

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).

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

杨平^{1,2} 汪正江^{1,2} 印峰³ 刘家洪^{1,2} 林家善^{1,2} 张娣^{1,2} 黄学平^{1,4}

(1. 国土资源部成都地质矿产研究所, 四川成都 610082;

2. 国土资源部沉积盆地与油气资源重点实验室, 四川成都 610082;

3. 中国石化勘探南方分公司, 四川成都 610041; 4. 成都理工大学, 四川成都 610059)

摘要:充分考虑热演化过程中烃源岩干酪根、族组分、固体沥青及正构烷烃碳同位素相互关系及变化规律, 通过地球化学分析并结合前人碳同位素及芳烃标志物研究进行综合分析, 结果表明古油藏各区域储层早期均存在下寒武统黑色泥岩来源, 后期来源有较大差别, 麻江古背斜以南各地沥青均不同程度与中寒武统都柳江组有关, 北凯里液态原油及油苗为五峰组及龙马溪组印支期成藏产物, 其保存环境为储层早期成岩过程中形成的独立封闭系统。在油源识别的基础上, 结合构造地质背景、油气成藏条件及流体活动规律分析, 认为黔南坳陷及邻区下寒武统、都柳江组、五峰组及龙马溪组烃源岩的分布控制了该区油气富集规律, 黔南海西期断裂系统与加里东运动形成的不整合面构成不同期次油气运聚的输导系统, 海西期形成的一系列正断裂是麻江古油藏成藏的关键。

关键词:古油藏; 沥青; 有机碳同位素; 油源识别; 油气运聚; 输导体系; 麻江

中图分类号: P618.13 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-3657(2014)03-0982-13

近年来, 学者们围绕麻江古油藏所在的黔南坳陷海相层系“下组合”做了较多的研究工作, 其中基本石油地质条件评价显示该区具有良好的石油地质条件^[1-2], 油源对比研究将以麻江等地为代表的古油藏主要烃源岩限定为下寒武统牛蹄塘组等层位^[3-8], 另外, 对储层成岩期次进行了初步划分^[9], 对该区烃源岩、原油及沥青地球化学特征进行了较系统的研究^[9-10], 烃源岩热演化史研究表明存在多期生油或生气过程^[11-13], 幕式流体活动与油气成藏研究反映麻江等地早中三叠世仍然存在油气成藏过程^[14], 油气成藏同位素定年技术将麻江地区主要成藏时间约束为早中三叠世^[15-16], 对油气保存等若干重难点进行了较深入的探索^[17-18]。上述研究推动了该区海相层系“下组合”油气勘探与油气理论研究,

但是对于其中关于古油藏原油或者沥青来源一直存在较大争议^[3-8], 对油气运移聚集过程及与原油、沥青分布的关系讨论一直不清或者较抽象。

目前关于麻江古油藏原油或沥青来源的主要观点可分为“单源论”与“双源论”, “单源论”观点认为主要烃源岩为下寒武统黑色页岩^[3,6-7], “双源论”观点认为除下寒武统外, 翁项群上部灰色泥岩^[5,8]或下志留统龙马溪组黑色页岩^[4]也有所贡献。产生上述争议的主要原因有3点: (1)采用单因素对比缺乏可信度, 仅采用生物标志物或者某项有机碳同位素具有偶然因素, 特别是古老海相烃源岩层系有机质往往是单一的菌藻及浮游生物来源, 在常规生物标志物上很难区分; (2)在南方高、过成熟海相烃源岩及沥青分布区, 常规生物标志物得出的油源对比结

收稿日期: 2013-07-15; 改回日期: 2014-04-10

基金项目: 中国地质调查局项目(1212011220750、12120114071401)资助。

作者简介: 杨平, 男, 1981年生, 工程师, 主要从事南方海相碳酸盐岩石油地质研究; E-mail: yeping0@163.com。

论应当重新审视^[9]; (3) 选取对比参数缺乏油气生成、运移及成藏等地质历史演化过程中的动态分析, 特别是对于油气运聚过程的分析, 以往研究主要基于古隆起的分布对油气运聚的控制, 对油气运移通道的研究多限于推论, 油源对比研究中缺乏关于与油气运移路径(输导体系)的相互印证。

本文在总结近年来前人研究相关资料数据的基础上, 补充了古油藏油气地球化学、流体包裹体及有机岩石学分析数据。通过对沥青、原油与烃源岩地球化学特征深入分析, 研究沉积环境、母质来源、热演化过程中的分馏效应以及是否微生物降解等对有机碳同位素影响, 探讨麻江古油藏各地沥青、油苗及原油来源。针对研究区加里东至海西期形成的古隆起、不整合面及断裂系统对流体活动与油气运移聚集的控制机理这一重要难题, 本文从有机岩石学分析与流体包裹体测温着手, 以流体活动的角度对油气来源与油气输导体系进行相互印证, 分析探讨麻江古油藏油气从烃源岩到圈闭的时空动态耦合关系。

1 地质概况

黔南坳陷震旦纪以来海相沉积盆地演化可划分为4个阶段, 即震旦纪—早奥陶世、中奥陶世—志留纪、泥盆纪—石炭纪及二叠纪—中三叠世。震旦纪—早奥陶世为被动大陆边缘阶段海相碳酸盐岩沉积, 形成“下组合含油气系统”, 中奥陶世—志留纪为加里东古隆起形成与演化阶段, 发生于奥陶纪末的都匀运动是黔中隆起由水下发育演变为陆上发育的转折时期, 在麻江古油藏主体部分表现为中下志留统翁项群(S_{1-2w})低角度不整合于中上奥陶统之上。泥盆纪—石炭纪为裂谷盆地形成与演化阶段, 二叠纪—中三叠世为稳定碳酸盐台地。麻江古油藏位于黔南坳陷的东部, 地理位置处于都匀、麻江、凯里及丹寨一带, 处于黔中古隆起与雪峰隆起之间的黄平独山凸起(图1)。研究区下寒武统黑色泥岩是主要的烃源岩之一, 三都及丹寨一带发育中寒武统都柳江组烃源岩, 奥陶系五峰组及志留系龙马溪组烃源岩受古隆起控制分布于黔北等区域, 下奥陶统红花园组(O_{1h})灰岩和志留系翁项群(S_{1-2w})一、二段发育的滨岸砂岩是主要储层, 翁三段有厚达260~450 m泥岩盖层^[3]。

留纪、泥盆纪—石炭纪及二叠纪—中三叠世。震旦纪—早奥陶世为被动大陆边缘阶段海相碳酸盐岩沉积, 形成“下组合含油气系统”, 中奥陶世—志留纪为加里东古隆起形成与演化阶段, 发生于奥陶纪末的都匀运动是黔中隆起由水下发育演变为陆上发育的转折时期, 在麻江古油藏主体部分表现为中下志留统翁项群(S_{1-2w})低角度不整合于中上奥陶统之上。泥盆纪—石炭纪为裂谷盆地形成与演化阶段, 二叠纪—中三叠世为稳定碳酸盐台地。麻江古油藏位于黔南坳陷的东部, 地理位置处于都匀、麻江、凯里及丹寨一带, 处于黔中古隆起与雪峰隆起之间的黄平独山凸起(图1)。研究区下寒武统黑色泥岩是主要的烃源岩之一, 三都及丹寨一带发育中寒武统都柳江组烃源岩, 奥陶系五峰组及志留系龙马溪组烃源岩受古隆起控制分布于黔北等区域, 下奥陶统红花园组(O_{1h})灰岩和志留系翁项群(S_{1-2w})一、二段发育的滨岸砂岩是主要储层, 翁三段有厚达260~450 m泥岩盖层^[3]。

