

文章编号: 1000-0550(2012)03-0594-09

海相烃源岩二次生烃潜力定量评价新方法^①

郑伦举^{1,2} 马中良² 何生¹

(1. 中国地质大学(武汉) 构造与油气资源教育部重点实验室 武汉 430074;

2. 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)

摘要 烃源岩二次生烃的演化过程是残余干酪根热解演化与残留油热裂解转化两个既相互联系又完全不同的物理化学反应过程的叠加。本文利用自制高压釜热压生烃模拟实验装置,采取分阶段连续递进模拟实验方式,以海相烃源岩样品为例分别评价了残余干酪根的生烃潜力与残留可溶有机质转化油气潜力,建立了一套不同起始与终止成熟度海相烃源岩二次生烃潜力的定量评价方法,并首次明确提出了干酪根生油指数 KI_o 、干酪根生气指数 KI_g 、干酪根生烃指数 KI_h 等评价烃源岩生烃潜力的参数,弥补了 ROCK-EVAL 热解评价方法无法分别评价烃源岩在不同生烃演化阶段所生成的“油”或“燃气”潜力的不足。

关键词 二次生烃 热解模拟实验 海相烃源岩 生烃潜力定量评价

第一作者简介 郑伦举 男 1966年出生 高级工程师 油气地球化学 E-mail: zhenglj.syky@sinopec.com

中图分类号 TE122.2 **文献标识码** A

0 引言

“二次生烃”是指烃源岩在地质历史过程中初次进入生烃门限,经历了一次生烃过程之后,由于抬升剥蚀等原因造成地层温度降低,生烃作用停止;此后再次深埋或特殊的地质热事件使地层温度升高,并达到合适的热动力学条件,烃源岩再次生烃的过程。20世纪90年代以来,许多学者通过热模拟实验方法对沉积有机质的二次生烃做过不少很有价值的探讨。这些研究主要是针对我国多旋回盆地中广泛分布的石炭—二叠纪煤系烃源岩^[1~7],以Ⅲ型干酪根为主要研究对象开展的,研究表明煤系烃源岩的二次生烃与连续生烃相比,在二次生烃过程、生烃量、反应机制以及化学动力学等方面都存在显著的差异^[8~10],并且这些差异直接影响着含油气盆地生烃潜力的评价以及油气藏的预测。对我国海相多旋回盆地中普遍存在的Ⅰ型、Ⅱ型干酪根(以Ⅱ₁型为主)海相烃源岩的研究较少,尚未针对海相烃源岩的二次生烃潜力给出行之有效的定量评价方法。

烃源岩二次生烃演化过程与沉积有机质的热演化一样也同时包含着干酪根的热解生烃演化与残留可溶有机质的热裂解转化两个既相互联系又性质不同的物理化学过程,因此需要采用不同的方式分别评价残余干酪根与残留油的生烃潜力。本文利用封闭

式高压釜热压生烃模拟实验^[11],采用分阶段连续递进模拟实验,分别评价了残余干酪根的生烃潜力与可溶有机质转化油气潜力,建立了一套定量评价烃源岩二次生烃潜力方法。

1 干酪根二次生烃潜力定量评价

1.1 多阶段连续递进生排烃模拟实验方法

基于沉积有机质的多元连续递进生烃演化过程,设计了多温阶连续递进生排烃模拟实验。其实验流程是原始岩样首先用氯仿抽提沥青“A”后加热到设定温度,恒温48h后降温收集气体和排出油,并对其残样进行抽提,除去残留的可溶有机质,用此残样进行下一个更高温度阶段的热解生烃模拟,再次完全排烃(是指排出在该演化阶段已生成的全部气体、排出油和残留油)后,用残样再进行下一个更高演化阶段的热解模拟实验,依次类推,其表示的烃源岩生烃过程见图1。显然这种生排烃模拟方法为单温度点边生边排,可以获得干酪根在不同演化阶段的阶段生气、生油以及生烃量。

实验步骤与参数如下:(1)制样装样:考虑到烃源岩的非均质性,将样品粉碎到40~60目,充分混匀。抽提后在样品室中装入一定量的烃源岩,加入样品重量10%的水。(2)加温模拟:①试漏:将装有岩样的样品室安装在反应釜中,施压密封后,充入5~

①国家重点基础研究发展973计划项目(No. 2005CB422102);中国石油化工股份有限公司前瞻性基础理论研究课题(No. P05038)资助。
收稿日期:2011-05-18;收修改稿日期:2011-06-21

10 MPa 的惰性气体,放置试漏,待不漏后,放出气体,用真空泵抽真空后再充气,反复 3~5 次,最后抽成真空。②程序升温:启动温度控制器和恒温炉按 $1\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 的升温速率升至设定的温度,达到设定温度后恒温 48 h。(3)产物收集与定量:反应完毕,待釜内温度降到 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时开始排烃。排出产物(水、气体与凝析油)首先通过液氮冷却的液体接收管,再通过冰水冷却的螺旋管,最后进入计量管收集并计量其体积,用气相色谱分析其组成,可以得到烃气产量。液体接受管中的水和气携凝析油,加入 CH_2Cl_2 萃取分离 3 次,气携凝析油通过重量法定量,这部分随气排出的凝析油或轻质油称之为气携凝析油,高压釜内壁和岩石表面附着的油用 CH_2Cl_2 冲洗,挥发溶剂后,即得到排出的釜壁轻质油,气携凝析油和釜壁轻质油合并称为排出油。模拟后的残样称重后,用氯仿抽提沥青“A”,即为残留油。残留油与排出油之和称为总油,总油与烃气之和为总烃。每个温度点实验残渣取部分进行干酪根制备用于测定镜质体反射率。

