

海拉尔盆地莫达木吉凹陷下白垩统烃源岩 地球化学特征研究^{*}

杨 鹏^{1,2}, 任战利², 田 涛³, 赵筱艳⁴, 祁 凯²

- (1. 中山大学海洋科学学院//海洋石油勘探开发广东省普通高校重点实验室, 广东 广州 510006;
2. 西北大学地质学系//大陆动力学国家重点实验室, 陕西 西安 710069;
3. 国土资源部煤炭资源勘查与综合利用重点实验室, 陕西 西安 710054;
4. 长庆油田长庆实业集团有限公司, 陕西 西安 710021)

摘 要: 海拉尔盆地莫达木吉凹陷下白垩统是区域油气勘探潜在目标层系, 缺乏对烃源岩地球化学特征的详细研究。通过有机地球化学方法对莫达木吉凹陷下白垩统烃源岩地球化学特征进行了研究, 认为南屯组(K_1n)和大磨拐河组(K_1d)烃源岩有机质类型以 II_2-III 型为主, 差异性主要体现在有机质丰度和成熟度。同时, 在恢复埋藏史的基础上建立了研究区主力烃源岩在该地质时期成熟度演化模型, 模拟结果显示: 大二段烃源岩处于未成熟-低成熟阶, 大一段烃源岩处于低成熟阶段; 南二段烃源岩处于低成熟-成熟阶段; 南一段烃源岩热演化程度相对较高, 达到成熟生油气阶段。综合分析得出大磨拐河组(K_1d)烃源岩有机质丰度整体较高, 但热演化程度低, 生烃潜力小; 随着埋深的增加, 烃源岩热演化程度增加, 到南二段(K_1n_2)开始进入成熟生烃阶段, 生烃潜力较大; 南一段(K_1n_1)烃源岩有机质丰度低, 为差烃源岩, 生烃潜力较小。

关键词: 烃源岩; 有机地球化学特征; 有机质丰度; 有机质类型; 成熟度; 莫达木吉凹陷; 海拉尔盆地

中图分类号: P618.13 **文献标志码:** A **文章编号:** 0529-6579(2016)06-0035-09

The geochemical characteristics of Lower Cretaceous hydrocarbon source rocks in Modamuji depression, Hailaer basin

YANG Peng^{1,2}, REN Zhanli², TIAN Tao³, ZHAO Xiaoyan⁴, QI Kai²

- (1. Guangdong Key Laboratory of Offshore Oil Exploration and Development//School of Marine Science, Sun Yat-sen University, Guangzhou 510006, China;
2. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an 710069, China;
3. Key Laboratory of Coal Resource Exploration and Comprehensive Utilization, Ministry of Land and Resources, Xi'an 710054, China;
4. Changqing Industrial Group of Changqing Oilfield, Xi'an 710021, China)

Abstract: The Lower Cretaceous is the target stratum of potential regional oil-gas exploration in the Modamuji Depression, Hailaer Basin. Organic geochemistry methods were applied to study geochemical characteristics of Lower Cretaceous hydrocarbon source rocks from the Modamuji Depression. The results showed that the organic matter of K_1n and K_1d formation is mainly type II_2-III with various abundance and maturity. The proposed maturity evolution model based on restoration of burial history showed that the thermal evolution extent for main source rocks is generally low. The source rocks from K_1d_2 are at the immature to low mature stage, those from K_1d_1 are at low mature stage and those from K_1n_2 are at low ma-

* 收稿日期: 2015-12-24

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(41372128)

作者简介: 杨鹏(1990年生), 男; 研究方向: 含油气盆地分析与油气地球化学; 通讯作者: 任战利;

E-mail: renzhanli@nwu.edu.cn

ture to mature stage. The hydrocarbon source rocks from K_1n_1 showed a relatively high thermal evolution degree, which has reached the mature oil-generating stage. The comprehensive analyses indicated that K_1d hydrocarbon source rocks are generally high in organic matters with a low thermal evolution and low hydrocarbon-generating potential. The thermal evolution degree of hydrocarbon source rocks increases with the buried depth. The K_1n_2 hydrocarbon source rocks have entered the mature oil-generating stage with a moderate organic matter abundance and relatively higher hydrocarbon-generating potential. The hydrocarbon source rocks from K_1n_1 are low in organic matter with relatively low hydrocarbon-generating potential.

Key words: hydrocarbon source rocks; organic geochemical characteristics; organic matter abundance; organic matter type; maturity; Modamuji depression; Hailaer basin

岩石有机地球化学特征对判定其是否为烃源岩、分析生烃能力具有重要意义,是评价烃源岩的重要方法和技术手段^[1]。但是,烃源岩地球化学特征只能精确刻画其物质条件,不能够较好的反映有机质生烃演化过程。国内外学者对烃源岩热演化历史做了大量研究,认为镜质体反射率(R_0)是研究有机质成熟度、恢复其热演化历史的最佳参数之一^[2-5]。

本文通过岩石热解等有机地球化学方法详细分析了莫达木吉凹陷烃源岩有机质丰度、类型及成熟度等地球化学特征,同时在恢复埋藏史的基础上,以镜质体反射率(R_0)为参数模拟其成熟度演化历史并取得了新的认识,对海拉尔盆地莫达木吉凹陷的油气资源评价有一定指导意义。

1 区域地质概况

海拉尔盆地位于内蒙古自治区呼伦贝尔盟境内,行政区划隶属于内蒙古自治区呼伦贝尔市新巴尔虎左旗,是大庆油田探区第二大含油气盆地,油气资源较丰富,目前已获油气勘探开发突破^[6]。

海拉尔盆地为断-坳转化型盆地^[7], Barremian-Aptian 期为大磨拐河组烃源岩形成的重要时期^[8]。盆地为中温型盆地,地温梯度较高,地热分布具有“南高北低”的特征,南部是盆地主要找油区^[9-11]。由于受应力传递、局部应力场几传递断层带的综合影响,盆地断陷分割性强、构造类型多样化、含油气系统复杂、勘探难度较大^[12-16]。侯海涛、申家年等^[17]的研究成果表明海拉尔盆地烃源岩有机质丰度高、有机质类型以 II - III 为主,热演化程度普遍偏低。整体而言,前人对海拉尔盆地的研究工作主要集中在南部的查干凹陷、贝尔凹陷、乌尔逊凹陷和呼和湖凹陷,关于莫达木吉凹陷的研究相对缺乏。

