页岩层段组成流体封存箱(Fluid Compartment)^[22-23],可以有效减缓页岩气向外运移,黔北下寒武统底板为灯影组白云岩,桐湾运动造成牛蹄塘组与灯影组不整合接触^[24-25],若没有良好的保存条件,赋存于牛蹄塘组的游离态烃易沿不整合面和灯影组储层构成的输导体系逸散;(3)热演化差异性,黔北牛蹄塘组有机质 R_o 普遍大于2.5%,局部到达3.5%以上,而五峰组—龙马溪组 R_o 普遍小于3.0%,主要处于1.7%~2.5%,仍处于生气门限;(4)所有钻井所处的背斜核部牛蹄塘组均已出露或者埋藏较浅,且断裂发育,均无保存条件。

2013年,国土资源部油气中心曾经采用面积、厚度、埋深、TOC、 R_o 及地表条件制定全国页岩气潜力调查及有利区优选标准^[26]。目前黔北页岩气尚处于基础调查阶段,目标区的评价尚无统一认识和标准。本文参考上述标准综合选择了六项指标,其中前三项为静态指标,即内部控制因素^[27],分别为平均有机碳、有效厚度及有机质成熟度,动态指标包括断裂发育、页岩顶底板条件及埋藏深度(表3)。

目前,普遍的观点认为,对于五峰组—龙马溪组,富有机质段厚度大于30 m,平均TOC大于2.0%,具有一定埋藏深度的正向构造或者宽缓向斜是页岩气分布的有利区,对于本文研究范围内,四川盆地东南缘—仁怀以北地区五峰组—龙马溪组烃源岩层厚度普遍大于20 m,局部如古蔺等地超过50 m,该区为五峰组—龙马溪组页岩气勘探的有利区,相关研究表明,影响页岩气富集条件包括有机碳含量、成熟度、储层物性、脆性、粘土矿物含量^[28-29]及保存条件等^[30],其中富有机质页岩有机碳含量、成熟度是页岩气富集的重要因素,具有中等埋藏深度的正向构造及宽缓的向斜区是龙马溪组页岩气勘

表3 黔北下寒武统牛蹄塘组页岩气目标区优选标准

Table 3 The standard of Niutitang Formation shales gas targets selection in northern Guizhou

平均有机碳/%	有效厚度/m	有机质成熟度(R_o)/%	断裂	顶底板条件	埋藏深度/m	评价
>5	>80	<3.0	发育小型断裂	底板为致密白云岩或硅质岩,整合接触	2000~3500	有利 I 类
2~5	50~80	3.0~4.0	发育较大逆断裂	底板为致密白云岩,不整合接触	1000~2000	较有利 II 类
<2	<50	>4.0%	发育较大正断裂	底板为颗粒白云岩,不整合接触	<1000	较差 III 类

探的有利区域。

对于南方构造改造区,页岩气成藏与常规油气一样,需要具有一定的保存条件,但是与常规油气不同的是,富有机质页岩在一定厚度范围内能构成生储盖“三位一体”的成藏模式。如彭页1井钻遇的龙马溪组页岩,虽然压力系数为1.0,不具有保存条件,但仍然可以获得日产 $(1\sim 2)\times 10^4\text{ m}^3$ 工业气流^[9],又如黔西坳陷大方背斜实施的常规钻井方深1井,灯影组顶部埋藏深度约1700 m,灯影组气测显示较差,主要水型为 NaHCO_3 型,地层压力系数为1.0,保存条件较差,但在牛蹄塘组中可见明显的气测异常,虽然方深1井牛蹄塘组埋藏深度较丁山1井(3200 m)及林1井(2800 m)浅,保存条件均较差,但方深1井处于“成都—泸州—贵阳”早寒武世裂陷槽^[2],黑色岩系段厚度超过80 m,厚度巨大的富有机质页岩在一定程度上可以抵消保存条件不利。一般认为四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探普遍的认识是优质页岩段厚度下限为20~30 m。对于牛蹄塘组,页岩气成藏富集因素更为复杂,主要受控于富有机质页岩厚度、震旦系晚期古岩溶发育部位、灯影组岩石物性的好坏、牛蹄塘组页理缝及保存条件等因素,本文认为黔北地区优质页岩段厚度下限应为50 m。换言之,表3中Ⅲ类地区由于页岩有效厚度小于50 m,底板条件较差,并且大多出露地表,基本认为不具有页岩气成藏的地质条件。对于那些富有机质页岩厚度大于80 m,古岩溶发育较差,灯影组岩石致密,断裂较少,背斜两翼倾角平缓稳定,埋藏深度大于2000 m的背斜,且处于加里东、印支期及喜马拉雅期油气运聚的指向的地区,可以达到Ⅰ~Ⅱ类标准。

