

文章编号: 1001-6112(2006)06-0581-05

# 遵义后坝奥陶系红花园组油苗岩石轻烃特征分析

王津义<sup>1</sup>, 高林<sup>2</sup>, 姚俊祥<sup>3</sup>, 武蔚文<sup>1</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151;

2. 中国石油化工股份有限公司 南方勘探开发分公司, 昆明 650200;

3. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 荆州新区勘探研究所, 湖北 荆州 434100)

**摘要:**遵义后坝奥陶系红花园组生物碎屑灰岩中发现油苗和沥青, 经过气/源岩、沥青/源岩对比, 震旦、寒武及奥陶系产层轻烃 C<sub>6+7</sub> 结构组成基本一致, 奥陶系含油苗灰岩轻烃星图与震旦系泥岩、寒武系沥青砂岩星图较为相似, 显示红花园组油苗主要来源于震旦系和下古生界过成熟或高成熟海相烃源岩, 油气经历了较长距离的运移, 得以在奥陶系中保存下来。这对评价该地区油气前景有重要意义, 预示着可能存在一套特殊的含油气组合, 存在以 O<sub>1</sub>h 古风化壳储集层为目的层的勘探领域。在兴文—叙永—一线以西地区现今下古生界储盖组合保存良好, 在适当的构造圈闭中可形成油气藏。志留系和二叠系产层轻烃 C<sub>6+7</sub> 与震旦系、寒武系及奥陶系等产层轻烃 C<sub>6+7</sub> 明显有别, 星图对比性差, 表征它们之间成烃母质或沉积环境均有不同。

**关键词:**气/源岩; 沥青/源岩; 岩石轻烃; 油苗和沥青; 成藏史; 奥陶系红花园组; 贵州

**中图分类号:** TE122.11

**文献标识码:** A

下奥陶统红花园组油苗和沥青, 出露于黔中隆起东北缘核桃窝背斜北倾没端(图 1), 即遵义县后坝莲花采石场生物碎屑灰岩中。

油苗产于下奥陶统红花园组生物体腔和晶洞中, 在刚击打开的岩石新鲜面或生物体腔、晶洞中见油侵后的湿润面, 几秒钟后湿润面上液体挥发干净, 同时在新打开的岩石面上有浓烈的汽油味。

沥青产于灰岩的晶洞和方解石脉中, 呈黑色粒状—粉末状、染手, 镜下荧光照射显中等强度黄绿色光, 呈云雾状分布。

在贵阳新添寨采石场, 红花园组新击开的岩石面上亦具有浓烈汽油味。

## 1 岩石轻烃特征

轻烃(C<sub>4</sub>—C<sub>11</sub>)是天然气、原油及沉积岩石中烃类的重要组成部分<sup>[1]</sup>, 在含油气盆地石油及岩石中普遍存在。反映轻烃性质的指纹特征和参数有很多, 如正构烷烃、环烷烃、甲基环己烷、环己烷指数、甲基环己烷指数、庚烷值、异庚烷值、苯及甲苯等, 它们不仅可以反映天然气的沉积环境、成因类型、演化程度, 还可以用于气/气、气/源对比, 在探讨烃类运移和分析油气保存条件等方面也取得了较好效果<sup>[2]</sup>。

笔者在遵义后坝等地区采集了震旦、寒武、奥陶(红花园组)、志留及二叠系烃源岩样品, 开展岩

石轻烃指纹气相色谱实验分析, 解剖古油藏。

### 1.1 轻烃数据分析

根据岩石轻烃指纹参数对比研究(表 1), 从震旦系至二叠系, 同一套地层轻烃参数结构组成具有十分明显的一致性, 尤其是震旦系、奥陶系的正构烷烃、环烷烃、甲基环己烷、环己烷指数、甲基环己

