

早古生代海相烃源岩成熟度 的有机岩石学评价方法^{*}

肖贤明 吴治君 刘德汉 申家贵 贾蓉芬 赵林

(中国科学院广州地球化学研究所, 广州 510640)

提 要 本文应用有机岩石学化学方法通过对塔里木盆地早古生代典型烃源岩研究, 建立起了应用沥青反射率、微粒体反射率、动物壳屑体反射率及海相镜质体反射率评价烃源岩成熟度的综合标准。

关键词 有机岩石学 成熟度 早古生代 烃源岩

第一作者简介 肖贤明 男 32岁 研究员 有机岩石学与有机地球化学

0 前言

有机变质程度是评价烃源岩最重要的参数之一, 它在很大程度上决定了勘探方向。但是, 早古生代海相烃源岩成熟度评价是目前未解决的难题。由于我国早古生代海相泥质烃源岩有机质含量低, 缺少陆源有机质, 加之成熟度又高, 可溶有机质少, 常规成熟度指标(如镜质组反射率, 藻类体荧光参数, 矿物沥青基质荧光变化参数, 孢粉及牙形刺色变指数以及其它一切地化参数)均无法应用(肖贤明, 1992; Teichmuller, 1986; Wilkins, et al., 1992; Wilkins, et al., 1994)。客观评价我国早古生代烃源岩成熟度是目前生产上面临的重大理论与生产问题。

一种显微组分能否成为成熟度指标的研究基础, 主要取决于三个方面: 其一, 这种显微组分应普遍可见, 分布广; 其二, 其光性演变与油气生成及烃源岩成熟度具有良好相关性; 其三, 其光性能用常规仪器精确的检测到。我国早古生代海相烃源岩中主要组分是沥青, 海相镜质体、动物壳屑体及微粒体(肖贤明, 1992), 它们是烃源岩成熟度研究的基础。本文以塔里木盆地典型钻孔烃源岩中显微组分反射率实测结果为基础配合人工热模拟实验, 重点研究了这四种显微组分反射率在成熟作用过程中的变化规律及其与烃源岩成熟度的关系, 在此基础上建立起了早古生代海相烃源岩成熟度的综合评价标准。

1 早古生代海相烃源岩成熟度指标

1.1 沥青反射率

沥青反射率用作成熟度指标的观点早在本世纪70年代就有过一些报告(Rogers, 1974)。但迄今为止, 该指标均未得到充分应用, 其可靠性仍有不少人怀疑。肖贤明等(1991)认为, 其主要原因是沥青成因复杂, 加之其光性演变具有一定的特殊性, 使得该指标在应用上受到一定的

* 本文系“八五”国家重点科技攻关项目 85-102-15-04-02 研究成果之一。

限制。本研究结果表明,沥青反射率能否作为可靠的成熟度指标主要取决于沥青的成因类型,沥青的光性及其本身所处成熟度。

1.1.1 沥青的成因类型 早古生代海相泥岩中沥青主要有两种成因类型:原地沥青与再循环沥青(肖贤明,1992)。沥青的成因类型是影响其反射率的重要因素。对于不同成因类型的沥青其反射率可差别很大(肖贤明等,1991),尤其是在低成熟烃源岩中。一般,再循环沥青反射率比前油沥青反射率高,而后油沥青主要出现在高成熟以后的生油岩中。人工热模拟实验结果表明,由原油热解形成的后油沥青反射率到过成熟阶段后增加快,并逐渐与前油沥青相接近(图1)。实际上,到过成熟阶段后,要准确区分这两种成因沥青是困难的。

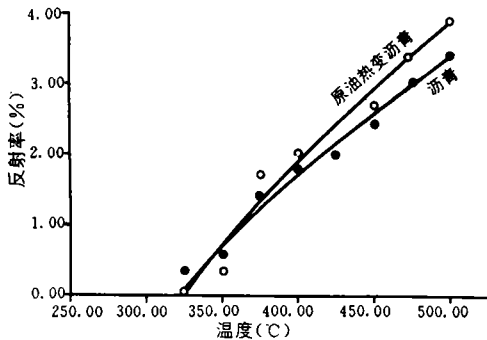


图1 沥青及原油热变沥青
反射率与热模拟温度的关系

Fig. 1 The relationship between the thermal simulating temperature and the reflectances of bitumen and thermally altered oil bitumen

