

文章编号: 1001-6112(2011)05-0447-05

烃源岩有限空间油气生排模拟及其意义

李志明¹, 郑伦举¹, 马中良¹, 徐二社¹, 余晓露¹, 靳广兴², 慕小水²

(1. 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;
2. 中国石油化工股份有限公司 中原油田分公司 勘探开发科学研究院, 河南 濮阳 457001)

摘要: 利用 DK-II 型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪, 对东濮凹陷沙三 2 亚段烃源岩开展烃源岩有限空间油气生排模拟研究, 结果揭示烃源岩的生排烃演化呈现出 4 个阶段, 即烃源岩在 R_o 值小于等于 0.72% 的阶段为相对缓慢生油阶段, 生成的油无法排出; R_o 值介于 0.72%~0.80% 之间的阶段为烃源岩快速生油阶段, 但生成的油仍主要残留于烃源岩中; 在 R_o 值为 0.80%~1.00% 时干酪根生油已结束或受到抑制, 主要表现为大分子“油”向小分子“油”转化, 该阶段油可以排运在烃源岩上、下邻接的砂岩层以及烃源岩表面及裂缝内, 这为东濮凹陷及其他盆地或凹陷在以烃源岩为主体的发育带寻找非常规油气藏提供了依据; 在 R_o 值大于 1.00% 时主要进入油裂解成气阶段, 但即使在 R_o 值为 2.0% 甚至 2.4% 时, 生成的油也没有全部裂解成甲烷气, 主要还是以油的形式存在, 启示可以打破传统认识在更深的层位寻找石油。

关键词: 有限空间; 油气生排模拟; 烃源岩; 石油地质意义

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Simulation of source rock for hydrocarbon generation and expulsion in finite space and its significance

Li Zhiming¹, Zheng Lunju¹, Ma Zhongliang¹, Xu Ershe¹, Yu Xiaolu¹, Jin Guangxing², Mu Xiaoshui²

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China; 2. Exploration and Development Scientific Research Institute, Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, He'nan 457001, China)

Abstract: Simulation of source rock for hydrocarbon generation and expulsion in finite space has been carried out with samples from the E_3^2 sub-section of the Dongpu sag using the hydrocarbon generation and expulsion simulation experimental instrument of type DK-II with porosity, temperature and pressure under geological conditions. It has been concluded that the process of hydrocarbon generation and expulsion of source rock can be divided into 4 stages as follows. 1) $R_o \leq 0.72\%$, oil generates slowly and does not expel; 2) $0.72\% < R_o < 0.80\%$, oil generates rapidly, but still remains in source rock; 3) $0.80\% < R_o < 1.00\%$, oil generation from kerogen has finished or suppressed, and oil transfers from big molecular to small molecular. Oil migrates to and assemblages in the upper and lower adjacent sandstone as well as source rock surface and fracture, which may guide unconventional hydrocarbon exploration in source rock dominant belt in the Dongpu Sag or the other similar basins or sags; 4) $R_o > 1.00\%$, oil cracks to gas; however, oil does not crack to CH_4 completely and mainly remains in oil even though $R_o > 2.0\%$ or 2.4% . The studies suggest that petroleum exploration can be carried out in deeper formation.

Key words: finite space; simulation of hydrocarbon generation and expulsion; source rock; petroleum geological significance

自法国地球化学家 Tissot 等^[1-2]提出干酪根热降解晚期生油学说以来, 利用未熟或低熟烃源岩样品的生烃模拟(如 Rock-Eval 热解生烃、传统高压釜密闭空间生烃和黄金管体系生烃模拟)结果来评价盆地或凹陷烃源岩的生烃潜力是一种最直观的常用方法。但是, 众所周知, Rock-Eval 热解

生烃过程中是在无水、无压及无限空间(开放)条件下进行的; 传统高压釜密闭空间生烃是在低流体压力、无静岩压力、含一定量水蒸气和较大的生烃空间内进行的^[3-4]; 黄金管体系生烃模拟则由于受毫克级取样量的限制, 油产物的定量分析误差很大, 只适合纯干酪根的生烃模拟, 同时也忽略了无机矿

