

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

杨 平¹ 谢 渊¹ 李旭兵² 柏道远³ 刘早学⁴ 陈厚国⁵

(1.成都地质调查中心,四川 成都 610081;2.武汉地质调查中心,湖北 武汉 430205;3.湖南省地质调查院,湖南 长沙 410116;4.湖北省地质调查院,湖北 武汉 430030;5.贵州省地质调查院,贵州 贵阳 553001)

摘要:通过对雪峰山西侧地区震旦系陡山沱组烃源岩的系统观测、采样和有机地球化学研究总结了烃源岩分布规律、有机质母质类型,烃源岩的形成与沉积环境的关系、有机质成熟度及生烃史。陡山沱组黑色页岩分布及有机碳含量变化与陡山沱台盆相间的沉积模式有较大关系,陡山沱组烃源岩主要分布于黔北、黔东等及上扬子东南缘等地区,黔北、黔东等地黑色页岩厚度 20~70 m,有机碳高值区(2.0%以上)主要分布在黔北、黔东及上扬子东南缘如石门—桃源—安化等地。有机显微组成分析表明该地区陡山沱组黑色页岩有机质类型为 I 型,族组成质量分数均有饱和烃>非烃>芳烃的特点,盆地和斜坡相饱/芳一般要高于局限台地,不仅反映陡山沱组黑色岩系为腐泥型生油岩,而且反映陡山沱组沉积时期各地沉积母质类型与沉积环境具有一定的关系。陡山沱组不同地区沉积环境干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 值不仅表明海洋浮游生物、海洋性自养菌及海生藻类为主的有机质来源在各地种类及丰度差别较大,对于特定生源(海生藻类、海洋浮游生物或海洋性自养菌)沉积有机质,沉积水体越深干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 一般越低,沉积形成的烃源岩有机质含量越高,表明烃源岩有机质含量是由有机质生产力、沉积母质类型和沉积环境共同决定。等效镜质体反射率为 1.78%~3.05%,甲基菲指数 MPI1 值计算遵义松林陡山沱组有机成熟度 R_c 为 1.96%,湄潭梅子湾 R_c 为 2.06%~2.10%,反映大部分样品达到过成熟阶段,少量处于高成熟湿气阶段。生烃史模拟结果表明张家界地区陡山沱组烃源岩早志留世晚期(434 Ma)进入生油阶段,中三叠世早期(244 Ma)到达生油高峰并于中三叠世晚期 $R_o(\%)$ 达到 1.3 进入凝析油及湿气阶段,该结果反映陡山沱组烃源岩沉积背景为裂谷盆地晚期,古地温梯度较高生油门限深度较低,生油时间较早,有利于震旦系灯影组油气早期成藏。

关键词:陡山沱组;烃源岩;生烃潜力;干酪根碳同位素;生烃史;雪峰山西侧

中图分类号:P618.13 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2012)05-1299-12

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^[1-3],雪峰山西侧等地区作为新领域其勘探程度普遍较低,部分油气有利远景区尚处于石油地质早期评价工作和探索阶段。烃源岩是油气藏形成的物质基础,烃源岩调查研究是油气勘探中不可缺少的工作,油气经大量研究和勘探实践证实以有机质丰度高、类型好、生烃潜力高的优质烃源岩对大中型油气田的形成具有重大作用,其规模及时空展布控制着油气田的大小及分布^[4-6]。目前对雪峰山西侧地区的震旦系—古生界烃源岩研

究工作中有效烃源岩的发育及空间分布的认识,主要是基于有限而不系统的点上地层剖面和少量盆地内钻井岩心剖面的调查采样,缺乏基于详细的大比例尺地面油气地质调查所提供的丰富资料进行精细表达,加之区内古生界多旋回沉积演化、中新生代构造改造强烈,对该区古生界有效烃源岩的识别和评价标准、厚度和分布、生排烃史和成烃资源潜力分析等仍需探索,对古生界有效烃源岩对现今油气藏的贡献尚需探讨^[7]。本文对雪峰山西侧地区湖南张家界、桃源,湖北鹤峰,贵州遵义、湄潭及镇远等 6 个剖

收稿日期:2012-03-22;改回日期:2012-05-09

基金项目:中国地质调查局计划项目“雪峰山西侧地区海相油气地质调查(1212010782003)”资助。

作者简介:杨平,男,1981年生,工程师,主要从事石油地质研究;E-mail:yping0@163.com。

面陡山沱组烃源岩进行系统观测、采样及分析并进行有机地球化学研究,探讨该地区震旦系陡山沱组烃源岩生烃潜力及分布规律、有机质类型与沉积环境、有机质成熟度及生烃史,这对雪峰山西侧地区海相油气下组合油气勘探具有重要意义。

1 地质概况

研究区大致为长江中上游重庆—万县—宜昌段东南侧的齐岳山与雪峰山之间的区域,地质上处于中国南方四川盆地东南边缘与雪峰山构造带之间的过渡带(图 1),该区接受了震旦纪—早古生代的被动大陆边缘海相沉积,加里东期末,该区大部抬升为陆接受剥蚀,缺失或者短暂接受泥盆系、石炭系沉积,二叠纪再度下沉,直到中三叠世皆以海相碳酸盐岩沉积为主,早印支运动后转为内陆湖盆沉积,现只在个别向斜中零星见到。研究区震旦纪沉积格局是奠基在新元古代中期 Rodinia 超大陆裂解形成的基础上的^[8-10],在早震旦世的大规模海侵作用下,断垒、断陷分别演化成相对独立的沉积单元——孤立台地和台缘盆地,构成了陡山沱期古地理的主要特征^[11],因此震旦纪初沉积格局是一系列孤立台地构成的,陡山沱期的沉积在中上扬子的不同地区,其沉

积序列是不同的,但主体上均为碎屑岩和碳酸盐岩的混合沉积。在中扬子地区,陡山沱组发育典型的“两黑两白”四段式序列,厚度也较大,而在上扬子地区,陡山沱组沉积相分异较大,在东南缘的秀山—岑巩—都匀一带也具有“两黑两白”特点,但总体厚度较小,一般小于 100 m,如剑河五河剖面、岑巩小堡剖面、秀山溶溪剖面等。

2 样品采集及实验测试

陡山沱组在研究区主要分布在雪峰隆起西北缘及黔中隆起周缘的湘鄂西、黔北及黔东等地区,对出露较好较完整的剖面视岩性和露头情况对其按一定的等间距(2~5 m 间距,个别较薄层段为 1 m)进行了系统采样,主要岩性为黑色泥页岩,少量为泥灰岩,为了降低地表现代有机物质的污染、减小因生物降解对沉积有机质的影响,在采样时尽量采集新鲜的岩石样品,另外,对黑色泥页岩等较高有机质丰度层段进行了加密取样,且取样位置具有代表性,研究区陡山沱组共采集样品 83 件,选择性地进行了有机碳含量、热解、氯仿沥青、干酪根碳同位素、有机元素、干酪根镜鉴及沥青反射率等多项实验分析。饱和烃及芳烃标志物、有机元素及干酪根碳同位素是在

