

文章编号: 0253-2697(2010)06-0920-07

# 南海南部曾母盆地新生界煤系烃源岩生油条件

杨楚鹏<sup>1</sup> 姚永坚<sup>1</sup> 李学杰<sup>1</sup> 廖泽文<sup>2</sup>

(1. 国土资源部广州海洋地质调查局海洋地质科学与战略研究所 广东广州 510760;  
2. 中国科学院广州地球化学研究所有机地球化学国家重点实验室 广东广州 510640)

**摘要:** 在广泛调研前人研究的基础上,对曾母盆地新生界典型煤系烃源岩的有机地球化学、有机岩石学以及沉积成因特征进行了系统分析,进而探讨了该盆地煤系烃源岩的生油潜力。微观显微组分组成及成因分析,结合宏观沉积相研究,揭示出曾母盆地具有良好生烃潜力的下中新统煤系烃源岩发育于下三角洲平原带的红树林沉积环境中。对显微组分定量数据、基本生烃指标以及烃源岩热演化阶段的分析表明,该套煤系烃源岩具有在低熟阶段生油以及排烃的良好条件。另外,由于烃源岩中丰富的渗出沥青体生成而产生的内部增压,导致了大量相互连通的微裂隙发育,这有助于煤系烃源岩中析出油滴的汇聚以及排出。

**关键词:** 渗出沥青体; 红树林沉积; 煤系烃源岩; 生油潜力; 曾母盆地

中图分类号: TE112.1

文献标识码: A

## Oil-generating potential of Cenozoic coal-measure source rocks in Zengmu Baisn, the southern South China Sea

YANG Chupeng<sup>1</sup> YAO Yongjian<sup>1</sup> LI Xuejie<sup>1</sup> LIAO Zewen<sup>2</sup>

(1. Institute of Development Strategies for Marine Geosciences, Guangzhou Marine Geological Survey, Ministry of Land & Resources of PRC, Guangzhou 510760, China; 2. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China)

**Abstract:** The present paper discussed the oil-generating potential of Cenozoic coal-measure source rocks in Zengmu Basin by means of organic geochemical, organopetrological and sedimentological investigations on typical source rock samples. Integrated with the examination of depositional facies, compositional and genetic analyses of macerals indicated that Lower Miocene coal-measure source rocks with exceptional generative potential in Zengmu Basin were deposited in a mangrove depositional environment of a low-delta plain. And quantitative analyses of maceral assemblages, conventional hydrocarbon-generating parameters and investigations on the thermal evolution of source rocks showed that this suite of source rocks was of exceptional potential in generating and expulsing hydrocarbons at the low-mature stage. In addition, a large number of microfissures connecting with each other were well developed due to the elevated inner pressure resulting from the formation of many exsudatinites within source rocks, which favored the convergence and expulsion of oil drops excreted from source rocks.

**Key words:** exsudatinites; mangrove deposit; coal-measure source rock; oil-generating potential; Zengmu Basin

曾母盆地位于纳土纳岛以东、南沙海槽以西、万安滩—北康暗沙以南的南海南部海域,地理坐标范围为 $108^{\circ}30' \sim 114^{\circ}15' E$ ,  $2^{\circ}33' \sim 7^{\circ}08' N$ ,面积 $170\ 950\ km^2$ ,其中属于中国海疆线以内面积为 $129\ 922\ km^2$ ,线外面积为 $41\ 028\ km^2$ 。曾母盆地作为前新生代变质岩基底上发育起来的大型新生代沉积盆地,具有面积大、沉积速率快、沉积厚度大的特点<sup>[1]</sup>。曾母盆地新生界煤系地层巨大的生烃能力已被丰富的勘探成果所证实,如马来西亚在南康台地探明的天然气可采储量占其整个国家天然气可采储量的40%;印度尼西亚在曾

母盆地西部斜坡带上的L构造探明的天然气地质储量达 $12\ 100 \times 10^8\ m^3$ (储量规模相当于崖13-1气田的10倍以上)。中国对这一海域的油气勘探和研究起步较晚,目前只有二维地震测线覆盖,尚未进行过油气钻探工作。到目前为止,国外在曾母盆地的油气勘探均以天然气发现为主,仅在东南部发现少量油田。曾母盆地天然气来源于新生界煤系烃源岩的观点已得到绝大多数学者的认同<sup>[2]</sup>,而对该盆地原油成因机制的研究则相对薄弱,尤其是对该盆地煤的生油潜力问题一直以来争议较大,造成对曾母盆地油气资源量的评价

**基金项目:** 全国油气资源战略选区调查与评价国家专项(2009GYXQ06)、全球油气地质综合研究与区域优选国家专项(GT-YQ-QQ-2008-1-02)和国家重点基础研究发展规划(973)项目(2007CB411705)联合资助。

**作者简介:** 杨楚鹏,男,1980年9月生,2008年获中国科学院广州地球化学研究所理学博士学位,现为国土资源部广州海洋地质调查局工程师,主要从事海洋油气地质和地球化学方面的研究工作。E-mail:GMGS\_yang@foxmail.com