海拉尔盆地作为中新生代多旋回、断陷-坳陷型盆地,具有二隆三坳的构造格局特征,可划分为 16 个凹陷^[18-19],莫达木吉凹陷为其中之一,属于海拉尔盆地巴彦山隆起上的一个二级负向构造单元(图 1),断陷构造样式为单断式(图 2),凹陷主体为北东向 60° 狭长状断陷,其长约 70 km,宽约 40 km,面积约 1 048 km²,基底最大埋深约 4 200 m,盆地构造和沉积特征整体受北东向新华夏构造体系控制。研究区位于盆地中南部,截止目前仅在凹陷斜坡带完钻 3 口探井,发现部分油气显示,勘探程度低。不同学者仅对研究区断裂分布特、地质规律与煤岩特征作了简要报道^[6,20],缺乏对莫达木吉凹陷烃源岩地球化学特征的研究。

2 烃源岩地球化学特征

烃源岩地球化学特征是评价烃源岩生烃潜力大小及其有效性的重要依据^[1,21]。本文通过有机质丰度、有机质类型、成熟度特征及演化 3 个方面来分析研究区烃源岩地球化学特征。

岩石热解法(Rock-Eval)作为分析烃源岩地球化学特征、评价烃源岩应用最广泛的方法,由法国石油研究院首先提出之后在石油地质领域发挥了重要作用。该方法的原理是在氦气流保护之下,以缓慢和连续升温加热的方法模拟地质历史过程中油气的生成规律,通过观察记各个模拟温度的生烃量以此来模拟原始有机母质随埋深增加形成油气的全过程^[22]。

2.1 烃源岩有机质丰度

有机质丰度是烃源岩生烃的先决条件和物质基础,制约着生烃潜力^[1,21]。本次研究主要以有机碳含量(TOC)、生烃潜量($S_1 + S_2$)等国内外普遍使用的评价指标为依据^[23-25],按我国泥质烃源岩划分标准对该区烃源岩有机质丰度进行评价。

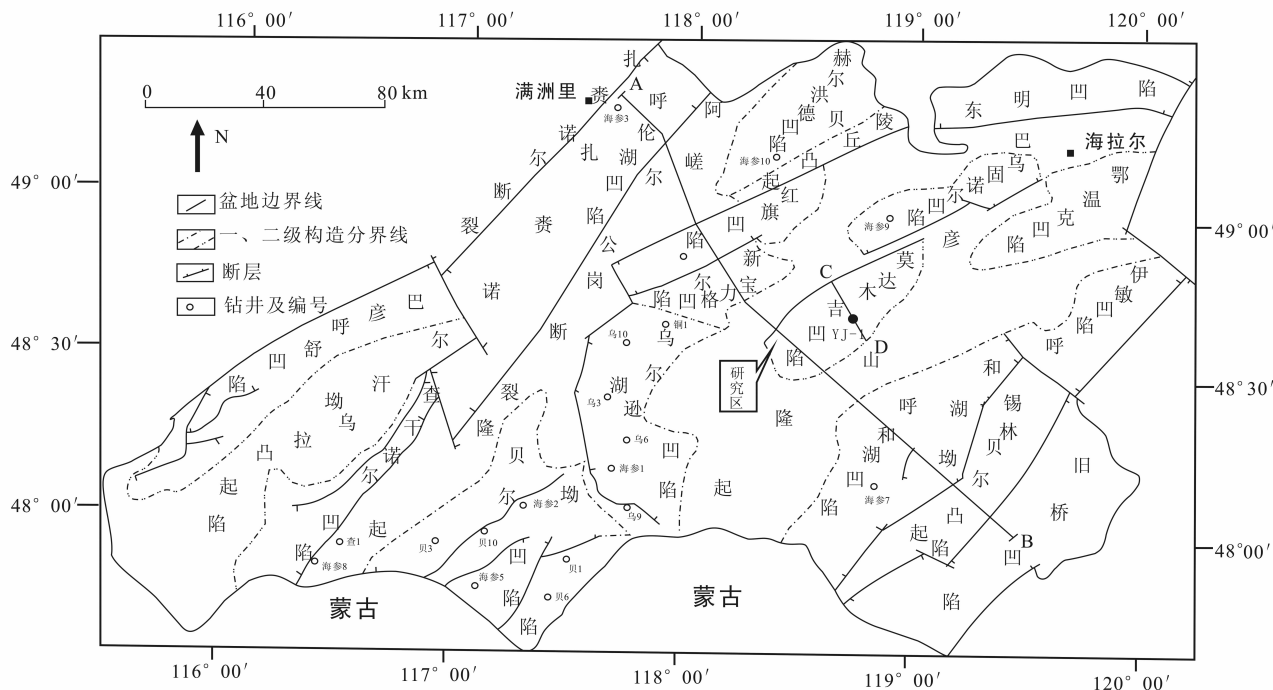


图 1 莫达木吉凹陷位置图

Fig. 1 The location of the Modamuji depression

本次研究共采集了 51 块暗色泥岩型烃源岩样品 (图 3), 通过岩石热解法分析得出: 莫达木吉凹陷各组段 TOC 含量及生烃潜量 $S_1 + S_2$ 分布特征存在较大差异, 大磨拐河组 (K_1d) 烃源岩有机质丰度整体比南屯组 (K_1n) 高 (图 4)。

大二段 (K_1d_2) TOC 含量主要位于 1.0% ~ 2.0% 之间, 高者可大于 2.0%; 生烃潜量 $S_1 + S_2$ 主要位于 2.0 ~ 6.0 mg/g 之间, 有机质丰度以中等-好为主。