2 样品采集与分析

研究区沥青、油砂及油苗样品采于凯里旁海、洛棉、麻江城南, 丹寨坝固等前人研究剖面, 分析样品有机质含量、热解峰温及沥青反射率, 进行饱和

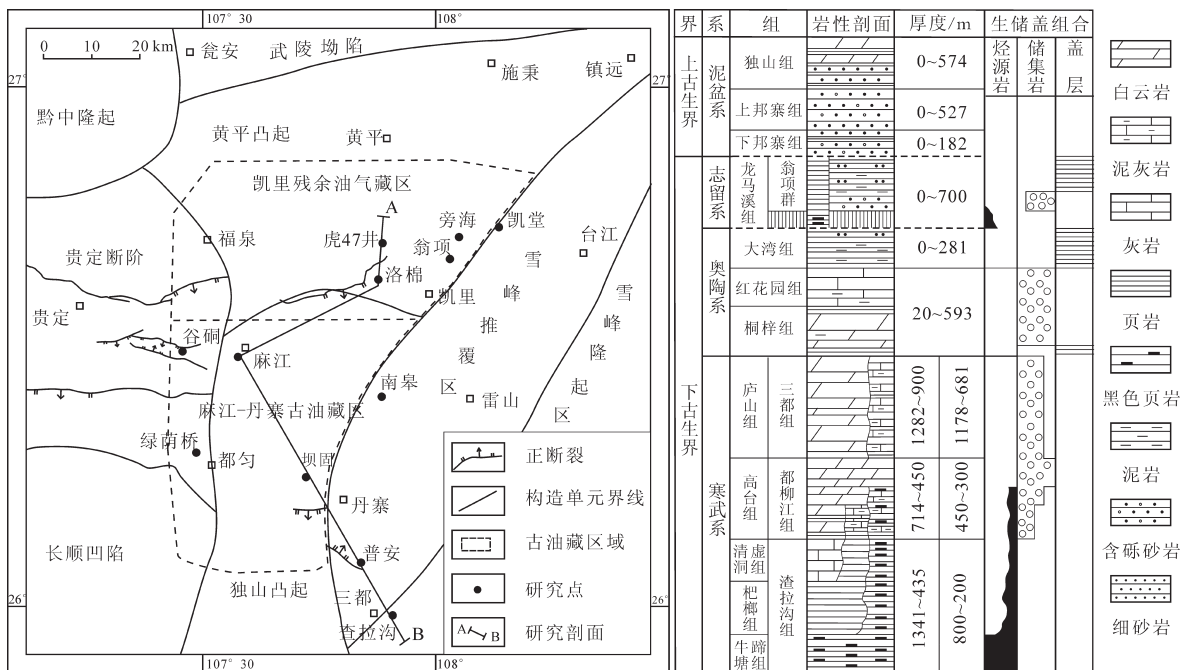


图1 麻江古油藏区域构造单元划分及研究剖面分布
Fig.1 Tectonic unit division and profile distribution in the study area

烃色谱分析并判断样品是否遭微生物降解,分析并获取了古油藏各地沥青、油砂及油苗正构烷烃碳同位素曲线,用于碳同位素分析对比,在上述研究剖面中选择性地进行流体包裹体与有机岩石学分析。流体包裹体显微测温使用的仪器为MDS600冷热台(配Carl-Zeiss Axioplan2 荧光显微镜),测定误差为 $\pm 0.1^{\circ}\text{C}$,有机岩石学分析采用DM4500P,检测依据为SY/T 6414-1999。

3 原油及沥青油气地球化学特征

油气地球化学分析(表1)表明,丹寨、都匀、麻江及凯里等地 O_1h 及 S_{1-2w} 原油、油苗及沥青总体具有较高的氯仿沥青“*A*”含量,有机碳含量(TOC) 0.56%~5.52%,热解“ S_1+S_2 ”为0.22~6.15 mg/g。热解峰温变化较大,为440~586 $^{\circ}\text{C}$,其中油苗 T_{\max} 低于固体沥青,仅为440~447 $^{\circ}\text{C}$ 。根据邬立言^[20]建立的 I 型有机质 $Ro-T_{\max}$ 关系,可以大致估算液态油苗 Ro 为0.6%~1.0%,固体沥青普遍大于1.6%。麻江 S_{1-2w} 沥青海相镜质体反射率($MVRo$)为1.84%~1.94%,其等效镜质体反射率按刘祖发^[21]提出的公式 $VRo=0.81MVRo+0.18(MVRo>1.50\%)$ 计算,为1.67%~1.75%。张渠^[6]研究表明麻江 O_1h 及都匀 S_{1-2w} 储层沥青反射率(BRO)分别为2.39%、2.22%,等效镜质体 Ro 按刘德汉^[22]提出的公式 $VRo=0.668BRO+0.346$ 计算分别为1.94%和1.83%,而凯里洛棉 S_{1-2w} 油苗 Rb 仅为0.47%^[6],相当于 VRo 为0.66%。因此热解峰温 T_{\max} 与等效镜质体反射率数据表明各地沥青总体处于高成熟阶段,而原油与液态油苗成熟度较低。

姥植比 Pr/Ph 为0.91~1.40,大多数沥青及原油 $Pr/Ph>1$,烷烃参数 Pr/nC_{17} 及 Pr/nC_{18} 能够较好地反映有机质的降解作用,一般受降解作用影响的样品其 Pr 和 Ph 的相对丰度会大于其相邻的正构烷烃^[23-24],沥青及原油 Pr/nC_{17} 为0.13~0.50, Pr/nC_{18} 为0.16~0.46,反映未遭受微生物降解作用,因此采用碳同位素进行来源分析时可以排除微生物降解的干扰。

4 油源分析与讨论

本文选取的对比指标主要为有机碳同位素与芳烃标志物,包括油(沥青)族组分同位素、固体沥青同位素与干酪根碳同位素对比、正构烷烃碳同位素成因分析,芳烃标志物 DBT/P 。

4.1 可能烃源岩有机质丰度及干酪根碳同位素

麻江古油藏及周边震旦系一下古生界主要存在3套主要可能烃源岩,有机质含量及干酪根碳同位素详见表2。下寒武统烃源岩(C_1)主要以硅质岩、磷块岩、炭质页岩、粉砂岩等黑色岩系为主,黑色岩系累计厚40~103 m,其特点是厚度较大,有机质丰度较高,成熟度较高,生烃较早,有机质主要来源于藻类、菌类生物,沉积环境为缺氧、低能和滞留的浅海环境,干酪根同位素一般较轻,主要分布区间为-33‰~-31‰^[1, 25]。震旦系陡山沱组(Zds)有机质含量高^[26],干酪根同位素较轻,为-31.90‰~-28.92‰,但厚度较小,如三都渣拉沟厚度仅为5 m。因此 C_1 早期生成的石油或多或少与 Zds 生成的石油混合,这种混合可以发生在油气运移阶段,也可以发生在油气聚集阶段,但不管如何,这种混合油主要是代表

表1 红花园组(O_1h)及翁项群(S_{1-2w})沥青及油苗有机地球化学参数
Table 1 Organic geochemistry parameters for O_1h and S_{1-2w} bitumens and oil seepage

采样地点	层位产状	样号	TOC/%	S_1+S_2 (mg/g)	Pr/Ph	Pr/nC_{17}	Pr/nC_{18}	$T_{\max}/^{\circ}\text{C}$	$Ro/\%$
麻江	O_1h 沥青	1	5.52	6.15	1.40	0.36	0.32	486	1.60*
		2	1.80	0.22	1.28	0.42	0.40	586	>1.60*
	S_{1-2w} 油砂	3	0.81	0.56	1.11	0.44	0.46	485	1.60*
		4	4.36	4.75	1.22	0.36	0.36	480	
丹寨坝固	O_1h 沥青	5	1.31	0.43	0.91	0.13	0.16	525	>1.60*
凯里洛棉	S_{1-2w} 油苗	6	0.56	2.3	0.95	0.36	0.43	447	0.60~1.00*
		7	0.61	1.76	0.98	0.36	0.44	440	
		8	0.61	1.25	0.92	0.37	0.46	447	
麻江	S_{1-2w} 沥青	9	0.64	0.84	1.21	0.50	0.46	487	1.75
		10	0.91	1.17	1.12	0.40	0.40	486	1.67

注: 1~8 号样品 Ro 数据(带*)根据 T_{\max} 估算。

表2 黔南拗陷及邻区主要烃源岩有机质含量及干酪根碳同位素
Table 2 Organic content and kerogen carbon isotope of main source rock in Southern Guizhou Depression and its adjacent areas

层位	地名	岩性	厚度/m	TOC/%			$\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}/\text{‰}$, PDB		数据来源
				范围	平均值	数量	范围	平均值	
Zds	三都渣拉沟	黑色泥岩	5	1.76~7.79	4.84	7	-31.90~-31.10	-31.50	[1]
	遵义松林	黑色泥岩及磷块岩	16.6	1.22~2.71	1.82	7	-30.02~-28.96	-29.48	[26]
	湄潭梅子湾	黑色泥岩	18.9	2.3~2.83	2.51	5	-30.89~-30.28	-30.54	[26]
C ₁	湄潭梅子湾	黑色泥岩	40	4.41~6.66	6.05	3	-32.52~-31.85	-32.12	[25]
	遵义松林	硅质页岩	0.45	2.18~20.57	11.63	6	-34.01~-32.32	-33.48	[25]
		黑色泥岩	5.68	4.91~11.34	9.67	8	-34.99~-32.42	-34.07	[25]
		含铜层	0.2	1.74	1	-31.68	[25]		
	黑色泥岩	37.5	6.19~15.12	10.66	2	-31.18~-30.64	-30.91	[25]	
三都渣拉沟	黑色泥岩	95	1.94~6.02	3.16	15	-32.40~-30.70	-31.50	[1]	
南皋	黑色泥岩	103	4.25~12.55	6.88	6	-33.70~-29.10	-31.40	[1]	
C _{2d}	三都普安	灰岩夹页岩	300	0.15~2.25	1.18	17	-31.2~-28.6	-29.5	[1]
O _{3w} -S _{1lm}	綦江观音桥	黑色页岩	37	0.98~10.38	5.53	12	-31.10~-28.97	-30.04	[27]
S _{1-2w}	凯里洛棉	灰色泥岩	不详	0.01~0.42	0.14	33	>-28	[1]	

