

文章编号: 1001-6112(2009)03-0296-07

地层孔隙热压生排烃模拟实验初步研究

郑伦举^{1,2}, 秦建中², 何生¹, 李广友², 李志明²

(1. 中国地质大学, 武汉 430074;

2. 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)

摘要: 热压生排烃模拟实验是研究烃源岩热演化机理的重要手段之一。现有模拟实验技术主要强调的是温度、压力和时间, 忽视了地层流体压力、生烃空间、高温高压地层水及初次排烃等重要影响因素。利用自行研制的地层孔隙热压模拟实验仪, 同时考虑影响烃源岩生排烃过程的多种因素, 建立地层孔隙热压生排烃模拟实验技术, 对比研究发现: 流体压力、生烃空间和高温高压液态水跟温度、时间一样自始至终影响着沉积有机质的生烃演化, 只是在不同演化阶段其影响程度和表现形式不同。在低成熟—成熟阶段, 地层孔隙—高温高压液态水热体系对 I 型干酪根黑色泥岩成烃过程的影响主要表现为延缓了油的生成, 抑制了气体的生成, 改变了干酪根的组成特征, 提高了烃源岩的生油潜力。

关键词: 孔隙流体压力; 上覆静岩压力; 生烃空间; 高温高压液态水; 生排烃模拟

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

PRELIMINARY STUDY OF FORMATION POROSITY THERMOCOMPRESSSION SIMULATION EXPERIMENT OF HYDROCARBON GENERATION AND EXPULSION

Zheng Lunju^{1,2}, Qin Jianzhong², He Sheng¹, Li Guangyou², Li Zhiming²

(1. China University of Geosciences, Wuhan Hubei, 430074, China;

2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China)

Abstract: Thermocompression simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion is one of the main instruments for the study of hydrocarbon thermal evolution mechanism. The existing simulation methods consider more about temperature, pressure and time rather than pore fluid pressure, hydrocarbon generation room, high temperature and pressure liquid water as well as the first hydrocarbon expulsion. With self-developed formation porosity thermocompression simulation experiment instrument, taking into consideration of various factors, the author has set up a formation porosity thermocompression simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion. It has been found out, as the same as temperature and time, pressure, hydrocarbon generation room as well as high temperature and pressure liquid water affect the evolution of hydrocarbon generation from sedimentary organic matters through the whole process, only different in forms and manifestations during different stages of evolution. From low-mature to mature stage, the main impact of formation porosity high temperature and pressure liquid water system on hydrocarbon generation from type I kerogen black mud are delaying oil generation, inhibiting gas generation, changing kerogen composition characteristics and enhancing the hydrocarbon generation potential of source rocks.

Key words: pore fluid pressure; overlying lithostatic pressure; room for hydrocarbon generation; high temperature and pressure liquid water; simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion

依据蒂索等^[1]提出的“干酪根热降解晚期生油学说”所建立起来的各种热压模拟实验, 由于主要只考虑了温度和时间对有机质热解生排烃过程的

影响, 因此与地质条件下的生烃演化过程存在较大差异, 所取得的成果难以应用到实际油气勘探实践之中。如果成烃过程是烃源岩中的有机物质经过

收稿日期: 2008-03-03; 修订日期: 2009-04-08。

作者简介: 郑伦举(1966—), 男, 高级工程师, 主要从事油气地球化学实验研究。E-mail: zhenglj@pepris.com。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(2005CB422102)和中国石油化工股份有限公司前瞻性基础理论研究课题(P05038)。

热演化转变成油气的化学反应,那么该反应除与反应物性质(干酪根类型)和数量(有机碳含量)有关外,还应与温度、上覆静岩压力、体系流体压力、流体介质性质、赋存状态和孔隙空间大小等一系列反应边界条件有关。受装置限制,现有各种热压生烃模拟实验主要是在含水、低流体压力、相对较大的空间和高温条件下进行的^[2~16],相当于把烃源岩放在一个很大的容器中进行热降解化学反应,主要强调的是热降解过程,而忽视了生烃空间、孔隙流体压力、高温高压液态水及初次排烃等影响因素的共同作用^[17]。笔者选择同一个样品,分别用自制的地层孔隙热压模拟仪和常规高压釜热压模拟仪进行烃源岩生排烃模拟实验,初步研究了孔隙流体压力、生烃空间及高温高压液态水对沉积有机质生烃演化过程可能存在的影响。

1 模拟实验仪器、条件与样品

1.1 实验仪器

地层孔隙热压生排烃模拟实验使用的仪器是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自行研制的(已申报国家发明专利),仪器原理结构见图 1,主要由高温高压反应