大一段 (K_1d_1) TOC 含量和生烃潜量 $S_1 + S_2$ 较大二段明显增加, 其中 TOC 含量主要位于 1.0% ~ 2.0% 之间, 部分 TOC 含量大于 2.0%; 生烃潜量 $S_1 + S_2$ 主要位于 2.0 ~ 6.0 mg/g 之间, 高者可大于 6.0 mg/g, 有机质丰度以中等 - 好为主。大一段 (K_1d_1)、大二段 (K_1d_2) TOC 含量和生烃潜量 $S_1 + S_2$ 分布范围相同, 但是大一段 (K_1d_1) 有机质丰度明显高于大二段 (图 4)。

南屯组 (K_1d) 有机质丰度较大磨拐河组 (K_{1n}) 明显降低, 南二段 (K_{1n_2}) TOC 含量主要位于 0.5%~1.0% 和 1.0%~2.0% 之间; 生烃潜量 $S_1 + S_2$ 主要位于 2.0~6.0 mg/g 之间, 有机质丰度以中等烃源岩级别为主。

南一段 (K_1n_1) TOC 含量较南二段 (K_1n_2) 进一步降低, 南一段 (K_1n_1) 上部 TOC 含量主要

位于 0.5%~1.0% 之间, 下部 TOC 含量则位于 0.0%~0.5% 之间; 生烃潜量 $S_1 + S_2$ 主要位于 0.0~2.0 mg/g 之间, 有机质丰度以差烃源岩级别为主。

综合分析 TOC 含量和 $S_1 + S_2$ 两项有机质丰度参数可知: 莫达木吉凹陷大磨拐河组 (K_1d) 烃源岩有机质丰度高于南屯组 (K_1n), 达到中等 - 好烃源岩标准, 其中大一段 (K_1d_1) 烃源岩各个有机质丰度指标均大于大二段 (K_1d_2); 南二段 (K_1n_2) 的有机质丰度以中等烃源岩级别为主, 南一段 (K_1n_1) 有机质丰度最低, 有机质丰度各项参数指标均位于差烃源岩级别范畴 (图 4)。

2.2 有机质类型

除有机质丰度外,有机质类型也是评价烃源岩生烃潜力的重要参数之一。本文主要采用3类四分法划分方案,运用热解分析法及干酪根组分镜检法来分析研究区有机质类型。

不同类型有机质可依据氢指数 (IH) 与热解峰温 ($T_{\max}$) 的相互关系判别。通过对 51 块岩石样品热解参数的分析, 选取了各组段具有代表性样品 24 块, 根据其氢指数 (IH) 与热解峰温 ($T_{\max}$) 来分析研究区烃源岩有机质类型, 分析结果为大磨拐河组 (K_1d) 烃源岩干酪根类型以 $II_2 - III$ 型; 南屯组 (K_1n) 烃源岩干酪根类型与大磨拐河组

