

文章编号: 1001-6112(2008)03-0276-05

镜质体反射率抑制与烃源岩质量关系

——以渤海湾盆地东营凹陷烃源岩为例

李志明¹, 秦建中¹, 徐旭辉², 刘文斌¹, 施伟军¹, 蒋宏¹

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151;

2. 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: FAMM (fluorescence alteration of multiple macerals) 技术是目前解决烃源岩镜质体反射率抑制问题的唯一有效方法。该文对渤海湾盆地东营凹陷不同类型烃源岩进行 FAMM 分析的同时, 也进行了镜质体反射率测定。在此基础上, 综合前人研究成果分析了镜质体反射率抑制与烃源岩质量的关系。研究结果揭示, 东营凹陷烃源岩镜质体反射率抑制程度与烃源岩质量关系密切, 烃源岩质量越好, 其镜质体反射率抑制程度越大。I 型烃源岩镜质体反射率一般抑制 0.20%~0.35%, 平均为 0.30%; II₁ 型烃源岩镜质体反射率一般抑制 0.15%~0.30%, 平均为 0.22%; II₂ 型烃源岩镜质体反射率一般抑制 0.10%~0.18%, 平均为 0.15%; 而 III 型烃源岩的镜质体反射率一般不抑制或抑制程度很低, 为 0.0%~0.05%。镜质体反射率受抑制的影响因素复杂, 东营凹陷烃源岩镜质体反射率抑制程度与氢指数间具有显著的正相关性, 表明东营凹陷烃源岩镜质体反射率受抑制主要与烃源岩富氢密切相关, 这与烃源岩质量越好, 镜质体反射率抑制程度越高相吻合。

关键词: 镜质体反射率; 抑制; 烃源岩; FAMM; 东营凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.11

文献标识码: A

THE RELATIONSHIP BETWEEN VITRINITE REFLECTANCE SUPPRESSION AND SOURCE ROCK QUALITY

—A CASE STUDY ON SOURCE ROCKS FROM THE DONGYING SAG, BOHAI BAY BASIN

Li Zhiming¹, Qin Jianzhong¹, Xu Xuhui², Liu Wenbin¹, Shi Weijun¹, Jiang Hong¹

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, RIPEP, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: FAMM (fluorescence alteration of multiple macerals) technique is an only effective method for resolving vitrinite reflectance suppression of source rock at present. The FAMM and vitrinite reflectance of various type source rocks are determined in this paper. The relationship between vitrinite reflectance suppression and source rock quality is studied on the basis of measured data and combined with result of predecessors. The studied results show that the levels of vitrinite reflectance suppression are closely related to source rocks quality. The level of vitrinite reflectance suppression is relatively higher in the source rock with better quality. The level of vitrinite reflectance suppression for the source rocks characterized by type I organic matter usually ranges from 0.20%~0.35%, average 0.30%; for those characterized by type II₁ it usually ranges from 0.15%~0.30%, average 0.22%; for those characterized by type II₂ it usually ranges from 0.10%~0.18%, average 0.15% and for those characterized by type III it usually ranges from 0.0%~0.05%, i. e. no suppression or slightly suppression. The vitrinite reflectance suppression is affected complexly by many factors. The levels of vitrinite reflectance suppression of the source rocks from Dongying Sag having positive relationship with hydrogen index shows that vitrinite reflectance suppression is closely related to relatively more perhydrous of source rocks. This is consistent with better quality source rocks with high level of vitrinite reflectance suppression.

Key words: vitrinite reflectance; suppression; source rock; FAMM; the Dongying Sag; the Bohai Bay Basin

