

文章编号: 1001-6112(2003)06-0758-07

成煤环境不同类型烃源岩生排烃模式研究

秦建中^{1,2}, 刘宝泉³

(1. 中国矿业大学 北京校区, 北京 100083; 2. 中国石化 石油勘探开发研究院 无锡实验地质研究所, 江苏 无锡 214151; 3. 中国石油 华北油田 勘探开发研究院, 河北 任丘 062552)

摘要 该文运用热压模拟试验和油气地球化学等新技术, 在系统分析和总结大量分析数据和地质资料的基础上, 对成煤环境不同类型烃源岩的生排烃模式进行了深入细致和系统的研究。本中提出, 成煤环境沉积的暗色泥岩、碳质泥岩和煤生烃能力差别很大, 滨海(湖)沼泽煤及碳质泥岩多好于泥岩, 而较深水—浅水湖(或海)沼泽泥岩多优于煤。作者还创建了煤系 4 种有机质类型和 2 种主要岩类的 9 种生排烃模式, 并用实际地质剖面排烃模式进行了验证, 指出成煤环境 III₁-II₁ 型泥岩排油能力明显优于煤及碳质泥岩。

关键词: 烃源岩; 生排烃; 模式; 成煤环境

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

成煤环境不同类型烃源岩及其沉积环境和有机显微组分具有不同的生排烃模式, 这不仅表现在各个热演化阶段它们生成和排出的气、油量不同, 而且, 生、排烃产物的相态也不同^{1,2}。本文是在对华北地区石炭—二叠系³和柴达木、二连、海拉尔及塔里木盆地中生界等煤系烃源岩充分研究⁴的基础上, 筛选出代表性的未成熟或低成熟热压模拟实验样品(见表 1), 然后根据加水热压模拟实验的结果, 建立了 6 类环境或亚环境、4 种岩性(碳质泥岩与煤相似)、4 种有机质类型的 9 种生排烃模式。

1 热压模拟实验方法

实验仪器由反应釜、温控仪和热解气及凝析油(或称轻烃)收采分离系统 3 部分组成。根据刘宝泉(1998)对加温时间、样品颗粒大小、加水量多少等模拟实验条件的研究结果^{5,6}, 样品用量为煤 10~20g、泥岩 60~250g, 颗粒大小主要采用 2.5~10mm 的样品, 加水量为样品重量 10%~50%的水, 模拟温度为 200℃、250℃、275℃、300℃、325℃、

表 1 成煤环境不同类型代表性烃源岩热压模拟实验样品热解、TOC 和 R_o 分析资料

Table 1 Data of Rock Eval pyrolysis and TOC and R_o analyses for various representative source rock samples from coal-bearing environments in the thermo-pressure simulation experiment

序号	地区	井号	井深/m	层位	岩性	T _{max} / ℃	(S ₁ +S ₂)/ (mg/g)	IH/ (mg/g)	TOC/ %	R _o / %	类型
1	冷湖地区	石地 22 井	350~1 200	J ₁ ^上	灰色含砂泥岩	432	2.39	94	2.48	0.45	III ₂
2		深 86 井	3 498~3 506	J ₁ ^下	灰黑粉砂质泥岩	431	7.74	160	4.75	0.57	III ₁
3		冷科 1 井	3 484~3 486	J ₁ ^上	灰黑色泥岩	426	10.68	200	4.86	0.53	II ₂
4			4 177~4 178	J ₁ ^中	煤	447	96.82	214	45.3	0.81	III ₁
5	鱼卡地区	鱼 33 井	1 716	J ₂ ^中	煤	420	93.1	186	69.7	0.48	III ₂
6		1 446~1 490	J ₂ ^上	页岩(油页岩)	434	34.63	610	5.48	0.4	II ₁	
7	苏桥— 文安地区	苏 13 井	2 925~2 933	C-P	含壳质体煤	435	199.7	250	72.2	0.57	III ₁
8					煤	428	99.74	150	65.9	0.57	III ₂
9					深灰色泥岩	432	3.08	120	2.2	0.57	III ₂

收稿日期: 2003-10-09.

作者简介: 秦建中(1957-), 男(汉族), 河北邯郸人, 博士, 教授级高工, 主要从事石油地质勘探和油气地球化学研究.

350 °C、400 °C、450 °C 和 500 °C 共 9 个温度点, 加温时间为 24h。

实验方法是将样品和去离子水加入到反应釜中, 密封后抽空, 然后进行加温实验, 待釜内温度降到 200 °C 时开始排放气。通过液氮和冰水冷却, 收集并计量体积和重量, 称之为“排出油”。为避免凝析油的损失, 加入二氯甲烷后再进行分离, 凝析油通过色谱法和重量进行定量。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, 即得到残留油的一部分。模拟后的残样称重后进行有机碳、热解和反射率测定, 然后用氯仿抽提沥青“A”则得到“残留油”的另一部分。

