

烃源岩显微荧光变化研究及其 在油气评价中的应用

肖贤明 刘德汉 傅家谟 申家贵

(中国科学院地球化学研究所有机地化国家重点实验室, 广州)

对六种典型烃源岩的显微荧光变化做了系统研究, 提出了不同显微组分荧光变化的六种基本形式和一套定量参数, 讨论了荧光变化在研究源岩成熟度、差异成熟作用和烃类微运移聚集等方面的实际应用。

关键词 荧光变化 显微组分 成熟度 烃源岩

第一作者简介 肖贤明 男 29岁 博士后 有机岩石学

烃源岩显微组分和含有机质的粘土矿物(称矿物沥青基质)的荧光性质随荧光激发时间而变化(简称荧光变化)的特征, 是目前有机岩石学研究领域的热门课题^[1]。Jacob (1964) 最初将这种现象描述为刻蚀效应, 其后 Van Gijzel (1973, 1977) 又称之为扩散作用及光化学效应。Teichmüller 及 Ottenjann^[2]较系统地研究了 Posidonia 油页岩的荧光变化规律, 发现其与成熟度具有良好相关性, 其后 Ottenjann^[1], Rei Lin^[3,4]及 Martinez^[5]进一步对富有机质的煤与油页岩作了一定的探索性工作, 指出荧光变化研究将有助于说明烃类的生成与运移。然而, 目前研究程度低, 主要工作又限于部分腐殖煤及少量油页岩, 因此其结果的应用价值亦具有相应的局限性。

本文在前人研究的基础上, 进一步将荧光变化广泛推广到对生油岩的研究, 建立起了不同类型显微组分及矿物沥青基质荧光变化模式, 探讨了其与油气生成、烃类运移与聚集的关系。

一、样 品

研究样品包括六个完整系列: I型生油岩系列, 取自大庆青一段与嫩一段, 有机碳含量介于0.90—7.20%, 镜质组 R_r 介于0.30—1.30%; II型生油岩系列, 主要取自胜利与辽河油田沙三段, 有机碳含量介于0.76—3.60%, 镜质组 R_r 介于0.35—1.80%; III型生油岩系列, 取自南海油田1口深井, 有机碳含量介于0.86—4.20%, 镜质组 R_r 介于0.40—1.45%; 腐泥煤系列, 共生腐殖煤, 镜质组 R_r 介于0.40—1.10%; 油页岩系列, 有机碳含量介于10—30%, 镜质组 R_r 介于0.40—1.10%; 腐殖煤系列, 主要取自我国中、新生代含油含煤盆地, 镜质组

R_r 介于 0.38—1.20%。

为与自然演化剖面对比,还对几种常见的显微组分及矿物沥青基质作了程序升温的热模拟实验*,对抽提后的残渣及部分可溶有机质在同样实验条件下作了显微荧光分析。

二、实验技术

要客观、精确地检测显微组分荧光变化,测量条件至关重要。目前国际上常用的荧光激发方式有两种:紫外(UG1+BG38)与蓝光(BG12+BG38)。本文作了对比实验,结果表明紫外激发弱,荧光变化慢,由负变化过渡为正变化的转折时间长,这既不利于研究弱荧光的烃源岩,又难以在较短时间内获得稳定的定量参数;而蓝光激发不仅荧光强度大(一般是紫外激发的1.5—3倍),而且荧光变化快(表1),是研究荧光强度变化较理想的激发方式。本研究使用仪器为西德产MPV3显微光度计,选择实验条件为:激发BG12+BG38;主档530nm;标样,无罩铀玻璃(荧光强度定为100);为防止浸油对可溶有机质的溶蚀,采用50倍干物镜,在激发30min内记录下0,0.5,1,2,3,4,5,7,10,15,20,25,30min共13个时刻测取条件为546nm处的荧光强度值。荧光光谱变化的测定是在荧光强度变化研究的基础上,改变激发方式(激发UG1+BG38,主档430nm)测得。

表1 两种不激发方式荧光参数的差别

样 品	激 发	紫外	蓝光	相对荧光强度比
	参 数			
抚顺油页岩中矿物沥青基质 (镜质组 R_r 0.54%)	T (s)	312	35	蓝:紫=2.1:1
	P	0.25	0.28	
	I_R	1.13	1.27	
贵州大河边烛煤中结构藻类体 (镜质组 R_r 0.71%)	T (s)	1560	150	蓝:紫=2.9:1
	P	-0.42	0.32	
	I_R	0.59	1.01	