通过地质调查及综合分析认为,在黔北地区,林滩场、桑木场等背斜牛蹄塘组富有机页岩厚10~12.4 m,平均有机碳含量1%~2%,页岩气先天地质条件较差。中枢、松林—岩孔等背斜富有机页岩较厚,其中松林—岩孔等背斜有效厚度达42~83 m,平均有机碳含量3%~10%,但该地区牛蹄塘页岩均已出露或者埋藏极浅,且牛蹄塘组底板条件较差,牛蹄塘组和灯影组不整合面发育,灯影组古岩溶和滩相储层发育,不利于页岩气保存(表4)。

在早寒武世发育的成都—泸州裂陷槽应延伸经过大方到贵阳一带,裂缝槽部位灯影组四段分布较全,古岩溶发育较差^[24],牛蹄塘组烃源岩厚度普遍大于80 m,页岩气成藏先天地质条件较好,在黔西北地区的若干背斜构造中,背斜核部一般为二叠系或者上寒武统,其中猫场背斜、大方背斜,沙厂构造及安底构造等牛蹄塘组埋藏深度为1500~2700 m,背斜两翼地层产状平缓,断裂普遍不发育,页岩气具有一定的保存条件,为牛蹄塘页岩气勘探的有利目标区(图6)。

7 结 论

(1)牛蹄塘组烃源层系分布受控于早寒武世沉积高点与裂陷槽,黔北地区发育两个生烃洼陷,分别位于在大方—黔西—清镇一线及桐梓—绥阳—湄潭以东地区,烃源岩($\text{TOC}>1.0\%$)厚度80~110 m,黔北牛蹄塘组平均有机碳1.36%~10.01%,有机碳同位素 $-34.90\text{‰}\sim -28.19\text{‰}$,Ⅰ型有机质, R_o 为1.77%~4.53%。

(2)五峰组—龙马溪组烃源岩厚度大于20 m区域主要分布于桐梓—仁怀—园椒—下水以北区域,平均有机碳3.0%~5.0%,有机碳同位素 $-31.92\text{‰}\sim$

表4 黔北典型构造下寒武统牛蹄塘组页岩气评价

Table 4 The typical structure evolution of Niutitang Formation shales gas in northern Guizhou

背斜名称及编号	平均有机碳/%	有效厚度/m	有机质成熟度(R_o)/%	地表断裂	底板	埋藏深度/m	评价
林滩场①	1~2	10	3.2	小型断裂	Ⅲ类	>2800	Ⅲ
桑木场②	1~2	12.4	3.2	大型逆断裂	Ⅲ类	0~1000	Ⅲ
中枢③	5~7	20	3.2	小型断裂	Ⅲ类	0~1000	Ⅲ
松林-岩孔④	3~10	44~83	3.5~4.0	大型逆断裂	Ⅲ类	0~1000	Ⅲ
沙厂⑤	3~4	80~90	3.0~3.5	小型断裂	Ⅱ类	1500~2500	Ⅱ
大方⑥	2~3	80	3.0~3.5	小型断裂	Ⅱ类	1700~2700	Ⅱ
安底⑦	3~4	80~90	3.0~3.5	小型断裂	Ⅱ类	1500~2500	Ⅱ
猫场⑧	3~4	50~60	3.0~3.5	小型断裂	Ⅱ类	1700~2700	Ⅱ