2 煤及碳质泥岩生排烃模式

2.1 滨湖沼泽相 III₂ 型煤

该煤(柴达木盆地北缘鱼卡地区鱼 33 井侏罗系中统中段) 热压模拟生排烃模式可以划分为 3 个阶段(图 1a): a) 未成熟阶段($R_o < 0.65\%$), 总生烃量均较低, 生油量没有增加反而出现减小的趋势(42.4 → 39.3 kg/t); b) 凝析油湿气阶段($R_o = 0.65\% \sim 2.0\%$), 总生油量和排出凝析油量均在 $R_o \approx 1.2\%$ 时出现高峰, 前者为 48.3 kg/t, 后者为 13.1 kg/t, 均相对较低, 排出物以凝析油气为主, 总生气量则随

成熟度增高逐渐增加; c) 过成熟阶段($R_o > 2\%$), 总生排气量逐渐增加, 排出物为干气, 以甲烷气为主。

因此, III₂ 型滨湖沼泽相煤是生气的, 生油量和排油量均较低, 也可以说是不能生油的。总生烃量随演化程度的增加逐渐增大, 各演化阶段增加速率相近, 早期略大一些, 到过成熟早期阶段增加趋势不减。这说明 III₂ 型煤由于有机质类型差, 干酪根所带链烃多为以甲烷为主的短链烃, 需要更高的能量才能从干酪根上裂解下来, 但是煤中也含有少部分生油显微组分, 使得其生烃量相对 III₁ 型泥岩略大了一些。

2.2 滨海沼泽相 III₁ 型煤

该煤(苏桥—文安地区苏 13 井石炭—二叠系) 生排烃模式与滨湖沼泽相 III₂ 型煤相似, 也可以划分为 3 个阶段(图 1b): a) 未成熟(包括低成熟)阶段($R_o < 0.85\%$), 总生排烃量均很低; b) 凝析油湿气阶段($R_o = 0.85\% \sim 1.65\%$), 生气量、总生排烃量较高, 排出物以凝析油气为主; c) 过成熟阶段($R_o > 1.65\%$), 总生排气量逐渐缓慢, 排出物为干气, 以甲烷气为主。

滨海沼泽相 III₁ 型煤与滨湖沼泽相 III₂ 型煤生排烃模式的主要差别是: a) 前者的残余生油量(87.1 kg/t) 高于后者(39.6 kg/t), 但是前者的排烃量(3.77 kg/t) 明显低于后者(13.1 kg/t); b) 前者凝析

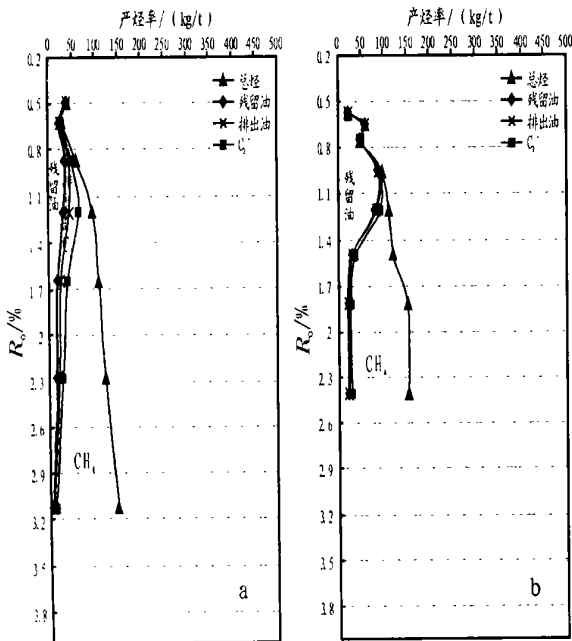


图 1 III₂ 型煤热压模拟生排烃模式

- a. 滨湖沼泽相 III₂ 型煤(柴北缘鱼 33 井侏罗系中统中段);
- b. 滨海沼泽相 III₂ 型煤(冀中苏桥—文安地区苏 13 井石炭—二叠系)

Fig. 1 Hydrocarbon generation and expulsion models of III₂-typed coals

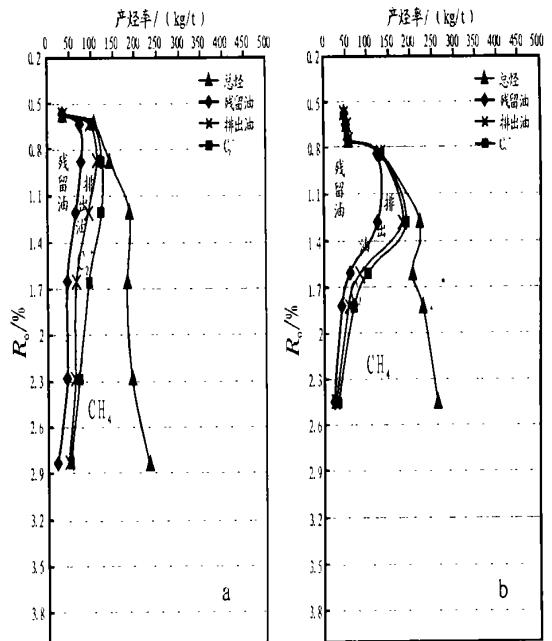


图 2 III₁ 型煤热压模拟生排烃模式

- a. 湖沼相 III₁ 型煤(柴北缘地区冷科 1 井侏罗系下统中段); b. 滨海沼泽相 III₁ 型含壳质组煤(冀中苏桥—文安地区苏 13 井石炭—二叠系)