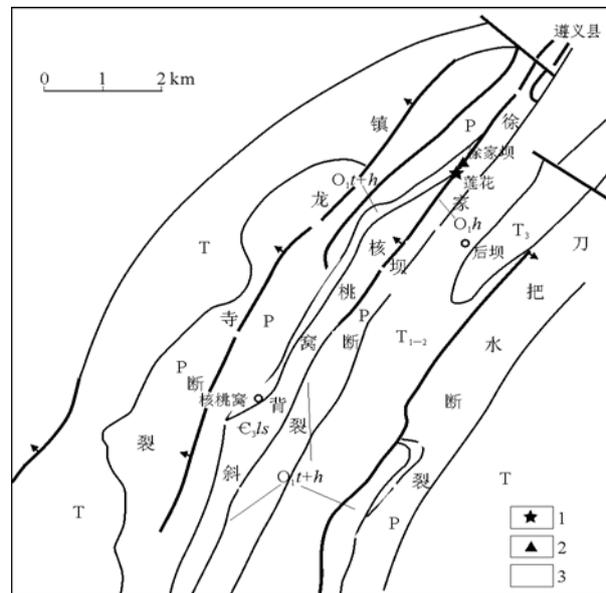


图 1 遵义后坝莲花奥陶系红花园组油苗出露位置  
1. 地表油苗; 2. 地表沥青; 3. 铝矿岩系

Fig. 1 Oil seeping location in the Honghuayuan Formation of Ordovician, Lianhua, Houba, Zunyi

收稿日期: 2006-11-24。

作者简介: 王津义(1957—), 男(汉族), 上海人, 硕士、高级工程师, 主要从事油气地质综合研究。

基金项目: 中国石油化工股份有限公司科技项目(P04090)。

表 1 遵义后坝等地区岩石轻烃组成特征

Table 1 Light hydrocarbon composition characteristics of rocks in Houba, Zunyi

地层	岩性	正构烷烃, %	环烷烃, %	甲基环己 烷,%	环己烷 指数,%	甲基环己烷 指数,%	庚烷值, %	异庚烷值, %	Mango 参数	
									K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>
Z <sub>2</sub> d	泥岩	74.69	10.55	3.90	0.30	5.67	93.75		1.10	
Z <sub>2</sub> d	粉砂岩	84.74	11.61	4.79	0.035	5.13	92.68			
Є <sub>1</sub> n	泥岩	79.60	8.23	4.06	0.54	5.26	86.18		1.09	
Є <sub>1</sub> n	泥岩	12.18	9.65	0.76		5.26	79.59	3.71	1.03	0.38
Є <sub>1</sub> m	沥青砂岩	88.69	8.43	2.11		2.21	97.13			
Є <sub>1</sub> m	沥青砂岩	21.68	15.67	6.80	10.01	18.18	72.33	9.68	1.18	0.29
Є <sub>1</sub> m	沥青砂岩	17.32	28.78	11.97	24.60	33.50	75.59	4.11	1.04	
O <sub>1</sub> h	灰岩 (含油苗)	82.26	12.08	4.23	0.26	4.87	93.51	3.67	1.21	
O <sub>1</sub> h	灰岩 (含沥青晶洞)	84.44	4.38	4.26	0.65	4.63	91.68			
S <sub>1</sub> l	粉砂质泥岩	66.70	13.69	10.88	0.41	12.14	85.01	2.92	0.33	
P <sub>1</sub> q	灰色灰岩	74.04	15.75	8.02	0.60	9.68	89.84	3.40		
P <sub>1</sub> m	沥青灰岩	49.70	18.53	13.58	4.74	27.18	75.69		0.69	

烷指数、庚烷值和异庚烷值参数基本一致。志留系、二叠系轻烃参数均有各自相对独立的结构组成。油苗、沥青及岩石轻烃参数的这种有规律的组成特征,反映了不同沉积环境下,有机质类型及油气演化的不同过程<sup>[3,4]</sup>。

