

# 渤海湾盆地东濮凹陷 古生界煤成烃特征模拟实验研究

张洪安<sup>1</sup>, 张爽<sup>2</sup>, 张云献<sup>1</sup>, 姚素平<sup>2</sup>

(1. 中国石化中原油田分公司, 河南濮阳 457001; 2. 南京大学地球科学与工程学院 南京 210046)

**摘要:** 通过渤海湾盆地东濮凹陷石炭—二叠系煤系地层实际地质条件下煤的半开放体系加水热模拟实验研究, 刻画了该区煤岩不同温压介质条件下生排烃特征及潜力。研究表明: (1) 东濮凹陷石炭—二叠系煤具有极高的生烃潜力, 最高产烃量达 254 mg/g, 其中气态烃总产率 220 mL/g, 液态烃最高产率为 145.8 mg/g; (2) 煤成油的演化呈峰形尖锐的单峰特征, 生油高峰在 325 °C ( $R_o = 1.08\%$ ), 生成的液态烃类近 40% 排出煤体; (3) 煤成气的演化呈多阶段性逐渐增大的特征, 其中 325~450 °C 和 500~550 °C 2 个区间气态烃类快速增加, 前者主要缘于液态烃的大量裂解, 后者是煤芳香结构进一步稠合生烃演化产生; (4) 东濮凹陷石炭—二叠系煤既生油又生气, 其煤成油潜力与吐哈盆地侏罗系煤相当, 煤成气潜力与鄂尔多斯石炭—二叠系煤相当。

**关键词:** 热模拟; 生排烃模式; 生烃潜力; 煤岩; 古生界; 东濮凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.115

文献标识码: A

## Simulation of hydrocarbon generation of the Paleozoic coals in the Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

Zhang Hongan<sup>1</sup>, Zhang Shuang<sup>2</sup>, Zhang Yunxian<sup>1</sup>, Yao Suping<sup>2</sup>

(1. SINOPEC Zhongyuan Oil Field, Puyang, Henan 457001, China;

2. School of Earth Sciences and Engineering, Nanjing University, Nanjing, Jiangsu 210046, China)

**Abstract:** The hydrocarbon generation and expulsion characteristics under different temperatures and pressures and the hydrocarbon potential of coals were studied based on the thermal simulation with water in a half-open system of coals using the geological conditions of the Carboniferous-Permian coals in the Dongpu Sag, Bohai Bay Basin. The results indicate that: (1) The Carboniferous-Permian coals in the Dongpu Sag show a very high hydrocarbon generation potential. The yield of hydrocarbon generated can reach 254 mg/g, among which the gaseous products account for 220 mL/g, and the liquid part about 145.8 mg/g. (2) The yield of thermal cracking oil from coal shows a single peak, which appears at 325 °C ( $R_o = 1.08\%$ ). Almost 40% of the liquid hydrocarbon was expelled from coal. (3) The hydrocarbon generation of coal followed an increasing tendency in several stages. The intervals 325-400 °C and 500-550 °C are the stages when gaseous hydrocarbon shows a rapid increase. The former increase should be a result of thermal cracking of liquid hydrocarbon, while the latter maybe caused by the condensation of aromatic hydrocarbon. (4) The Carboniferous-Permian coals in the Dongpu Sag yielded both oil and gas, with an oil generation potential approximately equal to that of the Jurassic coals in the Turpan-Harmi Basin, and a gas generation potential matching the Carboniferous-Permian coals in the Ordos Basin.

**Key words:** thermal simulation; hydrocarbon generation and expulsion model; hydrocarbon generation potential; coal; Paleozoic; Dongpu Sag; Bohai Bay Basin

东濮凹陷位于渤海湾盆地西南端,是在中、古生界基底上发育起来的新生代断陷湖盆,蕴藏着丰富的石油天然气资源。自 1970 年代发现文留煤成气田以来,近年来在西斜坡胡古 2、西南洼方 3 井也

发现了煤成气,使得东濮凹陷沉寂多年的煤成气又重新成为勘探的热点<sup>[1-6]</sup>。东濮凹陷石炭—二叠系煤系源岩历经海西—印支期、燕山期、喜马拉雅期等多期复杂的构造运动,导致了烃源岩生烃演化的不

连续性和分阶段性<sup>[7-8]</sup>,区内煤系烃源岩成熟度分布差异大,进而造成煤系源岩的生排烃特征及潜力差异也大,这对于煤系成藏研究是至关重要的。

应用生烃热模拟实验技术,再现烃源岩生排烃过程及成烃潜力是目前广泛应用的重要技术手段。大多数热模拟实验考虑了温度和水的影响,但同时压力也是影响有机质热演化的重要条件<sup>[9-13]</sup>。本文通过选取渤海湾盆地石炭—二叠系低成熟的煤样品,根据东濮凹陷埋藏和热演化史等实际地质条件,开展不同温度、压力和介质条件下煤生、排烃热模拟实验,探讨东濮凹陷煤系源岩油气生成演化规律,为评价东濮凹陷石炭—二叠系煤成烃潜力提供依据。

## 1 样品和实验

### 1.1 样品

由于东濮凹陷内石炭—二叠系煤层成熟度普遍较高,实验采用了具有相同沉积背景的鲁西南地区兖州煤田山西组煤样。该煤样镜质体反射率为 0.60%,符合热模拟实验要求。

对煤样进行镜下显微组分鉴定,统计分析结果(表 1)表明,东濮凹陷与鲁西南山西组煤样显微组成均以镜质组为主,二者的惰质组与壳质组含量也较为接近;东濮地区山西组煤样基质镜质体含量(平均 42.83%)与鲁西南煤样接近(45%);壳质组以小孢子体、角质体和树脂体为主,含量在 10%~