Fig. 2 Hydrocarbon generation and expulsion models of III₁-typed coals

in the thermo-pressure simulation experiment

油湿气阶段 ($R_o = 0.85\% \sim 1.65\%$) 比后者有所缩短 ($R_o = 0.65\% \sim 2.0\%$), 这可能与有机显微组分的差异有关。

2.3 湖沼相 III₁ 型煤

该煤(柴北缘冷湖五号构造冷科 1 井侏罗系下统中段)生排烃模式因原始煤样 R_o 相对较高, 缺少未成熟阶段, 可以划分为 4 个阶段(图 2a): a) 未成熟阶段 ($R_o < 0.6\%$), 总生烃量均较低; b) 成熟阶段 ($R_o = 0.6\% \sim 1.25\%$), 残留油和总生油量高峰(分别为 76.3 kg/t 和 112.2 kg/t) 约在 $R_o = 0.9\%$ 左右, 但是排出油相对残留油要晚一些(例如排出油在 $R_o \approx 0.63\%$ 时占到残留油的 30.8%, 而在 $R_o \approx 0.87\%$ 时占到残留油的 47%), 排出物以凝析油或轻质油气为主; c) 高成熟阶段 ($R_o = 1.25\% \sim 2.0\%$), 生气量、总生排烃量增加缓慢, 排出物以气态及凝析油气为主; d) 过成熟阶段 ($R_o > 2.0\%$), 总生排气量缓慢增加, 排出物以甲烷气为主。

湖沼相 III₁ 型煤随演化程度的增加, 总生烃量也逐渐增加。在 $R_o < 1.2\%$ 时, 总生烃量迅速增加 (34.3 → 178 kg/t); 在 $R_o > 1.2\%$ 时, 总生烃量增加缓慢 (178 → 194.3 kg/t), 甚至在 $R_o > 1.65\%$ 时还有变低的趋势。

2.4 滨海沼泽相 III₁ 型含壳质组煤

该煤(苏桥一文安地区苏 13 井石炭一二叠系)生排烃模式与湖沼相 III₁ 型煤相似(图 2b): a) 未成熟—低成熟阶段 ($R_o < 0.85\%$), 总生排烃量均较低; b) 成熟阶段 ($R_o = 0.85\% \sim 1.3\%$), 生油量、总生排烃量较高, 排出物以凝析油或轻质油气为主; c) 高成熟阶段 ($R_o = 1.3\% \sim 2.0\%$), 生气量、总生排烃量增加缓慢, 排出物以气态及凝析油气为主; d) 过成熟阶段 ($R_o > 2.0\%$), 总生排气量增加, 排出物以甲烷气为主。

滨海沼泽相 III₁ 型含壳质组煤与湖沼相 III₁ 型煤生排烃模式的主要差别是前者的残余生油量 (124.3 kg/t)、总生排油量 (180.4 kg/t) 和总生排烃量 (261.4 kg/t) 高于后者 (分别为 76.3 kg/t、112.2 kg/t 和 194.3 kg/t), 这可能与有机显微组分的差异有关。看来, 滨海沼泽相 III₁ 型含壳质组煤确实具有较高的生油能力。

3 成煤环境泥岩及页岩生排烃模式

3.1 成煤环境滨湖一扇三角洲相 III₂ 型泥岩

该泥岩(柴北缘冷湖三号构造石地 22 井侏罗系下统上段)生排烃模式与滨湖沼泽相 III₁ 型煤很相

似, 也可以划分为 3 个阶段(图 3a): a) 未成熟(包括低成熟)阶段 ($R_o < 0.9\%$), 总生排烃量均很低, 随演化程度的增加, 总生油量没有增加也反而出现减小的趋势 (29 → 11.4 kg/t); b) 凝析油湿气阶段 ($R_o = 0.9\% \sim 1.65\%$), 总生气量较高, 排出物以凝析油气为主, 生油量和排出凝析油高峰也在 $R_o \approx 1.2\%$ 左右, 但是均很低(分别只有 10.1 kg/t 和 6.7 kg/t), 可以说是不能生油的; c) 过成熟阶段 ($R_o > 1.65\%$), 总生排气量逐渐增加, 特别是在 $R_o > 2.3\%$ 以后的过成熟阶段, 生气量升高趋势不减, 在 $R_o = 3\%$ 左右时, 最高生气量为 206.7 kg/t, 排出物为干气, 以甲烷气为主, 说明 III₂ 型泥岩由于有机质类型差, 干酪根所带链烃多为以甲烷为主的短链烃, 需要更高的能量才能从干酪根上裂解下来, 因此干酪根越差, 生气及生油需要的温度越高。

