

不同模拟实验条件下烃源岩 生油气能力对比及意义

张彩明^{1 2}, 郑伦举^{1 2}, 许 锦^{1 2}

(1. 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 214126;
2. 中国石化 油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126)

摘要: 通过对比研究地层孔隙热压生、排烃模拟实验与高压釜生烃模拟实验中油气产率及其演化过程与产物地化参数特征, 结果表明由于模拟实验设置的边界条件不同, 同样热解温度条件下地层孔隙模拟实验已生成的油气产率是高压釜模拟实验的两倍多, 但地层孔隙模拟实验残余固态产物的岩石热解自由烃、生烃潜力、氢指数仍然大于高压釜模拟实验的。分析认为, 高压釜模拟实验所设置的热解实验条件加速了干酪根过度裂解, 生成了更多的“焦炭”、二氧化碳和氢气, 偏离了烃源岩的自然演化过程; 而在地层孔隙模拟实验的实验条件, 有效阻止了干酪根过度裂解, 使干酪根向油气的转化率较高, 所得油气产率较高压釜大。实验数据表明, 地层孔隙模拟的已生成的油气产率不仅大于原始样品的氢指数, 且生油后残余固态产物仍具有较高的氢指数。因此, 烃源岩的氢指数和模拟实验的油气产率均不能正确评价烃源岩的真正生油气潜力, 提出采用油气指数来评价烃源岩的最大生油气潜力。

关键词: 地层孔隙模拟; 高压釜模拟; 边界条件; 岩石热解; 油气指数

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Hydrocarbon generation potential under different experimental conditions and its petroleum geology significance

Zhang Caiming^{1 2}, Zheng Lunju^{1 2}, Xu Jin^{1 2}

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;
2. SINOPEC Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Abstract: Hydrocarbon generation rate and process and the geochemical characteristics of experimental products were compared between formation porosity thermocompression simulation and conventional autoclave simulation of hydrocarbon generation and expulsion. Different experimental conditions of the two methods resulted in various discrepancies of pyrolysis analysis data. At the same temperature, the oil and gas production rate of formation porosity thermocompression simulation is twice of that of the conventional autoclave simulation. Free hydrocarbon (S_1), hydrocarbon generation potential (S_2) and hydrogen index (I_H) of solid products of the thermocompression experiment are higher than those of the autoclave experiment. In a conventional autoclave experiment, high temperature not only accelerates C-C bond cleavage to form hydrocarbon, but also generates bitumen, CO_2 and H_2 , which deviates from the natural evolution of source rocks. The experimental conditions (higher fluid pressure, smaller hydrocarbon generation room filled with liquid water) in the formation porosity experiment are more similar to the conditions of real geological evolution. Experimental data show that gas and oil yield is much larger than hydrocarbon potential in the thermocompression experiment, and the solid products after the experiment still have a high hydrogen index. As a result, hydrogen index and hydrocarbon yield in laboratory experiments fail to estimate the real hydrocarbon potential of source rocks. Accordingly, an Oil and Gas Index (OGI) is proposed to estimate the maximum hydrocarbon potential of source rocks.

Key words: formation porosity thermocompression experiment; conventional autoclave experiment; boundary condition; Rock-Eval pyrolysis; Oil and Gas Index

烃源岩热解生烃模拟实验作为认识不同母质类型油气形成机理、评价烃源岩生烃潜力并获取油

气资源评价参数、研究各种因素对油气形成影响程度的重要手段之一, 已经在油气地质勘探领域得到

收稿日期: 2015-03-09; 修订日期: 2016-07-02。

作者简介: 张彩明(1979—), 男, 高级工程师, 从事油气地球化学研究。E-mail: zhangcm.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239102)和中国石化青年科技创新基金(P14132)资助。

了广泛的应用^[1]。至今,国内外众多学者根据不同的研究目的开发了多种实验设备、用不同的实验条件对不同类型烃源岩/有机质进行了热解生烃模拟实验^[2],并对实验结果进行了讨论^[3]。20 世纪 80 年代发展起来的玻璃管^[4]或金属高压釜^[5]、密闭黄金管—高压釜模拟实验^[6-8]等方法均属于密闭体系热解生烃法,是烃源岩中有机质在较低的流体压力、没有上覆静岩压力、含水蒸气或水蒸气—液态水共存以及相对较大的生烃空间条件下进行的热解反应。郑伦举等^[9]利用自制的地层孔隙热压生排烃模拟实验仪,设置与地质过程中烃源岩生排油气更为接近的实验边界条件(如静岩压力、流体压力、有机质赋存状态、生烃空间等),模拟地质体中沉积有机质所经历的物理化学演变、油气生成与初次排烃过程^[10],从而引起了对生排烃机理的再次讨论^[11-12]。但是,在实际烃源岩评价中最常用的生烃潜力评价方法依然是采用 Rock-Eval 岩石热解法。岩石热解分析的原理是通过在不同温度阶段所产生的挥发性烃类、CO₂ 和 CO 等物质在线收集、定量检测和计算,再利用自由烃(S₁)、生烃潜力(S₂)、氢指数(I_H)等一系列的实验参数,用于描述干酪根裂解生烃的过程和相对生烃潜力大小^[6]。由于该热解实验方法操作简单,成本低,并能够快速提供有关烃源岩的生烃潜量、成熟度及油气丰度等油气地化参数信息^[14-16],因而成为油气勘探中有关烃源岩评价的标准分析手段。本文分别采用高压釜模拟和地层孔隙模拟方法对泥盆系泥灰岩样品进行了热解生烃模拟实验,获得了不同演化阶段的油气产率,结合不同温度点残余固体岩石的 Rock-Eval 热解分析结果,对比分析了其在生

