

中国海相不同类型原油与沥青生气潜力研究

郑伦举, 秦建中, 张渠, 张志荣

中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏无锡, 214151

内容提要: 本文通过固体沥青、沥青砂岩及加入不同介质原油与稠油的加水密闭热压模拟实验, 对比研究了海相原油与沥青的气体产率特征、生气潜力及其影响因素。结果表明: 原油与沥青的生气潜力除与岩性、演化程度有关外, 还与其所含可溶有机质性质和组成等密切相关, H/C 原子比越大, 最大烃气产率越高, 生烃气潜力越大。储集岩或运移途径岩石中的原油与沥青, 当其再次达到成熟—高成熟阶段时, 可以作为新的轻质油气或者天然气源岩。

关键词: 原油与沥青; 生气潜力; 产率特征; 模拟实验

储集岩或运移途径岩石中的固体沥青、稠油沥青、运移沥青、原油或水溶烃类等可溶有机质, 当其有机质含量达到一定的数量和热演化到一定程度时, 有可能再次生排烃; 如果岩层达到一定的厚度和范围, 可能形成新的轻质油气藏或天然气藏, 例如, 塔里木盆地与四川盆地的部分轻质油气藏或天然气藏可能就与沥青砂岩或灰岩等运移及储层沥青有关(张水昌等, 2004; 秦建中, 2005)。有关再生烃源岩是否可以作为有效源岩? 其生烃潜力和演化特征如何? 国内外已有不少学者开展了这方面的研究, 如冯子辉等(2002)开展了原油在储层介质中加水裂解生气模拟实验, 结果证实: 储层中的原油一般在高一过成熟阶段($R_o 1.84\% \sim 3.4\%$)发生二次裂解大量向天然气转化, 成为深层天然气的潜在气源。赵孟军等(2000)通过有机质成油成气及原油裂解气模拟实验, 对比研究了原油裂解气与干酪根热解气的组成与同位素特征后, 认为深埋的古油藏的原油二次裂解是天然气成藏的重要来源。王振平(2001)进行了不同温度($250 \sim 480^\circ\text{C}$)、不同压力($0.1 \sim 50 \text{ MPa}$)下原油裂解成气的拉管模拟实验, 证明高压可以降低油裂解的反应速度, 抑制原油裂解, 高压条件下比低压条件下的油裂解气更接近天然气的组成。此外, 卢双舫等(1997)和曲佳燕(2003)利用密闭容器和热解仪进行了原油及其族组分裂解成气的化学动力学研究。但是, 就不同性质的天然再生源岩的

生气潜力及其主要影响因素未见较为全面的对比研究, 本文通过加水密闭热压模拟实验对比研究了人工配制与自然再生源岩的生气特征与潜力, 对其主要影响因素进行了讨论, 并初步建立了两种可溶有机质生烃模式。

1 原油与沥青热裂解模拟实验

本次研究选取塔里木盆地志留系沥青砂岩和青藏高原羌塘盆地侏罗系固体沥青及塔河油田 TH111 井原油和 TK606 井稠油。油样中分别加入石英砂和奥陶系灰岩介质。配制所用的介质粉碎至 100 目后先用氯仿抽提可能存在的可溶有机质, 再在 550°C 、恒温 24 h 的条件下进行高温演化处理, 根据高岗等(2000)对采用这种方法处理的矿物介质进行热解分析可知: 这样处理的人工矿物介质中基本上不含具产烃能力有机质。各样品的基本地球化学特征见表 1。所用实验装置为无锡石油地质研究所自行研制的封闭热压生烃模拟实验仪器。将适量样品和 10 mL 水放入反应釜内, 密封后, 反复充入氮气并抽成真空, 以确保反应釜内没有空气。所有温度点($200 \sim 550^\circ\text{C}$)的模拟实验均按 $1^\circ\text{C}/\text{min}$ 的速率升温至设定的温度并恒温 24 h, 再降温至 180°C 后取出气态产物, 用气相色谱仪检测气体组成; 用冷阱收集随气体排出的气携凝析油; 反应系统冷却至室温后用二氯甲烷洗涤反应釜、管道内壁和固体残渣表面收集釜壁轻质油, 二者