3.2 成煤环境滨海相 III₂ 型泥岩

该泥岩(苏桥一文安地区苏 13 井石炭一二叠系)生排烃模式与滨湖一扇三角洲相 III₂ 型泥岩相似(图 3b): a) 未成熟(包括低成熟)阶段 ($R_o < 0.85\%$), 总生排烃量均很低; b) 凝析油湿气阶段 ($R_o = 0.85\% \sim 1.5\%$), 生气量、总生排烃量较高, 排出物以凝析油气为主; c) 过成熟阶段 ($R_o > 1.5\%$), 总生排气量逐渐增加, 排出物为干气, 以甲烷气为主。

滨海相 III₂ 型泥岩与滨湖一扇三角洲相 III₂ 型泥岩生排烃模式的主要差别是: a) 前者总生排气量

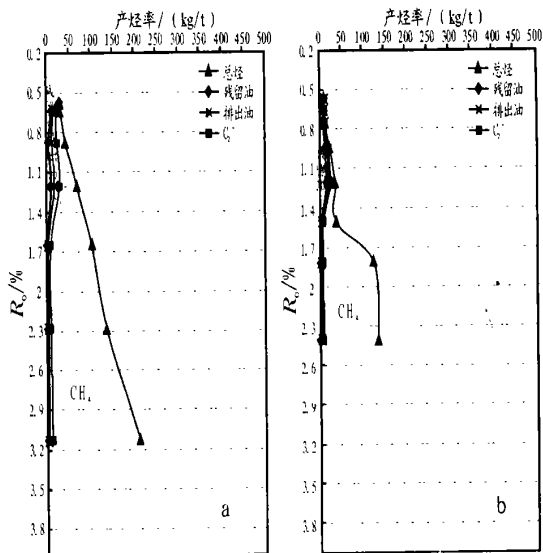


图 3 成煤环境 III₂ 型泥岩热压模拟生排烃模式

- a. 滨湖一扇三角洲相 III₂ 型煤(柴北缘石地 22 井侏罗系下统上段);
- b. 滨海相 III₂ 型(冀中苏桥一文安地区苏 13 井石炭一二叠系)

Fig. 3 Hydrocarbon generation and expulsion models of III₂-typed mudstone from coal-bearing environments in the thermo-pressure simulation experiment

(131.3kg/t) 和总生排烃量(134.7kg/t) 明显低于后者(分别为 206.7kg/t 和 211kg/t); b) 前者凝析油湿气阶段($R_o=0.85\% \sim 1.5\%$) 比后者有所提前($R_o=0.9\% \sim 1.65\%$), 这可能与有机显微组分的差异有关。

3.3 成煤环境浅湖相 III₁ 型泥岩

该泥岩(柴北缘冷湖四号构造深 86 井侏罗系下统中段) 生排烃模式(图 4a) 随演化程度的增加, 生油量迅速升高, $R_o \approx 1.0\%$ 时为生油高峰, 总生油量为 110.5kg/t; 但是, 排出油要相对滞后一些, 这与实际地下模式接近一致。总生气量也逐渐增加; 特别是在 $R_o=0.9\% \sim 1.6\%$ 阶段迅速升高, 最高生气量为 243kg/t。因此, a) 未成熟阶段($R_o < 0.5\% \sim 0.65\%$), 总生排烃量均很低; b) 成熟阶段($R_o=0.65\% \sim 1.25\%$), 生油量、总生排烃量迅速增加, 排出物以液态油相为主; c) 高成熟阶段($R_o=1.25\% \sim 2.0\%$), 生气量、总生排烃量也增加较快, 排出物以气态及凝析油气相为主; d) 过成熟阶段($R_o > 2.0\%$), 总生排气量缓慢增加, 排出物以甲烷气为主。

3.4 成煤环境中半深湖相 II₂ 型泥岩

该泥岩(冷湖五号构造冷科 1 井侏罗系下统上段) 生排烃模式与浅湖相 III₁ 型泥岩相似, 只是生油量、排出油量和生气量更大一些(图 4b)。随演化程度的增加, 生油高峰在 $R_o \approx 0.9\%$ 左右, 总生油量达

136.6kg/t, 排出油也相对迟一些, 在 $R_o \approx 1.07\%$ 时为最大值(47.1kg/t)。总生气量在 $R_o=0.9\% \sim 2.0\%$ 阶段迅速升高, 最高达 309.6kg/t。因此, a) 未成熟阶段($R_o < 0.55\%$), 总生排烃量均很低; b) 成熟阶段($R_o=0.55\% \sim 1.3\%$), 生油量、总生排烃量迅速增加, 排出物以液态油相为主; c) 高成熟阶段($R_o=1.3\% \sim 2.2\%$), 生气量、总生排烃量也增加较快, 排出物以气态及凝析油气相为主; d) 过成熟阶段($R_o > 2.2\%$), 总生排气量缓慢增加, 排出物以甲烷气为主。