收稿日期: 2011-05-09; 修订日期: 2011-08-05。

作者简介: 李志明(1968-), 男, 博士, 高级工程师, 从事地球化学研究与石油地质综合评价。E-mail: mqzhml@sohu.com。

基金项目: 中国石油化工股份有限公司科学技术研究开发项目(P08060)资助。

物对成烃的影响。另外虽可以用金管的韧性通过调节金管外部高压釜的水压可以改变金管内的压力,但由于金管的形变以及生成物量的不确定性,金管内的流体压力是否等于外部压力值得怀疑^[5]。而在含油气盆地中,烃源岩主要是泥质或钙质沉积物及其内部所含的有机质经沉积成岩过程形成的。在盆地(或凹陷)持续沉降过程中,泥质和钙质沉积物随上覆沉积物的不断加载增压,其逐渐被压实成岩,孔隙度也将总体趋于降低,同时其中的有机质则因埋藏深度增大(温度增高)而成熟度逐渐增高,当烃源岩 R_o 为 0.50% 时,其孔隙度已降至 10%~20%^[6-7],并且烃源岩孔隙空间饱含水,岩石静压力或有效应力也是影响成烃的重要因素^[8]。故烃源岩生油过程是在有限空间内实现的,生油空间即为烃源岩的孔隙空间。经热演化作用有机质逐渐生油并占据烃源岩的孔隙空间。当生成的油全部“充满”了烃源岩的孔隙空间(孔隙空间含油饱和度达到一定值)时,两者达到平衡状态,烃源岩内部出现异常高压,导致在上覆岩层的负荷作用下,烃源岩的孔隙度不再减小,只要没有泄压条件就处于欠压实状态。只有当盆地由持续沉降阶段转为整体上升阶段时,盆地物理场性质由加载增压转为卸载减压,烃源岩瞬间能量释放产生各种破裂,烃源岩才能通过这些裂缝向处于减压区的砂质岩排运聚集^[6-7]。显然,现有的生烃模拟实验条件与地质情况的成烃条件相差甚远,实验结果必然存在很大的误差^[8]。近年,中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所,根据地质条件下烃源岩生烃过程是在有限空间、上覆地层压力、烃源岩内部流体压力以及温度等共同制约条件下实现的特点,研制了 DK-Ⅱ型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪。本文以东濮凹陷沙河街组沙三 2 亚段低熟烃源岩为例,利用 DK-Ⅱ型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪开展了烃源岩有限空间下的生排烃模拟研究,旨在揭示盆地持续沉降过程中烃源岩的成烃演化规律与排烃能力,探讨其石油地质意义。

1 有限空间下生排烃模拟实验条件

1.1 模拟实验仪器

DK-Ⅱ型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪主要包括高温高压生烃反应系统、双向液压控制系统、排烃系统、自动控制与数据采集系统、产物分离收集系统、外围辅助设备与仪器外壳^[9]。该模拟仪的模拟温度可由室温至 600 °C,上覆静岩压力最高可达 200 MPa,生烃室模拟地层流体压力可达 100 MPa,如考虑异常高压可达 150 MPa 以上,排烃室地层流体压力可控制在 0~120 MPa。样品室内径 25~38

mm,高度 50~80 mm,最大装样量约 200 g。

1.2 模拟实验样品

模拟实验样品采自东濮凹陷卫 20 井 2 290 m 深度段的盐间灰色页岩,属东濮凹陷主要烃源层系 E_3^2 (沙河街组沙三 2 亚段)。该样品的基本地球化学特征为: $TOC=4.32\%$, 氯仿沥青“A”为 0.535 9%, $S_1=0.88$ mg/g, $S_2=25.56$ mg/g, $I_H=592$ mg/g, $H/C=1.37$, $O/C=0.12$, 有机质类型为 II_1-II_2 型,成熟度 $EqVR_o=0.62\%$ 。