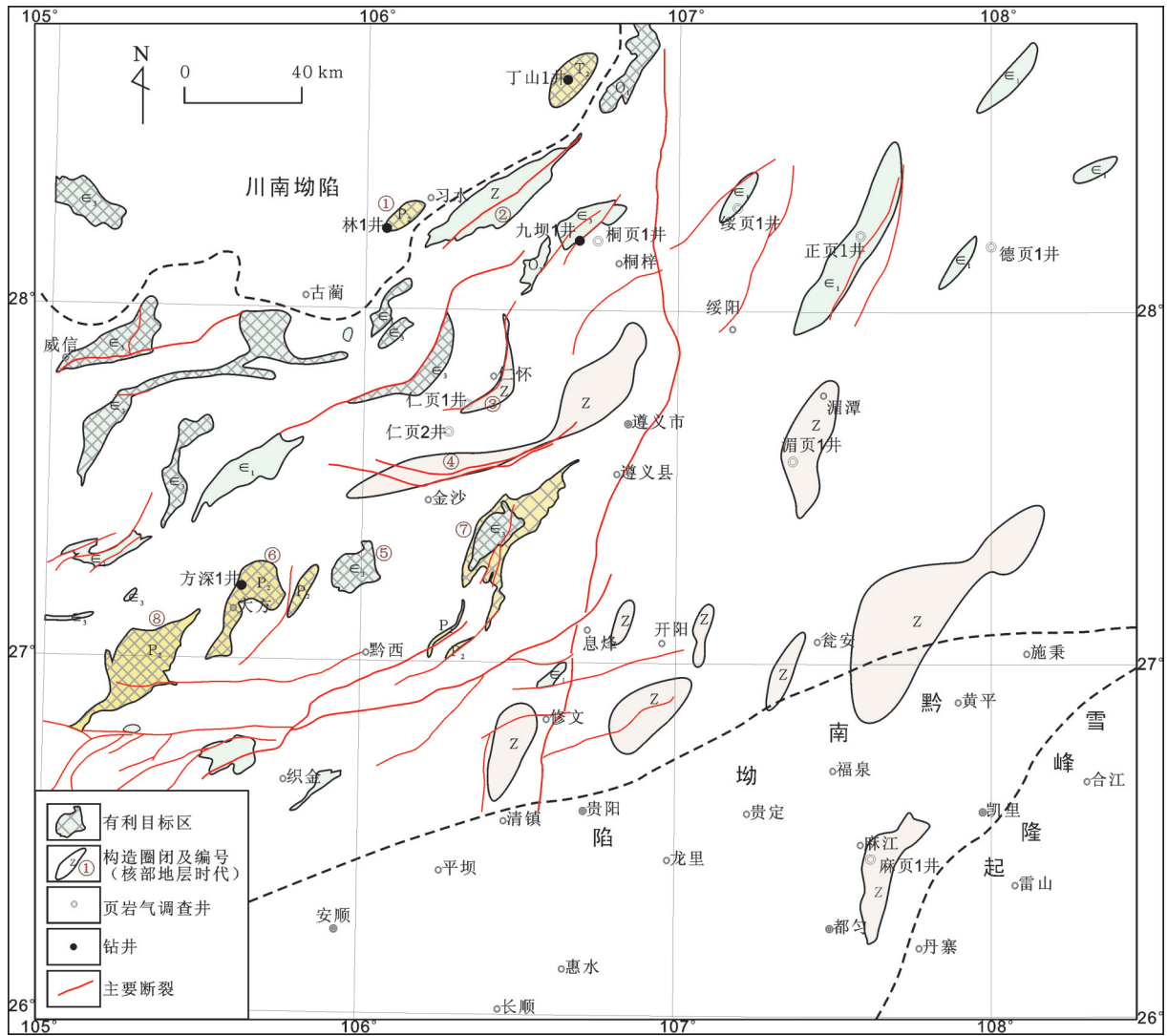


图6 黔北页岩气有利目标区评价
Fig.6 The target area evolution of shales gas in northern Guizhou