15%,两种煤样的显微组成特征基本接近一致。地化分析表明,模拟煤样有机碳含量(TOC)为 82.09%,氢指数  $I_H$  为 226 mg/g,生烃潜量( $S_1+S_2$ )为 189.11 mg/g;东濮凹陷毛 4 井位于东部断裂带上,其山西组煤( $S_1+S_2$ )为 175.31 mg/g,二者生烃潜量也相当。

### 1.2 实验方法

采用烃源岩有限空间温压共控生排烃模拟实验方法,实验装置主要由高温高压生烃系统、排烃系统、产物分离收集系统 3 个部分组成。本实验装置采用块状样品,静岩压力与流体压力联用,且分别可控,能够较好地模拟地质流体充注下的地层孔隙空间。排烃过程采用幕式排烃方案,排烃压差设置为 6 MPa,能够较科学地还原地质条件下烃源岩边生、边排、边储的动态过程。

具体热模拟实验过程如下:将样品破碎成 1~2 cm 粒径颗粒,混合均匀;在烘箱中 50 °C 恒温 24 h 烘干,称取 80~100 g 样品加入样品舱中;以 20 °C/h 的升温速率将高压釜升温至预设温度点,同时通过液压泵和高压水分别使静岩压力与流体压力加压至相应预设压力。实验方案见表 2,共设 9 个温度点,每个温度点恒温 48 h。

当热模拟生烃过程结束后,立即利用真空泵和溶剂抽提等方法对排烃容器及排烃容器一侧管道内的排出烃进行收取,并通过气液分离装置分离出气态和液态产物。其中气相产物记为气 1,代表煤

表 1 煤岩显微组分含量

Table 1 Maceral contents of coals

岩性	层位	样品来源	深度/m	镜质组/%	壳质组/%	惰质组/%	矿物/%
东濮凹陷煤	P <sub>1</sub> s	范古 2 井	2 590	74.5	15.6	6.2	3.7
		长 1 井	3 086	75.4	4.3	16.1	4.2
		庆古 1 井	4 283	76.5	13.5	8.5	1.5
		龙古 1	1 444	67.2	11.3	18.6	3
模拟煤样	P <sub>1</sub> s	鲁西南煤矿		72.0	14.5	11.5	4

表 2 地层热压模拟实验方案

Table 2 Program for thermal and pressure simulation under geological conditions

序号	埋深/m	模拟温度/°C	推测反射率/%	静岩压力/MPa	地层压力/MPa
1	2 800	250	0.70	67.20	28.00
2	3 200	300	0.90	76.80	32.00
3	3 600	325	1.01	86.40	36.00
4	4 000	350	1.14	96.00	40.00
5	4 600	400	1.45	110.40	46.00
6	4 800	450	1.84	115.20	48.00
7	6 000	500	2.33	144.00	60.00
8	7 500	550	2.96	160.00	75.00
9	9 000	600	4.00	200.00	90.00

生排烃过程中运移至储层的气态排出烃;液相产物蒸馏、过滤、干燥处理后记为排油1,代表生排烃过程中运移排出的排出油。待高压釜冷却至一定温度后,利用真空泵收集高压釜及高压釜一侧管道内的生成烃并进行气液分离,其中气相产物记为气2,代表煤生排烃过程中赋存在烃源岩中的气体部分;液相产物蒸馏、过滤、干燥处理后记为排油2,代表煤生排烃过程中的近源排出油。最后,取出样品舱内的固相产物,称重后利用氯仿沥青“A”进行抽提,将抽提产物记为残留油。

## 2 实验结果

### 2.1 煤热模拟过程中固体损失量变化特征

图1是热模拟过程中氯仿抽提后的固体残留物相对于初始装样量的重量损失比率和生成物(气相、排出油、残留油)的转化率随温度的变化曲线。热模拟样品的损失量明显地具有多阶段性变化的特点:300℃之前,固相损失量缓慢增加,250℃时固体开始损失,其损失量约3%,300℃时损失量增加到7.74%;300~350℃是煤热模拟损失量增速最快的区间,也是液态烃类主要生成的温度区间,即生油高峰阶段,该阶段从300℃时固体损失率的7.74%迅速增加到17.87%,相当于温度每增高10℃,煤样的损失量就增加了4.1%;350~500℃区间重量损失增速变缓,增速仅为每10℃损失0.43%;500~550℃区间重量损失速度再次加快,从26.9%增加到32.2%,增速达每10℃损失1%以上;550~600℃区间平稳变化,重量损失变化不大;到600℃时,热模拟固体样品的重量损失达33.6%,即相当于33.6%的固体残样转化为油气产物了。

图1中的煤样生烃转化率是热模拟过程中收集的气体、油和氯仿沥青“A”的总质量和样品重量的比值。从图1中可以看出,煤样生烃转化率的演

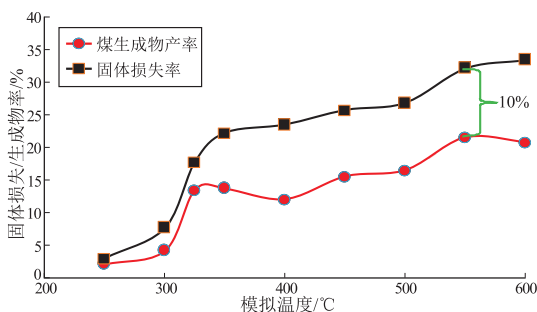


图1 煤热模拟过程中固体损失量和生烃转化率的变化

Fig.1 Mass loss of solid phase and hydrocarbon generation rate during thermal simulation of coal

