

文章编号:1000-0550(2004)增刊-0110-08

两种模拟方法(或加温方式)实验结果对比

国建英 苏雪峰 王东良 刘宝泉 于国营 郭树之

(华北油田分公司勘探开发研究院生油实验室 河北任丘 062552)

摘要 进行单温阶加温和连续加温两种方式的模拟实验,前者相当于封闭体系,后者相当于开放体系。对比两者的油气产率,并探讨两者与自然界烃源岩生排过程之间的关系。实验结果表明,总气体产率和气产率开放体系均低于封闭体系;排出油量和总生油率开放体系均大于封闭体系。自然界烃源岩的生排过程可能是介于封闭体系和开放体系之间的一种状况。

关键词 模拟方法 加温方式 模拟实验 开放体系 封闭体系

第一作者简介 国建英 男 1971 年出生 工程师 学士 有机地球化学

中图分类号 P593 **文献标识码** A

热压模拟实验是研究烃源岩生排特征,油气演化规律的重要方法和手段。为了研究模拟实验方法对油气产率的影响,探讨不同模拟实验方法与自然界烃源岩的生排过程之间的关系,进行了两种加温方式的模拟实验。

1 热压模拟实验仪器及加温方式

1.1 模拟实验样品

模拟实验所选用的样品采自柴达木盆地北缘,层位属侏罗系下统上段,岩性为油页岩,TOC 为 38.7%, T_{max} 为 433℃, I_H 为 574 mg/gc,H/C 原子比 1.38,为刚成熟、富含有机质烃源岩。

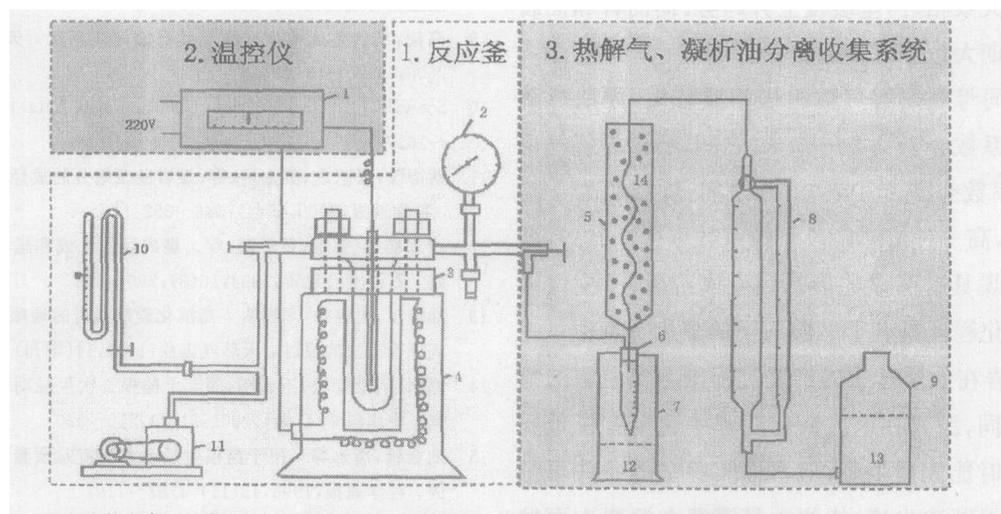
1.2 模拟实验仪器

实验仪器主要由三部分组成:第一部分为反应釜;第二部分温控仪;第三部分为热解气及凝析油(或称轻烃)收集分离系统,由液氮酒精溶液冷却的液体接受管(接受凝析油和水),冰水冷却的螺旋状冷凝管及带刻度的气体收集计量管组成(图 1)。

1.3 加温方式

本次实验采用了两种加温方式,第一种方式是原样单温阶加热法,即每个温阶均采用原始样品,恒温加热一定时间,然后收集油气产物,这种方法油气产物一直未脱离整个反应系统,相当于封闭体系,一般模拟实验多采用这种方式^[1~4]。

第二种方式是一个原始样品分温阶连续加热法,即每次加温后,放出热解气和凝析油,反应釜及样品用



1. 温度控制仪;2. 真空表;3. 高压釜;4. 加热炉;5. 冷凝管;6. 凝析油收集管;7. 液氮瓶;8. 气体收集瓶
9. 水准瓶;10. 真空计;11. 真空泵;12. 液氮;13. 饱和食盐水;14. 冰块

图 1 热压模拟实验装置

Fig. 1 The equipment map of hot pressing simulation experiment

二氯甲烷溶剂冲洗,收集排出的轻油,反应后的样品取出一部分留做各项分析用,剩余样品在下一温阶连续加温。这种方式每次反应后排出的油气脱离了反应系统,从整个油气生成、排出过程来看相当于一个开放式体系。

第一种方式简便易行,各种反应产物参与了整个热演化过程,最后模拟实验结果与自然界演化趋势基本一致,所以一般多采用这种方法。其缺点是对中间温阶生、排烃数量及各种产物特征不了解,与自然条件下烃源岩生、排烃过程有些差别。