下寒武统烃源岩的特征。

研究区及以南还存在其他几套非区域性烃源岩,如三都及丹寨等地中寒武统斜坡相都柳江组(C_{2d})深灰色灰岩夹黑色页岩,平均有机碳含量为1.18%,最高可达2.25%,累计厚度约300 m,为中等一较好烃源岩,灰岩与黑色页岩 $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 为-31.2‰~-28.6‰^[1],鉴于都柳江组主要烃源岩为灰岩,因此可将柳江组烃源岩 $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 大致界定为-30‰~-29‰。研究区及以北奥陶纪至志留纪之交沉积的五峰组及龙马溪组(O_{3w}-S_{1lm})黑色页岩有机质含量较高,热演化程度普遍达到1.60%, $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 为-30‰左右^[27]。

4.2 族组成同位素曲线

油源对比过程中要充分考虑油(沥青)与烃源岩热演化的差异性,由于目前所获取的烃源岩在热演化程度与油(沥青)差异巨大,不能盲目进行“数字对比”,将烃源岩碳同位素曲线恢复至与油(沥青)同样的成熟度非常必要。对于以菌藻为母质来源的烃源岩或者石油在热演化过程中干酪根或者族组成碳同位素变化较大,如热模拟实验研究结果显示热演化过程中干酪根碳同位素组成具有较大的变化^[28],I型干酪根Ro由0.70%演化至3.50%过程中,首先经历变重的过程,并在Ro=1.50%到达最大值,

$\Delta\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 为3.54‰,之后随着成熟的增加 $\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 总体呈变轻的趋势,并在Ro>3.00%趋于稳定,其中Ro从1.60%演化至3.50%过程中, $\Delta\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 为-0.94‰,Ro从0.70%演化至3.50%, $\Delta\delta^{13}\text{C}_{\text{干酪根}}$ 为1.73‰(图2-a)。热演化过程族组分碳同位素同样发生了较大变化,如塔里木盆地S74井稠油由模拟温度300℃增加至550℃过程中,饱和烃、芳烃、非烃及沥青质分别增重了4.99‰、6.07‰、5.30‰及5.11‰^[29],因此Ro由1.65%增加至3.50%,饱和烃、芳烃、非烃及沥青质分别增重了2.36‰、2.96‰、1.98‰及1.53‰(图2-b)。

表3和图2-c显示麻江古油藏各地不同层位原油、油砂及沥青族组成碳同位素数据及曲线(①~⑧),其中曲线①~③分别代表油砂、油苗及原油,等效镜质体反射率为0.60%~1.00%,总体表现为较轻的碳同位素,且碳同位素曲线大致具有 $\delta^{13}\text{C}_{\text{饱和烃}} < \delta^{13}\text{C}_{\text{芳烃}} < \delta^{13}\text{C}_{\text{非烃}} < \delta^{13}\text{C}_{\text{沥青质}}$ 特征,接近于理想的同位素曲线^[30-31],其中曲线①~②是地表油砂及油苗样品,可能有少量高熟沥青可溶有机质的混入,造成芳烃、非烃与沥青质碳同位素规律性较差,④~⑧为沥青碳同位素曲线,受沥青成熟度较高的影响略具“倒转”现象,根据曲线形态具体可以分为3种类型:(1)曲线④具有较轻的碳同位素,(2)曲线⑦~⑧有较重的

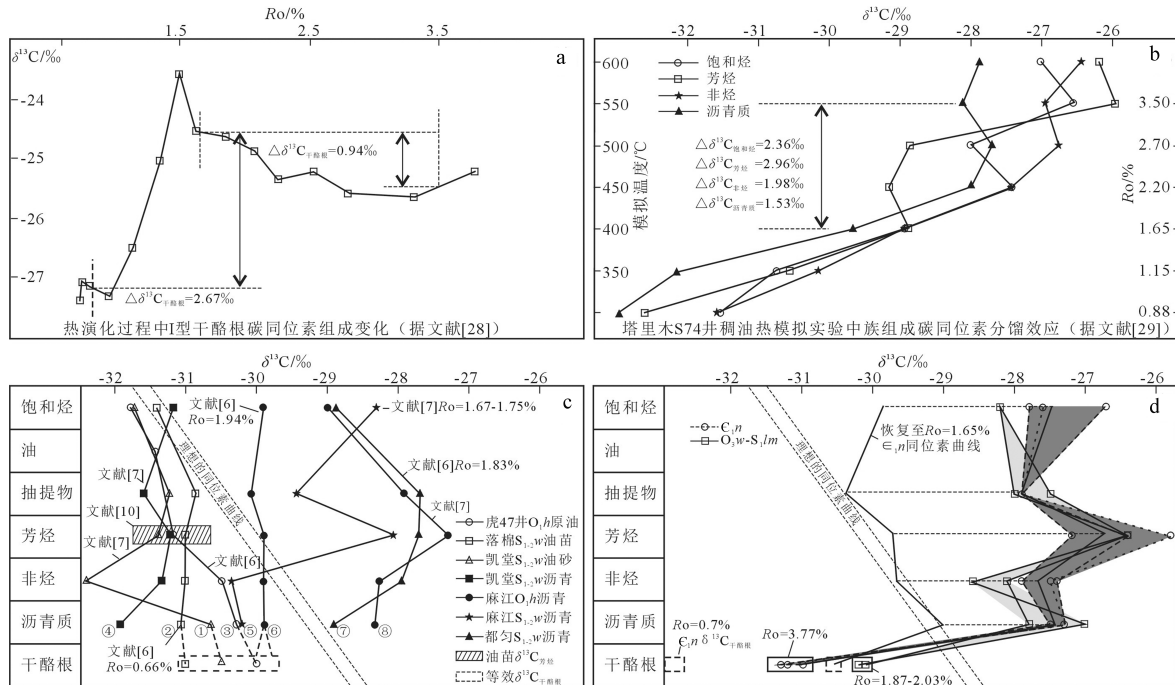


图2 碳同位素曲线热演化分馏效应与油源识别

Fig.2 Fractionation effect of carbon isotope curve thermal evolution and oil-source correlation

碳同位素, (3)曲线⑤~⑥介于前面两者之间。

刘文汇研究青川县寒武系固体沥青及沥青砂岩(C_1 来源, $BRo=0.50\%$)沥青“ A ”碳同位素为 -35.80% 和 -35.42% , 而凯里虎庄构造 S_{1-2W} 轻质油沥青“ A ”碳同位素 -31.70% ^[9], 同样成熟度的样品沥青“ A ”碳同位素存在巨大差异。根据曲线①~③碳同位素分布、油苗芳烃 $\delta^{13}C$ ^[10]及低熟油理想的碳同位素曲线可以推测曲线①~③等效 $\delta^{13}C_{\text{干酪根}}$ 大致为 -31.10% ~ -29.70% , 当 C_1 烃源岩成熟度恢复至 $Ro=0.70\%$ 时, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} \leq -32.73\%$, 这与推测的原油、油苗及油砂等效 $\delta^{13}C_{\text{干酪根}}$ 差别较大且不具可比性。

因此上述数据表明凯里地区油苗来源肯定不是 C_1 , 而是来源于某种干酪根碳同位素略重的烃源岩, 到底来自于哪套(C_2d 或 O_3W-S_{1lm}), 将通过油苗芳烃DBP/T进行判别。

图2-d是本文获取的黔北金沙 C_{1n} 与 O_3W-S_{1lm} 烃源岩碳同位素曲线, 其中 C_{1n} 有机质沥青反射率为 4.54% ~ 5.55% ^[32], O_3W-S_{1lm} 有机质沥青反射率为 2.28% ~ 2.53% , 换算后等效镜质体反射率分别为 3.38% ~ 4.05% 和 1.87% ~ 2.03% 。因此根据上述碳同位素曲线热演化过程的变量可将 C_{1n} 同位素曲线恢复至 $Ro=1.65\%$, 可以发现碳同位素此时不具明显的

表3 红花园组(O_1h)及翁项群(S_{1-2W})含沥青样品、油苗及原油碳同位素与来源判断
Table 3 Carbon isotope and source judgment of O_1h and S_{1-2W} samples with bitumens, oil seepage and crude oil