化曲线和煤样损失率曲线基本一致。在350℃之前,固体损失率和煤生烃转化率差值为1%~4%;在350℃之后,两者差值迅速扩大至10%左右,并大致保持这一差值至模拟温度的终点600℃。

煤热模拟固体的重量损失是由于煤热模拟过程中不断有产物生成而散失的。从生成的产物及固体结构变化特点来看,生油高峰前煤样固体损失主要是煤热解生烃的结果,煤热解产物和固体损失率的差值可能是由于煤中吸附水的挥发造成的,这部分水相当于煤的工业水分。350~500℃区间煤样固体损失率增速变缓,可能是由于生油高峰后氯仿沥青“A”大量裂解造成的,氯仿沥青“A”在325℃生油高峰时其含量高达0.09%,而到350℃时氯仿沥青“A”含量只有不足0.05%。氯仿沥青“A”的快速降低可能有两部分转化:一部分裂解成轻烃和气,造成气体或轻烃产率大量增加,另一部分沥青质稠合到固体格架中,弥补了煤样生烃作用造成的固体损失量,使得煤样的固体损失速率变缓。350℃之后的固体损失量主要是由于煤裂解生气作用造成的,其中350~500℃区间的重量损失是煤中镜质组生气和先期生成的液态烃类裂解的综合结果,而500~550℃区间重量损失则可能是煤中芳环进一步缩聚产生的 $\text{CH}_4$ 气体造成的。350℃之后固体损失率与煤转化生烃率之间的差异(约10%)则主要是由煤中化合物水损失形成的,这部分水包括煤中的灰分(矿物)的结晶水,如黏土矿物转化造成的水分散失。

### 2.2 热模拟产物演化特征

#### 2.2.1 气、液态烃的产率

煤岩热模拟实验产率特征见表3和图2。从实验结果中可以看出,煤具有极强的生烃潜力,其中随温度的升高液态烃的产出总体上呈现低—高一低的变化特征,气体和总烃的产出表现为逐渐升高的特征。液态烃在325℃时达到极大值,为

表3 煤热模拟实验产物  
Table 3 Products of coal thermal simulation

温度/ ℃	$R_o$ / %	总气体产率/ ( $\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$ )	气体产率/ ( $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$ )	液态烃产率/ ( $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$ )	总烃产率/ ( $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$ )
250	0.67	0.272	0.44	26.67	26.67
300	0.87	4.104	6.70	45.48	52.19
325	1.08	11.812	19.26	145.79	165.03
350	1.25	32.472	48.45	119.93	168.38
400	1.59	72.439	82.37	65.49	147.86
450	2.08	122.750	140.55	49.75	190.29
500	2.23	142.221	151.63	50.47	202.10
550	2.95	213.074	202.44	61.25	263.69
600	3.52	222.043	194.28	60.28	254.57

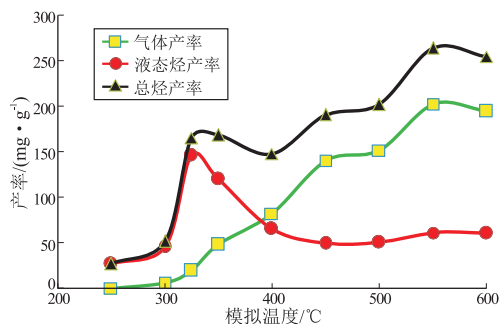


图 2 煤热模拟产物的变化特征

Fig.2 Evolution characteristics of thermal simulation products

145.79 mg/g, 镜质体反射率为 1.08%, 气体最终产率达 200 mg/g 左右, 总烃生成量在 600 °C 可达 260 mg/g。

从图 2 中可以看出:煤的液态烃生成演化总体上呈现单峰的特征,在 250 °C 时( $R_0 = 0.67\%$ )已经开始有较多的液态烃类生成;300 °C ( $R_0 = 0.87\%$ )以后开始大量生油;325 °C ( $R_0 = 1.08\%$ )左右达到生油高峰,此后,生油量快速减少;400~600 °C 区间生油量基本平稳,保持在 50~65 mg/g 之间,400 °C 以后的液态烃类是在升温过程中排出的烃类物质。

气体的生成演化总体上呈现不断增大的趋势。生油高峰(325 °C)之前,气体的产率很低,生油高峰之后,气体的产率快速增加,从生油高峰期伴生气体量不足 20 mg/g(实验测量的是气体的体积,质量实验数据是按生成的气体分子的平均分子量换算的),到 450 °C 时生成的气体量达到 140 mg/g 以上,增加了 7 倍以上。这段时期的气体增加既有干酪根裂解生成的气体,也有前期液态烃类裂解生成的气体。450~500 °C 区间气体产率缓慢增加,500 °C 以后再次快速增大,可能是芳烃进一步稠合形成的。

煤总烃生成量的变化特征是液态烃和气体产率的综合特征,生油高峰之前(325 °C)总烃生成量与液态烃的演化特征相似,生油高峰之后,总烃的变化与气体演化特征趋于一致。这与生油高峰之前主要以生油为主、生油高峰之后主要以生气为主的演化特征是一致的。

### 2.2.2 气体组分演化特征

从图 3 中可以看出,325 °C 以前,总气量小,无明显排出的气体,350 °C 气体开始排出,450 °C 以前,以吸附气和高压釜中的游离气为主,450 °C 时压差排出气体仅占不到总气体的 5%,450 °C 以后,气体开始大量排出,但仍以吸附气和高压釜中的游