收稿日期: 2007-11-09; 修订日期: 2008-05-20。

作者简介: 李志明(1968—), 男, 高级工程师, 主要从事地球化学和石油地质综合评价工作。E-mail: mqzhml@sohu.com。

基金项目: 中国石油化工股份有限公司科学技术研究开发项目(P05038)。

镜质体反射率(R_v)是指在油浸条件下煤中均质镜质体或基质镜质体抛光表面的反射光强度与垂直入射光强度之比,用百分数表示,其是煤岩学中确定煤阶的最重要方法^[1]。Teichmuller (1950)首次将镜质体反射率由煤阶的划分推广到确定沉积岩中分散有机质的成熟度,并取得了很大成功。随后这种方法在油气源岩有机质成熟度研究中得到了广泛的应用,成为目前国际上唯一可对比的成熟度指标,能够客观地反映晚古生代以来绝大多数烃源岩的有机质成熟度^[2~4]。然而,随着研究的深入,镜质体反射率技术存在众所周知的不足^[5],其中2个主要问题为:正确鉴定分散有机质中镜质体的难度大和镜质体反射率的抑制作用^[6~10],其结果导致镜质体反射率结果常出现失真现象。东营凹陷是济阳拗陷东南部的一个次级凹陷,是胜利油田勘探程度较高、油气资源较丰富的一个凹陷。已有的研究表明,东营凹陷有效烃源岩(沙四上亚段—沙三中亚段)镜质体反射率存在不同程度的抑制^[11~13],故实测的镜质体反射率实际上不能真实地反映烃源岩的成熟度。FAMM (fluorescence alteration of multiple macerals) 技术是目前解决烃源岩镜质体反射率抑制问题的唯一有效方法^[5,6]。本文利用中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所新建立的 FAMM 技术对东营凹陷不同类型烃源岩镜质体进行 FAMM 分析的同时,也测定了镜质体反射率。结合前人测试成果,分析了东营凹陷烃源岩镜质体反射率抑制与烃源岩质量的关系,以便更正确、合理地认识镜质体反射率所蕴涵的成熟度信息。

1 FAMM 技术原理简述与分析方法

1.1 FAMM 技术原理简述

FAMM 技术由澳大利亚 CSIRO 石油资源研究所 Wilkins 博士及其科研组成员在 1989—1991 年开发,该技术主要用于解决如下 3 个问题:1) 烃源岩样品的镜质体反射率受抑制(和增强);2) 烃源岩样品中镜质体难以识辨;3) 烃源岩样品中镜质体丰度低。FAMM 分析中具有决定性作用的技术支持是利用能激发 488 nm 蓝色激光的氩离子激光器,在 625 nm 的检测波长下测定显微组分随激光束辐射时间而变化的荧光强度。激光束的能量在 0~25 mW 范围内可调,激光束经由光学纤维传导至显微镜,在 50 倍物镜下聚焦到样品表面,能形成仅约 1~2 μm 大小的束斑^[6]。这意味着用它几乎可以对任何显微镜下可分辨的显微组分颗粒进行

微区分析。该技术的原理已有文献进行了详细论述^[5,6,14],故本文就其原理仅作简要的论述。

Davis 等^[15]和 Pradier 等^[16]的研究结果表明,有机显微组分的荧光变化特征由 2 种同时进行且对抗的光化学氧化反应确定,一种反应导致荧光强度随时间减弱,另一种反应导致荧光强度随时间增强,实际荧光变化曲线形态是 2 种荧光发射随时间变化的总和。在恒定的实验条件下,其荧光变化曲线与显微组分成分和成熟度有关。Wilkins 等^[5,6]研究发现荧光变化比(最终荧光强度/初始荧光强度,目前取 400 s 时的荧光强度作为最终荧光强度 I_{400})主要与烃源岩的成熟度有关,在正常镜质体反射率小于 1.25% 时,荧光变化比随烃源岩成熟度增高而减小;而最终荧光强度主要受显微组分类型和成分控制,随显微组分富氢程度增高而增大。由此在大量样品分析测试研究的基础上,建立了显示“正常镜质体”标定曲线和抑制校正等值线的荧光变化图解(图 1)。

1.2 FAMM 分析方法

样品制备:将研究样品粉碎至 0.5~1.0 mm 之间,并用环氧树脂胶结制成光片,光片按镜质体反射率测定要求进行抛光。抛光后尽快进行 FAMM 分析,否则应置于真空密闭干燥器中保存,以避免氧化。

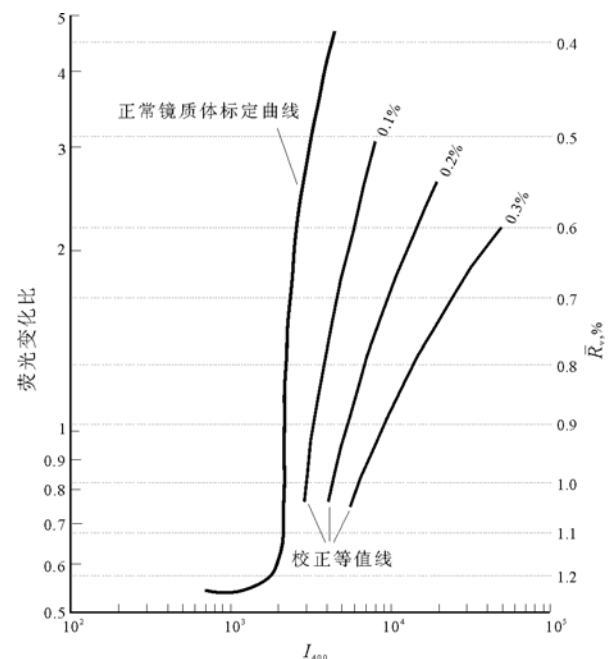


图 1 显示正常镜质体标定曲线和抑制校正等值线的荧光变化图解^[7]