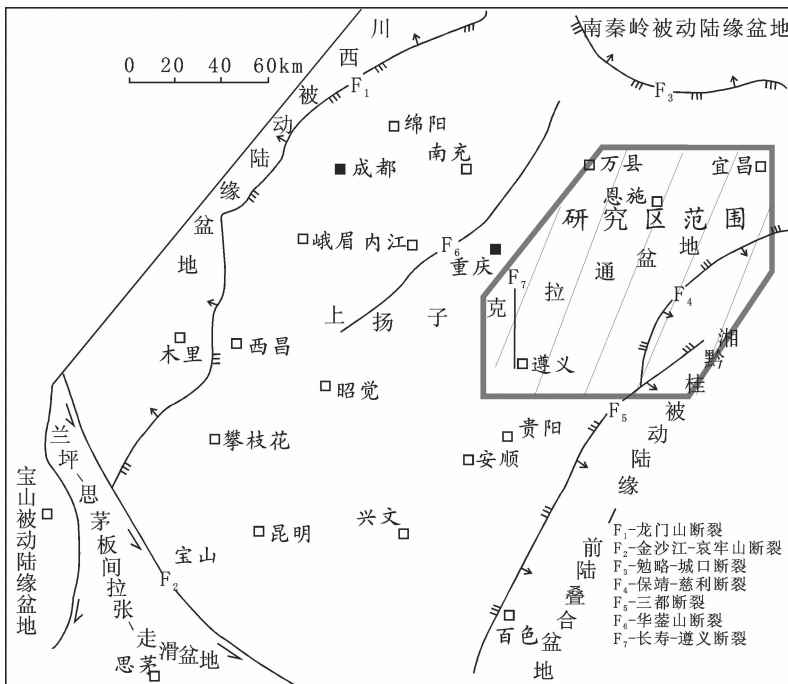


图 1 研究区范围及采样位置图
Fig.1 Study area and sampling location

中国科学院广州地球化学研究所有机分析测试中心完成的。其余均由中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院分析实验中心测试。

3 烃源岩有机地化特征及生烃潜力

3.1 有机质丰度与烃源岩分布规律

研究区五峰组烃源岩有机质演化程度普遍较高,氯仿沥青“A”及总烃含量一般较低,失去其原有的地球化学意义,目前主要用残余有机碳表征高过成熟烃源岩有机质丰度^[12],本文采用烃源岩有机质丰度下限拟定为 0.5%^[13-14]。

由于继承了南华系沉积古地理格局,陡山沱组呈现台盆相间的沉积模式,在陡山沱组台地相区主要为白云岩及磷矿层沉积,如翁安北斗山陡山沱组主要为一套浅滩相黑色块状磷块岩、白云质碎屑磷块岩和纹层状白云岩,实测有机碳含量小于 0.1%,为非烃源岩,陡山沱组烃源岩主要发育盆地或者斜坡深水区,主要岩性为黑色泥页岩及灰岩,但沉积时不同古地理位置烃源岩厚度及有机质含量有所差异。湘西桃源—张家界陡山沱组普遍具有深水盆地—斜坡沉积环境,张家界田坪为一套斜坡相具滑塌、包卷构造灰岩及页岩,沉积厚度可达 200 m,其中有机碳含量为 0.51%~1.24%(5 件),平均值为 0.77%,氯仿沥青“A”含量 21×10^{-6} ~ 130×10^{-6} ,平均 62×10^{-6} ,受地表样品和高成熟度影响生烃潜能 S1+S2 非常低为 0.01~0.02 mg/g,为中等—较好烃源岩。桃源马金洞陡山沱组具有更深的水体环境,为一套盆地—斜坡相黑色炭质泥岩、黑色灰岩组合,沉积厚度较小为 44 m,其中黑色页岩有机碳含量较高,为

4.14%~9.64%(5 件),平均值为 6.38%,氯仿沥青“A”含量 42×10^{-6} ~ 235×10^{-6} ,平均 104×10^{-6} ,生烃潜能 S1+S2 为 0.01~0.35 mg/g。鄂西宜昌—长阳—鹤峰主要为碳酸盐岩台地沉积,沉积水体总体较浅且“两黑两白”四段式序列分布明显。鹤峰白果坪主要为一套浅水局限台地或者较深水台间环境黑色炭质泥岩、灰岩沉积组合,烃源岩厚度均在 40 m 左右,有机碳含量为 0.15%~1.79%(20 件),TOC>0.5%样品 15 件,平均值为 0.84%,有机质含量较低,氯仿沥青“A”含量 3×10^{-6} ~ 287×10^{-6} ,平均 39×10^{-6} ,生烃潜能 S1+S2 为 0.00~0.002 mg/g。黔北—黔东地区金沙—遵义—湄潭—镇远湘鄂西陡山沱组普遍具有总体为陆棚沉积环境,沉积水体较深。湄潭梅子湾陡山沱组烃源岩主要分布在陡山沱组顶部,厚约 20 m,为一套黑色泥页岩夹黑色磷块岩组合,其中黑色页岩有机碳含量为 1.22%~2.71%(4 件),平均值为 2.01%,氯仿沥青“A”含量 21×10^{-6} ~ 29×10^{-6} ,生烃潜能 S1+S2 为 0.02~0.04 mg/g;黑色磷块岩有机碳含量略低于黑色页岩,为 1.34%~1.76%(4 件),平均值为 1.57%,氯仿沥青“A”含量 24×10^{-6} ,生烃潜能 S1+S2 为 0.04mg/g。遵义松林陡山沱组烃源岩主要分布在第四段,为一套厚 21 m 的黑色泥页,通过厚度间距 1~1.2 m 均匀采样发现黑色页岩有机碳含量变化比较稳定且有逐渐增大的趋势,范围为 2.3%~2.83%(5 件),平均值为 2.51%,氯仿沥青“A”含量 26×10^{-6} ,生烃潜能 S1+S2 为 0.02 mg/g。镇远岩子坪陡山沱组为外陆棚深水陆棚相黑色页岩,厚度为 18 m,有机碳含量为 0.76%~7.60%(4 件),平均值为 3.17%,氯仿沥青“A”含量 142×10^{-6} ~ 914×10^{-6} ,平均 612×10^{-6} ,生

表 1 陡山沱组烃源岩有机地球化学特征

Table 1 Organic geochemical characteristics of Doushantuo Formation source rocks

剖面名称	厚度/m	TOC/%	沥青“A”/ 10^{-6}	S ₁ +S ₂ /(mg/g)	Ro 等效/%
张家界田坪	8	<u>0.51-1.24</u> 0.77(5)	<u>21-130</u> 62(5)	0.01-0.02(5)	<u>2.82-3.00</u> 2.91(8)
桃源马金洞	44	<u>4.14-9.64</u> 6.38(5)	<u>42-235</u> 104(5)	<u>0.01-0.35</u> 0.08(5)	<u>2.74-3.02</u> 2.88(5)
鹤峰白果坪	52	<u>0.15-1.79</u> 0.84(20)	<u>3-287</u> 39(16)	<u>0.00-0.03</u> 0.00(19)	<u>2.01-3.05</u> 2.64(19)
湄潭梅子湾	60	<u>1.22-2.71</u> 2.01(4)	<u>21-29(2)</u>	<u>0.02-0.04(2)</u>	<u>2.06-2.10</u> 2.08(2)
遵义松林	21	<u>2.3-2.83</u> 2.51(5)	24(1)	<u>0.02(1)</u>	
镇远岩子坪	37	<u>0.69-7.60</u> 2.68(8)	<u>142-914</u> 612(4)	<u>0.00-0.04(4)</u> <u>0.02(8)</u>	<u>2.22-2.56</u> 2.36(8)
秀山膏田	3.8	<u>1.86-2.29</u> 2.01(2)	24(1)	0.00(1)	<u>2.93-3.01</u> 2.97(2)

注:数据格式说明:0.51-1.24 为变化范围,0.77(5)为平均值和数据个数。

烃潜能 S1+S2 为 0.00~0.04 mg/g。上述分析表明大多数样品为中等-较好烃源岩,但不同地区的沉积古地理格局影响了烃源岩有机质含量,盆地或者陆棚水体较深,有机质含量一般大于斜坡或者局限台地。

陡山沱组样品氯仿沥青“A”饱和烃、芳烃含量(34件)分别为 14.41%~72.16%(平均 43.65%)和 1.15%~28.00%(平均 10.74%),总烃质量分数在 19.92%~93.97%,即(199 200~939 700) × 10⁻⁶,因此均属好生油岩。总烃/有机碳的值为有机质转化成烃类的烃转化率,比值越高,转化率越高,越好的生油岩¹³。黑色岩系样品中,总烃/有机碳的值很高为 2.84~426,平均 54.4,反映了大多数样品均属于好生油岩。