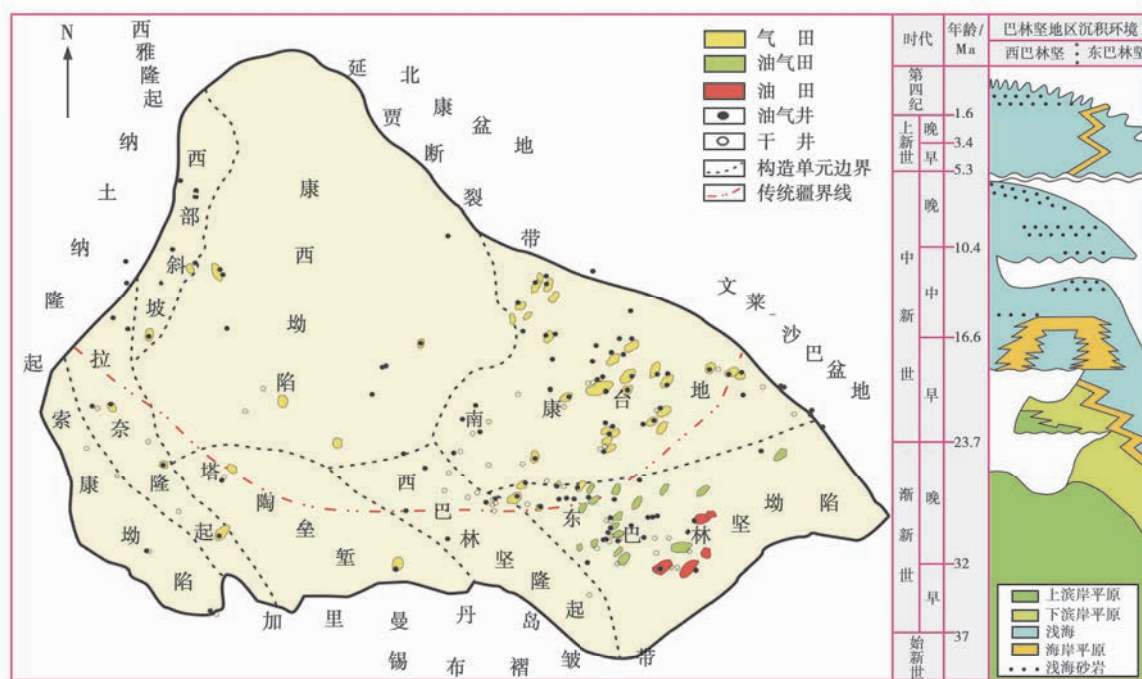
很难有较为统一的认识。因此,对已发现原油的成因以及煤系烃源岩的生烃演化、生油潜力等基础问题的研究,将有助于对该盆地油气资源潜力的正确认识和整体把握。笔者在分析曾母盆地新生界煤系烃源岩的有机地球化学、有机岩石学特征基础上,着重对巴林坚地区最具生油潜力的下中新统煤系烃源岩的有机显微组分以及沉积环境进行了深入剖析,分析其生油能力,并对其生烃演化阶段及排烃机制进行了探讨,以期能对曾母盆地煤系烃源岩生烃演化机制研究有所促进,并能为该区油气资源潜力的重新认识有所帮助。

## 1 曾母盆地煤系烃源岩的分布及基本生烃特征

曾母盆地西侧的纳土纳地区以及南部的塔陶地

区、巴林坚地区的钻探结果表明,曾母盆地主要存在两套主力煤系烃源层系:渐新统和下中新统<sup>[2]</sup>。以巴林坚地区为例,煤系地层主要发育于渐新统一下中新统的滨岸平原沉积环境中(图1)。受盆地各构造单元演化不均衡、沉积厚度差异大、热场分布不均匀以及地史上沉降中心自南向北迁移等因素的影响,曾母盆地烃源岩的展布特征较为复杂,其生烃能力差异较大<sup>[1]</sup>。但整体上曾母盆地煤系地层的发育主要与盆地始新世末以来的海陆过渡相沉积体系的发育、展布密切相关<sup>[3]</sup>。

就曾母盆地整体而言,晚始新世末盆地内仅局部地区开始发育三角洲沉积,直到渐新世滨岸—三角洲沉积体系才逐渐广布<sup>[3]</sup>。渐新世,锡布褶皱带抬升导致拉奈隆起、塔陶坳堑以及西巴林坚隆起大部分被



注:巴林坚地区沉积环境柱状图据文献<sup>[2]</sup>改编。

图1 曾母盆地构造格局及石油地质纲要

Fig. 1 Structural framework and petroleum geologic features of Zengmu Basin

抬升并遭受剥蚀,西南部成为盆地的主要物源区,盆地由西南向东北部逐渐从冲积平原环境过渡为海岸平原环境,并发育湖泊、泥炭沼泽相沉积。渐新世末—早中新世,曾母盆地从前陆拗陷发展阶段过渡至陆缘拉张断陷发展阶段,盆地整体接受沉积,物源区进一步向西退至纳土纳隆起,向南退至巴林坚陆上地区。整体来看,此时曾母盆地南缘的巴林坚和塔陶地区为三角洲平原沉积体系;而拉奈隆起、索康坳陷南缘以及盆地西缘则发育冲积平原相;往盆地中东部古海水深度逐渐加大,以滨海沉积为主。结合国外钻井资料,从构造、