Fig. 1 The fluorescence alteration diagram showing normal vitrinite reflectance calibrated curve and corrected equivalent lines for suppression

设备与分析条件:FAMM分析获得的成熟度参数用等效镜质体反射率(\bar{R}_v)表示,其反映烃源岩的真实成熟度,图1中的虚线为不同等效镜质体反射率的等值线。使用的设备为:RANISHAW inVia型激光拉曼光谱仪,配备Ar+激发488 nm激光器、Leica DMLP偏光显微镜。分析条件为对显微组分颗粒用612~625 nm波长进行间断动态光谱扫描,曝光次数140次、曝光时间1.00 s/次,激光功率设置为30%,间隔0.5 s,样品表面功率(75+5) μ W。

结果提取:提取625 nm的检测波长下测定镜质体随激光束辐射时间而变化的荧光强度变化曲线(图2);再根据荧光强度变化曲线,提取初始荧光强度、400 s时的荧光强度,并计算荧光变化比,把所测的镜质体的FAMM结果落到图1,就可以确定烃源岩等效镜质体反射率,并获知镜质体反射率的校正范围。等效镜质体反射率与实测镜质体反射率(R_o)之差,即代表镜质体反射率的抑制程度。

2 实验结果与分析

据本文对东营凹陷烃源岩样品的FAMM实测分析结果和郭汝泰等的结果^[13],东营凹陷不同类型烃源岩样品镜质体的典型荧光变化图解如图3所示,各样品的FAMM分析结果及相应的镜质体反射率值和有机质类型如表1所示。

由不同有机质类型烃源岩的镜质体典型荧光变化图解(图3)可见,除III型有机质类型的烃源岩

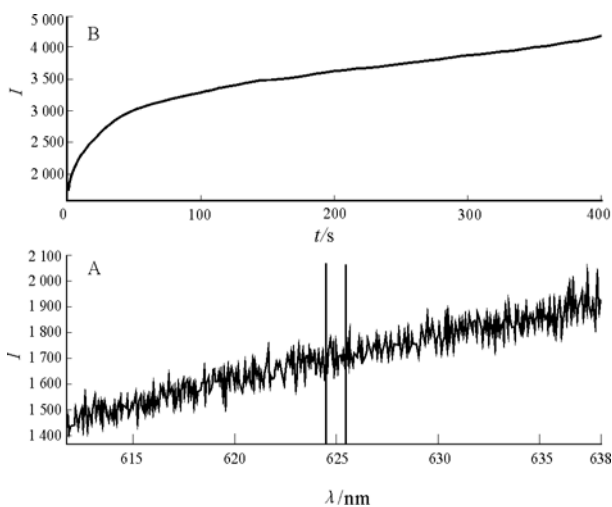


图2 测定的镜质体颗粒及其625 nm检测波长下镜质体随激光束辐射时间的荧光强度变化曲线

Fig. 2 The measured vitrinite grain and its fluorescence alteration curve with time of laser irradiation under 625 nm wavelength

表1 渤海湾盆地东营凹陷烃源岩FAMM分析等效镜质体反射率与镜质体反射率对比

Fig. 1 Comparison of equivalent vitrinite reflectance of FAMM analysis and vitrinite reflectance of source rocks in the Dongying Sag of the Bohai Bay Basin