备注: T :转折时间,定义为由负变化转变为正荧光变化所需激发时间。

P :荧光强度变化梯度。

I_R :平衡强度比,定义为 $I_{546}^{25}/I_{546}^{0.5}$ 。

三、结果与讨论

(一) 荧光变化的形式与参数

荧光变化包括强度与颜色两个方面,它们具有不同表现形式与特征,可用不同的参数作定量描述。

1. 荧光强度变化

大量实测结果表明,烃源岩显微组分及矿物沥青基质荧光强度变化存在六种基本形式:正

* 肖贤明等,显微组分成烃作用模式,1990。

型、负正型、正负型、负正负型、负型及不变型(图1)。本文初步提出如下三个参数对其作定量描述:

1) 荧光变化梯度(P): 表征荧光强度的变化幅度, 定义为 $P = \frac{A-B}{B}$, 其中 B 的荧光变化激发到转折点(负正型)或开始激发时(正型、负型) 546 nm 处的荧光强度, A 为以此为再激发 15 min 后的荧光强度。如测定的是矿物沥青基质, 应作有机碳校正, 即 $P = \frac{A-B}{B} / C_{org}$ 。

2) 转折时间(T): 定义为负荧光变化转变为正荧光变化所需的激发时间, 它在很大程度上取决于显微组分中的可溶有机质, 一般成熟度越高, T 越长。

3) 平衡强度比(I_e): 意指荧光变化达到平衡时荧光强度与开始激发时荧光强度的比值。因荧光变化要达到平衡需很长时间激发^[1], 实际上该值很难求得, 已有资料表明, 荧光变化主要发生在开始激发的 25 min 内。本文取 $I_e = \frac{I_{546}^{25}}{I_{546}^0}$, 确切讲, 应称视平衡强度比。

应当指出, 显微组分荧光变化测定无需标样, 它是一种相对荧光强度, 计算时一般将激发 5 min 时的荧光强度定为 100, 其它时刻并可由此标出。

2. 荧光颜色变化

荧光颜色可由荧光光谱参数定量描述, 因此荧光颜色的变化可由荧光光谱的变化反映出来。本文建议应用最大荧光波长差($\Delta\lambda_{max}$)来表征荧光颜色的变化, $\Delta\lambda_{max} = \lambda_{max}^{25} - \lambda_{max}^0$, 其中 λ_{max}^{25} 为激发 25 min 时 λ_{max} , λ_{max}^0 为开始激发时荧光光谱 λ_{max} 。

大量实测资料表明(表2), 显微组分荧光变化主要表现为强度变化, 一般荧光颜色变化不十分明显, 加之目前荧光光谱的测量精度远不如荧光强度, 因此以往研究中荧光颜色变化常被忽略。应当指出, 荧光强度与颜色的变化具有一定相关性, 一般正荧光变化会导致荧光光谱蓝移, 负荧光变化会导致荧光光谱的红移。只有当 P 很大时, $\Delta\lambda_{max}$ 才明显(表3), 因此本文仍以荧光强度变化研究为重点。

(二) 影响荧光变化的地质因素

1. 显微组分类型

显微组分类型是影响荧光变化的基本因素之一, 一般未成熟烃源岩中壳质组荧光较强, 最常见的荧光变化形式是正型, 负正型。处于“液态窗”范围内的大多数壳质组呈现这类荧光变化; 一般成熟度越高, 负变化越强烈, T 越长, 其后的正变化则越弱。负型是高成熟生油岩矿物沥青基质的典型荧光变化形式, 我们发现琥珀树脂体、荧光质体等显微组分在激发 30 min 钟内亦呈负型。藻类组荧光变化形式在很大程度上取决于烃源岩种类, 腐泥煤中的藻类体为负正型, 而生油岩及大多数油页岩中的藻类体则呈负型(图2, 3)。负正负型及正负型目前未曾有过报道, 我们也仅在某些成熟生油岩(表2)中的矿物沥青基质及某些腐殖煤(如百色、

