

文章编号: 0253-9985(2006)03-0356-07

塔里木盆地台盆区海相油源对比存在的问题及进一步工作方向

马安来, 金之钧, 王 毅

(中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 由于塔里木盆地寒武系烃源岩处于高成熟-过成熟阶段, 目前钻井揭示到的上奥陶统良里塔格组烃源岩分布面积又较为局限, 因此, 台盆区海相原油的主力烃源岩一直存在争议。通过对原油地球化学特征研究, 认为海相原油的主体为生油高峰-生油晚期阶段的产物。由于原油与寒武系烃源岩成熟度之间存在较大差异, 盆地存在多套烃源岩多期成藏的特征及原油遭受二次蚀变作用, 生物标志物在台盆区油源对比中受到一定的限制, 今后应进一步加强对处于生油窗范围内的上奥陶统良里塔格组烃源岩特殊标志化合物演化规律及下古生界烃源岩热演化的研究。

关键词: 油源对比; 烃源岩; 生物标志物; 寒武系; 奥陶系; 塔里木盆地

中图分类号: TE112.1 文献标识码: A

Problems of oil-source correlation for marine reservoirs in Paleozoic craton area in Tarim basin and future direction of research

Ma Anlai, Jin Zhijun, Wang Yi

(Research Institute of Petroleum Exploration & Production, SINOPEC, Beijing 100083)

Abstract Understanding of the major source rocks of oil in marine reservoirs in the Paleozoic craton area is always a controversial issue because of the high mature to overmature Cambrian source rocks and the limited distribution of the encountered Upper Ordovician Lianglitage Formation source rocks. Based on study of the geochemical behaviors of oils, it is believed that the oil in marine reservoirs is mainly of oil generated during oil generating peak to late generating stage. There is an obvious difference between the oil and the maturity of Cambrian source rocks, the basin is characterized by multistage reservoiring of oils generated by multiple sets of source rocks, and the oils have experienced secondary alteration, therefore the use of biomarkers for oil-source correlation is restricted in the Paleozoic craton area. Future study should be focused on the evolutionary pattern of specific biomarkers of the Upper Ordovician Lianglitage Formation source rocks that are now in the range of "oil window" stage and the thermal evolution of Lower Paleozoic source rocks.

Key words oil-source correlation; source rock; biomarker; Cambrian; Ordovician; Tarim basin

自 1984 年沙参 2 井在奥陶系获得工业油气以来, 塔里木盆地台盆区海相油气的来源一直是争论的焦点。西北石油地质局、地矿部无锡实验室根据沙参 2 井原油分析资料认为, 沙参 2 井原油属于成熟度较高的海相腐泥型原油, 源岩是寒武-奥陶系碳酸盐岩, 为二次生油的结果。郝继

鹏^[1]进一步提出油源来自奥陶系, 且更接近于萨尔干组生油岩。江继纲等^[2]认为沙参 2 井原油更接近于中上奥陶统。而胡桂馨等^[3]提出沙参 2 井石油源于以石炭系为主的上古生界, 但亦不排除油源岩为下古生界寒武-奥陶系的可能性。

收稿日期: 2006-03-30

第一作者简介: 马安来 (1969-), 男, 副教授, 石油地球化学

基金项目: 国家重点基础研究发展规划 (973) 项目 (2005CB422106)