系统、双向液压控制系统、自动排烃产物收集与流体补充系统、数据采集与自动控制系统和外围辅助设备组成。利用该仪器进行烃源岩的生、排烃模拟实验具有以下特点:1)用特制的取样工具钻取直径 3.8 cm、质量 5~150 g 的圆柱体原样,尽量保留样品的原始孔隙结构、组成和有机质赋存状态;2)圆柱体原样被整体密封在样品室中后置于高温高压釜体内,再通过油缸和中间压力套对岩心样品施加最高可达 180 MPa 的静岩压力进行压实,其间只通过一根内径很小的管道与自动排烃产物收集系统连通,因此密闭模拟生烃过程是在岩石孔隙空间中进行的几乎没有多余的反应空间;3)样品室中圆柱体原样的孔隙流体(既可以补充地层水,也可以补充惰性气体)能通过流体补充系统实时补充,高压釜体端口采用轴向自紧静密封和半自紧动密封相结合的特殊密封方式,因此可以在最高孔隙流体压力达 150 MPa 的条件下进行高压生排烃模拟实验;4)采用排烃自动控制高压阀门,因此既可以进行一定孔隙流体压力下的密闭生烃模拟,也可以进行较高流体压力下的“幕式排烃”模拟。

密闭高压釜生排烃模拟仪器也是无锡所自行研制的,将粉碎样品在密闭、生烃空间相对较大(最

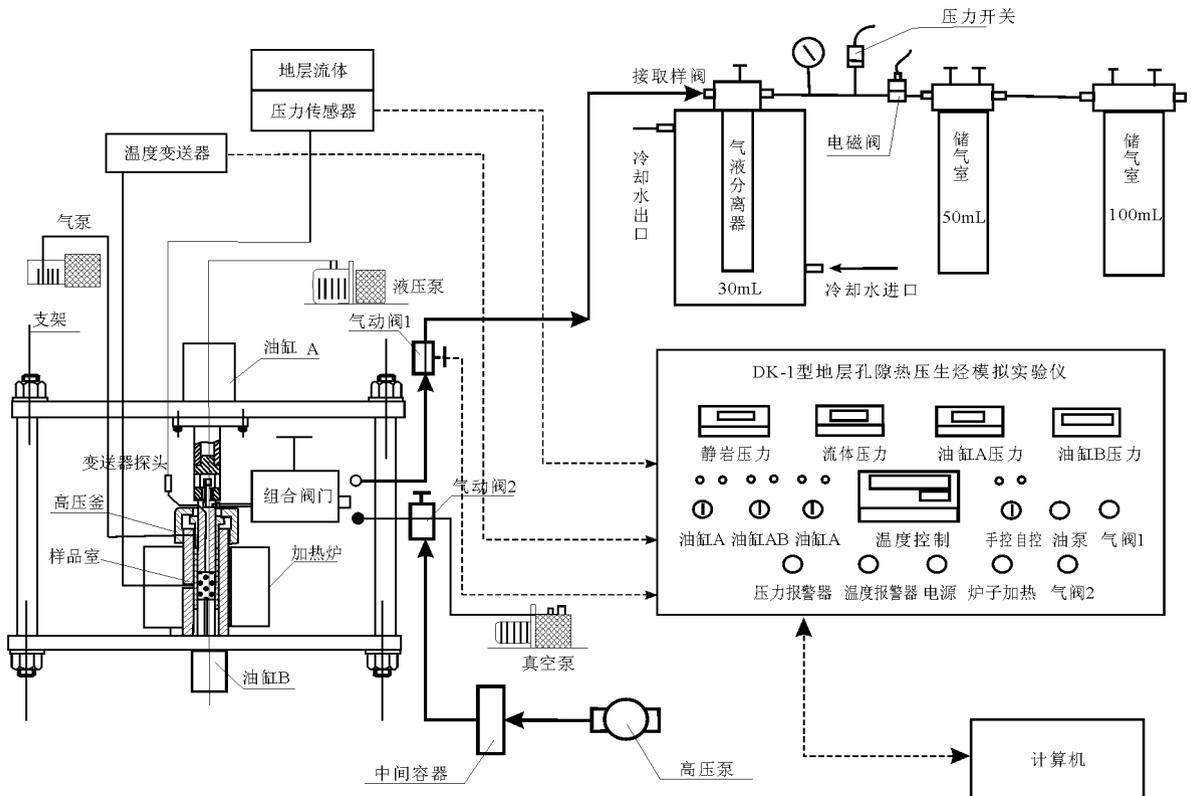


图 1 烃源岩地层孔隙热压生排烃模拟仪原理结构

Fig. 1 Structure diagram of formation porosity thermocompression hydrocarbon generation simulation experiment instrument