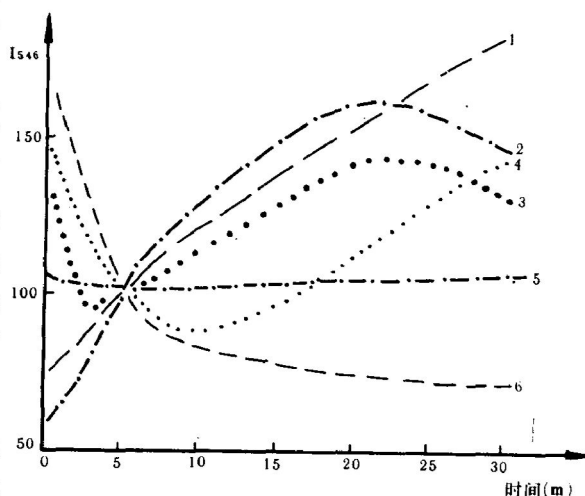


图1 烃源岩荧光变化形式与术语

1—正型, 2—正负型, 3—负正负型,
4—负正型, 5—不变型, 6—负型

表2 典型烃源岩显微组分及矿物沥青基质荧光变化参数

样号	产地	岩性	烃源岩类型	镜质组 $R_r(\%)$	显微组分	荧光变化 形式	荧光参数					
							I_{440}	P	$T(s)$	I_R	λ_{max}	$\Delta\lambda_{max}$
D-1	大庆油田	黑色泥岩	I型	0.35	结构藻类体	负型	167.3	-0.18	—	0.83	485	50
					矿物沥青基质	负正型	17.3	7.06	95	1.02	520	-20
D-15		黑色泥岩	I型	0.80	结构藻类体	负型	194	-0.30	—	0.68	545	35
					矿物沥青基质	负正型	9.21	1.69	180	0.95		
D-14		黑色泥岩	I型	0.95	结构藻类体	负型	25.52	-0.49	—	0.47	615	60
					矿物沥青基质	负型	3.15	-9.52	—	0.84		
D-21		黑色泥岩	I型	1.23	结构藻类体	负型	17.90	-0.28	—	0.67	640	45
					矿物沥青基质	负型	1.60	-6.67	—	0.86		
K-1	辽河油田	褐色泥岩	I _B 型	0.53	矿物沥青基质	负正型	4.60	11.89	125	1.30		
孢子体					负正型	19.20	0.49	15	1.26			
K-13		黑色泥岩	I _A 型	0.54	矿物沥青基质	负正型	5.28	4.07	180	1.08		
					孢子体	负正型	31.86	0.39	120	0.95		
K-15		黑色泥岩	I _A 型	0.99	矿物沥青基质	负型	3.40	-14.4	—	0.81		
					结构藻类体	负型	17.44	-0.23	—	0.73		
T-20	三水	油页岩	I _A 型	0.75	矿物沥青基质	负正负型	7.23	0.12	65	0.97		
M-1	茂名		I型	0.38	矿物沥青基质	正型	4.04	5.60	15	6.70	565	-30
RD-2-1	桦甸		I型	0.35	矿物沥青基质	正型	16.55	0.55	10	1.50	540	
EK	伊克昭盟	腐泥煤	藻煤	(褐煤)	结构藻类体	负正型	74.13	0.25	300	1.26	565	10
FB-1	浑源		藻煤	0.52	层状藻类体	负正型	18.88	1.53	65	2.54	545	-10
					结构藻类体	负正型	54.09	0.27	120	1.09	495	0
Q-3	大河边		烛煤	0.71	结构藻类体	负正型	30.8	0.32	150	1.01	600	
ER-1	蒲县		藻煤	0.81	结构藻类体	负正型	3.41	0.28	240	0.61		
BS-1	百色	腐殖煤		0.39	小孢子体堆	正型	6.83	0.82	5	2.05		
FN-5	抚顺			0.58	琥珀树脂体	负型	244.3	-0.15	—	0.85		
PH-1	平遥			0.72	角质体	负正型	27.81	0.18	120	1.14		
P-8	平顶山八矿			1.12	孢子体	负正型	6.92	0.66	125	1.58		
8	渡口	残质煤	角质残质煤 (长焰煤)		角质体	正型	15.90	0.60	—	1.09		
7	乐平	残质煤	树片残质煤	0.68	木栓质体	负正型	6.80	0.38	240	1.16		

