

文章编号: 1001-6112(2007)01-0088-07

不同烃源岩实验评价方法的对比

刘全有¹, 刘文汇^{2,3}, 王晓锋³, 王万春³

(1. 中国石油天然气股份有限公司 勘探开发研究院, 北京 100083; 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; 3. 中国科学院 兰州油气研究中心, 兰州 730000)

摘要:在 Rock-Eval 热解法、H/C 比及加水热模拟实验 3 种烃源岩生烃潜力评价方法对比的基础上, 对塔里木盆地满加尔坳陷低成熟侏罗系煤岩进行了生烃评价。对比结果表明, H/C 比值与加水热解实验法评价结果较接近, 生烃量分别为 9.62 和 9.72 mg/g, 而 Rock-Eval 热解法得到的生烃潜力为 32.75 mg/g, 远高于其他两种评价结果。Rock-Eval 热解法得到的是烃源岩的最大排烃量, 而 H/C 比与加水热模拟实验法获得的是烃源岩的有效排烃量。因此, 在对烃源岩的生烃评价中要根据实际需求选择不同的评价方法。

关键词: Rock-Eval 热解法; H/C 比值; 加水热模拟实验; 生烃评价; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

COMPARISONS OF GEOCHEMICAL METHODS FOR ASSESSMENT OF HYDROCARBON-GENERATING POTENTIAL

Liu Quanyou¹, Liu Wenhui^{2,3}, Wang Xiaofeng³, Wang Wanchun³

(1. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;*

2. Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;

3. Key Laboratory of Gas Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou, Gansu 730000, China)

Abstract: In this context, on the basis of comparison of three geochemical methods for assessment of source rocks, Rock-Eval pyrolysis, H/C ratio and hydrous pyrolysis, the hydrocarbon-generating potential of the low-mature coal in the Manjiaer sag, Tarim Basin, was determined. The compared results show that the potential of hydrocarbon-generating obtained by H/C ratio is similar with that by hydrous pyrolysis. The yields of hydrocarbon-generation based on the methods of H/C ratio and hydrous pyrolysis are 9.62 and 9.72 mg/g, respectively. In contrast, the yield of hydrocarbon formation is 32.75 mg/g by using method of Rock-Eval pyrolysis, higher than those obtained by the other two methods. It is provided the maximum yield of hydrocarbon generation for Rock-Eval pyrolysis, whereas the effective expelling of hydrocarbons will be obtained by H/C ratios and hydrous pyrolysis. Therefore, it would be necessary for hydrocarbon source assessment to use the geochemical method based on the special regions and aims.

Key words: Rock-Eval pyrolysis; H/C ratio; hydrous pyrolysis; hydrocarbon-generating assessment; Tarim Basin

在过去的几十年里,石油地球化学家成功地应用常规分析法对烃源岩进行定量描述,包括岩石中有机质的数量、质量以及成熟度。近年来,人们又开始强调对烃源岩定量生烃和排烃的评价。利用 Rock-Eval 热解方法,结合 H/C 比值,可以有效地对烃源岩热演化史进行评价。H/C 比值作为评定有机质成熟度的一种方法,能够快速地对有机质的

转化率进行评价;而利用 H/C 比值与加水热解实验可以比较客观地评价烃源岩的液态烃排出量,根据它们之间相互关系能快速有效地对成熟烃源岩排出原油数量进行评价^[1]。Rock-Eval 热解法通过与成熟烃源岩氢指数(I_H)的比较来估计同一源岩的未熟氢指数^[2,3]。随着成熟度增加,氢指数降低,反映了有机质转化为原油的比例。由于源岩成