沉积等宏观方面推测,渐新统煤系烃源岩发育的有利区域主要分布于盆地的东南部以及北部地区,包括东巴林坚坳陷、南康台地以及康西坳陷大部分地区;而下中新统煤系烃源岩则主要分布于盆地南缘的巴林坚、塔陶地区,康西坳陷西北部也应有分布。

国外对曾母盆地西侧(纳土纳地区)以及南部(塔陶、巴林坚地区)煤系烃源岩的分析结果表明<sup>[2,4-5]</sup>,两套烃源岩基本地球化学指标略有差别,主要表现在成熟度以及生烃潜力方面(表1)。其渐新统煤系烃源岩大多已处于生油后期—生气阶段, $T_{max}$ 值较高,但氢指

数(HI)小于 300 mg/g;而下中新统煤系烃源岩尚处于低成熟阶段,氢指数大多大于 300 mg/g,表现出良好的生烃潜力。另外,下中新统煤系烃源岩的可溶有机质生物标志物表现出典型的高等植物输入特征,例如 Pr/Ph>3.0,藿烷/甾烷值和 Tm/Ts 值较高,并检测出含量较高的 18 $\alpha$ (H)-奥利烷和双杜松烷。以上生物标志物特征与 Awang 等报道的巴林坚地区原油生物标志物特征极为相似<sup>[6]</sup>。再者,其五环三萜类生物

标志物的分布特征与东南亚地区陆相原油具有很好的可比性<sup>[7-9]</sup>。从以上曾母盆地煤系烃源岩的基本有机地球化学特征可判断,渐新统煤系烃源岩以生气为主,而下中新统煤系烃源岩则应该具有一定的生油潜力。可见对于曾母盆地煤生油研究而言,下中新统煤系烃源岩应作为重点研究对象。以下将着重对下中新统煤系烃源岩的显微组分组成、沉积环境以及生排烃特征进行深入探讨。

表 1 曾母盆地煤系烃源岩有机地球化学基本特征

Table 1 Organic geochemical characteristics of coal-measure source rocks in Zengmu Basin

烃源层系	干酪根类型	VR <sub>o</sub> /%	TOC/%	HI/(mg·g <sup>-1</sup> )	T <sub>max</sub> /C	Pr/Ph	藿烷/甾烷	Tm/Ts	OL/C <sub>30</sub>	C <sub>30m</sub> /C <sub>30</sub>
渐新统	Ⅲ型(偶见Ⅱ型)	0.8~1.2	1.0~70.0	50~300	430~480	—	—	—	—	—
下中新统	Ⅲ、Ⅱ型	0.42~0.72	50.0~83.1	50~500	420~450	3.5~4.8	>10	5.3~9.5	0.06~0.2	0.13~0.66

注:① OL 为 18 $\alpha$ (H)-奥利烷;C<sub>30</sub> 为 C<sub>30</sub>17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-藿烷;C<sub>30m</sub> 为 C<sub>30</sub>17 $\beta$ (H),21 $\alpha$ (H)-莫烷。

② 表中数据来源于文献[2]、文献[4]和文献[5]。

## 2 下中新统煤系烃源岩显微组分组成及沉积环境判识

对巴林坚地区下中新统煤系烃源岩的有机岩石学分析表明(表 2),虽然其中镜质组分占绝对优势,但壳质组含量明显较一般腐殖型煤高(大多>30%);惰质组分含量不高,且主要以丝质体为主;矿物组分在煤系烃源岩中含量相对较高,且含有大量黄铁矿,指示一种强还原的沉积环境。对其亚显微组分的分析表明,基质镜质体在镜质组分中占绝对优势,约占整个镜质组的 55%~96%;壳质组中碎屑壳质体含量较高,大多超过了壳质组分的 50%,含量较高的碎屑壳质体的存在指示一种潮湿、水体深度相对较大的沉积环境<sup>[13]</sup>。并且壳质组中有丰富的树脂体存在,其主要包括类脂树脂体、达马树脂体以及渗出沥青体(次生树脂

体),其中渗出沥青体含量约为 4%~15%<sup>[10]</sup>。另外,无结构镜质体中检出大量鞣质体(其通常与木栓质体伴生),被认为是红树林沉积环境下形成煤中常见的亚显微组分<sup>[14]</sup>。

凝胶化指数和植物组织保存指数是应用最为广泛的成煤环境判识指标。凝胶化指数(GI)是指显微组分中凝胶化组分与非凝胶化组分之比,主要反映古环境的水位,其值越大反映古沉积环境覆水程度越高;植物组织保存指数(TPI)则反映了植物遗体遭受微生物降解、凝胶化作用以及自然破碎的程度,其值小说明沉积环境越有利于有机质的保存<sup>[15-16]</sup>。此外,镜惰比(V/I)可反映成煤泥炭沼泽遭受氧化的程度,流动性指数(FI)反映泥炭沼泽聚积时水体的流动性<sup>[14]</sup>。由表 2 可见,该类烃源岩样品具有低的植物组织保存指数和较高的凝胶化指数(植物组织保存指数都小于 1,