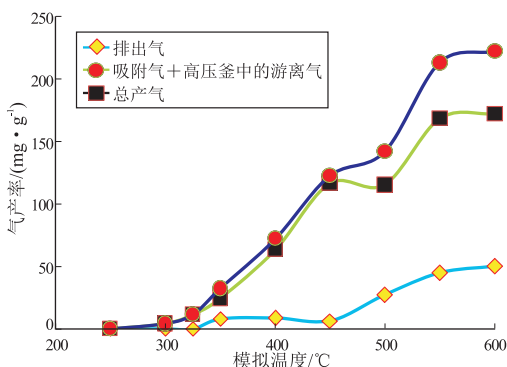


图 3 煤热模拟实验中排出气和吸附气产率分布

Fig.3 Yields of expelled gas and absorbed gas

离气为主,但排出气与煤中的吸附气及游离气的比例逐渐提高;450 °C 时排出气仅为 6.46 mL/g,吸附气和高压釜中的游离气之和达到 116.29 mL/g,排出气/(吸附气+游离气)为 1 : 18;500 °C 时排出气量为 27.08 mL/g,吸附气和高压釜中的游离气量没有增加,为 115.14 mL/g,排出气/(吸附气+游离气)为 1 : 4.25,排出气比例大幅增大;550 °C 时排出气量 44.76 mL/g,吸附气和高压釜中的游离气量 168.31 mL/g,排出气/(吸附气+游离气)为 1 : 3.76;600 °C 时排出气量 49.91 mL/g,吸附气和高压釜中的游离气量 172.14 mL/g,排出气/(吸附气+游离气)为 1 : 3.45,排吸比逐渐稳定。

气体成分分析表明(图 4),煤样品生成的气体主要为 CH<sub>4</sub>和 CO<sub>2</sub>,两者总量占整个生成气的 80% 左右,并均随温度增高而增大。生油高峰(325 °C)之前,生成的气体以 CO<sub>2</sub> 为主,CO<sub>2</sub> 占总气量的 60% 以上;350 °C 时产出的气体虽然仍以 CO<sub>2</sub> 为主,但 CO<sub>2</sub> 产率相对含量明显下降,已不足 50%,而 CH<sub>4</sub> 含量和重烃气体含量明显升高,CH<sub>4</sub> 含量仍低于 CO<sub>2</sub> 含量,但 CH<sub>4</sub> 和 C<sub>2+</sub> 烃类气体总量已超过 CO<sub>2</sub> 含量;此后烃类气体含量急剧上升,CO<sub>2</sub> 含量则

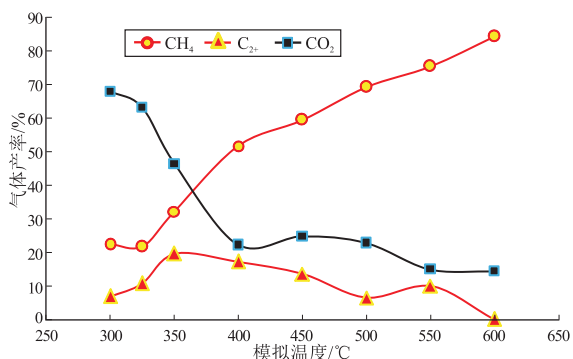


图 4 煤热模拟产物 CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> 和 C<sub>2+</sub> 气体组成相对变化特征

Fig.4 Contents of CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> and C<sub>2+</sub> gases in coal thermal simulation products

明显下降。400 °C时 CH<sub>4</sub>生成量快速上升,占生成的气体量的 51.7%,而 CO<sub>2</sub>产率相对明显下降,从 350 °C时占气体总量的 46.4%下降到 400 °C时的 22.3%,占比下降一半以上。至 600 °C时,CH<sub>4</sub>含量高达 85%,CO<sub>2</sub>含量仅占总气体的 13.5%。总体上 CO<sub>2</sub>和 CH<sub>4</sub>相对含量随模拟温度的增高呈互为消长的关系,重烃气体(C<sub>2+</sub>)在 350 °C达到极值,占总气体含量近 20%,此后逐渐下降,至 600 °C时已全部转化为 CH<sub>4</sub>气体。

### 2.2.3 液态烃类演化特征

从排出油的演化特征来看(图 5),250 °C时煤样开始热解生油,但主要以氯仿沥青“ A”的形式赋存于煤中,几乎没有油的排出;300 °C时煤的油产率达到 45.5 mg/g,但排出油仅为 2.11 mg/g,排出油/残留油比不足 0.05;至生油高峰 325 °C时,煤样的热解油开始大量排出,排出油/残留油比达到 0.63,排出油与总油的比值达到 0.38,即相当于生成油量的近 40%排出煤样,且主要为排出油 1。生油高峰之后,排出油总量上升,350 °C时排出油总量为 74.64 mg/g,与生油高峰相比,排出油上升了 18.57 mg/g,相当于上升了 33%,而该阶段氯仿沥青“ A”则快速下降,由 89.68 mg/g 下降到 45.28 mg/g,下降程度达到 45%。排出油的快速上升是由于氯仿沥青“ A”在该阶段裂解造成的。该阶段是氯仿沥青“ A”大量裂解成轻烃的阶段,裂解的残物稠合到固体格架中,导致固体损失率的减小(变缓),这与固体损失率曲线的变化特征是吻合的,裂解的产物成排出油排出煤体,导致排油效率大大提高。350 °C之后排出油总量大于残留油的总量,400 °C时排出油占总生成油量的比值达到 78%,450 °C时达到 94%,这可能是由于氯仿沥青“ A”的裂解形成小分子液态烃类,使其更易于排出。500 °C以后其总油和排出油 1 的曲线吻合,说明高