“八五”以来,对塔里木盆地油源问题认识逐渐明朗,提出寒武—奥陶系烃源岩是主力烃源岩。“九五”期间,随着台盆区最大的海相油田—塔河油田的发现,油源问题再次引起关注。顾忆等^①依据轻烃对比、正构烷烃分布特征、类异戊二烯烷烃、 C_{21} — C_{23} 三环萜烷相对丰度、 C_{27} — C_{29} 甾烷分布、碳同位素分布在 -31.40% ~ -32.66% ,认为塔河油田不同区块、不同产层、不同性质的原油都与下奥陶统烃源岩相关,而区别于中—上奥陶统、石炭系及三叠系烃源岩。“十五”期间,随着塔东2井寒武系储层中30升稠油的发现,油源问题再度引起关注。文献[4]简述了台盆区海相原油油源的研究历史,并运用原油配比实验、沥青质钕离子催化氧化实验,认为轮南、塔河的稠油在生物标志物、沥青质结构与键合在沥青质结构中的生物标志物均与塔东2井寒武系烃源原油有较大差异,提出轮南、塔河稠油可能源于中上奥陶统烃源岩。王铁冠等^②认为下奥陶统烃源岩在加里东晚期就达到了过成熟阶段,不可能成为成熟—高成熟的塔河原油烃源层,唯有中上奥陶统(新方案:上奥陶统)烃源岩的成熟度才可能与塔河油田原油完全匹配,二者之间的分子标志物与碳同位素具有良好的可比性。并通过热史恢复,证实中上奥陶统烃源岩完全具备在加里东中—晚期和喜马拉雅期“二次成烃”的条件,生烃史完全可以与塔河油田的两期成藏相匹配。因此确认塔河油田原油油源来自“中—上奥陶统”烃源层。彭平安、吕修祥^③对盆地94个寒武系烃源岩镜质体反射率测量结果表明,其等效镜质体反射率已达到 1.64% ~ 2.85% ,处于过成熟阶段,高于轮南油田原油的成熟度,不可能作为轮南油田原油的油源。对塔北原油的分子地球化学研究表明原油与中下寒武统烃源岩有一定差别,而与奥陶系烃源岩有一定的相似性。赵宗举等^④根据多方面非有机地化油源对比的间接依据,从海平面变化及沉积相分析、地震反射特征识别、特别是生烃—成藏配置关系等方面分析认为,塔中地区现今已发现工业油气藏的主力烃源岩为分布于满加尔凹陷内的下奥陶统上部—中奥陶统下部相当于塔东地区的黑土凹组,塔北地区的海相油气

藏主力烃源岩应该是寒武系—中下奥陶统。

然而,由于寒武系烃源岩目前处于高成熟—过成熟阶段,以及钻井揭示到的中上奥陶统烃源岩分布面积又较为局限的事实,主力烃源岩为中上奥陶统的观点一直不为地质学家接受^[6]。主力烃源岩为寒武系的观点由于原油与源岩地球化学特征存在差异,以及原油的破坏、保存条件的影响,也不被地球化学家所认同。

1 原油主体特征

台盆区海相原油类型复杂多样,稠油、正常原油、凝析油并存;高蜡、中蜡、低蜡原油并存;高硫、低硫原油并存,尤其在塔北轮南、塔河油田表现更为明显。然而,类型众多的海相原油主体,差异仅表现在物理特征与原油气相色谱上,生物标志物组成较为相似^[7,8]:

- 1) Pr/Ph比值在1.00左右,363个海相原油Pr/Ph比值平均为1.13
- 2) $8\beta(H)$ -补身烷/ $8\beta(H)$ -升补身烷比值大于1;
- 3) 三环萜烷分布完整, $C_{23}TT$ 大于 $C_{21}TT$;
- 4) C_{24} 四环萜烷含量较低, C_{24} 四环萜烷/ C_{26} 三环萜烷比值为0.4~1.5
- 5) 藿烷系列中 C_{29} 藿烷、 C_{31} 藿烷含量较高;
- 6) 伽马蜡烷含量较低, G/C_{30} 藿烷小于0.15
- 7) 芳烃馏分中具有较高含量的芳基类异戊二烯烷烃;
- 8) 正常原油、稠油中普遍含有25-降藿烷系列,表明油藏具有多期的充注历史;
- 9) 规则甾烷组成呈现 $C_{27} 20R$ 大于 $C_{28} 20R$ 远小于 $C_{29} 20R$ 的分布模式;
- 10) 24-降重排胆甾烷和24-降胆甾烷含量较低;
- 11) 甲藻甾烷、甲藻三芳甾烷、4-甲基-24-乙基胆甾烷及4-甲基-24-乙基三芳胆甾烷含量较低;
- 12) 全油碳同位素主要分布在 -31.00% ~ -34.00% ,322个海相原油全油碳同位素平均值为 -32.12% 。

①顾忆,丁勇,陈跃,等.新疆塔里木盆地塔河油区成藏历史与成藏机制研究.中国石化石油勘探开发研究院无锡实验地质研究所,2000

②王铁冠,何发歧,王春江,等.塔河油田奥陶系油气藏成藏地球化学研究.石油大学(北京),2003

③彭平安,吕修祥.中国叠合盆地成藏年代学研究.中科院广州地化所,石油大学(北京),2003

2 原油成熟度

与烃源岩成熟度相比较,原油成熟度是一个相对模糊的概念,它建立在烃源岩镜质体反射率与生物标志物成熟度及芳烃成熟度关系的基础上,通过换算得到相应的原油成熟度^[9]。从原油和烃源岩成熟度之间的关系来看,高成熟的石油不会与低成熟烃源岩之间存在成因联系,但我们不能排除低成熟原油与高成熟烃源岩之间的关系,因为烃源岩生烃是一个持续过程,生烃后烃源岩可能会继续沉降,经历更高的成熟作用,使得烃源岩的成熟度高于相应的原油成熟度。