注: 本文为国家重点基础研究发展计划“973”项目“中国海相碳酸盐岩层系生烃条件与生烃史分析”(编号 2005CB422102)资助成果。

收稿日期: 2007-04-30; 改回日期: 2007-06-11; 责任编辑: 周健。

作者简介: 郑伦举, 男, 1966 年生, 高级工程师, 主要从事油气地球化学实验研究。电话: 0510-83209092; 传真: 0510-83202049; Email: zhenglj@pepris.com。

合并为排出油;取出固体残渣粉碎后用氯仿抽提残留油为总烃。不同类型原油与沥青的密闭热裂解模拟油(氯仿沥青“A”),与排出油合并得到总油;烃气加总实验结果见表 2。

表 1 模拟实验样品的基本地球化学特征

样品名称	层位	深度 (m)	密度 (g/cm ³)	TOC (%)	元素组成(%)					H/C	沥青 A (%)	饱和烃 (%)	芳烃 (%)	胶质 (%)	沥青质 (%)
					C	H	O	N	S						
稠油石英	O	5450	1.0057	0.51	83.68	11.94	1.26	0.63	2.50	1.57	0.62	24.59	28.40	22.30	24.71
稠油灰岩	O	5450	1.0057	2.43	83.68	11.94	1.26	0.63	2.50	1.57	2.95	24.59	28.40	22.30	24.71
沥青砂岩	S	5136.2	0.9586 ^①	1.49	84.66	12.63	1.06	0.52	1.13	1.79	2.02	27.86	14.76	53.44	3.94
固体沥青	J			70.24						0.98	0.20	4.68	23.47	42.69	29.16
原油灰岩	T	4735	0.8765	2.38	83.54	14.20	0.01	0.38	1.87	2.04	2.98	48.32	28.21	15.68	7.78

注:①沥青砂岩中可溶有机质的密度。

表 2 不同类型原油与沥青热裂解生气模拟实验结果

Table 2 The gas generation result of thermal simulation of various oil and bitumen									
样品名称	模拟温度 (℃)	总气体 (m ³ /t·TOC)	CO ₂ 气 (m ³ /t·TOC)	氢气 (m ³ /t·TOC)	烃气 (m ³ /t·TOC)	总油 (kg/t·TOC)	总产烃 (kg/t·TOC)	烃气极限 转化率(%)	烃气实验 转化率(%)
稠油石英	350	337.12	2.49	204.46	46.97	688.82	743.09	38.42	5.43
	400	871.84	14.53	529.18	191.89	431.23	661.12		22.99
	450	1334.51	29.34	897.39	321.91	333.81	642.32		30.85
	500	2792.60	97.00	2234.99	393.37	185.96	542.65		35.67
	550	4342.58	198.10	3480.58	447.24	149.71	537.03		38.73
稠油灰岩	350	438.79	126.03	250.95	41.30	617.17	673.12	38.42	5.60
	400	632.74	124.24	284.17	190.66	358.08	594.47		23.64
	450	861.65	260.11	301.07	273.80	187.94	464.51		27.66
	500	1241.53	457.80	414.11	335.90	104.33	400.07		29.57
	550	1850.61	582.54	811.61	401.78	48.55	364.94		31.64
原油灰岩	300	282.20	85.73	125.51	3.57	791.65	794.68	49.97	0.30
	350	312.91	59.49	164.40	19.50	735.94	763.02		2.71
	400	619.79	96.92	245.99	190.36	350.22	639.78		28.96
	450	1032.69	225.66	331.06	385.30	142.04	597.71		45.57
	500	1386.59	341.72	415.17	509.47	113.42	583.00		46.96
	550	1861.38	284.73	630.70	455.80	93.22	486.54		39.33
沥青砂岩	300	69.93	14.93	19.46	4.53	1074.53	1080.55	41.67	0.60
	350	327.41	50.59	72.03	62.69	552.55	642.64		9.01
	400	341.55	70.09	81.57	181.57	251.90	503.80		25.19
	450	554.86	56.79	114.31	366.60	151.19	533.14		38.20
	500	747.74	95.47	165.85	469.86	123.65	540.18		41.65
	550	1011.75	184.16	338.64	469.70	109.94	486.49		37.65
固体沥青	250	32.39	7.27	3.73	11.25	140.53	153.54	13.84	1.30
	300	58.94	20.48	17.72	19.76	198.43	219.67		2.12
	350	77.16	21.32	30.42	29.38	180.32	210.84		3.05
	400	100.73	15.53	37.4	42.68	255.19	294.61		3.94
	450	172.62	23.42	67.81	68.94	182.89	246.62		6.37
	500	260.54	43.82	91.63	123.25	141.94	234.51		9.26