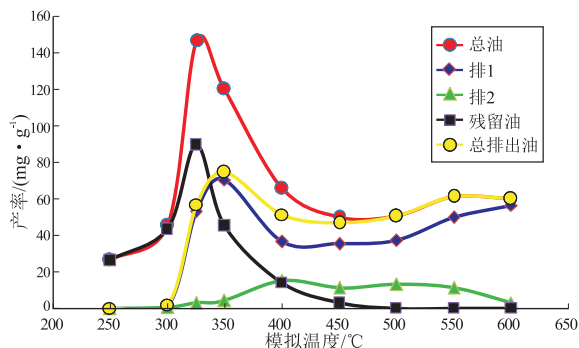


图 5 煤热模拟过程中的油产率随温度变化曲线

Fig.5 Oil yields vs. temperature during coal thermal simulation process

温下残存于煤样中的氯仿沥青“ A”几乎裂解殆尽;总排出油在 500~600 °C时略有升高,这可能是高温下模拟实验升温过程中排出的油加上仍存在极少量的残留油的裂解所致。

排出油 1 和排出油 2 的变化反映了压差排出的油和残留在反应釜内的油,总体上排出油以排出油 1 为主,排出油 1 是排出油 2 产率的 2~18 倍。其中在生油高峰和 600 °C 温度点时,排出油 1/排出油 2 的比值分别达 16.5 和 16.8,在 350 °C 达到最高值 18,其他温度点该比值基本保持在 2~4 之间,变化不大。实际上,生油高峰之后,即 350~500 °C 之间,各温度点利用压差排出的热解油排油 1 基本上维持在 36 mg/g 左右,没有什么变化;500 °C 之后排油 1 略有增加,而排油 2 则下降,说明 500 °C 利用压差的排油效率更高。

综上所述,煤岩的模拟实验表明山西组煤不仅有较高的生气潜力,也具有相当高的液态烃类的生成潜力。

## 3 煤生排烃机理及潜力讨论

### 3.1 煤生排烃模式及控制因素

由图 6 可知,总体上煤成烃作用始于 250 °C 左右,即 R<sub>0</sub>=0.65% 左右,300 °C 以后进入大量生烃阶段,主要是煤成油阶段,至 R<sub>0</sub>=1.0% 左右达到生油高峰,随后烃类已进入裂解产烃期,总油产率下降,烃类气体增加。煤生成烃类气体产率的演化有 2 个快速增加过程,325~450 °C 区间的快速增加主

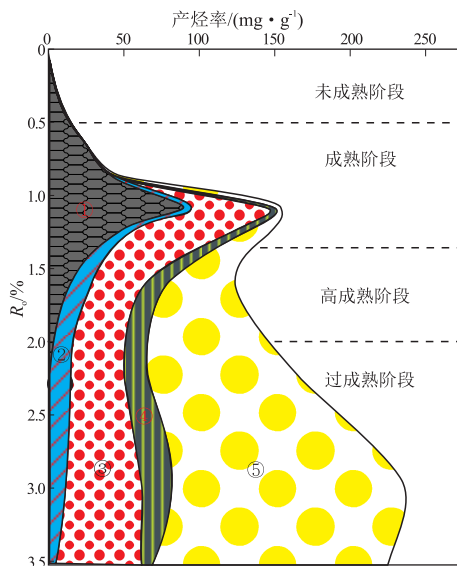


图 6 渤海湾盆地东濮凹陷上古生界煤生排烃演化模式  
①残留油;②排油 2;③排油 1;④C<sub>2</sub>~C<sub>5</sub>;⑤CH<sub>4</sub>

Fig.6 Hydrocarbon generation and expulsion characteristics of the Upper Paleozoic coals in the Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

要是煤的热解生烃和生油高峰后液态烃的裂解, 500~550 °C 区间的快速增加则可能是煤芳香结构进一步稠合造成的。早期生成的气组分以 CO<sub>2</sub> 为主, 350 °C 以后生成的气组分以 CH<sub>4</sub> 为主。煤的总生烃量随演化程度的增加逐渐增加, 当 R<sub>0</sub> 在 1.1% 以下时, 总生烃量急剧增加, 煤的生烃量从 20 kg/t 增加到 150 kg/t; 当 R<sub>0</sub> = 1.1%~2.1% 时, 煤的总生烃量也有所增加, 但相对前一阶段明显减慢; 当 R<sub>0</sub> = 2.1%~3.0% 时, 总生烃量再次快速增加到 230 kg/t; R<sub>0</sub> > 3.0% 时总生烃量增加不明显, 反而有减少的趋势。

本次建立的生排烃模式在过成熟阶段仍有液态烃类的排出, 这部分液态烃类是实验升温过程中排出的, 相当于地质条件下深埋过程中前期已排出的液态烃类, 这部分液态烃类并不参与后期源岩中液态烃的裂解过程。这和目前以 Tissot 为代表所建立的干酪根晚期热降解成烃理论及其他热模拟实验建立的成烃模式略有差异, 主要区别是高温下液态烃类的演化部分。Tissot 生烃模式认为, 沉积岩中的有机质埋藏之后经历了 2 个阶段: 有机质在 R<sub>0</sub> = 0.5%~0.6% 时开始生烃, 在 R<sub>0</sub> = 1.0% 时达到生烃高峰, C<sub>15+</sub> 开始发生热裂解; 在 R<sub>0</sub> > 1.3% 时所有 C<sub>15+</sub> 已经消失, R<sub>0</sub> = 2.0% 时只剩下甲烷, R<sub>0</sub> = 4.0% 时开始岩石的变质作用。现今多数石油地球化学家认为有机质的变质反应是一级反应, 温度和地质时间是油气生成的主要控制因素。在开放体系的岩石热解实验基础上, 依据埋藏温度和阿仑尼乌斯方程来推断地质时间。密闭系统的模拟实验建立的生烃演化模式表明, 煤岩热解生烃过程中气态烃产率与液态烃产率呈负相关, 相同温度下封闭体系的气态烃产率高于开放体系, 而液态烃产率低于开放体系, 表明封闭体系下不同温度生成的气态烃包括干酪根热降解气, 以及液态烃二次裂解形成的气态烃, 高温下的液态烃类已全部转化为气态烃类, 所以封闭体系的模拟实验条件下不仅液态烃类产率低, 而且在高温下已没有液态烃类。