据陈正辅<sup>[5]</sup>研究认为,海相原油正构烷烃大于 38%、环烷烃小于 40%、甲基环己烷小于 35%,陆相原油正构烷烃小于 38%、环烷烃大于 40%、甲基环己烷大于 35%;环己烷指数和甲基环己烷指数与母质类型关系较密切,腐泥型母质生成的天然气甲基环己烷指数小于(35±2)%,(35±2)%~(50±2)%为腐殖腐泥或腐泥腐殖型母质,大于(50±2)%则为腐泥型母质。与原油、天然气母质类型轻烃判别指标对比,遵义后坝等地区震旦—志留系岩石轻烃成因类型均反映为海相原油,母质类型属 I 型。相比之下,二叠系正构烷烃含量低,而环烷烃、甲基环己烷指数较高,这正反映了混合原油和 II<sub>1</sub> 型母质类型的特点。

庚烷值和异庚烷值最能反映和判断原油的成熟度,高熟原油异庚烷值为 3%~5%,过熟原油异庚烷值大于 5%。由表 1 可知,遵义后坝等地区震旦—二叠系天然气演化程度总体较高,均属过成熟天然气,奥陶系、志留系及二叠系异庚烷值为 3%~5%,反映为高成熟天然气<sup>[6,7]</sup>。

Mango 参数<sup>[8]</sup>  $K_1 = (2 - \text{甲基己烷} + 2,3 - \text{二甲基戊烷}) / (3 - \text{甲基己烷} + 2,4 - \text{二甲基戊烷})$ , 4 个异庚烷值显示极具规律的变化趋势,即  $K_1 \approx 1$ ,原油中不同  $K_1$  值参数反映不同原油特征。Mango 推断,这些轻烃化合物是稳定状态下催化

动力学反应的产物,并设计出催化动力学反应模型,用“母—女”(Parent-Daughter)关系来形容某些化合物之间的关系,得出  $P_2$  是  $N_2, P_3$  的函数,指出  $K_2 = P_3 / (P_2 + N_2)$ ,与成熟度无关,只与原油母质类型相关,不同成因原油之间  $K_2$  有所差别,腐泥型油的  $K_2$  值较高,腐殖型油的较低<sup>[9]</sup>。

遵义后坝等地区岩石轻烃计算表明,存在 2 种  $K_1$  值原油。震旦系—奥陶系正常  $K_1$  值原油,  $K_1$  值为 1.03~1.21,平均为 1.10,这与 Mango 计算世界各地(主要为北美)海相原油样品  $K_1$  值(约 1.09)相吻合。志留系—二叠系异常低  $K_1$  值原油,  $K_1$  值为 0.33~0.69,平均为 0.51,明显低于 Mango 计算的  $K_1$  值,究其原因,可能是天然气形成后,由于运移距离、方式以及所经历的水洗、生物降解、氧化等地质作用的差异,使轻烃遭受进一步物理化学作用程度不一所致<sup>[10]</sup>。

本区仅在翁安永和寒武系泥岩和沥青砂岩中检测出 2 个  $K_2$  值,  $K_2$  参数值为 0.29~0.38,平均为 0.34,较 Mango<sup>[8]</sup> 提供的源于腐殖母质(内陆)的原油或天然气值高,与腐泥型(海相)原油或天然气值相近,表征了本区寒武系主力烃源岩母质类型的特征。

### 1.2 气/源岩、沥青/源岩对比

根据岩石轻烃指纹参数表,对气/源岩、沥青/源岩数据进行对比分析,遵义后坝等地区震旦系、寒武系及奥陶系产层轻烃  $C_{6+7}$  结构组成基本一致,表明遵义后坝奥陶系红花园组油苗应来自于震旦系、下古生界寒武系或奥陶系自生自储天然气。志留系和二叠系产层轻烃  $C_{6+7}$  与震旦系、寒武系