注:t·TOC 指每吨有机碳。

2 结果与讨论

2.1 总气体、CO₂与 H₂产率特征及影响因素

比较不同性质原油与沥青的总气体产率(图 1)可知:沥青砂岩大于固体沥青,人工配制样品大于天然样品,稠油灰岩远小于稠油石英而与原油灰岩的总气体产率相当,这说明在人工模拟实验中总气体

产率与可溶有机质的性质关系较小,主要受岩石介质的影响。

CO₂产率主要受介质性质和模拟温度的制约(见表 2)。稠油灰岩的 CO₂产率明显比石英介质的 CO₂产率要大,在 550℃时其产率是砂岩介质的 3~5 倍,这说明 CO₂气体主要来自介质中碳酸盐的分解,碳酸盐含量越高,CO₂产率越大。如果不加介质

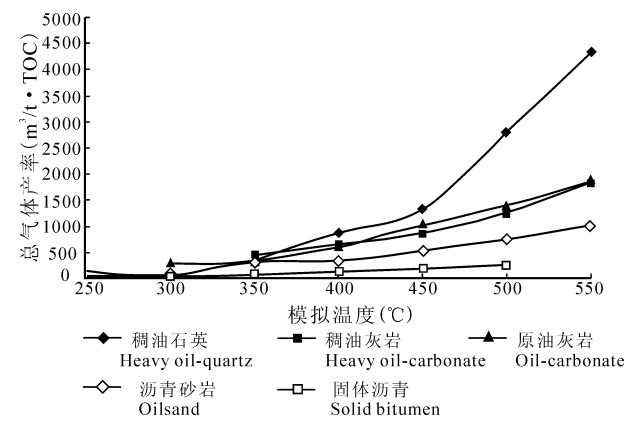


图 1 原油与沥青总气体产率随温度的变化

Fig. 1 The total gas generating rate of oil and bitumen correlate with temperature

原油热裂解的 CO_2 全部来自于有机质,那么原油灰岩的 CO_2 产率只有大约 5%~10%来自有机质,超过 90%的 CO_2 是来自无机物的分解,因此人工模拟实验中 CO_2 以无机成因为主,有机成因为辅。

影响氢气产率的因素比较复杂,归纳起来主要有:①有机质中的芳烃脱氢缩聚及芳构化作用、有机小分子的聚合作用以及链状烷烃的环化作用都能产生一定量的 H_2 。②矿物介质对 H_2 的形成有很大的影响,高温条件下砂岩的存在促使 H_2 的生成,但其机理还有待深入研究。在其他条件相近的情况下,石英矿物含量越高 H_2 产率越高。如:稠油砂岩的 H_2 产率就远大于加灰岩的(见表 2), H_2 产率与介质性质之间的关系说明各种介质对有机质中 C-C、C-H 的断裂所起的作用是完全不同的,硅酸盐岩促使有机质中的 C-H 键的断裂,而碳酸盐岩的存在可能阻碍了 C-H 键的断裂速度。③不锈钢高压釜中的金属在高温高压条件下与水反应释放氢气(马素萍, 2003)。即使原油加入量很少或不加,氢气的产量也较高,证实不锈钢高压釜和水确实参与了生成氢气的反应,可能还是氢气的主要来源。