实际上以 Tissot 等为代表的通过烃源岩自然地质演化剖面建立起来的成烃演化模式和封闭体系热模拟建立起来的成烃演化模式, 只能反映残留(余)油量(氯仿沥青“A”)随埋深(温度)的定量关系<sup>[14]</sup>, 忽略了已经初次运移出去的那部分油气量。本次模拟实验建立的基于幕式排烃的成烃演化模式, 在 450 °C 以后液态烃类的产率仍达 50~60 mg/g, 这部分烃类实际上是后期高温下加压加温过程中排出的液态烃类, 相当于地质条件下烃源岩成熟过

程中已经生成并排出的液态烃类, 这部分烃类并不参与后期高温深埋过程中烃源岩中残留的油的裂解过程。

### 3.2 东濮凹陷石炭—二叠系煤生烃潜力

从本次模拟实验结果可以看出, 上古生界煤不仅具有较高的生气潜力, 还具有明显的液态烃的生成潜力。煤生油高峰时的产油率高达近 150 mg/g。秦建中<sup>[15]</sup>通过热压模拟实验获得的 II<sub>1</sub> 型、II<sub>2</sub> 型湖相烃源岩的液态烃最高产率分别为 296.3 mg/g 和 108.7 mg/g, III 型有机质的生油潜力只有 28.2 mg/g, 表明东濮凹陷上古生界煤的生油潜力在 II<sub>1</sub>—II<sub>2</sub> 之间, 远高于通常腐殖煤的产油率。烃气的最终产率(CH<sub>4</sub>) 为 187 mL/g, 如果将最终的排出油计入烃气的产率, 那么烃气的最终产率将达到 250 mL/g 左右, 也高于一般 III 型干酪根的泥岩和腐殖煤的产气率。蒋晓蓉等<sup>[16]</sup>对东濮凹陷 MG1 井在 2 617.4 m 太原组的煤通过加水加压密闭热模拟, 该煤样 TOC 为 79.5%, 热解 T<sub>max</sub> 为 437 °C, 母质类型为 III 型; 实验结果揭示太原组煤的生气能力在 450 °C 时 CH<sub>4</sub> 产率为 67.8 mL/g, 700 °C 时最大生气能力达 191.28 mL/g, 实验结果和本次模拟的产烃率相近, 也表明了东濮凹陷上古生界煤具有较高的生气潜力。

王春江等<sup>[17]</sup>通过干热密闭热模拟技术获得吐哈盆地 3 个侏罗系煤样的热解油产率分别为 10.8, 21.1, 38.8 mg/g; 郭贵安等<sup>[18]</sup>、苏传国等<sup>[19]</sup>通过温压釜加水热模拟实验获得吐哈盆地侏罗系煤和暗色泥岩生油的最大产率分别为 29.1~88.2 mg/g 和 32.8~101.3 mg/g。程克明<sup>[20]</sup>通过对吐哈盆地侏罗系西山窑组煤和碳质泥岩进行的热压模拟实验, 获得了煤的最高液态烃和气态烃产率分别为 56.7 mg/g 和 145 mL/g, 碳质泥岩热解获得的最高液态烃和气态烃产率分别为 58.3 mg/g 和 286 mL/g; 液态烃的生烃高峰在 R<sub>0</sub> = 1.09%, 与本次模拟生油高峰值 R<sub>0</sub> = 1.01% 相近。吐哈盆地侏罗系油被认为是煤成油, 对比结果来看, 东濮凹陷上古生界煤的生油和生气潜力相当或优于吐哈盆地侏罗系煤。

鄂尔多斯盆地气田的主要气源来自于石炭—二叠系煤系。向龙<sup>[21]</sup>通过加水密闭系统热模拟对鄂尔多斯盆地上古生界 6 个煤样进行了热模拟产气实验, 结果其最终产气率约 200~250 mg/g。刘大锰等<sup>[22]</sup>通过干热模拟实验获得的气产率也和本次实验结果相近。

东濮凹陷上古生界具有优越的煤成烃物质基础, 以富含壳质组(一般大于 10%) 和富氢的基质

镜质体(一般40%~50%)为特色,这种富氢的有机质在热演化过程中通过解聚作用形成的沥青组分富含长链脂肪族结构,一方面,这类类脂组分在后续热演化过程中热裂解生成大量 $C_{6+}$ 液态烃,对于煤成油的生成占据主要贡献<sup>[23-24]</sup>;另一方面,该类液态小分子相物质的可移动性提高了煤成烃过程中氢的转移效率,减少了固相干酪根部分的交联、聚合反应,从而提高了煤成油的生成<sup>[24-25]</sup>。吐哈盆地中下侏罗统煤镜质组含量一般为60%~80%,惰质组和壳质组含量一般分别在10%~25%和5%~15%<sup>[20]</sup>,其主要生烃显微组成特征是煤岩中相对富含木栓质体、角质体和树脂体及富氢的基质镜质体,这种显微组分构成特征和东濮凹陷上古生界煤十分相似。东濮凹陷上古生界煤系实验结果也揭示了煤不仅具有煤成气的生成潜力,也具有相当的煤成油生成潜力。