井号	深度/m	岩性	类型	$R_o, \%$	$\bar{R}_v, \%$	$(\bar{R}_v - R_o), \%$
梁225	2 240.5	泥岩	II ₁	0.41	0.61	0.20
梁242	2 433.3	泥岩	II ₁	0.54	0.71	0.17
莱108	2 479	页岩	I	0.36	0.68	0.32
营93	2 562.4	泥岩	II ₁	0.43	0.62	0.19
博11	2 593	泥岩	II ₁	0.60	0.75	0.15
牛5	2 598	泥岩	I	0.48	0.77	0.29
纯371	2 757.8	页岩	II ₁	0.55	0.78	0.23
滨417	2 844	泥岩	I	0.42	0.73	0.31
营93	2 865.16	页岩	I	0.42	0.73	0.31
梁242	2 921.8	泥岩	II ₁	0.57	0.73	0.16
河88	3 050	泥岩	II ₁	0.54	0.73	0.19
牛33	3 133	泥岩	I	0.53	0.77	0.24
营921	3 159.06	泥岩	I	0.58	0.79	0.21
营891	3 187.6	泥岩	II ₁	0.52	0.80	0.28
王54	3 241.4	页岩	I	0.50	0.81	0.31
史122	3 402.2	泥岩	II ₁	0.63	0.85	0.22
王57	3 423.22	页岩	I	0.60	0.92	0.32
丰深1	3 686.6	泥岩	II ₁	0.67	0.94	0.27
王78	3 732.57	页岩	II ₁	0.61	0.83	0.22
莱64	3 795	泥岩	II ₁	0.68	0.97	0.29
王78	3 905.2	页岩	II ₁	0.85	0.98	0.13
梁225	2 024.2	泥岩	III	0.52	0.54	0.02
牛38	2 790	泥岩	III	0.62	0.65	0.03
L38	2 805	泥岩	II ₁	0.49	0.66	0.17
L38	3 046	泥岩	II ₁	0.54	0.74	0.20
L38	3 188	泥岩	II ₁	0.58	0.79	0.21
L38	3 253	泥岩	II ₁	0.64	0.82	0.18
L38	3 310	泥岩	II ₁	0.53	0.85	0.32
T73	2 497	泥岩	II ₂	0.47	0.6	0.13
T73	2 893	泥岩	II ₁	0.46	0.68	0.22
T73	2 994	泥岩	II ₁	0.50	0.80	0.30
T73	3 377	泥岩	II ₂	0.64	0.82	0.18
T73	3 403	泥岩	II ₁	0.67	0.86	0.19
Y182	2 506	泥岩	II ₂	0.53	0.68	0.15
W7	2 630	页岩	I	0.40	0.76	0.36
W35	2 172	页岩	I	0.30	0.65	0.35
W128	3 731	页岩	I	0.78	1.08	0.30

注:井号梁225—牛38为实测数据;井号L38—W128数据来源文献[11]。

样品外,其它所有样品的镜质体均没有落在正常镜质体标定曲线附近,其中I型有机质类型的烃源岩,其镜质体一般落在0.30%校正等值线附近;II₁型有机质类型的烃源岩,其镜质体一般落在0.20%校正等值线附近;II₂型有机质类型的烃源岩,其镜质体一般落在0.15%校正等值线附近。这表明东营凹陷I型、II₁型和II₂型有效烃源岩的镜质体反射率确实存在不同程度的抑制,并且有机质类型越好其抑制程度越大。根据表1所示的37个烃源岩样品FAMM分析所获得等效镜质体反