收稿日期: 2006-03-19; 修订日期: 2006-12-06。

作者简介: 刘全有(1975—),男(汉族),山西朔州人,博士后,主要从事油气地质与地球化学领域的研究工作。

熟度演化程度的不同,有机质生烃量会有很宽的范围^[4],因此利用未熟烃源岩的原始氢指数和 S_2 来评价烃源岩生烃潜力会带来一定的风险。

当有机质数量、质量以及成熟度已知时,就可以对源岩的生烃潜力和生烃史进行评价,但差烃源岩、好烃源岩以及优质烃源岩的判识标准都随着热演化史发生变化^[1]。最近,人们通过测定实验中总有机碳含量(TOC)来评价岩石中的有机质丰度,但从岩石晶格中分离和定量有机元素是非常困难的。例如,利用潮湿化学法从粉碎的岩石中分离干酪根,由于残余物质(硫铁矿)的影响而无法准确定量。依据烃源岩热成熟度和有机质类型,优质烃源岩中的有机质大约为 1.25 TOC。有机质类型一般可通过 Rock-Eval 热解法和有机质显微组分组成特点来确定。Rock-Eval 热解法作为有效评价源岩有机质的方法可对烃源岩的生烃潜力进行评价^[5]。Rock-Eval 热解仪多种多样,但它们均能给出岩石的游离烃含量 S_1 、干酪根热解生烃总量 S_2 、 CO_2 生产量 S_3 ,通过 S_2 和 S_3 能计算出岩石中氢、氧指数。根据这些参数可绘制出 Van Krevelen 的 H/C 和 O/C 关系图^[5]。如果成熟度已知,利用 H/C 比可直接对干酪根进行生烃评价;如果干酪根类型确定,那么 H/C 比也可作为一种成熟度指标。有机质类型通常可单独通过有机质显微组分分析确定^[6],也可利用源岩原始母质类型的 $\delta^{13}C_{PDB}$ 来确定,一般 $\delta^{13}C_{PDB}$ 值小于 -28% 为 I 型母质; $\delta^{13}C_{PDB}$ 值 $-27\% \sim -24\%$ 为 II 型母质; $\delta^{13}C_{PDB}$ 值大于 -24% 为 III 型母质^[7,8]。除了有机质数量、类型和成熟度外,石油生成还应包括源岩垂向、水平展布、有机质相变和已达到成熟度的泻油面积^[9]。也有学者着重强调源岩沉积环境的化学特征,通过沉积时的相对氧化程度来建立有机质的保存程度^[10]。同时,生物标志化合物的分析也至关重要^[11]。在评价烃源岩生烃量之前,烃源岩的原始生烃潜力与有机质转化率必须确定下来,而在建立岩石原始生烃潜力时,原始 TOC 和干酪根类型也

必须已知。本文通过对比常用的 3 种烃源岩生烃潜力评价方法,阐述它们各自的适用范围,为有效评价烃源岩生烃潜力提供科学依据。

1 煤系有机质原始碳的恢复

根据干酪根热解生烃机理,各类烃源岩中的一般生烃物质在未进入大量生烃和排烃时,烃源岩中的有机碳定义为原始有机碳,其生烃潜力为原始生烃潜力。当源岩埋深达到生烃门限深度,有机质受热温度达到生烃门限温度时,干酪根开始大量热解生烃和排烃。烃源岩热演化程度越高,有机碳和剩余生烃潜力越低。在评价原油生成量之前,源岩原始生烃潜力与有机质转化率需要确定下来;在建立岩石原始生烃潜力时,原始 TOC 和干酪根类型也需确定下来。这样,在研究烃源岩时,原始 TOC 和原始干酪根类型须重新建立,而对已转化为原油的干酪根类型特征也须确定。

塔里木盆地满加尔坳陷侏罗系煤系有机质演化程度较低, R_o 为 0.4% ,干酪根类型为 III—II₂ 型,其地球化学特征如表 1, Rock-Eval 热解数据如表 2。

根据物质平衡原理:

$$C_o = C_r K_c \quad (1)$$

式中 C_o 为原始有机碳, C_r 为残留有机碳, K_c 为有机碳恢复系数。

$$(S_1 + S_2)_o = (S_1 + S_2)_r K_s \quad (2)$$

式中 $(S_1 + S_2)_o$ 为原始生烃潜力, $(S_1 + S_2)_r$ 为残留生烃潜力, K_s 为生烃潜力恢复系数。

曾凡刚等^[8]研究表明,残留有机碳恢复系数与其镜质体反射率呈线性关系,而残留生烃潜力恢复系数与镜质体反射率呈二次函数关系。在残留有机碳及残留生烃潜力恢复系数中,利用降解率可使计算简单化,因为残留降解率可由 Rock-Eval 热解法准确求得,而原始降解率则与母质类型密切相关。在烃源岩整个成熟期(干酪根生烃结束),I 型

表 1 塔里木盆地煤系地球化学特征

Table 1 Geochemical characteristics of the coal in the Tarim Basin

井号	深度/m	层位	岩性	$R_o, \%$	$\delta^{13}C_{PDB}, \%$	TOC, %	$T_{max}/^\circ C$
华英参 1 井	3 075~3 077	J	煤	0.4	-24.2	67.41	436