从台盆区海相原油饱和烃色谱质谱资料来看,原油饱和烃 $C_{29} 20S/(20S+20R)$ 比值均大于 0.50 表明甾烷异构化参数已达到了平衡值,原油成熟度至少在 0.80% 以上^[9]。 $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 异构化参数除了受成熟度的控制外,运移效应也可导致比值的增加,台盆区海相原油 $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 大多大于 0.50 也表明原油的成熟度至少在 0.80% 以上。此外,从藿烷系列分布来看,仅有少数凝析油如塔河油田的 T904 井和田河气田 M401 井奥陶系凝析油在多离子检测方式 m/z 191 质量色谱图上藿烷系列基本消失外,其他原油基本上均可以检测到藿烷系列。而藿烷系列的消失,表明原油的成熟度相当于 R_o 为 1.3% ~ 1.4%^[9],由此表明塔里木盆地台盆区海相原油的成熟度 R_o 值基本小于 1.3% ~ 1.4%。

$Ts/(Ts+Tm)$ 受控于烃源岩的母质和成熟度,对于来源同一有机相的原油来说, $Ts/(Ts+Tm)$ 是可信的成熟度的指标。其平衡终点 $Ts/(Ts+Tm)$ 比值为 1 时,对应的镜质体反射率为 1.3% ~ 1.4%^[9]。从图 1 可以看出,除哈 1 井志留系沥青砂、柯坪建化厂油苗具有较高的 $C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)$ 比值,偏离其他原油样品,大多样品 $Ts/(Ts+Tm)$ 和 $C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)$ 之间存在良好的线性关系。哈 1 井志留系沥青砂、柯坪建化厂油苗均受到强烈的生物降解作用,表明严重生物降解作用对 $C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)$ 有明显影响。对于塔河、轮南油田的稠油以及东河塘石炭系原油而言,原油具有较低的 $Ts/(Ts+Tm)$ 和 $C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)$ 比值,其分别小于 0.35 和 0.20 表

现的成熟度最低;LG18 井奥陶系原油具有最高的成熟度, $Ts/(Ts+Tm)$ 约为 0.7。对于塔东地区的 YN2 井、LK1 井、华英参 1 井与轮南地区 LN2 井、LN3 井三叠系原油、塔河地区 S112 井、S56 井奥陶系原油、哈得逊油田的 HD401 井石炭系原油均具有较高的成熟度,它们的 $Ts/(Ts+Tm)$ 和 $C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)$ 分别为 0.45~0.60 和 0.20~0.30。而塔中地区如奥陶系 TZ4 井、中 1 井的原油,巴楚隆起群 4 井石炭系原油成熟度高于哈得逊油田原油以及塔河 2 区 T206 井三叠系、塔河 3 区 TK303 井石炭系原油。从塔河原油主体和南部 S108 井、S112 井原油成熟度来看,南部原油的成熟度普遍高于塔河 4 区、6 区原油。台盆区海相原油 $Ts/(Ts+Tm)$ 比值绝大多数小于 0.70 距离平衡终点尚有较大距离,这从另一个方面表明海相原油的成熟度并不很高,基本上属于生油高峰—晚期生油阶段的产物。

Tissot 等^[10]干酪根热降解生烃模式表明镜质组反射率大于 1.3% ~ 1.4% 时,烃源岩进入凝析油、湿气阶段。而目前台盆区海相原油以黑油为主,625 个海相原油的密度平均值为 0.88 g/cm³,原油密度的主频分布范围在 0.84~0.96 g/cm³,这部分样品约占原油样本的 60%,小于 0.80 g/cm³ 的原油仅占 625 个原油样本的 8% (图 2),原油密度数据表明原油成熟度并不是很高,属