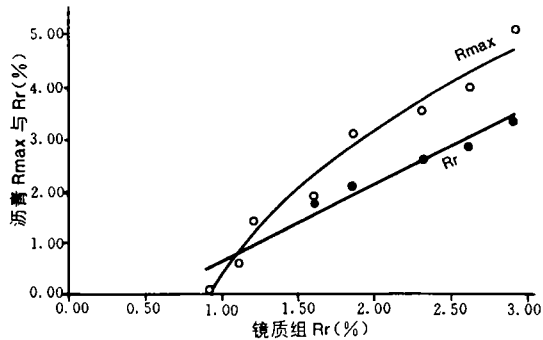


图2 在热模拟过程中,镜质组 Rr
与沥青 Rr 及 Rmax 的相互关系

Fig. 2 The relationship between vitrinite Rr and bitumen Rr and Rmax with the increasing temperature of thermal-simulating experiment

1.1.2 沥青的光性结构 沥青的光性结构在很大程度上会改变沥青的反射率。当沥青 $R_r > 1.2 \sim 1.5\%$ 后,其开始显示强烈的各向异性,并发展成各种光性结构。常见有:各种镶嵌结构,片状体,流动型及纤维状体,有时还可见不同生长状态的中间相与小球体。这些光性结构可出现在同一块烃源岩甚至同一块沥青中,一般的规律是等色区越大, $R_{max} \Delta R$ 及越大,相应 R_r 变化亦大(表1)。因此,在沥青反射率测定过程中,一定要注意所测沥青的光性结构类型。只有对比同种光性结构沥青的反射率才有意义。实测资料表明,中-细粒镶嵌结构沥青反射率具有较好的稳定性。建立在实测过程中,应尽量选择这种光性结构的沥青作为反射率对比标准。

用作成熟度指标,是用沥青的 R_r 还是 R_{max} ? 本研究对乌尔河沥青作了层序升温的热模拟实验,结果表明,沥青的 R_r 比其 R_{max} 具有更大的稳定性,而且离散度小,与镜质组 R_r 相关性好(图2)。

综合上述研究成果,建立起了应用原地沥青反射率确定烃源岩成熟度的指标(表2)。具体应用时,还应注意如下两个问题:

第一,再循环沥青反射率一般不能作为成熟度指标,但对于我国早古生代海相烃源岩,其成熟度高,再循环沥青反射率基本上与原地沥青同化,其反射率料可作为成熟度指标,应用标

准与原地沥青相同；

表1 塔东1井奥陶系烃源岩中不同光性结构沥青反射率实测结果

Table 1 The measured bitumen reflectance with different optical structures of Ordovician source rocks from Well Tadong - 1

岩性	孔深 (m)	沥青反射率 (%)			
		细粒镶嵌	粗粒镶嵌	片状体	各向同性
深灰色泥岩	3841	2.916	3.417	—	3.128
黑色泥岩	4661	3.040	3.648	—	—
深灰色灰岩	4801	3.416	3.960	5.231	—

表2 原地沥青反射率与烃源岩成熟的关系

Table 2 The relationship between the autobitumen reflectance and the maturation level of source rocks

油气演化阶段		镜质组 R _r (%)	原地沥青 R _r (%)
液态烃	未成熟	<0.50	<0.05~0.10
	低成熟	0.50~0.75	<0.05~0.10
	高成熟	0.75~1.0	>0.10 0.40~0.90
	生油后期	1.0~1.30	0.90~1.50
气态烃	凝析油、湿气	1.30~1.8	1.50~2.20
	干气	>1.8	>2.20

第二,沥青反射率只有在高成熟至湿气阶段作为成熟度指标效果较好,成熟度过低在很大程度上受成因类型的影响,成熟度过高受光性结构的影响大,应用效果均欠佳,一般只能作为参考指标应用。