表 2 塔里木盆地煤系 Rock-Eval 热解数据

Table 2 Data of Rock-Eval pyrolysis for the coal from the Tarim Basin

岩性	S_1	S_2	S_3	I_H	I_O	$S_1 + S_2$
煤	1.56	22.08	15.04	32.75	22.31	23.64

表 3 塔里木盆地煤系原始有机质地球化学特征

Table 3 Original organic geochemical characteristics of the coal in the Tarim Basin

岩性	$D_0, \%^{1)}$	K_c	K_s	原始 TOC, %	原始生烃潜力($S_1 + S_2$)/ ($mg \cdot g^{-1}$)	烃源岩转化率, %
煤	0.2	1.03	1.18	69.49	27.8	3.0

1)因煤岩干酪根为Ⅲ-Ⅱ₂型,故原始降解率 D_0 取Ⅲ型干酪根原始降解率的上限 0.2%。

干酪根损失 80%~85%的有机碳,Ⅱ型干酪根损失 45%~60%的有机碳,而Ⅲ型干酪根有机碳损失 10%~20%^[12~18]。

根据残留有机碳和残留生烃潜力恢复系数之间相关性并利用降解率,可得到如下方程:

$$K_c = \frac{1 - D_r}{1 - D_0} \quad (3)$$

$$K_s = K_c \frac{D_0}{D_r} \quad (4)$$

式中 D_0 为原始降解率, D_r 为残留降解率。

在有机质类型确定以后,根据方程(1),(2),(3),(4)可计算 K_c 和 K_s ,然后可以计算得到原始 TOC 和原始有机质生烃潜力(表 3)。

2 煤系有机质原始 H/C 比的确定

氢元素在干酪根生烃潜力中起着关键作用^[18,19]。富氢有机质普遍比贫氢有机质更易生油,因为油是富含氢的。无论残余碳的数量如何,在干酪根用完氢后,生油就会结束。因此,富含氢的有机质为好烃源岩,贫氢干酪根为差烃源岩。评价干酪根中氢含量的方法主要包括 H/C 比值和 Rock-Eval 热解法的氢指数。

H/C 比值是干酪根类型评价最为有效的指标^[6]。在煤岩化学研究的基础上,Tissot 等^[20]将干酪根分为 3 类,其主要依据为 H/C 比值。Jones 和 Edison^[21]报道了 H/C 比值作为干酪根类型指数的可靠性。Jones 和 Demaison^[22]研究了热解氢指数与 H/C 比值之间的差异性,并依据干酪根 H/C 比而不是热解产率初步划分了有机质沉积相和源岩生烃潜力,认为有机相 B(Ⅱ)是世界上生油的主要烃源岩,并分别列举了页岩、碳酸盐岩、磷灰岩的 H/C 比值。当这些烃源岩为未熟时,90%以上的生油有机质 H/C 比值介于 1.2~1.4 之间。这些干酪根的 H/C 比值具有可比性,因为这些烃源岩的原始有机物组成相似(藻类、细菌),并且在相似的沉积环境中沉淀下来(闭塞环境与还原环境)。然而与 Rock-Eval 热解的氢指数相比,由于测定 H/C 比值耗时且分析费昂贵,使得 H/C 应用较少。Rock-Eval 热解法至今仍是烃源岩评价的

主要工具,主要是它能快速、廉价地对全岩进行生烃评价^[23]。利用氢指数、氧指数(I_0)确定干酪根类型,类似于 Van Krevolen 的 H/C 与 O/C 比值^[5],但是,要获得完整的 H/C 比值比用 Rock-Eval 法获得氢指数困难^[6,24,25]。同时,同一块烃源岩利用氢指数评价误差要大于 H/C 比值^[26,27]。关于氢指数与 H/C 比测定之间的差异已有许多学者进行了论述^[17,28,29],他们认为与 H/C 比值相比,Rock-Eval 热解法的氢指数过低地评价干酪根类型^[24]。两种方法间的差异主要由于矿物晶格(特别是贫有机质岩石)、沥青污染以及分析方法(热解或燃烧)所引起。另外,Rock-Eval 热解仪分析测试误差一般大约为 ±10%^[24],而 H/C 比值法分析测试误差为 ±0.5%。对于生油干酪根,H/C 比值在 1.0 到 1.5 之间,分析误差大约为 ±(3%~5%)。