表 2 曾母盆地巴林坚地区下中新统煤系烃源岩显微组分特征

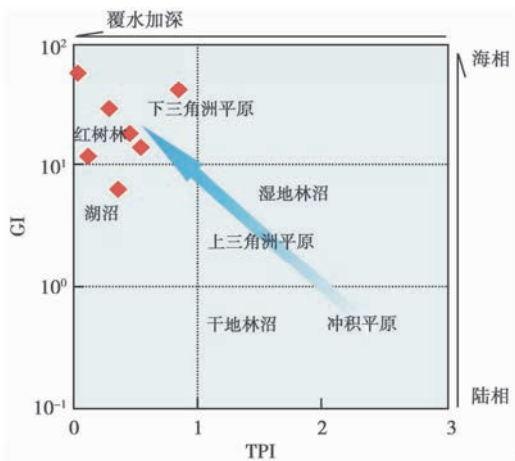
Table 2 Maceral composition and parameters of coal-measure source rock of Lower Miocene in Balingian province

样品号	V <sup>a</sup> /%			L/%						I/%				M/%	TPI	GI	V/I	FI		
	Te	De	合计	Sp	Cu	Re <sup>b</sup>	Lp	Al	Su	合计	Se	Fu	Sc						In	合计
1	15	39	54	0	2	6	21	0	5	34	0	3	—	0	3	9	0.46	18.0	18.0	0.63
2	12	46	58	0	2	3	21	0	6	32	1	1	—	0	2	8	0.30	29.0	29.0	0.55
3	17	38	55	2	1	12	11	0	6	32	2	2	—	0	4	9	0.55	13.8	13.8	0.58
4	2	45	47	2	5	5	19	0	5	36	1	3	1	0	5	12	0.13	11.8	9.4	0.77
5	37	46	83	0	—	7	5	0	—	12	0	2	0	0	2	3	0.85	41.5	41.5	0.14
6	7	38	45	0	1	16	20	0	3	40	0	7	1	0	8	7	0.37	6.4	5.6	0.89
7	2	55	57	0	4	10	16	0	2	32	0	1	2	0	3	8	0.05	57.0	19.0	0.56

注:① 显微组分定量数据来源于文献[10-12]。

② V—镜质组;L—壳质组;I—惰质组;M—矿物基质;Te—均质镜质体;De—基质镜质体;Sp—孢子体;Cu—角质体;Re—树脂体;Lp—碎屑壳质体;Al—藻质体;Su—木栓质体;Se—半丝质体;Fu—丝质体;Sc—菌类体;In—碎屑惰质体;a—镜质组中基本为无结构镜质体;b—树脂体包括类脂树脂体、达马树脂体以及渗出沥青体。

凝胶化指数均大于1),反映其沉积环境极有利于有机物的沉积保存;镜惰比较高表明沉积环境还原性较强,有利于沉积有机质的保存;流动指数都小于1,也表明该煤系形成于水体流动性不强的还原环境中。另外,在GI与TPI沉积环境判识图版中,7个样品的TPI值都小于1,其中有6个样品GI值均大于10,表明其沉积环境覆水程度较高,属于受海相沉积影响较强的下三角洲平原沉积环境(图2)。考虑到早中新世东南亚地区热带雨林气候影响范围不断扩张<sup>[17]</sup>,在整个东南亚沿岸发育下三角洲平原带红树林沉积应具有普遍性,例如在西北婆罗洲同一时代发育的煤系,已被报道有充分的有机地球化学证据表明其来源于红树林沉积环境<sup>[11,18]</sup>。由此可判断,巴林坚地区下中新统煤系烃源岩应发育于下三角洲平原带的红树林沉积环境中。



注:划分标准参照文献<sup>[15]-[16]</sup>。

图2 曾母盆地巴林坚地区下中新统煤系烃源岩沉积环境判识

Fig. 2 Discrimination of depositional environment of coal-measure source rock of Lower Miocene in Balingian province

### 3 下中新统煤系烃源岩生油潜力

氢组分含量是决定煤系烃源岩能否生油的关键<sup>[19-21]</sup>,大多数学者都以壳质组分不低于15%或富氢组分不低于10%作为能够形成工业煤成油藏的下限<sup>[22-24]</sup>。由表2可知,下中新统煤系烃源岩样品壳质组含量基本大于30%,其中树脂体含量较高;树脂体中渗出沥青体含量为4%~15%,镜下特征表现为黄色—橙色荧光,充填于煤系烃源岩裂隙、空隙或木质细胞腔中(图3)。另外,镜质组分中含氢相对较高的基质镜质体具备较高的生油能力,基质镜质体含量大于40%,即可认为具有生油潜力<sup>[25-27]</sup>,曾母盆地