第二种方式属开放式体系,各个温阶均排出了油气,在这一点上和自然界烃源岩生、排烃过程大体相似,并可对各温阶的生、排烃数量及各种产物的组成特征进行深入研究。但该方法排出的油气脱离了反应体系,未参与进一步的热演化过程,对总的热演化结果反映不出来,在这一点上又与自然界烃源岩热演化过程差别较大。另外,这种方式做起来比较麻烦,费时、费力,开始用样量很大,对低丰度样品不适用。

1.4 实验步骤

将样品和去离子水放入反应釜,密封后,充入 5~6 MPa 的氮气,试漏,待放置不漏后,放出氮气并用真空泵抽空再充氮气,反复 3~5 次,最后抽空。进行加温,达到设定温度后恒温 24 h。反应完毕,待釜内温度降到 250℃ 时开始放气。热解气首先通过液氮酒精溶液冷却的液体接受管,再通过冰水冷却的螺旋管,最后用计量管收集计量热解气的体积,热解气进行气组分分析。

液体接受管中的水和凝析油,为避免轻烃的损失,加入二氯甲烷后再进行分离,并用二氯甲烷萃取水液 3 次。二氯甲烷中的凝析油可通过色谱法进行定量或用重量法定量。

高压釜盖、内壁和岩石表面附着的油状物用二氯甲烷冲洗,二氯甲烷挥发后,即得排出的轻油。模拟后

的残样称重后,做有机碳、热解、反射率测定后,用氯仿抽提沥青“A”(或称残留油),然后抽提残样用盐酸、氢氟酸处理,分离制备干酪根。模拟实验获得的液态产物及干酪根进行各种项目的地化分析。

1.5 实验条件

我们曾对加温时间、样品颗粒大小、加水量多少等模拟实验条件进行了较深入的研究^[4]。这次实验所用的条件就是根据我们的研究结果选定的。

(1) 样品用量:单独加温为 8~16 g。连续加温开始用量为 70 g。

(2) 样品颗粒大小:主要采用 2.5~10 mm 的样品,这样大小的颗粒可用做全岩有机显微组分鉴定和反射率测定,对排烃也是有利的。

(3) 加水量:单独加温加水量为 8~16 g(相当样品重量的 50%);连续加温加水量为样品重量的 5%~90%。

(4) 模拟温度:为了研究烃源岩从低成熟→成熟→高成熟→过成熟整个演化阶段的生排烃率及产物和残渣的演化规律,我们选择了 200℃、250℃、275℃、300℃、325℃、350℃、400℃、450℃和 500℃共 9 个温度点。

(5) 加温时间:本次实验各温度点均恒温 24 个小时。

2 两种加温方式的油气产率

2.1 分温阶单独加温(封闭体系)油气产率

2.1.1 生气率随温度的变化(表 1、图 2a)

总气体,CO₂ 气、H₂ 气及烃气产率均随模拟温度升高而增加。在 350℃ 前生气率较低,总生气率 < 126.8 m³/t_c, 烃气产率 < 48.4 m³/t_c, CO₂ 气 < 31.9 m³/t_c。氢气产率 < 39.1 m³/t_c。350℃ 以后,总生气率和烃气产率急剧增大,而且产率比较高,总气体最高产率为 617.2 m³/t_c 烃气为 474.3 m³/t_c。表明

表 1 DMG40 油页岩各温阶单独加热模拟实验油气产率

Table 1 Oil and gas yielding of DMG40 oil shale by stepwise heating

温度 /℃	总气体 /m ³ ·t _c ⁻¹	CO ₂ 气 /m ³ ·t _c ⁻¹	氢气 /m ³ ·t _c ⁻¹	烃气 /m ³ ·t _c ⁻¹	烃气 /kg·t _c ⁻¹	凝析油 /kg·t _c ⁻¹	轻油 /kg·t _c ⁻¹	排出油 /kg·t _c ⁻¹	残留油 /kg·t _c ⁻¹	总油 /kg·t _c ⁻¹	总烃 /kg·t _c ⁻¹
原样	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.5	25.5	25.5
200	30.1	23.8	0.7	0.5	0.9	2.1	5.0	7.2	25.6	32.8	34.0
250	46.6	23.2	2.0	2.3	4.8	5.4	12.7	18.1	36.3	54.4	59.9
275	65.3	41.9	7.1	8.2	11.9	19.6	42.8	62.4	53.0	115.5	129.9
300	98.0	57.0	12.8	19.2	33.5	49.1	78.8	127.9	196.8	324.7	362.7
325	119.6	54.5	22.2	33.2	56.3	68.3	137.7	206.1	189.0	395.1	459.3
350	126.8	31.9	39.1	48.4	67.9	118.9	108.1	227.0	271.4	498.4	580.2
400	312.8	58.0	42.0	206.4	308.9	64.8	62.5	127.3	3.7	131.1	455.0
450	418.5	54.7	19.7	343.3	355.1	66.4	53.5	119.9	1.2	121.1	483.3
500	617.2	67.4	71.5	474.3	428.0	18.3	26.3	44.6	1.0	45.5	499.1