烃潜量等方面的区别以及实验边界条件对评价生油气能力的影响,在此基础上提出了一种用于评价烃源岩生烃能力的参数。

1 样品及实验条件

1.1 样品

选择的实验样品采自云南禄劝茂山尖山村剖面,为泥盆系泥灰岩(编号 LQ-2),属于尚未发生排烃的未成熟烃源岩样品,具体地球化学基础数据见表 1。为了确保样品的均一性与代表性,将样品粉碎到 180~350 μm,充分混匀,分成若干份,每份约 100 g,每次热解生烃模拟实验时取其中一份。地层孔隙热解生烃模拟实验(以下简称“地层孔隙模拟”或“DK”)需对已粉碎样品再压制直径为 3.5 cm 的圆柱体样品;高压釜热解生烃模拟实验(以下简称“高压釜模拟”或“CG”)则在高压釜中直接装入 100 g 粉碎后的样品。

1.2 仪器及实验条件

本次研究使用中国石化无锡石油地质研究所自行研制的地层孔隙热压生排烃模拟实验仪和高压釜热压生烃模拟实验仪。具体的实验流程、样品收集及产物的定量方法见参考文献[13]。2 种热解生烃模拟实验方法所设置的边界条件见表 2。岩石热解分析采用法国石油研究院 Rock-Eval 6 型热解仪。

2 实验结果与分析

2.1 两种模拟方式下油气产率对比

从表 3、图 1 可知,高压釜模拟在 350 °C 能获得最大生油量(即总油产率)约为 173.53 mg/g,在

表 1 实验样品的基本地球化学参数

Table 1 Basic geochemical parameters of source rock samples

样品编号	地区/剖面	岩性	层位	沥青 A 含量/%	S ₁ / (mg·g ⁻¹)	S ₂ / (mg·g ⁻¹)	T _{max} / °C	w(TOC) / %	氢指数	等效镜质体反射率 R _o / %	干酪根类型
LQ-2	禄劝茂山	泥灰岩	D ₂	0.187 3	1.11	13.90	433	3.33	403	0.42	II ₁

表 2 高压釜模拟和地层孔隙模拟实验的边界条件

Table 2 Experiment conditions of formation porosity thermocompression experiment and conventional autoclave experiment

序号	模拟温度/°C	恒温时间/h	静岩压力/MPa		流体压力/MPa		加水量/mL		生烃空间/mL	
			DK	CG	DK	CG	DK	CG	DK	CG
1	250	24	45		36	4.5	20	10	23	450
2	300	24	51		42	5.9	18	10	21	450
3	350	24	68		51	6.8	15	10	18	450
4	400	24	79		60	8.6	13	10	15	450
5	450	24	98		71	11.8	9	10	12	450
6	500	24	126		80	13.4	8	10	12	450
7	550	24				17.1		10		450

表 3 高压釜模拟和地层孔隙模拟实验油气产率对比

Table 3 Gas and oil yield of formation porosity thermocompression experiments and conventional autoclave experiments

模拟方式	模拟温度/℃	烃气产率/(mg·g ⁻¹)	残留油产率/(mg·g ⁻¹)	排出油产率/(mg·g ⁻¹)	总油产率/(mg·g ⁻¹)	CO ₂ 产率/(cm ³ ·g ⁻¹)	H ₂ 产率/(cm ³ ·g ⁻¹)	油气产率/(cm ³ ·g ⁻¹)
高压釜模拟	250	0.52	46.46	24.23	70.69	1.31	0.25	71.21
	300	3.83	93.92	39.11	133.02	7.46	9.33	136.85
	350	28.64	74.39	99.14	173.53	23.48	28.56	202.17
	400	119.84	30.12	75.30	105.42	66.79	79.60	225.26
	450	208.29	8.73	32.97	41.70	257.65	66.27	249.99
	500	242.38	2.50	12.70	15.20	524.87	170.38	257.58
	550	249.95	0.21	7.02	7.23	642.07	224.88	257.18
地层孔隙模拟	250	0.60	96.93	15.57	112.50	2.03	4.74	113.10
	300	3.92	305.65	49.67	355.31	4.35	3.22	359.23
	350	57.54	144.42	248.13	392.56	10.65	4.79	450.10
	400	204.67	58.96	209.36	268.32	44.75	4.33	472.99
	450	322.38	33.94	131.51	165.45	100.04	11.49	487.83
	500	408.56	13.06	67.03	80.09	216.68	28.46	488.65

