

文章编号:1672-9854(2010)-03-0011-08

莺-琼盆地海相烃源岩特征 及高温高压环境有机质热演化

黄保家¹, 黄合庭², 李里¹, 王丽芳¹

(1 中国海洋石油(中国)有限公司湛江分公司研究院)

(2 中海油能源发展股份有限公司湛江南海西部研究院)



黄保家

摘要 莺歌海盆地与琼东南盆地存在渐新统海岸平原-半封闭浅海相和中新统浅海相两套海相烃源岩。其中,渐新统烃源岩发育于琼东南盆地早第三纪半地堑,存在海岸平原和半封闭浅海两类烃源岩组合。海岸平原含煤烃源岩有机质丰度高,富含陆源有机质,具有很好的生气潜力;半封闭浅海相烃源岩 TOC 含量总体低于 1.0%,但其规模大且存在 TOC>1.5%的较高丰度段,故亦具有较大的生气能力。中新统海相烃源岩主要分布于莺歌海盆地裂后热沉降形成的中央坳陷,其有机质丰度横向变化比较大,位于中央坳陷带的烃源岩有机质丰度较高,TOC 大多在 0.40%~2.97%之间,有机质以气型干酪根为主。盆地的高地温为有机质向天然气转化提供了有利的条件,尤其是热流体活动使浅层有机质超前熟化,但地层超压对有机质热演化也有一定的抑制作用。盆地模拟结果显示,莺-琼盆地主要凹陷烃源岩大量生气时间较晚,与圈闭形成期的时空配置好,有利于成藏。

关键词 莺歌海盆地; 琼东南盆地; 第三系; 海相烃源岩; 地化特征; 有机质热演化; 油气潜力

中图分类号: TE112.115 **文献标识码**: A

黄保家 1958 年生。1982 年毕业于西南石油大学,2003 年获中国科学院广州地球化学研究所博士学位,现为中国海洋石油(中国)有限公司湛江分公司研究院首席工程师,主要从事油气地化与成藏综合研究。通讯地址: 524057 广东省湛江市;电话: (0759)3901782

莺歌海盆地和琼东南盆地(简称莺-琼盆地)是两个关系密切又各具特色的新生代沉积盆地(图1)。自1983年至今,相继发现了5个气田和一系列含气构造,成为目前我国南方最大的天然气产区。关于天然气的成因来源,前人已做了许多研究工作^[1-5],但有关该区烃源岩研究成果的文献公开报导甚少。本文将在以往研究成果的基础上,重点剖析莺-琼盆地烃源岩发育展布及其生烃特征,进而探讨高温高压环境下烃源岩有机质的生烃演化及生气潜力,这将有助于更好地圈定油气系统和降低下一步勘探风险。

1 烃源岩的展布

根据莺-琼盆地已发现天然气的成因类型及油气源对比追踪^[1-5],初步认为存在两套海相烃源层(渐新统生气层及中新统海相生气层),这些烃源层的发

育与展布取决于盆地的构造和沉积演化。不同演化阶段形成的凹陷或坳陷,其内发育的烃源层年代和特征有较大的差异。

渐新统,包括崖城组和陵水组,广泛分布于琼东南盆地,为海岸平原-半封闭浅海沉积。崖城组业已证实为该盆地的主力生气层^[2,4],为海岸平原沼泽相含煤砂泥岩,沉积受半地堑控制。渐新统的煤及炭质泥岩主要发育于崖南凹陷的北部和崖北凹陷的南部斜坡,凹陷中部可能是半封闭浅海沉积。根据地震反射特征及与琼东南盆地对比追踪,莺歌海盆地始新统及崖城组烃源岩在临高地区及其东北也可能有分布。

中新统生气层主要分布于莺歌海盆地裂后热沉降形成的中央坳陷,这套半封闭浅海及半深海砂泥岩地层最大厚度达5000m,是底辟浅层气田的主要气源层。此外,琼东南盆地的中部坳陷(陵水和乐乐

收稿日期:2010-02-19;改回日期:2010-05-04

本文为“第十二届全国有机地球化学学术会议”报告。本研究得到国家科技重大专项“近海大中型油气田形成条件及勘探技术”项目(编号:2008ZX05023)和中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室开发课题(编号:KFKT2010-1)资助