总之,无论是 CO_2 还是 H_2 等无机气体主要来源于无机物质(矿物介质、水和金属高压釜等),也有部分源于有机质的裂解与氧化。

2.2 烃气产率特征及其影响因素

原油与沥青的热裂解反应是一个长链烃中的 C-C 键断开成为短链烃,芳香烃既向自由能较小的烃类物质转化,同时发生芳构化反应缩聚成高分子稠环芳烃,而含杂原子的胶质和沥青质一方面断键成为低分子烃类及无机物质,另一方面缩聚成更大分子量的缩聚物质和固体碳的复杂热演化过程,这

个反应的发生需要较高的活化能(卢双舫等,1997),但在不加介质的开放体系以及密闭体系中都难以全面反映原油与沥青的热裂解情况,我们利用自然或人工添加岩石介质的原油与沥青样品在较高温度(250~550 °C)条件下进行密闭模拟热裂解实验,获得了不同原油与沥青在不同演化阶段向小分子烃类转化的烃气产率及其实验转化率。以期探讨其生成烃气的潜力及影响因素。结果见表 2 与图 2、图 3。

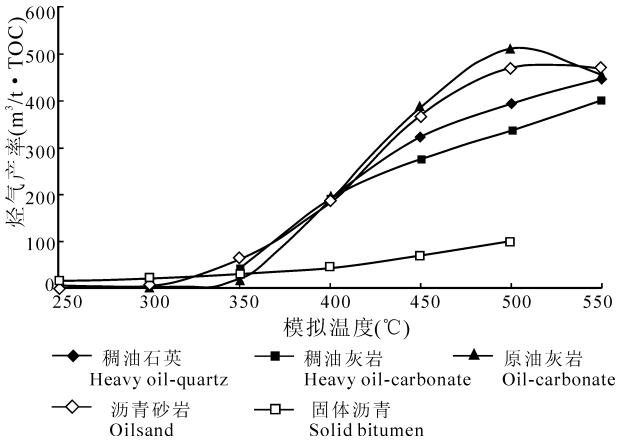


图 2 原油与沥青烃气产率随温度的变化

Fig. 2 The hydrocarbon gas generating rate of oil and bitumen correlate with temperature

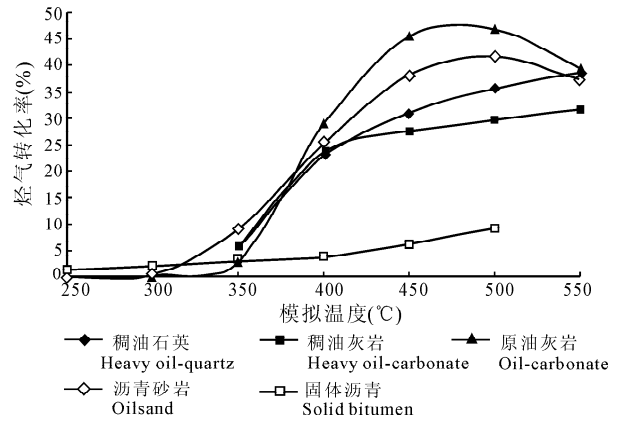


图 3 原油与沥青烃气转化率随温度的变化趋势

Fig. 3 The hydrocarbon gas conversion rate of oil and bitumen correlate with temperature

从表 2 和图 2 中可知:当模拟温度为 350 °C 时原油与沥青开始向气态烃转化,之后随演化程度的加大其烃气产率迅速增加。固体沥青再生烃气随模拟温度增加的趋势不明显,最高产率只有 123 $\text{m}^3/\text{t} \cdot \text{TOC}$,实验转化率不超过 10%,主要是其有机质的 H/C 原子比较低的缘故。加介质的原油和稠油