1.2 海相镜质体反射率

海相镜质体是早古生代海相泥质烃源岩中的一种常见显微组分。在塔里木盆地许多钻孔烃源岩中均有发现。根据大量观察与测试,海相镜质体在成熟过程中的演化规律既不同于镜质组,也不同于我国陆相生油岩中的腐泥镜质体。当古地温很低时,其对古地温很不敏感,反射率很低,我们在塔北英买等地区 5000 多米深的灰色泥岩中发现过反射率不到 0.70% 的海相镜质体,在轮南地区 6000 多米深的地层中,有些海相镜质体反射率还不到 0.90%,这时其所处烃源岩成熟度已处过成熟阶段,实测沥青(细粒镶嵌结构)R_r 高达 1.50~1.70%(表 3)。

表3 塔里木盆地代表性样品不同显微组分反射率实测结果

Table 3 The measured reflectance results of different types of macerals from typical source rocks in Tarim Basin

井号	孔深 (m)	海相镜质体 R _r (%)	沥青 R _r (%)	微粒体 R _r (%)	动物壳屑体 R _r (%)
MY-1	5152	0.544	1.558	—	1.724
MY-2	5259	0.548	1.643	—	1.898
LN-5	5902	0.893	1.578	1.240	—

为建立起海相镜质体反射率与镜质组 R_r 及烃源岩成熟度的相互关系,对塔里木盆地塔

北一块富含海相镜质体的石炭系灰岩作了程序升温的热模拟实验,结果表明在高成熟阶段前,海相镜质体反射率低,且随温度升高,其变化很慢,但到过成熟阶段后,其反射率开始明显增加,并逐渐赶上共生镜质组,再者呈近线型相关(图 3),因此,在这一成熟区间,海相镜质体是较好的成熟度指标。

综合这些研究成果,建立起了应用海相镜质体反射率确定烃源岩成熟度的标准(表 4)。应当指出的是,在低成熟烃源岩中,海相镜质体反射率低,与成熟度相关性不好,成熟度过高,海相镜质体与动物壳屑体变得越来越相似,两者难以确认(尤其是在干酪根光片中)。因此,海相镜质体确定烃源岩成熟度的有效区间实际上在生油峰期—干气阶段。

表 4 海相镜质体反射率与烃源岩成熟度的相互关系

Table 4 The relationship between marine vitrinite Rr and the maturation level of source rocks

油气演化阶段	镜质组 Rr (%)	海相镜质组 Rr (%)
未成熟	<0.50	<0.25
低成熟	0.50~0.75	0.25~0.40
高成熟	0.75~1.0	0.40~0.60
生油后期	1.0~1.30	0.60~0.85
湿气—凝析油	1.30~1.80	0.85~2.0
干气	>1.80	>2.0

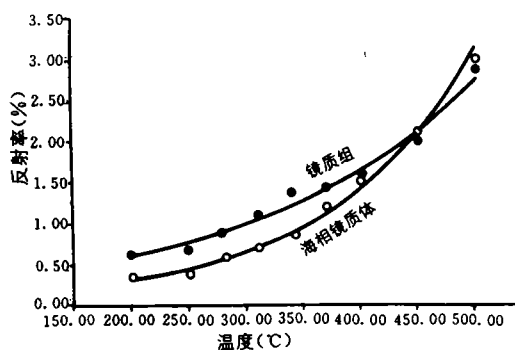
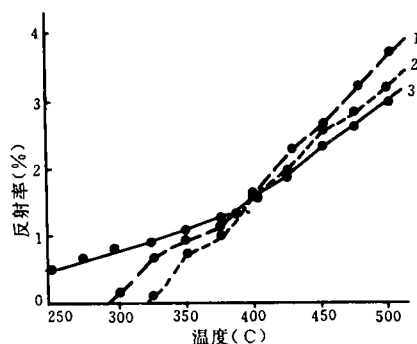


图 3 海相镜质组
反射率及镜质组 Rr
随热模拟温度的变化
Fig. 3 The relationship
between marine vitrinite
Rr and normal vitrinite Rr
and the thermal-
simulating temperature