东濮凹陷上古生界煤厚度较大、分布广、有机质含量高,煤岩有机质的液态烃产率虽然明显低于典型腐泥型有机质产油率,但是由于煤有机碳含量高,单位体积中煤的生油潜力却高于腐泥型烃源岩。根据模拟实验结果,煤岩中吨煤的液态烃产量可达145.77 kg,这种1 m<sup>3</sup>的煤岩产烃量,相当于2~3 m<sup>3</sup>以上有机碳含量为5%、液态烃产率为400~600 mg/g的腐泥型烃源岩的生油量。东濮凹陷煤层总厚平均在20~25 m,按模拟实验产油率换算,相当于40~70 m厚的腐泥型烃源岩的油气产率。

因此,从有机质总量来看,东濮凹陷上古生界煤层的生烃潜力不容忽视。煤层能否成为有效烃源岩与许多因素有关,其中生烃能力和排烃条件是主要因素。本次根据低成熟煤样的热压模拟实验结果,表明煤可能是东濮凹陷的重要烃源岩之一。由于煤相的变化较大,虽然煤总厚度较大,但有利的有机相的时空分布仍需要进一步深入研究,并对东濮凹陷煤系源岩的生烃潜力进行系统评价。

## 4 结论

(1)煤热模拟实验揭示了东濮凹陷山西组煤系源岩具有极高的生烃潜力,煤热演化过程中的产烃率和固相损失量十分吻合。其固体损失量最终在30%以上,热模拟样品的损失量以350℃为界明显地分为2个阶段:早期固相损失速率大,占整个煤样损失量的2/3以上;晚期损失速率小,损失量增加缓慢。早期损失量的快速增大,是由于煤热解生油和煤中水分挥发的结果,后期损失量的增加主要是由于煤生烃作用和煤中矿物质分解叠加造成的。

(2)煤生烃演化规律表现为低熟阶段烃类产率变化小,烃类生成始于热模拟温度250℃左右,即 $R_o = 0.65\%$ 左右,300℃以后进入大量生烃阶段,主要是煤成油阶段,至 $R_o = 1.0\%$ 左右达到生油高峰,随后烃类已进入裂解产烃期、总油产率下降、烃类气体增加的过程。产气量随模拟温度的增大不断增高,气产率最终大于200 mL/g,气体产率的演化有2个快速增加过程,325~450℃区间烃类气体的快速增加主要是液态烃的裂解,500~550℃区间的快速增加则可能是煤芳香结构进一步稠合造成的。早期生成的气组分以 $CO_2$ 为主,350℃以后生成的气组分以 $CH_4$ 为主。

(3)煤热解油的演化具有单峰特征,且峰形尖窄,生油主要发生在300~350℃之间,生油高峰在325℃左右,油的生成总量相当可观,其生油极值达到145.77 mg/g。从排出油的演化特征来看,250℃时煤样开始热解生油,但主要以氯仿沥青“A”的形式赋存于煤中,几乎没有油的排出;300℃时,煤的油产率达到45.5 mg/g,但排出油仅为2.11 mg/g,排油效率低;至生油高峰325℃,煤样的热解油开始大量排出,生成的液态烃类近40%排出煤体。生油高峰之后,由于先期生成的液态烃类的大量裂解,液态烃类产率逐渐下降,但排油效率逐渐提高,排出的液态烃类主要是先期生成的液态烃类或其裂解的轻烃类,干酪根再裂解的液态烃类含量极少。

(4)东濮凹陷煤层总厚在几m到20多m,大多在20~25m之间。由于有机碳含量高,按模拟实验产油率换算,相当于40~70m以上的腐泥型烃源岩的油气产率。综合对比结果表明,东濮凹陷上古生界煤系的生气潜力与鄂尔多斯上古生界煤成气相当,并具有一定的煤成油潜力,其煤成油潜力与吐哈盆地侏罗系煤相当。

## 参考文献:

- [1] 李继东,许书堂,杨玉娥,等.东濮凹陷胡古2气藏成藏条件分析[J].断块油气田,2015,22(4):450-453.  
Li Jidong, Xu Shutang, Yang Yu'e, et al. Forming condition analysis of Hugu 2 gas reservoir in Dongpu Depression [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(4): 450-453.
- [2] 彭君.东濮凹陷煤成气成藏机理[D].北京:中国地质大学(北京),2006.  
Peng Jun. Coalbed gas reservoir formation mechanism in Dongpu Depression [D]. Beijing: China University Of Geosciences (Beijing), 2006.
- [3] 倪春华,包建平,周小进,等.渤海湾盆地东濮凹陷胡古2井天然气地球化学特征与成因[J].石油实验地质,2015,