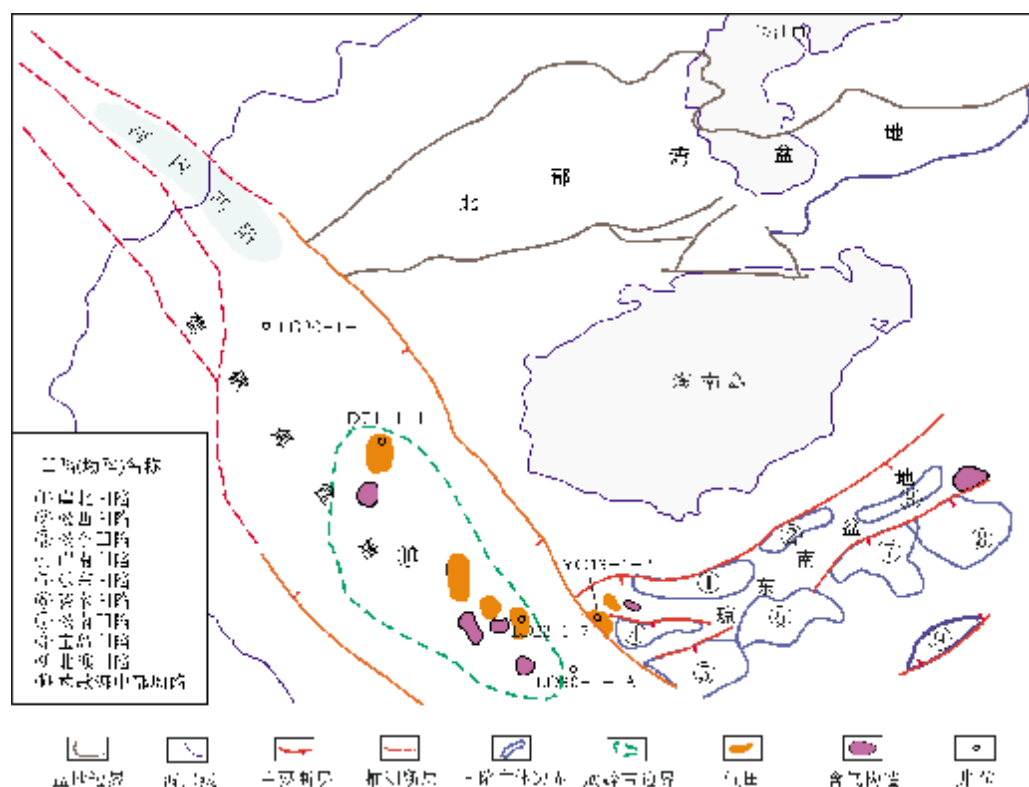


图1 莺歌海、琼东南盆地构造区域概图

凹陷),裂后期(N_1-Q)沉积最厚也达 3 000~4 000 m,其沉积特征与莺歌海盆地中央坳陷带相似,以浅海、半深海相泥岩及砂岩为主,推测其可能有一定的生气潜力。

2 海相烃源岩地球化学特征

2.1 烃源岩的有机质丰度和性质

2.1.1 渐新统海相烃源岩

渐新统崖城组被认为是崖 13-1 气田的主要气源岩^[1,4-6],发育两类环境——海岸平原及半封闭浅海。

海岸平原含煤烃源岩 包括近岸沼泽及相关环境的煤层、炭质泥岩和暗色泥岩组合。其特点是:(1)有机质丰度高,除炭质泥岩和煤层外,暗色泥岩的平均 TOC 含量大于 2%;(2)有机质来源于高等植物。目前,琼东南盆地钻井揭露的渐新统地层厚度 484~1 726 m,其中,崖城组最厚可达 482.6~910 m,崖城组二段泥岩发育,已钻井揭示的崖城组普遍含煤,但煤层单层厚度较薄,累计厚度通常小于 6 m,

且以亮煤型为主。崖 13-1-2 井崖城组含煤较多,共 27 层,总厚 17.5 m,占组厚的 7.58%。地球化学分析表明,崖城组泥岩有机碳丰度为 0.4%~1.96%,达到一般~好烃源岩指标(表 1)。值得注意的是,煤及炭质泥岩有机碳含量高达 8.55%~95.9%, S_1+S_2 为 14.3~142.8 mg/g,具有很好的生气潜力(图 2)。

半封闭浅海沉积烃源岩组合 与海岸平原含煤烃源岩相比,浅海相源岩中的有机质既可来源于陆生高等植物,亦可来源于海生浮游植物,但由于陆源高等植物有机质经过较长距离搬运到浅海环境的过程中,可能遭受了较强的氧化降解以及部分损耗。因此,琼东南盆地已钻遇的渐新统崖城组浅海相泥岩 TOC 总体上较低,绝大部分样品的 TOC 低于 1.0%,只有少量泥岩具有相对较高的 TOC (>1.5%)。由于这套地层厚度大且分布广,可部分补偿 TOC 低的不足,因此,也应有较大的生气能力。

干酪根显微组分分析结果表明,崖城组烃源岩干酪根以镜质组和惰质组为主,占 40%~80%,灰色无定形组分为 10%~30%,有机质类型为 II₂—III 型(图 3),以生气为主。