1.3 模拟实验方案

1.3.1 制样装样

考虑到烃源岩的非均质性,将样品粉碎到 60 目左右,并充分混匀,缩分成若干份,每个模拟温度点取其中一小份压制成圆柱型小岩心,确保样品的均一性与代表性。依次在样品室中装入一定量的砂岩(20 g 左右,氯仿抽提除去可溶有机质)、一定量的烃源岩(60 g 左右)和(或)砂岩,在装卸样品台上用约 5 MPa 的上覆静岩压力(相当于 200~300 m 埋深)压制成直径为 3.5 cm 的圆柱体小岩心样品。

1.3.2 加温加压模拟

(1)试漏:将装有岩心样的样品室安装在反应釜中,施压密封后,充入 5~10 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)注水:用高压泵充入 60~80 MPa 的高压水,让压制的岩心样孔隙空间中被水完全充满(压制的岩心样在吸水过程中,会导致流体压力不断下降,当体系流体压力不再下降时表示样品孔隙已经被水充满)。为了确保整个生、排烃系统被高压液态水所充满,升温之前流体压力为 2~3 MPa。

(3)施压(静岩压力)升温:启动双向液压机的小油缸对岩心样施压静岩压力至设定值;启动温度控制器和恒温炉按 1 °C/min 的升温速率升至设定的温度,达到设定温度后恒温 48 h。共开展了 11 组温压条件下生排烃模拟实验研究,具体如表 1 所示。

1.3.3 产物收集与定量

(1)模拟实验结束后,待整个反应体系温度降到 150 °C 时,打开排烃阀门释放生排烃系统中油气水产物。首先排出的产物是水、气体与气携轻质油的混合物,通过液氮冷却的液体收集管分离油水与气体,油水混合物被冷冻在收集管中,气体进入计量管收集并计量其体积,用气相色谱仪分析其组成,之后计算各气体物质(烃气与无机气体)的产量。

(2)排出油的收集与定量:排出油 1 是指在实

表 1 东濮凹陷烃源岩有限空间生排烃模拟实验方案

Table 1 Experiment plan for simulation of hydrocarbon generation and expulsion of source rock from Dongpu Sag in finite space

模拟温度/℃	模拟时间/h	地层压力 /MPa	静岩压力 /MPa	烃源岩重/g	上砂岩重/g	下砂岩重/g
275	48	35.7	52.8	60.92	20.14	20.6
300	48	47	63.6	60.51	20.54	20.39
315	48	50.8	69.6	60.93	20.9	20.11
330	48	58.7	74.4	60.85	20.7	20.39
340	48	59.3	81.6	60.21	20.19	20.41
350	48	58.7	88.8	60.95	20.72	20.36
360	48	63.2	91.2	60.08	20.27	20.15
370	48	73.2	96	60.75	20.21	20.56
380	48	76.8	105	60.13	20.96	20.55
400	48	72.2	110.4	60.5	20.78	20.71
425	48	62.8	120	60.59	20.48	20.36

验进程中当生烃系统压力与外部排烃装置存在一定差值时,开启阀门后在排烃装置中收集的油,主要是由于 2 个系统之间存在一定压差而排出的油;排出油 2 是烃源岩排到高压釜内壁与样品室之间的空隙和连接管道内空间的油;排出油 3+4 是从烃源岩直接排到上下砂岩中的油,其主要是由于泥岩层生烃增压之后与砂岩层之间形成一定的压差直接排进储集砂岩中的。

实验结束后首先收集排烃装置中已在压差作用下排出的油水(排 1)和气体,待生烃系统降温到 150 ℃时打开排烃阀门通过冰水冷却的气液分离与收集装置获得排出油 2 中的气携凝析油、气体和水,等待整个反应系统降至室温之后,打开高压釜,用氯仿冲洗高压釜内壁、样品室外表面与内部连接管道得到排出油 2 中轻质油,二者合并即为排出油 2。取出样品室中上下砂岩,用氯仿抽提得到排出油 3 与 4。