为了有效评价烃源岩在经历过一次或多次生烃之后其剩余生烃潜力,采用这种生烃模拟方式进行了青藏高原羌塘盆地中生界侏罗系海相未熟油页岩($VR_0\% = 0.32\%$,编号 G16190S1)和云南禄劝地区泥盆系低熟泥灰岩($VR_0\% = 0.61\%$,编号 LQ-2)的生排烃模拟实验,每一组包括了 6 个不同温阶模拟点(表 1)。G16190S1 油页岩 TOC 为 29.51% ,沥青“A”为 2.92% ,氢指数为 $704\text{ mg/g}\cdot\text{TOC}$,I 型干酪根;LQ-2 泥灰岩 TOC 为 3.45% ,沥青“A”为 0.18% ,氢指数为 403 mg/gc ,II₁型干酪根。

表 1 分阶段间歇边生边排生烃热解模拟实验

Table 1 Phased continuously progressive simulation experiment

温度/ $^{\circ}\text{C}$	200	250	300	350	400	450	500	550
样品 LQ-2 泥灰岩		★	★	★	★	★	★	★
G16190S1 油页岩	★	★	★	★	★		★	

1.2 干酪根生烃潜力定量评价参数

图 2 是两个样品热压模拟实验所得的阶段与累计生烃产率曲线,从中可知无论油页岩还是泥灰岩的阶段残留油、排出油、总油、烃气与总烃产率随热演化程度的增加,均表现出先增后减的变化趋势,即存在阶段生油、生气与生烃高峰。I 型干酪根阶段生油与生气高峰值对应的等效镜质体分别为 0.73% 和 1.63% ; II₁型干酪根阶段生油与生气高峰值对应的等效镜质体分别为 1.16% 和 1.51% ,其阶段总烃高峰与生油高峰位置一致。“生气死亡线”没有象传统生油理论所认为的那样出现在 $R_0 = 2.0\%$ 附近,在 $VR_0 = 3.0\%$ 之后海相干酪根仍然具有一定的产烃气潜力,I 型油页岩和 II₁型泥灰岩在 $VR_0 > 3.06\%$ 时的阶段烃气产率占累计烃气产率的 16% 和 18% ,均大于累计烃气产率的 10% 。这说明海相干酪根生油是一个短暂的突变过程,而生成烃气是一个相对持续的渐变过程,如果考虑到地层流体压力对可溶有机质向烃气转化的抑制作用^[12],那么油气的生成与保存将是一个更为漫长的演变过程,这与根据 ROCK-EVAL 热解实验所定的“生烃死亡线”不一致。这是因为在 ROCK-EVAL 热解实验过程中无法鉴别在某个升温阶段生成的到底是“油”还是“烃气”,只能检测到在这个温度(比如 $350\text{ }^{\circ}\text{C}$) 时能够挥发又能为氢

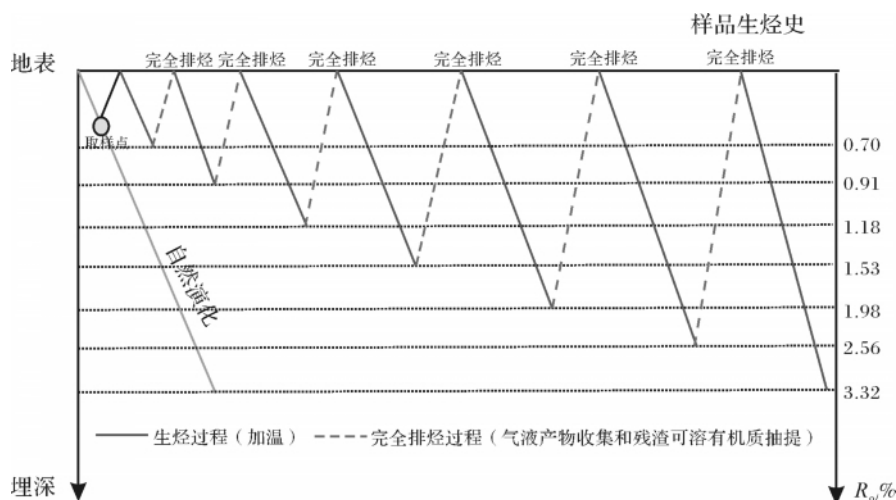


图 1 分温阶连续递进开放热解生排烃模拟实验所代表的生烃史示意图

Fig. 1 The diagram of hydrocarbon generation history of phased continuously progressive simulation experiment