下中新统煤系烃源岩亚显微组分中基质镜质体含量为38%~55%。但由于基质镜质体自身成分和成因都十分复杂,不同成因和物质组成的基质镜质体具有不同的生烃潜力,其能否成为有效的生油显微组分取决于其形成的沉积环境以及遭受的后生成岩作用。干旱泥炭沼泽形成的基质镜质体主要由腐殖碎屑构成,成烃潜力低,而富水泥炭沼泽(森林泥炭沼泽)形成的基质镜质体含有大量的超微类脂体,具有较高的生烃潜力<sup>[28]</sup>。对现代红树林生态环境的考察发现,红树林是生长在热带、亚热带海岸潮间带的木本植物(以及动物、微生物)群落,其环境特征表现为高温潮湿、覆水较深、土壤盐渍化、富含有机质,同时红树林内潮水流动缓慢,黏土淤泥和有机碎屑颗粒细小<sup>[29]</sup>,这种沉积环境极有利于有机质的富集与保存。另外,较为还原的水介质条件,以及后期以还原细菌为主的微生物作用使得沉积有机质富氢程度相对增高。因此,推断研究区下中新统煤系烃源岩的下三角洲红树林沉积环境应具有较高的生烃潜力。

大量典型煤系烃源岩自然演化剖面以及显微组分生烃模拟实验研究证实<sup>[30]</sup>,煤成油存在两个主要的生成阶段:第一阶段为暗褐煤—亮褐煤阶段( $R_o$ 约为0.35%~0.65%),以壳质组中萜烯树脂体、木栓质体以及镜质组中基质镜质体等显微组分转化生烃为主,主要生成低熟环烷基或烷基—环烷基型石油,如澳大利亚吉普斯兰盆地和加拿大马更些盆地的上白垩统一古近系煤系烃源岩所生成的原油和凝析油<sup>[31-32]</sup>;第二生油阶段主要为长焰煤—气焰煤阶段( $R_o$ 约为0.70%~1.2%),主要以藻质体、角质体以及孢子体等类脂显微组分热裂解生液态烃为特征,如中国典型的吐哈盆地侏罗系煤成油<sup>[33-34]</sup>。对比巴林坚地区下中新统煤系烃源岩显微组分特征以及热演化阶段,不难判断各类指标均支持该套烃源岩在低熟阶段生油的可能性<sup>[35]</sup>。由于显微组分中基本不含藻质体、角质体以及孢子体(表2),因此该套烃源岩埋藏较深的地区,即进入成熟阶段后,生油潜力并不乐观。