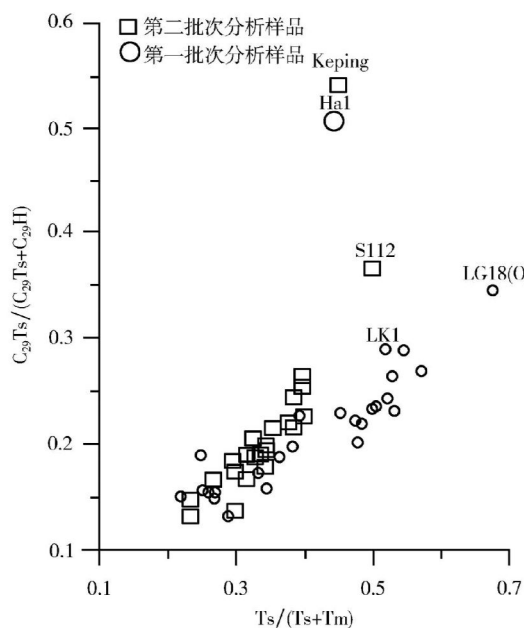


图 1 海相原油 $Ts/(Ts+Tm)$ 和 $C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)$ 比值之间的关系

Fig. 1 Relationship between the ratios of $Ts/(Ts+Tm)$ and $C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}H)$ of the marine oils

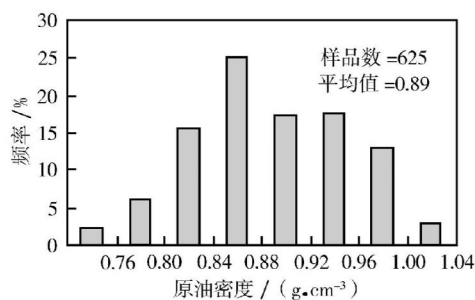


图 2 台盆区海相原油密度分布直方图

Fig. 2 Histogram showing distribution of oil density in marine reservoirs in Paleozoic craton area

于烃源岩生油高峰阶段的产物。

3 存在问题

油源对比是基于原油组成参数与残留在源岩中的沥青具有一定的相似性。这种继承上的相似性可以贯穿于碳同位素组成上的整体性质至 Pr/Ph 等单个化合物的比值^[9]。塔里木盆地台盆区油源对比进行了 20 余年,至今未能得到统一的认识。究其原因,主要存在以下问题。

1) 塔里木盆地地质背景与油源对比条件不符问题。油源对比要求源岩抽提物和原油样品之间具有相等或相似的成熟度。但在大多数情况下,所选择的源岩样品比原油样品成熟度或高或低。对于未成熟的潜在烃源岩,加水热解或封闭管热解可以用来人为的增加成熟度以获得源岩热解产物,从源岩热解产物-原油之间的相关性进行油源对比^[9]。而塔里木盆地台盆区目前钻井揭示的寒武系烃源岩已达到高成熟-过成熟阶段,其目前的生物标志物面貌能否真正代表其生烃时刻的面貌?是一问题,我们所进行的油源对比烃源岩和原油之间成熟度差异较大,是高成熟-过成熟烃源岩与正常原油之间的对比。若塔里木盆地能够找到处于生油窗的寒武系烃源岩样品,现今油源对比的矛盾应有所化解。而中上奥陶统既是源岩又是储层,由于储层中原油导致源岩抽提物生物标志物面貌的污染,使油源对比也存在问题。

2) 多源供烃造成原油地球化学面貌复杂性。塔里木盆地台盆区发育了多套烃源岩^[11]。从露头 and 钻井剖面所揭示的层位主要是:寒武系、

中下奥陶统黑土凹组 ($O_{1-2}h$)、中上奥陶统萨尔干组 ($O_{2-3}s$)、上奥陶统印干组 (O_3y)、上奥陶统良里塔格组 (O_3l)。值得关注的是寒武系玉尔吐斯组黑色页岩、中下奥陶统黑土凹组、中上奥陶统萨尔干组黑色笔石页岩,有机碳含量大于 1.0%,其中玉尔吐斯组黑色页岩有机碳含量最高可达 10%以上,这 3 套高丰度的黑色页岩分别可以与下扬子地区的荷塘组(或筇竹寺组)、庙坡组和五峰组相对应。这些高有机质丰度源岩在地质历史时期由于成熟作用大量生烃是毋庸置疑的,这些烃源岩何时处于“液态窗”?所生成的烃类是否全部被破坏殆尽也是值得探讨的问题。

从露头剖面烃源岩色谱质谱资料结合文献[7, 8]来看,寒武-奥陶系烃源岩唯有上奥陶统良里塔格组烃源岩与其他层位的烃源岩在分子特征上差异最大。寒武系西大山组、玉尔吐斯组泥岩、中下奥陶统黑土凹组、中上奥陶统萨尔干组、印干组烃源岩均具有较高含量的 C_{28} 甾烷,其中除萨尔干组生物标志物含量低,未检测到甲藻三芳甾烷外,上述其他层位均具有较高含量的甲藻三芳甾烷。而上奥陶统良里塔格组烃源岩 C_{28} 甾烷含量低、甲藻甾烷含量低、重排甾烷含量高、伽马蜡烷含量低、 C_{24} 四环萜烷含量高明显有别于上述层位烃源岩。