-28.97%, I-II型有机质, Ro为1.73%~2.38%。
(3)五峰组—龙马溪组页岩气受控于富有机质页岩的分布及一定的保存条件,具有中等埋藏深度的正向构造及宽缓的向斜区是龙马溪组页岩气勘探的有利区域。牛蹄塘组优质烃源岩厚度及有机质丰度均好于龙马溪组,页岩气成藏主要受控于烃源岩层系厚度,震旦系晚期古岩溶发育部位、灯影组岩石物性的好坏、牛蹄塘组页理缝及保存条件等因素,黔西坳陷若干背斜牛蹄塘组烃源岩厚度大于80 m,埋藏深度为1500~2000 m,背斜两翼地层产状平缓,断裂普遍不发育,页岩气具有一定的保存条件,为牛蹄塘页岩气勘探的有利目标区。

致谢: 中石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所等单位在样品分析方面给予大力支持,同时评审专家及责任编辑杨艳老师提出很多有益于本文的建议,在此一并感谢。

参考文献(References):

[1] 易同生, 赵霞. 贵州下寒武统牛蹄塘组页岩储层特征及其分布规律[J]. 天然气工业, 2014, 34(8): 1-7.
Yi Tongsheng, Zhao Xia. Characteristics and distribution patterns of the Lower Cambrian Niutitang Shale reservoirs in Guizhou, China[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(8): 1-7(in Chinese with English abstract).
[2] Zou Caineng, Du Jinhu, Xu Chunchun, et al. Formation,