上述数据表明研究区牛蹄塘组有机质丰度较高,低氯仿沥青“A”及低产烃潜量特征,这与烃源岩成熟度较高,是研究区非常有利的一套烃源岩。陡山沱组黑色页岩分布及有机碳含量变化与陡山沱台盆相间的沉积模式有较大关系,陡山沱烃源岩主要分布于黔北、黔东等及上扬子东南缘等地区,黔北、黔东等地黑色页岩厚度 20~70 m,秀山、松桃、张家界及沅陵等地,黑色页岩厚度小于 10 m(图 2)。有机碳分布及变化规律与黑色页岩分布及变化规律相似,有机碳高值区(2.0% 以上)主要分布在黔北及黔东等地,上扬子东南缘如石门—桃源—安化等地有机碳普遍大于 2.0%;而黔中地区如开阳、瓮安、铜仁等

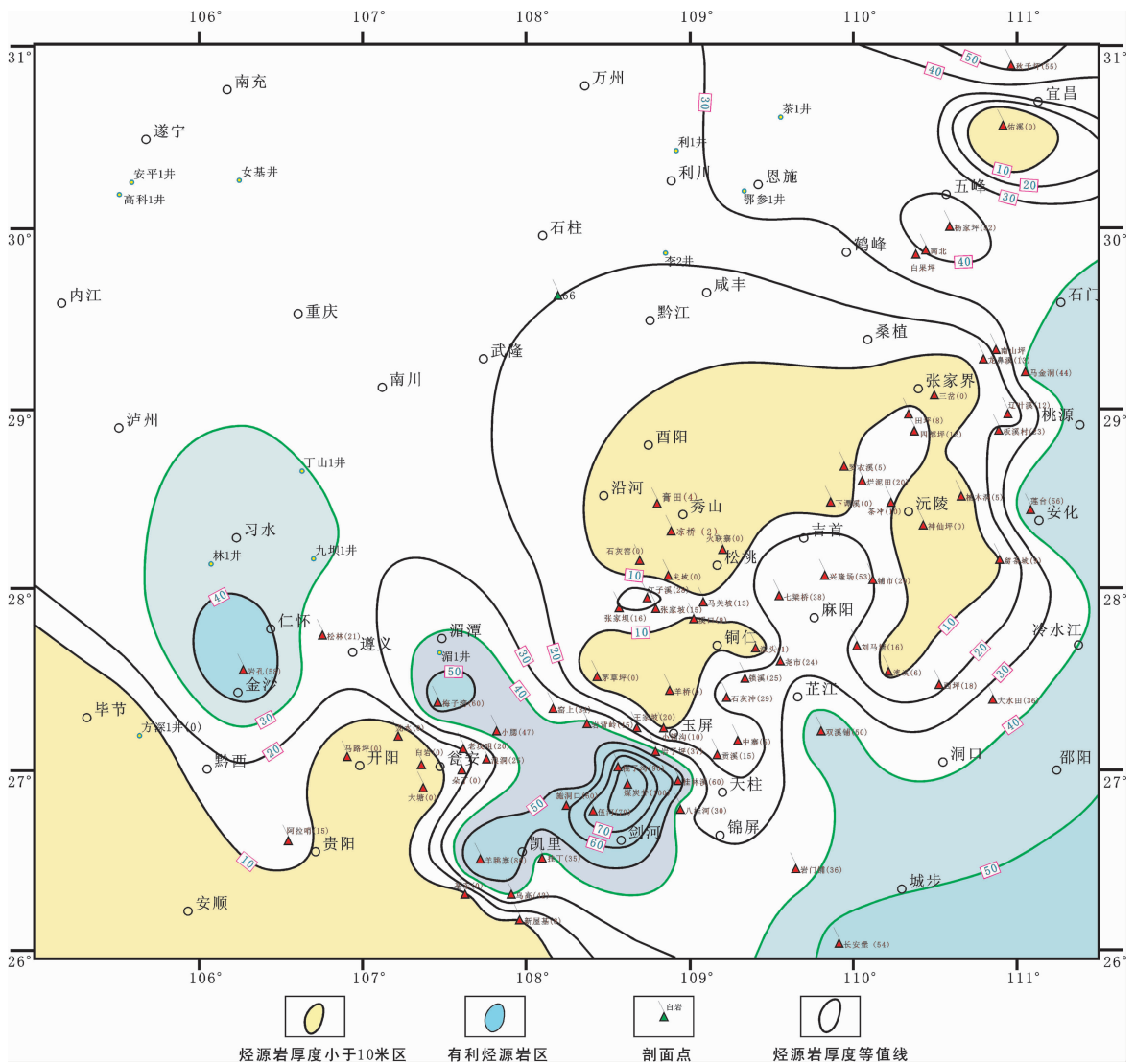


图 2 陡山沱组黑色页岩厚度等值线图
Fig.2 Black shale thickness contour map of Doushantuo Formation