及奥陶系等产层轻烃  $C_{6+7}$  明显有别,反映为各自不同成因类型的轻烃。

遵义后坝奥陶系红花园组油苗的气/源岩、沥青/源岩对比研究发现,奥陶系含油苗灰岩的轻烃星图与震旦系泥岩、寒武系沥青砂岩星图较为相似(图 2),应来源于相同的烃源岩。然而,震旦系、寒武系、奥陶系与志留系、二叠系之间的星图相似程度差异较大,震旦系、寒武系和奥陶系的 C1, C3, C5 为高值,表明 2,2-二甲基戊烷、2,4-二甲基戊烷、2-甲基己烷的含量高于志留系、二叠系。反之,志留系、二叠系 C4 为高值,表明 3,3-二甲基戊烷的含量高于震旦系、寒武系和奥陶系<sup>[11]</sup>。星图对比结果表明,震旦系、寒武系、奥陶系与志留系、二叠系之间对比性差,既表征它们之间成烃母质或沉积环境不同,又表征遵义后坝奥陶系红花园组油苗应来源于深部震旦、寒武系烃源岩。

芳烃(苯、甲苯)是烃类当中比较特殊的簇化合物,在油气中的含量较低,尤其是岩石轻烃  $C_{6+7}$  组成苯、甲苯的含量极低,而且还随着深度由深向浅蚀变程度增强。如本区寒武系苯与甲苯比值为 0.145 1,奥陶系为 0.069 3,反映了相对浅层天然气由于运移距离远,苯含量减少。遵义后坝奥陶系上覆层系二叠系栖霞组灰岩苯与甲苯比值为 0.389 7,表征二叠系以自生自储为主,天然气由生油层向储层运移距离短,因此苯含量增加<sup>[12,13]</sup>。

据此分析遵义后坝奥陶系红花园组油苗主要来源于深处的震旦系、下古生界过成熟或高成熟海相烃源岩,油气运移距离较长,被封盖于下二叠统

梁山组平行不整合面之下,得以在奥陶系中保存下来。揭示本区可能存在一套特殊的含油气组合,即以陡山沱组、牛蹄塘组、湄潭组等为烃源岩,以古风化壳为储层,以梁山组泥岩或铁铝矿岩系为盖层的含油气组合。

## 2 成藏史分析

根据遵义后坝地区上震旦统一上二叠统沉积埋深史图(图 3)分析,奥陶系经历了 4 次沉降和 4 次抬升。其中,志留纪末期广西运动和燕山中期运动对本区油气成藏影响最大,广西运动发生时本区处于黔中隆起翼部高点,致使奥陶系上覆层系志留系遭受剥蚀,泥盆、石炭系沉积缺失,奥陶系经过 114 Ma 隆升剥蚀,剥蚀厚度 450 m。此时正值震旦系烃源岩进入生油高峰—高成熟期,寒武系烃源岩则进入成熟—生油高峰期,生油期与奥陶系构造形成期相匹配,所生成的油气通过断层垂向运移聚集在风化剥蚀的奥陶系古风化壳中;海西期二叠系梁山组泥岩盖层及上覆层系形成了对奥陶系储集层的有效封盖。油气藏形成于海西末期—燕山早期,此期总体以沉降为主,虽然经历了 2 次构造抬升,但由于经历的时间较短,无碍于沉降构造格局的形成,仅对油气进行了有限的重新调整和改造。

燕山中期沉降格局开始发生转变,在江南雪峰山挤压、推覆应力下,黔中地区快速隆升褶皱,造成奥陶系上覆沉积盖层抬升剥蚀,致使遵义后坝地区已经形成的奥陶系油气藏遭到破坏。