及沥青砂岩当模拟温度在 350~500℃时,再生烃气产率均随模拟温度的升高而快速增加,最大烃气产率在 300~500m³/t·TOC 之间。饱和烃含量较高的原油灰岩在 500℃时烃气产率高达 509 m³/t·TOC,比饱和烃含量相对较低的稠油灰岩烃气产率(336 m³/t·TOC)要高近 1.5 倍(图 2)。实际上,原油与沥青的生气潜力与其组成密切相关,H/C 原子比越高其最大烃气产率越高,比如:原油灰岩比稠油灰岩的烃气产率高,沥青砂岩比固体沥青的要高,也比稠油石英砂要高些。

在介质性质相同或相近的条件下,不同演化阶段的烃气产率则与原油及沥青的族组成有关。稠油在相对低的模拟温度(350℃、400℃)时其烃气产率(350℃时为 46.97 m³/t·TOC)比正常原油的(350℃时为 19.50 m³/t·TOC)略高些,这是由于稠油中含有较多的胶质与沥青质,其热裂解生烃气需要的活化能较低,容易裂解成气。当模拟温度达 550℃时,烃气产率反而下降,这是因为相当一部分重烃气体特别是 C₂与 C₃进一步裂解成甲烷的缘故。

不同岩性的介质对可溶有机质的热裂解生气也有较大的影响。在稠油加石英砂与灰岩的对比实验中,在 400℃以下二者的产率基本相同,分别为 191.89m³/t·TOC 和 190.66m³/t·TOC;在 400℃以上,稠油石英的烃气产率随温度升高而增加的速度大于稠油灰岩的增加速度,500℃时两者的烃气产率分别为 393.37 m³/t·TOC 与 335.90 m³/t·TOC(表 2、图 2)。这也说明在高演化阶段,相对于硅质岩而言碳酸盐岩对可溶有机质成烃气有一定的迟后现象和抑制作用,源岩中的碳酸盐岩有可能降低可溶有机质成气的反应速度,影响其向气态烃转化。

总之,储集岩或运移途径岩石中的固体沥青、稠油沥青、运移沥青、原油或水溶烃类等可溶有机质的组成与性质(H/C 原子比)决定了其热裂解再生烃气产率大小,岩石介质及有机质的赋存状态在油气生成演化过程中也起着及其重要的作用。

2.3 烃气转化率及其影响因素

根据石油裂解成气机制,按 Barker(1990)的油气转换理论模型从物质平衡角度计算了不同原油与沥青完全裂解成 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率,与模拟实验结果进行对比研究发现:不同类型原油与沥青的最大实验转化率一般在 10%~50%(见表 2、图 3),都比理论计算的极限转化率要低。与烃气产率一样,

烃气转化率主要与可溶有机质的 H/C 原子比有关,正常原油灰岩的转化率最高达 46.96%,比 H/C 原子比很低的固体沥青的烃气转化率(9.26%)要高 5 倍。几种原油或沥青的热裂解最大烃气转化率大小顺序是:正常原油>沥青砂岩≅稠油砂岩>稠油灰岩>固体沥青。