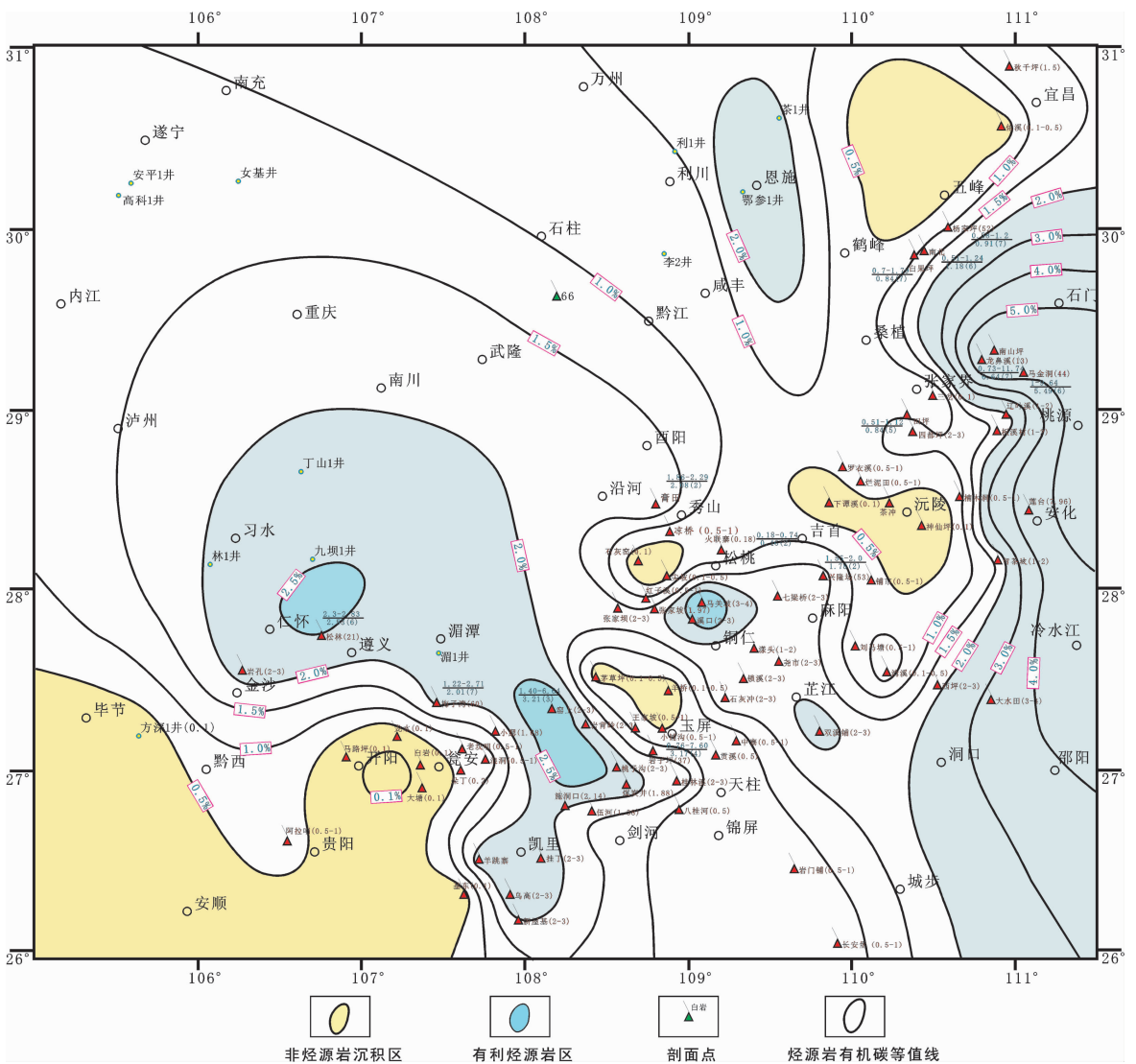


图 3 陡山沱组黑色页岩有机碳等值线图

Fig.3 Black shale organic carbon content contour map of Doushantuo Formation

及江口等地一般为台地相沉积缺少黑色页岩沉积,成为磷矿富集区域(图 3)。

3.2 有机质类型与沉积环境

陡山沱组烃源岩干酪根有机显微组分析表明组分以腐泥组为主,腐泥组为 82%~94%(53 件),平均 89.6%,次为沥青组,为 6%~18%,平均 10.4%,所有样品未检测出镜质组、壳质组及惰质组,有机显微组分析表明该地区陡山沱组黑色页岩机质类型为 I 型。

样品氯仿沥青“A”中族组成质量分数均有饱和烃>非烃>芳烃的特点,这种高饱和烃、高非烃和低芳烃的族组分分布特征被认为是以富含类脂化合物和蛋白质为特点的低等水生生物来源的腐泥型有机

质的特点^[16]。饱和烃与芳香烃的比值可用来判识生油岩类型,比值大于 3 为腐泥型生油岩,比值在 0.5~0.8 之间为腐殖型生油岩,混合型生油岩则介于腐泥型与腐殖型之间^[17]。所有样品饱/芳为 1.22%~20.20%(平均 5.78%),饱/芳因各地区陡山沱组沉积环境和沉积母质的差异性有所不同,镇远岩子坪为 8.00%~20.20%(平均 14.39%),石门杨家坪为 1.94%~9.00%(平均 4.09%),桃源马金洞为 6.27%~11.00%(平均 8.14%),盆地和斜坡饱/芳一般要高于局限台地,上述数据不仅反映陡山沱组黑色岩系为腐泥型生油岩,而且反映陡山沱组沉积时期各地沉积母质类型与沉积环境具有一定的关系。

本次分析结果中氢指数和 H/C 值分别小于 50、0.5, 难于准确标定不同母质类型的干酪根, 干酪根能够反映原始生物母质的特征, 次生的同位素分馏效应不会严重地掩盖原始生物质的同位素印记, 普遍认为是划分高-过成熟烃源岩有机质类型的有效指标^[18], 黄汝昌(1997)研究表明各种生物体中 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 值具有不同的特征, 海生藻类为 $-17\text{‰} \sim -28\text{‰}$, 海洋浮游生物脂肪质具有较低的 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 值为 $-24\text{‰} \sim -34\text{‰}$, 海洋性自养菌具有最低的 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 值为 $-34\text{‰} \sim -36\text{‰}$ ^[19]。遵义松林黑色泥岩为 $-30.89\text{‰} \sim -28.69\text{‰}$ (6 件), 平均值为 -30.23‰ , 梅潭梅子湾陡山沱组顶部黑色泥页岩和磷块岩干酪根碳同位素为 $-30.02\text{‰} \sim -28.96\text{‰}$ (7 件), 平均值为 -29.48‰ , 黔东地区镇远岩子坪陡山沱组干酪根碳同位素为 $-35.73\text{‰} \sim -32.28\text{‰}$ (7 件), 平均 -34.40‰ , 上述数据可以看出黔北地区遵义松林和梅潭梅子湾两地干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 具有相似的特征, 反映沉积母质以藻类及浮游生物为主, 而镇远岩子坪黑色泥岩具有更轻的干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 特征, 这可能与沉积母质主要以海洋性自养菌为主有关。

陡山沱组不同地区沉积环境的差异性不仅决定了岩性特征与组合, 其母质来源和沉积还原环境的强度也因地而异, $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 值差异性不仅反映其母质来源的差异性, 海洋浮游生物、海洋性自养菌及海生藻类在各地丰度差别较大, 而且表明陡山沱组沉积时期隆凹相间的沉积格局造就了不同的沉积环境, 李任伟^[20]研究扬子台地寒武统牛蹄塘组干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 时认为水体较深的盆地或者斜坡带由于黑色页岩沉积时缺氧, 有机质遭受硫酸盐还原菌的降解释放出富 ^{12}C 的 CO_2 成为光合作用合成有机质时的碳源而使黑色页岩中有机质富含轻烃碳同位素, 震旦系陡山沱沉积时期干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 可能具有与上述相似的理论。根据研究区样品干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 与有机质含量 TOC 关系图解(图 4)认为主要分布在 3 个区间(I 区、II 区及 III 区), I 区与 II 区 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 与 TOC 呈明显的负相关关系, I 区 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 为 $-32.95\text{‰} \sim -28.75\text{‰}$, 代表海生藻类生物, II 区具有较低 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ ($-38.60\text{‰} \sim -34.81\text{‰}$), 代表海洋浮游生物为主要生源, III 区为具有最低的 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ ($-35.17\text{‰} \sim -30\text{‰}$), 可能与海洋性自养菌有关。黔北遵义及湄潭陡山沱组干酪根碳同位素数值主要集中在 I 区, 干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 值与有机炭含

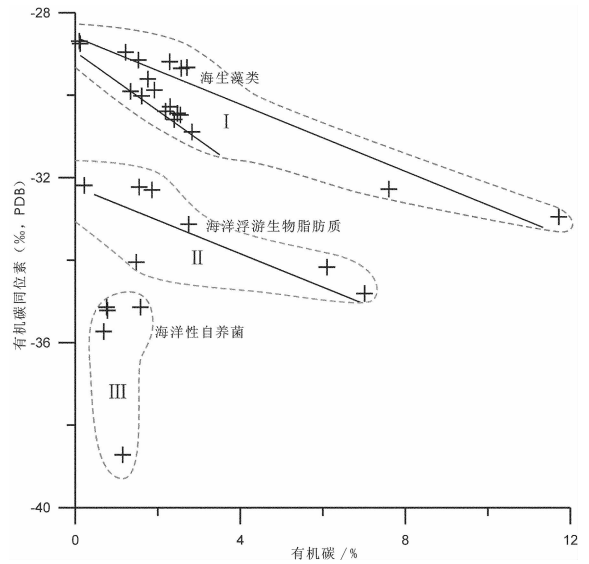


图 4 干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 与 TOC 关系
Fig.4 Kerogen $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ relations with TOC

量呈较弱的负相关关系 ($\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}} (\text{‰}) = -1.05 \times \text{TOC} (\%) - 27.62, R = 0.59$), 这种特征表明有机质含量是由有机质产力、沉积母质类型和沉积环境共同决定, 对于特定生源(海生藻类、海洋浮游生物或海洋性自养菌)沉积有机质, 沉积水体越深干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{Org}}$ 一般越低, 沉积形成的烃源岩有机质含量越高。