根据成藏史及红花园组油苗和沥青出露地段

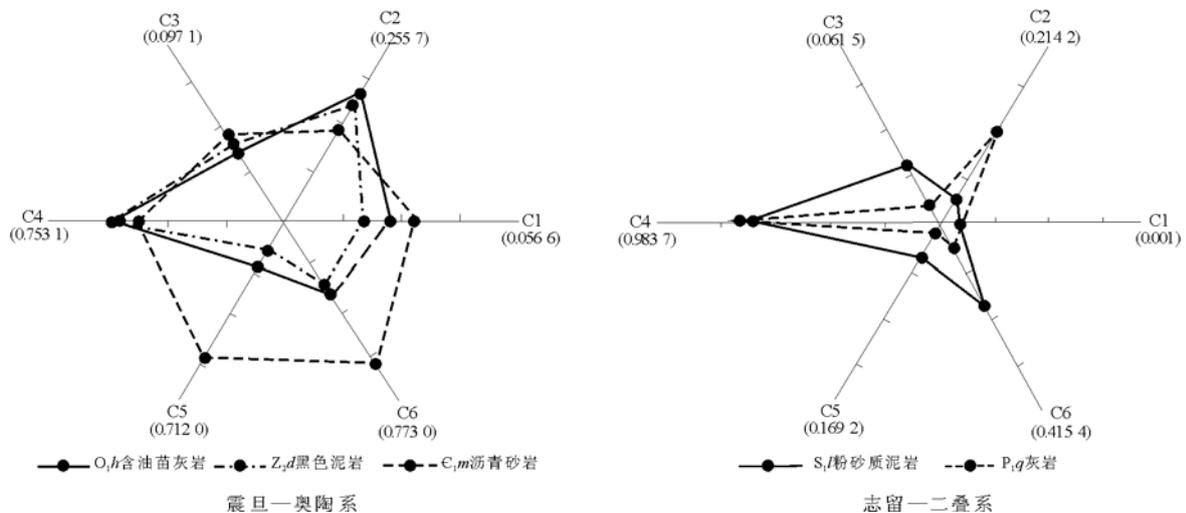


图 2 遵义后坝等地区岩石轻烃星图

C1=2,2-二甲基戊烷/C; C2=2,3-二甲基戊烷/C; C3=2,4-二甲基戊烷/C; C4=3,3-二甲基戊烷/C; C5=2-甲基己烷/C; C6=3-甲基己烷/C; C=2,2-二甲基戊烷+2,3-二甲基戊烷+2,4-二甲基戊烷+3,3-二甲基戊烷