表 1 莺-琼盆地渐新统及中新统气源岩的地化特征比较

地 层		TOC (%)	S ₁ +S ₂ (mg/g)	干酪根类型	有机质来源
崖城组	泥岩	0.4~1.96/0.98 [*]	0.02~4.32/1.41	II ₂ —III	主要为陆源高等植物
	煤	19.9~95.9/55.4	14.3~142.8/87.4		
中新统	盆地边缘	0.23~0.55/0.40	0.41	II ₂ —III	陆源+浮游植物
	盆地中部	0.40~2.97/1.28(LD30-1-1A井)	0.94		

* 斜线后为平均值。

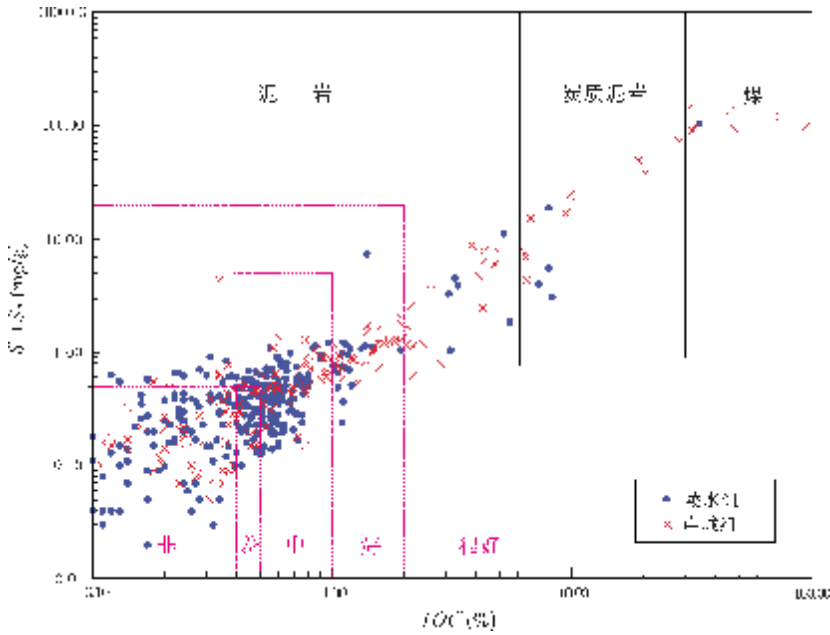


图 2 琼东南盆地渐新统烃源岩潜力评价图

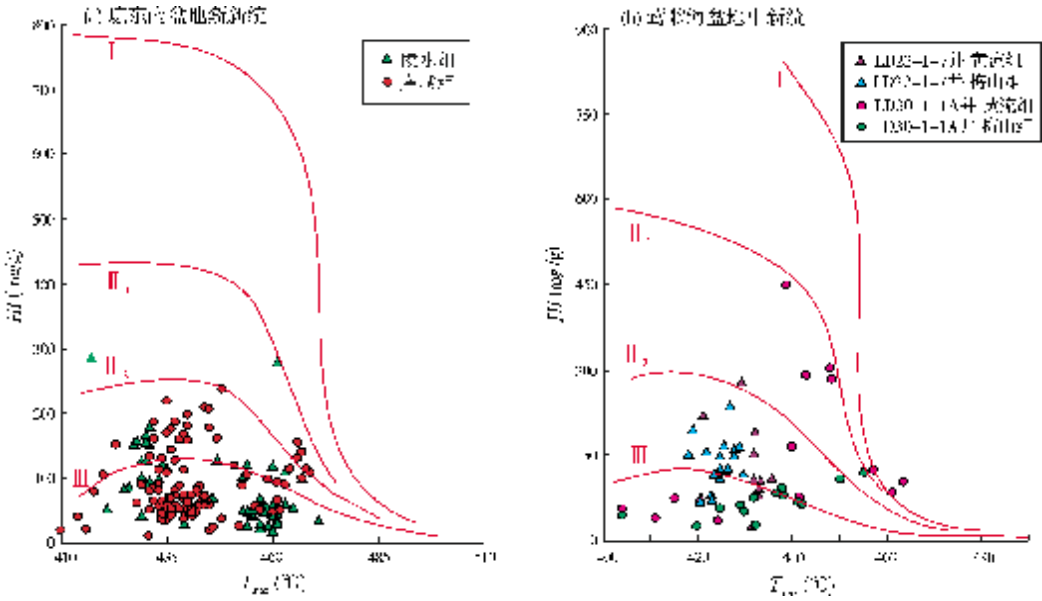


图 3 莺-琼盆地渐新统和中新统烃源岩有机质分类图

2.1.2 中新统海相烃源岩

中新统包括三亚组、梅山组及莺黄组下部,生气层主要分布于莺歌海盆地裂后热沉降形成的中央坳陷,为一套巨厚的三角洲—浅海沉积(4000~6000 m),泥岩占70%。其中,梅山组—三亚组是底辟浅层气田的主要气源岩^[7]。迄今,因钻遇中新统的探井大多数位于盆地边缘或斜坡带,有机质丰度总体不高,TOC为0.4%~0.5%,而位于中央坳陷带的LD30-1-1A井和LD22-1-7井揭露的莺黄组下部及梅山组—三亚组有机质丰度明显增高,TOC在0.4%~2.97%,平均为1.28%(表1),达到好烃源岩级别。