依兰)中的某些显微组分(如分泌树脂体)检测到了这类荧光变化(表2, 3),它是显微组分在某一特殊成烃演化阶段所表现出的光化学效应。

不同类型显微组分荧光特征的区别主要体现在定量参数上。广西百色盆地百岗组褐煤层中壳质组的荧光变化实测结果可作为一个典型实例(表3),后文将进一步说明这些共生在一

表3 广西百色盆地煤中壳质组荧光变化参数

壳质组	光 性 特 征	荧光变化形式	荧光参数					
			I_{446}	P	$T(s)$	I_R	λ_{max}	$\Delta\lambda_{max}$
渗出沥青体	亮黄色荧光, 充填于平行层理的裂隙中, 最大荧光强度出现在激发 8min 左右	正负型	30.09	0.75 (8)	—	1.19		
渗出沥青体	强黄绿色荧光, 充填于镜质组裂隙中	正负型	83.33	0.26 (8)	—	1.02		
渗出沥青体	暗褐色荧光, 极强正荧光变化, 斜交层理, 常与树脂体相连	正型	2.72	5.19	10	8.18		
分泌树脂体	夹于角质体镶边的叶片组织中, 暗褐色荧光, 激发 20min 后呈亮黄色, 荧光强度最大	正负型	3.06	5.68	—	6.35	635	-55
树脂体	呈浑圆形分布于基质镜质体中, 很强的黄绿色荧光	负正型	46.03	0.167	260	1.12	520	0
琥珀树脂体	碎屑状, 具很强的绿色荧光	负型	176.49	-0.34	—	0.65		
角质体	淡绿色荧光	正型	3.25	1.10	5	2.28		
小孢子体	淡黄色荧光, 组成小孢子体堆	正型	2.19	0.97	10	2.35		
木栓质体	黄褐色荧光, 具清晰的木栓结构	正型	7.18	1.14	—	2.18		
沥青质体	暗褐色荧光, 呈不定形的条带状	正型	2.34	0.89	—	2.04		
荧光质体	分布于叶镜质体中, 呈很强的绿色荧光	负型	67.97	-0.35	—	0.60		
氧化树脂体	呈分散状分布于镜质组中, 黄褐色荧光, 具氧化环	正型	4.18	0.34	—	1.47	630	-15

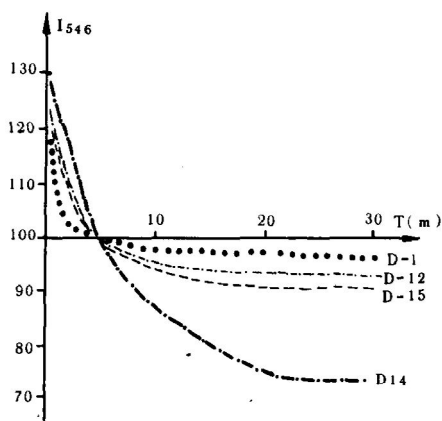


图2 大庆生油岩结构藻类体荧光强度变化规律

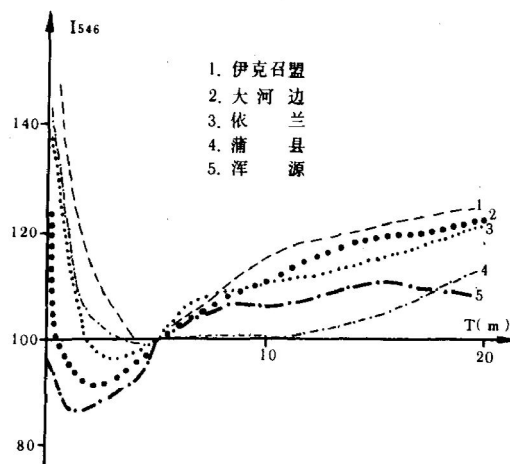


图3 腐泥煤中结构藻类体荧光强度变化规律

起的壳质组如此不同的荧光特征是因为其处于不同成烃演化阶段。

2. 成熟度

成熟度是影响荧光变化的最主要地质因素, 综合起来, 主要表现在如下几个方面:

第一, 随成熟度增加, 烃源岩荧光变化形式发生有规律的改变。如矿物沥青基质荧光变化的一般模式(图4)是: 正型(未成熟)→负正型(低成熟)→负正负型(生油峰期)→负型(高成熟)→不变型(过成熟)。而显微组分荧光变化形式还与其所处烃源岩种类有关。随