3.5 浅湖相 II₁ 型富烃页岩

该页岩(柴北缘鱼卡地区鱼 33 井侏罗系中统上段) 实际上已经不属于成煤环境的产物, 只是与煤系地层共生, 其生排烃模式与成煤环境烃源岩相差甚大(图 4c)。其残留油量在 $R_o \approx 0.45\% \sim 0.65\%$ 阶段就急速增加, $R_o=0.63\%$ 时就高达 187.8kg/t, 生成的是未熟—低熟稠油, 但是排油量相对较低, 仅为残留油的 10.9%, 只有 20.5 kg/t, 绝对量还是相对较高的, 何况排油量只是计量随气排油量, 实际排油量可能更大一些。之后, 排油量迅速升高, $R_o=1.02\%$ 时达到高峰(176.2 kg/t)。总生气量在 $R_o > 0.85\%$ 以后迅速升高, 最高达 469.3kg/t。综合来看, II₁ 型富烃页岩生排烃模式可以划分为 5 个演化阶段: a) 未成熟阶段($R_o < 0.45\%$), 总生排烃量相对较低; b) 未成

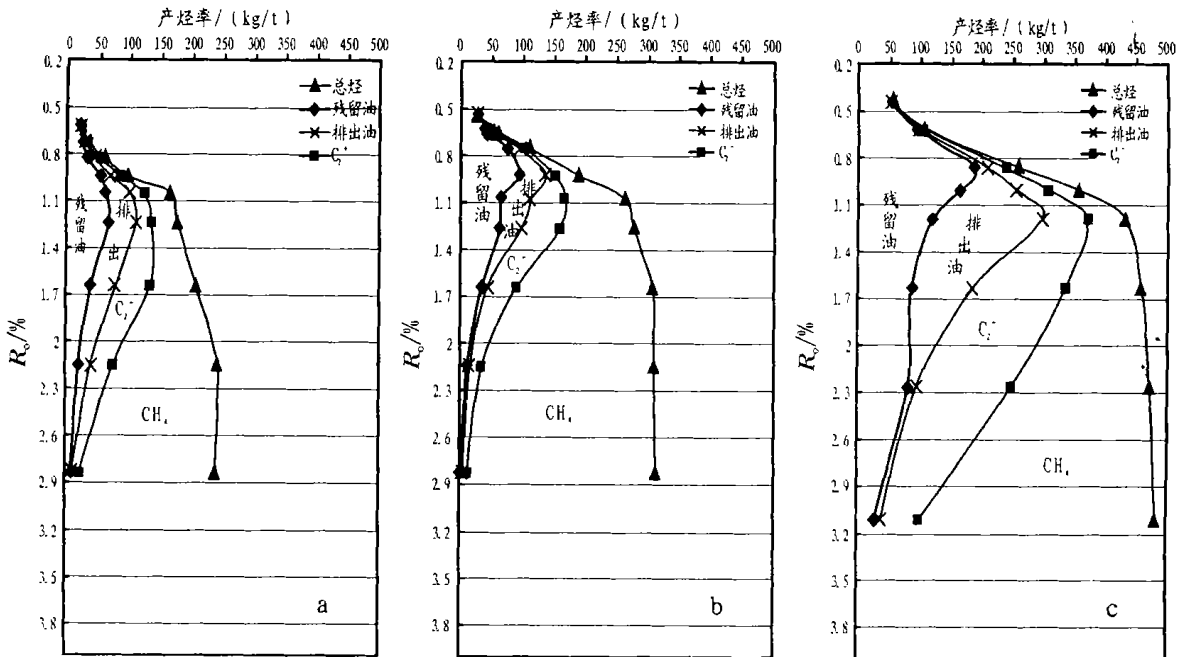


图 4 成煤环境 III₁ 型—II₁ 型泥页岩热压模拟生排烃模式

a. 浅湖相 III₁ 型泥岩(柴北缘地区深 86 井侏罗系下统下段); b. 半深湖相 II₂ 型泥岩(柴北缘地区冷科 1 井侏罗系下统); c. 浅湖相 II₁ 型富烃页岩(柴北缘地区鱼 33 井侏罗系中统上段)

Fig. 4 Hydrocarbon generation and expulsion models of III₁-II₁ typed argillite from coal-bearing environments in the thermo-pressure simulation experiment

熟—低成熟阶段 ($R_o \approx 0.45\% \sim 0.65\%$), 生油量、总生排烃量迅速增加, 排出物以液态稠油为主; c) 成熟阶段 ($R_o = 0.65\% \sim 1.3\%$), 生油量、总生排烃量迅速增加, 排出物以液态油相为主; d) 高成熟阶段 ($R_o = 1.3\% \sim 2.5\%$), 生气量、总生排烃量增加较快, 排出物以气态及凝析油气为主; e) 过成熟阶段 ($R_o > 2.5\%$), 总生排气量增加相对慢一些, 排出物以甲烷气为主。