- distribution, resource potential and discovery of the Sinian Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(3): 306–325.
- [3] 杨平, 谢渊, 王传尚, 等. 雪峰山西侧上奥陶统五峰组烃源岩特征及油气地质意义[J]. *天然气工业*, 2012, 32(12): 11–16.
Yang Ping, Xie Yuan, Wang Chuanshang, et al. Characteristics and its hydrocarbon significance of hydrocarbon source rocks on upper Ordovician Wufeng Formation in the western Xuefeng mountains area[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(12): 11–16(in Chinese with English abstract).
- [4] 武蔚文. 贵州东部若干古油藏的形成和破坏[J]. *贵州地质*, 1989, 6(1): 9–25.
Wu Weiwen. The formation and destruction of palaeo – oil – reservoirs in the east of Guizhou Province[J]. *Guizhou Geology*, 1989, 6(1): 9–25 (in Chinese with English abstract).
- [5] 赵泽桓, 张桂权, 薛秀丽. 黔中隆起下组合古油藏和残余油气藏[J]. *天然气工业*, 2008, 28(8): 39–42.
Zhao Zehuan, Zhang Guiquan, Xue Xiuli. Paleo – reservoirs and residual oil and gas reservoirs of marine assemblage in Qianzhong uplift[J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(8): 39–42 (in Chinese).
- [6] 陶树, 汤达祯, 李凤, 等. 黔中隆起北缘金沙岩孔古油藏特征及成藏期次厘定[J]. *中国矿业大学学报*, 2009, 38(4): 576–581.
Tao Shu, Tang Dazhen, Li Feng, et al. Paleo – oil reservoir characteristics and hydrocarbon accumulation period redefinition of Jinsha Yankong in North margin of the Central Guizhou uplift[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2009, 38(4): 576–581 (in Chinese with English abstract).
- [7] 杨平, 汪正江, 印峰, 等. 麻江古油藏油源识别与油气运聚分析: 来自油气地球化学的证据[J]. *中国地质*, 2014, 41(3): 982–994.
Yang Ping, Wang Zhengjiang, Yin Feng, et al. Identification of oil resource and analysis of hydrocarbon migration and accumulation of Majiang paleo – reservoir: Evidence from oil – gas geochemistry[J]. *Geology in China*, 2014, 41(3): 982–994(in Chinese with English abstract).
- [8] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *中国地质*, 2014, 41(3): 893–901.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wen Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng – Longmaxi Formation of Jiaoshiaba area[J]. *Geology in China*, 2014, 41(3): 893–901(in Chinese with English abstract).
- [9] 黄汝昌. 中国低熟油及凝析气藏形成与分布规律[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 14–16.
Huang Ruchang. Formation and Distribution from China Low Mature Oil and Condensate Gas Reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 14–16 (in Chinese).
- [10] 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(二): 南方四套区域性海相烃源岩的地球化学特征[J]. *海相油气地质*, 2009, 14(1): 1–15.
Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China (Part 2): Geochemical characteristics of four suits of regional marine source rocks, South China[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2009, 14(1): 1–15(in Chinese with English abstract).
- [11] 杨平, 谢渊, 李旭兵, 等. 雪峰山西侧震旦系陡山沱组烃源岩生烃潜力及油气地质意义[J]. *中国地质*, 2012, 39(5): 1299–1310.
Yang Ping, Xie Yuan, Li Xubing, et al. Hydrocarbon – generating potential of the source rocks of the Sinian Doushantuo Formation on the western side of the Xuefeng Mountain[J]. *Geology in China*, 2012, 39(5): 1299–1310(in Chinese with English abstract).
- [12] 刘德汉, 史继扬. 高演化碳酸盐烃源岩非常规评价方法探讨[J]. *石油勘探与开发*, 1994, 21(3): 113–115.
Liu Dehan, Shi Jiyang. High evolution of carbonate source rocks unconventional evaluation method[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1994, 21(3): 113–115(in Chinese with English abstract).
- [13] 刘祖发, 肖贤明, 傅家谟, 等. 海相镜质体反射率用作早古生代烃源岩成熟度指标研究[J]. *地球化学*, 1999, 28(6): 580–588.
Liu Zufu, Xiao Xianming, Fu Jiamou, et al. Marine vitrinite reflectance as a maturity indicator of lower Palaeozoic hydrocarbon source rocks [J]. *Geochimica*, 1999, 28(6): 580–588 (in Chinese with English abstract).
- [14] 金之钧, 袁玉松, 刘全有, 等. J₃–K₁构造事件对南方海相源盖成藏要素的控制作用[J]. *中国科学(D辑)*, 2012, 42(12): 1791–1801.
Jin Zhijun, Yuan Yusong, Liu Quanyou, et al. Controls of Late Jurassic – Early Cretaceous tectonic event on source rocks and seals in marine sequences, South China[J]. *Science in China: (Series D)*, 2012, 42(12): 1791–1801(in Chinese).
- [15] Hood D, Gu jahr C C M, Heacock R L. Organic metamorphism and the generation of petroleum[J]. *AAPG Bulletin*, 1975, 59: 986–996.
- [16] Yang Ping, Xie Yuan, Wang Zhengjiang, et al. Fluid activity and hydrocarbon accumulation period of Sinian Dengying Formation in northern Guizhou, South China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(3): 346–357.
- [17] 杨剑, 易发成, 钱壮志. 黔北下寒武统黑色岩系古地温及其指示意义[J]. *矿物学报*, 2009, 29(1): 87–94.
Yang Jian, Yi Facheng, Qian Zhuangzhi. Study of paleotemperature of the lower Cambrian black shale series and their implications in northern Guizhou Province[J]. *Acta Mineralogica Sinica*. 2009, 29(1): 87–94(in Chinese with English abstract).
- [18] 坛俊颖, 王文龙, 王延斌, 等. 中上扬子下寒武统牛蹄塘组海相烃源岩评价[J]. *海洋地质前沿*, 2011, 27(3): 23–27.