3) 原油二次蚀变问题。原油蚀变作用对原油总体组成和生标志物面貌有重要影响。塔里木盆地广泛分布的志留系沥青砂岩,地质分析认为其是来源于寒武系烃源岩,加里东期成藏,加里东晚期-海西早期遭受破坏的产物。而标志寒武系烃源岩的特殊标志化合物在抽提物中均未检出,黎茂稳等^①认为这些特殊标志化合物在加里东晚期-海西早期均已遭受生物降解作用而消失了。

从柯坪建化厂鹰山组方解石晶洞油苗来看,油苗中正构烷烃完全消失,生物标志物方面 C_{30} 藿烷以上的化合物也消耗殆尽,具有完整的 25-降藿烷系列(图 3),甾烷系列中, C_{27} - C_{29} 甾烷在双质谱图中也很难清晰检测到,重排甾烷含量很高,但油苗仍具有流动性,尽管用棒色谱定量该原油具有约 20% 的沥青质,但几乎无法获得庚烷沥青质。作为塔里木盆地最大的塔河油田,奥陶系稠油具有多期的油气充注历史,早期充注的原油大

①黎茂稳,王培荣,肖中尧,等.中国西北地区断代生物标志物剖面及塔里木盆地海相主力油源岩时代研究.石油大学(北京),1999

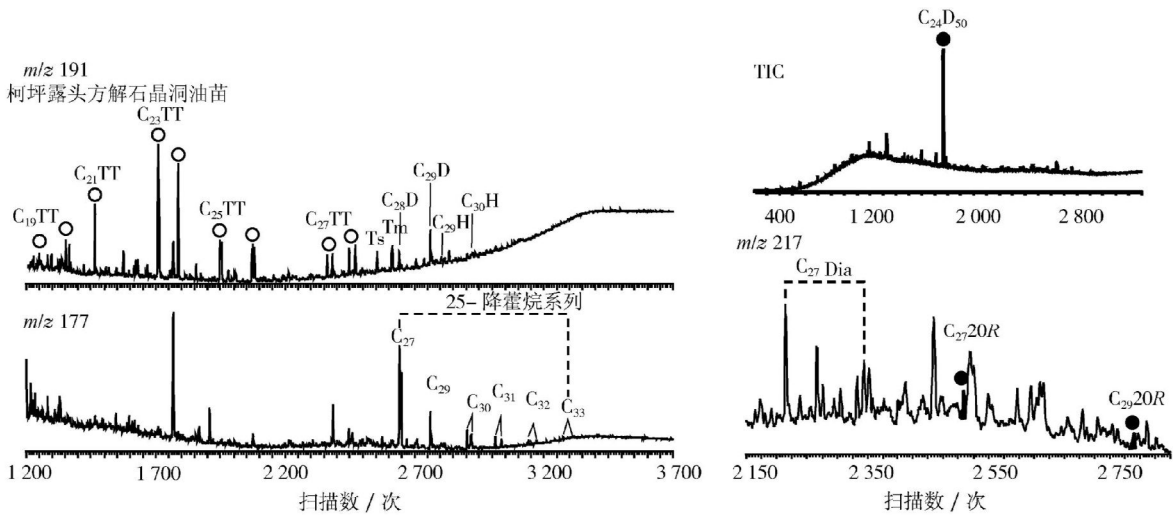


图 3 柯坪建化厂油苗萜烷、甾烷质量色谱

Fig. 3 Mass chromatogram of terpane and sterane in the oil seep in Keping

多遭受了强烈的生物降解作用, 如何正确认识生物降解作用对原油生物标志物的影响? 若前期充注原油的藿烷、甾烷系列被完全降解, 这种原油的生物标志物面貌是否主要代表了后期充注石油的生物标志物面貌?