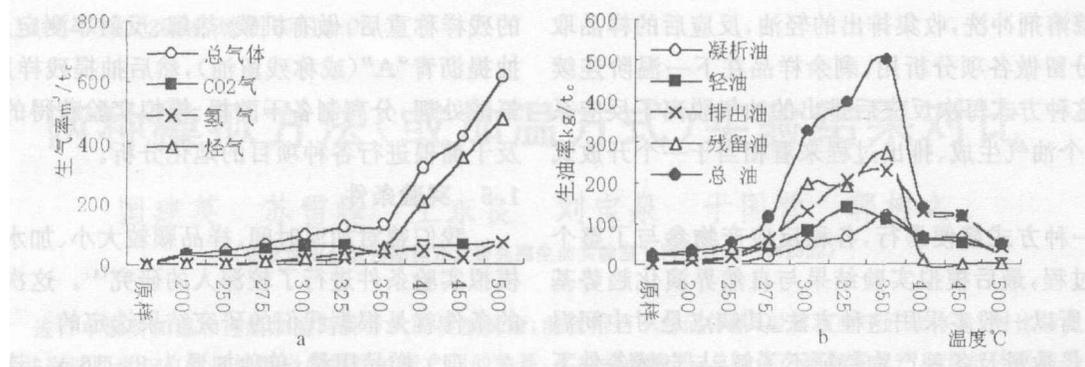


图 2 DMG40 油页岩封闭体系油气产率随模拟温度的变化

Fig. 2 Oil and gas yield of DMG40 oil shale variation with simulation temperature in sealed system

350℃以后已进入了液态烃大量裂解生气的阶段。

2.1.2 生油率随温度的变化(表 1、图 2b)

油页岩生油率非常高,275℃以前,生油率缓慢增加,275℃以后迅速增加,总油、排出油、凝析油、残留油、均在 350℃出现生油高峰,总生油率高达 498.4 kg/t_c,残留油也高达 271.4 kg/t_c,排出油 227.0 kg/t_c,排油率为 45.5%。这表明侏罗系下统上段油页岩具有很高的生油潜力,但排油效率相对较低。生油高峰过后生油率急剧下降。400℃时残留油急降至 10 kg/t_c 以下。说明此时已进入了凝析油湿气的阶段。

350℃也是生烃高峰,总产烃率为 580.2 kg/t_c。但 350℃以后总产烃率反而明显降低,500℃降至 499.1 kg/t_c。这可能是由于反应为一封闭体系,反应产物热解油未脱离反应体系,350℃时残留油含量高达 14.826%,总油含量可达岩样的 23.61%。残留油的非烃、沥青质含量较高,300℃时,非烃加沥青质含量高达 79.52%,350℃时仍高达 72.05%。这些极性大分子化合物在模拟温度进一步升高时除热裂解下来一部分轻烃外,很容易进一步缩聚为更大分子的高聚物而不溶于溶剂。又转变为热演化程度更高的干酪根,使总产率降低,使反应残渣的有机碳反而升高,这也是封闭式反应体系的一个缺点。

2.2 分温阶连续加温(开放体系)油气产率

对于有机质丰度高、产油量大、油族组成中非烃沥

青质含量高的样品,封闭式反应体系总会有一部分已生成的液体又缩聚为不溶的干酪根。对这类样品的模拟实验可采用分温阶连续加温的开放体系来弥补封闭体系的某些不足。

2.2.1 单温阶阶段生气率和阶段生油率

(1) 阶段生气率随温度的变化(表 2、图 3a)

总气体产率、烃气产率、H₂ 产率首先是随温度升高逐渐增加,在 350~400℃出现阶段生气高峰,400℃以后阶段生气率降低。而 CO₂ 气在 200℃和 250℃比较高,此后明显降低。这可能是样品成熟度不算高,因早期脱羧使 CO₂ 产率较高。

(2) 阶段生油率随温度的变化(表 2、图 3b)

阶段最高生油率在 300℃,总生油率为 369.7 kg/t_c,残留油生油率为 272 kg/t_c。凝析油和轻油阶段生油高峰在 350℃,凝析油生油率为 57.2kg/t_c,轻油为 106.3 kg/t_c。排油量为 163.5 kg/t_c。表明侏罗系下统上段富烃油页岩可以大量生油和排油。350℃以后阶段生油率迅速降低。400℃时,阶段生油率已很低,总油降至 12.6 kg/t_c,残留油降至 0.9kg/t_c。

2.2.2 累计生气率和累计生油率

(1) 累计生气率随温度的变化(表 3、图 4a)

总生气率、氢气和烃气产率均随温度升高而增加。其最高总生气率 401.8 m³/t_c,烃气最高产率 200.4 m³/t_c,均比封闭体系低。这是因为排出油已

表 2 大煤沟 DMG40 油页岩连续加温模拟实验油气产率(单温阶产率)

Table 2 Oil and gas yield of DMG40 oil shale by continuous heating (yielding of each temperature step)