- 37(6):764-769.  
Ni Chunhua, Bao Jianping, Zhou Xiaojin, et al. Geochemical characteristics and types of natural gas from well Hugu 2 in the Dongpu Sag of Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(6):764-769.
- [4] 谈玉明, 蒋有录, 赵利杰, 等. 东濮凹陷北部地区油气相态演化主控因素及充注模式[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(1):28-34.  
Tan Yuming, Jiang Youlu, Zhao Lijie, et al. Main controlling factors of phase evolution and charging pattern of hydrocarbons in northern Dongpu Sag [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(1):28-34.
- [5] 赵利杰, 蒋有录, 李克成, 等. 东濮凹陷文留地区油气相态类型及分布规律[J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(4):20-24.  
Zhao Lijie, Jiang Youlu, Li Kecheng, et al. Distribution and phase type of hydrocarbon resources in Wenliu area, Dongpu depression [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(4):20-24.
- [6] 张晶, 鹿坤, 蒋飞虎, 等. 东濮凹陷页岩油气富集条件[J]. *断块油气田*, 2015, 22(2):184-188.  
Zhang Jing, Lu Kun, Jiang Feihu, et al. Enrichment condition of shale oil and gas in Dongpu Depression [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2015, 22(02):184-188.
- [7] 常俊合, 岳玉山, 吕红玉, 等. 东濮凹陷上古生界热演化史与生烃期关系[J]. *石油勘探与开发*, 2004, 31(2):32-34.  
Chang Junhe, Yue Yushan, Lü Yuhong, et al. Relationship between thermal evolution history and stage of hydrocarbon generation of Upper Paleozoic in the Dongpu Sag [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(2):32-34.
- [8] 许化政, 周新科. 文留地区石炭一二叠纪煤系生烃史及生烃潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2004, 25(4):400-407.  
Xu Huazheng, Zhou Xinke. Hydrocarbon-generating potential and history of Carboniferous-Permian coal measure strata in Wenliu area [J]. *Oil & Gas Geology*, 2004, 25(4):400-407.
- [9] Michels R, Landais P, Philp R P, et al. Effects of pressure on organic matter maturation during confined pyrolysis of Woodford kerogen [J]. *Energy & Fuels*, 1994, 8(3):741-754.
- [10] Knauss K G, Copenhaver S A, Braun R L, et al. Hydrous pyrolysis of New Albany and Phosphoria Shales: Production kinetics of carboxylic acids and light hydrocarbons and interactions between the inorganic and organic chemical systems [J]. *Organic Geochemistry*, 1997, 27(7/8):477-496.
- [11] Tao Wei, Zou Yanrong, Carr A, et al. Study of the influence of pressure on enhanced gaseous hydrocarbon yield under high pressure-high temperature coal pyrolysis [J]. *Fuel*, 2010, 89(11):3590-3597.
- [12] Landais P, Michels R, Elie M. Are time and temperature the only constraints to the simulation of organic matter maturation? [J]. *Organic Geochemistry*, 1994, 22(3/5):617-630.
- [13] Uguna C N, Carr A D, Snape C E, et al. A laboratory pyrolysis study to investigate the effect of water pressure on hydrocarbon generation and maturation of coals in geological basins [J]. *Organic Geochemistry*, 2012, 52:103-113.
- [14] Tissot B P, Welte D H. *Petroleum formation and occurrence* [M]. 2nd ed. New York: Springer-Verlag, 1984:699.
- [15] 秦建中. *中国烃源岩* [M]. 北京: 科学出版社, 2005.  
Qin Jianzhong. *Hydrocarbon source rocks in China* [M]. Beijing: Science Press, 2005.
- [16] 蒋晓蓉, 罗小平, 郑尚乾. 东濮凹陷天然气生成模拟与煤成气的新证据[J]. *矿物岩石*, 2005, 25(2):110-113.  
Jiang Xiaorong, Luo Xiaoping, Zheng Shangqian. New evidence for the formation simulation of natural gas and coal-type gas in the Dongpu Sag [J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2005, 25(2):110-113.
- [17] 王春江, 傅家谟, 盛国英, 等. 吐哈盆地侏罗系煤成液态烃生成演化的热模拟实验研究[J]. *地质学报*, 1998, 72(3):276-284.  
Wang Chunjiang, Fu Jiamo, Sheng Guoying, et al. Laboratory thermal simulation of liquid hydrocarbon generation and evolution of Jurassic coals from the Turpan-Hami Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 1998, 72(3):276-284.
- [18] 郭贵安, 陈义才, 张代生, 等. 吐哈盆地侏罗系热模拟生烃演化特征研究[J]. *西南石油学院学报*, 2005, 27(4):13-15.  
Guo Gui'an, Chen Yicai, Zhang Daisheng, et al. Studying the characteristic of the hydrocarbon generation of dark mud and coals by thermosimulation in Jurassic of Turpan-Hami Basin [J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2005, 27(4):13-15.
- [19] 苏传国, 朱建国, 孟旺才, 等. 吐哈盆地“煤成油”形成机制探讨[J]. *吐哈油气*, 2005, 10(1):14-20.  
Su Chuanguo, Zhu Jianguo, Meng Wangcai, et al. Discussion on generation mechanism of coal-formed oil in Turpan-Hami Basin [J]. *Tuha Oil & Gas*, 2005, 10(1):14-20.
- [20] 程克明. *吐哈盆地油气生成* [M]. 北京: 石油工业出版社, 1994.  
Cheng Keming. *Oil and gas generation in Turpan-Hami Basin* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.
- [21] 向龙. 不同环境成因腐殖煤生气潜力差异的模拟实验研究[D]. 荆州: 长江大学, 2005.  
Xiang Long. *Researches on simulation experiment of natural gas forming potential of humic coal under different environment causes* [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2005.
- [22] 刘大猛, 杨起, 汤达祯. 鄂尔多斯盆地煤成烃潜力与成气热模拟实验[J]. *现代地质*, 1994, 11(3):322-329.  
Liu Dameng, Yang Qi, Tang Dazhen. Coal-derived hydrocarbon potential and thermal simulating experiment on coal-derived gas from Ordos Basin [J]. *Geoscience*, 1994, 11(3):322-329.
- [23] Mansuy L, Landais P, Ruau O. Importance of the reacting medium in artificial maturation of a coal by confined pyrolysis. I. Hydrocarbons and polar compounds [J]. *Energy & Fuels*, 1995, 9(4):691-703.
- [24] Vu T A T, Horsfield B, Sykes R. Influence of in-situ bitumen on the generation of gas and oil in New Zealand coals [J]. *Organic Geochemistry*, 2008, 39(11):1606-1619.
- [25] Grint A, Mehani S, Trehwella M, et al. Role and composition of the mobile phase in coal [J]. *Fuel*, 1985, 64(10):1355-1361.