姥鲛烷、植烷及其比值 Pr/Ph 常作为判断原始沉积环境氧化-还原条件和介质盐度的标志。如傅家谟等认为 Pr/Ph 比值 (<1) 指示沉积环境为较还原和环境^[21], Peters 和 Moldowan(1993)认为低 Pr/Ph 比值 (<0.6) 指示沉积环境为缺氧的而且通常是超盐环境, 而当 Pr/Ph >3 时指示弱氧化-氧化条件下的陆源有机质的输入^[22-23], 样品检测出大多数样品 Pr/Ph <1 , Pr/Ph 比值范围在 0.17~0.96 之间(28 件), 平均值为 0.48, 因各地沉积环境有所差异其样品 Pr/Ph 有所差别, 斜坡相张家界田坪(6 件)为 0.17~0.42 (平均 0.33%), 湄潭梅子湾(2 件)为 0.55~0.85, 石门杨家坪(15 件)为 0.23~0.75 (平均 0.43%), 上述数据不仅表明大部分样品沉积环境为缺氧的超盐环境, 而且 Pr/Ph 比值与各地区沉积相及水体深度具有一定的关系。

3.3 镜质组反射率与成熟度

陡山沱组沥青反射率共分析样品 52 件, 沥青反射率 Rb 为 2.14%~4.05%, 平均 3.45%。根据刘德汉^[24]

表 2 陡山沱组饱和烃生物标志物参数

Table 2 Saturated hydrocarbons biomarker parameters of Doushantuo Formation

剖面	Ts/Ts+Tm	C29Steraneaaa-20S /(S+R)	C29SteraneBB /(aaa+aBB)	C31Hopane22S /(S+R)
张家界田坪	0.452-0.485	0.400-0.419	0.482-0.499	0.575-0.582
	0.468(3)	0.410(3)	0.489(3)	0.578(3)
石门杨家坪	0.455-0.481	0.435-0.449	0.503-0.515	0.577-0.601
	0.472(6)	0.442(6)	0.506(6)	0.587(6)
遵义松林	0.47(1)	0.43(1)	0.37(1)	0.61(1)
湄潭梅子湾	0.462-0.500	0.471-0.479	0.462-0.500	0.352-0.384
	0.479(3)	0.475(3)	0.479(3)	0.364(3)
镇远岩子坪	0.379-0.469	0.363-0.451	0.429-0.508	0.583-0.610
	0.440(4)	0.402(4)	0.451(4)	0.597(4)

表 3 陡山沱组芳烃生物标志物参数

Table 3 Aromatic hydrocarbons biomarker parameters of Doushantuo Formation

剖面	MPI1	MPI2	MPI3	MPI	Rc(%)	样品
遵义松林	0.56	0.62	0.92	1.31	1.96	SDS-3
	0.33	0.36	0.81	0.66	2.10	MM-1
湄潭梅子湾	0.40	0.45	0.92	0.79	2.06	MM-3
	0.33	0.36	0.81	0.66	2.10	MM-4

经验公式 ($R_o=0.668R_b+0.346$) 换算为等效镜质体反射率 (R_o 等效) 为 1.78%~3.05%, 平均 2.64%, 大部分样品达到过成熟阶段, 少量样品处于高成熟湿气阶段。湖南石门杨家坪剖面, 陡山沱组烃源岩 R_o 等效为 2.01%~3.05%, 均值为 2.57%; 鹤峰白果—南北 (11 件) 一带, R_o 等效为 2.35%~2.95%, 平均 2.66%; 张家界田坪 (8 件) R_o 等效为 2.82%~3.00%, 平均 2.91%。总体上看, 研究区大部分地区震旦系陡山沱组等效沥青反射率均大于 2.5%, 反映烃源岩由于经历地质时间长, 埋深大, 热演化程度高, 现今有机质主要处于过成熟阶段且等效镜质体反射率与埋藏深度略呈正相关关系。但是部分地区陡山沱组样品等效镜质体反射率小于 2.5%, 如镇远岩子坪 (4 件) R_o 等效为 2.36%~2.56%, 平均 2.43%; 岑巩关门岩 (3 件) R_o 等效为 2.26%~2.38%, 平均 2.31%; 上述相对较低的 R_o 等效值可能与黔中隆起加里东暴露缺失的时间较长而造成其热演化程度相对较低有关。总体上, 该套烃源岩现今有机质热演化程度处于过成熟期干气形成的阶段, 这与南方同时期海相烃源岩整体高热演化背景 (2.5%~4%) 相比相对较低。

C_{29} 甾烷为有机质演化提供了重要的信息, 常用 C_{29} 甾烷 $20S/(20S+20R)$ 和 $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 作为参数, 表 3 分析表明各地区陡山沱组 C_{29} 甾烷 $20S/(20S+20R)$ 和 $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+$

$\alpha\beta\beta)$ 多为 0.4~0.5, 未达到平衡值 (分别为 0.52~0.55 和 0.67~0.71^[25]), 反映仍处于生油高峰阶段, 这与该层位其他指标如 R_o 是不一致, 反映了甾类化合物所反映的有机质成熟度往往比实际情况偏低^[26]。大多数样品 C_{31} 藿烷 $22S/(22S+22R)$ 接近或者略大于 0.6, 反映有机质已达到热平衡时值 0.57~0.60^[25]。Ts/(Ts+Tm) 为 0.45~0.50, 比值与源岩密切相关, 同时也受沉积环境的影响, 但更多的资料表明, Ts/(Ts+Tm) 值主要与成熟度有关^[27]。

甲基菲中 1MP 和 9MP 比 2MP 和 3MP 的热稳定性小, 随着成熟度的增加, 1MP 和 9MP 会转化为更稳定的 2MP 和 3MP, 因此可以用几种化合物的相对含量表示成熟度的变化。通过计算甲基菲指数 MPI1 值^[28], 当 $R_m \geq 1.35$, 采用公式经验公式 $R_c = 0.60 \times MPI1 + 0.40$ ^[29] 大致可以计算遵义松林陡山沱组有机成熟度 R_c 为 1.96%, 湄潭梅子湾 R_c 为 2.06%~2.10%, 达到了高-过成熟干气阶段。

3.4 生烃史模拟

Barker 等统计大量实测 R_o 值与地层温度值得出的最大古地温与平均镜质体反射率的关系式^[30], 采用 Barker 等提出的 R_o-T_{max} 经典模型可以估算张家界田坪及周边剖面震旦系、下寒武统、五峰龙马溪组及二叠系栖霞组烃源岩经历的最大地温。通过计算发现张家界地区震旦系陡山沱组 (Zds) 最大埋藏

温度为 256~260℃, 平均 258℃, 灯影组为 251~257℃, 平均 255℃, 寒武系牛蹄塘组 (ϵ_{1n}) 最大埋藏温度为 229~248℃, 平均 242℃, 奥陶系五峰组 (O_{3w}) 为 243℃, 志留系龙马溪组 (S_{1l}) 底部黑色页岩最大埋藏温度为 214~225℃, 平均 218℃, 二叠系栖霞组 (P_{2q}) 最大埋藏温度为 158~182℃, 平均 169℃, 上述数据表明该区从震旦系—二叠系, 各层位最大埋藏温度随着层位时代的年轻而逐渐减小, 也说明该地区以埋藏增温为主导增温方式。通过该地区区域地层资料建立震旦系—二叠系 R_o 等效和最大埋藏深度 $H(m)$ 的关系估算主要构造运动剥蚀厚度^[31], 分别采用牛蹄塘及龙马系页岩实测 R_o 的最小值和最大值并采用二叠系底部最大 $R_o(1.40\%)$ 计算出加里东及海西运动造成成熟度差值 $\Delta R_o(\%)$ 为 0.16~0.26 (图 5), 所反映的剥蚀厚度分别大致为 1 323~1 614 m。