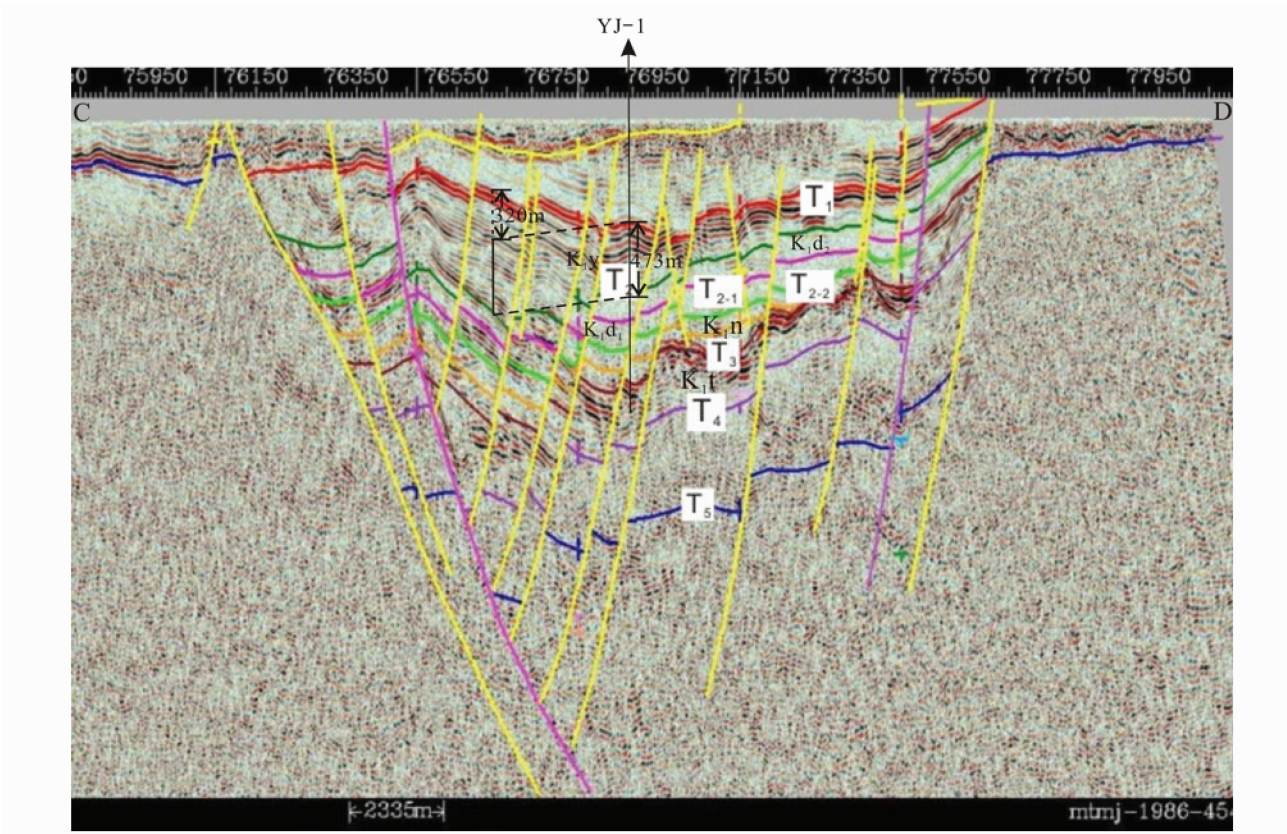


图 2 莫达木吉凹陷 C-D 测线地震解释剖面

Fig. 2 The C-D line seismic interpretation profile of the Modamuji depression

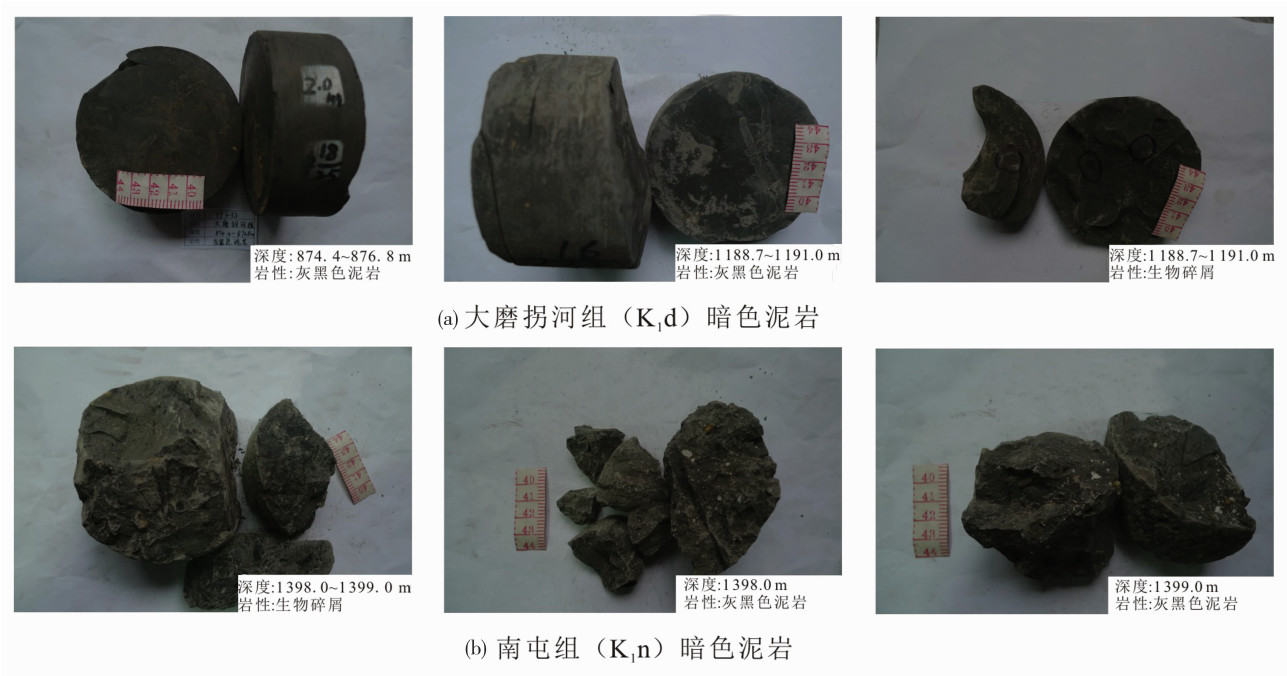


图 3 莫达木吉凹陷暗色泥岩照片

Fig. 3 Dark mudstone photos of the Modamuji depression

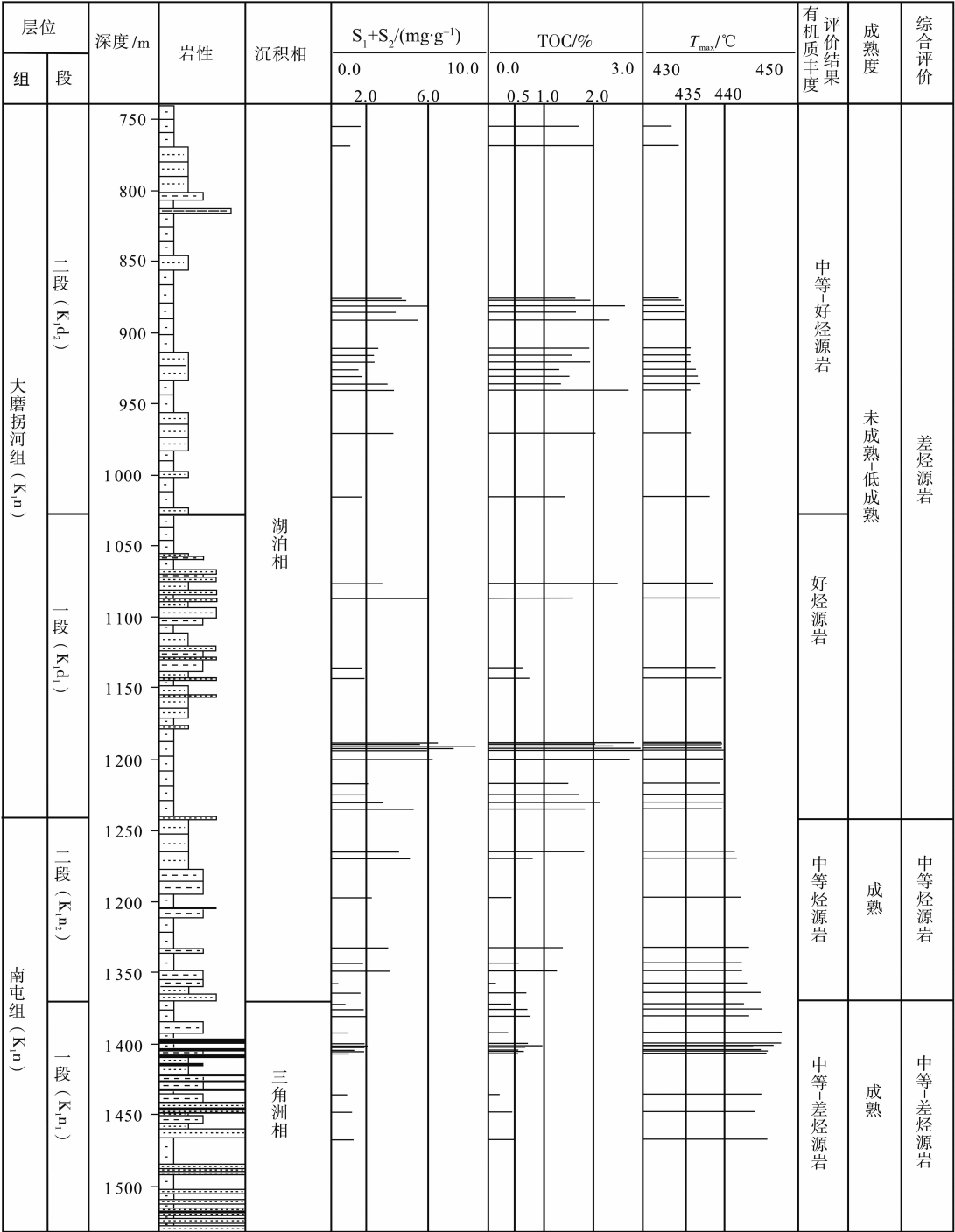


图 4 莫达木吉凹陷烃源岩综合评价柱状图

Fig. 4 Comprehensive evaluation column of the Modamuji depression hydrocarbon source rocks

(K₁d) 存在一定的差异性, 主要发育Ⅱ₂ - Ⅲ型, 但分布有一定数量的Ⅱ₁型。综合上述热解分析结果可知: 莫达木吉凹陷烃源岩干酪根类型整体以Ⅱ₂ - Ⅲ为主(图5)。

岩石热解法在模拟地质历史过程中油气生成规律时可以得出各个模拟温度下可靠的生烃量数据,

运用这些热解参数可以较好的划分的干酪根有机质类型。干酪根组分镜检分析法是直观的观察干酪根显微组分镜下特征和含量, 根据不同类型的有机质所含显微组分镜下特征不同可准确的划分其干酪根类型。根据不同干酪根显微组分对生烃的贡献大小选取不同加权系数, 即腐泥组生烃潜力最大, 加权

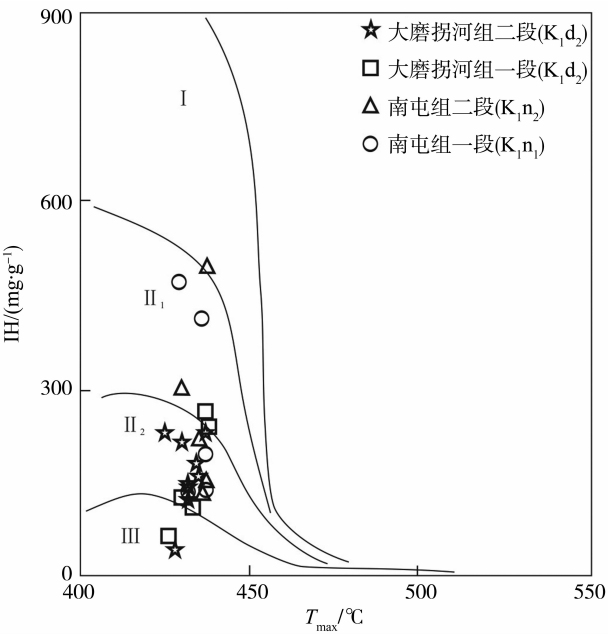


图 5 莫达木吉凹陷烃源岩
IH- $T_{\max}$ 关系图

Fig. 5 The hydrocarbon source rocks of
IH- $T_{\max}$ diagram of in the Modamuji depression