4 成煤环境不同类型烃源岩生排烃模式的异同点

4.1 生排油能力

从生排油能力来看: a) 浅湖相 II₁ 型富烃页岩最大, 总生油量一般在 200 ~ 300 kg/t 之间, 排油量可占到 50% ~ 60%, 成熟阶段是生油的, 油质重; b) 半深湖相 II₂ 型泥岩次之, 总生油量一般在 135 ~ 200 kg/t 之间, 排油量可占 35% ~ 45%, 一般在 45 ~ 70 kg/t 之间, 成熟阶段也主要是生油的, 油质较轻, 可生少量气; c) III₁ 型干酪根第三, 它既能生气又可生油(气为主), 油质更轻, 多为轻质油或凝析油, 总生油量一般在 100 ~ 160 kg/t 之间, 煤的排油量一般占总生油量的 20% ~ 32%, 泥岩排油量占总生油量的 35% ~ 45%, 即 III₁ 型泥岩排油量明显高于 III₁ 型煤, 只是 III₁ 型含壳质组煤排油总量是相对较高的; d) III₂ 型干酪根最低, 主要是生气的, 只能生成少量凝析油, 总生油量一般很低 (15 ~ 60 kg/t), 排油量就更低了, 泥岩排油量可占到总生油量的 30% ~ 40%, 煤(或碳质泥岩)排油量占到总生油量的 5% ~ 25%, 也是 III₂ 型泥岩排油量明显高于 III₂ 型煤。

4.2 生排气能力

从生排气能力来看, 也以 II₁ 型富烃页岩相对最高, II₂ 型泥岩次之, III₁ 型泥岩和煤生排气量也较高, III₂ 型泥岩和煤相对最低, 一般也是相同类型的泥岩生排气量高于煤, 只有滨海沼泽相 III₁ 型含壳质组煤例外。

4.3 成熟阶段

就成熟阶段来看, II₁ 型富烃页岩可以划分出 5 个演化阶段, II₂ 型和 III₁ 型泥岩和煤为 4 个演化阶段, 而 III₂ 型泥岩和煤只有未成熟、凝析油湿气和过成熟 3 个演化阶段, 反映出从 II₁ 型生排油为主变到 III₂ 型生排气为主。

4.4 生油气带宽窄

从生油带和生气带宽窄分析, 成煤环境形成的泥岩、煤及碳质泥岩, 随着有机质类型的变差, 即从

II₁ 型到 III₂ 型, 生油带越来越窄, 从 II₁ 型富烃页岩的 $R_o = 0.45\% \sim 1.3\%$ 到 III₂ 型泥岩和煤的几乎无生油带存在; 凝析油湿气带也随着有机质类型的变差逐渐变窄, 即从 II₁ 型富烃页岩的 $R_o = 1.3\% \sim 2.5\%$ 逐渐变窄到 III₂ 型泥岩和煤的 $R_o = 0.85\% \sim 1.65\%$ 。

5 冀中东北部石炭—二叠纪煤系不同类型烃源岩排烃模式实例

根据冀中东北部石炭—二叠纪不同类型烃源岩的有机质热演化规律、油气源对比(苏桥煤型油气田)、油气成熟度和大量有机地球化学数据, 应用物质平衡和干酪根热降解生烃不可逆原理^[7], 也可以建立适合本区的不同类型烃源岩的排烃模式(图 5)。例如, 冀中东北部石炭—二叠纪煤及碳质泥岩的有机质热演化规律(图 6)表明: 煤在 $R_o < 0.80\%$ 的成熟阶段, 其生烃潜量、有效碳/有机碳、氢碳原子比和热失重等指标随成熟度增加几乎没有什么变化, 只有氯仿抽提物和烃类略有增加, 这说明煤中游离烃类和干酪根未降解烃类几乎没有损失, 即从煤中运移出去的烃很少; 当 $0.80\% < R_o < 1.8\%$ 时, 上述各项指标明显降低, 说明有大量烃类排出, 排出量可用 $(S_1 + S_2) / TOC$ 定量计算; 当 $R_o > 1.8\%$ 时, 上述各项指标已经很低而且变化很小, 说明排烃也基本结束。

由实际剖面建立的冀中东北部石炭—二叠系 III₁ 型含壳质组煤及碳质泥岩和 III₂ 型煤系泥岩的

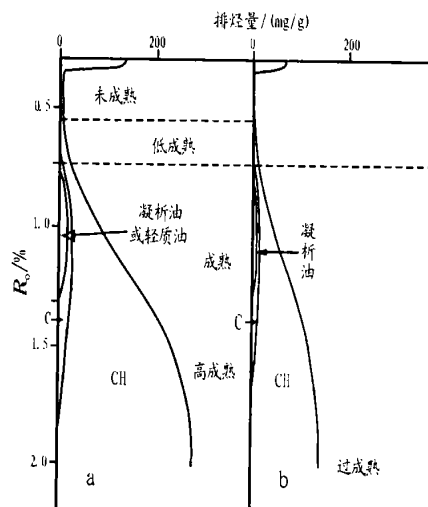


图 5 冀中东北部石炭—二叠系不同类型烃源岩排烃模式
a. III₁ 含壳质组煤及碳质泥岩; b. III₂ 型泥岩 ($TOC = 2\% \sim 8\%$)