通过此模型估算张家界地区震旦纪及寒武纪系—志留纪古地温梯度分别为 50.43℃/km 和 9.009~10.25/km, 韩永辉^[32]研究了四川盆地各地震旦系—侏罗系各层位各种岩性的为热导率研究结果认为寒武系碳酸盐岩平均热导率为 3.093 W/m, 志留系为 1.89 W/m, 对于寒武纪—志留纪碳酸盐岩与碎屑岩可采用平均值 2.49 W/m, 热流值采用上述古地温梯度的计算和各层位岩性的岩石热导率综合估算并适当调整优化使模拟的各层位烃源岩 R_o 与实测 R_o 尽量一致, 因此本文采用采用震旦纪大地热流值为 155.98 mw/m², 寒武纪—志留纪为 31.70 mw/m², 二叠—现今采用 42.49 mw/m²[32]。采用 IES-PetroMod 盆地模拟软件进行生烃史模拟, 热史模拟采用稳态的常数热流模型, 成熟史模拟采用 Sweeney 等建立的 Easy% R_o 化学动力学一级反应模型^[33-34]模拟陡山沱组生油层的 R_o 演化史, 其特点非常适用于 R_o 大于 0.9% 的中—高演化程度的盆地^[35]。

模拟结果表明张家界地区陡山沱组早志留世晚期 (434 Ma) 进入生油阶段, 加里东期处于构造抬升期, 烃源岩处于低熟阶段, 生烃缓慢, 中三叠世早期 (244 Ma) 到达生油高峰, 中三叠世晚期 (232 Ma) $R_o(\%)$ 达到 1.3 进入凝析油及湿气阶段, 晚三叠世晚期 (207 Ma) $R_o(\%)$ 达到 2.0 进入干气阶段, 并于 168 Ma $R_o(\%)$ 达到 3.0 生烃停滞。该结果反映陡山沱组烃源岩沉积背景为裂谷盆地晚期, 古地温梯度较高生油门限深度较低, 生油时间较早, 有利于震旦系灯影组油气早期成藏, 而因寒武纪—志留纪为被动大

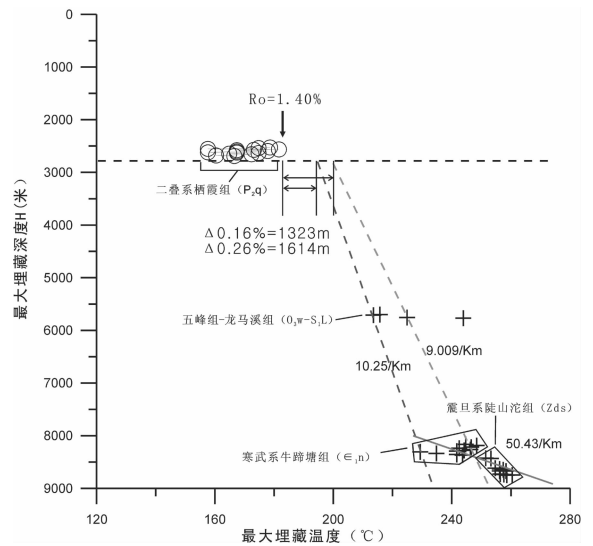


图 5 各时期地温梯度及剥蚀量计算
 $R_m = \exp[(0.0096T_{max}) - 1.4]$, T_{max} 为最大埋藏温度
 Fig.5 Geothermal gradient and denuded amount in each period
 $R_m = \exp[(0.0096T_{max}) - 1.4]$,
 T_{max} = The highest burial temperature

陆边缘盆地—准前陆盆地沉积背景古地温梯度相对较低, 下寒武统牛蹄塘组生油门限深度较大, 生油时间较晚且生烃时间较长, 在地质历史时期可以形成多个油气成藏期。

4 结论及油气地质意义

陡山沱组黑色页岩分布及有机碳含量变化与陡山沱台盆相间的沉积模式有较大关系, 陡山沱烃源岩主要分布于黔北、黔东等及上扬子东南缘等地区, 黔北、黔东等地黑色页岩厚度 20~70 m, 秀山、松桃、张家界及沅陵等地, 黑色页岩厚度小于 10 m, 有机碳分布及变化规律与黑色页岩分布及变化规律相似, 有机碳高值区 (2.0% 以上) 主要分布在黔北及黔东等地, 上扬子东南缘如石门—桃源—安化等地有机碳普遍大于 2.0%; 而黔中地区如开阳、瓮安、铜仁等及江口等地一般为台地相沉积缺少黑色页岩沉积, 成为磷矿富集区域。

有机显微组成分析表明该地区陡山沱组黑色页岩机质类型为 I 型, 氯仿沥青“A”中族组成质量分数均有饱和烃>非烃>芳烃的特点, 饱/芳因各地区陡山沱组沉积环境和沉积母质的差异性有所不同, 盆地和斜坡饱/芳一般要高于局限台地, 不仅反映陡

山沱组黑色岩系为腐泥型生油岩,而且反映陡山沱组沉积时期各地沉积母质类型与沉积环境具有一定的关系。陡山沱组不同地区沉积环境干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$ 值也有所不同,不仅表明海洋浮游生物、海洋性自养菌及海生藻类为主的有机质来源在各地种类及丰度差别较大,而且表明有机质含量是由有机质产力、沉积母质类型和沉积环境共同决定,对于特定生源(海生藻类、海洋浮游生物或海洋性自养菌)沉积有机质,沉积水体越深干酪根 $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$ 一般越低,沉积形成的烃源岩有机质含量越高。

等效镜质体反射率($R_{\text{o 等效}}$)为 1.78%~3.05%,平均 2.64%,计算甲基菲指数 MPI1 值计算遵义松林陡山沱组有机成熟度 R_c 为 1.96%,涪潭梅子湾 R_c 为 2.06%~2.10%,反映大部分样品达到过成熟阶段,少量处于高成熟湿气阶段。生烃史模拟模拟结果表明张家界地区陡山沱组烃源岩早志留世晚期(434 Ma)进入生油阶段,中三叠世早期(244 Ma)到达生油高峰并于中三叠世晚期 $R_o(\%)$ 达到 1.3 进入凝析油及湿气阶段,该结果反映陡山沱组烃源岩沉积背景为裂谷盆地晚期,古地温梯度较高生油门限深度较低,生油时间较早,有利于震旦系灯影组油气早期成藏。

前人对陡山沱组研究内容主要是该层位磷矿层,而对其烃源岩特别是黑色页岩的特征,沉积环境及油气资源潜力等方面研究工作相对较少^[36-37],目前震旦系一下古生界是中国南方油气勘探中重要的领域,而震旦系灯影组白云岩储层又是最重要的勘探目的层^[38-40],研究区众多灯影组古油藏如慈利南山坪、金沙岩孔前人油源对比研究显示烃源岩主要为下寒武统牛蹄塘组黑色页岩^[41-43],但是均没有完全排除陡山沱组作为烃源岩的可能性,这是因为高成熟度的沥青-烃源岩对比难度较大^[44],陡山沱组台盆相间的沉积模式造成烃源岩分布及油气运移聚集规律不清。实际上排除不整合面等油气运移通道问题,陡山沱组作为灯影组储层下伏的一套高有机质丰度的烃源岩较上覆下寒武统牛蹄塘组黑色页岩是更有利的。最近笔者在涪潭梅子湾等地发现灯影组白云岩中部有一套厚度 12.74 m 的黑色页岩(笔者查阅了前人关于该剖面区域地质及相关油气地质资料并无此黑色页岩描述),有机质丰度非常高,有机碳含量为 4.45%~8.41%(4 件),平均 6.30%,该发现说明研究区震旦系烃源岩不仅存在于陡山沱组,而且

在灯影组碳酸盐岩台地也发育广泛,因此作为研究区震旦系一下古生界油气勘探的震旦系烃源岩是非常有利的并具有重要的油气地质意义。

参考文献(References):