4) 污染问题。原油在从烃源岩运移到储层中不可避免会受到疏导层烃类的影响。一般而言, 污染只可能是含量低的化合物被含量高的化合物所污染。成熟度高的凝析油由于生物标志物含量低, 在运移过程中可能会溶解较不成熟源岩中的生物标志物^[9]。通过对塔里木盆地东部却尔却克剖面、盆地西部柯坪地区肖尔布拉克剖面、大

湾沟剖面寒武系、奥陶系黑色页岩及顺 1 井中上奥陶统却尔却克群黑色泥岩中生物标志物绝对定量工作发现: 寒武系玉尔吐斯组、西大山组、突尔沙克组烃源岩、中下奥陶统黑土凹组烃源岩, 虽然其成熟度相对较高, 但沥青“ A ”含量相对较低, 而且沥青“ A ”中所含有的生物标志物绝对含量远远高于中上奥陶统萨尔干组、印干组黑色页岩, 也高于顺 1 井中上奥陶统却尔却克群黑色页岩。遗憾的是这些样品大多取自露头, 样品中均可以检测到 25- 降藿烷, 但至少可以说明一个问题: 遭受风化作用的高成熟的寒武系烃源岩中的生物标志物并不低于遭受风化作用的中上奥陶统烃源岩。

表 1 烃源岩样品有机质丰度参数及生标绝对含量

Table 1 Organic matter abundance and absolute biomarker contents of the source rocks in Tarim basin

剖面 / 钻井	层位	岩性	有机碳 含量 / %	氯仿沥青 “ A ”含量 / %	C ₃₀ 藿烷 含量 / 10 ⁻⁶	藿烷含 量 / 10 ⁻⁶	C ₂₉ 甾烷 含量 / 10 ⁻⁶	规则甾烷 含量 / 10 ⁻⁶	三环萜烷 含量 / 10 ⁻⁶	伽马蜡烷 含量 / 10 ⁻⁶
肖尔布拉克	ε _{1y}	黑色页岩	3.32	0.0154	115	290	36	89	116	21
肖尔布拉克	ε _{1y}	黑色页岩	1.76	0.0121	123	313	36	88	108	22
大湾沟	O _{2-3s}	黑色页岩	4.40	0.1767	6	16	3	7	17	1
大湾沟	O _{2-3s}	黑色页岩	2.60	0.1948	7	19	4	10	17	1
大湾沟	O _{2-3s}	黑色页岩	0.61	0.0266	34	89	10	25	46	6
大湾沟	O _{3y}	黑色页岩	0.99	0.0656	18	49	7	19	27	3
大湾沟	O _{3y}	黑色页岩	0.62	0.0775	11	30	10	32	26	2
却尔却克	ε _{3t}	黑色页岩	2.19	0.0024	350	910	116	285	475	50
却尔却克	O _{1-2h}	黑色页岩	2.17	0.0040	312	784	98	247	362	54
却尔却克	O _{1-2h}	黑色页岩	1.08	0.0035	333	853	128	314	381	53
南雅尔当	ε _{1xd}	黑色页岩	0.85	0.0049	301	750	116	284	320	51
顺 1 井	O _{2+3q}	黑色页岩	0.45	0.0195	97	310	55	153	162	10

Van Grass等^[12]对来源于 Kimmeridge Clay 组和 Hanifa 组原油和源岩中生物标志物绝对含量的工作表明:任何成熟度的原油生物标志物绝对含量均高于同等成熟度源岩中生物标志物绝对含量, Grass^[12]认为这可能是由于在油气的生成过程中,非生物标志物生成的速率高于生物标志物,也可能是由于生物标志物是通过较弱的化学键与干酪根基质相键合,因而在干酪根进入生油窗之前就释放出来。张水昌等^[8]认为由于运移作用的影响,塔里木盆地任何原油中的生物标志物绝对含量均比寒武系、中上奥陶统烃源岩含量低。通过绝对定量,作者发现原油中的生物标志物绝对含量变化范围较大,与露头烃源岩之间并没有很好的对应关系。正常原油、稠油中藿烷、甾烷的绝对含量低于盆地东部寒武系烃源岩,高于西部寒武系玉尔吐斯组烃源岩,远远高于奥陶系印干组、萨干组烃源岩。由此可见,原油和源岩之间生物标志物绝对含量之间的关系复杂,中上奥陶统烃源岩的污染问题值得商榷^①。

那么是否存在这么一些化合物具备文献[8]所述的以下3个条件呢?