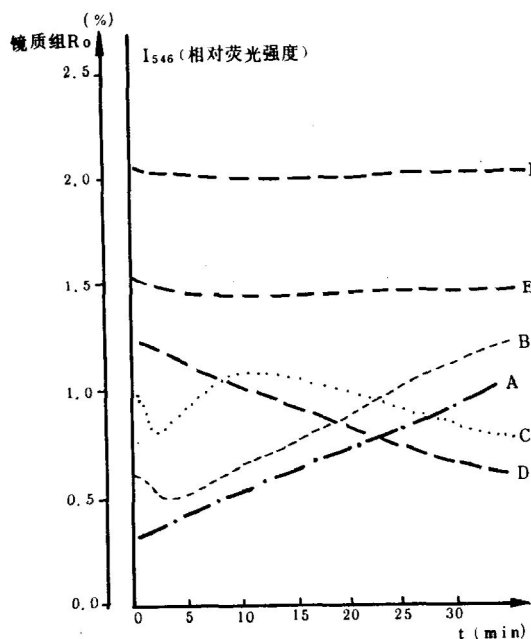


图4 生油岩矿物沥青基质荧光强度变化规律与成熟度的关系

有机质导致负荧光变化, 这两者的叠加就构成了天然样品的各种形式荧光变化。本文对藻类体、木栓质体、角质体及矿物沥青基质作了程序升温的热模拟实验。对热模拟产物抽提前后及氯仿沥青A作了荧光强度变化测定, 结果表明在蓝光激发30 min内经氯仿抽提后的显微组分及矿物沥青基质均呈现正荧光变化, 而氯仿沥青A为负型或负正型(图6)。这些结果不仅基本上证实了Ottenjann等的观点, 而且还进一步得到了如下几点认识:

第一, 氯仿沥青A的负荧光变化主要由其中芳烃馏分引起, 而胶质、沥青质则呈正型, 饱和烃无可见荧光(图6, 图版I-1, 2)。

第二, 荧光激发对可溶有机质起到蒸发作用, 负荧光变化梯度随照射时间的增长而衰减, 是由于可溶有机质中一部分轻质馏分挥发所致, 如下实验可初步证实此结论:

A. 在60℃烘箱内恒温8 h或是在室温下长期存放的氯仿沥青A将检测不到明显的负荧光变化, 而呈缓慢的正荧光变化。

B. 芳烃在蓝光激发下逐渐挥发, 相应荧光强度明显减弱(图版I-1)。

C. 某些强荧光变化的显微组分在荧光照射下, 可直接观察到某些轻质馏分逐渐扩散的现

成熟度增加, 煤中的壳质组会出现由正型向负正型的转变, 在生油岩中常出现正型向负型的转变。

第二, 从定量参数来看, 显微组分的荧光变化无论是正型还是负型, 随成熟度增加, P 增大, 至生油峰期达极大值(表2), 而矿物沥青基质与镜质组 R_r 相关图更具特色(图5), 在低成熟阶段 P 几乎垂直下降, 到生油峰期由缓慢的正变化跳跃为强烈的负变化, 当镜质组 R_r 超过1.30%后, 负变化已相当缓慢。

第三, 据已有的资料(表2)有迹象表明, $\Delta\lambda_{max}$ 与镜质组 R_r 相关性类似于 $P-R_r$, 即在生油峰期达最大值。这表明显微组分在生油峰期体现了最大强度的荧光变化。