采样位置	层位/产状	$\delta^{13}C/\%$, PDB						数据来源	本文观点
		原油/沥青“ A ”	固体沥青	饱和烃	芳烃	非烃	沥青质		
麻江	O_1h 沥青	-30.20	-31.96	-29.90	-29.85	-29.84	-29.85	[6]	C_1
都匀	S_{1-2W} 沥青	-27.70	-31.62	-28.90	-27.73	-27.95	-28.93	[6]	C_1/C_2d
虎47井	O_1h 原油	-31.40		-31.80	-31.20	-30.50	-30.30	[6]	O_3W-S_{1lm}
洛棉	S_{1-2W} 油苗	-30.80	-31.90	-31.40	-31.00	-31.00	-31.20	[6]	O_3W-S_{1lm}
麻江	S_{1-2W} 沥青		-31.90~31.70					本文	C_1

“倒转”现象,其特征与图2-c中曲线⑥相似,与曲线⑤也具有一定的可比性,而与曲线⑦~⑧在碳同位素值上具明显的差异。因此曲线⑥来源于 C_1 ,曲线⑦~⑧来源于某种碳同位素较 C_1 重的烃源岩,而曲线⑤可能同时具有上述2种来源。

4.3 正构烷烃碳同位素

图3为来自各地沥青、油砂或者油苗正构烷烃碳同位素,由于热演化的差异性在进行油-油对比或者油-源识别过程中必须对热演化程度进行校正。实验表明模拟温度从250℃(等效 $R_o=0.70\%$)升高至400℃(等效 $R_o=1.63\%$)正构烷烃碳同位素增加1%~4%,并且在 C_{18+} 的部分变化相对较大^[33-34],因此可通过 $\Delta\delta^{13}C(C_{18+})$ 将高成熟沥青正构烷烃同位素恢复至与低熟油同样的成熟度进行相似性对比。

恢复结果表明,正构烷烃碳同位素总体呈现2号样<7号样<8号样<3号样<5号样。麻江 O_3h 沥青具有最轻的正构烷烃同位素,表明其 C_1 来源,正构烷烃碳同位素虽然与黔北等地牛蹄塘组黑色页岩的分布模式有较大差别,但这是由于可溶有机质碳同位素在高-过成熟阶段发生“漂移”所造成的^[2]。麻江 S_{1-2w} 油砂普遍具有相对较重的正构烷烃碳同位素,显示与该地沥青来源具有一定差异性,表明其来源与 C_2d 烃源岩或 O_3w-S_{1m} 有关。凯里地区油苗对比校正后麻江沥青正构烷烃同位素相对较重,这与族组分同位素反映的结果一致,即凯里油苗代表 $\delta^{13}C_{\text{干酪根}}$ 相对较重的烃源岩成因,即 C_2d 烃源岩或 O_3w-S_{1m} 黑色页岩。丹寨沥青校正后仍然具有最重的正构烷烃同位素,与较重的族组分同位素一致,表明来源于 C_2d 烃源岩。

4.4 固体沥青碳同位素

固体沥青主要来源为石油中的非烃及沥青质,高成熟度下干酪根与沥青碳同位素相差不大,在高成熟沥青与烃源岩干酪根对比中适用性较强^[25,35]。古油藏各地各层位孔隙中均存在黑色固体沥青,且成熟度总体相近, R_o 均在1.60%以上,固体沥青碳同位素分布稳定且较轻,总体为-31.96‰~-31.62‰,为典型的 C_1 来源。上述认识似乎与可溶有机质得出的结论不一致,但值得注意的 C_1 较 C_2d 烃源岩更早生烃并运聚成藏,随着石油向上或者向构造高地运移聚集,石油中相对较重的组分如非烃及沥青质残留在储层孔隙中,储层中的固体沥青均保留了 C_1 的信息。

4.5 芳烃 DBT/P

Hughes et al.^[36]利用 Pr/Ph 与二苯并噻吩/菲 (DBT/P) 相关性来进行原油和烃源岩沉积环境分类,研究表明 Pr/Ph<1,母质沉积水体属于较还原的环境,此时若 DBT/P <1,代表海相或湖相泥页岩沉积,若 1 < DBT/P <3 为海相碳酸盐岩(泥灰岩)沉积,而若 DBT/P >3 为海相碳酸盐岩沉积。研究区凯里地区各层位大部分油苗 Pr/Ph 为 0.9~1.50, DBT/P 为 0.10~0.21^[10],因此油苗来源于海相页岩,而非碳酸盐岩或泥灰岩,因此根据 DBP/T 可以判断凯里地区液态油苗来源于非 C_1 的海相页岩,因此液态油苗的来源与 O_3w-S_{1m} 黑色页岩或者与其同时异相的页岩。

5 油气运聚模式讨论

油气运聚与成藏机制研究需源于精确的油源识别,目前麻江古油藏成藏相关研究是建立在以往

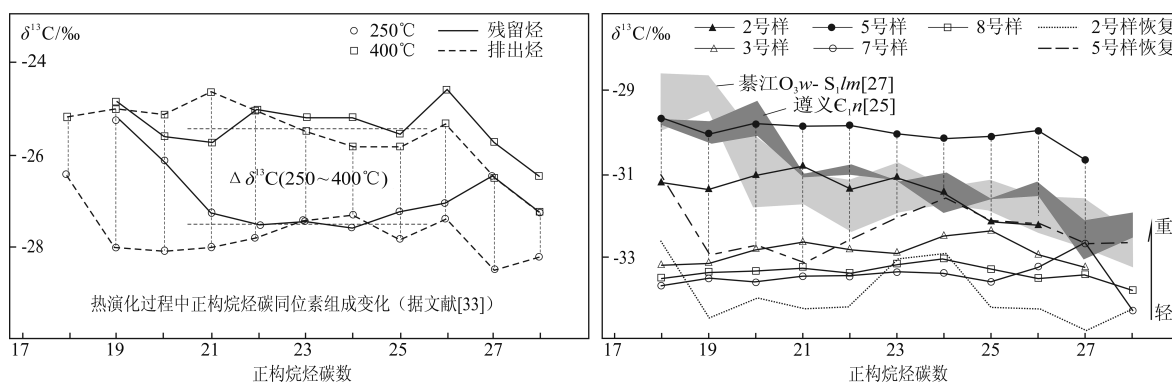


图3 油苗、沥青与主要烃源岩正构烷烃碳同位素

Fig.3 N-alkanes carbon isotope of oil seepage, bitumens and main source rock

的油源对比结论之上,当油气来源认识出现偏差,油气运聚规律及精细的油气成藏模式将不能建立。但仅依靠精确的油源对比未必能对油气的生成、运移及成藏进行厘定,一定要结合该构造地质背景及油气成藏基本条件,并结合油气生成及流体活动规律,动态地分析油气从烃源岩到圈闭的时空耦合关系(图4)。

深入刻画了麻江古油藏油气生成-运移-成藏模式首先需对古油藏若干问题作出回答:(1) O_3w-S_1lm 黑色页岩供烃是否具有可行性?(2)在漫长的地质历史及较高热演化条件下,凯里地区下古生界仍存在原油及液态油苗?(3)各期油气运移的输导系统是否存在,以往研究缺乏流体活动与地球化学的证据。

5.1 O_3w-S_1lm 供烃可行性

关于 O_3w-S_1lm 黑色页岩能否成为麻江古油藏的烃源岩一致存在相当大的争议,但族组分同位素与芳烃DBT/P已经证实凯里液态油苗及原油来源为 O_3w-S_1lm 黑色页岩,刘树暉^[4]通过凯里地区翁项群砂岩成岩序列的研究也认为志留系供烃的可行性。本文认为研究区在广西运动之后,志留系龙马溪组由北向南逐步超覆于黔中隆起之上,由于志留系巨厚的盖层沉积及缺乏张性断裂, O_3w-S_1lm 黑色

页岩生成的石油无法垂相运移,沿不整合面向黔中隆起及南缘侧向运移(图5-a),虽然油气侧向运移距离较远可达100 km,但已有事实表明油气远距离的侧向运移仍然存在,如准噶尔盆地西缘距离烃源岩有数十~100 km之远,依然形成油气田^[37]。