系数取 +100；惰质组生潜力最小，取 -100；壳质组有一定的生烃潜力，取 +50；镜质组与壳质组相比较差，但其生烃潜力较腐泥组大，取 -75。将统计所得的各组分百分含量，按以上加权系数算出类型指数（TI）值^[26-27]。计算公式为：

$$TI = \frac{a \cdot (+100) + b \cdot (+50)}{100} + \frac{c \cdot (-75) + d \cdot (-10)}{100}$$

式中， a ， b ， c ， d 分别为腐泥组、壳质组、镜质组和惰质组百分含量。规定当 $TI \geq 80$ 为 I 型干酪根， $40 \leq TI < 80$ 为 II₁ 型干酪根， $0 \leq TI < 40$ 为 II₂ 型干酪根， $TI < 0$ 为 III 型干酪根。

莫达木吉凹陷烃源岩同组段其他深度范围内干酪根镜检分析结果（表 1）表明：大磨拐河组（K₁d）以壳质组为主，含量基本都大于 50%，其次为镜质组，含量在 30% 左右，含有少量的腐泥组，基本不含惰质组，干酪根类型以 II₂ 型为主；南屯组（K₁n）干酪根组分以镜质组为主，含量在 67.85% ~ 78.16% 之间，其次为壳质组，含量在 21.20% ~ 30.87%，基本不含惰质组和腐泥组，干酪根类型以 III 型为主。

由于烃源岩热解样品和干酪根镜检分析样品取样深度不同，两项分析测试结果呈现出一定差异性，在判定其有机质类型时应该综合两项测试结果，得出大磨拐河组（K₁d）和南屯组（K₁n）烃源岩有机质类型整体以 II₂ - III 型为主。

2.3 成熟度特征及演化

研究区有机质丰度和类型的研究表明该区生烃的物质基础较好，但是热演化程度是大量生烃的必要条件。为了全面分析该区烃源岩地球化学特征，明确凹陷生烃潜力大小，需要进一步研究有机质成熟度及演化过程。

2.3.1 有机质成熟度特征 目前，国内外研究烃源岩热演化程度的方法及参数指标较多，其中镜质体反射率（ R_0 ）是研究有机质成熟度的最佳参数之一^[28-31]。因此，本文选取该指标分析凹陷有机质成熟度特征及演化，并结合热解峰温（ $T_{\max}$ ）进行对比分析。