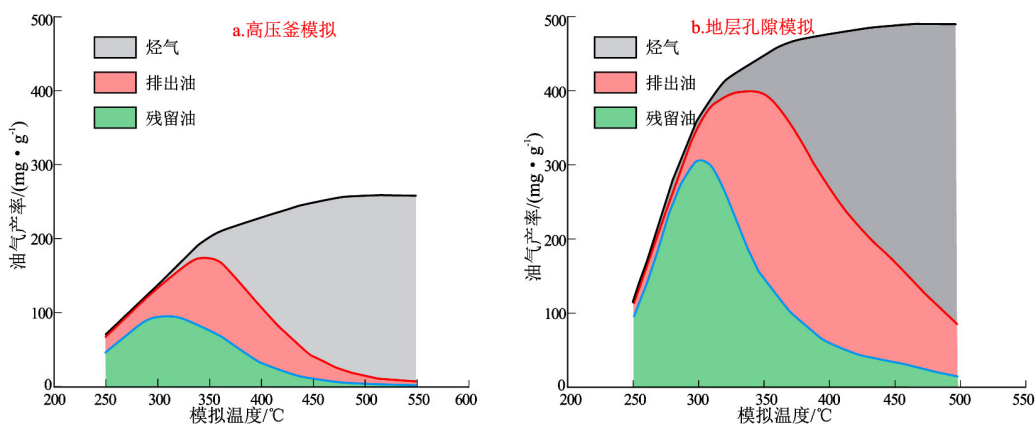


图 1 不同热解生烃模拟条件下 LQ-2 泥灰岩油气产率对比

Fig. 1 Production rate of LQ-2 limestone of formation porosity thermocompression experiment and conventional autoclave experiment

450 °C 基本达到生气高峰,最大生气量约为 249.95 mg/g,最大油气产率约为 257 mg/g。而地层孔隙模拟实验条件下在 350 °C 达到最大生油量,约为 392.56 mg/g,约相当于高压釜模拟下的 2.26 倍;随后生油量下降,生气量不断增大,最大生气量约为 408.56 mg/g,约相当于高压釜模拟下的 1.63 倍;油气产率 (Oil and Gas Yield, OGY) 的最大值约为 489 mg/g,约相当于高压釜模拟的 1.9 倍。残留油和排出油的产率也出现相似的特征。同时,地层孔隙模拟的 CO₂和 H₂产率却远低于高压釜模拟的产率。

2.2 2 种模拟方式下固态产物岩石热解特征对比
 高压釜模拟和地层孔隙模拟实验后残余固态产物的岩石热解特征见表 4。

2.2.1 残余有机碳变化特征

残余有机碳是沉积有机质在沉积成岩过程中,经历了各种化学作用后,保存下来的残余有机质中的碳含量,只有未熟—低熟或者未能有效排油烃源

岩的有机碳含量可以近似地反映原始生油气母质的丰度^[17]。沉积岩中的有机质总量与有机碳数量之间存在一定的比例关系。由图 2,表 4 所示,随着模拟温度升高,高压釜模拟和地层孔隙模拟后残

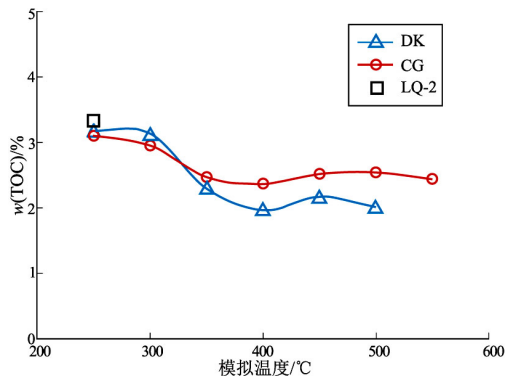


图 2 2 种模拟方式下残余固态产物有机碳对比

Fig. 2 Total organic carbon content of solid products of formation porosity thermocompression experiments and conventional autoclave experiments

表 4 两种模拟实验油气产率及残余固态产物岩石热解参数对比

Table 4 Production rate and geochemical characteristics of solid products of formation porosity thermocompression experiment and conventional autoclave experiment

模拟方式	模拟温度	自由烃 $S_1 / (mg \cdot g^{-1})$	生烃潜力 $S_2 / (mg \cdot g^{-1})$	残余有机碳 $w(\text{TOC}) / \%$	氢指数 / $(mg \cdot g^{-1})$	矫正氢指数 / $(mg \cdot g^{-1})$	油气产率 / $(mg \cdot g^{-1})$	油气指数 / $(mg \cdot g^{-1})$
原始样品		1.11	13.90	3.33	403	403		403
高压釜模拟	250	0.21	13.35	3.1	407	401	71.21	472
	300	0.52	10.52	2.95	347	316	136.85	453
	350	0.56	2.42	2.47	91	73	202.17	275
	400	0.39	0.71	2.37	28	21	225.26	247
	450	0.24	0.17	2.52	6	5	249.99	255
	500	0.17	0.06	2.54	2	2	257.58	259
	550	0.09	0.02	2.44	1	1	257.18	258
地层孔隙模拟	250	0.96	15.32	3.18	455	460	113.10	573
	300	1.49	13.97	3.13	415	420	359.23	779
	350	1.44	2.69	2.3	106	81	450.10	531
	400	0.51	0.87	1.98	39	26	472.99	499
	450	0.42	0.43	2.17	18	13	487.83	501
	500	0.22	0.18	2.02	8	5	488.65	494