Fig. 5 Hydrocarbon expulsion models of various source rocks in the Cretaceous-Permian of Northeast Jizhong area

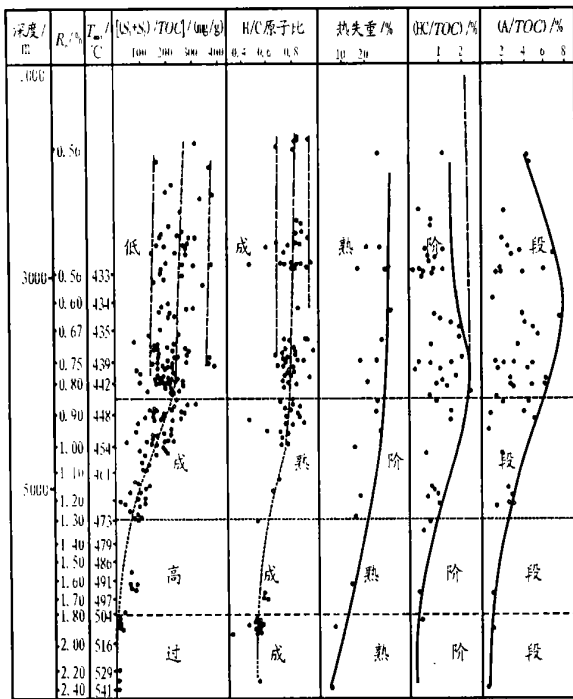


图 6 冀中东北部苏桥—文安地区石炭—二叠纪煤有机质热演化剖面

Fig. 6 Thermal evolution profile of organic matter in the Cretaceous-Permian coals of Suqiao-Wen'an area, Northeast Jizhong, Hebei, China

排烃模式(图 5)与该区对应热压模拟实验的生排烃模式基本上是一致的(图 2b、图 3b)。主要表现在: a) 煤及碳质泥岩最高生排烃量或最大排烃量均在 260mg/g 左右, 大量排烃期均在 $R_o=0.8\% \sim 1.8\%$ 的成熟中期至高成熟阶段, 煤及碳质泥岩的最大排烃量均比煤系泥岩高一倍左右; b) 在中等演化阶段 ($R_o=0.8\% \sim 1.3\%$) 生排出物均为轻质油或凝析油气相, 以甲烷为主, 气态烃约占 83%, 轻质油或凝析油约占 17%; c) 均在 $R_o>0.80\%$ 时才进入主要排烃期。

6 成煤环境不同类型烃源岩对油气的贡献

综合成煤环境不同类型烃源岩的油气产率和生排烃模式等来看, 华北地区石炭—二叠系煤和碳质泥岩对气(油)的贡献要大于暗色泥岩, 即石炭—二叠系煤和碳质泥岩的生排烃能力是控制形成大型气(油)田的主要因素; 而西北侏罗系在成熟阶段以浅湖—较深湖或深湖相泥岩生排油气为主, 煤及碳质泥岩为辅; 在高成熟—过成熟阶段, 湖相泥岩、沼泽相煤和碳质泥岩均对天然气具有较大贡献。即侏罗系湖相泥岩的生排油能力是控制形成油田的主要因

素, 而湖相泥岩、煤及碳质泥岩是控制形成大中型气田的主要因素。

成煤环境中煤及碳质泥岩和泥岩对油气的贡献要视沉积环境分别而论。a) 滨海(或湖)沼泽形成的含壳质组煤和碳质泥岩对煤成油和煤成气具有相对较大的贡献, 这是因为含壳质组煤和碳质泥岩生烃能力相对较高, 为 III₁ 型煤生排烃模式; 而滨海或滨湖相沼泽相形成的暗色泥岩一般有机质丰度和生烃能力均较低或很低, 为 III_b 型泥岩生排烃模式。即滨海沼泽相或滨湖沼泽相形成的 III_b 型煤和碳质泥岩对煤成气的贡献一般也大于泥岩。b) 成煤环境中浅湖—半深湖—深湖相泥岩对油气藏的贡献更大一些, 尤其是在成熟阶段对油藏的贡献更显著, 这是因为深湖—浅湖或浅海—较深水沼泽相形成的暗色泥岩有机质丰度和生烃能力较高, 为 II₂—III₁ 型泥岩生排烃模式, 甚至为 II₁ 型页岩生排烃模式, 而较深水沼泽形成的煤和碳质泥岩尽管有时也可为 III₁ 型煤生排烃模式, 其排烃量尤其是排油量要远小于 II₂—III₁ 型泥岩。但是, 在高成熟—过成熟阶段, 暗色泥岩、煤和碳质泥岩对气均有很大贡献, 其相对大小要视它们的厚度而论。c) 在成煤环境中河流沼泽相形成的 III_b 型煤和碳质泥岩对煤成气可能具有一定的贡献, 但是泥岩(红色—灰绿色)多为非烃源岩, 对煤成气的贡献很小。