表 1 干酪根组分镜检及热解分析结果

Table 1 The results of microscopic examination of the kerogen components and isotope analysis

层位	岩性	干酪根组分/%				类型 指数	类型	热解	综合判定
		a	b	c	d				
大磨拐河组 (K ₁ d)	灰黑色泥岩	1.61	69.45	28.94	0.00	14.63	II ₂		
		10.8	60.19	29.01	0.00	19.14	II ₂		
		4.23	63.52	30.94	1.30	11.48	II ₂	II ₂ - III	II ₂ - III
		11.53	54.83	33.33	0.31	13.63	II ₂		
		4.91	65.61	29.48	0.00	15.61	II ₂		
南屯组 (K ₁ n)	灰黑色含砾泥岩	0.00	30.87	67.85	1.29	-36.74	III		
		0.32	21.20	78.16	0.32	-48.02	III	II ₂	II ₂ - III

大磨拐河组 (K_1d) 烃源岩热演化程度较低, 大二段 (K_1d_2) 和大一段 (K_1d_1) 镜质体反射率 (R_o) 分别位于 0.50%~0.62% 和 0.50%~0.69% 之间, 均刚达到生烃门限, 处于未成熟-低成熟阶段。随着埋深增加, 成熟度演化程度增加。南屯组 (K_1n) 镜质体反射率在 0.64%~0.85% 之间, 热演化程度明显高于大磨拐河组 (K_1d), 处于成熟生烃阶段 (图 6)。

图 5 显示大磨拐河组 (K_1d) 热解峰温 (T_{max}) 位于 428~434 °C 之间, 处于未成熟-低成熟阶段; 南屯组 (K_1n) 烃源岩热解峰温 (T_{max}) 介于 435~438 °C, 高于大磨拐河组 (K_1d), 整体处于成熟阶段, 与镜质体反射率法分析结果一致。

结合这两个参数指标分析得出: 莫达木吉凹陷大磨拐河组 (K_1d) 成熟度低, 处于未成熟-低成熟阶段, 到南屯组 (K_1n) 顶部, 凹陷开始进入成熟生烃门限, 南屯组 (K_1n) 烃源岩热演化程度较大磨拐河组 (K_1d) 高, 整体处于成熟生烃阶段。

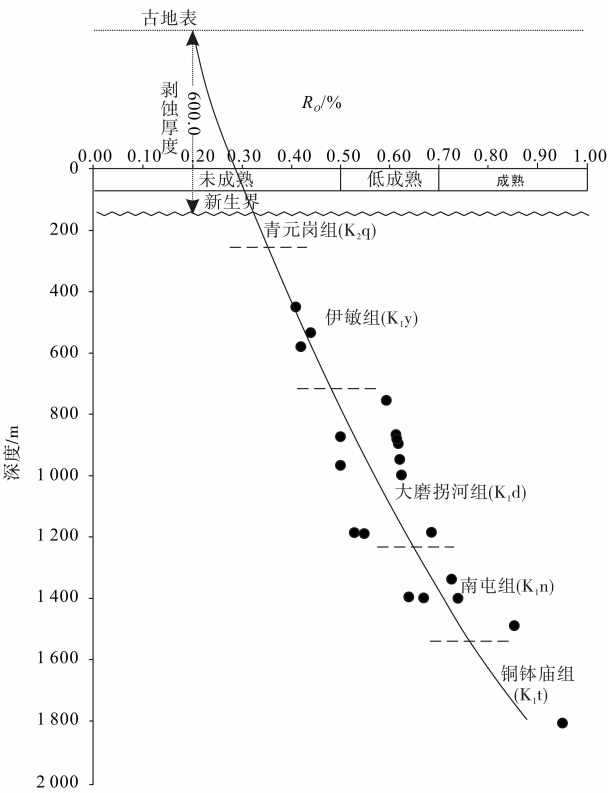


图 6 莫达木吉凹陷成熟度演化关系图
Fig. 6 Maturity evolution diagram in the Modamuji depression

2.3.2 成熟度演化 为了明确莫达木吉凹陷生烃潜力, 在摸清烃源岩现今成熟度的基础之上, 进一步分析研究区烃源岩热演化历史。

建立研究区热演化历史的前提是恢复其埋藏史。恢复埋藏史首先要计算其剥蚀厚度, 由镜质体反射率 (R_o) 法得出了研究区青元岗组 (K_2q) 顶面剥蚀厚度为 600 m。镜质体发射率 (R_o) 方法只能恢复最新一期抬升剥蚀事件, 对于发生过多次抬升剥蚀事件的研究区, 镜质体发射率 (R_o) 法并不能恢复早期事件的剥蚀厚度。崔军平、任战利等人对海拉盆地热演化史的研究证实了研究区在伊敏组 (K_1y) 沉积期 (100 Ma 左右), 发生过一次抬升事件^[32]。该事件导致的伊敏组 (K_1y) 顶面剥蚀厚度并不能通过镜质体反射率 (R_o) 法得到, 而是利用地层厚度趋势法原理, 通过莫达木吉凹陷过 YJ-1 井的 C-D 测线的地震解释剖面 (图 2) 估算出伊敏组 (K_1y) 顶面剥蚀厚度约为 320 m。