(3)残留油、固体残样的收集与定量:模拟后的烃源岩残样称重后,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。

(4)取少量固体残样进行成熟度分析。

2 有限空间生排烃模拟实验结果

东濮凹陷沙三段烃源岩样品的有限空间生排烃模拟结果如图 1—3 和表 2 所示。可见,其生排烃演化明显呈现出 4 个阶段,具体如下。

2.1 模拟温度 275~315 ℃ (R_o 在 0.66%~0.72%) 阶段

该阶段为烃源岩相对缓慢生油阶段,总油产率和残留油总体呈 45°斜率线,随温度(或成熟度)的增高而增大,模拟温度 275 ℃ ($R_o=0.66%$) 时总油产率和

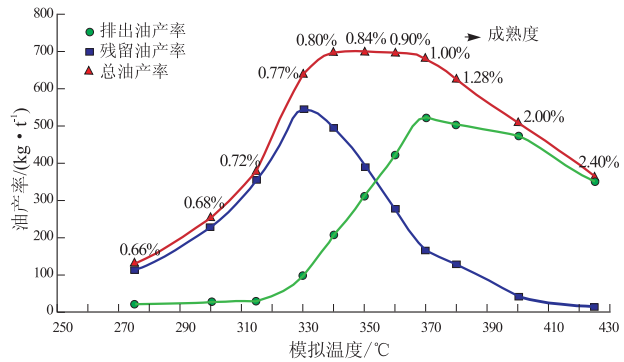


图 1 东濮凹陷烃源岩有限空间内生排烃模拟油产率图解
Fig. 1 Oil yields of simulation of hydrocarbon generation and expulsion of source rock from Dongpu Sag in finite space

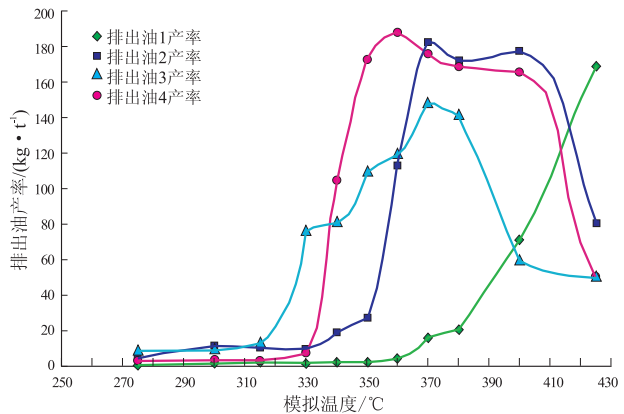


图 2 东濮凹陷烃源岩有限空间内生排烃模拟排出油产率图解
Fig. 2 Oil expulsion rates of simulation of hydrocarbon generation and expulsion of source rock from Dongpu Sag in finite space

残留油分别为 130.59 kg/t 和 113.69 kg/t, 315 ℃ ($R_o=0.72%$) 时总油产率和残留油产率分别增至 379.36 kg/t 和 352.88 kg/t, 表明该阶段生成的油几乎均残留于烃源岩内,各排出油产率均很低;同时,该阶段烃气产率很低,315 ℃ ($R_o=0.72%$) 时烃气产率也

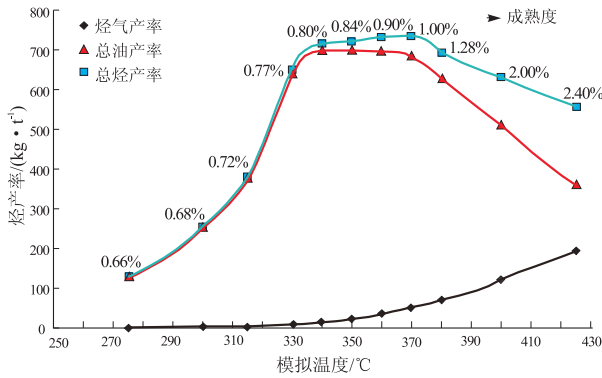


图 3 东濮凹陷烃源岩有限空间生排烃模拟烃产率图解

Fig. 3 Hydrocarbon yields of simulation of hydrocarbon generation and expulsion of source rock from Dongpu Sag in finite space