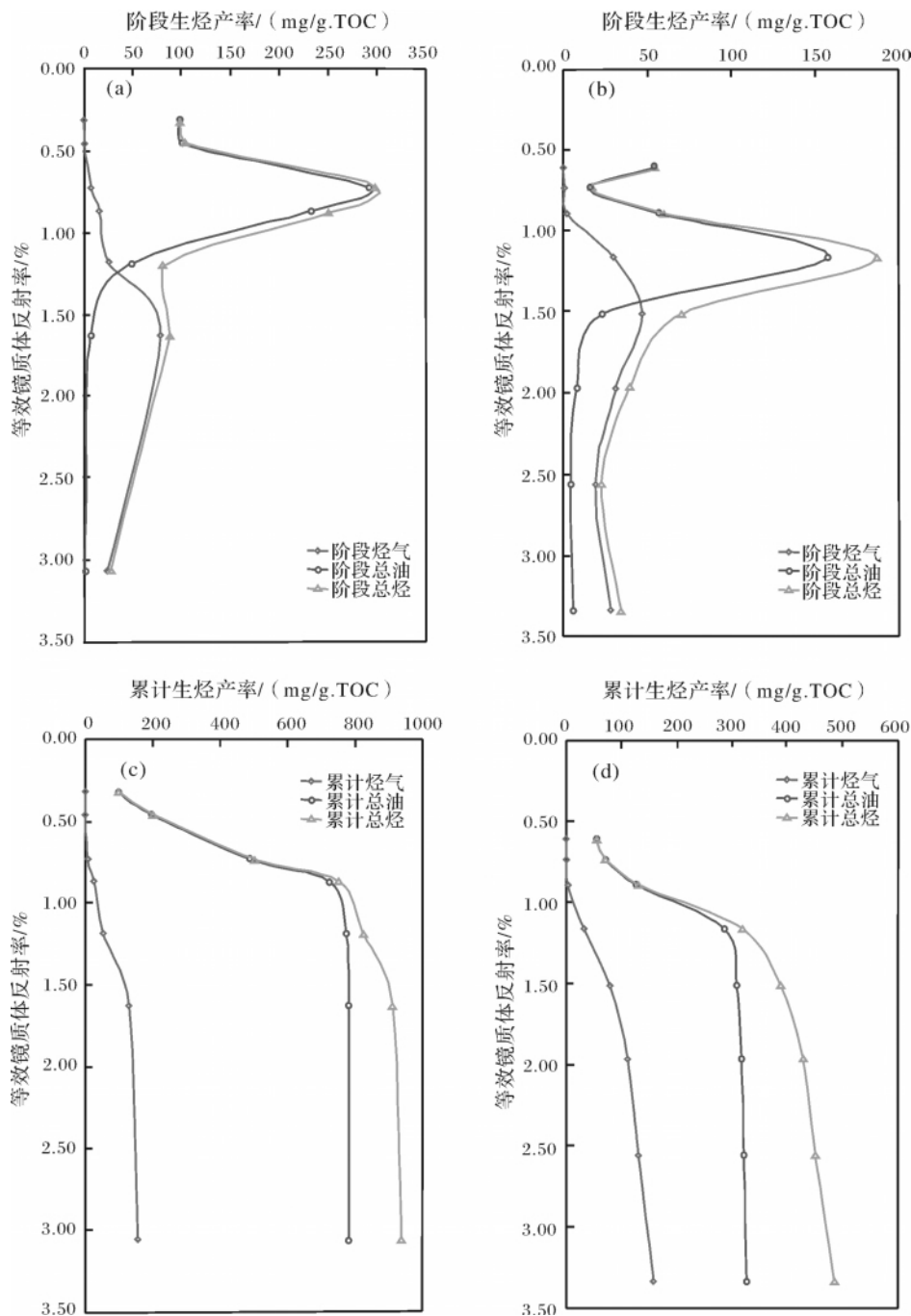


图2 未熟—低熟海相烃源岩干酪根阶段生烃产率曲线

(a) G16190S1 油页岩阶段生烃产率; (b) LQ-2 泥灰岩阶段生烃产率

(c) G16190S1 油页岩累计生烃产率; (d) LQ-2 泥灰岩累计生烃产率

Fig.2 The hydrocarbon production rate of immature-low mature marine source rock

焰离子检测器识别的低分子量“烃类物质”(只含C与H的有机化合物)——它不一定是“油”,因此也就只能提供瞬时生“烃”产率高峰值与累计生“烃”产率曲线。此外由于高压釜模拟装置有较大的空间,未对样品施加静岩压力,加入的水在模拟过程中可能呈现

水蒸汽或水蒸汽—液态水平衡状态,这与实际地质条件下在岩石孔隙中充满高压地层水情况下热解生烃过程有较大差异^[12],是在一种“相对干热体系”中高温热解生烃的,可能会导致干酪根提前“焦化”,造成烃源岩的“生烃死亡线”提前到来的假象。

在分温阶连续热解模拟生、排烃过程中,由于烃源岩干酪根生烃过程是间歇封闭的,演化过程是连续递进的,排烃是完全开放的,也就是说在前一个封闭生烃阶段所生成的油气基本上已全部排出,并没有参与后期更高演化阶段的热裂解演化,而干酪根的热演化程度是从低成熟到高成熟连续递进的,因此这种热解模拟过程主要反映了干酪根在不同演化阶段所能生成的全部油与烃气,相当于 ROCK-EVAL 热解实验中的边生边排模式,但与其不同之处是通过实验可以分别获取不同演化阶段干酪根生成的全部“油”、“烃气”与“总烃”产率,而不只是像 ROCK-EVAL 热解生烃过程中只能告诉我们岩石中已生成的可挥发烃 S_1 和岩石中有机质热解烃 S_2 之和(热解“烃”不是油气,而是在实验温度下可以挥发,被氢火焰检测器检测到的碳氢化合物),即所谓的烃源岩产烃潜力,却不能分别提供干酪根的生油潜力与生烃气潜力及其对应的实测反射率。

基于上述分温阶连续热解生烃特征,借鉴岩石热解(ROCK-EVAL)产烃潜力评价方法,为有效评价海相烃源岩中干酪根的生烃潜力,提出以下几个评价参数:①残留油指数 RI_o : 烃源岩中残留可溶有机质(氯仿沥青“A”)与岩石总有机质(TOC)的比值(相当于 S_1/TOC),它表示干酪根在经历了某个热演化阶段生排油气之后残留在烃源岩中的可溶有机质量。②干酪根生油指数 KI_o : 烃源岩中干酪根在不同温度或成熟度条件下热解所生成可溶有机质的累计数量与岩石总有机质(TOC)的比值,代表了烃源岩最大生油潜力。③干酪根生气指数 KI_g : 烃源岩中干酪根在不同温度或成熟度条件下热解所生成烃气的累计数量与岩石总有机质(TOC)的比值,代表了烃源岩干酪根最大生成烃气的潜力。④干酪根生烃指数 KI_h : 烃源岩