注: 矫正氢指数: 样品的生油气能力一部分是气, 排出油和残留油可以收集, 另外一部分就是剩余的生油气潜力, 因此此处用生烃潜力与原始有机碳的比值表示, 即矫正氢指数值为 $S_2 / 3.33\%$ 。油气指数(OGI) = 油气产率(OGY) + 矫正氢指数。

余固体产物的 TOC 均是先降低至某个值后, 再略有增加(图 2)。TOC 快速下降的阶段对应着生油量特别是排出油量快速增加的阶段(250 ~ 350 °C)(图 1)。在这一阶段, 高压釜模拟实验的残余 TOC 与未成熟原始烃源岩样品的 3.33% 相比下降了 0.86%, 而地层孔隙模拟的残余 TOC 则下降了 1.03%。与之相对应的是地层孔隙模拟排油量是高压釜模拟的 2.5 倍。实验表明, 在有机质演化过程中, 有机碳的降低主要是源于有机质的生烃和排烃, 地层孔隙模拟 TOC 下降更大也暗示了该条件下有更多的有机质转化成了油气。TOC 略有增加阶段对应大量生气阶段(400 ~ 500 °C), 这一阶段, 生油量急剧减少, 而生气量则迅速增大, 2 种条件下 TOC 分别增大了 0.15% 和 0.19%。高温下除了干酪根生烃, 还可能发生了残留油向烃气的转化(表 3), 同时也生成了焦炭化不溶沥青^[12, 18-19]。也有人指出与高温下无机物较有机质的损耗量大有关^[20-21]。

2.2.2 自由烃变化特征

S_1 是指岩石热解在 300 °C 下氢火焰离子化检测器检测到的单位质量生油岩中的可挥发性自由液态烃量。本次实验原始烃源岩样品 S_1 为 1.11 mg/g, 高压釜模拟和地层孔隙模拟后残余固体产物的 S_1 随模拟温度的变化曲线如图 3。(1) 地层孔隙模拟和高压釜模拟各温度点 S_1 总体上均呈现先升再降的变化趋势, S_1 最大值对应着主要生油期, 特别是残留油生成高峰(图 1)。(2) 地层孔隙模拟中在主生油期内其 S_1 均大于原始样品的 S_1 。结合 2 种模拟实验的生油产率(表 3, 图 1), 可见地层

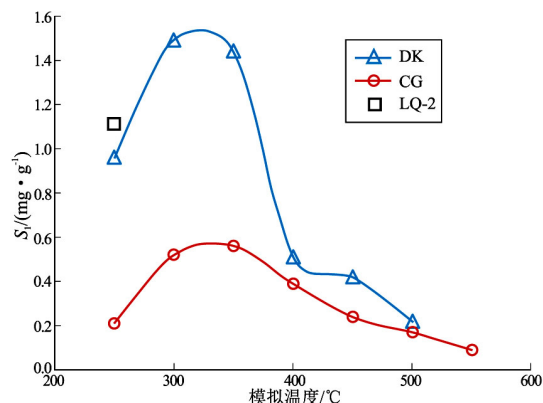


图 3 2 种模拟方式下固态产物自由烃

Fig. 3 Free hydrocarbon (S_1) of solid products for formation porosity thermocompression experiments and conventional autoclave experiments

孔隙模拟实验在生油气早期, 尽管生成了较多的油气, 但多残留在烃源岩中, 其排油效率低于高压釜模拟。

2.2.3 生烃潜力和氢指数变化特征

S_2 是在 300 ~ 600 °C 下单位质量烃源岩中热解生成的烃含量, 氢指数为单位质量有机碳热解生烃量($I_H = S_2 / w(\text{TOC}) \times 100$), 二者均可用来表示干酪根中潜在的可以转化为油气的量, 是评价烃源岩生烃潜力的重要参数。原始样品 S_2 (13.9 mg/g) 和氢指数(403 mg/g) 反映了该未成熟烃源岩模拟实验前的原始生烃潜力。图 4 是经过不同温度的高压釜模拟和地层孔隙模拟后残余固体样品的 S_2 和氢指数变化曲线, 反映了经过人工演化生排油气之后烃源岩的剩余生烃潜力, 二者均随模拟温度的升

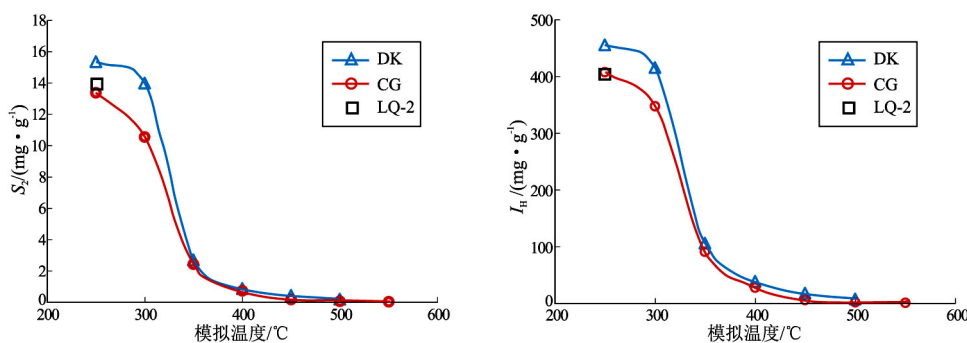


图4 2种模拟方式下残余固体产物 S_2 和氢指数的对比

Fig. 4 Hydrocarbon generation potential (S_2) and hydrogen index (I_H) of solid products of formation porosity thermocompression experiment and conventional autoclave experiment