仅为 3.058 kg/t。故该阶段总烃产率与总油产率基本相当, 315 °C ($R_o = 0.72\%$) 时总烃产率仅为 382.41 kg/t。

2.2 模拟温度介于 315~340 °C (R_o 介于 0.72%~0.80%) 阶段

该阶段为烃源岩快速生油阶段, 总油产率总体呈 75°斜率线随温度(或成熟度)的增高而迅速增大, 在模拟温度 330 °C ($R_o = 0.77\%$) 时, 总油产率已达 640.17 kg/t, 此时残留油产率达到最大值, 为 545.92 kg/t (图 1, 3); 该阶段排出油较前一段明显增大, 模拟温度 330 °C ($R_o = 0.77\%$) 时排出油产率为 94.24 kg/t, 并且以排出油 3 为主, 产率为 76.01 kg/t (图 2), 表明该阶段烃源岩排出的油主要滞留在其上覆相邻的砂岩层内。该阶段气产率虽较前一阶段稍有增高, 但仍很低, 330 °C ($R_o = 0.77\%$) 时气产率也仅为 9.72 kg/t, 总烃产率为 649.88 kg/t。

2.3 模拟温度 340~370 °C (R_o 在 0.80%~1.00%) 阶段

该阶段的显著特征为烃源岩的总油产率不随

模拟温度(或成熟度)的增高而增大, 而基本稳定在 340 °C ($R_o = 0.80\%$) 时的总油产率 699.18 kg/t 左右, 从而在该阶段烃源岩的总油产率随温度(或成熟度)增高呈现一个相对平稳的平台, 这反映干酪根生油在成熟度为 0.80% 时已结束或受到抑制, 该阶段主要表现为大分子“油”向小分子“油”转化而总油量维持不变; 同时, 该阶段残留油产率随模拟温度(或成熟度)的增高呈 315°斜率线降低, 由 340 °C ($R_o = 0.80\%$) 时的 494.31 kg/t 降低至 370 °C ($R_o = 1.00\%$) 时的 161.72 kg/t, 而该阶段排出油产率随模拟温度(或成熟度)的增高呈 45°斜率线增高, 由 340 °C ($R_o = 0.80\%$) 时的 204.87 kg/t 增高至 370 °C ($R_o = 1.00\%$) 时的排出油产率最大值 521.42 kg/t, 并且该阶段的排出油以排出油 4、排出油 3 和排出油 2 为主, 排出油 1 在该阶段仍然很低。该阶段气产率随温度(或成熟度)增高逐渐增大, 由 340 °C ($R_o = 0.80\%$) 时的 17.42 kg/t 增高至 370 °C ($R_o = 1.00\%$) 时的 52.36 kg/t, 总烃产率由 340 °C ($R_o = 0.80\%$) 时的 716.6 kg/t 增高至 370 °C ($R_o = 1.00\%$) 时的 735.51 kg/t。

2.4 模拟温度高于 370 °C (R_o 大于 1.00%) 阶段

该阶段烃源岩的总油产率、排出油产率、残留油产率以及总烃产率均随模拟温度(或成熟度)的增高而降低, 其中总油产率由 380 °C ($R_o = 1.28\%$) 时的 627.08 kg/t 降低至 425 °C ($R_o = 2.40\%$) 时的 361.54 kg/t, 残留油产率由 380 °C ($R_o = 1.28\%$) 时的 125.60 kg/t 降低至 425 °C ($R_o = 2.40\%$) 时的 12.06 kg/t, 排出油产率由 380 °C ($R_o = 1.28\%$) 时的 501.48 kg/t 降低至 425 °C ($R_o = 2.40\%$) 时的 349.48 kg/t, 总烃产率由 380 °C ($R_o = 1.28\%$) 时的 696.35 kg/t 降低至 425 °C ($R_o = 2.40\%$) 时的 556.25 kg/t。但排出油 1 和烃气随模拟温度(或成熟度)的增高而增高, 其中排出油 1 产率由 380 °C ($R_o = 1.28\%$) 时的 20.74 kg/t 增