温度 /℃	总气体 /m ³ ·t _c ⁻¹	CO ₂ 气 /m ³ ·t _c ⁻¹	氢气 /m ³ ·t _c ⁻¹	烃气 /m ³ ·t _c ⁻¹	烃气 /kg·t _c ⁻¹	凝析油 /kg·t _c ⁻¹	轻油 /kg·t _c ⁻¹	排出油 /kg·t _c ⁻¹	残留油 /kg·t _c ⁻¹	总油 /kg·t _c ⁻¹	总烃 /kg·t _c ⁻¹
0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	38.0	38.0	38.0
200	24.2	21.6	0.14	0.14	0.12	0.8	1.6	2.4	40.1	42.5	42.7
250	29.1	21.3	1.4	4.10	5.60	12.7	23.1	35.8	81.2	117.1	123.2
300	43.8	10.3	11.5	18.70	23.30	43.3	54.3	97.6	272.0	369.7	397.1
350	98.7	4.9	30.4	61.30	79.00	57.2	106.3	163.5	100.4	263.8	353.7
400	89.9	2.5	18.9	68.10	59.30	0.4	11.3	11.7	0.9	12.6	78.7
450	42.6	2.0	17.7	21.60	15.60	0.6	1.5	2.1	0.1	2.2	24.1
500	73.6	7.7	35.1	26.60	19.10	0.2	2.4	2.6	0.1	2.7	34.3

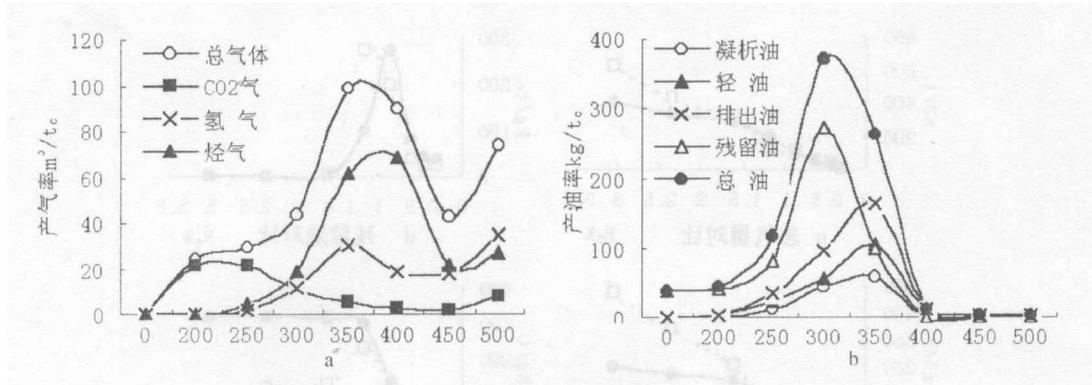


图3 DMG40 开放体系油页岩各演化阶段油气产率

Fig.3 Oil and gas yield of DMG40 oil shale variation with simulation temperature in opened system

脱离了反应体系,使裂解生成的烃气和总气产量较少。CO₂ 气产率 275℃以后变化不大。氢气最高产率 115.2 m³/t_c,比封闭体系高。可能是因为排出油已脱离了反应体系,使干酪根易于发生脱氢反应。

(2) 累计生油率随温度的变化(表 3、图 4b)

300℃以前累积生油率和总烃产率随温度升高而迅速增加。300℃时总油产率和残留油率达到高峰。分别为 400 kg/t_c 和 272.02 kg/t_c。此后残留油迅速降低,400℃时仅有 0.94 kg/t_c。表明降解生油反应已完全。300℃后总生油率降低,总产烃率略有增加,最高产

表 3 DMG40 连续加热模拟实验油气产率(累计产率)

Table 3 Oil and gas yield of DMG40 oil shale by continuous heating(accumulated yielding)

温度 /℃	总气体 /m ³ ·t _c ⁻¹	CO ₂ 气 /m ³ ·t _c ⁻¹	氢气 /m ³ ·t _c ⁻¹	烃气 /m ³ ·t _c ⁻¹	烃气 /kg·t _c ⁻¹	凝析油 /kg·t _c ⁻¹	轻油 /kg·t _c ⁻¹	排出油 /kg·t _c ⁻¹	残留油 /kg·t _c ⁻¹	总油 /kg·t _c ⁻¹	总烃 /kg·t _c ⁻¹
0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	37.95	37.95	37.95
200	24.2	21.61	0.14	0.14	0.12	0.81	1.63	2.44	40.07	42.51	42.68
250	53.3	42.91	1.58	4.21	5.76	13.52	24.76	38.28	81.22	119.49	125.82
300	97.1	53.23	13.12	22.89	29.09	56.81	79.10	135.92	272.02	407.93	441.70
350	195.8	58.13	43.50	84.20	108.09	114.01	185.38	299.39	100.37	399.76	523.39
400	285.6	60.64	62.39	152.29	167.37	114.40	196.68	311.08	0.94	312.02	501.67
450	328.2	62.60	80.11	173.86	182.99	115.02	198.17	313.19	0.07	313.26	524.85
500	401.8	70.31	115.20	200.43	202.08	115.25	200.55	315.80	0.06	315.87	559.09