中新统烃源岩有机质类型为Ⅱ₂—Ⅲ型(图3),与崖城组颇为相似,但它们的生源构成却不尽相同。干酪根显微组分分析结果表明,中新统镜质组和惰质组含量为20%~50%,灰色无定形组分占优势(30%~80%)。这种灰色无定形组分可能主要源于浮游植物的生物聚合物转变而成的无定形地质聚合物以及部分腐殖物等^①。据此,推测中新统成烃母质既有陆源高等植物又有浮游植物的贡献。

正是由于这两套源岩成烃母质不尽相同,导致了它们生成的天然气在成因特征上存在一定的差异^[2,4]。

2.2 烃源岩的干酪根同位素组成特征

资料显示,莺-琼盆地不同时代/沉积环境海相烃源岩干酪根的碳同位素组成特征存在较大的差异。中新统梅山组—三亚组,浅海—半深海海相烃源岩干酪根表现出较重的同位素特征, $\delta^{13}\text{C}$ 介于-24.41‰~-22.30‰(图4);而富含陆生植物的崖城组含煤地层烃源岩干酪根同位素值相对偏轻, $\delta^{13}\text{C}$ 为-29.50‰~-27.16‰。前已述及,中新统烃源岩含有较多的可能主要源于浮游植物的生物聚合物转变而成的灰色无定形地质聚合物并见少量藻类化石,这与色-质谱检出的低丰度的来源于海相藻类的C₃₀ 4-甲基甾烷、含有较低—中等丰度的陆源标志物(包括奥利烷、倍半萜烷和三萜烷以及极少量的双杜松烷)相吻合;渐新统崖城组沼泽相烃源岩生物标志物以含丰富的树脂化合物和奥利烷为特征,C₃₀ 4-甲基甾烷贫乏,反映陆源输入为主(图5)。

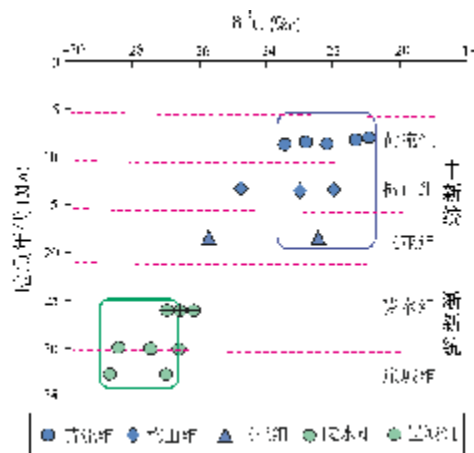


图4 莺-琼盆地两套海相烃源岩干酪根同位素组成对比

一般认为,海生植物利用水体中的碳酸盐,而陆生植物则利用大气中的CO₂,这两者碳同位素的差别在古代沉积物中可达3‰~5‰^[8]。因此,中新统烃源岩干酪根的碳同位素值高于富含陆生植物的崖城组含煤地层,表明在崖城组烃源岩的成烃母质中有丰富的利用光合作用吸收大气中碳源的陆生植物输入^[4]。这也是区别这两套海相烃源岩的重要标志之一。

3 高温超压环境烃源岩的有机质热演化与生烃史

3.1 烃源岩热演化的温压环境

温度 莺-琼盆地大部分钻井实测地温梯度超过40℃/km,地温场的总体分布特点是莺歌海盆地中央坳陷带为高地温梯度分布区,平均4.21~4.56℃/100m,而莺东斜坡带平均地温梯度相对较低,为3.7℃/100m;琼东南盆地从崖北凹陷向崖南凹陷地温梯度逐渐升高,这种变化趋势与莺-琼盆地莫霍面的埋深密切相关,即莫霍面埋藏越浅,地温梯度就越大。在莺歌海盆地底辟构造带,由于深部热流体活动导致局部地温场异常更加明显,如DF1-1底辟背斜构造上地温梯度达4.32~5.21℃/100m。普遍高的地温场无疑是促使烃源岩中有机母质向烃类转化的有利因素。

压力 根据压力研究,莺歌海盆地区域性超压顶面埋深约为3000m,向盆地的西北部及盆地边缘,超压顶的深度增加。泥底辟构造是局部压力异常

① 付家谟,刘德汉,陈军红,等.中国南海西部莺琼盆地第三系烃源岩研究.南海西部石油公司科研报告,1995.