3. 可溶有机质

烃源岩显微组分和矿物沥青基质的荧光变化由干酪根及其中所含可溶有机质引起。Ottenjann等^[1]认为, 干酪根引起正荧光变化, 而可溶

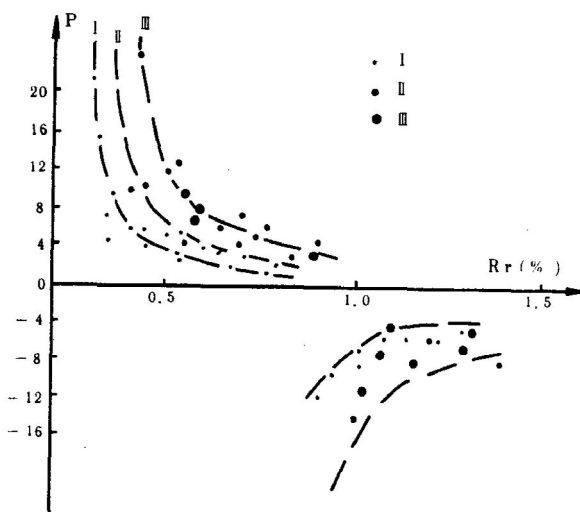


图5 生油岩矿物沥青基质 P 与镜质组 R_r 的关系

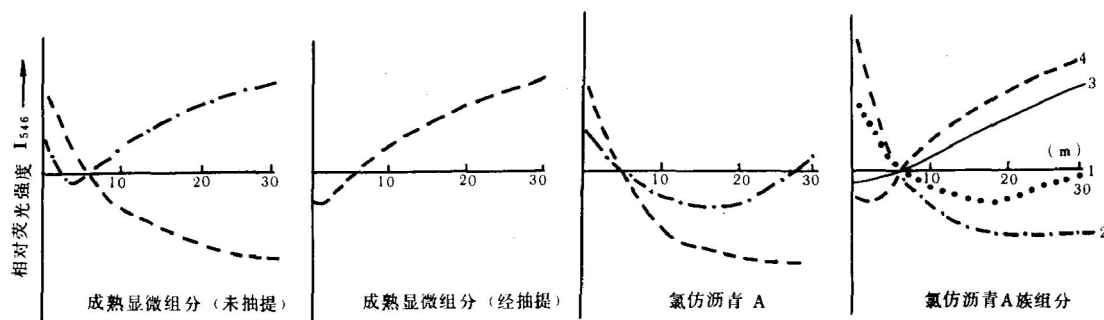


图6 显微组分抽提前后及氯仿沥青A族组分荧光变化规律

1, 2—芳烃, 3—沥青质, 4—非烃

象(图版I-3)。

(三) 荧光变化研究在油气评价中的应用

荧光变化是有机质特有的光化学效应, 应用于烃源岩评价, 不仅可确定成熟度, 更为重要的是为油气生成、烃类运移与聚集提供了直接的显微岩石学证据。

1. 确定生油岩成熟度

矿物沥青基质荧光变化形式与烃源岩成熟度具有良好的相关性(图4), 这种相关性几乎不受有机质丰度、类型的影响, 在不同产地生油岩中具有相当好的稳定性。经实践检验, 这种方法排除了矿物荧光的干扰, 比荧光强度及荧光光谱参数具有更普遍的应用价值。在此基础上, 笔者曾进一步提出应用荧光变化梯度(P)及荧光变化比(X_p)两个参数确定生油岩成熟度的方法^{*}。经实践检验, 具有很好的应用效果。值得指出的是矿物沥青基质荧光变化特征用作生油岩成熟度指标的最大优点是, 它在很大程度上补偿了镜质组 R_r 的不足, 在镜质组反射率测定困难的优质生油岩中其可靠性更大。

显微组分荧光变化与成熟度的关系较复杂, 它还受烃源岩类型, 显微组分种类等其它因素的影响。确切的讲, 它所反映的是某种显微组分在特定的地质条件下所处成烃演化阶段(见后文)。

2. 成烃作用的动态分析

不同类型显微组分具有不同特征的“液态窗”, 尤其是生油门限差别明显。荧光变化研究为解决此问题唯一最有效的研究手段。本文以广西百色盆地煤中壳质组荧光特征为例来说明此问题。该盆地百岗组煤层煤化程度低, 实测镜质组 R_r 介于0.38—0.42%之间, 其中含有大量壳质组(一般10—25%)^{**}。按常规评价方法, 该煤层应属未成熟烃源岩, 但几个富壳质组煤样的氯仿沥青A含量(三个样平均1.89%), 比国内同类盆地相近成熟度的褐煤明显要高。通过详细荧光观察及荧光变化研究, 我们发现异常的原因在于这些共生在一起的壳质组具有明显不同的成熟度, 按成烃演化阶段, 可划分为三类:

第一类: 未成熟壳质组, 数量多, 占全部壳质组含量的50%以上, 包括孢子体、角质体、沥青质体、木栓质体, 它们虽荧光强度与荧光颜色差别明显, 但荧光强度变化均呈正型, 荧光光谱呈单峰(表2, 图7)。说明这类壳质组中可溶有机质极少远未成熟, 属于晚期成熟的