中干酪根在不同温度或成熟度条件下热解所生成的可溶有机质与烃气的累计量与岩石总有机质(TOC)的比值,相当于 $(S_1 + S_2)/TOC$,代表了烃源岩最大生油气潜力。⑤最高生油反射率 OR_{o-max} 与最高生气反射率 GR_{o-max} : 烃源岩中干酪根最高阶段生油产率与最高阶段烃气产率对应的镜质体反射率(相当于 ROCK-EVAL 热解生烃过程中干酪根最大热解烃量时的温度 T_{max}),反映了烃源岩热解生油与生气达到最高时的成熟度,相比热解产烃潜力评价方法而言,显然直接用成熟度指标比用实验温度来衡量最大生烃时的热解演化程度更具有实际地质意义。

1.3 残余干酪根二次生烃潜力定量评价

图 3 是海相 II₁ 型干酪根泥灰岩不同起始成熟度残余干酪根二次生油指数 KI_o 、生气指数 KI_g 及生烃指数 KI_h 与起始成熟度 $VR_o\%$ 之间的关系以及不同起始成熟度残余干酪根占原始干酪根生烃潜力的百分数。为便于描述残余干酪根二次生烃潜力,用 $R_{o1} \sim R_{ox}$ 分别表示从较低成熟度到较高成熟度不同演化阶段的镜质体反射率,对比分析不同起始成熟度干酪根的生烃潜力可知:①二次生烃起始成熟度高低决定了其残余干酪根二次生烃潜力的大小。比如,起始成熟度 $VR_o\% = 0.89\%$ 的残余干酪根,其二次生油、生气与生烃潜力分别为 212.71、158.17 和 370.88 $mg/g \cdot TOC$,可以占到原始生油、生气及生烃潜力的 99.68%、65.06% 和 76.37%;而起始成熟度 $VR_o\% = 1.97\%$ 残余干酪根,其二次生油、生气与生烃潜力分别为 14.50、51.70 和 66.20 $mg/g \cdot TOC$,只占到原始生油、生气及生烃潜力的 4.43%、32.58% 和 13.63%。相比起始成熟度在生油窗内的干酪根而言,高过成熟度的干酪根生油能力已经很低。②起始成熟度 $VR_o\% = 1.16\%$ 即在成熟后期的残余干酪根还

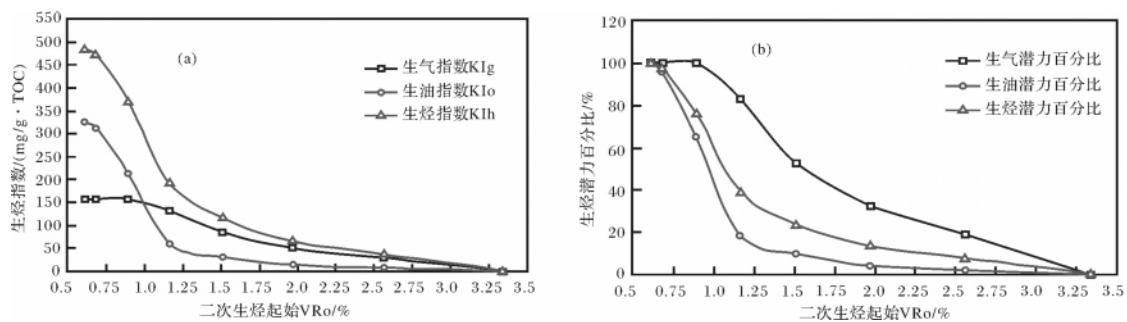


图 3 残余干酪根生烃潜力与起始成熟度关系及其占原始生烃潜力的百分比

(a) 不同起始成熟度残余干酪根生烃潜力曲线; (b) 不同起始成熟度残余干酪根与原始生烃潜力百分比

Fig. 3 The relationship between hydrocarbon potential of the residual kerogen and initial maturity and share a percentage of the original hydrocarbon potential

有一定的二次生油潜力,约占原始生油潜力的18.40%;而起始成熟度 $VR_0\% = 1.51\% \sim 1.97\%$,即在高成熟期的残余干酪根还有一定的二次生气潜力,可以占到原始生气潜力的30%以上,占到原始总烃潜力的13%以上,但已经没有多少生油潜力(不到原始生油潜力的10%),以产烃气为主。

2 残留可溶有机质生烃潜力定量评价

2.1 可溶有机质生烃潜力定量评价标准

可溶有机质的热裂解反应使长链烃(包括饱和烃和芳烃)断键成为短链烃,使含杂原子的非烃和沥青质一方面断键成为低分子烃类物质,另一方面缩聚成更大分子量的高缩聚物质固体沥青。假定可溶有机质转化是完全裂解成90%甲烷,10%乙烷,以及含有5%(质量比)氢的碳质残渣的极限转化,那么依据质量守恒原则,按质量比可以算出正常原油可以转化为53.69%的甲烷^[13],再考虑到正常原油中常含有少量的硫和氧,在热演化过程中将以硫化氢和水的形式产出而消耗掉部分氢,上述转化系数是上限值,实际情况下要低一些。根据大量不同性质原油的热压模拟实验结果和各样品中可溶有机质的元素组成,采用物质平衡法,参照各类可溶有机质的极限转化率,得出了重质油、正常原油与轻质油在不同演化阶段转化生成油气的转化率^[11](表2):轻质油(含凝析油)的最大烃气转化率为58%,正常原油的最大烃气转化率为48.50%,重质油的最大烃气转化率为44%。在进行烃源岩二次及多次生烃产率计算时,需要根据不同演化阶段残留油的性质(重质油、正常油还是轻质油),选用不同的油气转化率。