- [1] 马永生,郭旭升,郭彤楼,等.四川盆地普光大型气田的发现与勘探启示[J].地质论评,2005,51(4):477-480.
Ma Yongsheng, Guo Xusheng, Guo Tonglou, et al. Discovery of the large-scale Puguang gas field in the Sichuan basin and Its enlightenment for hydrocarbon prospecting [J]. Geological Review, 2005, 51(4):477-480(in Chinese with English abstract).
- [2] 魏国齐,刘德来,张林,等.四川盆地天然气分布规律与有利勘探领域[J].天然气地球科学,2005,16(4):437-442.
Wei Guoqi, Liu Delai, Zhang Lin, et al. The exploration region and natural gas accumulation in Sichuan basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(4):437-442(in Chinese with English abstract).
- [3] 金顺爱.中国海相油气地质勘探与研究——访李德生院士 [J].海相油气地质,2005,10(2):1-8.
Jin Shunai. Chinese marine oil and gas geological exploration and research——Interview with Li Desheng academician [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2005, 10(2):1-8(in Chinese).
- [4] 戴金星,王庭斌.中国大中型天然气田形成条件与油气分布规律[M].北京:地质出版社,1997:1-300.
Dai Jinxing, Wang Tingbin. Formation and Distribution of Medium-Large-Sized Gas Fields in China [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1997:1-300(in Chinese).
- [5] 梁狄刚,张水昌,张宝民,等.从塔里木盆地看中国海相生油问题[J].地学前缘,2000,7(4):534-547.
Liang Digang, Zhang Shuichang, Zhang Baomin, et al. Understanding on marine oil generation in china based on tarim basin[J]. Earth Science Frontiers, 2000, 7(4):534-547(in Chinese with English abstract).
- [6] 宋岩.中国天然气资源分布特征与勘探方向[J].天然气工业,2003,23(1):1-4.
Song Yan. Distribution characteristics and exploration trend of natural gas resources in China [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(1):1-4(in Chinese with English abstract).
- [7] 郭彤楼,田海芹.南方中-古生界油气勘探的若干地质问题及对策[J].石油与天然气地质,2002,23(3):244-247.
Guo Tonglou, Tian Haiqing. Several geological issues about Mesozoic-Palaeozoic oil and gas prospecting in southern China and the way of how to deal with [J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(3):244-247(in Chinese with English abstract).
- [8] 王剑.华南新元古代裂谷盆地沉积演化——兼论与 Rodinia 解体的关系[M].北京:地质出版社,2000:1-146.
Wang Jian. Neoproterozoic Rift Basin Sedimentary Evolution —— On the Disintegration of the Relationship and the Rodinia [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2000:1-146(in Chinese).
- [9] 王剑,刘宝珺,潘桂棠.华南新元古代裂谷盆地演化——Rodinia

- 超大陆解体的前奏[J]. 矿物岩石, 2001, 21 (3):135-145.
- Wan Jian, Liu Baojun, Pan Guitang. Neoproterozoic rifting history of south China significance to rodinia breakup [J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2001, 21 (3):135-145 (in Chinese with English abstract).
- [10] Wang J, Li Z X. Sequence stratigraphy and evolution of the Neoproterozoic marginal basins along southeastern Yangtze Craton South China[J]. Gondwana Research, 2001, 4(1):17-26.
- [11] 刘宝珺, 许效松. 中国南方岩相古地理图集 (震旦纪—三叠纪) (M). 北京:科学出版社, 1994:1-188
Liu Baojun, Xu Xiaosong. China Southern Paleogeographic Atlas (from Sinian to Triassic)(M). Beijing:Science Press, 1994:1-188(in Chinese).
- [12] 郝石生, 王飞宇, 高岗, 等. 下古生界高过成熟烃源岩特征和评价[J]. 中国石油勘探, 1996, 2(1):25-32.
Hao Shisheng, Wang Feiyu, Gao Gang, et al. Characteristics and assessments of early Paleozoic high-overmature source rock [J]. China Petroleum Exploration, 1996, 2 (1):25-32 (in Chinese with English abstract).
- [13] 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(一)——南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. 海相油气地质, 2008, 13(2):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 1):Distribution of four suits of regional marine source rocks [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(2):1-16(in Chinese with English abstract).
- [14] 秦建中, 刘宝泉, 国建英, 等. 关于碳酸盐烃源岩的评价标准[J]. 石油实验地质, 2004, 26(3):281-286.
Qin Jianzhong, Liu Baoquan, Guo Jianying, et al. Discussion on the evaluation standards of carbonate source rocks [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26 (3):281-286 (in Chinese with English abstract).
- [15] 胡见义. 中国陆相石油地质理论基础[M]. 北京:石油工业出版社, 1991:1-322.
Hu Jianyi. China Continental Petroleum Geology Theory [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 1991:1-322(in Chinese).
- [16] 温汉捷, 裘愉卓, 姚林波, 等. 中国若干下寒武统高硒地层的有机地球化学特征及生物标志物研究 [J]. 地球化学, 2000, 29(1):28-35.
Wen Hanjie, Qiu Yuzhuo, Yao Linbo, et al. Organic geochemistry and biomarkers of some Lower Cambrian high selenium formations in China [J]. Geochimica, 2000, 29 (1):28-35 (in Chinese with English abstract).
- [17] 尚慧芸. 有机地球化学和荧光显微镜技术[M]. 北京:石油工业出版社, 1990:1-287.
Shang Huyun. Organic Geochemistry and Fluorescence Microscopy [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 1990:1-287(in Chinese).
- [18] 郝石生, 高岗, 王飞宇, 等. 高过成熟海相烃源岩[M]. 北京:石油工业出版社, 1996:126-127.
Hao Shisheng, Gao Gang, Wang Feiyu, et al. Higher than the Mature Marine Source Rocks [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 1996:126-127(in Chinese).
- [19] 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).
- [20] 李任伟, 卢家烂, 张淑坤, 等. 震旦纪和早寒武世黑色页岩有机碳同位素组成[J]. 中国科学(D辑), 1999, 29(4):351-357.
Li Renwei, Lu Jialan, Zhang Shukun, et al. Organic carbon isotopes of the Sinian and Early Cambrian black shales on Yangtze Platform, China[J]. Science in China(Series D), 1999, 42(6):595-603.
- [21] 傅家谟, 胜国英, 许家友, 等. 应用生物标志化合物参数判别古环境[J]. 地球化学, 1991, 1:1-12.
Fu Jiamo, Sheng Guoying, Xu Jiayu, et al. Application of biomarker compounds in assessment of paleoenvironments of Chinese terrestrial sediments [J]. Geochimica, 1991, 1:1-12 (in Chinese with English abstract).
- [22] Peters E K, Moldowan M J. The Biomarker Guide, Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediment[M]. Prentice Hall, New Jersey, 1993:483-664.
- [23] Fu Xiugen, Wang Jian, Zeng Yuhong, Li Zhongqiong, et al. Geochemical and palynological investigation of the Shengli River marine oil shale (China):Implications for paleoenvironment and paleoclimate [J]. International Journal of Coal Geology, 2009, 78:217-224.
- [24] 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).
- [25] Seifert W K, Moldowan J M. Use of biological markers in petroleum exploration [J]. Johns R B (ed.). Methods in Geochemistry and Geophysics, 1986, 24:261-290.
- [26] Inan S, Yalcin M N, Guliev I S, et al. Deep petroleum occurrences in the Lower Kura Depression, South Caspian Basin, Azerbaijan: an organic geochemical and basin modeling study [J]. Marine and Petroleum Geology, 1997, 7 / 8:731-762.
- [27] Seifert W K. Steranes and terpanes in kerogen pyrolysis for correlation of oils and source rocks [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1978, 42:473-484.
- [28] Matthias Radke, Helmut Willsch, Detlev Leythaeuser and Marlies Teichmüller. Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1982, 46 (10):1831-1848.
- [29] Matthias Radke, Dietrich H Welte, Helmut Willsch. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter [J].