Fig. 2 Star map of light hydrocarbon in rocks in Houba, Zunyi

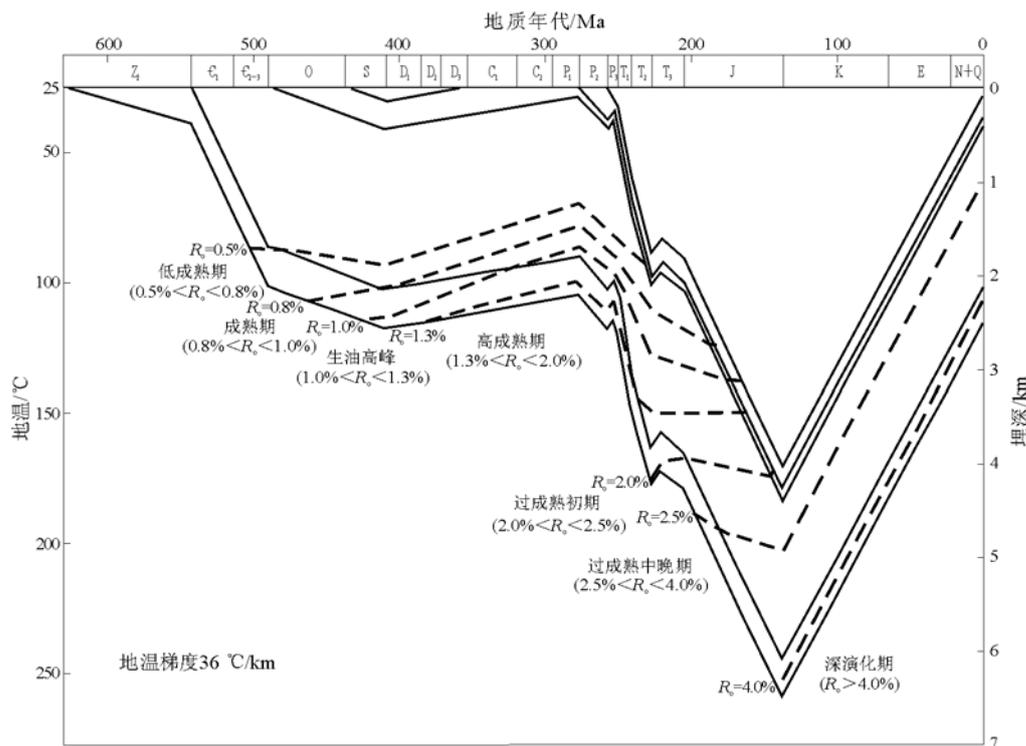


图 3 遵义后坝上震旦统一上二叠统沉积埋深史

Fig. 3 Burial history of Upper Sinian-Upper Permian depositions, Houba, Zunyi

分析,遵义后坝以西地区(兴文—叙永一线以西)燕山期构造改造作用较弱,地层仅受到少量剥蚀,现今下古生界储盖组合保存良好。推测在保存条件较好的地段,现今仍有油气藏得以保存,尤其是兴文—叙永一线以西或仁怀斜坡以西地区,在适当的构造圈闭中可形成油气藏。

### 3 结论

遵义后坝等地区震旦—志留系岩石轻烃成因类型均反映为海相原油,母质类型属 I 型。演化程度总体较高,均属过成熟天然气,奥陶系、志留系及二叠系反映为高成熟天然气。

Mango 参数<sup>[8]</sup>指出,震旦—奥陶系属正常  $K_1$  原油,  $K_2$  与腐泥型(海相)原油或天然气值相近,表征寒武系主力烃源岩母质类型特征。

气/源岩、沥青/源岩对比,震旦、寒武及奥陶系产层轻烃  $C_{6+7}$  结构组成基本一致,奥陶系含油苗灰岩轻烃星图与震旦系泥岩、寒武系沥青砂岩星图较为相似,显示红花园组油苗主要来源于震旦系、下古生界过成熟或高成熟海相烃源岩。志留系和二叠系产层轻烃  $C_{6+7}$  均有各自相对独立的结构组成,与震旦系、寒武系及奥陶系等产层轻烃  $C_{6+7}$  明显有别,星图对比性差,表征它们之间成烃母质或沉积环境均有不同。

下古生界油苗和沥青的发现,对评价该地区油气前景有重要意义,预示该地区可能存在一套特殊的含油气组合,存在以  $O_1h$  古风化壳储集层为目的层的勘探领域。

志留期末广西运动和燕山中期运动对本区油气成藏影响最大,兴文—叙永一线以西地区构造改造作用较弱,现今下古生界储盖组合保存良好,在适当的构造圈闭中可形成油气藏。

致谢:本文得到了中国石油化工股份有限公司南方勘探开发分公司领导及相关人员的支持和帮助,在此一并表示感谢!

#### 参考文献:

- 1 刘光祥,蒋启贵,潘文蕾等. 干气中浓缩轻烃分析及应用:以川东北、川东区天然气气/源对比研究为例[J]. 石油实验地质, 2003, 25(增刊): 585~589
- 2 唐 艳,叶 军. 轻烃指纹参数在川西坳陷天然气成藏研究中的应用[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(6): 17~21
- 3 马柯阳,曹建平,张晓宝等. 塔里木盆地古生界岩石轻烃的地球化学特征[J]. 沉积学报, 1999, 17(3): 487~491
- 4 张 敏,张 俊,张春明. 塔里木盆地原油轻烃地球化学特征[J]. 地球化学, 1999, 28(2): 191~196
- 5 陈正辅. 塔里木盆地油气资源的基本特征[J]. 海相油气地质, 1997, 2(1): 15~20
- 6 林壬子. 轻烃技术在油气勘探中的应用[M]. 武汉:中国地质大学出版社, 1990