1. 藻类无定形体; 2. 菌解无定形体; 3. 镜质组
图 4 在热模拟过程中, 微粒体(无定形体)
反射率与镜质组反射率的变化规律
Fig. 4 The evolution pattern of micrinite
(amorphinite) reflectance and the vitrinite Rr with
the increasing thermal - simulating temperature
1. algae - amorphinite; 2. biodegraded -
amorphinite; 3. vitrinite

1.3 微粒体反射率

无定形体及其热转变产物微粒体是我国早古生代海相泥质烃源岩中最主要的有机质存在

形式。研究其光性演变规律及其与成熟度的关系具有重要的意义。肖贤明等(1990)认为,无定形体(微粒体)反射率可作为成熟度指标。在此基础上,我们进一步应用热模拟实验研究了海相烃源岩中二种主要的无定形体类型:藻类无定形体与菌解无定形体与镜质组 Rr 的相互关系,发现了如下两点值得注意的规律:

第一,在低成熟阶段,无定形体反射率很低,与烃源岩成熟度相关性不好,但到高成熟阶段后,与镜质组 Rr 呈直线相关,可作为可靠的成熟度指标(图 4)。

第二,微粒体反射率与其原始母质类型有关,在等成熟情况下,生烃很强的藻类无定形体转变的微粒体,其反射率比生烃潜力较差的菌解无定形体要高。

因此,应用微粒体反射率确定烃源岩成熟度在理论上还应准确确定微粒体的成因类型。但在天然地质剖面内,往往微粒体反射率比热模拟条件下的要低(图 5),且成因类型难辨,这主要是因为我国早古生代泥岩有机质含量少,在处理的干酪根中往往纯度不够,或是粘结不好。因此在实际应用中要考虑这一影响。在一般情况下,对于过成熟烃源岩,微粒体反射率可与镜质组反射率相对比,甚至略低。

综合上述研究成果,建立起了微粒体反射率确定烃源岩成熟度的标准(表 5)。

表 5 微粒体反射率与烃源岩成熟度的关系

Table 5 The relationship between micrinite Rr and the maturation level of source rocks

油气演化阶段	镜质组 Rr (%)	微粒体 Rr (%)
未成熟	<0.50	<0.05
低成熟	0.50~0.75	<0.05
高成熟	0.75~1.0	0.05~0.50
生油后期	1.0~1.30	0.50~1.0
湿气-凝析油	1.30~1.80	1.0~1.40
干气	>1.80	>1.40

1.4 动物壳屑体反射率

在海相泥质烃源岩中,动物壳屑体十分常见,其反射率用作成熟度指标在国外已有报道(Rogers,1974;Jacob,1989;Durand,1980)。但这些评价标准均不适应于评价我国早古生代烃源岩成熟度。我国早古生代泥质烃源岩中动物壳屑体反射率差别大(可能主要归因于不同来源的生物种属),根据其反射率分布规律,大致上可分为两组:一组反射率较高,以塔东 1 井为代表,其反射率比具镶嵌结构的沥青略高(图 6),在成因上可能主要来源于笔石。关于笔石碳屑这种快速热成熟作用,Goodariz 等(1992)有详细报道,他发现笔石反射率在低成熟阶段时反射率就比镜质组要高,而且演化快,对应于“液态窗”范围,笔石反射率为 1.1~2.2%。另一组动物壳屑体反射率较低,介于沥青及微粒体之间(图 6),我们在群克 1 井发现了这类动物壳屑体,其可能来源于其它动物的几丁质壳屑。

应当指出的是,由于动物壳屑体成因复杂,反射率变化大,加之往往未保存结构,目前研究水平还无法准确的确定其生源。因此,其反射率作为成熟度指标仅作参考。目前,比较成功的是应用笔石反射率来确定成熟度。综合国内外有关确定结果,本文初步建立起了笔石反射率与烃源岩成熟度的相互关系(表 6)。