在不同演化阶段原油或沥青的转化率则除了与其性质有关外,还与岩石介质及可溶有机质的赋存状态有关。沥青砂岩中的沥青 A 与 TK606 稠油的族组分、有机元素组成比较接近(表 1);从图 2 与图 3 中可以看出:在不同的演化阶段,无论是烃气产率还是实验转化率,天然沥青砂岩都要比人工配制的稠油石英的高,这很有可能与可溶有机质在岩石中的赋存状态有关。沥青砂岩中的可溶有机质与烃源岩中的干酪根一样可能以游离态、物理吸附态、化学吸附态、固态有机质以及包裹态(晶包与包裹体态)等多种状态赋存(关平,1998)。各种赋存状态的可溶有机质其热裂解成烃气所需要的活化能是不尽相同的。以物理和化学吸附态存在的可溶有机质,由于无机矿物中强极性离子的电子诱导效应或电子迁移,导致 C-C、C-H、C-O、C-S、C-N 键的电子云发生变化,降低了这些化学键的键能,活化能相对变小,从而使其容易断裂生成小分子的烃类气体。人工配制的再生源岩由于没有像天然源岩样品那样经历长期压实与胶结等成岩作用,以物理、化学吸附态存在的可溶有机质量较少,因此向气态烃转化的效率与速率偏低。这说明影响储集岩中可溶有机质向烃气热裂解转化的因素,除了有机质的性质(相当于干酪根类型)、模拟温度(相当于成熟度)之外,还与有机质在源岩中的赋存状态密切相关。那种基于纯有机质热裂解模拟实验而不考虑源岩中有机质赋存状态所建立的各种生排烃模式与油成气动力学模型,都难以客观描述可溶有机质的热解成气特征。在碎屑岩储层中,可溶有机质均匀地分布在岩石孔隙之中,由于压实与胶结作用,以物理和化学吸附态存在的有机质浓度较高,容易向烃气转化;而在各种碳酸盐岩储层中可溶有机质往往是存在于缝洞之中,与周围岩石介质有效接触不够,主要以自由态形式存在,有机质不易发生热裂解。这可能就是为什么自然界中常见高演化沥青砂岩中残留碳高而液态烃含量少,相反,在高演化的碳酸盐岩晶洞中却常能见到液态烃的原因之一。

2.4 原油与沥青再生烃模式

根据原油与沥青热裂解模拟实验结果,建立了

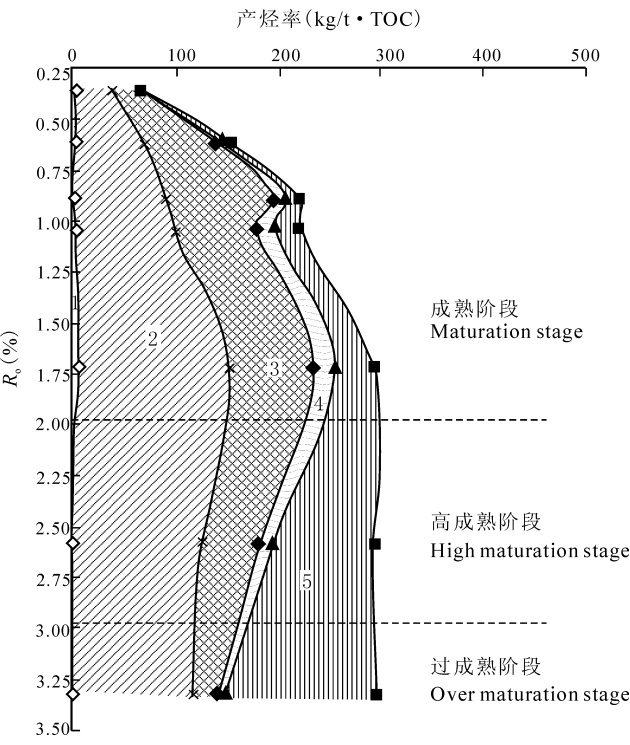


图 4 海相固体沥青生烃模式
Fig. 4 Hydrocarbon generation model
of marine solid bitumen

1—残留油;2—轻质油;3—凝析油;4—C₂⁺;5—CH₄
1—Residual oil;2—light oil;3—condensate oil;4—C₂⁺;5—CH₄

海相固体沥青与沥青砂岩两种天然储集岩再生烃演化模式。固体沥青的生烃模式见图 4,其特点:①固体沥青对油的吸附能力很低,即使在模拟温度 400℃(相当于 $R_o=1.7\%$)的高峰时,残留油含量也不超过 5.5 kg/t · TOC。②固体沥青再生烃能力较低,最高气态烃产率不超过 93kg/t · TOC。固体沥青再生烃能力不高,最高总烃产率不超过 300 kg/t · TOC,固体沥青热演化阶段划分不同于其他干酪根烃源岩:①固体沥青几乎不存在未成熟阶段,即从残留油藏或油滴形成固体沥青开始,只要温度或埋藏深度增加就不断会有部分轻质油或凝析油的生成和排出;②成熟阶段,相当于 $R_o<1.7\%\sim2\%$;③高成熟阶段,相当于 R_o 为 $2\%\sim3\%\pm$;④过成熟阶段,相当于 $R_o>3\%$ 。⑤固体沥青再生烃并非干酪根生烃,而是稠油或原油氧化或改造后的可溶或不可溶有机质(主要是非烃与沥青质)的再次生烃,这是与烃源岩主要靠干酪根生烃最根本的区别。