表 2 东濮凹陷典型烃源岩有限空间生排烃模拟结果

Table 2 Results of simulation of hydrocarbon generation and expulsion of typical source rock from Dongpu Sag in finite space

模拟温度/°C	成熟度 (EqVR ₀)/%	地层压力/MPa	静岩压力/MPa	有机碳/%	烃气/(kg·t ⁻¹)	排出油 1/(kg·t ⁻¹)	排出油 2/(kg·t ⁻¹)	排出油 3/(kg·t ⁻¹)	排出油 4/(kg·t ⁻¹)	排出油/(kg·t ⁻¹)	残留油/(kg·t ⁻¹)	总油/(kg·t ⁻¹)	总烃/(kg·t ⁻¹)
275	0.66	35.7	52.8	4.32	0.74	0.36	5.25	8.50	2.79	16.9	113.69	130.59	131.33
300	0.68	47	63.6	4.32	2.53	1.18	11.36	9.61	3.77	25.91	228.61	254.53	257.06
315	0.72	50.8	69.6	4.32	3.05	1.66	10.29	12.54	2.00	26.48	352.88	379.36	382.41
330	0.77	58.7	74.4	4.32	9.72	1.73	8.68	76.01	7.83	94.24	545.92	640.17	649.88
340	0.80	59.3	81.6	4.32	17.42	1.58	18.63	80.50	104.16	204.87	494.31	699.18	716.6
350	0.84	58.7	88.8	4.32	21.31	1.76	27.42	109.15	171.99	310.32	388.32	698.63	719.94
360	0.9	63.2	91.2	4.32	35.78	3.42	112.1	118.93	187.16	421.6	274.92	696.53	732.3
370	1.00	73.2	96	4.32	52.36	15.79	181.57	148.05	176.01	521.42	161.72	683.15	735.51
380	1.28	76.8	105	4.32	69.27	20.74	171.16	141.14	168.44	501.48	125.60	627.08	696.35
400	2.00	72.2	110.4	4.32	121.08	70.83	177.01	59.35	165.11	472.3	39.45	511.75	632.84
425	2.40	62.8	120	4.32	194.71	168.46	79.99	50.42	50.61	349.48	12.06	361.54	556.25

高至 425 °C ($R_o=2.40\%$) 时的 168.46 kg/t, 烃气产率由 380 °C ($R_o=1.28\%$) 时的 69.27 kg/t 增高至 425 °C ($R_o=2.40\%$) 时的 194.71 kg/t。

3 石油地质意义

20 世纪 70 年代以来, Tissot 的干酪根生烃模式有效地指导了油气勘探和石油地质研究。Tissot 模式认为, 沉积岩中的有机质埋藏之后经历了 3 个阶段: 有机质在镜质体反射率 (R_o) 为 0.50%~0.60% 时开始生烃, 在 R_o 值为 0.90% 时达到生烃高峰, C_{15+} 开始热裂解; 在 R_o 值大于 1.30% 时所有 C_{15+} 已经消失; R_o 值为 2.00% 时只剩下甲烷了^[10]。东濮凹陷沙三 2 亚段烃源岩有限空间下的生排模拟结果表明, 烃源岩在 $R_o=0.80\%$ 时即达生油高峰, 干酪根生油已结束或受到抑制, 在 $R_o=1.00\%$ 时即达生烃高峰, 随后主要进入油裂解成气阶段, 但即使在 R_o 值为 2.00% 甚至 2.40% 时, 生成的油并没有全部裂解成甲烷气, 主要还是以油的形式存在, 这与生烃体系的相对封闭性和高压液态水能明显延迟石油的热裂解作用有关^[10-12]。这暗示在相对封闭地质条件下, 油的保存深度要远大于传统认识到的深度, 我国东部近年深层油气勘探的实践^[13-15] 也证实了模拟结果。