2.2 残留可溶有机质生烃潜力定量评价

二次生烃潜力除了与起始成熟度大小有关之外,显然还与一次生烃结束之后残留在烃源岩中的可溶有机质的质量及性质密切相关,也就是说与一次生烃的生油产率和排油系数有关。以云南禄劝地区泥盆系低熟($VR_0\% = 0.61\%$)海相泥灰岩II₁型干酪根的分温阶连续递进生、排烃模拟实验所得到的阶段排出油、残留油、总油产率和阶段排油系数(阶段排油系数是指某个演化阶段排出油与阶段总油产率的比值)为依据,不同起始成熟度II₁型干酪根海相泥灰岩中残留油在二次生烃各演化阶段转化成烃气的累计产率见表3。在一次生烃排油系数相同的情况下,与残余干酪根二次生烃一样,残留油转化烃气潜力受起始成熟度控制,二次生烃起始成熟度越大,残留油转化烃气潜力越低。比如在起始等效镜质体 $VR_0\% = 0.89\%$ 时,残留油转化烃气累计值为51.36 mg/g·TOC,而当 $VR_0\% = 1.51\%$ 时就只有13.26 mg/g·TOC,在高过成熟度阶段,由残留油转化生成的烃气产率已经很低了,基本可以忽略不计。

与残余干酪根的二次生烃不一样的是,残留油在二次生烃过程中向烃气转化的多少还与一次生烃后的残留油量以及二次生烃过程中的排油系数有关。图4(a)、(b)分别是起始成熟度为0.89%和1.51%,烃源岩排油系数为50%、60%、70%与80%情况下,二次生烃过程中由残留油转化生成的累计烃气产率与成熟度的关系曲线。从图中可知,在二次生烃演化过程中,无论起始成熟度是在成熟度阶段还是在高成熟阶段,由可溶有机质生成的烃气潜力都随着排油系数的增加而明显下降。在二次生烃中由于干酪根生成的油排出得越多,残留越少,则转化生成的烃气量越

表2 不同性质可溶有机质生烃转化率

Table 2 Different types of hydrocarbon conversion of soluble organic matter

温度/℃	VR ₀ /%	重质油		正常油		轻质油	
		气体转化率/%	油转化率/%	气体转化率/%	油转化率/%	气体转化率/%	油转化率/%
200	0.42	0.02	98.83				
250	0.54	0.08	97.83				
275	0.78	0.10	96.85				
300	0.91	1.14	93.89	1.95	97.86		
325	1.04	1.60	87.63	3.84	92.36		
350	1.18	2.65	80.38	7.05	87.56	6.40	94.31
375	1.34	10.15	72.65	14.78	79.35	12.58	88.13
400	1.53	15.86	62.04	20.37	68.09	21.22	79.92
450	1.98	42.05	34.07	45.60	38.99	53.06	42.38
500	2.56	44.00	4.37	48.50	5.71	58.01	7.88
550	3.32	41.11	0.77	46.64	1.31	54.21	3.79

表 3 不同起始成熟度 II₁ 型干酪根海相泥灰岩残留油二次生烃累计烃气产率 (排油系数 75%)

Table 3 Different initial maturity of kerogen type II₁ marine marl accumulated secondary hydrocarbon oil residue hydrocarbon gas yield (75% coefficient of discharge of oil)

温度/℃	起始成熟度 VR ₀ %	二次生烃 VR ₀ %	阶段排油系数/%	累计烃气产率/ mg/g · TOC								
250	0.61	0.68	10.61	0.04	0.05							
300	0.68	0.89	12.92	2.06	1.14	1.80						
350	0.89	1.16	50.72	10.66	8.04	7.61	8.60					
400	1.16	1.51	68.12	35.52	32.45	30.67	20.59	6.92				
450	1.51	1.97	73.86	53.56	50.23	47.68	31.35	11.15	3.08			
500	1.97	2.56	82.30	56.92	53.56	50.93	33.84	12.85	3.50	0.47		
550	3.34	3.34	94.24	57.36	54.00	51.36	34.26	13.26	3.90	0.48	0.18	