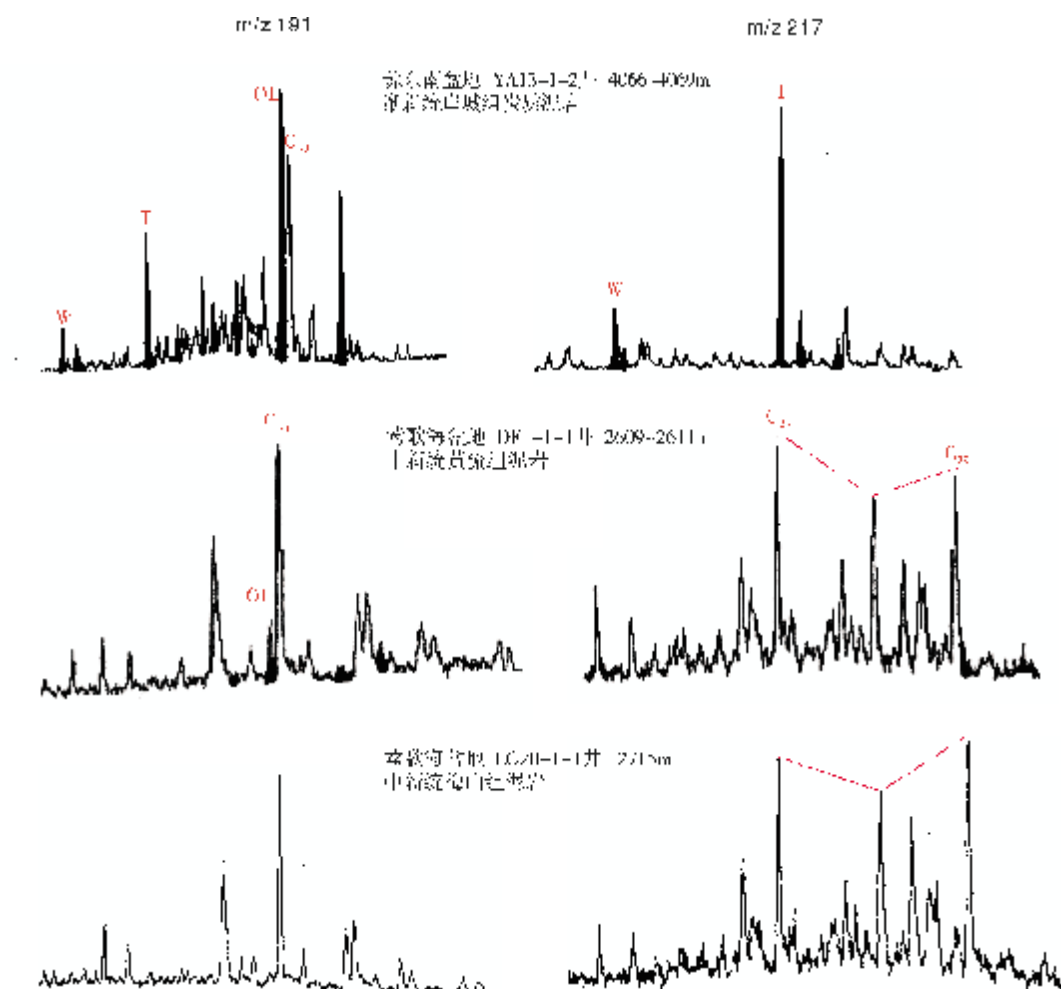


图5 莺-琼盆地两套海相烃源岩生物标志化合物特征
W 双杜松烷; T 树脂化合物; OL 奥利烷

区,其超压顶面浅、层位新,目前钻井实测的压力系数最高达2.30。超压的形成与发育机制较为复杂,从其与有机质热演化的关系考虑,可分为自源超压和异源超压。前者为由于快速增载引起的排液不畅和不均衡压实及新生流体作用引起的超压,后者为由于超压的传递使常压地层发育超压。自源超压对烃源岩中赋存有机质的热演化作用将存在一定的影响。

3.2 活动热流体对有机质热演化的影响

强烈的热流体活动是莺-琼盆地的重要地质特征之一,由此引起局部地温场的叠加,从而促进有机质热演化和生烃作用。尤其是莺歌海盆地年轻的海相烃源岩受热历史较短,这种热异常更具有积极的

意义。

DF1-1构造是一个底辟活动形成的短轴背斜,在底辟活动过程中伴随的热流体活动表现为垂向随流或对流,从而导致受其影响的层段提前成熟。从图6可见,DF1-1-1井的镜质体反射率在1600~2700m井段明显增大,该井实测地温梯度平均4.32℃/100m,但2000~2650m井段的有机质成熟度却高于地温梯度为4.56℃/100m的LD30-1-1A井(相同深度比较)(图7)。DF1-1-1井约在2650m处, R_o 达到0.60%,井深2649~2651m样品的正构烷烃奇偶优势已基本消失,甾烷 $C_{29} 20S/(20S+20R)$ 已达到0.34;而LD30-1-1A井井深2987.04m处泥岩饱和烃的 $C_{29} 20S/(20S+20R)$ 仅为0.25^[4]。表明热流体活动对浅层有机质热演化有明显的强化作用。