高而降低。 S_2 和氢指数在生油高峰之后随着油气的排出急剧降低,这与恢复后的自然演化剖面生烃潜力指数轨迹相似^[17-22]。

2.3 最大生油气能力评价: 油气指数(OGI)

在地层孔隙模拟条件下,250~300°C时,油气产率增大,但残余固态产物氢指数均已经超过了原始样品的氢指数;350°C后的油气产率(450.10~488.65 mg/g)就超过了原始样品的氢指数(403 mg/g)。以上数据说明样品的实际生油气能力远远超过表征原始样品生烃潜力的氢指数(图4表4),董全辉^[23]曾报道过在200~350°C温度范围是有机质与高压水易于反应的区间,在这一区间出现模拟实验生烃潜力增大的现象^[22]。显然,热解参数氢指数或 S_2 远远低估了烃源岩真正的生油气能力^[12]。

油气产率表示烃源岩在模拟实验条件下单位有机碳已生成的油气量,与岩石热解氢指数的单位相同,均是指岩石中每克有机碳热解生成的油气量。采用模拟实验中每个温度点的油气产率与该温度点残余固态产物的修正氢指数来表示烃源岩可能的最大生油气潜力,并命名为油气指数(Oil and Gas Index, OGI)。样品LQ-2的OGI,最小值(497 mg/g)为原始样品氢指数的1.23倍,而其最大值(774 mg/g)则将近原始样品氢指数的1.92倍。因此,OGI的最大值体现的才是LQ-2烃源岩的最大生油气能力。每个温度点的OGI也不尽相同,这与模拟实验设置的温度等条件相关,下文将进行讨论。

3 讨论

从地层孔隙模拟和高压釜模拟的实验条件设置来看,两者的主要区别在于前者施加了静岩压力,且水是以高压液态水的形式与有机质体接触,后者水以高温水蒸气存在。前人^[1,12,22-29]等曾报道过水对干酪根生烃的重要影响,可以促进生烃和

排烃、利于平行节理的方向出现张性断裂等^[30]。另外,水的酸碱性、盐度等影响有机质裂解、水解反应^[25]。虽然其作用机理还存在较大争议,但不可忽视的是,高温高压下水存在许多独特性质,包括良好的传质性与流动性,离子积常数的增大带来的对有机反应的酸碱催化性、溶解度增大等^[31-34]。因此,高压液态水和高温水蒸气在模拟油气生成过程中反应机理和作用可能不同^[12-13]。

在地层孔隙模拟和高压釜模拟2种实验条件下,残余固态产物的热解参数 S_1 、 S_2 、氢指数及模拟实验的油气产率随模拟温度升高所表现出来的演化规律差异,暗示了2种模拟实验条件下油气的生成过程存在较大的差别。地层孔隙模拟条件下,有机碳下降较大,生成的 CO_2 和 H_2 气体较少,干酪根中碳氢元素较多地转化成油气或能形成油气的中间产物(有效碳),因此模拟后的残余固态产物也具有较高的氢指数。推测是高压液态水“保护”了干酪根,使其在接近地质条件下进行反应,避免了高温过度裂解。高压釜模拟的“大空间水—水蒸气热解”方式,一方面加快了干酪根的热解生油气反应速率,另一方面高温却使干酪根过早与过度地“焦化”了^[13],生成了较多的 CO_2 和 H_2 气体,因而导致其干酪根向油气的转化效率较低,无效碳的比例较高。地层孔隙模拟实验在任何温度点的OGI均高于高压釜模拟的,正是由于地层孔隙模拟设置了与地下相似的边界条件,从而发生了与地下干酪根热演化相似的物理化学反应。从表面上看,是地层孔隙模拟提高了干酪根的生油气效率,本质上是其他模拟实验条件与地下实际条件差异较大,因而低估了烃源岩自身的生油气能力。

另外,2种模拟方式下的高温阶段,样品的OGI均明显下降(图5)。推测可能是过高的温度加速了C-C键断裂,生成了更多的“焦炭”、 CO_2 和

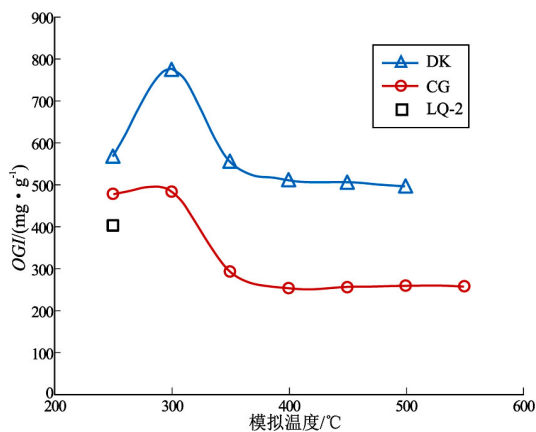


图 5 2 种模拟方式下原始烃源岩样品油气指数对比
Fig. 5 Oil and Gas Index (OGI) of source rocks of formation porosity thermocompression experiments and conventional autoclave experiments