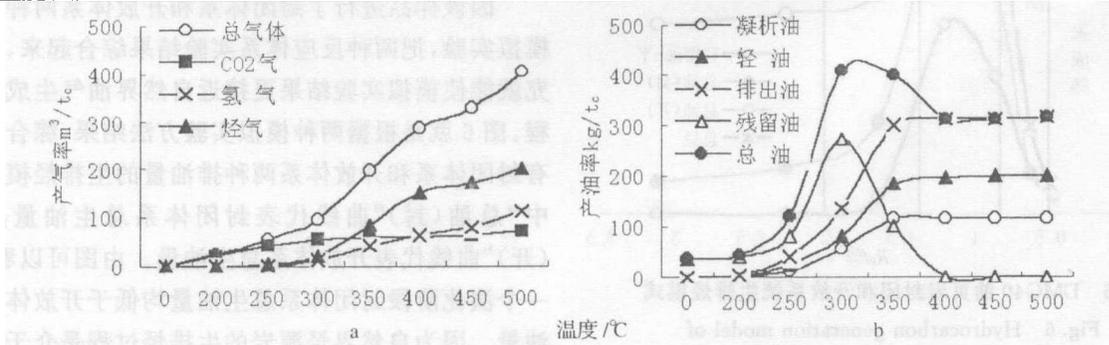


图 4 DMG40 油页岩开放体系各温阶累计油气产率

Fig.4 Oil and gas summation yield of DMG40 oil shale in opened system

烃率为 559 kg/t_c。

2.3 封闭体系与开放体系模拟实验油气产率对比

封闭体系与开放体系模拟实验油气产率对比见图 5,由图 5a、b、c、可以看出,350℃(R₀≈1.20%)以前气体产率比较接近,R₀≈1.20%以后,总气体产率和烃气产率开放体系均低于封闭体系;氢气产率开放体系高于封闭体系。

由图 5d 可以看出,残留油产率均很接近,只是残

留油主峰封闭体系后移了 50℃。由图 5e、f 可见,开放体系的排出油量和总生油率均大于封闭体系。

3 生排烃模式(图 6)

如前所述,该样品进行了封闭体系和开放体系两种方式的模拟实验。封闭体系模拟实验生成的油气产物(特别是生成的石油)均未脱离反应体系,始终和源岩一起参加了整个热演化过程,本应运移出去的一部