- Tan Junying, Wang Wenlong, Wang Yanbin, et al. Marine source rock assessment for lower Cambrian Niutitang Formation in middle and upper Yangtze region[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2011, 27(3): 23–27(in Chinese with English abstract).
- [19] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 155–175.
- [20] Bowker K A. Barnett shale gas production, Fort Worth basin: Issues and discussion[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 523–533.
- [21] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 17–23.
- Hu Dongfeng, Zhang Hanrong, Ni Kai, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 17–23(in Chinese with English abstract).
- [22] Powley D E. Pressures and hydrogeology in petroleum basins[J]. *Earth Science Reviews*, 1990, 79: 215–226.
- [23] 徐国盛, 曹竣锋, 朱建敏, 等. 鄂西渝东地区典型构造流体封存箱划分及油气藏的形成与演化[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2009, 36(6): 622–630.
- Xu Guosheng, Cao Junfeng, Zhu Jianmin, et al. Division of fluid compartments and the formation and evolution of oil and gas accumulation in the typical structures of Western Hubei–Eastern Chongqing area, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition)*, 2009, 36(6): 622–630(in Chinese with English abstract).
- [24] Wang Zecheng, Jiang Hua, Wang Tongshan. Paleogeomorphology formed during Tongwan tectonization in Sichuan Basin and its significance for hydrocarbon accumulation. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(3): 338–345.
- [25] 刘家洪, 杨平, 汪正江, 等. 黔北震旦系灯影组顶部古风化壳特征及油气意义[J]. *中国地质*, 2012, 39(4): 931–938.
- Liu Jiahong, Yang Ping, Wang Zhengjiang, et al. Paleoweathering crust at the top of Sinian Dengying Formation in northern Guizhou and its petroleum exploration significance[J]. *Geology in China*, 2012, 39(4): 931–938(in Chinese with English abstract).
- [26] 柳妮, 林良彪, 陈洪德, 等. 四川盆地川西北地区侏罗系自流井组大安寨段页岩气聚集条件[J]. *中国地质*, 2014, 41(5): 1664–1672.
- Liu Ni, Lin Liangbiao, Chen Hongde, et al. Shale gas accumulation conditions in Daanzhai Member of lower Jurassic Ziliujing Formation in the northwest of Sichuan Basin[J]. *Geology in China*, 2014, 41(5): 1664–1672(in Chinese with English abstract).
- [27] 聂海宽, 张金川. 页岩气聚集条件及含气量计算——以四川盆地及其周缘下古生界为例[J]. *地质学报*, 2012, 86(2): 349–361.
- Nie Haikuan, Zhang Jinchuan. Shale gas accumulation conditions and gas content calculation: A case study of Sichuan basin and its periphery in the lower Paleozoic[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2012, 86(2): 349–361(in Chinese with English abstract).
- [28] 张琴, 刘洪林, 拜文, 等. 渝东南地区龙马溪组页岩含气量及其主控因素分析[J]. *天然气工业*, 2013, 33(5): 1–5.
- Zhang Qin, Liu Honglin, Bai Wen, et al. Shale gas content and its main controlling factors in Longmaxi shales in southeastern Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(5): 1–5.
- [29] 蒲泊伶, 董大忠, 耳闯. 川南地区龙马溪组页岩有利储层发育特征及其影响因素[J]. *天然气工业*, 2013, 33(12): 1–7(in Chinese with English abstract).
- Pu Boling, Dong Da zhong, Er Chuang. Favorable reservoir characteristics of the Longmaxi shale in the southern Sichuan Basin and their influencing factors[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(12): 1–7(in Chinese with English abstract).
- [30] Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(1): 31–40.