5.2 原油及液态油苗成因

有机岩石学分析显示麻江和坝固 $S_{1-2}w$ 砂岩储层沥青往往沿孔隙壁呈脉状、球粒状、角片状或块状充填具有明显的镶嵌状结构(图5-b、c),且无荧光,这种特征类似于 C_1 与 O_3w-S_1lm 黑色页岩中赋存的焦沥青(图5-a、d),显示储层曾经历了高温热演化作用^[38-40]。液态油苗、油砂及原油等成熟度往往偏低,洛棉 O_1h 含油灰岩(图5-e)、凯里旁海 $S_{1-2}w$ 油砂(图5-f)及麻江 $S_{1-2}w$ 油砂(图5-g)中烃类包裹体荧光呈黄绿色,显示具有相对较低的成熟度^[41-42],且为晚期成藏的产物,但翁项群地质历史中最大埋深可达5000 m,同层位液态油苗的成熟度也大幅低于储层孔洞中充填的高温热解焦沥青,而且低于上覆地层,在研究区不具备类似大巴山前缘逆冲断裂带液态油苗^[43]形成的的地质条件下,主要原因如下:(1)高成熟沥青为早期 C_1 来源,液态油苗为 O_3w-S_1lm 来源且晚期成藏,本文获取的麻江 $S_{1-2}w$ 砂岩胶结物中赋存的包裹体(图5-h)均一温度为92.7~

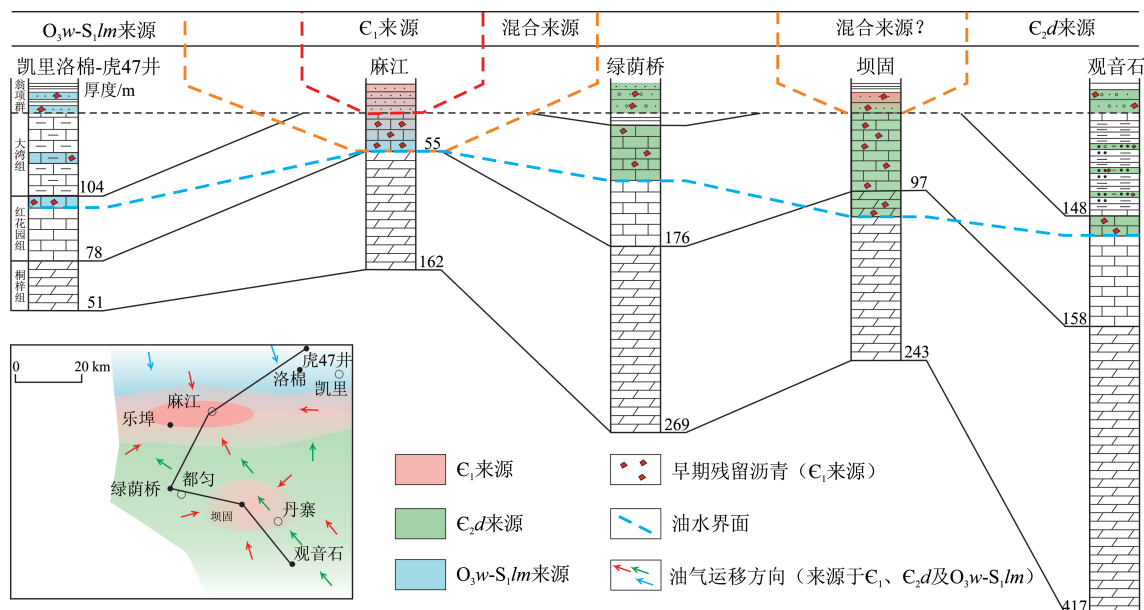


图4 麻江古油藏奥陶纪—志留纪地层对比与油源识别结果

Fig. 4 Oil-source correlation and stratigraphic correlation between Ordovician and Silurian of ancient hydrocarbon reservoir in Majiang

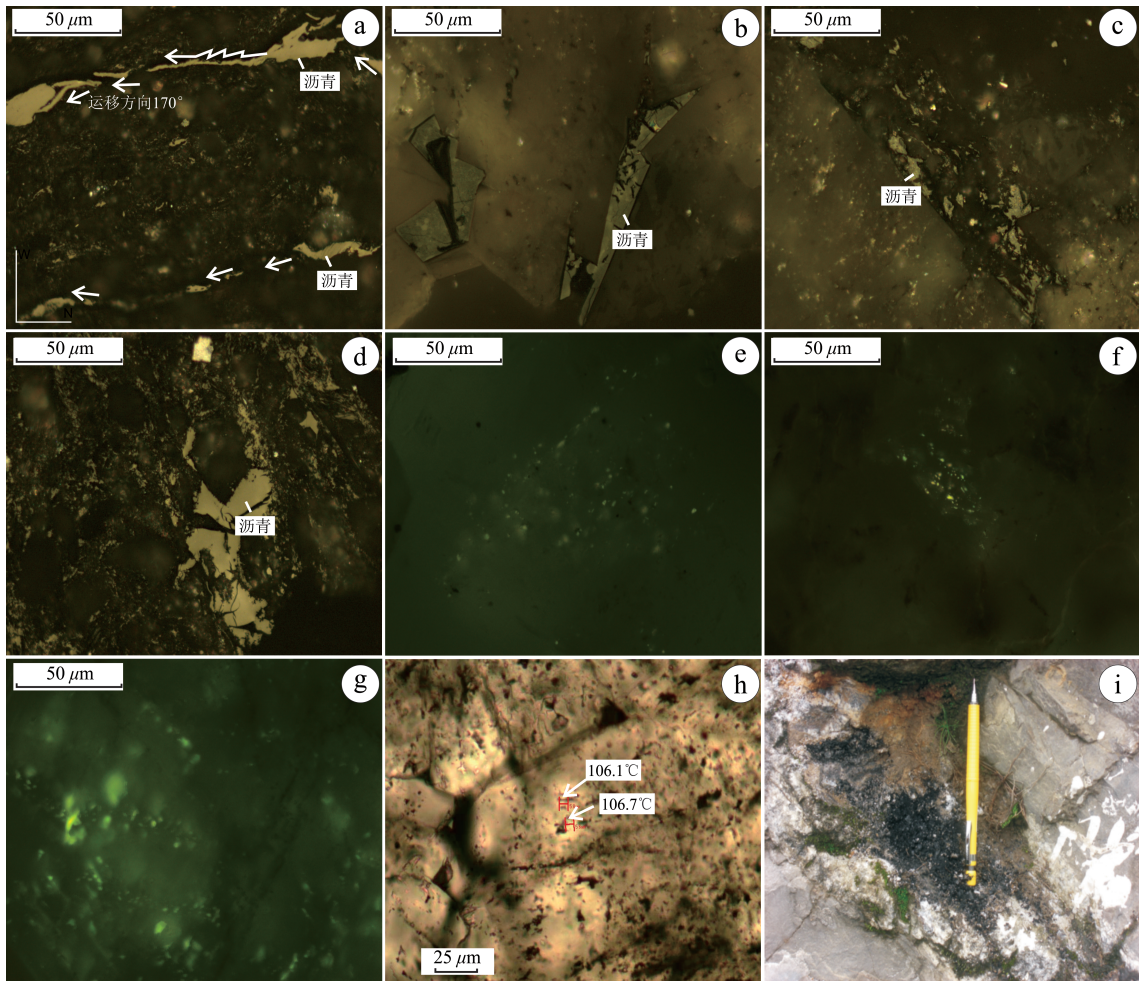


图5 麻江古油藏流体活动与油气运移相关证据

a—金沙岩孔S_{1m}黑色页岩中条带状沥青,显示油气运移方向约为170°(定向薄片);b—麻江S_{1-2w}油砂中固体沥青;c—坝固S_{1-2w}砂岩中固体沥青;d—金沙岩孔C_{1n}黑色页岩中块状及不规则状沥青;e—洛棉O_{1h}含油灰岩中烃类包裹体荧光呈黄绿色;f—旁海S_{1-2w}油砂中烃类包裹体荧光呈黄绿色;g—麻江S_{1-2w}油砂中烃类包裹体荧光呈亮黄绿色;h—麻江S_{1-2w}包裹体成群分布;i—普安C_{3l}白云岩裂缝中方解石脉与沥青充填,地层产状:270°∠58°,方解石脉走向325°,GPS:107°49'31"E,26°04'45"N

Fig.5 Relevant evidence of fluid activity and hydrocarbon migration of ancient hydrocarbon reservoir in Majiang
 a—Stripped bitumens in S_{1m} black shale in Yankong, Jinsha, showing that the oil-gas migration direction is about 170° (oriented thin section); b—Solid bitumens in S_{1-2w} oil sand in Majiang; c—Solid bitumens in S_{1-2w} sandstone in Bagu; d—Massive and irregular bitumens in C_{1n} black shale in Yankong, Jinsha; e—Fluorescence of hydrocarbon inclusion in O_{1h} oiliness limestone in Luomian, assuming yellowish green; f—Fluorescence of hydrocarbon inclusion in S_{1-2w} oil sand in Panghai, assuming yellowish green; g—Fluorescence of hydrocarbon inclusion in S_{1-2w} oil sand in Majiang, assuming yellowish green; h—S_{1-2w} inclusion in Majiang distributed in groups; i—calcite vein and bitumens fillings in cracks of C_{3l} dolomite in Pu'an, attitude of stratum: 270°∠58°, trend of calcite vein 325°, GPS: 107°49'31"E, 26°04'45"N