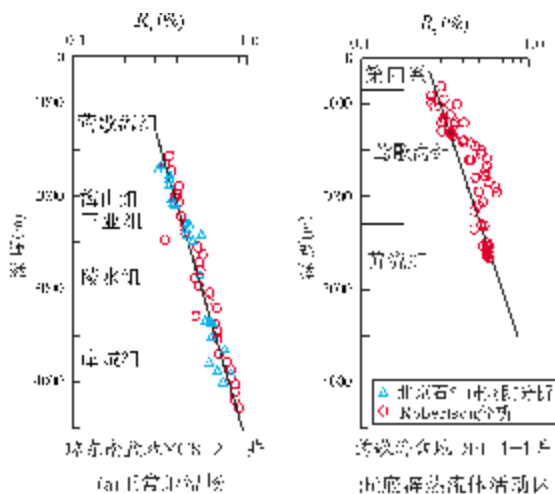


图6 莺-琼盆地第三系不同地温条件有机质热演化剖面

莺-琼盆地地化综合研究表明,在远离底辟构造的正常压力地区,有机质成熟门限深度为2 800~3 000 m($R_o=0.6\%$) (图7),按本区的平均地温梯度为4 °C/100m 计算,则成油门限温度达135 °C,与中国东部第三系成油门限温度比较,高出30~50 °C。正是由于本区高的地温场以及中新统梅山组—三亚组烃源岩和渐新统崖城组丰富的腐殖型有机质,导致了

它们出现以生气为主的成烃特点。

3.3 超压对有机质热演化的影响

关于压力在有机质热演化和油气生成过程中的作用存在三种观点:(1)压力对有机质的热演化和油气生成无明显影响^[9]; (2)压力的增大加速烃类的热裂解^[10]; (3)压力的增大明显抑制有机质的热演化和油气生成作用^[10-12]。近年来,国内外很多学者所进行的有机质热演化高温高压模拟实验结果表明,压力对有机质热演化作用的程度及表现形式存在差异^[13]。由此可见,压力对有机质热演化影响相当复杂。

Hao Fang 等^[11]曾根据莺歌海盆地 LD30-1-1A 井的 R_o 数据,提出超压对烃源岩有机质的热演化和油气生成有明显的抑制,抑制值($R_{oE}-R_{oM}$)可达0.4%~0.6%。由于该井深部井段样品受到泥浆添加剂的严重污染,导致样品 R_o 实测值通常偏低,故超压的抑制作用可能高估。为此,笔者依据剔除泥浆污染样品后的镜质体反射率实测结果,建立该井有机质热演化的 R_o 趋势线(图7)。结果发现,样品去伪存真后,井深4 000 m 以下测得的 R_o 值,虽深度增加而依然较小,尤其是在4 500m 以下,实测 R_o 较模拟 R_M 值(Sweeny Easy% R_o 模型计算)大约小0.2%,而该井段