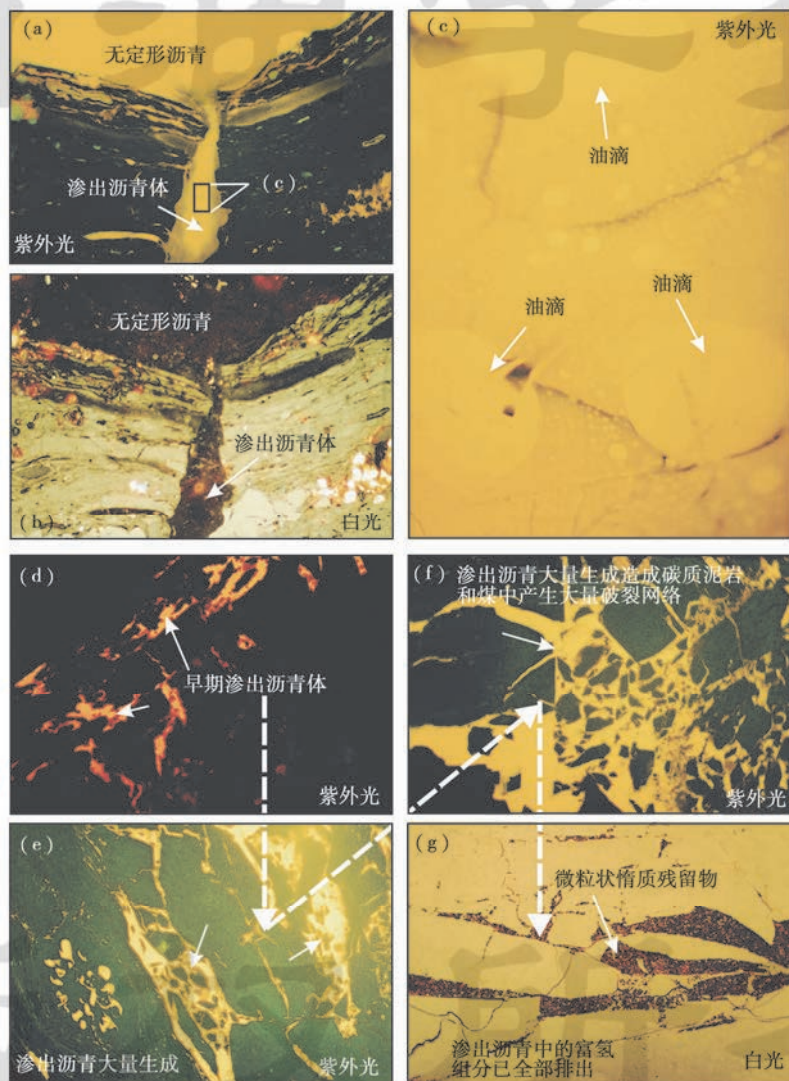
### 4 渗出沥青体的生成演化与煤成油的排出

在下中新统煤系烃源岩样品的镜下观测中,发现较为丰富的“似石油”物质——渗出沥青体(图3),其为煤化作用中新生成的亚显微组分<sup>[36]</sup>。煤系烃源岩中的渗出沥青体主要分布在演化程度较低的次烟煤—高挥发分烟煤阶段,偶尔在褐煤中也有发现<sup>[37]</sup>。虽然镜下渗出沥青体以一种似“固体沥青”的形式存在,但

从其微观形态判断在实际地质环境(高温、高压)中应具有流动性[图3(a)]。作为一种显微沥青质体,该物质的存在被看作是煤成油的先质以及低熟阶段煤系烃源岩生油最直接的证据。对下中新统煤系烃源岩样品镜下观察可清楚地看到,渗出沥青体内部具有非均匀分布的油滴状液态烃的存在[图3(c)]。

图3(d)~(g)显示出随煤系烃源岩热演化程度的加深,渗出沥青体在煤系烃源岩中不同的赋存状态以及演化特征。煤系烃源岩演化早期阶段( $VR_0$ 为

0.45%~0.55%),渗出沥青体开始形成,呈脉状充填于煤系烃源岩孔隙、层理或层面之间;随着演化程度进一步加深,渗出沥青体开始大量生成,并穿插、切割层理或充填在层面间,煤系烃源岩内部压力陡增,微裂隙开始大量发育[图3(e)和(f)],并且渗出沥青体中富氢物质不断转换为液态烃类析出;当煤系烃源岩演化至中期阶段( $VR_0$ 约为0.7%),渗出沥青体中富氢物质近乎枯竭,裂隙中只剩下微粒状惰质残留物[图3(g)],基本已无荧光显示。



注:图中照片来源于文献[5]。除(c)图放大倍数为160倍以外,其余均为125倍。

图3 曾母盆地煤系烃源岩中渗出沥青体的镜下特征

Fig. 3 Microscope character of exsudatinites from coal-measure source rock in Zengmu Basin

目前,对于煤排出液态烃的机制以及运移相态等问题尚存较大争议,其中主要原因在于煤的多微孔隙性以及高塑性导致煤的排烃需要满足非常苛刻的条件<sup>[38-40]</sup>。只有当煤微孔隙以及吸附能力被饱和后,液态烃才有可能被排出。许多学者对煤成油的有效排出门限进行了讨论,提出富氢组分必须大于20%、产烃

率大于30 mg/g或煤含油饱和度达50%以上时煤成油运移才可能发生<sup>[41]</sup>。可见,决定煤系烃源岩能否排出液态烃的关键:一是富氢组分的含量及其生烃量;二是煤微孔隙发育程度。

对煤演化与微孔隙分布之间关系的研究表明<sup>[42]</sup>,低中成熟阶段煤中小于 $20 \times 10^{-4} \mu\text{m}$ 的孔隙体积含量

较低,大孔隙含量相对较高,孔隙度可达10%以上;而在气煤晚期至焦煤阶段,煤中小于 $20 \times 10^{-4} \mu\text{m}$ 的微孔隙体积可达50%左右,大孔隙体积降至40%以下,孔隙度降至10%以下。可见,煤在低中成熟时期有利于液态烃的排出。对于曾母盆地正处于低—中等成熟阶段的煤系烃源岩而言,在其演化的低—中期阶段由于大量渗出沥青体的产生,使得煤系烃源岩内部压力增大,而产生了大量相互连通的裂隙网络(图3),这有助于煤系烃源岩中析出油滴的汇聚与排出。

## 5 结论与建议

曾母盆地两套主要生烃煤系中,下中新统煤系具有良好的生油潜力。该套煤系烃源岩发育于下三角洲平原带的红树林沉积环境中,并已具有在低熟阶段生油以及排烃的客观条件。另外,大量渗出沥青体生成导致的烃源岩内压力激增,使其产生大量微裂隙网络,这将有助于源岩内部析出油滴的汇聚以及排出。

国外勘探实践表明,陆相成油理论中的“源控论”在指导东南亚地区油气勘探中起到了重要作用<sup>[2]</sup>,即找到烃源岩发育的有利相带就能够找到相应的油气藏。就曾母盆地而言,煤成油的勘探应关注渐新统一中新统地层中受较强海相沉积影响的下三角洲平原相沉积体系,尤其是对红树林沉积相展布规律的研究对煤成油勘探具有重要指导作用。针对目前中国在曾母盆地乃至整个南海南部勘探的实际情况,通过地质、地球物理的综合研究来确定有利生油煤相在盆地内的空间展布特征,对评价该海域石油资源潜力以及寻找有利勘探目标具有极其重要的理论和现实意义。