114.3°C(8个数据),该数据与前人研究成果(均一温度90~120°C^[14])基本一致,表明印支期早中三叠世形成的石油进入麻江古背斜后对早期的油藏重新进行流体调整;(2)O_{3w}-S_{1m}黑色页岩生成的石油充注时储层时代较新,处于成岩早期,在后期成岩作用下部分裂缝及吼道发生充填或胶结作用发生堵塞,使部分充注了液态石油的孔洞长期处于一个独

立的封闭及压力体系,即使在后期较高的温度条件下,封闭体系不会全部发生破坏。

5.3 输导体系

麻江古油藏输导体系受加里东运动形成的不整合面及黔南拗陷海西期控相正断裂共同控制。不整合面主要受都匀运动及广西运动控制,是油气长距离侧向运移的重要通道。海西期正断裂控制

油气纵向运移有如下证据:(1)黔南三都普安上寒武统炉山组白云岩中存在近于垂直层面且走向为NW向的多组张性节理缝(图5-i),该节理受三都普安地区发育的海西期正断裂控制,节理缝中发现于早期方解石之后充填大量黑色固体沥青。早期方解石表明断裂具张性特征,沥青充填晚于方解石表明断裂形成于油气生成之前或者同期形成的,若是晚期燕山运动油气藏破坏形成的,上寒武统炉山组及以下油藏已经演化为气藏,已经形成固态焦沥青而不可能发生运移。(2)丹寨及三都一带中上寒武统古油藏^[44]的形成也与该断裂系统有关。因此海西期控相主断裂(南丹至河池断裂)及次级断裂(如凯里虎庄、麻江谷硐及三都普安)形成时大多是活动及开启的,不仅控制着泥盆—石炭系沉积^[45],而且是油气运移的重要通道,断裂的形成与C₁及C_{2d}烃源岩生油期配套良好。综上所述海西期断裂系统极有可能与O_{1h}和S_{1-2w}之间的不整合面贯通,形成整个油气运移聚集的输导系统。

5.4 油气运聚过程分析

结合该构造地质背景、油气成藏基本条件、油气输导系统及流体活动规律,对麻江古油藏油气运聚规律可以做出如下刻画(图6):

(1)根据古油藏成烃史^[11,14]分析,加里东晚期(早奥陶至早志留世晚期)C₁烃源岩处于生油阶段,受

黔中隆起、断裂及不整合面构成的输导系统控制,油气向古背斜高部位(麻江或丹寨)O_{1h}岩溶储层与S_{1-2w}砂岩储层运聚油气运移与聚集的顺序依次为:丹寨及三都中上寒武统岩性圈闭—麻江古背斜顶部(麻江及丹寨)—古背斜两翼(凯里及三都)。该期油气成藏的特点是O_{1h}及S_{1-2w}储盖组合理藏较浅,盖层封闭性能较差不利于油气的保存,在随后广西运动盖层遭受一定剥蚀,古油藏遭到一定程度的破坏,储层中残留大量沥青。与O_{1h}及S_{1-2w}储盖组合不同的是丹寨及三都C₂₋₃岩性圈闭埋藏较深,保存系统可能未遭破坏。

(2)C_{2d}烃源岩生烃时间较C₁烃源岩略晚,为晚奥陶世至晚泥盆世,由于C_{2d}烃源岩受沉积相控制仅分布于三都及丹寨等地及以南,麻江古背斜南翼各地C₂₋₃、O_{1t}、O_{1h}及S_{1-2w}等储层接受了来自C_{2d}烃源岩生成的石油充注。

(3)O_{3w}-S_{1lm}黑色页岩在印支期早中三叠世进入生油门限并达到生油高峰,生成的石油在黔中隆起的控制下长距离运移,运移方向约170°,油气运移至麻江古背斜北翼凯里及麻江等地区成藏,由于孔隙充填作用及胶结作用部分液态石油得以保存至今,在凯里落棉、凯堂、旁海、虎47井O_{1h}及S_{1-2w}及麻江城南S_{1-2w}等层位均可以见到液态油气显示,且有机岩石学显示固体沥青与油滴比例为70:30~

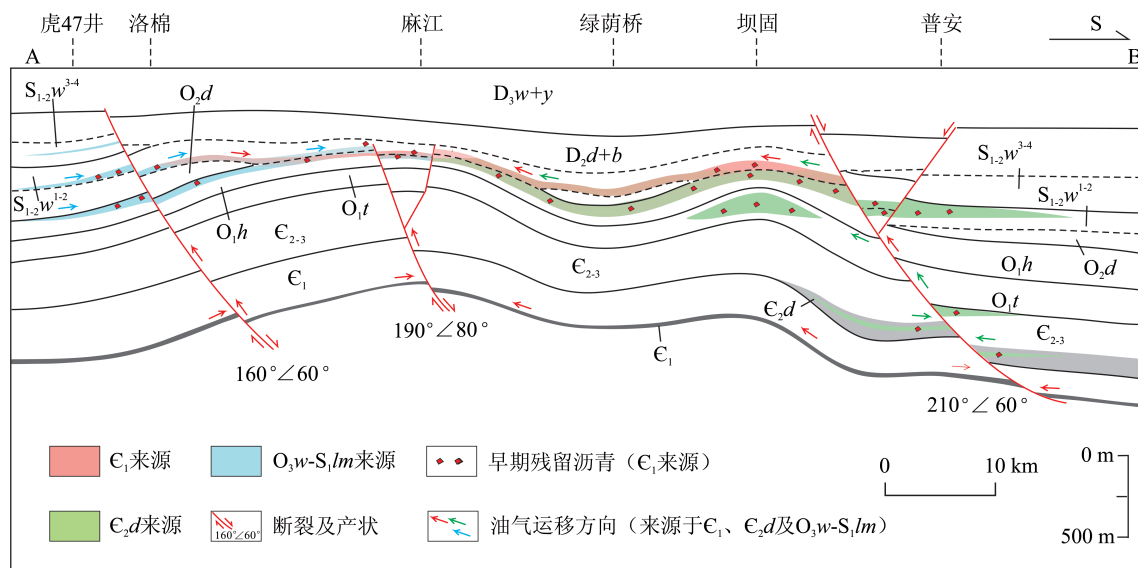


图6 麻江古油藏海西期构造剖面及油气生成-运移-成藏模式(剖面A-B)

Fig.6 Structural section and hydrocarbon generation-migration-accumulation model in Hercynian period of ancient hydrocarbon reservoir in Majiang (Section A-B)

80:20,液烃荧光呈黄绿色。向才富^[14]认为第一幕流体活动发生在印支期早中三叠世主要有2种原因:①寒武系烃源岩及加里东期古油藏可以二次生烃,②奥陶系、志留系烃源岩在三叠纪末进入大规模生排烃阶段。本文同意第二种观点,但第一种观点仍值得怀疑,主要理由如下:① C_1 及 C_{2-d} 烃源岩在早三叠世等效镜质体反射率均超过2.0%,生烃能力有限,早期形成的中上寒武统油藏已经演化为气藏,早一中三叠世是盆地沉积稳定的时期,不具备油气藏大规模破坏的构造条件。②现今地表露头保留了大量印支期形成的液烃包裹体。

(4)油气运聚输导体系统模型与流体活动规律同时印证了本文关于麻江古油藏原油、沥青来源的新认识具有可行性,即古油藏的分布一般受储盖源配套、输导体系统的类型与分布规律共同控制。麻江古背斜南翼油气藏形成均与 C_1 及 C_{2-d} 烃源岩有关,麻江古背斜北翼加里东期油气藏形成期受区域烃源岩 C_1 控制,而印支期原油及液态油苗形成则与 O_3w-S_1lm 有关。

6 结 论

(1)沥青反射率、热解峰温、芳烃参数及有机岩石学综合分析认为麻江古油藏各地所有层位沥青热演化程度较高,等效 $Ro \geq 1.6\%$,而原油及油苗热演化程度较低,等效 Ro 为 $0.6\% \sim 1.0\%$,且沥青与原油样品未遭受生物降解。

(2)古油藏各区域各层位孔洞中赋存的沥青均不同程度与下寒武统烃源岩有关,后期不同地区来源有较大差别,三都、丹寨及都匀沥青晚期均与都柳江组烃源岩有关,而凯里原油或液态油苗为五峰组及龙马溪组或其同时异相页岩在印支期成藏的产物,其保存环境为储层早期成岩过程中形成的独立封闭系统。麻江红花园组及翁项群沥青主要来源于下寒武统,受印支期油气成藏作用及流体活动调整,储层晚期轻度混入了来自麻江古背斜北翼的液态烃类。