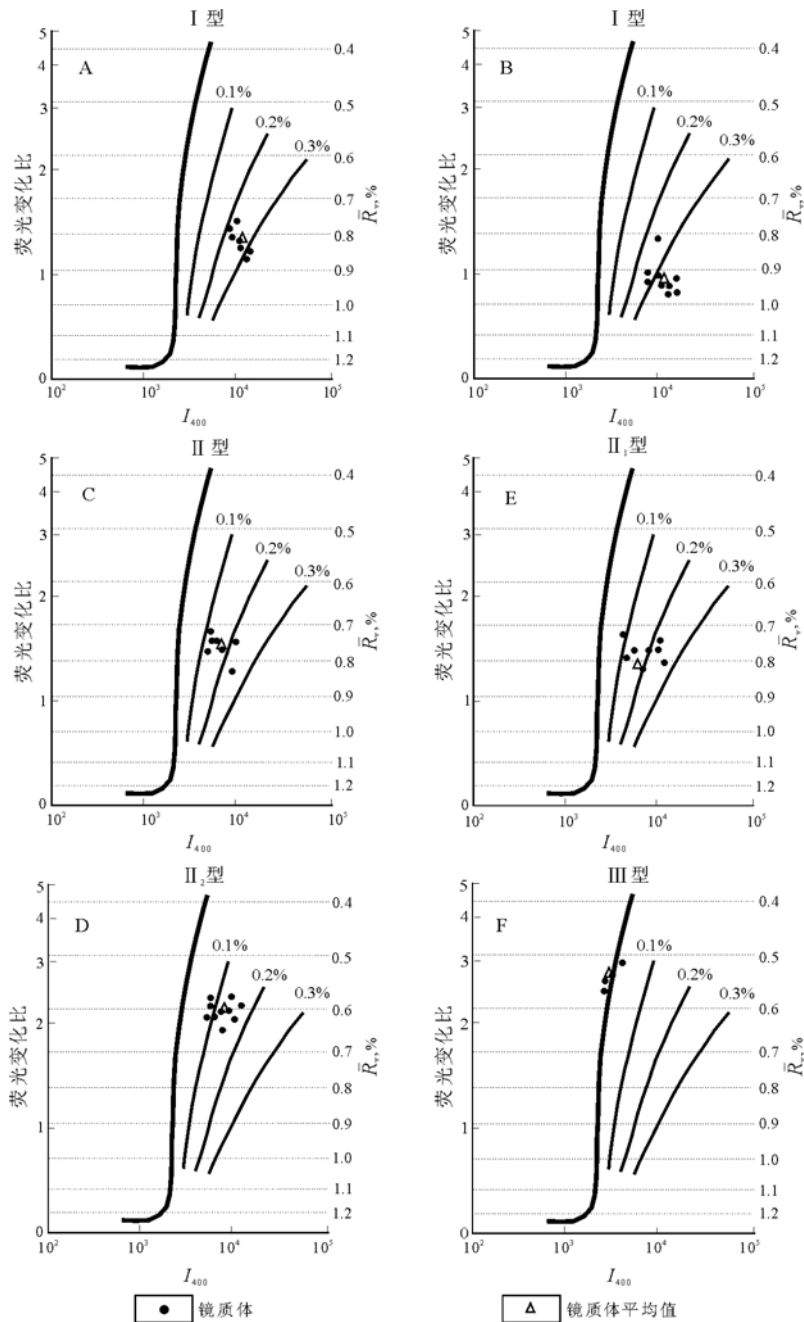


图 3 渤海湾盆地东营凹陷不同类型烃源岩荧光变化图解

A. 王 54 井, 3 241.4 m, I 型, $\bar{R}_v=0.81\%$; B. 王 57 井, 3 423.22 m, I 型, $\bar{R}_v=0.92\%$;
 C. 博 11 井, 2 593 m, II₁ 型, $\bar{R}_v=0.75\%$; D. 纯 371 井, 2 757.8 m, II₁ 型, $\bar{R}_v=0.78\%$;
 E. T73 井, 2 497 m, II₂ 型, $\bar{R}_v=0.60\%$ ^[13]; F. 梁 225 井, 2 024.2 m, III 型, $\bar{R}_v=0.54\%$

Fig. 3 The fluorescence alteration diagram of various type source rocks in the Dongying Sag of the Bohai Bay Basin

反射率(\bar{R}_v)与镜质体反射率(R_0)结果对比可知, I 型烃源岩镜质体反射率抑制程度($\bar{R}_v - R_0$)范围一般在 0.24%~0.35%, 平均为 0.30%; II₁ 型烃源岩镜质体反射率抑制程度范围一般在 0.16%~0.30%, 平均为 0.22%; II₂ 型烃源岩镜质体反射率抑制程度范围一般在 0.13%~0.18%, 平均为 0.15%; 而 III 型烃源岩的镜质体反射率一般不抑制或抑制程度很低, 约为 0.02% 左右。可见, 东营凹

陷烃源岩的镜质体反射率抑制程度与烃源岩质量关系密切, 镜质体反射率抑制程度越大, 烃源岩的质量越好。这意味着东营凹陷仅 III 型烃源岩的镜质体反射率可正确反映烃源岩的成熟度, 而其它类型烃源岩的镜质体反射率均比实际成熟度偏低。故对于质量好的烃源岩, 通常不可直接利用镜质体反射率来厘定其成熟度, 否则, 会产生错误的认识, 直接影响盆地石油成因和油气远景的评价。