准确评价原始干酪根类型是计算生烃转化率的先决条件。Dow^[12]和 Daly 与 Edman^[15]从理论上计算了干酪根有机碳损失的重量百分率。假设干酪根损失 H 与 C 的比例与它们生成产物的比例是相等的,全世界典型原油的 H/C 比为 1.8~1.85^[13,18]。在忽略早期生成少量甲烷的情况下,这些数据表明,在生烃高峰,每 100 个碳原子将消耗 185 个氢原子(H/C 为 1.85);在湿气阶段,每 100 个碳原子消耗 300 个氢原子(H/C 为 3.0);在干气阶段,每 100 个碳原子消耗 400 个氢原子(H/C 为 4.0)。化学计算结果如图 1,图中显示了 3 种干酪根 H/C 比值与有机碳损失重量百分比。有机质损失途径可作为原始 H/C 比值的一种体现。

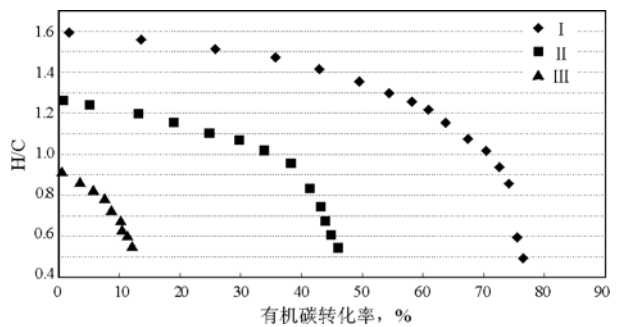


图 1 不同类型干酪根有机碳转化率与 H/C 比值关系^[1]

Fig. 1 Relationship between organic carbon conversion and H/C ratio for different types of kerogen

烃源岩转化率可用有机碳损失量除以最大有机碳损失量来粗略估算。例如: II 型干酪根原始 H/C 比值为 1.26 时,有机碳损失 0%;而当 H/C 比值为 1.0 时,有机碳损失大约 33%,那么它已经生成的烃类占总烃量的 70%,因为其最大有机碳损失量为 46%。I 型有机质具有较高的原始 H/C 比值(1.59),在 H/C 比值为 1.0 时,大约已转化生成总烃类的 90%。这样,石油的最终生成量应与原始 TOC 和原始干酪根氢含量成比例。Dung^[30]指出费托定量分析转化率与澳大利亚油页岩的 H/C 具有非常好的相关性。因此,在成熟阶段,可通过化学计量计算得出 H/C 比值减少与有机碳重量损失百分比。

根据图 1 H/C 比值与有机碳转化率关系,当塔里木盆地侏罗系煤岩的有机质转化率为 3.0% 时,其原始烃源岩的 H/C 比值应为 0.91。

3 煤系有机质排烃的初步定量估算

准确地估算从成熟烃源岩中排出的烃量一直是人们梦寐以求的。虽然在加水热解实验作为一种常规方法被应用之前,还无法取代 Rock-Eval 热解法中 S_2 作为烃源岩定量评价的有效参数,但是, Rock-Eval 热解参数仅能给出现在源岩的生烃潜力,而无法确定排烃信息。人们已经认识到仅依靠 S_2 会过高评价生烃潜力。在热解实验中,快速升温(25 °C/min)和利用载气吹出裂解产物会造成排烃效率高于自然界排烃率。

加水热解实验是除 Rock-Eval 热解法外又一种能对烃源岩进行生烃评价的方法。在对烃源岩加水热模拟中,生成产物主要有沥青(抽提物)、吸附沥青(岩石表面吸附)和排出原油。不同学者对不同类型干酪根进行了加水热解实验。Huizinga 等^[31]模拟了绿河页岩(I 型)的生烃量;Lewan^[32]对二叠系 Phosporia 页岩和志留系 Woodford 页岩(II 型)的加水实验进行了报道;Peters 等^[33]对新统 Monterey 组磷酸盐与硅质页岩进行了加水热模拟实验;Teerman 与 Hwang^[34]对北达科他褐煤(III 型)干酪根进行了加水热模拟;刘全有等^[35,36]对塔里木盆地煤岩进行了加水热模拟实验。通过加水热模拟实验能快速评价成熟烃源岩排烃量,不必根据模拟温度来确定排出烃量,仅需根据 H/C 比来确定。排出烃量(吸附+排出)换算成岩石 TOC 与 H/C 比关系如图 2。例如:换算成 TOC 的原油生成量与干酪根原始 H/C 比值成一定比例关系。因为转化率与干酪根原始 H/C 比值有

直接关系。绿河页岩(H/C=1.59)排出的液态物几乎是典型 II 型干酪根的 2 倍。在热演化过程中,北达科他褐煤具有较低的 H/C 比值,单位总有机碳排出烃也低。具有高 TOC 的煤应显示出可生成大量液态物,但是镜质组与惰质组是煤的主体组成部分,这些显微组分具有很强的吸附能力,几乎阻止生成液态物的大量排出^[18],而且它们生烃量也有限^[35]。图 2 表明,在 III 型干酪根或煤岩的生烃过程中,大量已生成的烃类因吸附作用无法有效地排出源岩,而仍然保存在源岩中,这样就造成 H/C 比值减小,与排出烃在初期阶段不呈线性关系。