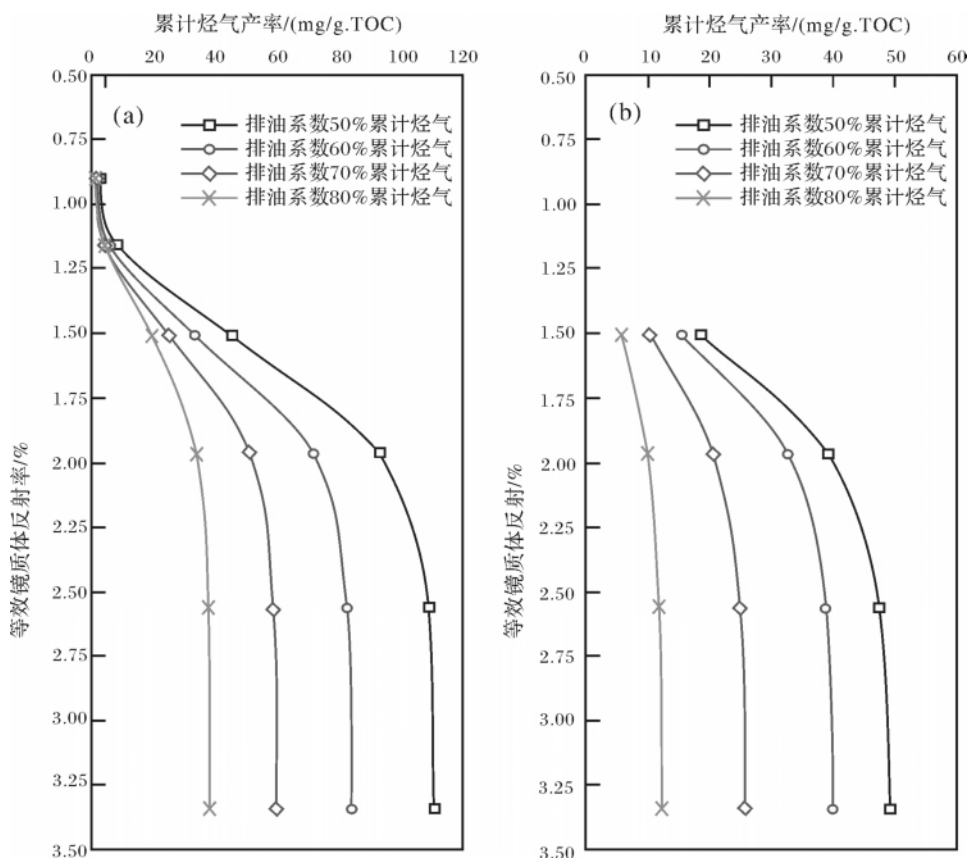


图 4 起始成熟度相同排油系数不同的可溶有机质产烃气潜力对比
(a) 起始成熟度 VR₀ = 0.89% ; (b) 起始成熟度 VR₀ = 1.51%

Fig. 4 The same initial maturity different coefficients of discharge of oil soluble organic matter hydrocarbon gas production potential contrast

少。就上述的 II₁ 型干酪根海相泥灰岩而言,当起始成熟度在 0.89% 时,如果烃源岩排油系数为 50% ,二次生烃不同演化阶段可以由残留油转化生成累计为 110.24 mg/g · TOC 的烃气;如果综合排油系数为 80% ,由残留油转化成的累计烃气产率(即油转化成气的潜力)就只有 37.87mg/g · TOC(图 4a)。当起始成熟度在 1.51% 时,同样也有着随着排油系数增加,累计油转化成烃气产率快速下降的趋势(图 4b)。

3 二次生烃潜力定量评价

在对经历过一次生烃之后的海相烃源岩残余干酪根生烃潜力及其可溶有机质再转化生烃潜力评价的基础上,已知样品的氯仿沥青“A”和多温阶连续递进模拟实验结果,就可以建立不同起始成熟度烃源岩的二次生烃潜力定量评价模板。以起始成熟度为 VR₀% = 1.16% 的海相 II₁ 型干酪根泥灰岩二次生烃

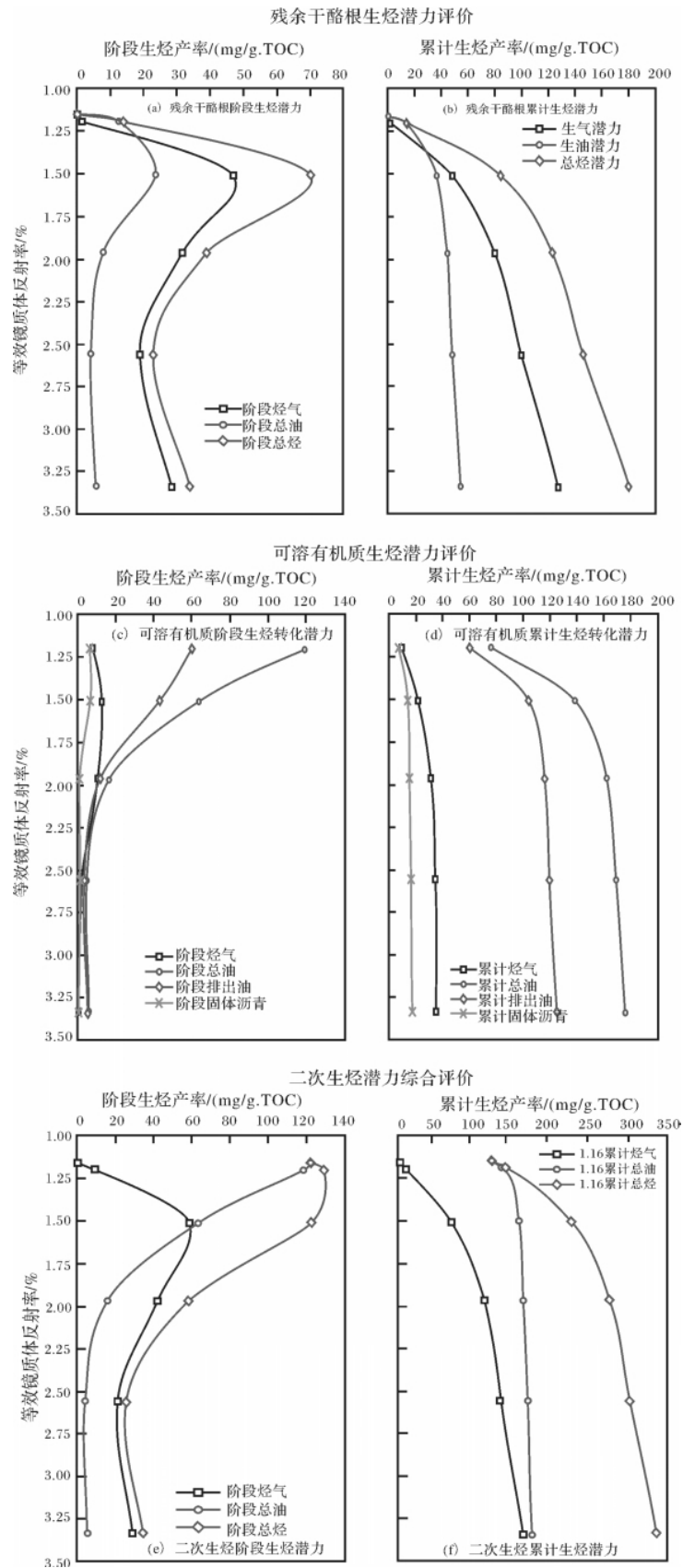


图5 起始成熟度 VR_0 为 1.16% 的海相烃源岩二次生烃潜力综合评价图

Fig. 5 The marine source rock evaluation of secondary hydrocarbon potential map when VR_0 initial maturity was 1.16%