1) 化合物具有生物继承性,有明确的生源意义; 2) 不受成熟度的影响; 3) 免受次生作用的影响。

甾烷类化合物具有明确的生源意义。文献[9]表明在“生油窗”范围内,源岩和有成因联系的原油 $C_{27}/(C_{27}-C_{29})$ 甾烷比值之间没有明显的区别。Dzou 等^[13]对煤样和分离的镜质组的生物标志物绝对定量表明,煤样中的 $C_{29} 20R$ 甾烷在低成熟阶段的绝对含量较高,在 $R_o = 0.60\% \sim 1.00\%$ 的范围内迅速降低,在更高的成熟度, $C_{29} 20R$ 甾烷基本恒定;而 $C_{27} 20R$ 甾烷化合物在整个生油窗的范围内保持恒定,从而导致 $C_{29} 20R / C_{27} 20R$ 比值的迅速降低。因而煤中 $C_{29} 20R / C_{27} 20R$ 的比值似乎也是成熟度的参数。在 R_o 小于 1.00% , 煤中以 $C_{29} 20R$ 占主峰,当 R_o 大于 1.00% 之后, C_{27} 甾烷相对丰富。梁狄刚等^[14]对库车坳陷高成熟煤生物标志物的研究也取得了相似的结果,库车坳陷下侏罗统阳霞组 (J_y) 的高成熟煤 (R_o 值为 1.81%) 的甾烷分布特征与上三叠统黄山街组 (T_3h) 高成熟湖相泥岩 (R_o 值为 1.66%) 十分相似,却与阳霞组的低成熟煤 (R_o 值

为 0.75%) 完全不同。

对于 C_{26} 甾烷、甲藻甾烷这些特殊标志化合物,目前发表为数不多的文献提出了其生源意义。如硅藻可能是 $24-$ 降胆甾烷的直接或间接生源^[15]; 沟鞭藻可能是甲藻甾烷的唯一生源^[16]。然而由于二次蚀变作用对于这些化合物的影响,已有的文献讨论不多。Holba 等^[15]认为 $27-$ 降胆甾烷侧链较直,因而比 $24-$ 降胆甾烷更易于遭受生物降解,在中等—强烈生物降解原油中,导致 $24/(24+27)$ 降胆甾烷比值的增加。

由此可见,目前广泛使用的生物标志物还远远不能与人类的染色体基因所具有良好的遗传性而相提并论。

4 问题及下一步工作方向

1) 目前所钻揭的寒武系烃源岩样品及露头样品最低的等效镜质体反射率为 $1.20\% \sim 1.40\%$, 如英东 2 井寒武系烃源岩(张水昌,私人通讯),所有的寒武系烃源岩样品均无荧光性,表明其成熟度应至少大于 1.30% 。由于成熟作用对常规生物标志物有一定的影响,而对于特殊甾烷类化合物的影响目前研究较少,规律仍不十分清楚。然而文献[8]表明上奥陶统良里塔格组烃源岩具有中等的成熟度,如 TZ12 井 4 970 m 良里塔格组烃源岩成熟度为 0.99% , TZ12 井 4 742 m 良里塔格组烃源岩成熟度为 0.92% , 这些样品中藻类体具有亮黄、黄橙色荧光。对中等成熟度良里塔格组烃源岩进行热模拟实验,研究特殊生物标志物在热演化过程中的规律,确定它们作为塔里木盆地油源对比中的可靠程度,有助于研究高成熟—过成熟烃源岩在地质历史时期的成烃贡献。

2) 对下古生界烃源岩有机质成熟度研究及所处于“液体窗”的地质时间的厘定。下古生界不存在镜质组颗粒,其成熟度的确定是通过烃源岩中的沥青或海相镜质体反射率,经过换算得出等效镜质体反射率。由于烃源岩中沥青成因复杂,往往发育多组的沥青反射率,不同测试者所得出的等效镜质体反射率差异较大,对海相镜质体成因的认识仍然存在较大分歧。同时,对于反射率大于 1.00% 的样品,由于样品发育各向异性,不同测试者得到的反

① 王廷栋, 轮南地区油气藏成藏机制研究. 塔里木油田分公司勘探开发研究院, 2002

射率差异在 0.20% 范围可能并不反映成熟度的差异。因而下古生界烃源岩成熟度的研究仍是困扰下古生界地球化学研究的难题之一。现今利用各种模拟软件对寒武—奥陶系烃源岩地质历史时期成熟度厘定准确性很大程度上取决于剥蚀厚度的恢复,因而要较准确厘定寒武—奥陶系烃源岩所处于“液态窗”的地质时间应进一步研究下古生界烃源岩成熟度指标的确定和剥蚀厚度的恢复。