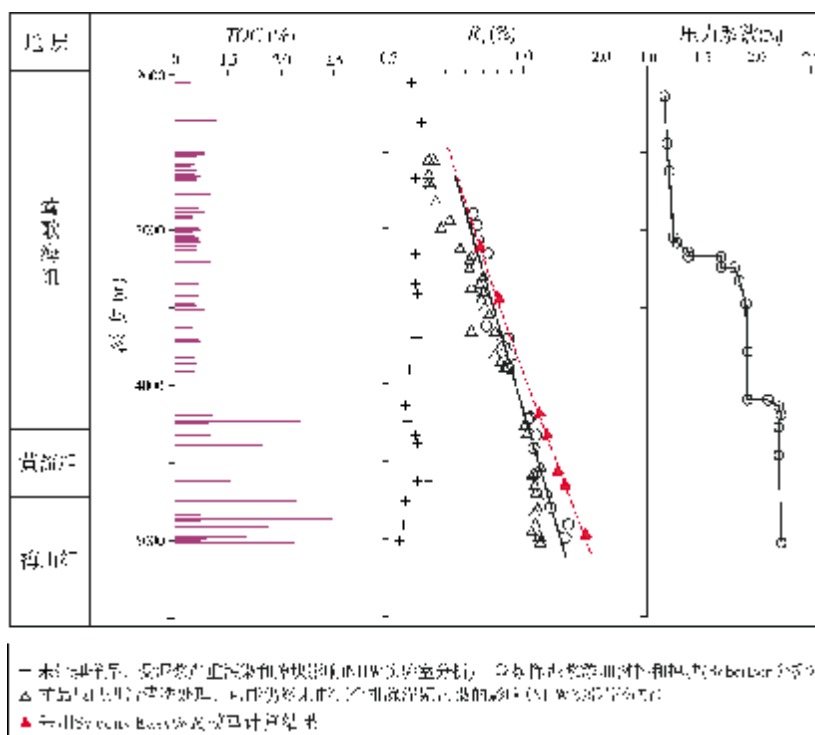


图7 莺歌海盆地 LD30-1-1A 井第三系有机质热演化剖面

恰好与深部强超压(压力系数 1.4~1.6)对应,这可能就是超压对 R_o 抑制所做的贡献,即强超压对烃源岩有机质热演化有一定的抑制作用。有鉴于此,我们利用 LD30-1-1A 井剔除泥浆污染样品后的 R_o 演化模型,在莺歌海盆地中央坳陷进行 LD30-1-1M 井单点模拟,重建中新统烃源岩的生烃史,结果显示,主力烃源岩梅山组—三亚组在上新世早期—第四纪达到生气高峰(图 8a);琼东南盆地崖南凹陷崖城组烃源岩主生气期则在中中新世—上新世(图 8b)。它们的大量生气时间较晚,与圈闭形成期的时空配置好,有利于成藏。

事实上,在强超压环境中,压力对有机质热演

化和油气生成的抑制作用,其重要地球化学意义在于减缓超压层段内有机质的成熟速率,使本来(无超压抑制作用)已进入准变质阶段的源岩保持在有利的生气带内,从而拓宽生烃窗的范围,扩大了油气勘探领域。另一方面,在高温高压的封闭地层中,由于异常压力的不断增加,当达到一定程度时才能突破高压带的顶面或侧面隔层并伴随着高压带内的流体向外运移。显然,在压力积聚期,超压带内烃源岩生成的天然气也有一个汇集过程,这种汇集的“幕式”运移在一定程度上提高了排烃效率,有利于天然气成藏。这对于形成较晚的莺歌海盆地底辟浅层构造的天然气聚集非常有利。

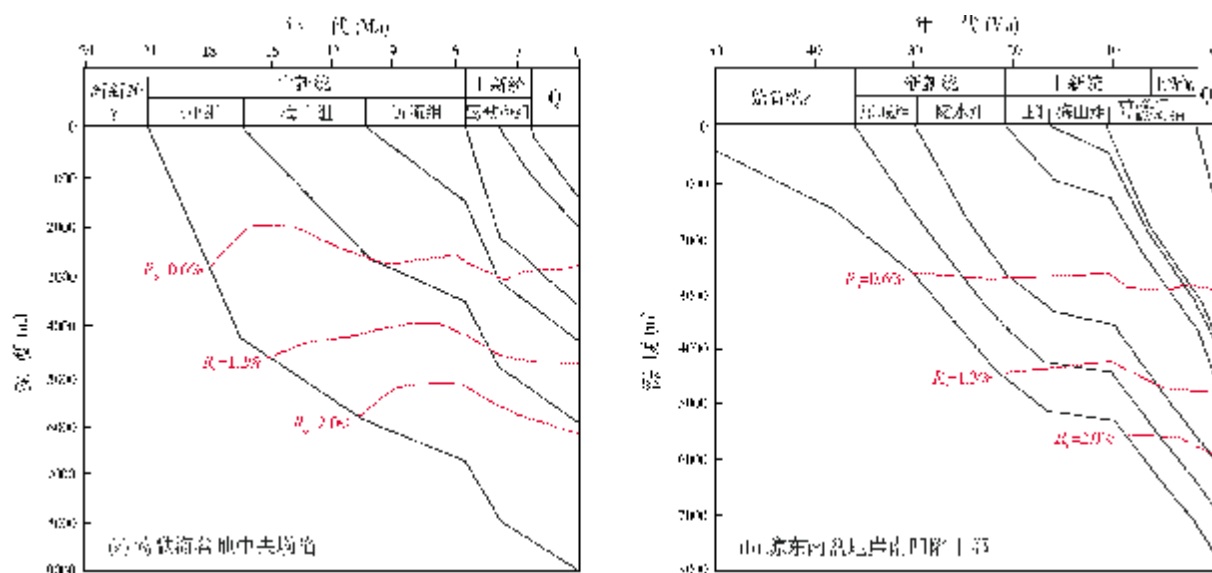


图 8 莺歌海盆地中央坳陷和琼东南盆地崖南凹陷中部埋藏曲线

4 认识与结论

(1) 莺-琼盆地存在渐新统和中新统两套海相烃源岩。渐新统主要分布于琼东南盆地及莺歌海盆地东南部与西北部,为海岸平原及半封闭浅海沉积,这套含煤地层富陆源有机质。中新统浅海相泥岩业已证实为莺歌海盆地底辟构造带浅层气田的主要烃源岩,其有机质丰度中等,成烃母质为腐殖型,以生气为主。