(3)黔南坳陷及邻区下寒武统、都柳江组、五峰组及龙马溪组烃源岩的分布控制了该区油气富集规律,黔南海西期断裂系统与加里东运动形成的不整合面构成不同期次油气运聚的输导系统,海西期形成的一系列EW向及NW向正断裂是麻江古油

藏早期成藏的关键。印支期早中三叠世是麻江古油藏油气成藏的重要时刻,五峰组及龙马溪组烃源岩分布控制了麻江古油藏印支期流体活动与油气成藏。

致谢:王剑、谢渊、余谦及丘东洲研究员为本文提出了宝贵的建议,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,同时评审专家提出很多有益于本文的建议,在此一并感谢。

参考文献(References):

- [1] 腾格尔,秦建中,郑伦举.黔南坳陷海相优质烃源岩的生烃潜力及时空分布[J].地质学报,2008,82(3):366-372.
Tenger, Qin Jianzhong, Zheng Lunju. Hydrocarbon potential on excellent hydrocarbon source rock in southern Guizhou depression and its spacial temporal distribution[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(3): 366-372(in Chinese with English abstract).
- [2] 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等.中国南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):1-16.
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): 1-16(in Chinese with English abstract).
- [3] 韩世庆,王守德,胡惟元.黔东南麻江古油藏的发现及其意义[J].石油与天然气地质,1982,3(4):316-327.
Han Shiqing, Wang Shoude, Hu Weiyuan. The discovery of a paleopool in Majiang and its geological significance[J]. Oil & Gas Geology, 1982, 3(4): 316-327(in Chinese with English abstract).
- [4] 刘树晖,胡惟元,邱运鑫,等.麻江古油藏翁项群成岩序列时代划分及油源讨论[J].石油与天然气地质,1985,6(2):127-137.
Liu Shuhui, Hu Weiyuan, Qiu Yunxin, et al. On the oil source and diagenetic sequence of the Wongxiang group in fossil Majiang pool[J]. Oil & Gas Geology, 1985, 6(2): 127-137(in Chinese with English abstract).
- [5] 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):10-22.
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).
- [6] 张渠,腾格尔,张志荣,等.凯里-麻江地区油苗与固体沥青的油源分析[J].地质学报,2007,81(8):1118-1124.
Zhang Qu, Tenger, Zhang Zhirong, et al. Oil Source of Oil Seepage and Solid Bitumen in the Kaili-Majiang Area[J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(8): 1118-1124(in Chinese with English abstract).

- [7] 高林, 刘光祥. 贵州凯里地区下古生界原油油源分析[J]. 石油实验地质, 2008, 30(2): 186-191.
Gao Lin, Liu Guangxiang. Analysis on oil source of lower Palaeozoic crude oil from Kaili area in Guizhou Province[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(2): 186-191(in Chinese with English abstract).
- [8] 林家善, 谢渊, 刘建清, 等. 再论“麻江古油藏”烃源岩[J]. 地质科技情报, 2011, 30(6): 105-109.
Lin Jiashan, Xie Yuan, Liu Jianqing. Restudy of the source rock of Majiang paleo-reservoir[J]. Geological Science and Technology Information, 2011, 30(6): 105-109(in Chinese with English abstract).
- [9] 刘文汇, 王杰, 腾格尔, 等. 南海相不同类型烃源生烃模拟气态烃碳同位素变化规律及成因判识指标[J]. 中国科学(D辑), 2012, 42(7): 973-982.
Liu Wenhui, Wang Jie, Tenger, et al. Stable carbon isotopes of gaseous alkanes as genetic indicators inferred from laboratory pyrolysis experiments of various marine hydrocarbon source materials from southern China[J]. Science in China(Series D), 2012, 55: 966-974(in Chinese).
- [10] 贺训云, 姚根顺, 蔡春芳, 等. 黔南坳陷油苗芳烃地球化学特征及意义[J]. 地球化学, 2012, 41(5): 442-451.
He Xunyun, Yao Genshun, Cai Chunfang, et al. Aromatic hydrocarbons distribution in oil seepages from the southern Guizhou Depression, SW China: Geochemical characteristics and geological implications[J]. Geochimica, 2012, 41(5): 442-451(in Chinese with English abstract).
- [11] 韩世庆, 王守德. 黔南东部下古生界石油生成及演变阶段的探讨[J]. 石油实验地质, 1983, 5(1): 3-7.
Hang Shiqing, Wang Shoude. An approach to stages of oil generation and evolution of lower paleozoic in the eastern part of south Guizhou[J]. Petroleum Geology & Experiment, 1983, 5(1): 3-7(in Chinese).
- [12] 陶树, 汤达祯, 周传祯, 等. 川东南—黔中及其周边地区下组合烃源岩元素地球化学特征及沉积环境意义[J]. 中国地质, 2009, 36(2): 397-403.
Tao Shu, Tang Dazhen, Zhou Chuanyi, et al. Element geochemical characteristics of the lower assemblage hydrocarbon source rocks in southeast Sichuan—central Guizhou (Chuangongnan—Qianzhong) region and its periphery areas and their implications to sedimentary environments[J]. Geology in China, 2009, 36(2): 397-403(in Chinese with English abstract).
- [13] 冯常茂, 牛新生, 吴冲龙. 黔中隆起及周缘地区下组合含油气流体包裹体研究[J]. 岩石矿物学杂志, 2008, 27(2): 121-126.
Feng Changmao, Niu Xinsheng, Wu Conglong. A study of hydrocarbon fluid inclusions in Qianzhong uplift and its adjacent areas[J]. Acta Petrologica et Mineralogica, 2008, 27(2): 121-126 (in Chinese with English abstract).
- [14] 向才富, 汤良杰, 李儒峰, 等. 叠合盆地幕式流体活动: 麻江古油藏露头与流体包裹体证据[J]. 中国科学(D辑), 2008, 38(增刊): 70-77.
Xiang Caifu, Tang Liangjie, Li Rufeng, et al. The episodic activity of fluids in superimposed basin: Fluid inclusion evidence from Majiang paleo-reservoir outcrop[J]. Science in China(Series D), 2008, 38(Supp.): 70-77(in Chinese).
- [15] 陈玲, 马昌前, 凌文黎, 等. 中国南方存在印支期的油气藏: Re-Os 同位素体系的制约[J]. 地质科技情报, 2010, 29(2): 95-99.
Chen Ling, Ma Changqian, Lin Wenli, et al. Indosinian hydrocarbon accumulation in south China: A Re-Os isotope constraint[J]. Geological Science and Technology Information, 2010, 29(2): 95-99(in Chinese with English abstract).
- [16] 高波, 沃玉进, 周雁, 等. 贵州麻江古油藏成藏期次[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 417-423.
Gao Bo, Wo Yujin, Zhou Yan, et al. Hydrocarbon accumulation phases of Majiang paleo-oil reservoir in Guizhou[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 417-423(in Chinese with English abstract).
- [17] 汤良杰, 吕修祥, 金之钧, 等. 中国海相碳酸盐岩层系油气地质特点、战略选区思考及需要解决的主要地质问题[J]. 地质通报, 2006, 25(9/10): 1032-1035.
Tang Liangjie, Lv Xiuxiang, Jin Zhijun, et al. Petroleum geological characteristics, strategic exploration area selection and urgent geological problems of marine carbonate sequences in China[J]. Geological Bulletin of China, 2006, 25(9/10): 1032-1035(in Chinese with English abstract).
- [18] 汤良杰, 郭彤楼, 田海芹, 等. 黔中地区多期构造演化、差异变形与油气保存条件[J]. 地质学报, 2008, 82(3): 298-307.
Tang Liangjie, Guo Tonglou, Tian Haiqin, et al. Poly-cycle tectonic evolution—differential deformation and hydrocarbon reservation of central Guizhou and adjacent region[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(3): 298-307(in Chinese with English abstract).
- [19] 梁狄刚, 陈建平. 中国南方高、过成熟区海相油源对比问题[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 8-14.
Liang Digang, Chen Jianping. Oil-source correlations for high and over matured marine source rocks in South China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2): 8-14(in Chinese with English abstract).
- [20] 郭立言. 生油岩热解快速定量评价[M]. 北京: 科学出版社, 1986: 41-44.
Wu Liyan. Fast Quantitative Evaluation Method for Source Rock on Rock—Eval Analysis[M]. Beijing: Science Press, 1986: 41-44(in Chinese).
- [21] 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 Jiamo, 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).