- 7 张春明,金迪威. 塔中地区轻烃特征及其意义[J]. 石油与天然气地质,1997,18(4):332~334
- 8 Mango F D. The origin of light hydrocarbons in petroleum: A kinetic test of steady-state catalytic hypothesis[J]. Geochim Cosmochim Acta,1990,54:1315~1323
- 9 张敏,张俊. 塔中地区不同Mango轻烃参数原油的地球化学特征[J]. 断块油气田,1999,7(1):14~17
- 10 朱扬明,张春明. Mango轻烃参数在塔里木原油分类中的应用[J]. 地球化学,1999,28(1):26~33
- 11 张敏,张俊,徐中一. 轻烃星图在石油勘探中的应用[J]. 石油勘探与开发,1998,25(2):30~33
- 12 张林晔,李钜源,李祥臣等. 细菌降解气轻烃组成及气源对比[J]. 石油实验地质,1996,18(1):88~95
- 13 蒋启贵,陈伟钧,金聚畅等. 岩石低沸点轻烃指纹分析方法研究[J]. 石油实验地质,2004,26(5):493~495

## CHARACTERISTICS OF LIGHT HYDROCARBON IN OIL SEEPING ROCKS IN THE HONGHUAYUAN FORMATION OF ORDOVICIAN, HOUBA, ZUNYI

Wang Jinyi<sup>1</sup>, Gao Lin<sup>2</sup>, Yao Junxiang<sup>3</sup>, Wu Weiwen<sup>1</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Geology, Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China; 2. Southern E & P Company, SINOPEC, Kunming, Yunnan 650200, China; 3. Jingzhou Research Institute of New Prospect Exploration, Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC, Jingzhou, Hubei 434100, China)

**Abstract:** Oil seepage and bitumen have been found in biocalcarene in the Honghuayuan Formation of Ordovician in Houba, Zunyi. Gas/source rock and bitumen/source rock comparisons have indicated that, light hydrocarbon C<sub>6+7</sub> compositions in the Sinian, Cambrian and Ordovician productive formations are almost the same. Star maps of light hydrocarbon in Ordovician oil seeping limestone, Sinian mudstone and Cambrian bitumen sandstone are similar, which means that, oil seepages in the Honghuayuan Formation mainly come from over mature and high mature marine source rocks in the Lower Palaeozoic. Petroleum migrates for a long distance and is reserved in Ordovician. A set of special oil-bearing composition and an exploration field with the O<sub>1h</sub> fossil weathered residuum reservoir as the target may exist. To the west of Xingwen-Xuyong, reservoir and cap formation are kept well in the Lower Palaeozoic. Accumulation may be found in proper tectonic traps. Light hydrocarbon C<sub>6+7</sub> compositions in Silurian and Permian are quite different from those in Sinian, Cambrian and Ordovician with incomparable star maps, indicating the differences between hydrocarbon generation parent and deposition environment.

**Key words:** gas/source rock; bitumen/source rock; light hydrocarbon in rock; oil seepage and bitumen; accumulation history; the Honghuayuan Formation of Ordovician; Guizhou Province

(continued from page 580)

sections, combining with the seismic data and the study on sedimentary facies and paleocurrent orientations. Moreover, the abundance, types and maturity of the organic matters from the dark mudshales in Shuinan Member of Laiyang Formation, which are in different tectonic units of Jiaolai Basin, such as Laiyang Sag, Pingdu-Xiagezhuang Sag, Gaomi-Zhucheng Sag, were studied by means of several analysis methods. Study results show that hydrocarbon source rocks in Jiaolai Basin mainly developed in Laiyang Sag and Pingdu-Xiagezhuang Sag. The abundance of organic matter is higher and can come up to the standard of fairly good hydrocarbon source rocks or good hydrocarbon source rocks. Most of the organic matters are type I to II<sub>1</sub>. The organic matter is in the evolution stage of maturation. So, the Laiyang Sag and Pingdu-Xiagezhuang Sag are the favorable exploration areas in the Jiaolai Basin.

**Key words:** hydrocarbon source rock; abundance of organic matter; maturity; the Jiaolai Basin