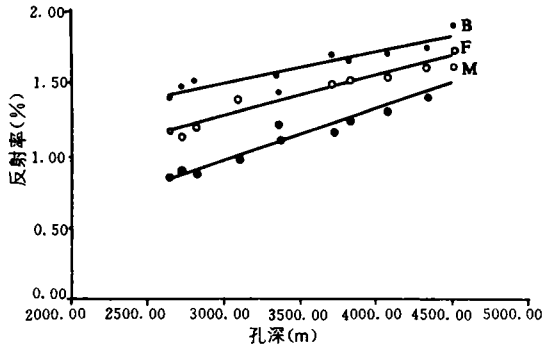


图5 塔北群克1井奥陶系烃源岩微粒体反射率(M),沥青反射率(B)及动物壳屑体反射率(F)与孔深的关系

Fig. 5 The relationship between the reflectance of micrinite (M), bitumen (B) and shell-detritus (F) and depth of source rocks from Well Qiumke-1 in Northern Tarim Basin

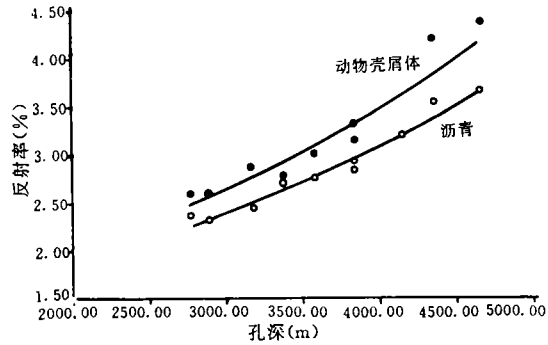


图6 动物壳屑体反射率、沥青反射率与孔深的关系(塔东1井)

Fig. 6 The relationship between the reflectance of graptolite and bitumen and the depth of Well Tadong-1

表6 笔石反射率与烃源岩成熟度的关系

Table 6 The relationship between graptolite reflectance and the maturation levels of source rocks

油气演化阶段	镜质组 R _r (%)	笔石反射率 R _r (%)
未成熟	<0.50	<1.0
低成熟	0.50~0.75	1.0~1.30
高成熟	0.75~1.0	1.30~1.60
生油后期	1.0~1.30	1.60~2.0
湿气-凝析油	1.30~1.80	2.0~2.40
干气	>1.80	>2.40

2 早古生代海相泥质烃源岩成熟度的综合评价

人工热模拟实验及天然地质剖面的研究均表明海相泥质烃源岩与陆源烃源岩具有完全相似的成烃规律,其成烃演化阶段同样可划分为未成熟、低成熟、高成熟、过成熟、湿气-凝析油及干气几个阶段。其热演化速率基本上亦可对比。所不同的是,它们能应用的光学成熟度指标完全不同。对于海相泥质烃源岩,能应用的光性成熟度参数包括四方面:海相镜质体反射率,沥青反射率,动物壳屑体反射率及微粒体反射率。任何成熟度参数的选择在很大程度上取决于烃源岩的有机岩石学特征。根据我国早古生代海相泥质烃源岩的有机岩石学特征,大致上可划分为四种类型:海相镜质体-沥青型,动物壳屑体-沥青型,微粒体-沥青型,微粒体型。对于这四类烃源岩,其成熟度参数的选择可参见表7。

表7 早古生代海相烃源岩有机岩石学特征及成熟度参数的选择

Table 7 The organic petrological characteristics of Early Palaeozoic source rock and the selection of its maturation level parameters

有机岩石学特征	海相镜质体 Rr (%)	沥青 Rr (%)	微粒体 Rr (%)	动物壳屑体 Rr (%)
海相镜质体-沥青型	++++	+++	++	+
动物壳屑体-沥青型	+	++++	++	+++
微粒体-沥青型	+	+++	++++	++
微粒体型	+	++	++++	++

注:++++可靠成熟度指标;+++较可靠成熟度指标;++参考成熟度指标;+不可靠成熟度指标

3 实例分析

应用本研究成果,确定出塔里木盆地代表性钻孔早古生代烃源岩成熟度如下:塔东地区奥陶系处于湿气-干气阶段,寒武系处于干气阶段;塔北地区奥陶系处于生油后期-湿气阶段;塔中地区奥陶系处于生油峰期-生油后期-湿气阶段,寒武系处于湿气-干气阶段(表8)。