H₂(表 3),破坏了干酪根的生油/气能力^[15-16,18]。因此,在模拟实验中使用过高的温度以补偿漫长的地质时间可能会导致生油气过程严重偏离烃源岩的自然演化过程。

4 结论

烃源岩地层孔隙模拟和高压釜模拟实验的油气产率及固态产物的岩石热解分析结果表明,模拟实验边界条件影响油气生成过程及油气产率。

(1) 烃源岩在地层孔隙模拟实验条件下的生油/气产率是高压釜模拟的 2 倍以上,其残余固体产物的热解参数 S₁、S₂、氢指数及 OGI 也远大于高压釜模拟固态样品,这与地层孔隙模拟所设置的实验条件更接近地下自然演化条件密切相关。

(2) 单纯用 Rock-Eval 热解参数的生烃潜力或模拟实验所得的油气产率评价烃源岩的生油气能力,可能导致其结果严重偏低。推荐采用油气指数的最大值用于评价烃源岩的生油气潜力,可以更好地反映烃源岩在自然演化过程中的生油气潜力。

模拟实验是通过人工条件对低熟烃源岩进行加热来推测地质过程中的油气生成过程与结果,由于与地质条件并不一致,对模拟实验结果的解释和使用还是仁者见仁,智者见智。因此,如何设置更接近地质的实验条件及如何使用这些参数评价烃源岩是我们亟需解决的问题。

致谢: 特别感谢审稿老师提出的宝贵意见。

参考文献:

[1] 高岗. 油气生成模拟方法及其石油地质意义[J]. 天然气地球科学 2000, 11(2): 25-29.
Gao Gang. Method of petroleum-generating simulation and its

petroleum geological significance [J]. Natural Gas Geoscience, 2000, 11(2): 25-29.

[2] 米敬奎, 张水昌, 王晓梅. 不同类型生烃模拟实验方法对比与关键技术[J]. 石油实验地质 2009, 31(4): 409-414.
Mi Jingkui, Zhang Shuichang, Wang Xiaomei. Comparison of different hydrocarbon generation simulation approaches and key technique [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(4): 409-414.

[3] 刘全有, 刘文汇, 王晓锋, 等. 不同烃源岩实验评价方法的对比[J]. 石油实验地质 2007, 29(1): 88-94.
Liu Quanyou, Liu Wenhui, Wang Xiaofeng, et al. Comparisons of geochemical methods for assessment of hydrocarbon-generating potential [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(1): 88-94.

[4] 刘宝泉, 蔡冰, 方杰. 上元古界下马岭组页岩干酪根的生烃生成模拟实验[J]. 石油实验地质, 1990, 12(2): 147-161.
Liu Baoquan, Cai Bing, Fang Jie. A simulation experiment of petroleum origin on kerogen from shales of the Lower Xiamalin Formation in the Upper Proterozoic [J]. Experimental Petroleum Geology, 1990, 12(2): 147-161.

[5] 程克明, 王兆云. 高成熟和过成熟海相碳酸盐岩生烃条件评价方法研究[J]. 中国科学(D 辑 地球科学), 1996, 26(6): 537-543.
Cheng Keming, Wang Zhaoyun. An evaluation method of hydrocarbon generating potential of highly mature and over-mature marine carbonate [J]. Science in China (Series D Earth Sciences), 1997, 40(1): 81-90.

[6] 孙萌萌, 米敬奎, 冯子辉, 等. 黄金管体系中 I 型有机质 2 种模拟方法生烃特征对比[J]. 天然气地球科学 2015, 26(6): 1156-1164.
Sun Mengmeng, Mi Jingkui, Feng Zihui, et al. Comparison of the characteristics of hydrocarbons generated by type I of organic matter using two different experiment methods in gold tube system [J]. Natural Gas Geoscience 2015, 26(6): 1156-1164.

[7] 毛榕, 米敬奎, 张水昌, 等. 不同煤系源岩生烃特征的黄金管热模拟实验对比研究[J]. 天然气地球科学 2012, 23(6): 1127-1134.
Mao Rong, Mi Jingkui, Zhang Shuichang, et al. Study on the hydrocarbon generation characteristics of different coal source rocks by gold-tube pyrolysis experiments [J]. Natural Gas Geoscience 2012, 23(6): 1127-1134.

[8] 何坤, 米敬奎, 张水昌, 等. 塔里木盆地志留系沥青砂的二次生烃及地质意义[J]. 石油与天然气地质 2011, 32(54): 682-691.
He Kun, Mi Jingkui, Zhang Shuichang, et al. Secondary hydrocarbon generation of the Silurian asphalt sandstone in the Tarim Basin and its geological implication [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(54): 682-691.

[9] 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.
Zheng Lunju, Qin Jianzhong, He Sheng, et al. Preliminary study of formation porosity thermocompression simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion [J]. Petroleum Geology & Experiment 2009, 31(3): 296-302.