就成煤环境中煤、碳质泥岩和暗色泥岩及暗色泥灰岩而论, 在相同有机质类型条件下, 暗色泥岩的排油气量要明显高于煤及碳质泥岩, 这是因为煤和碳质泥岩对油气的吸附能力要远大于泥岩, 根据相似相溶原理, 碳对油气的吸附作用相对更强一些, 使得烃类更难排出。热压模拟实验和实际地质剖面均证实了这一点。

7 结论

创建了煤系 2 种主要岩类和 4 种有机质类型的 9 种生排烃模式, 并用实际地质剖面排烃模式进行了验证。成煤环境形成的泥岩、煤及碳质泥岩均随着热演化程度的增加, 油、凝析油、湿气和甲烷气等有规律地增加或减少, 油和凝析油均是由低到高再到低, 湿气和甲烷气则均是逐渐增加, 整体由液态油相到凝析气相再到纯甲烷气相。随着有机质类型的变差, 生油量、生气量逐渐变低, 生油带越来越窄。

成煤环境 III_b 型干酪根一般无生油阶段, 主要是生气的, 生气量较低, 只能生成和排出少量凝析油(凝析油湿气阶段一般相当于 $R_o \approx 0.85\% \sim$

1.65%), 泥岩生排油气量常高于煤及碳质泥岩。III₁型干酪根在成熟—高成熟阶段既能生气又可生油, 生排油气量较高, 油多为轻质油或凝析油, 泥岩排油量明显高于煤及碳质泥岩。II₂型干酪根泥岩与III型泥岩相似, 只是生油带($R_o \approx 0.50\% \sim 1.3\%$)较宽一些。II₁型干酪根是我国陆相湖泊生油的主体, 已经超出成煤环境的范畴, 只是与煤系地层共生罢了。富烃页岩在未成熟—低成熟和成熟阶段是生油的, 生油带最宽($R_o \approx 0.35\% \sim 1.3\%$), 油质重, 生油量、排油量大。

华北地区石炭—二叠系煤和碳质泥岩生油气能力或对气(油)的贡献要大于暗色泥岩; 而西北侏罗系在成熟阶段则以浅湖—半深湖—深湖相泥岩生排油为主, 在高成熟—过成熟阶段湖相泥岩、煤及碳质泥岩均对天然气具有较大贡献。

参考文献:

- [1] Hunt J M. Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter[J]. *Org Geochem*, 1991, 17(6): 673—680.
- [2] Garcia-Gonzalez Mario, Surdam Ronald C, Lee Milton I. Generation and expulsion of petroleum and gas from Almond formation coal, Greater Green River Basin, Wyoming[J]. *AAPG Bulletin*, 1997, 81(1): 62—81.
- [3] 秦建中, 等. 华北地区煤系烃源岩油气生成、运移、评价[M]. 北京: 科学出版社, 2000.
- [4] 程克明. 吐哈盆地油气生成[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994.
- [5] 秦建中, 等. 加温时间、加水量对模拟实验油气产率及地化参数的影响[J]. *石油实验地质*, 2002, 24(2): 152—157.
- [6] 王兆云, 等. 加水热模拟实验气态产物特征及演化规律研究[J]. *石油勘探与开发*, 1995, 22(3).
- [7] 梁狄刚, 等. 冀中煤成凝析油的油源及煤岩的排烃问题[A]. 中国科学院地球化学研究所有机地球化学开放实验室研究年报[C]. 北京: 科学出版社, 1988. 119—127.

STUDY ON THE MODELS OF HYDROCARBON GENERATION AND EXPULSION FROM VARIOUS SOURCE ROCKS IN COAL-BEARING ENVIRONMENTS

QIN Jian-zhong^{1,2}, LIU Bao-quan³

(1. Beijing Campus, China University of Mining Industry, Beijing 100083, China;

2. Wuxi Research Institute of Experimental Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China;

3. Institute of Petroleum Exploration and Development, Huabei Oilfield, Renqiu, Hebei 062552, China)

Abstract: Using new technologies such as the thermo-pressure simulation experiment and hydrocarbon geochemistry, the hydrocarbon generation and expulsion models for various source rocks in coal-bearing environments were studied in detail on the bases of the systematic analysis and summarization of a number of geochemical and geological data. There are dramatic differences in hydrocarbon generation potential among dark mudstone, carbargillite and coal in coal-bearing environments. The coal and carbargillite formed in shore swamp are better than the mudstone, but the mudstone formed in relative deep to shallow lacustrine (sea) is better than the coal. Nine hydrocarbon generation and expulsion models for four organic matter types and two main rocks in coal-bearing environments were established, and the models were tested by real geological profiles. The ability of hydrocarbon expulsion for mudstone with type III—II₁ organic matter is in an advantageous position comparing with coal and carbargillite in coal-bearing environments.

Key words: hydrocarbon source rock; hydrocarbon generation and expulsion; model; coal-bearing environment