沥青砂岩生烃模式(见图 5)的特点是:①沥青砂岩在未成熟阶段对油的吸附能力很强,残留油含量很高。②沥青砂岩在低成熟—成熟阶段(相当于 $R_o=0.46\%\sim1.30\%$),沥青砂岩中残留油含量急

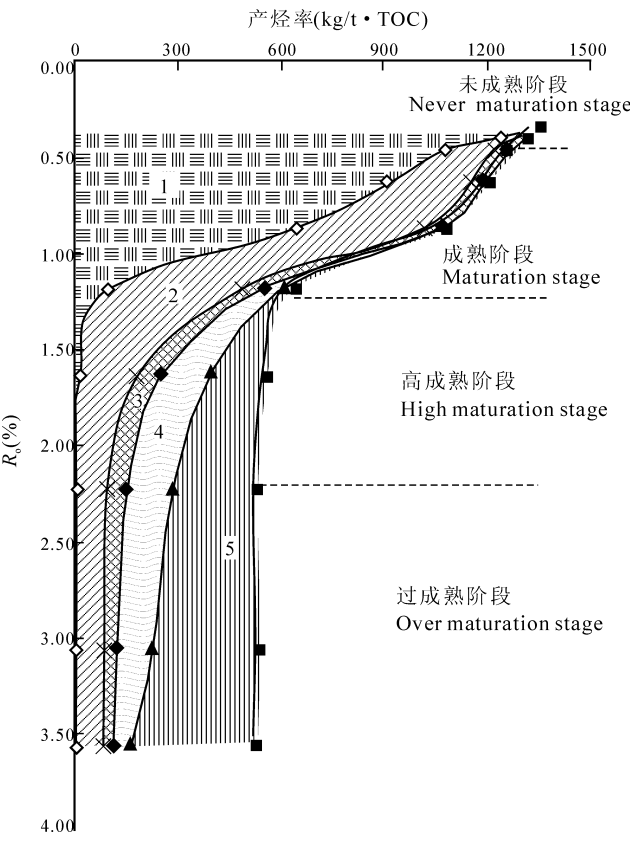


图 5 沥青砂岩生排烃模式
Fig. 5 Hydrocarbon generation and expulsion
model of bitumen sandstone

1—残留油;2—轻质油;3—凝析油;4—C₂⁺;5—CH₄
1—Residual oil;2—light oil;3—condensate oil;4—C₂⁺;5—CH₄

剧下降,在模拟温度 350℃(相当于 $R_o=1.19\%$)时,凝析油产率达到高峰,为 67.07 kg/t · TOC,最高轻质油产率在 389.25 kg/t · TOC,二者占总烃产率的 71%。③在高成熟—过成熟阶段(相当于 $R_o=1.3\%\sim3.56\%$)时,随着模拟温度的升高,在 450℃(相当于 $R_o=2.23\%\pm$)残留油的含量趋于平缓,凝析油和轻质油产率呈正态曲线变化。再生烃气量逐渐增高,相态从油气并存逐渐到以气为主,这是与干酪根烃源岩所不同的。④沥青砂岩生烃能力较强,最高产烃气产率为 416.53 kg/t · TOC,仅次于海相 I 型富烃含钙页岩,高于其他不同类型干酪根烃源岩。⑤沥青砂岩成熟度的划分:缺少未成熟阶段;成熟阶段与干酪根烃源岩相似,相当于 $R_o=0.7\%\sim1.3\%$,以生成和排出油为主,烃气产率较低,仅占总烃产率的 14%;高成熟阶段,相当于 R_o 为 $1.3\%\sim2.0\%\pm$,模拟温度约变化在 375~450℃之间,以生成和排出轻质油、凝析油和烃类气体为主,轻质油和凝析油量随温度升高逐渐降低,烃气产