- [10] 李志明, 郑伦举, 马中良, 等. 烃源岩有限空间油气生排模拟及其意义[J]. 石油实验地质, 2011, 33(5): 447-451.
Li Zhiming, Zheng Lunju, Ma Zhongliang, et al. Simulation of source rock for hydrocarbon generation and expulsion in finite space and its significance [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(5): 447-451.
- [11] 关德范, 徐旭辉, 李志明, 等. 烃源岩有限空间生排烃基础研究新进展[J]. 石油实验地质, 2011, 33(5): 441-446.
Guan Defan, Xu Xuhui, Li Zhiming, et al. New progress in basic studies of hydrocarbon generation and expulsion of source rock in finite space [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(5): 441-446.
- [12] 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.
Zheng Lunju, He Sheng, Qin Jianzhong, et al. Formation water of near-critical properties and its effects on the processes of hydrocarbon generation and expulsion [J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2011, 36(1): 83-92.
- [13] 马中良, 郑伦举, 李志明. 烃源岩有限空间温压共控生排烃模拟实验研究[J]. 沉积学报, 2012, 30(5): 955-963.
Ma Zhongliang, Zheng Lunju, Li Zhiming. The thermocompression simulation experiment of source rock hydrocarbon generation and expulsion in formation porosity [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30(5): 955-963.
- [14] 张振苓, 鄢立言, 舒念祖. 烃源岩热解分析参数 T_{max} 异常的原因[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 72-75.
Zhang Zhenling, Wu Liyan, Shu Nianzu. Cause analysis of abnormal T_{max} values on Rock-Eval pyrolysis [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(1): 72-75.
- [15] 唐友军, 文志刚, 徐耀辉. 岩石热解参数及在石油勘探中的应用[J]. 西部探矿工程, 2006(9): 87-88.
Tang Youjun, Wen Zhigang, Xu Yaohui. Rock pyrolysis parameter and its application in petroleum exploration [J]. West-China Exploration Engineering, 2006(9): 87-88.
- [16] 赵师庆, 李贤庆. 等变质煤及镜质组有机地球化学研究: Rock-Eval 热解分析[J]. 石油实验地质, 1994, 16(3): 199-208.
Zhao Shiqing, Li Xianqing. The study on the organic geochemistry of isometamorphic coal and vitrinite: Rock-Eval pyrolytic analyses [J]. Experimental Petroleum Geology, 1994, 16(3): 199-208.
- [17] 刘立峰, 姜振学, 周新茂, 等. 烃源岩生烃潜力恢复与排烃特征分析: 以辽河西部凹陷古近系烃源岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(3): 378-384.
Liu Lifeng, Jiang Zhenxue, Zhou Xinmao, et al. Hydrocarbon generation potential restoration and expulsion: Taking Paleocene source rock in the western sag of Liaohe Depression as an example [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(3): 378-384.
- [18] 郑伦举, 马中良, 何生. 海相烃源岩二次生烃潜力定量评价新方法[J]. 沉积学报, 2012, 30(3): 594-562.
Zheng Lunju, Ma Zhongliang, He Sheng. The new method for quantitative evaluation secondary hydrocarbon generation potential of marine source rocks [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30(3): 594-562.
- [19] 高岗, 黄志龙, 柳广第, 等. 碳酸盐岩油气生成模拟方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 88.
Gao Gang, Huang Zhilong, Liu Guangdi, et al. Hydrocarbon generation simulation method of carbonate [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 88.
- [20] 周总瑛. 烃源岩演化中有机碳质量与含量变化定量分析[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(4): 463-468.
Zhou Zongying. Quantitative analysis of variation of organic carbon mass and content in source rock during evolution process [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(4): 463-468.
- [21] 钟宁宁, 卢双舫, 黄志龙, 等. 烃源岩生烃演化过程 TOC 值的演变及其控制因素[J]. 中国科学(D辑 地球科学), 2004, 34(S1): 120-126.
Zhong Ningning, Lu Shuangfang, Huang Zhilong, et al. TOC changes in the process of thermal evolution of source rock and its controls [J]. Science in China (Series D Earth Sciences), 2004, 47(S2): 141-149.
- [22] 王永诗, 张守春, 朱日房. 烃源岩生烃耗水机制与油气成藏[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 242-249.
Wang Yongshi, Zhang Shouchun, Zhu Rifang. Water consumption in hydrocarbon generation and its significance to reservoir formation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 242-249.
- [23] 董全辉, 王翀. 稠油水热裂解反应中有机化合物与过热水作用的研究进展[J]. 内蒙古石油化工, 2009, 35(22): 120-125.
Dong Quanhui, Wang Chong. Progress in research on the action between the organic compound and the superheated water during aquathermolysis of heavy oil [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2009, 35(22): 120-125.
- [24] Lewan M D, Spiro B, Illich H, et al. Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation (and discussion) [J]. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 315(1531): 123-134.
- [25] Siskin M, Katritzky A R. Reactivity of organic compounds in hot water: Geochemical and technological implications [J]. Science, 1991, 254(5029): 231-237.
- [26] Lewan M D. Experiments on the role of water in petroleum formation [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1997, 61(17): 3691-3723.
- [27] Behar F, Lewan M D, Lorant F, et al. Comparison of artificial maturation of lignite in hydrous and nonhydrous conditions [J]. Organic Geochemistry, 2003, 34(4): 575-600.
- [28] 秦建中, 刘宝泉, 郑伦举, 等. 海相碳酸盐岩烃源岩生排烃能力研究[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(3): 348-355.
Qin Jianzhong, Liu Baoquan, Zheng Lunju, et al. Study on capability of hydrocarbon generation and expulsion from marine carbonate source rocks [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(3): 348-355.
- [29] 陈晋阳, 张红, 肖万生, 等. 有机油气形成的影响因素. 模拟实验的研究进展[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(3): 247-252.
Chen Jinyang, Zhang Hong, Xiao Wansheng, et al. Factors affecting generation of organic-origin petroleum: Development of simulating experimental study [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(3): 247-252.