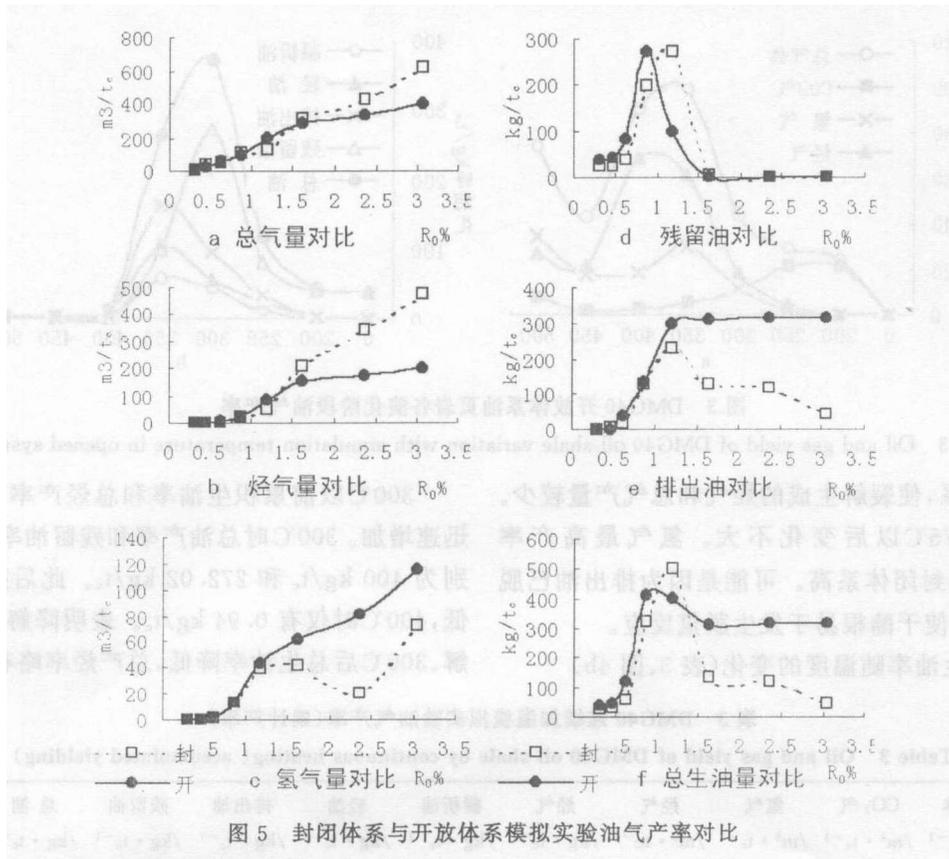


图5 封闭体系与开放体系模拟实验油气产率对比

Fig. 5 contrast of oil and gas yield between sealed system and opened system

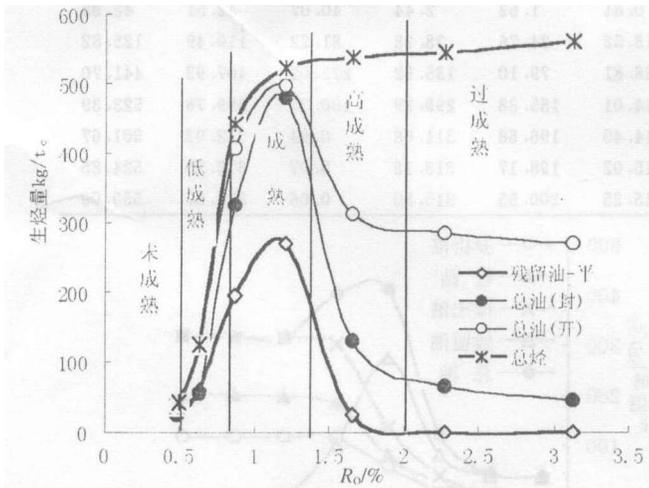


图6 DMG40油页岩封闭和开放系统生排烃模式

Fig. 6 Hydrocarbon generation model of sealed system and opened system

分液态石油在与烃源岩一起热演化中也发生了裂解,使排出油的数量有所减少。开放体系模拟实验,因排出的油气(特别是生成的石油)完全脱离了反应体系,未与烃源岩一起参加进一步的热演化过程,所以排出的石油要远多于封闭体系模拟实验。封闭体系和开放体系是两种极端情况,自然界烃源岩的生排烃过程即不完全是封闭体系,也不完全是开放体系,可能是介于封闭体系和开放体系之间的一种状况。因为烃源岩生成的油气,特别是石油部分由烃源岩排出后,由于运移逐

渐远离原来的热演化体系,未与烃源岩一起参加进一步的热演化过程。但是也有一部分残留在烃源岩中,或由烃源岩排出后,尚未远离原来的热演化体系,而与烃源岩一起参加了进一步的热演化过程。这就相当于封闭体系和开放体系之间的一种状况。

因该样品进行了封闭体系和开放体系两种方式的模拟实验,把两种反应体系实验结果综合起来,互相补充就能使模拟实验结果更接近自然界油气生成演化过程。图6就是根据两种模拟实验方法结果,综合出了具有封闭体系和开放体系两种排油量的生排烃模式。图中“总油(封)”曲线代表封闭体系总生油量,“总油(开)”曲线代表开放体系总生油量。由图可以看出,每一个演化阶段封闭体系总生油量均低于开放体系总生油量。因为自然界烃源岩的生排烃过程是介于封闭体系和开放体系之间的一种状况。所以总生油量应介于“总油(封)”和“总油(开)”两曲线之间。

如果从排油量来考虑的话,实验室模拟实验是在高温下进行的,由于热蒸发效应的影响,室内封闭体系模拟实验排油量应比实际排油量要高一些。所以说,由“总生油(封)”曲线和残留油曲线之间的区域代表的排油量有可能更接近自然界烃源岩的实际排油量。即封闭式分温阶单独加热模拟实验可能更能够反映出烃源岩的油气生成、排出和演化的总趋势及其结果。又因封闭式分温阶单独加热模拟实验方法比开放式分温阶连

续加热模拟实验方法相对容易掌握,也比较节省人力和时间,所以目前大都采用这种方法。

该油页岩可以生成约 42.5 kg/t_c 的未熟油,由于油页岩 TOC% 含量很高(38.7%),吸附性比较强,未熟油基本排不出来。进入生油门限以后,生油率急剧增大, $R_o \approx 1.2\%$ 时出现生油高峰,最高生油率为 498.4 kg/t_c。生油高峰过后,生油率先是急剧减少,以后趋于稳定。生油高峰过后总生烃率略有增加,最高生

烃率为 559 kg/t_c。表明该层段油页岩生烃潜力大。有机质类型较好,具有 I₁ 类生排烃模式。

4 油气组成及地化参数对比

如前所述,封闭体系和开放体系两种模拟方法的油气产率不同,开放体系排油量比较多,而烃气生成量比较少。为了解两种方法对油气组成及地球化学参数有无影响,本文进行了深入系统的研究。

表 4 封闭体系和开放体系模拟实验油页岩热模拟气组成对比

Table 4 Contrast of thermal simulation gas component with sealed system and opened system

温度/℃ 两种方法	200		250		300		350		400		450		500	
	封闭体系	开放体系												
CH ₄ /%	0.87	0.54	2.21	7.12	7.88	24.91	19.71	33.32	26.92	61.19	51.22	50.08	60.46	50.08
H ₂ /%	2.37	0.57	6.58	4.96	13.09	26.34	30.81	30.79	13.41	21.01	4.72	41.63	11.58	41.63
CO/%	3.03	1.87	6.06	3.09	7.13	4.26	4.70	1.19	1.25	0.21	0.79	0.73	0.58	0.73
CO ₂ /%	79.19	89.41	77.27	73.23	58.20	23.56	25.14	4.97	18.54	2.79	13.06	4.60	10.92	4.60
总烃/%	1.52	0.60	6.34	14.00	19.54	42.62	38.20	62.13	65.97	75.74	82.02	50.68	76.85	50.68
>C ₂ /%	0.65	0.05	4.13	6.88	11.66	17.71	18.48	28.80	39.05	14.55	30.81	0.61	16.38	0.61
C ₁ /总烃	57.50	91.21	34.92	50.86	40.32	58.45	51.61	53.64	40.81	86.79	62.44	98.80	78.68	98.80
总烯/总烃	3.07	7.37	6.88	6.59	6.92	1.47	4.45	0.66	3.95	0.06	1.13	0.00	0.08	0.00

由表 4 可见,开放体系热解气中 CO₂、CO 气含量、>C₂ 重烃、烯烃/总烃均比封闭体系低;而 CH₄ 气、CH₄/总烃多高于封闭体系。开放体系热解气这种组成特征可能更接近烃源岩自然热演化生成的天然气组成情况。