率逐渐增高,烃气量占总生烃量的 50%~70%;过成熟阶段,相当于 $R_o > 3\%$,模拟温度大于 475℃,以生成和排出烃气为主,烃气量占总生烃量的 70%以上。

3 结语

原油与沥青再生烃气产率随热演化程度的增加而增加,其再生烃气潜力除了与再生源岩的岩性、演化程度等有关外,主要取决于其所含可溶有机质的氢碳比, H/C 原子比值越大,向气态烃转换的潜力越大,就像烃源岩中干酪根类型越好,生烃潜力越大一样。再生总油和总烃产率随着热演化程度的增加而降低,这是由于再生烃源岩中几乎不含不溶有机质,因此其总烃产率呈持续下降的趋势。

再生烃源岩生烃模式表明:当含有固体沥青或稠油沥青或运移沥青的岩石达到一定的有机质含量和热演化程度时,也可以再次生排一定量的烃类物质;当其再次达到成熟—高成熟阶段时,可以作为新的轻质油气或凝析油气源岩。再生烃源岩的演化过程表明:干酪根的热演化是一个连续递进的过程,低温低演化时,以干酪根生液态烃为主;但随着埋藏的加深和温度的升高,干酪根继续生烃能力已非常有限,大部分的轻质石油和气态烃并不是直接由干酪根生成的,而是由干酪根早期生成的有机质经进一

步的热裂解作用生成的。就是说:低演化时,干酪根生油;高演化时,由重变轻,由油生气,因此再生烃过程是干酪根生烃过程的延续。

参 考 文 献

冯子辉,迟元林. 2002. 原油在储层介质中的加水裂解生气模拟实验. 沉积学报, 20(3): 505~509.
高岗,黄志龙,柳广第,刚文哲. 2000. 碳酸盐岩油气生成模拟方法. 北京:石油工业出版社, 18~19.
关平. 1998. 烃源岩有机质的不同赋存状态及定量估算. 科学通报, 43(14): 1556~1159.
卢双舫,等. 1997. 原油族组分成气的化学动力学模型及其标定. 地质学报, 71(4): 367~373.
马素萍. 2003. 高压釜对加水模拟实验中氢产物的影响. 沉积学报, 21(4): 713~716.
秦建中. 2005. 中国烃源岩. 北京:科学出版社, 111~237.
曲佳燕. 2003. 油藏热破坏的化学动力学定量研究. 河北工业大学学报, 32(4): 35~40.
王振平. 2001. 原油裂解成气模拟实验、产物特征及其意义. 天然气工业, 21(3): 12~15.
赵孟军,卢双舫. 2000. 原油二次裂解—天然气重要的生成途径. 地质评论, 46(6): 645~650.
张水昌,梁狄刚,等. 2004. 塔里木盆地海相油气的生成. 北京:石油工业出版社, 346~383.
Barker Colin. 1990. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 74(8): 1254~1261.

Gas-Generation Potentiality of Various Marine Crude Oil and Bitumen in China

ZHENG Lunju, QIN Jianzhong, ZHANG Qu, ZHANG Zhirong

Wuxi Research Institute of Experimental Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu, 214151

Abstract

With the hydrous thermal pressure simulation experiments of the solid bitumen, bitumen limestone, bitumen sandstone and oil with different media, the experiment result of the characteristic of gas-generating factor, gas-generation potentiality and their affecting factor of the marine crude oil and bitumen was correlated. The experiment results indicated that the gas-generation potentiality of marine crude oil and bitumen not only related to the lithology and the evolution grade but also to the abundance and component of the soluble organism. The most hydrocarbon gas generating factor heightens with the atomic ratio of hydrogen to carbon. The reservoir rock or the rocks in migration path are the new source of light oil or natural gas when they reach to matured-high matured stages.

Key words: crude oil and bitumen; gas-generation potentiality; characteristic of gas-generating factor; simulate experiment