## 参 考 文 献

- [1] 姚永坚,吴能友,夏斌,等.南海南部海域曾母盆地油气地质特征[J].中国地质,2008,35(3):503-513.  
Yao Yongjian, Wu Nengyou, Xia Bin, et al. Petroleum geology of the Zengmu basin in the southern South China Sea[J]. *Geology in China*, 2008, 35(3): 503-513.
- [2] Abdul Jalil Bin Zainul, Azlina Anuar, Abdul Jalil Bin Ali, et al. The petroleum geology and resources of Malaysia[M]. Kuala Lumpur: Petroliaam Nasional Berhad, 1999: 429-472.
- [3] 杨木壮,吴进民.曾母盆地地层发育特征[J].海洋地质,1996,1: 18-27.  
Yang Muzhuang, Wu Jinmin. Stratigraphic feature of Zengmu Basin[J]. *Marine Geology*, 1996, 1: 18-27.
- [4] Swinburn P, Burgisser H, Yassin J. Hydrocarbon charge modeling, Balingian Province, Sarawak, Malaysia[J]. *AAPG Bulletin*, 1994, 78(7): 1164-1165.
- [5] Wan Hasiah A. Oil-generating potential of Tertiary coals and other organic-rich sediments of the Nyalau Formation, onshore Sarawak[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 1999, 17(1/2): 255-267.
- [6] Jamil A S A, Anwar M L, Kiang E S P. Geochemistry of selected crude oils from Sabah and Sarawak[J]. *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, 1991, 28: 123-149.
- [7] Grantham P J, Posthuma J, Baak A. Triterpanes in a number of far-eastern crude oils [M]// Bjoerøy M, Albrecht P, Cornford C, et al. *Advances in organic geochemistry*. New York: Wiley, 1983: 675-683.
- [8] Van Aarssen B G K, Cox H C, Hoogendoorn P, et al. A cadinene biopolymer in fossil and extant dammar resins as a source for cadinanes and bicadinanes in crude oils from South East Asia[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1990, 54(11): 3021-3031.
- [9] Van Aarssen B G K, Hessels J K C, Abbink O A, et al. The occurrence of polycyclic sesqui-, tri-, and oligoterpenoids derived from a resinous polymeric cadinene in crude oils from southeast Asia [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1992, 56(3): 1231-1246.
- [10] Wan Hasiah A. Common liptinitic constituents of Tertiary coals from the Bintulu and Merit-Pila coalfields, Sarawak, and their relation to oil generation from coal[J]. *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, 1997, 41: 85-94.
- [11] Wan Hasiah A. A petrographic comparison of oil-generating coals from the tropics and non oil-generating coals for the arctic[C]// *Geological Society of Malaysia Annual Geological Conference*, Pangkor Island, Malaysia, June 2-3 2001. Kuala Lumpur: Geological Society of Malaysia, 2001: 33-38.
- [12] Wan Hasiah A. Organic petrological characteristics of limnic and paralic coals of Sarawak[J]. *Bulletin of the Geological Society of Malaysia*, 2002, 45: 65-69.
- [13] Teichmüller M, Taylor G H, Littke R. The nature of organic matter-macerals and associated minerals [M]// Taylor G H, Teichmüller M, Davis A, et al. *Organic petrology*. Berlin: Gebrüder Borntraeger, 1998: 175-237.
- [14] Teichmüller M. Origin of the petrographic constituents of coal [M]// Stach E, Mackowsky M, Teichmüller M, et al. *Stach's textbook of coal petrology*. 3rd ed. Berlin: Gebrüder Borntraeger, 1982: 219-294.
- [15] Diessel C F K. On the correlation between coal facies and depositional environments[C]// *Proceedings symposium on advances in the study of the Sydney Basin*. Newcastle: Newcastle University, 1986: 19-22.
- [16] Kalkreuth W, Leckie D A. Sedimentological and petrographical characteristics of Cretaceous strandplain coals: A model for coal accumulation from the North American Western Interior Seaway [J]. *International Journal of Coal Geology*, 1989, 12: 381-424.
- [17] Morley R J. Origin and evolution of tropical rain forests[M]. Chichester: John Wiley & Sons, 2000: 378.
- [18] Brown S. The "Mangrove Model", can it be applied to hydrocarbon exploration in Indonesia? Indonesian Petroleum Association Eighteenth Annual Convention, Jakarta, Indonesia, October 24 1989 [C]. Jakarta: Indonesian Petroleum Association, 1989: 385-401.
- [19] Radke M, Schaefer R G, Leythaeuser D, et al. Composition of sol-