开放体系因为生成的油气脱离了反应系统,所以整个生排烃过程主要是由干酪根降解和裂解生成油气,而封闭体系生成的油气未脱离反应系统,所以生排烃过程除了由干酪根上降解和裂解生成油气外,油气本身在热演化过程中也要逐步裂解为小分子化合物,生成烃气和 CO₂、CO 等非烃气体。所以封闭体系的 CO₂、CO 等气体比开放体系高,在温度 >350℃ 以后的高成熟~过成熟阶段,>C₂ 重烃气和总烃气比开放体系高。

开放体系与封闭体系排出油族组成对比,开放体系的非烃含量均小于封闭体系,其余的饱和烃、芳烃、

总烃、非+沥、饱/芳等互有高低,彼此间较为接近,表明两种模拟方法排出油族组成有可比性(表 5)。

开放体系与封闭体系排出油色谱参数对比,主峰碳、OEP 值、轻/重比值彼此接近,互有高低。异构烷烃参数 Pr/Ph、Pr/nC₁₇、Ph/nC₁₈ 等低温(≤250℃)时,封闭体系略小于开放体系,温度 ≥300℃ 后封闭体系略大于开放体系,说明在高温阶段封闭体系又生成了部分 Pr 和 Ph,而且 Pr 的生成速度大于 Ph(表 6)。

开放体系与封闭体系排出油色质参数对比见表 7,各种参数彼此间互有高低,彼此间差值比色谱参数差值要大,但仍有一定的可比性,其中开放体系成熟度参数的演化规律比封闭体系要好一些。

开放体系与封闭体系干酪根元素组成对比见表 8, H/C 原子比开放体系均略低于封闭体系, O/C、N/C、S/C 等比值均很接近。

开放体系与封闭体系排出油碳同位素对比见表

表 5 封闭体系与开放体系模拟实验油页岩排出油族组份对比

Table 5 Contrast of simulation oil component with sealed system and opened system

温度/℃	饱和烃/%		芳烃/%		非烃/%		沥青质/%		总烃/%		非+沥/%		饱/芳	
	封闭	开放	封闭	开放										
200	41.35	25.68	13.46	12.67	20.83	17.12	6.73	11.30	54.81	38.35	27.56	28.42	3.07	2.03
250	30.64	25.05	14.89	11.11	23.40	19.96	7.66	9.42	45.53	36.16	31.06	29.38	2.06	2.25
300	35.14	42.23	17.23	15.53	28.04	19.42	7.43	8.98	52.37	57.76	35.47	28.40	2.04	2.72
350	44.60	51.27	19.06	22.00	25.90	16.71	7.55	3.82	63.66	73.27	33.45	20.53	2.34	2.33
400	12.87	17.16	24.26	17.75	32.18	17.75	25.25	44.38	37.13	34.91	57.43	62.13	0.53	0.97

表 6 封闭体系与开放体系模拟实验油页岩排出油色谱参数对比

Table 6 Contrast of saturated hydrocarbon GC parameter with sealed system and opened system

温度/℃	主峰 C		OEP		$\frac{\Sigma C_{21}}{\Sigma C_{22}}$		$\frac{Pr}{Ph}$		$\frac{Pr}{nC_{17}}$		$\frac{Ph}{nC_{18}}$	
	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放
200	22	23	1.08	1.14	0.66	0.71	1.17	1.32	0.23	0.43	0.14	0.24
250	23	22	1.09	1.08	0.57	0.77	1.07	1.34	0.18	0.22	0.12	0.13
300	22	20	1.05	1.02	0.71	1.27	1.92	1.30	0.12	0.10	0.05	0.06
350	21	21	1.03	1.02	0.94	1.05	1.05	0.77	0.06	0.01	0.05	0.02
400	20	19	1.02	1.02	1.22	1.14	1.08	0.67	0.08	0.03	0.05	0.03
450	22	21	1.05	1.02	0.65	0.78	0.88	0.72	0.14	0.08	0.09	0.06
500	22	23	1.06	1.03	0.71	0.40	1.23	0.89	0.17	0.11	0.09	0.11

表 7 封闭体系与开放体系模拟实验油页岩排出油质谱参数对比

Table 7 Contrast of saturated hydrocarbon GC-MS parameter with sealed system and opened system

温度/℃	$\frac{5\alpha-C_{27}}{5\alpha-C_{29}}$		$\frac{5\alpha-C_{28}}{5\alpha-C_{29}}$		$\frac{20S-C_{29}}{20S+20R}$		$\frac{\beta\beta-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$		$\frac{Tm}{Ts}$		$\frac{C_{30}-Hop}{C_{29}-Hop}$		$\frac{22S}{22R-C_{31}}$		$\frac{\gamma-蜡烷}{C_{31}}$	
	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放
200	0.67	0.89	0.46	0.42	8.99	8.72	29.73	23.75	6.41	4.17	1.06	1.09	0.64	0.83	0.16	0.19
250	0.76	0.81	0.47	0.44	9.45	9.07	30.62	21.82	6.70	8.53	0.96	1.01	0.64	0.63	0.13	0.16
300	0.98	0.98	0.67	0.62	15.64	17.48	30.92	28.16	15.58	12.27	0.77	0.82	0.59	0.70	0.12	0.15
350	1.73	1.07	0.56	0.96	31.72	53.98	34.86	34.30	16.20	10.34	0.71	0.76	0.90	0.78	0.19	0.20
400	1.41	0.68	0.73	0.49	27.49	26.40	44.92	33.85	9.55	9.91	0.70	0.62	0.96	0.71	0.24	0.30
450	0.86	0.72	0.44	0.43	15.80	29.11	32.18	38.73	8.70	5.68	0.90	0.73	0.62	0.97	0.14	0.34
500	0.93	0.63	0.49	0.42	15.50	34.31	35.36	42.69	10.70	3.66	0.77	1.14	0.73	1.20	0.14	0.26