同时, 模拟实验结果表明, 在盆地持续沉降过程中烃源岩干酪根生油结束之前, 其生成的油几乎均残留于烃源岩内部, 无法排出; 只有当烃源岩干酪根生油结束后, 其生成的油才开始发生短距离的排运, 并在生烃高峰期 (本样品在 $R_o=1.00\%$ 时) 排出油产率达到最大, 并且主要排运在烃源岩上、下邻接的砂岩层以及烃源岩表面及裂缝内。这暗示在盆地持续沉降的地质条件下, 在盆地或凹陷烃源岩与储集岩交互发育的地区, 烃源岩进入生油高峰阶段后排出的油主要聚集在与其互层的砂岩层以及烃源岩表面及裂缝系统中, 这为东濮凹陷及其他盆地或凹陷在以烃源岩为主体的发育带寻找非常规油气藏提供了依据。

另外, 该样品的热解氢指数为 592 mg/g, 而有限空间条件下生烃模拟的最高烃产率高达 735.51 mg/g, 说明在地质条件下烃源岩的生烃潜力远大于传统热解生烃所揭示的结果。

4 结论

通过东濮凹陷沙三 2 亚段烃源岩有限空间下的生排模拟研究, 取得了如下认识:

烃源岩的生排烃演化呈现出 4 个阶段, 即烃源

岩在 R_o 值小于等于 0.72% 阶段为相对缓慢生油阶段, 生成的油无法排出, 几乎均残留于烃源岩中; R_o 值介于 0.72%~0.80% 之间阶段为烃源岩快速生油阶段, 但生成的油仍主要残留于烃源岩中; 在 R_o 值为 0.80% 时即达生油高峰, 0.80%~1.00% 时干酪根生油已结束或受到抑制, 主要表现为大分子“油”向小分子“油”转化, 在 R_o 值为 1.00% 时即达生烃高峰, 该阶段油可以排运在烃源岩上、下邻接的砂岩层以及烃源岩表面及裂缝内, 这为东濮凹陷及其他盆地或凹陷在以烃源岩为主体的发育带寻找非常规油气藏提供了依据; 在 R_o 值大于 1.00% 后主要进入油裂解成气阶段, 但即使在 R_o 值为 2.0% 甚至 2.4% 时, 生成的油并没有全部裂解成甲烷气, 主要还是以油的形式存在, 这与勘探实践结果相吻合, 说明地质条件下生烃体系的相对封闭性和高压液态水能明显延迟石油的热裂解, 启示可以打破传统认识在更深的层位寻找石油。

参考文献:

- [1] Tissot B P, Durand B, Espitalie J, et al. Influence of nature and diagenesis of organic matter in the formation of petroleum [J]. AAPG Bulletin, 1974, 58(3):499-506.
- [2] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence [M]. New York: Springer-Verlag, 1984: 699.
- [3] 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.
- [4] 邹艳荣, 帅燕华, 孔枫, 等. 油气生成过程实验研究的思考与展望[J]. 石油实验地质, 2004, 26(4):375-381.
- [5] 李志明, 徐二社, 秦建中, 等. 烃源岩评价中的若干问题[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2010, 25(6):8-12.
- [6] 关德范, 王国力, 张金功, 等. 成盆成烃成藏理论思维: 从盆地到油气藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 24-80.
- [7] 关德范, 王国力, 张金功, 等. 成烃成藏理论新思维[J]. 石油实验地质, 2005, 27(5):425-432.
- [8] 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.
- [9] 郑伦举, 马中良. 中国石化无锡石油地质研究所实验地质技术之地层孔隙热压生排烃模拟实验技术[J]. 石油实验地质, 2010, 31(3):封二.
- [10] 窦立荣. 蒂索的生烃模式在深层遇到挑战(I)[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(2):44.
- [11] Carr A D, Snape C E, Meredith W, et al. The effect of water pressure on hydrocarbon generation reactions: some inferences from laboratory experiments [J]. Petroleum Geoscience, 2009, 15(1):17-26.
- [12] 卢双舫, 薛海涛, 钟宁宁. 石油保存下限的化学动力学研究[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(6):1-3.