通过干酪根 H/C 比值与排烃量之间的关系可对总排烃能力、吸附能力和已排出烃量进行第一次粗略估计。如果干酪根类型、TOC 和 H/C 比已知,对于未熟烃源岩,这种方法很简单,因为总排烃能力与吸附能力是相同的。在样品已达成成熟时,通过恢复干酪根原始类型来确定原始 H/C 比值。利用这些信息,通过 H/C 比值和有机碳损失率可重建原始 TOC(图 2),烃类排出量和吸附量也可通过图 2 计算。当 H/C 比为 0.50 时,源岩生油已趋于结束。因此,要计算烃源岩的生烃量,H/C 比值必须大于 0.50。本研究中煤岩样品的 H/C 比为 0.91,且属于未熟煤岩,因此还没有烃类的直接排出。对于 I 和 II 型干酪根,当 H/C 为 0.5 时,表示煤岩已结束生成液态烃;而 III 型干酪根或煤岩生油潜力有限,且 H/C 比值低,根据图 2 中 III 型干酪根的生烃量与 H/C 比值之间的关系进行数学回归,可得到以下方程:

$$y = 4 \times 10^{-9} x^2 - 6 \times 10^{-5} x + 0.854 \quad (5)$$

$$R^2 = 0.5172$$

上述方程只有当 $x > 0.6$, 即 H/C 比大于 0.6 时,

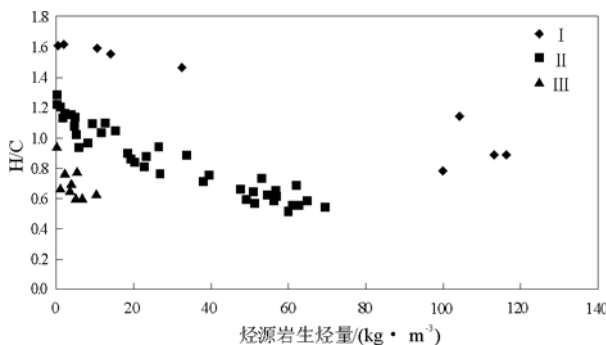


图 2 不同类型干酪根生烃量与 H/C 比值关系^[1]

Fig. 2 Relationship between yield of hydrocarbon generation of different types of kerogen and H/C ratio

才能生成并排出液态烃。通过对塔里木盆地侏罗系煤岩计算得到该煤岩最大单位体积生烃量为 9.62 mg/g。

4 煤系有机质生烃潜力评价体系及评价结果

4.1 不同生烃潜力评价体系的评述

烃源岩生烃评价体系一般主要包括 2 种,即 Rock-Eval 热解法和加水热模拟实验,其中 Rock-Eval 热解法至今仍是烃源岩评价的主要工具。

但是,与 H/C 比值相比较,Rock-Eval 热解法的氢指数过低地评价了干酪根类型^[24],且 Rock-Eval 热解法误差比 H/C 分析测试误差大。是否在 Rock-Eval 热解前将干酪根分离出来会使测试值准确还不清楚。另外,有机岩石学家能在显微镜下准确地从有机质分布与类型中测得干酪根 H/C 比值^[6],应用 Van Krevelen 分布图也能确定任何成熟度下单个有机质组成的 H/C 比。例如:显微镜下观察显示 R_o 为 0.5%,有机质组成分别为无定形藻类 20%,镜质组 65%,惰质组 15%,有机质总的 H/C 比值约为 0.90。有机质显微组分确定后比较容易重建原始 H/C 比值,而且 H/C 比值计算的分析误差通常在 $\pm 0.1\%$ 范围^[37]。因此,在评价烃源岩时,应最好选择原始 H/C 比值而不是氢指数。

准确评价原始干酪根类型是计算生烃转化率的先决条件。对未熟生油 II 型有机质,氢指数为 350~700 mg/g(误差为 50%),与 1.2~1.4 的 H/C 比值相比较,H/C 比值更能准确地重建成熟烃源岩的原始干酪根类型^[1]。