表8 塔里木盆地早古生代烃源岩成熟度评价

Table 8 The evaluation of maturation level of Early Palaeozoic source rocks in Tarim Basin

成熟度参数	塔中地区 (塔中1井)	塔北地区(奥陶系)			塔东地区 (塔东1井)
		轮南1井	英买1井	群克1井	
微粒体 反射率(%)	奥陶系:1.0~1.30 寒武系:1.40~1.80	>1.0~1.50	1.40~1.60	0.90~1.52	/
沥青 反射率(%)	奥陶系:0.9~1.35 寒武系:1.40~1.80	1.20~1.70	1.50~1.70	1.20~1.85	奥陶系:2.1~3.5 寒武系:3.5~5.0
海相镜 质体 Rr	奥陶系:0.60~0.80 寒武系:0.80~1.70	/	0.80~1.50	/	奥陶系:2.0~3.80
笔石反射率 Rr (%)	奥陶系:/ 寒武系:/	1.30~2.50 /	1.70~2.20 /	1.70~2.50 /	奥陶系:2.58~4.5 寒武系:3.50~5.0
成烃演化 阶段评价	奥陶系:生油峰期 -生油后期 寒武系:湿气-干气	生油后期-湿气 湿气-干气			湿气-干气 干气

收稿日期:1994年10月15日

参 考 文 献

- [1]肖贤明、刘德汉、傅家谟,1991,沥青反射率作为烃源岩成熟度指标的意义,沉积学报,1991增刊,49—59。
- [2]肖贤明,1992,有机岩石学及其在油气评价中的作用,广州:广东省科技出版社。
- [3]Goodarizi, F, et al., 1992, The significance of graptolite reflectance in regional thermal maturity studies, Arctic Canada, Org. Geochem., (3):347—356.
- [4] Jacob, H., 1989, Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen (migrabitumen), Intern. J. Coal., 11:65—79.
- [5]Wilkins, R. W. T., et al., 1992, fluorescence alteration and the suppression of Vitrinite reflectance, Org. Geochem., 18:629—640.
- [6]Wilkins, R. W. T., et al., 1994, Should fluorescence alteration replace vitrinite reflectance as a major tool for thermal

maturity determination in oil exploration, *Org. Geochem.*, 18:1-19.

[7] Teichmüller, 1986, Organic Petrology of source rocks, history and state of the art, *Org. Geochem.*, 10:581-599.

Evaluation of Maturity of the Early Paleozoic Marine Hydrocarbon Source Rocks on the Basis of Organic Petrology

Xiao Xianming Wu Zhijun Liu Dehan

Shen Jiagui Jia Rongfen Zhao Ling

(State Key Lab of Organic Geochemistry, Institute of Geochemistry, Guangzhou, Chinese Academy of Sciences)

Abstract

Early Palaeozoic marine hydrocarbon source rocks in China are characterized by high maturity, low amount of organic matter, especially lack of structured macerals, which leads to difficulties in determining conventional maturity parameters such as vitrinite reflectance and exinite fluorescence. Objective determination of the maturation level of these source rocks is an urgent matter for oil and gas exploration. In this paper, the authors, having investigated the detailed organic petrological characteristics of Early Palaeozoic marine source rocks, sampled mainly from Tarim Basin and found that bitumen, micrinite, marine vitrinite and graptolite are not only very common in the source rocks, but their reflectance has a good relationship with the depth or maturity. The results of thermal - simulating tests show that bitumen and graptolite reflectance within the "oil window", marine vitrinite throughout the hydrocarbon - generating stages and micrinite reflectance after the oil - generating peak are of a near straight linear relation with vitrinite reflectance, and that all of them can be used as reliable maturation parameters.

On the basis of this work, a preliminary plan is put forward which is based on the four parameters used to evaluate the maturity of Early Palaeozoic marine hydrocarbon source rocks.

The analysis of a series of typical source rocks from Tarim Basin shows that this method not only solves successfully the determination of the maturity of source rocks, but also provides additional important information on oil and gas generation