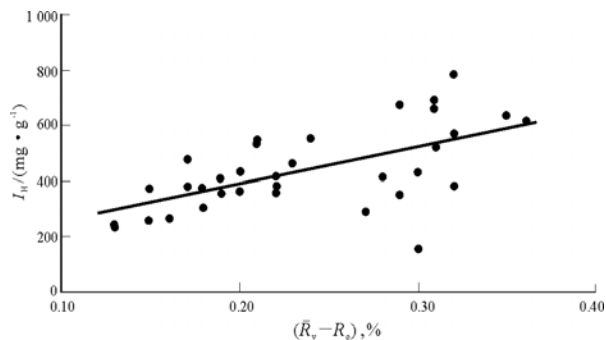


图4 渤海湾盆地东营凹陷烃源岩镜质体反射率抑制程度与氢指数关系

Fig. 4 Diagram of the level of vitrinite reflectance suppression vs the hydrogen index of source rocks in the Dongying Sag of the Bohai Bay Basin

镜质体反射率受抑制的影响因素复杂,但普遍认为主要与镜质体相对富氢相关^[5~8]。东营凹陷烃源岩镜质体反射率抑制程度与氢指数间具有显著的正相关性(图4),表明东营凹陷烃源岩镜质体反射率受抑制也主要与烃源岩富氢密切相关,这与烃源岩质量越好,镜质体反射率抑制程度越高相吻合。

3 结论

东营凹陷烃源岩镜质体反射率抑制程度与烃源岩质量关系密切,镜质体反射率抑制程度越大,烃源岩的质量越好,镜质体反射率抑制主要与烃源岩富氢程度有关。故对于优质烃源岩,尤其是I型和II₁型烃源岩,通常不可直接利用镜质体反射率来厘定其成熟度,否则,会得出错误的认识,影响盆地石油成因研究和油气远景的评价。

致谢:研究工作得到澳大利亚CSIRO石油资源研究所Sherwood博士的指导与帮助,表示衷心感谢。

参考文献:

1 陈家良,邵震杰,秦勇. 能源地质学[M]. 徐州:中国矿业大学出版社,2004. 92

2 程顶胜. 烃源岩有机质成熟度评价方法综述[J]. 新疆石油地质,1998,19(5):428~432

3 孙立中,李显宗,蔡龙珩. 混合煤样最大热解峰温与镜质体反射率的研究[J]. 石油实验地质,2007,29(3):298~300

4 王永建,王延斌,郑亚斌等. 苏北盆地高邮凹陷泰州组烃源岩演化[J]. 石油实验地质,2007,29(4):411~414

5 Price L C, Barker C E. Suppression of vitrinite reflectance in amorphous rich kerogen—A major unrecognized problem[J]. Journal of Petroleum Geology, 1985, 8(1): 59~84

6 Wilkins R W T, Wilmshurst J R, Russell N J, et al. Fluorescence alteration and the suppression of vitrinite reflectance[J]. Organic Geochemistry, 1992, 18:629~640

7 Wilkins R W T, Wilmshurst J R, Hladky G, et al. Should fluorescence alteration replace vitrinite reflectance as a major tool for thermal maturity determination in oil exploration? [J]. Organic Geochemistry, 1995, 22: 191~209

8 Hao Fang, Chen Jianyu. The cause and mechanism of vitrinite reflectance anomalies[J]. Journal of Petroleum Geology, 1992, 15(4):419~434

9 Lo H B. Correction criteria for the suppression of vitrinite reflectance in hydrogen-rich kerogens: preliminary guidelines[J]. Organic Geochemistry, 1993, 20(6):653~657

10 郭迪孝. 镜质体反射率是成熟度的通用“标尺”吗? [J]. 石油实验地质,1990,12(4):421~425

11 谢明举,邱楠生. 东营凹陷镜质体反射率异常的无机作用探讨[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2005,20(5):12~16

12 张林峰,刘庆,张春荣. 东营凹陷成烃与成藏关系研究[M]. 北京:地质出版社,2005. 129~188

13 郭汝泰,王建宝,高喜龙等. 应用激光探针技术评价烃源岩成熟度:以东营凹陷生油岩研究为例[J]. 自然科学进展,2003, 13(6):626~630

14 李志明,秦建中,廖宗廷等. FAMM技术及其应用进展[J]. 石油实验地质,2005,27(3):307~311

15 Davis A, Rathbone R F, Lin R, et al. Observations concerning the nature of maceral fluorescence alteration with time [J]. Organic Geochemistry, 1990, 16:897~906

16 Pradier B, Largeau C, Derenne S, et al. Chemical basis of fluorescence alteration of crude oils and kerogens—I. Microfluorimetry of an oil and its isolated fractions: relationships with chemical structure [J]. Organic Geochemistry, 1990, 16:451~460

(编辑 徐文明)