在恢复剥蚀厚度和埋藏史图恢复基础之上以现今地温场为基础, 以 R_o 古温标参数为约束, 恢复研究区斜坡带 YJ-1 井烃源岩热演化历史 (图 7)。

烃源岩热演化模拟结果表明研究区不同层段烃源岩成熟度演化特征存在差异性, 莫达木吉凹陷于早白垩世早期沉降较快、地温梯度迅速升高, 南屯组 (K_1n) 烃源岩热演化程度增加, 至早白垩世晚期约 104 Ma 南一段 (K_1n_1) 进入生烃门限, 深度约 1 209.5 m, 有机质开始进入低成熟阶段; 100 Ma 左右盆地开始抬升, 烃源岩热演化进程变慢, 直至 96 Ma 凹陷重新接受沉积, 热演化程度再次加深, 南一段 (K_1n_1) 镜质体反射率于 82.1 Ma 达到 0.70%, 有机质达到成熟生烃阶段; 75 Ma 左右二次较大抬升使得晚白垩世末以来, 凹陷处于降温阶段, 生烃过程减慢甚至停止。南二段 (K_1n_2) 烃源岩于 101.5 Ma 达到生烃门限, 深度约为 1 340.5 m, 直至 100 Ma 左右有机质全部进入低成熟阶段。研究区第一次抬升延缓了烃源岩热演化进程, 96 Ma 左右凹陷二次沉降, 南二段 (K_1n_2) 底部烃源岩于 75.4 Ma 达到成熟生烃阶段; 75 Ma 左右发生二次较大幅度抬升使得凹陷温度降低, 因此该套烃源岩经历了短暂生烃过程之后随着凹陷的降温逐渐停止生烃。至今为止, 南二段 (K_1n_2) 烃源岩经历了未成熟-低成熟的演化过程, 只有底部少量烃源岩达到了成熟生烃阶段。因此认为 104~75 Ma 为研究区南屯组 (K_1n) 主要生烃期。

大磨拐河组 (K_1d) 地层在早白垩世早期经历了快速沉降-抬升-二次沉降的演化过程, 大一段 (K_1d_1) 烃源岩于早白垩世晚期 100 Ma 进入生烃门限, 深度约 1 309.5 m, 此时, 发生第一次抬升, 热演化进程较之前变缓, 至凹陷的二次沉降, 大一

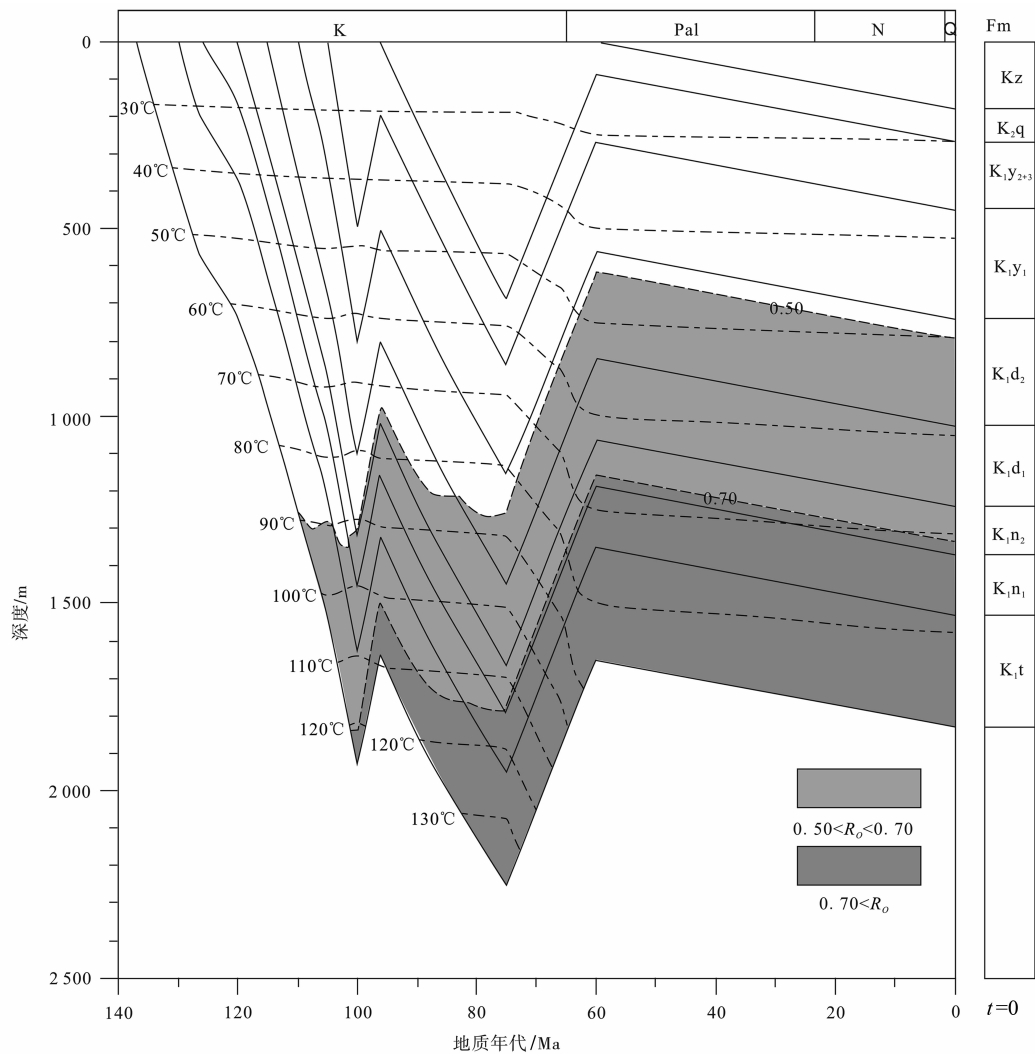


图 7 莫达木吉凹陷烃源岩成熟度演化史

Fig. 7 Maturity evolution history of hydrocarbon source rocks in the Modamuji depression

段烃源岩于 85.3 Ma 全部进入低成熟阶段。大一段烃源岩成熟度演化模拟表明两次地层抬升对其有机质热演化程度影响较大，大一段（K₁d₁）烃源岩至今仍处于低成熟阶段。由于凹陷内地层第一次整体抬升的影响，大二段（K₁d₂）于 83.5 Ma 进入生烃门限，此时凹陷处于二次沉降阶段，烃源岩热演化随着埋深而增大，但是凹陷第二次较大抬升使得大二段（K₁d₂）上部烃源岩并未进入生烃门限，大二段（K₁d₂）迄今只有中下部烃源岩达到生烃门限且成熟度低，地层顶部烃源岩热演化程度仍处于门限之上的未成熟阶段。大磨拐河组（K₁d）烃源岩热演化程度整体较低，生烃潜力小。