* 肖贤明, 中国陆相烃源岩有机岩石学特征及成烃规律, 博士学位论文, 1989。

** 肖贤明等, 广西百色盆地煤中壳质组的初步研究, 1990。

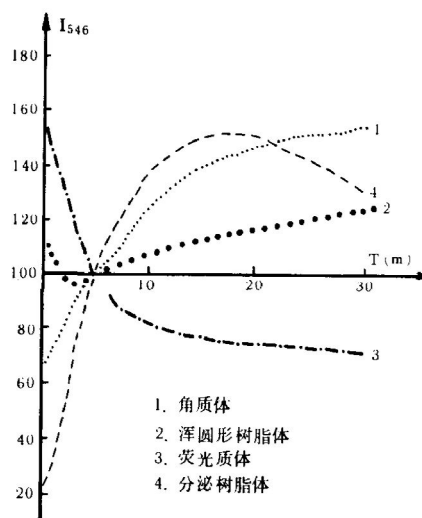


图7 百色盆地煤中三类壳质组
荧光强度变化规律

壳质组。根据热模拟实验,其生油门限镜质组 R_r 要高达 0.70% 左右。

第二类,成熟壳质组,包括某些具黄色荧光的分泌树脂体及荧光质体,前者荧光变化呈负正型,后者为负型(表2,图7),荧光光谱均显示双峰。明显负荧光变化的出现表明其中含有一定数量的“液态烃”,处于“液态窗”范围内,这类树脂体常共生有渗出沥青体(图版1-3,4)。有理由认为,这类壳质组的生油门限镜质组 R_r 不到 0.40%,属于早期生油的显微组分。

第三类:临近生油门限的壳质组,仅包括某些分布于叶镜质体中的分泌状树脂体,其数量较多,占全部壳质组含量的 20% 左右。其荧光特征较特殊,开始呈很暗的褐色荧光,但体现了极强的正荧光变化,激发 20 min 左右后呈强的亮黄色荧光,然后荧光强度又

降低,并伴随有液态烃的扩散现象,相应荧光光谱由单峰转变为双峰(图8)。笔者认为,这类壳质组已临近生油门限,荧光激发促使其成熟,产出一定数量的液态烃,导致荧光变化从正型转变为负型。

为进一步证实上述观点,我们对全岩光片作了氯仿浸泡实验,其基本原理是,如果显微组分中含有一定数量的可溶有机质,经氯仿浸泡后其荧光特征会发生明显改变。结果亦表明,只有第二类壳质组及经荧光激发 20 min 后的第三类壳质组在氯仿浸泡后荧光特征发生明显改变(图版1-5,6),这为上述观点提供了非常直观的显微岩石学特征。

3. 对排烃作用的认识

泥质生油岩中有机质有两种存在状态:具形态的纯有机质(如藻类组、壳质组)及存在于粘土矿物中的分散有机质(在富集的干酪根中称无定形体)。在客观上它们作为一个整体构成生油岩,但在微观上存在一定的差别,形态有机质既是微观状态的生油体,又是储油体,而周围矿物沥青基质既含有生油母质,又作为形态有机质的“圈闭层”存在。这种边界条件会影响到其排烃效率。大量实测资料表明,生油岩中处于“液态窗”的藻类组荧光变化呈负型(图2,表2),且成熟度越高, P 越小, T 越长(表2),这表明这些藻类体饱含可溶有机质,在矿物沥青基质的圈闭下烃类难以排出,它实际上是被“液化”的藻类组,在长时间荧光激发下,可发现烃类扩散,颗粒变小等特点。Martinez (1988) 在静水压力下对生油岩所作热模拟实验亦表明,在“液态烃”范围内,因排烃不好,导致显微组分及矿物沥青基质荧光变化呈负型。这可能揭露了长期以来一直未认识的一个问题:即生油岩中的形态有机质对液态烃的贡献不大,它们形成的液态烃难以排出,可能主要在生油后期以轻质油或气态烃的形式运移

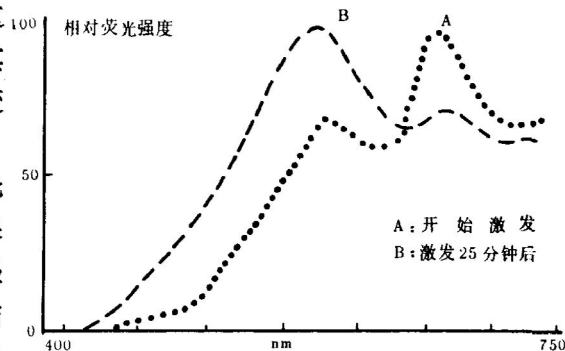


图8 分泌树脂体经荧光激发前后荧光光谱图

出去, 而矿物沥青基质中的无定形体是形成“液态烃”的最主要有机质形式。

在腐殖煤中, 情况有所不同, 壳质组包裹在富含超微孔隙的镜质组中, 使其烃类能够及时排出。因此成熟壳质组的荧光变化一般呈负正型, 很少负型, 而作为微观“储层”存在的基质镜质体, 荧光变化一般呈负型^[1]。