(下转第 678 页)

排羧烷的组成特征及其意义[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(15): 27-32.

Duan Zhiqiang, Zhang Min. Composition characteristics and significance of rearranged hopanes in coal-bearing source rocks in different sedimentary in north Ordos Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(15): 27-32.

[16] 陈中红, 查明, 金强. 典型断陷湖盆 C₂₇三降羧烷参数演化及其控制因素: 以东营凹陷古近系为例[J]. 沉积学报, 2010, 28(3): 635-642.

Chen Zhonghong, Zha Ming, Jin Qiang. The evolution and its control on maturation parameters relative to C₂₇ trisnorhopane in the representative faulted lake-basin: A case study from Paleogene system in Dongying Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(3): 635-642.

[17] 侯读杰, 冯子辉. 油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 15-16.

Hou Dujie, Feng Zihui. Petroleum geochemistry[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 15-16.

[18] 彼得斯 K E, 沃尔特斯 C C, 莫尔多万 J M. 生物标志化合物指南[M]. 张水昌, 李振西, 译. 北京: 石油工业出版社, 2011: 143-146.

Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. The biomarker guide[M]. Zhang Shuichang, Li Zhenxi, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 143-146.

[19] 马中远, 黄苇, 李婧婧, 等. 塔中北坡 SH9 井区柯坪塔格组下段原油地球化学特征[J]. 石油实验地质, 2013, 35(5): 559-563.

Ma Zhongyuan, Huang Wei, Li Jingjing, et al. Geochemical characteristics of crude oil from lower Kalpintag Formation in SH9 well area, northern slope of middle Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 559-563.

[20] 程斌, 王铁冠, 常象春, 等. 塔北哈 6 井油砂及沥青砂岩抽提物的地球化学特征及对比[J]. 石油实验地质, 2014, 36(6): 736-743.

Cheng Bin, Wang Tieguan, Chang Xiangchun, et al. Geochemical characteristics and correlation of extracts from Silurian bituminous sandstones and Carboniferous oil sands in well Ha6 northern Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(6): 736-743.

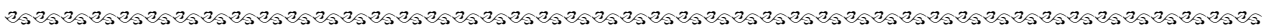
[21] 牛子铖, 柳广弟, 曹喆, 等. 银额盆地查干凹陷油藏特征及油气成藏过程[J]. 石油实验地质, 2016, 38(1): 32-39.

Niu Zicheng, Liu Guangdi, Cao Zhe, et al. Reservoir characteristics and hydrocarbon accumulation in Chagan Sag, Yingen-Ejinaqi Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(1): 32-39.

[22] 崔景伟, 王铁冠, 胡健, 等. 塔里木盆地和田河气田轻质油成熟度判定及其油源意义[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(1): 27-36.

Cui Jingwei, Wang Tieguan, Hu Jian, et al. Maturity of light oil and its significance in indicating oil source in Hetianhe gas field, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(1): 27-36.

(编辑 韩 彧)



(上接第 671 页)

[30] Lewan M D, Roy S. Role of water in hydrocarbon generation from Type-I kerogen in Mahogany oil shale of the Green River Formation[J]. Organic Geochemistry, 2011, 42(1): 31-41.

[31] 徐有生, 侯渭, 郝海飞, 等. 超临界水的特性及其对地球深部物质研究的意义[J]. 地球科学进展, 1995, 10(5): 445-449.

Xu Yousheng, Hou Wei, Zheng Haifei, et al. The particularity of supercritical water and the connotation of study on deep earth's materials[J]. Advance in Earth Sciences, 1995, 10(5): 445-449.

[32] 吕秀阳, 何龙, 郝赞胜, 等. 近临界水中的绿色化工过程[J]. 化工进展, 2003, 22(5): 477-481.

Lv Xiuyang, He Long, Zheng Zansheng, et al. Green chemical

processes in near critical water[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2003, 22(5): 477-481.

[33] 王炫, 段培高, 戴立益. 超(近)临界水在有机化学反应中的应用[J]. 化学通报, 2005, 68(53): 1-6.

Wang Xuan, Duan Peigao, Dai Liyi. Application of supercritical/near-critical water in organic chemical reactions[J]. Chemistry Bulletin, 2005, 68(53): 1-6.

[34] 胡宝群, 吕古贤, 王方正, 等. 水的临界奇异性及其对热液铀成矿作用的意义[J]. 铀矿地质, 2008, 24(3): 129-136.

Hu Baoqun, Lv Guxian, Wang Fangzheng, et al. The critical singularities of water and its significance in the hydrothermal mineralization of uranium[J]. Uranium Geology, 2008, 24(3): 129-136.

(编辑 黄 娟)