为例,其残余干酪根、可溶有机质及烃源岩在不同演化阶段的二次总油、烃气和总烃的阶段与累计生烃潜力见图5。

从中可知:① $VR_0\% = 1.16\%$ 残余干酪根二次生油、生气与生烃高峰值出现在 $VR_0\% = 1.51\%$,对应的阶段生油、烃气及总烃产率分别为 $23.50 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ 、 $46.97 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ 和 $70.48 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ (图5a);二次生烃达到高过成熟度($VR_0\% = 3.34\%$)时,其残余干酪根累计最大总油、烃气与总烃潜量分别 $53.84 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ 、 $127.53 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ 和 $181.37 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ (图5b)。②起始成熟度达到一次连续生油高峰($VR_0\% = 1.16\%$)的海相烃源岩,在其二次生烃过程中,一次生烃后残留油(残留油指数 RI_0 为 $122.08 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$)及残余干酪根在不同演化阶段生成的而没有排出的油(排油系数为 71.18%)随着演化程度的增加都会再次转化生成油气、固体沥青(残碳)和少量无机气体,这些可溶有机质的再次生烃转化特征见图5(c)、(d)。随着二次生烃演化程度的增加,阶段总油、排出油和固体沥青均随成熟度的增加快速减少,在 $VR_0\% = 2.0\%$ 附近时已经降到很低,但阶段烃气产率随成熟度的增加而增大,不过在过高演化阶段已经趋于平稳(图5c)。在二次生烃演化过程中总油潜力 KI_0 为 $175.92 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ ($122.08 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ 为一次生烃残留油, $53.84 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ 为残余干酪根生成),其中累计排油产率为 $125.22 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$,占 71.18% ,由残留油转化成烃气潜力为 $34.26 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$,占 19.47% ;还有 $16.44 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ (大约占总油的 9.54%)的固体沥青及其它无机产物生成。当综合排油系数为 71.18% 时,在二次生烃过程中生成的油绝大多数被排出了,只有部分转化生成了烃气和残碳(见图5d)。③图5(e)、(f)为 $VR_0\% = 1.16\%$ 、残留油指数 RI_0 为 $122.08 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$ 、综合排油系数为 71.18% 的海相II₁型干酪根泥灰岩二次生烃潜力综合评价图,从其阶段生烃潜力可以看出为有烃气产率高,对应的 $VR_0\% = 1.51\%$,与残余干酪根的影响;没有生油与生烃高峰(图5e)。二次总烃潜力为 $303.44 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$,其中一次残留油为 $122.08 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$,残余干酪根二次生烃 $181.37 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$;烃源岩生油潜力为 $175.92 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$,烃气潜力为 $161.79 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$,其中干酪根生成烃气的潜力为 $127.53 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$,占 78.8% ,可溶有机质转化的烃气潜力为 $34.26 \text{ mg/g} \cdot \text{TOC}$,占 21.2%

(图5f)。

以上分析说明烃源岩二次生烃潜力主要受起始成熟度、一次生烃残留油以及排油系数的控制,起始成熟度不同残余干酪根的生烃潜力不同,残留油与排油系数不同,可溶有机质转化生成的油气产率不同。通过分别评价残余干酪根的生烃潜力与可溶有机质转化油气潜力,就可以获得烃源岩二次生烃的最大生油、生气与生烃量以及在再次埋藏过程中不同成熟阶段对应的生烃潜力。

4 结论

(1) 通过分温阶连续递进模拟实验,借鉴岩石热解(ROCK-EVAL)产烃潜力评价方法,提出了几个生烃潜力评价参数:①残留油指数 RI_0 ;②干酪根生油指数 KI_0 ;③干酪根生气指数 KI_g ;④干酪根生烃指数 KI_h ;⑤最高生油反射率 $OR_{0-\max}$ 与最高生气反射率 $GR_{0-\max}$,弥补了ROCK-EVAL热解无法分别评价干酪根在某个演化阶段生“油”与生“烃气”潜力是不足的。

(2) 经过一次生烃改造的烃源物质,其赋存形式与丰度是评价二次生烃潜力的重要依据,二次生烃“母质”主要有残余干酪根、不同赋存形式的残留可溶有机质和固体沥青等。烃源岩二次生排烃的演化过程是残余干酪根热演化与残留烃热转化过程两个既相互联系又完全不同的物理化学反应过程的综合。烃源岩二次生排烃量等于再次热演化过程中残余干酪根生成的量加上一次生排烃后以各种赋存形式残留在烃源岩中烃类物质(主要是残留油)再转化生成油气的量。通过分别评价残余干酪根的生烃潜力与可溶有机质转化油气潜力,就可以获得烃源岩二次生烃的最大生油、生气与生烃量以及在再次埋藏过程中不同成熟阶段对应的生烃潜力。

参考文献(References)