3 结 论

综合分析莫达木吉凹陷有机质丰度、类型、成熟度及其演化特征，取得了以下认识：

- 1) 大磨拐河组（K₁d）烃源岩有机质类型为Ⅱ₂－Ⅲ型，有机质丰度高，达到中等－好烃源岩级别，但热演化程度底，处于低成熟阶段，生烃潜力小，为差烃源岩。
- 2) 南屯组烃源岩有机质类型为Ⅱ₂－Ⅲ型，处于成熟生烃阶段，南二段（K₁n₂）有机质丰度较高，生烃潜力较大，为中等烃源岩，是研究区内最好的生烃层位；南一段（K₁n₁）有机质丰度相对最低，属于差烃源岩级别，生烃潜力较小，为差烃源岩。
- 3) 莫达木吉凹陷南屯组（K₁n）烃源岩在白垩纪晚期达到最大古地温，主要生烃期为 104 ~ 75 Ma,晚白垩世末以来盆地处于降温阶段，生烃过程减慢甚至停止。

参考文献：

[1] 柳广弟,张厚福. 石油地质学[M]. 北京:石油工业出

版社,2009:157-170.

[2] 任战利. 沉积盆地热演化史研究新进展[J]. 地球科学进展,1992,7(3):43-48.

[3] PETERSEN H I, ANDERSEN C, HOLME A C, et al. Vitrinite reflectance gradients of deep wells with thick chalk sections and high pressure: Implications for source for rock maturation, Danish - Norwegian Central , North Sea[J]. International Journal of Coal Geology,2012,100: 65-81.

[4] 蒋国豪,胡瑞忠,方维萱. 镜质体反射率(R_0)推算古地温研究进展[J]. 地质地球化学,2001,29(4):40-44.

[5] 袁玉松,朱传庆,胡圣标. 江汉盆地热流史、沉积盆地构造演化与热事件[J]. 地球物理学进展,2007,2(3): 934-939.

[6] 张吉光,彭威,王志国. 海拉尔盆地断陷比较评价与勘探方向[J]. 中国石油勘探,2007(4):6-13.

[7] 刘树根,罗志立,赵锡奎,等. 内蒙古海拉尔盆地演化研究[J]. 成都地质学院学报,1993,20(2):78-86.

[8] 黄清华,赵来时,卢占武,等. 内蒙古海拉尔盆地大磨拐河组孢粉化石及时代浅析[J]. 地质科技情报,2006,25(1):19-26.

[9] 崔军平,任战利,陈玉林. 海拉尔盆地贝尔凹陷热演化史与油气关系研究[J]. 沉积学报,2010,29(2):388-394.

[10] 崔军平,任战利,苏勇,等. 海拉尔盆地现今地温场与油气关系[J]. 石油勘探与开发,2007,33(4):445-450.

[11] 崔军平,任战利,肖晖,等. 海拉尔盆地地温分布及控制因素研究[J]. 地质科学,2007,42(4):656-665.

[12] 陈守田,刘招君,崔凤林,等. 海拉尔盆地含油气系统[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2002,32(2):151-154.

[13] 陈守田,刘招君,刘杰烈. 海拉尔盆地构造样式分析[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2005,35(1):39-42.

[14] 张吉光. 海拉尔盆地构造特征与含油气性探讨[J]. 大庆石油地质与开发,1992,11(1):14-20.

[15] 张吉光. 海拉尔盆地不整合面的确定与油气地质意义[J]. 大庆石油地质与开发,2002,21(5):8-10.

[16] 陈均亮,吴河勇,朱德丰,等. 海拉尔盆地构造演化及油气勘探前景[J]. 地质科学,2007,42(1):147-159.

[17] 侯海涛,申家年. 海塔盆地中部断陷带烃源岩地球化学特征研究[D]. 大庆:东北石油大学,2013.

[18] 张长俊,龙永文. 海拉尔盆地沉积相特征与油气分布[M]. 北京:石油工业出版社,1995:1-8.

[19] 王青海,陈守田,唐建人. 海拉尔盆地油气勘探开发前景[J]. 中国石油勘探,2002,7(3):16-19.

[20] 郝胜发. 莫达木吉煤田中部井田的地质规律与煤岩特征[J]. 理论视野,2011(1):271.

[21] 候读杰,冯子辉. 油气地球化学[M]. 北京:石油工业出版社,2011:169-200.

[22] 邬立言,顾信章. 热解技术在我国生油岩研究中的应用[J]. 石油学报,1986,7(2):13-19.

[23] 尚慧芸,李晋超. 陆相生油岩有机质的丰度及类型[J]. 石油学报,1981,2(4):8-16.

[24] 查明,赵永军,毛超林,等. 生油岩热解生烃潜力及生烃动力学研究[J]. 地质论评,1994,40(增刊):63-69.

[25] 陈建平,黄第藩,陈建军. 酒东盆地油气生成和运移[M]. 北京:石油工业出版社,1996:14-31.

[26] 曹庆英. 透射光下干酪根显微组分鉴定及类型划分[J]. 石油勘探与开发,1985(5):14-23.

[27] 涂建琪,王淑芝,费轩冬. 干酪根有机质类型划分的若干问题的探讨[J]. 石油实验地质,1998,20(2):187-191.

[28] 任战利. 中国北方沉积盆地构造热演化史研究[M]. 北京:石油工业出版社,1999:1-50.

[29] 任战利,田涛,李进步,等. 沉积盆地热演化史研究方法于叠合盆地热演化史恢复研究进展[J]. 地球科学与环境学报,2014,36(3):1-20.

[30] 任战利,崔军平,李进步,等. 鄂尔多斯盆地渭北隆起奥陶系构造-热演化史恢复[J]. 地质学报,2014,88(11):2044-2056.

[31] 田涛,任战利,马国福,等. 雅布赖盆地萨尔台凹陷烃源岩地球化学特征、成熟度演化与油气关系[J]. 地球物理学进展,2014,29(6):2745-2753.

[32] 崔军平,任战利. 海拉尔盆地热演化史与油气成藏史研究[D]. 西安:西北大学,2004.