- [22] 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).
- [23] Bailey N J L, Krouse H R, Evans C R, et al. Alteration of crude oil by waters and bacteria—Evidence from geochemical and isotope studies[J]. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1973, 57(7): 1276-1290.
- [24] 王铁冠, 朱丹, 张枝焕, 等. 千米桥地区上第三系严重生物降解石油的高分子量($>C_{35}$)正烷烃[J]. 科学通报, 2002, 47(14): 1103-1107.
Wang Tieguan, Zhu Dan, Zhang Zhihuan, et al. High molecular weight ($C_{35}+$)n-alkanes of Neogeneheavily biodegraded oil in the Qianmiqiao region, North China[J]. Chinese Science Bulletin, 2002, 47(16): 1402-1407.
- [25] 杨平, 谢渊, 汪正江, 等. 金沙岩孔灯影组古油藏沥青有机地球化学特征及油源分析[J]. 地球化学, 2012, 41(5): 1894-1901.
Yang Ping, Xie Yuan, Wang Zhengjiang, et al. Geochemical characteristics and oil source correlation of Dengying formation paleo-reservoir in Jinsha[J]. Geochimica, 2012, 41(5): 1894-1901 (in Chinese with English abstract).
- [26] 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).
- [27] 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).
- [28] 熊永强, 张海祖, 耿安松. 热演化过程中干酪根碳同位素组成的变化[J]. 石油实验地质, 2004, 26(5): 484-487.
Xiong Yongqiang, Zhang Haizu, Geng Ansong. Variation of carbon isotopic composition of kerogen during thermal evolution[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(5): 484-487(in Chinese with English abstract).
- [29] 刘光祥. 塔里木盆地 S74 井稠油热模拟实验研究(一)——模拟产物地球化学特征[J]. 石油实验地质, 2008, 30(2): 179-185.
Liu Guangxiang. Thermal simulation study of crude oil from well S74 in the Tarim basin (I)—Geochemical characteristics of the simulation products[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(2): 179-185(in Chinese with English abstract).
- [30] 王大锐. 油气稳定同位素地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 163-173.
Wang Darui. Stable Isotope Geochemistry of Petroleum[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 163-173(in Chinese).
- [31] Stahl W J. Source rock-crude oil correlation by isotopic type-curves[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1978, 42(10): 1573-1577.
- [32] 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. 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).
- [33] 熊永强, 耿安松, 盛国英, 等. 生排烃过程中正构烷烃单体碳同位素组成的变化特征及其研究意义[J]. 沉积学报, 2001, 19(3): 469-472.
Xiong Yongqiang, Geng Ansong, Sheng Guoying, et al. Characteristics of carbon isotopic composition of n-alkanes during hydrocarbon generation and expulsion and its significance[J]. Acta Sediment Ologica Sinica, 2001, 19(3): 469-472(in Chinese with English abstract).
- [34] Bjoroy M, Hall P B, Hrstad E, et al. Variation in stable carbon isotope ratios of individual hydrocarbons as a function of artificial maturity[J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1-3): 89-105.
- [35] 王铜山, 耿安松, 孙永革. 川东北飞仙关组储层固体沥青地球化学特征及其气源指示意义[J]. 沉积学报, 2008, 26(2): 340-348.
Wang Tongshan, Geng Ansong, Sun Yongge. Geochemical characteristics of solid bitumen in reservoir and their implication for the origin of natural gas of Feixianguan formation in northeastern Sichuan basin[J]. Acta Sediment Ologica Sinica, 2008, 26(2): 340-348(in Chinese with English abstract).
- [36] Hughes W B, Holba A G, Dzou L I P. The ratio of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1995, 59(17): 3581-3598.
- [37] 沈扬, 贾东, 宋国奇, 等. 源外地区油气成藏特征、主控因素及地质评价——以准噶尔盆地西缘车排子凸起春光油田为例[J]. 地质论评, 2010, 56(1): 51-59.
Shen Yang, Jia Dong, Song Guoqi, et al. Reservoir-forming characters, key control factors and geological evaluation in the area outside oil source——Take the Chunguang oilfield in Chepaizi uplift in western Junggar basin as an example[J]. Geological Review, 2010, 56(1): 51-59(in Chinese with English abstract).
- [38] Burke E A J. Raman Microspectrometry of Fluid Inclusions[M]. Lithos, 2001, 55: 139-158.
- [39] Hwang R J, Teerman S C, Carlson R M. Geochemical comparison of reservoir solid bitumens with diverse origins[J]. Organic Geochemistry, 1998, 29(1-3): 505-517.

- [40] Huc A Y, Nederlof P, Debarre R. Pyrobitumen occurrence and formation in a Cambro-Ordovician sandstone reservoir, Fahud Salt Basin, North Oman[J]. *Chemical Geology*, 2000, 168(1/2): 99-112.
- [41] Allan B, Lemos de Sousa M J, Pinheiro H J, et al. Detection and evaluation of hydrocarbons in source rocks by fluorescence microscopy[J]. *Organic Geochemistry*, 1993, 20(6): 789-795.
- [42] Teichmuller M. Organic petrology of source rocks, history and state of the art[J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 10(1/3): 581-599.
- [43] 翟常博, 郜建军, 黄海平, 等. 大巴山南侧城口油苗点滴源分析[J]. *石油实验地质*, 2009, 31(2): 192-196.
Zai Changbo, Gao Jianjun, Huang Haiping, et al. Analysis of the seepage oil and oil source in Chengkou area of the southern margin of Dabashan[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2009, 31(2): 192-196(in Chinese with English abstract).
- [44] 赵忠举, 朱琰, 李大成. 中国南方中、古生界古今油气藏形成演化控制因素及勘探方向[J]. *天然气工业*, 2002, 22(5): 1-6.
Zhao Zongju, Zhu Yan, Li Dacheng. Factors controlling the formation and evolution of Mesozoic and Paleozoic oil/gas reservoirs and their exploration targets in south China[J]. *Natural Gas Industry*, 2002, 22(5): 1-6(in Chinese with English abstract).
- [45] 李国新, 范昱, 陈洪德, 等. 黔南独山地区晚石炭世—早二叠世早期沉积特征及层序地层研究[J]. *中国地质*, 2011, 38(2): 346-355.
Li Guoxin, Fan Yu, Chen Hongde, et al. Sedimentary characteristics and sequence characteristics of Late Carboniferous and early Early Permian period in Dushan, southern Guizhou Province[J]. *Geology in China*, 2011, 38(2): 346-355(in Chinese with English abstract).

Identification of oil resource and analysis of hydrocarbon migration and accumulation of Majiang paleo-reservoir: Evidence from oil-gas geochemistry

YANG Ping^{1,2}, WANG Zheng-jiang^{1,2}, YIN Feng³, LIU Jia-hong^{1,2}, LIN Jia-shan^{1,2},
ZHANG Di^{1,2}, HUANG Xue-ping^{1,4}

(1. *Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources, Chengdu 610082, Sichuan, China*; 2. *Key Laboratory for Sedimentary Basin and Oil and Gas Resources, Ministry of Land and Resources, Chengdu 610082, Sichuan, China*;
3. *Southern Exploration and Development Company, Sinopec, Chengdu 610041, Sichuan, China*;
4. *Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China*)

Abstract: This paper takes full account of the interrelation and variation rules of source rock kerogen, group composition, solid bitumen and N-alkane carbon isotope in thermal evolution. Combining the geochemical analysis with previous studies of carbon isotope and aromatic markers, the authors made a comprehensive analysis. It is indicated that, at the early stage, there existed the source of Lower Cambrian black shale in various paleo-reservoirs, whereas at the late stage, the sources became quite different. The bitumens from the south of Majiang ancient anticline were relevant to Middle Cambrian Duliujiang Formation to some extent. The crude oil and oil seepage in Kaili seemed to be the products of Indosinian reservoir accumulation from Wufeng-Longmaxi Formation. The preservation environment of the oil was an independent and closed system formed in the early diagenetic process of the reservoir. Based on oil resource identification in combination with geological background, hydrocarbon accumulation conditions and fluid activity patterns, it is held that the distribution of source rocks in the depression of south Guizhou Province and its neighboring Lower Cambrian Dujiangliu Formation and Wufeng-Longmaxi Formation controlled the hydrocarbon enrichment patterns of this area. The fault system in Hercynian period of south Guizhou and the unconformity formed by Caledonian movement formed the pathways of hydrocarbon migration and accumulation in different periods. A series of normal faults formed in Hercynian constituted the key to Paleo-reservoir formation in Majiang.

Key words: paleo-reservoir; bitumen; organic carbon isotopic; oil resource identification; hydrocarbon migration and accumulation; pathways; Majiang

About the first author: YANG Ping, male, born in 1981, engineer, mainly engages in the study of petroleum geology of carbonatite in southern marine facies; E-mail: yping0@163.com.