- uble organic matters in coals: Relation to rank and liptinite fluorescence[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1980, 44(11): 1787-1800.
- [20] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrences [M]. 2nd ed. Berlin; Springer, 1984.
- [21] Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology [M]. 2nd ed. New York; Freeman, 1996; 408-411.
- [22] Hunt J M. Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter [J]. *Organic Geochemistry*, 1991, 17(6): 673-680.
- [23] Snowden L R. Oil from Type III organic matter: Resinite revisited [J]. *Organic Geochemistry*, 1991, 17(6): 743-747.
- [24] Mukhopadhyay P K, Hatcher P G. Composition of coal [M]// Law B E, Rice D D. Hydrocarbons from coal. Tulsa; American Association of Petroleum Geologists, 1993; 79-118.
- [25] 赵长毅, 赵文智, 程克明, 等. 吐哈盆地煤油源岩形成条件与生油评价[J]. 石油学报, 1998, 19(3): 21-25.  
Zhao Changyi, Zhao Wenzhi, Cheng Keming, et al. The formation conditions of coal acted as oil source rock and assessment of oil generated potential in Turpan-Hami Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1998, 19(3): 21-25.
- [26] 肖贤明, 刘德汉, 傅家谟. 我国聚煤盆地煤系烃源岩生烃评价与成烃模式[J]. 沉积学报, 1996, 14(增刊): 11-17.  
Xiao Xianming, Liu Dehan, Fu Jiamo. The evaluation of coal-measure source rocks of coal-bearing basins in China and their hydrocarbon-generating models [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1996, 14(Supplement): 11-17.
- [27] Hvoslef S, Larter S R, Leythaeuser D. Aspects of generation and migration of hydrocarbons from coal-bearing strata of the Hitra Formation, Haltenbanken area, offshore Norway [J]. *Organic Geochemistry*, 1988, 13(1/2/3): 525-536.
- [28] 姚素平, 张景荣, 金奎励, 等. 新疆侏罗系煤基质镜质体的岩石学特征及成烃性[J]. 煤田地质与勘探, 1997, 25(3): 14-20.  
Yao Suping, Zhang Jingrong, Jin Kuili, et al. The petrographic characteristics of desmocollinite in Jurassic coals in Xinjiang and the hydrocarbon-generating nature [J]. *Coal Geology & Exploration*, 1997, 25(3): 14-20.
- [29] Ferreira T O, Vidal-Torrado P, Otero X L, et al. Are mangrove forest substrates sediments or oils? A case study in southeastern Brazil [J]. *Catena*, 2007, 70(1): 79-91.
- [30] 王春江. 关于煤成油形成演化阶段及有关问题的讨论[J]. 地质论评, 1999, 45(4): 394-401.  
Wang Chunjiang. Generation and evolution stages of coal-derived oil and some relative problems [J]. *Geological Review*, 1999, 45(4): 394-401.
- [31] Brooks J D, Smith J W. The diagenesis of plant lipids during the formation of coal, petroleum and natural gas; I: Changes in the n-paraffin hydrocarbons [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1969, 31(12): 2389-2397.
- [32] Snowden L R, Powell T G. Immature oil and condensate: Modification of hydrocarbon generation model for terrestrial organic matter [J]. *AAPG Bulletin*, 1982, 66(6): 775-788.
- [33] 程克明. 吐哈盆地油气生成 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1994; 78-112.  
Cheng Keming. Oil and gas generation in Turpan-Hami Basin [M]. Beijing; Petroleum Industry Press, 1994; 78-112.
- [34] 王春江, 傅家谟, 盛国英, 等. 吐哈盆地侏罗系煤成液态烃生成演化的热模拟实验研究[J]. 地质学报, 1998, 72(3): 276-284.  
Wang Chunjiang, Fu Jiamo, Sheng Guoying, et al. Laboratory thermal simulation of liquid hydrocarbon generation and evolution of Jurassic coals from the Turpan-Hami Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 1998, 72(3): 276-284.
- [35] Wan Hasiah A. Evidence of early generation of liquid hydrocarbon from suberinite as visible under the microscope [J]. *Organic Geochemistry*, 1997, 27(7/8): 591-593, 595-596.
- [36] 傅家谟, 刘德汉, 盛国英, 等. 煤成烃地球化学 [M]. 北京: 科学出版社, 1990; 14-26.  
Fu Jiamo, Liu Dehan, Sheng Guoying, et al. Geochemistry of coal-derived hydrocarbon [M]. Beijing; Science Press, 1990; 14-26.
- [37] Shibaoka M. Micrinite and exudatinites in some Australian coals, and their relation to the generation of petroleum [J]. *Fuel*, 1978, 57(2): 73-78.
- [38] Van Krevelen D W. Coal [M]. Amsterdam; Elsevier, 1961.
- [39] Durand B, Paratte M. Oil potential of coal: A geochemical approach [M]// Brooks J. Petroleum geochemistry and exploration of Europe; Geological Society Special Publication 12. Oxford; Blackwell Scientific, 1983; 255-265.
- [40] Kreuser T, Schramedei R, Rulkotter J. Gas-prone source rocks from Cratogene Karoo Basin in Tanzania [J]. *Journal of Petroleum Geology*, 1988, 11(2): 169-184.
- [41] Wilkins R W T, George S C. Coal as a source rock for oil: A review [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2002, 50: 317-361.
- [42] Zhao Changyi, Cheng Keming. Expulsion and primary migration of the oil derived from coal [J]. *Science in China; Series D*, 1998, 41(4): 345-353.

(收稿日期 2010-03-13 改回日期 2010-05-06 编辑 王秀)