Eval 热解无法分别定量评价干酪根在某个演化阶段生“油”与生“烃气”潜力的不足,借此可以更加精细地刻画干酪根在不同演化阶段的生油、生气以及生烃过程。

参考文献:

[1] 刘广野. 油气资源分类及评价方法[J]. 海洋地质动态, 2009,25(3):32-36.

[2] 周总瑛,白森舒,何宏. 成因法与统计法油气资源评价对比分析[J]. 石油实验地质,2005,27(1):67-73.

[3] 庞雄奇,陈章明,陈发景. 含油气盆地地史、热史、生留排烃史数值模拟研究与烃源岩定量评价[M]. 北京:地质出版社, 1993:205-212.

[4] 关德范,徐旭辉,李志明,等. 成盆成烃成藏理论思维与有限空间生烃模式[J]. 石油与天然气地质,2008,29(6):709-715.

[5] 李志明,关德范,徐旭辉,等. 有效泥质油源岩有机碳丰度评价标准研究:以东营凹陷为例[J]. 石油实验地质,2009, 31(4):379-383.

[6] 郑伦举,马中良. 中国石化无锡石油地质研究所实验地质技

术之地层孔隙热压生排烃模拟实验技术[J]. 石油实验地质, 2010,31(3):封二.

[7] 邹艳荣,帅燕华,孔枫,等. 油气生成过程实验研究的思考与展望[J]. 石油实验地质,2004,26(4):375-381.

[8] 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.

[9] 邱荣华,林社卿,涂阳发. 泌阳凹陷油气成藏特征及勘探潜力分析[J]. 石油天然气学报,2005,27(2):158-161.

[10] 王敏,秦伟军,赵迫,等. 南襄盆地泌阳凹陷油气藏形成条件及聚集规律[J]. 石油与天然气地质,2001,22(2):169-172.

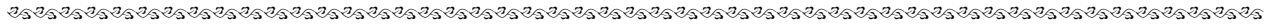
[11] 夏东领,尹伟,李治. 南襄盆地泌阳凹陷南部陡坡带油气成藏过程分析[J]. 石油实验地质,2010,32(3):247-251.

[12] 刘文汇,徐永昌. 论生物-热催化过渡带气[J]. 石油勘探与开发,2005,32(4):30-36.

[13] 刘文汇,黄第藩,熊传武,等. 成烃理论的发展及国外未熟-低熟油气的分布与研究现状[J]. 天然气地球科学,1999, 10(1-2):1-22.

[14] 郑伦举,何生,秦建中,等. 近临界特性的地层水及其对烃源岩生排烃过程的影响[J]. 地球科学——中国地质大学学报,2011,36(1):83-92.

(编辑 徐文明)



(上接第 451 页)

[13] 苏玉山,王生郎,张联盟,等. 超压异常对东濮凹陷深层油气成藏的控制作用[J]. 石油勘探与开发,2002,29(2):49-52.

[14] 钟宁宁,张枝焕,孙晓明. 成藏流体历史分析:以黄骅坳陷三甲地区为例[J]. 石油勘探与开发,2002,29(3):13-16.

[15] 张立新,李军,刘淑芝,等. 试析歧北凹陷异常压力在深层油气藏成藏过程中的控制作用[J]. 石油勘探与开发,2000, 27(5):19-21.

(编辑 黄娟)