- 1 张有生,秦勇,刘焕杰,等. 沉积有机质二次生烃热模拟实验研究[J]. 地球化学, 2002, 31(3): 273-282 [Zhang Yousheng, Qin Yong, Liu Huanjie. Investigation on the hydrocarbon regeneration from sedimentary organic matters by pyrolytic simulation [J]. Geochimica, 2002, 31(3): 273-282]
- 2 宫色,李剑,张英,等. 煤的二次生烃机理探讨[J]. 石油实验地质, 2002, 24(6): 541-544, 549 [Gong Se, Li Jian, Zhang Ying, et al. Discussion on the secondary hydrocarbon generation mechanism of coal [J]. Experimental Petroleum Geology, 2002, 24(6): 541-544, 549]
- 3 关德师,王兆云,秦勇,等. 二次生烃迟滞性定量评价方法及其在渤海湾盆地中的应用[J]. 沉积学报, 2003, 21(3): 533-538 [Guan

- Deshi, Wang Zhaoyun, Qin Yong, *et al.* Quantitative evaluation method of secondary hydrocarbon generation and its application in Bohai Bay basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica* 2003, 21(3): 533-538]
- 4 秦勇, 张有生, 朱炎铭, 等. 煤中有机质二次生烃迟滞性及其反应动力学机制 [J]. *地球科学—中国地质大学学报*, 2000, 25(3): 278-282 [Qin Yong, Zhang Yousheng, Zhu Yanming, *et al.* Lagging and reaction kinetic mechanism of hydrocarbon regeneration from organic matters in coals [J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences* 2000, 25(3): 278-282]
 - 5 邹艳荣, 杨起, 刘大锰. 华北晚古生代煤二次生烃的动力学模式 [J]. *地球科学—中国地质大学学报*, 1999, 24(2): 189-192 [Zou Yanrong, Yang Qi, Liu Dameng. Kinetic model of hydrocarbon regeneration from late Paleozoic coal, North China [J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 1999, 24(2): 189-192]
 - 6 汤达祯, 王激流, 林善园, 等. 煤二次生烃作用程序热解模拟试验研究 [J]. *石油实验地质*, 2000, 22(1): 9-15, 63 [Tang Dazhen, Wang Jiliu, Lin Shanyuan, *et al.* An experimental study of program pyrolytic modeling on secondary hydrocarbon generation of coals [J]. *Experimental Petroleum Geology* 2000, 22(1): 9-15, 63]
 - 7 刘洛夫, 王伟华, 季木元. 干酪根二次生烃热模拟实验研究 [J]. *沉积学报*, 1995, 13(增刊): 147-150 [Liu Luofu, Wang Weihua, Li Shuyuan. Investigation on secondary generation of hydrocarbons by thermal modelling of kerogen [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1995, 13(S1): 147-150]
 - 8 解启来, 周中毅, 施继锡, 等. 塔里木盆地塔中地区下古生界二次生烃的类型及其特征 [J]. *地质论评*, 2004, 50(4): 377-383 [Xie Qinlai, Zhou Zhongyi, Shi Jixi, *et al.* Classification and characteristics of hydrocarbon regeneration from the Lower Palaeozoic Group in the Tazhong area of Tarim Basin [J]. *Geological Review*, 2004, 50(4): 377-383]
 - 9 曾凡刚. 华北地区下古生界海相碳酸盐岩二次生烃作用机理研究 [J]. *地质地球化学*, 1998, 26(3): 40-46 [Zeng Fangang. Research on secondary hydrocarbon generating mechanism of lower Palaeozoic marine carbonate rocks in North China [J]. *Geology Geochemistry*, 1998, 26(3): 40-46]
 - 10 张水昌, 童箴言. 海相碳酸盐岩中矿物结合有机质的组成及成烃演化 [J]. *沉积学报*, 1992, 10(1): 76-80 [Zhang Shuizhang, Tong Zhenyan. The composition and hydrocarbon-generation evolution of organic matter associated with carbonate minerals [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1992, 10(1): 76-80]
 - 11 郑伦举, 秦建中, 张渠, 等. 中国海相不同类型原油与沥青生气潜力研究 [J]. *地质学报*, 2008, 82(3): 360-365 [Zheng Lunju, Qin Jianzhong, Zhang Qu, *et al.* Gas-generation potential of various marine crude oil and bitumen in China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2008, 82(3): 360-365]
 - 12 郑伦举, 秦建中, 何生, 等. 地层孔隙热压生排烃模拟实验初步研究 [J]. *石油实验地质*, 2009, 31(3): 296-302, 306 [Zheng Lunju, Qin Jianzhong, He Sheng, *et al.* Preliminary study of formation porosity thermocompression simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2009, 31(3): 296-302, 306]
 - 13 Colin Barker. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in Reservoirs [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(8): 1254-1261

The New Method for Quantitative Evaluation Secondary Hydrocarbon Generation Potential of Marine Source Rocks

ZHENG Lun-ju^{1,2} MA Zhong-liang² HE Sheng¹

(1. Key Laboratory of Tectonic and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074;

2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Exploration and Development Research Institute, SINOPEC, Wuxi Jiangsu 214151)

Abstract: Secondary hydrocarbon generation of source rocks included the residual kerogen pyrolysis evolution and thermal cracking of residual oil, two interrelated and completely different physical and chemical reactions. Based on simulation experiments of the natural maturity marine shale samples, used a phased continuously progressive simulation experiment, and evaluated the residual hydrocarbon potential of kerogen and soluble organic matter into oil and gas residues potential, set a quantitative evaluation method of secondary hydrocarbon generation of different maturity marine shale. And for the first time clearly put forward the kerogen oil source index KI_o , kerogen gas index KI_g , kerogen hydrocarbon index KI_h and other hydrocarbon index of hydrocarbon source rock evaluation of the parameters of the potential, made up for the ROCK-EVAL pyrolysis evaluation method of source rocks can not be evaluated separately in different evolutionary stages of hydrocarbon generation of the "oil" or "hydrocarbon gas" potential deficiencies.

Key words: secondary hydrocarbon generation; simulation experiment; marine source rock; quantitative evolution of hydrocarbon potential