Rock-Eval 热解法评价烃源岩生烃与排烃时的 2 个假设很值得思考。第一个假设是在烃源岩演化过程中,惰性碳(即不参加生烃的那部分“死碳”)所占的比例不变,实际上在自然界成熟烃源岩和封闭热解实验中,随着烃源岩成熟度的增加,惰性碳所占比例在不断增加;第二个假设是通过未成熟样品来计算惰性碳,也不妥,因为 H/C 比值一定的未成熟烃源岩,其氢指数变化范围很大^[38]。

加水热解实验是除了 Rock-Eval 热解法外又一种能对烃源岩进行生烃评价的方法。在对烃源岩加水热模拟中,生成产物主要有沥青(抽提物)、吸附沥青(岩石表面吸附)和排出烃。与 Rock-Eval 热解法相比较,加水热模拟实验生成的液态物主要富含氮硫氧极性化合物^[39],排出烃在物理和化学属性上与自然界的原油相似^[40]。

4.2 不同评价体系评价结果对比

利用 3 种不同的生烃评价体系(Rock-Eval 热解法、H/C 原子比值和加水热模拟实验)对塔里木盆地侏罗系煤系有机质进行生烃评价,其生烃潜力如表 4。

从表 4 中可知,利用 Rock-Eval 热解法评价的煤岩可生烃量最高,为 32.75 mg/g,而 H/C 比值法评价的生烃潜力最低,为 9.62 mg/g,与加水热模拟实验的最大生烃量(9.72 mg/g)相当,且加水热模拟实验生成的液态烃略大于 H/C 比值评价的生烃潜力。造成如此大差距的主要原因是利用 Rock-Eval 热解法把高温、低压生成的氮硫氧极性化合物包括在整个生烃潜力中。Behar 等^[39]认为 II 型干酪根利用 Rock-Eval 热解法评价可能会增加 55%的极性类化合物。加水热模拟实验和原油一般亏损氮硫氧极性化合物,主要是由于它们作为沥青质滞留于烃源岩中而无法排出^[40]。因此,Rock-Eval 热解法给出的是烃源岩的最大排烃量,因为它相对于加水热模拟实验过多地夸大了氮硫氧极性化合物^[38]。

虽然 Rock-Eval 热解法生烃量要比加水热模拟实验和 H/C 比值评价的生烃量大 3.4 倍左右,但 Lewan 等^[41]仍认为加水热模拟实验的排烃量要比自然界烃源岩的排烃量大,原因主要有水提供了氢原子、静水压力的降低和高温下生成液态烃的极大热膨胀等^[41]。H/C 比值法与加水热模拟实验相比较,不必根据模拟温度来确定排出原油量,仅需根据 H/C 比值来确定。将排出烃量(吸附+排出)换算成烃源岩 TOC 与 H/C 比值关系,就可以根据 H/C 比值与烃类排出量关系图来确定烃类的排出量^[1]。

表 4 塔里木盆地煤系有机质生烃潜力

Table 4 Hydrocarbon-generating potential of the coal in the Tarim Basin

样品	$R_o, \%$	生烃潜力/($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)		
		Rock-Eval 热解法(S_2)	H/C 原子比法	加水热模拟法
煤岩	0.4	32.75	9.62	9.72

5 结论

通过对塔里木盆地满加尔坳陷煤岩的原始有机碳恢复和 H/C 比值确定,利用不同类型干酪根生烃量与 H/C 比值关系预测了该区煤岩的生烃潜力,其结果与 Rock-Eval 热解法和加水热模拟实验进行了对比。H/C 比值法与加水热模拟实验法结果比较接近,而 Rock-Eval 热解法评价的生烃量高于其他 2 种评价方法。因此,在对烃源岩进行生烃潜力评价时,要根据具体研究内容的需要来确定所采用的实验方法。

参考文献:

- Baskin D K. Atomic H/C ratio of kerogen as an estimate of thermal maturity and organic matter conversion[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(9):1437~1450
- Larter S R. Intergrated kerogen typing in the recognition and quantitative assessment of petroleum source rocks[A]. In: Thomas B M, Dore A G, Eggen S S, eds. Petroleum geochemistry in exploration of the Norwegian shelf[M]. London: Graham and Trotman, 1985. 269~286
- Schmoker J W. Volumetric calculations of hydrocarbons generation[M]. Colorado: Geology Survey, 1986. 323~326
- Espitalie J, Madec J, Tissot B. Role of mineral matter in kerogen pyrolysis: influence on petroleum generation and migration [J]. AAPG Bulletin, 1980, 64(1):59~66
- Espitalie J, Laporte J, Madec M, et al. Rapid method for characterizing the petroleum potential and degree of evolution of source rock[J]. Evue de l'institute Francais du petrole, 1977, 1:23~42
- Jones R W. Organic facies[A]. In: Brooks J, Welte D, eds. Problems of petroleum geochemistry[M]. New York: Academic, 1987. 1~90
- 程克明,王兆云. 高成熟和过成熟海相碳酸盐岩生烃条件评价研究[J]. 中国科学 D 辑, 1996, 26(6):537~543
- 曾凡刚,程克明. 下古生界海相碳酸盐烃源岩地球化学的研究现状[J]. 地质地球化学, 1998, 26(3):1~8
- Demaison G J, Holck A J J, Jones R W, et al. Predictive source bed stratigraphy: a guide to regional petroleum occurrence[A]. In: World Petroleum Congress, ed. Proceedings of 11th World Petroleum Congress[C], London: World Petroleum Congress, 1983. 17~30
- Wenger L M, Baker D R. Variations in organic geochemistry of anoxic-oxic black shale-carbonate sequences in the Pennsylvanian of the Midcontinent, USA[J]. Organic Geochemistry, 1986, 10: 85~95
- Peters K E, Moldovan J M. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments[M]. New Jersey: Prentice Hall Inc, 1993. 236
- Dow W G. Application of oil correlation and source rock data to exploration in the Williston basin [J]. AAPG Bulletin, 1977, 58: 1253~1262
- Saxby J D, Bennett A J R, Corcoran J F, et al. Petroleum generation-simulation of six years of hydrocarbon formation from torbanite and brown coal in a subsiding basin[J]. Organic Geochemistry, 1986, 9: 69~81
- Behar F, Vandenbroucke M. Chemical modeling of kerogen [J]. Organic Geochemistry, 1987, 11: 15~24
- Daly A R, Edman J D. Loss of organic carbon from source rocks during thermal maturation[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71: 546
- Raiswell R, Berner R A. Organic carbon loss during burial and thermal maturity of normal marine shales[J]. Geology, 1987, 15: 853~856
- Larter S R. Some pragmatic perspectives in source rock geochemistry[J]. Marine and Petroleum Geology, 1988, 5: 194~204
- Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology[M]. San Francisco: W H Freeman & Co Ltd, 1995. 1~743
- Waples D. Organic geochemistry for exploration geologists [M]. Minneapolis: Burgess Publication, 1981. 151
- Tissot B T, Durand B, Espitalie J, et al. Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum[J]. AAPG Bulletin, 1974, 58: 499~506
- Jones R W, Edison T A. Microscopic observations of kerogen related to geochemical parameters with emphasis on thermal maturation[A]. In: Oltz D F, ed. Low temperature metamorphism of kerogen and clay minerals[C], Los Angeles: SEPM Pacific Section, 1978. 1~12
- Jones R W, Demaison J G. Organic facies: a stratigraphic concept and exploration tool[A]. In: ASEAN, ed. Proceedings of the second ASCOPE conference and exhibition[C], Manila: ASEAN, 1981. 51~68
- Peters K E, Moldovan J M, McCaffrey M A, et al. Selective biodegradation of extended hopanes to 25-norhopanes in petroleum reservoirs, insights from molecular mechanics[J]. Organic Geochemistry, 1996, 24(8-9):765~783
- Orr W L. Comments on pyrolytic hydrocarbon yields in source rock evaluation[J]. Organic Geochemistry, 1981, 3:775~787
- Katz B J. Limitations of Rock-Eval pyrolysis for typing organic matter[J]. Organic Geochemistry, 1983, 4: 195~199
- Crossey L J, Hagen E S, Surdam R C, et al. Correlation of organic parameters derived from elemental analysis and programmed pyrolysis of kerogen [A]. In: Gautier D L, ed. Roles of organic matter in sediment diagenesis[C], Los Angeles: SEPM Special Publication, 1986. 35~46
- Burwood R, Droad R J, Halpern H I, et al. Carbon isotope variations of kerogen pyrolyzates[J]. Organic Geochemistry, 1988, 12: 195~205
- Horsfield B, Douglas A G. The influence of minerals on the pyrolysis of kerogens[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1980, 44: 1119~1131
- Peters K E. Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis[J]. AAPG Bulletin, 1986, 70: 318~329

30 Dung N G. Pyrolysis behavior of Australian oil shales in a fluidized bed reactor and in a material balance modified Fischer assay retort[J]. Fuel, 1989, 68: 1570~1579

31 Huizinga B J, Aizenshtat Z A A, Peters K E. Programmed pyrolysis-gas chromatography of artificially mature Green River keogen[J]. Energy & Fuels, 1988, 2: 74~81