(2) 强烈的热流体活动引起局部地温场叠加,从而促进了有机质的热演化和浅部地层有机质的超前熟化与生气作用。

(3) 强超压环境对有机质热演化有一定的抑制作用,它使深部超压地层有机质热演化减缓、生烃作用时间延长,从而在一定程度上扩大了生烃窗范围、拓宽了天然气勘探领域,有利于晚期形成的圈闭成藏。

参考文献

- [1] 陈伟煌. 崖 13-1 气田的成藏条件[M]//陈伟煌. 煤型气地质研究. 北京:石油工业出版社,1987.
- [2] 董伟良,黄保家. 莺-琼盆地煤型气的鉴别标志和气源判识[J]. 天然气工业,2001,20(1): 23-27.
- [3] 张泉兴,黄保家. 南海主要盆地天然气的成因类型及其成烃史[J]. 中国海上油气,1991,4(1):5-13.

- [4] Huang B J, Xiao X M, Li X X. Geochemistry and origins of natural gases in the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea[J]. *Organic Geochemistry*, 2003, 34(7): 1009-1025.
- [5] Xiao X M, Xiong M, Tian H, et al. Determination of the source area of the Ya13-1 gas pool in the Qiongdongnan Basin, South China Sea[J]. *Organic Geochemistry*, 2006, 37: 990-1002.
- [6] 戴金星. 中国大中型天然气田形成与分布规律[M]. 北京: 地质出版社, 1997.
- [7] 黄保家, 肖贤明, 董伟良. 莺歌海盆地海相烃源岩特征及生气模式[J]. *天然气工业*, 2002, 22(1): 26-30.
- [8] 黄第藩. 陆相烃源岩有机质中碳同位素的分布特征[J]. *中国海上油气*, 1993, 7(4): 1-6.
- [9] Mothoinux N, Landais P, Durand B. Comparison between extracts from natural and artificial maturation series of Mahakam delta coals[J]. *Organic Geochemistry*, 1986, (10): 648-650.
- [10] Prince L C, Wenger L M. The influence of pressure on petroleum generation and maturation as suggested by aqueous pyrolysis[J]. *Organic Geochemistry*, 1992, 19: 141-159.
- [11] Hao Fang, Sun Yongchuan, Li Sitian. Overpressure retardation of organic-matter maturation and hydrocarbon generation: A case study from the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea[J]. *AAPG Bulletin*, 1995, 79: 551-562.
- [12] Carr A D. A vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16: 355-377.
- [13] Hill R J, Jenden P D, Tang Y C, et al. Influence of pressure on pyrolysis of coals[C]// Mukhopadhyay P K, Dow W G. Vitrinite reflectance as a maturity parameter: application and limitation[J]. *American Chemical Society, Symposium Series 570*, 1994: 61-193.

编辑: 金顺爱

Characteristics of Marine Source Rocks and Effect of High Temperature and Overpressure to Organic Matter Maturation in Yinggehai-Qiongdongnan Basins

Huang Baojia, Huang Heting, Li Li, Wang Lifeng

Abstract: The Oligocene Yacheng coastal plain and semi-enclosed neritic source rocks exist in Yinggehai Basin and the Miocene Shanya-Meishan neritic source rocks in Qiongdongnan Basin. The Yacheng source rocks develop in the Paleogene half-graben and the marine Meishan-Sanya source rock in the post-rifting Miocene formation of central Yinggehai Basin. The Yacheng source rocks consist mainly of neritic mudstones and coastal plain coal-bearing strata. The carbonaceous mudstones and coals in the coal-bearing strata contain variable amounts of TOC with gas-prone terrigenous matter with type III and II₂ kerogen and the neritic mudstones contain abundance at >1.5 % TOC though there is <1.0% TOC in a wide extent so they are of good gas generation potential. The Miocene source rocks that occur mainly in central Yinggehai Basin are composed of deltaic to neritic deposits. The TOC content in the Miocene shales from the basin margin are only 0.4 to 0.65% but increase from 0.4% to 2.97% toward the depression region. The Miocene source rocks also contain gas-prone type II₂-III kerogens. The high geothermal gradient and rapid heating in the basins resulted in advanced maturation of organic matter in a shallower burial depth, thermal maturation of organic matter in strongly overpressured systems was slightly retarded and the peak gas generation was delayed. The result of 1-D basin modeling indicates that the Yacheng Formation in Qiongdongnan Basin reached its peak stage of gas generation during the middle Miocene-Pliocene time. The lower-middle Miocene marine shales in central Yinggehai Basin reached their peak stage of gas generation during the Pliocene-Quaternary time, which provides favorable conditions for a large amount of natural gas accumulation.

Key words: Tertiary; Marine source rock; Geochemical characteristics; Organic matter evolution; Hydrocarbon potential; Yinggehai Basin; Qiongdongnan Basin

Huang Baojia: male, Doctor, Geologist. Add: CNOOC Ltd Zhanjiang Research Institute, Zhanjiang, Guangdong, 524057 China