表 8 封闭体系与开放体系模拟实验油页岩元素组成对比

Table 8 Contrast of simulated shale element composition with sealed system and opened system

温度/℃	H/C		O/C		N/C		S/C	
	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放
原样	1.379	1.383	0.141	0.124	0.016	0.015	0.003	0.005
200	1.371	1.335	0.121	0.119	0.016	0.016	0.003	0.003
250	1.307	1.283	0.091	0.068	0.017	0.017	0.003	0.004
300	1.189	1.119	0.049	0.058	0.019	0.019	0.002	0.004
350	0.734	0.634	0.045	0.046	0.024	0.024	0.002	0.004
400	0.554	0.483	0.032	0.021	0.023	0.023	0.003	0.003
450	0.498	0.420	0.022	0.027	0.020	0.022	0.002	0.002
500	0.414	0.412	0.019	0.024	0.018	0.019	0.001	0.001

9, 开放体系的轻油、沥青“A”、干酪根碳同位素均稍重于封闭体系, 但两者非常接近。

表 9 封闭体系与开放体系模拟实验油页岩碳同位素对比(‰)

Table 9 Contrast of simulated shale carbon isotope with sealed system and opened system

样品种类	轻油		沥青“A”		干酪根	
	封闭	开放	封闭	开放	封闭	开放
原样			-33.3	-33.3	-29.6	-29.6
200			-32.9	-32.1	-29.5	-29.3
250	-31.3	-30.9		-30.6	-29.9	-28.7
275	-30.9		-30.8		-29.8	
300	-30.4	-30.4	-29.8	-29.7	-29.5	-28.9
325	-30.1		-29.4		-28.5	
350	-29.8	-29.5	-29.6	-29.0	-28.3	-27.8
400	-28.8	-28.4			-28.1	-28.1
450	-28.5				-27.7	
500	-28.7				-27.9	

通过上述各种地球化学参数对比说明, 开放体系与封闭体系两种模拟实验方法的油气组成及各种地球化学参数虽有差异, 但两者十分接近, 均具有可比性。自然界烃源岩的生、排烃过程是介于开放体系与封闭体系之间的一种状况, 其油气组成及地球化学参数也应与开放体系与封闭体系两种模拟实验方法的油气组成及各种地球化学参数有可比性。

参考文献

- 1 刘宝泉. 上元古界下马岭组页岩干酪根的油气生成模拟实验. 石油实验地质, 1990, 12(2): 147~160
- 2 曹慧缙. 碳酸盐岩生烃机制的新认识. 石油实验地质, 1991, 13(3): 222~236
- 3 王兆云. 加水热模拟实验气态产物特征及演化规律研究. 石油勘探与开发, 1995, 22(3):

- 4 刘宝泉. 海相烃源岩模拟实验、演化特征、生排烃模式及生烃机理 学出版社, 2000. 101~107
探讨. 见: 赵政璋主编. 青藏高原海相烃源岩的油气生成. 北京: 科

Comparison of Experimental Results between Two Simulation Methods

GUO Jian-ying SU Xue-feng WANG Dong-liang

LIU Bao-quan YU Guo-ying GUO Shu-zhi

(Organic Geochemistry Laboratory, Research Institute of Petroleum Exploration & Development Huabei Oilfield

Company, PetroChina, Renqiu Hebei 062552)

Abstract The authors carry out simulation experiment with separate heating and continuous heating, the former is equivalent to sealed system, and the other is equivalent to opened system. Comparing the oil and gas yielding in different systems, we discussed the relationship of natural hydrocarbon generation process and both of the heating mode. The experiment indicates that total gas yielding and gaseous hydrocarbon yielding in opened system is lower than that in sealed system; and oil quantity and total oil production yielding in opened system is higher than that in sealed system. The natural hydrocarbon process is the status between the opened system and sealed system.

Key words simulation methods, heating mode, simulation experiment, sealed system, open system

(Continued from page 109)

Gas Generation Experimental Research of Shales, Coal, Bitumen and Oil

WANG Yun-peng GENG An-song LIU De-han XIONG Yong-qiang SHEN Jia-gui

(State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640)

Abstract Gas generation simulated experiments of the standard samples of shale (marine and oil shale), coal, bitumen and oil are performed in the closed system. Gas yield, peak stage and molecular composition of the different precursors in different thermal maturation stages. The gas generation mechanism and regulations of different precursors and the influence of precursor types and the thermal maturation degree are researched. The results of this paper provide the experimental basis to the identification of the effective source rocks.

Key words shales, coal, bitumen, gas-generation simulated experiment