近些年来,一些新的成熟度指标开始逐渐使用,如磷灰石裂变径迹、伊利石结晶度等。磷灰石对温度敏感,裂变径迹退火温度范围与生油窗基本一致,所标定的温度精细,可反映不同地质时期古地温的变化,是较为理想的地质温度计。伊利石结晶度是划分成岩作用与低级变质作用和确立低级变质程度的主要指标,但该参数与 R_o 值的对应关系并不明确,只能确定经历的最高古地温的范围值,可作为地质温度计的辅助指标。但最终所有这些成熟度指标的应用仍要和镜质组反射率建立关系。对于下古生界烃源岩成熟度指标的探索有助于推动海相原油的油源对比工作进一步的开展。

参 考 文 献

- 郝继鹏. 塔里木盆地柯坪地区下古生界碳酸盐岩生储油特征及油源对比 [J]. 新疆石油地质, 1988, 9(4): 14~21
Hao Jipeng. Oil generating and conserving characteristics and source correlation of the Lower Palaeozoic Carbonates in the area of Keping Tarim basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1988, 9(4): 14~21
- 江继刚, 王正元, 张斌. 塔里木盆地北部寒武系—奥陶系油源探讨 [A]. 见: 中国地质学会, 中国石油学会, 编. 第四届全国有机地球化学学术会议论文集 [C]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1990. 121~130
Jiang Jigang, Wang Zhengyuan, Zhang Bin. The discussion on the oil-source correlation of the Cambrian-Ordovician in the northern Tarim basin [A]. In: the Committee of China Geology, the Committee of China Petroleum, eds. The papers of the 4th Organic Geochemistry Meeting [C]. Wuhan: China Geoscience University Press, 1990. 121~130
- 胡桂馨. 沙参 2 井原油生物标志物特征及油源初探 [J]. 石油勘探与开发, 1988, 2: 13~19
Hu Guixin. Characteristics of oil biomarker and a preliminary discussion of the oil source materials in well Shacan 2 [J]. Petroleum Exploration & Development, 1988, 2: 13~19
- 马安来, 张水昌, 张大江, 等. 轮南—塔河油田稠油油源对比 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(1): 31~38
Ma Anlai, Zhang Shuichang, Zhang Dajiang, et al. Oil and source correlation in Lunnan and Tahe heavy oil fields [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(1): 31~38
- 赵宗举, 周新源, 邓兴平, 等. 塔里木盆地主力烃源岩的诸多证据 [J]. 石油学报, 2005, 26(3): 10~15
Zhao Zongju, Zhou Xinyuan, Deng Xingping, et al. Evidence of chief source rocks in Tarim basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(3): 10~15
- 康玉柱. 再论塔里木盆地古生代油气勘探潜力——纪念沙参 2 井油气重大突破 20 周年 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(5): 479~483
Kang Yuzhu. Re-discussion on exploration potential of Paleozoic in Tarim basin. 20th anniversary of significant discovery in Shacan 2 well [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(4): 479~483
- Zhang S C, Hanson D G, Liang D G, et al. Paleozoic oil-source rock correlation in the Tarim basin, NW China [J]. Organic Geochemistry, 2000, 31(4): 273~286
- 张水昌, 梁狄刚, 张宝民, 等. 塔里木盆地海相油气的生成 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004
Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhang Baomin, et al. The generation of the marine oils in the Tarim basin [M]. Beijing: Petroleum Industrial Press, 2004
- Peters K E, Walters C C, Moldovan J M. The biomarker guide II biomarkers and isotopes in petroleum system and earth history [M]. United Kingdom, Cambridge: Cambridge University Press, 2005
- Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence [M]. New York: Springer-Verlag, 1984
- 康玉柱. 塔里木盆地大气田形成的地质条件 [J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(1): 21~25
Kang Yuzhu. Geological condition for forming big gasfields in Tarim basin [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(1): 21~25
- Van Grass G W. Biomarker maturity parameters for high maturities: calibration of the working range up to the oil/condensate threshold [J]. Organic Geochemistry, 1990, 16(4~6): 1025~1032
- Dzou L I, Noble R A, Senftle J T. Maturation effects on absolute biomarker concentration in a suite of coals and associated vitrinite concentrate [J]. Organic Geochemistry, 1995, 23: 681~697
- 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 correlation for high and overmatured marine source rocks in South China [J]. Petroleum Exploration & Development, 2005, 32(2): 8~14
- Holba A G, Dzou L I P, Masterson W D, et al. Application of 24-norcholestanes for constraining the age of petroleum [J]. Organic Geochemistry, 1998, 29(5~7): 1269~1283
- Robinson N, Eglinton G, Brassell S C. Dinoflagellate origin for sedimentary α -methylsteroids and $5\alpha(H)$ -stanols [J]. Nature, 1984, 308: 439~441

(编辑 李树森)