4. 烃类聚集的观察

在荧光显微镜下, 可直接观察到烃类运移所导致的有机相在烃源岩中的重新分配。我们发现可溶有机质在烃源岩中的分布极不均匀, 往往分布在显微裂隙、显微孔隙、矿物颗粒周围和生物体腔, 特别是泥岩中的砂岩包体。有机质本身都是液态烃富集的场所, 它们以较蓝、较强的荧光体现出来而别于同类物质(图版 I-7), 渗出沥青质体、油滴、油膜等现象的出现(图版 I-8)即是烃类生成的标志, 又可作为烃类运移的显微岩石学证据。

五、结 论

1. 具荧光的显微组分及矿物沥青基质在荧光激发下其强度及颜色发生变化, 一般前者较强, 后者仅在某些显微组分才明显。

2. 荧光强度变化可用荧光变化梯度(P), 转折时间(T)及平衡强度比(I_R)三个参数定量描述, 荧光颜色变化可用最大波长差($\Delta\lambda_{\max}$)来描述。荧光强度与荧光颜色变化具有一定相关性, 一般正荧光变化导致荧光光谱蓝移, 负荧光变化导致红移; P 越大, $\Delta\lambda_{\max}$ 越明显。

3. 我国烃源岩荧光变化存在六种基本形式: 负型、正型、负正型、正负型、负正负型、不变型。影响荧光变化的地质因素主要有: 显微组分类型、成熟度及烃源岩类型。

4. 显微组分或矿物沥青基质的荧光性质, 由干酪根及其中所含可溶有机质所决定, 前者呈现正荧光变化, 后者导致负荧光变化的出现, 荧光激发引起可溶有机质的轻质馏分挥发, 导致负荧光变化随荧光照射时间的增长而减弱。

5. 烃源岩荧光变化研究不仅可用来确定成熟度, 更为重要的是揭露了不同类型显微组分的差异成熟作用, 为烃类运移与聚集提供了直观的显微岩石学证据。

本研究部分实验在中国矿业大学北京研究生部地质系实验中心完成, 承蒙韩德馨、金奎励、任德贻三位教授的指导, 谨此致谢。

参 考 文 献

- [1] Ottenjann K, *Org. Geochem.*, 1988; 12 (4): 309—321.
- [2] Teichmüller M, et al., *Erdöl u. Kohle*, 1977; 387—398.
- [3] Rei Lin, Davis A. *Org. Geochem.*, 1987; 11 (5): 393—399.
- [4] Rei Lin, Davis A. *Org. Geochem.*, 1988; 12 (4): 363—374.
- [5] Martinez L, *Org. Geochem.*, 1988; 13 (4—6): 1093—1100.

STUDY ON MICROFLUORESCENCE ALTERATION AND ITS APPLICATION IN OIL AND GAS EXPLORATION

Xiao Xianming Liu Dehan Fu Jiamo Shen Jiagui

*(National Laboratory of Organic Geochemistry, Institute of Geochemistry,
Chinese Academy of Sciences, Guangzhou)*

Abstract

In this paper, the synthetic studies on microfluorescence alteration regularity during 30 minutes irradiation have been made for more than 100 typical hydrocarbon source rocks. Starting with the two types of organic matter (kerogen and soluble organic matter) which lead to fluorescence and are composed of macerals, the authors discussed some geological factors effecting the fluorescence alteration, including maturity, the type of macerals and the abundance of organic matter, and proposed to use four parameters such as fluorescence alteration gradient (P), turning time (T), equilibrium intensity ratio (I_R) and the difference of spectral maximum wavelength ($\Delta\lambda_{\max}$) to describe the fluorescence alteration. It is suggested that the fluorescence alteration of source rocks can not only indicate their maturation level, but also provides informations about oil generation, migration and accumulation.