- Geochimica et Cosmochimica Acta, 1982, 46(1):1-10.
- [30] Barker C E, Crysedale B L, Pawlewic M J. The relationship between vitrinite reflectance, metamorphic grade, and temperature in the Cerro Prieto, Salton Sea and East Mesa geothermal systems, Salton Trough, United States and Mexico[J]. Studies in diagenesis: USGS Bulletin, 1986, (1578):83-95.
- [31] Dow W G. Kerogen studies and geological interpretations: Jour. Geochem, Exploration, 1977, v.7, p. 79-99.
- [32] 韩永辉, 吴春生. 四川盆地地温梯度及几个深井的热流值[J]. 石油与天然气地质, 1993, 14(1):80-84.
Han Yonghui, Wu Chunsheng. Geothermal gradient and heat flow values of some deep wells in Sichuan basin [J]. Oil & Gas Geology, 1993, 14(1):80-84.
- [33] Burnham A K, Sweeney J J. A Chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1989, 53(10):2649-2656.
- [34] Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on rheological kinetics [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74:1559-1570.
- [35] 魏志彬, 张大江, 许怀先, 等. EASY% Ro 模型在我国西部中生代盆地热史研究中的应用[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2):43-46.
Wei Zhibin, Zhang dajiang, Xu huaixian, et al. Application of EASY% Ro model to the studies of thermal history for Mesozoic basins, western China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(2):43-46.
- [36] 胡南方. 贵州震旦系陡山沱组生油岩特征 [J]. 贵州地质, 1997, 14(3):244-252.
Hu Nanfang. Features of Oil-source rocks of Sinian Doushantuo formation, Guizhou[J]. Guizhou Geology, 1997, 14(3):244-252.
- [37] 董进, 张世红, Ganqing Jiang, 等. 华南宜昌陡山沱组四段碳酸盐结核形成环境研究及其烃源岩评价意义 [J]. 中国科学 (D 辑), 2009, 39(3):317-326.
Dong Jin, Zhang Shihong, Ganqing Jiang, et al. South China Yichang Doushantuo Formation, Sec carbonate nodule formation of environmental studies and its significance for the assessment of hydrocarbon source rocks[J]. Science in China(Series D), 2009, 39(3):317-326(in Chinese).
- [38] 张声瑜, 唐创基. 四川盆地灯影组区域地质条件及含气远景[J]. 天然气工业, 1986, 6 (1):3-9.
Zhang Shengyu, Tang Chuangji. Regional Geology Conditions of Dengying Formation(Sinian)in Sichuan Basin and Its Gas Prospects [J]. Atural Gas Industry, 1986, 6 (1):3-9(in Chinese with English abstract).
- [39] 李国辉, 李翔, 杨西南. 四川盆地加里东古隆起震旦系气藏成藏控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21 (1):80-82.
Li Guohui, Li Xiang, Yang Xinan. Controlling factors of simian gas pools in Caledonian paleouplift, Sichuan basin [J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21 (1):80-82.
- [40] 罗志立, 刘顺, 徐世琦, 等. 四川盆地震旦系含气层中有利勘探区块的选择[J]. 石油学报, 1998, 19 (4):1-7.
Lou Zhili, Liu Shun, Xu Shiqi, et al. Selection of favorable area of exploration in Simian bearing gas formation of Sichuan basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19 (4):1-7 (in Chinese with English abstract).
- [41] 赵宗举, 冯加良, 陈学时, 等. 湖南慈利灯影组古油藏的发现及意义[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(2):114-119.
Zhao Zongju, Feng Jialiang, Chen Xueshi, et al. Discovery of Dengyin formation fossil pool in Cili, Huanan and its significance [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22 (2):114-119 (in Chinese with English abstract).
- [42] 薛秀丽, 赵泽桓, 赵培荣. 黔中隆起及周缘下组合古油藏和残余油气藏研究[J]. 南方油气, 2007, 20(1-2):6-11.
Xue Xiuli, Zhao Zhehen, Zhao Peirong. Central Guizhou uplift and the margin of the combination of ancient reservoir and residual oil and gas reservoirs[J]. Southern Oil and Gas, 2007, 20(1-2):6-11(in Chinese).
- [43] 陶树, 汤达祯, 李风, 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).
- [44] 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).

Hydrocarbon-generating potential of the source rocks of the Sinian Doushantuo Formation on the western side of the Xuefeng Mountain

YANG Ping¹, XIE Yuan¹, LI Xu-bing², BAI Dao-yuan³, LIU Zao-xue⁴, CHEN Hou-guo⁵

(1. Chengdu Center, China Geological Survey, Chengdu 610081, Sichuan, China; 2. Wuhan Center, China Geological Survey, Wuhan 430205, Hubei, China; 3. Geological Survey of Hunan Province, Changsha 550000, Hunan, China; 4. Geological Survey of Hubei Province, Wuhan 430030, Hubei, China; 5. Geological Survey of Guizhou Province, Guiyang 553001, Guizhou, China)

Abstract: Based on systematic observation, sampling and organic geochemical studies of Sinian Doushantuo Formation source rocks on the western side of the Xuefeng Mountain, this paper summarizes source rocks distribution, organic matter types, formation of source rocks and sedimentary environment, maturity of organic matter and hydrocarbon-generation history. The platform-basin deposition model of Sinian Doushantuo Formation has a close relationship with black shale distribution and organic carbon content. The source rocks are mainly distributed in northern Guizhou, eastern Guizhou, and southeastern Upper Yangtze plate. Black shale in northern Guizhou and eastern Guizhou is from 20m to 70 m in thickness, and high-value areas of organic carbon (2.0%) are mainly distributed in northern Guizhou, eastern Guizhou, and southeastern Upper Yangtze plate such as Shimen - Taoyuan - Anhua area. Organic macerals suggest that organic matters of the black shale are of Type I. The mass fraction of group elements is characterized by saturated hydrocarbon > non-hydrocarbon > aromatic hydrocarbon. The ratio of saturated hydrocarbon and aromatic hydrocarbon in basins and slopes is generally higher than that in the restricted platform, which suggests that the black shale series of Doushantuo Formation is sapropelitic source rock and that the deposition of parent materials was somewhat related to the depositional environment throughout the depositional period. Kerogen $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$ values in different depositional environments of Doushantuo Formation imply that there existed remarkable differences in the abundances of organic matters and sources of marine plankton, maritime bacteria and marine algae. For the specific sedimentary organic matter (marine plankton, maritime bacteria and marine algae), the deeper the water, the lower the kerogen $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$ value, and the higher the organic matter content, indicating that the organic carbon content of source rocks was decided by the organic matter productivity, the formation of source rocks and the sedimentary environment. The reflectance of equivalent vitrinite (R_c) varies from 1.78% to 3.05% in the study area, and the R_c of Doushantuo Formation can be calculated by methylphenanthrene index. The R_c is 1.96% in Songlin, and from 2.06% to 2.10% in Meiziwan of Meitan, suggesting that most of the samples have reached the overmature stage, and a minor part of samples have reached the higher mature wet gas stage. The modeling results of hydrocarbon-generating history show that the source rocks of Doushantuo Formation at Zhangjiajie entered into the oil-generation stage in late early Silurian period (434 Ma), entered into the oil-generation peak stage in early Middle Triassic period (244 Ma), and entered into the condensed oil and wet oil stage in late Middle Triassic, when the R_o (%) reached 1.3. The results show that the source rocks of Doushantuo Formation were deposited in the late rift basins characterized by higher paleogeothermal gradient, lower threshold depth of oil generation and earlier oil generation, which was in favor of the accumulation of Sinian Dengying Formation oil and gas in the early time.

Key words: Sinian Doushantuo Formation; Hydrocarbon-generating potential; source rocks; hydrocarbon generation history; isotope of kerogen; western side of Xuefeng Mountain

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