32 Lewan M D. Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation[J]. Philosophical Transactions of the Royal Society, 1985, 315: 123~134

33 Peters K E, Moldowan J M, Sundaraman P. Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey Phosphatic and Siliceous Members[J]. Organic Geochemistry, 1990, 15: 249~265

34 Teerman S C, Hwang R J. Evaluation of the liquid hydrocarbon potential of coal by artificial maturation techniques[J]. Organic Geochemistry, 1991, 17: 749~764

35 刘全有, 刘文汇, 秦胜飞等. 煤岩及其显微组分热模拟成气特征[J]. 石油实验地质, 2002, 24(2):49~53

36 刘全有, 刘文汇, 陈践发等. 塔里木盆地煤系有机质热模拟实验中液态烃特征研究[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(4):37~41

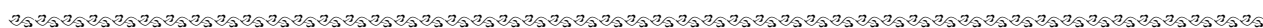
37 Peters K E, Cossa M R. Applied source rock geochemistry, AAPG Memoir 60[M]. Tulsa: AAPG, 1994. 93~117

38 Lewan M D, Henty M E, Higley D K, et al. Material-balance assessment of the New Albany - Chesterian petroleum system of the Illinois basin[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(5): 745~777

39 Behar F, Vandenbroucke M, Tang Y, et al. Thermal cracking of kerogen in open and closed system; determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation[J]. Organic Geochemistry, 1997, 26: 321~339

40 Lewan M D. Experiments on the role of water in petroleum formation[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1997, 61: 3691~3723

41 Lewan M D, Comer J B, Hamilton-Smith T, et al. Feasibility study of material-balance assessment of petroleum from the New Albany Shale in the Illinois basin[A]. In: USGS, ed. U S Geological Survey Bulletin 2173[M]. Denver: US Geological Survey, 1995



(上接第 68 页)

参考文献:

1 Cross T A. Controls on coal distribution in transgressive-regressive cycle, Upper Cretaceous, Western Interior, U S A. [A]. In: Wilgus C K, Posamentier H W, Ross C A, et al eds. Sea-level changes: an integrated approach, SEPM special publication 42[M]. Tulsa, OK: SEPM, 1980. 371~380

2 邓宏文. 美国层序地层研究中的新学派——高分辨率层序地层学[J]. 石油与天然气地质, 1995, 16(2):87~97

3 郑荣才, 尹世民, 彭 军. 基准面旋回结构与叠加式样的沉积动力学分析[J]. 沉积学报, 2000, 18(3):369~375

4 邓宏文, 王洪亮, 宁 宁. 沉积物体积分配原理——高分辨率层序地层学的理论基础[J]. 地学前缘, 2000, 7(4):305~313

5 郑荣才, 吴朝荣, 叶茂才. 浅谈陆相盆地高分辨率层序地层研究思路[J]. 成都理工学院学报, 2000, 27(3):241~244

6 郑荣才, 彭 军, 吴朝荣. 陆相盆地基准面旋回的级次划分和研究意义[J]. 沉积学报, 2001, 19(2):249~255

7 曹颖辉, 池英柳, 薛良清等. 沉积基准面在层序划分对比及地层岩性油气藏预测中的应用[J]. 石油实验地质, 2002, 24(1):96~102

8 李凤杰, 王多云, 宋广寿等. 陕甘宁盆地坳陷型湖盆缓坡带三角洲前缘短期基准面旋回与储层成因分析[J]. 沉积学报, 2004, 21(1):36~40

9 郑荣才, 彭 军. 陕北志丹三角洲长 6 油层组高分辨率层序分析与等时对比[J]. 沉积学报, 2002, 20(1):92~100

10 肖玉茹, 何峰煜. 高分辨率层序地层学在储层预测中的应用[J]. 石油实验地质, 2003, 25(2):169~173

11 李凤杰, 王多云, 徐旭辉. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组储层特征及影响因素分析[J]. 石油实验地质, 2005, 27(4): 365~370

12 席胜利, 刘新社, 王 涛. 鄂尔多斯盆地中生界石油运移特征分析[J]. 石油实验地质, 2004, 26(3):229~235

13 梅志超, 林晋炎. 湖泊三角洲的地层模式和骨架砂体的特征[J]. 沉积学报, 1991, 9(4):1~8

14 李凤杰, 王多云, 郑希民等. 陕甘宁盆地华池地区延长组缓坡带三角洲前缘的微相构成[J]. 沉积学报, 2002, 20(4): 582~587