大体积为 500 mL)、流体压力最高 25 MPa、没有上覆静岩压力的条件下,进行烃源岩热压生排烃模拟实验,属于常规高压釜密闭生排烃模拟。

1.2 实验条件

为了便于对比研究,2 种模拟实验都是在封闭条件下进行的,孔隙流体压力均由纯水及烃源岩产物形成。不同之处在于,地层孔隙热压模拟实验过程中,流体物质充满了整个圆柱体原样的孔隙空间,生烃空间基本上就是孔隙空间,因此烃源岩有机质的热压演化是在保留样品的原始状态、在有限生烃空间里、同时考虑到与地质条件相近的孔隙流体压力和上覆静岩压力、在高温高压液态水中进行的,这种生烃模拟实验条件暂名为地层孔隙—高温高压水热体系。在常规高压釜热压模拟实验中,高压釜装入样品后还有较大的多余空间(500 mL 样品室,装入 100 g 岩样后至少还有 450 mL 的多余空间),因此热压生烃模拟实验过程中形成的流体压力较小(一般低于 20 MPa,远小于实际地质条件下的地层流体压力),没有施加上覆静岩压力,此时加入的水主要以水蒸气形式存在。所有温度点的模拟实验均按 1 °C/min 的升温速率升至设定温度,并恒温 96 h,再降温至 150 °C 后取出气态产物,用气相色谱仪检测气体组成;用冷阱收集随气体排出的凝析油,反应系统冷却至室温后用二氯甲烷洗涤反应釜及管道内壁收集轻质油,二者合并称为排出油;取出岩样经氯仿抽提所得到的可溶有机质为残留油,排出油和残留油之和为模拟实验的总油,总油加上烃气为总烃。2 种生排烃模拟方式的实验条件见表 1。

1.3 实验样品

模拟样品为取自渤海湾盆地东营凹陷官 127 井 2 378.89~2 378.99 m 层段(样品编号 G127—15,层位 $E_s^{4(L)}$)的黑色泥岩,其 $TOC=3.59\%$,氯仿沥青“ A ” $=0.3991\%$, $S_1=0.97\text{ mg/g}$, $S_2=15.28\text{ mg/g}$,

$I_H=585\text{ mg/g}$,实测 $R_o=0.37\%$,FAMM 分析等效镜质体反射率 $\bar{R}_V=0.67\%$,显微组分以腐泥组为主,干酪根类型属 I 型,孔隙度 5.82% ,岩石密度 2.37 g/cm^3 。

2 实验结果与讨论

2.1 2 种模拟方式气体产率及演化特征

图 2 是 2 种模拟方式在相同温度下的气体产率曲线,可以看出,气体产物在组成上是一致的,主要由烃类和非烃类气体组成,但在相同温度时 2 种模拟方式所得各气体产率存在较大差异。在低温阶段除了氢气产率地层孔隙热压模拟的要大于常规高压釜模拟的,在相同温度条件下无论是总气体产率、 CO_2 产率还是烃气产率都是常规高压釜模拟的远大于地层孔隙热压模拟的(表 2)。在低温低演化阶段,地层孔隙热压模拟有机碳的 CO_2 产率不足 $1\text{ cm}^3/\text{g}$,而在相同温度条件下常规高压釜模拟气体产物主要以 CO_2 为主,其产率最高达 $439.63\text{ cm}^3/\text{g}$ 。从 CO_2 产率的演化趋势可看出,在生油阶段常规模拟 CO_2 产率随温度的升高先升

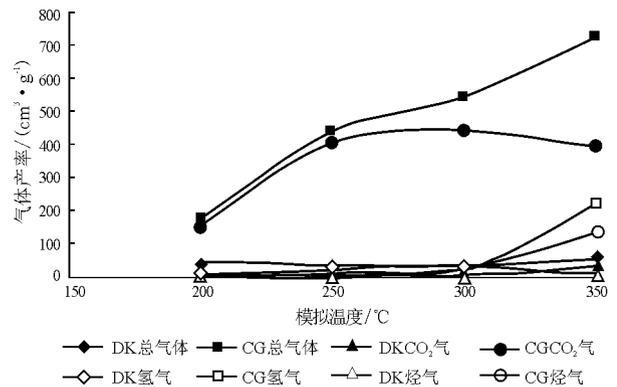


图 2 地层孔隙热压与常规高压釜生排烃模拟气体产率对比
Fig. 2 Comparison of gas production rate between formation porosity thermocompression experiment and conventional autoclave experiment

表 1 2 种模拟实验方式的实验条件

Table 1 Experimental conditions of formation porosity thermocompression experiment and conventional autoclave experiment

模拟方式	模拟温度/°C	孔隙流体压力/MPa	上覆地层压力/MPa	孔隙空间/mL	时间/h	样品量/g	加水量/mL	样品粒度
地层孔隙热压模拟(DK)	200	20	60	4.16	96	100	16	原样柱体
	250	40	72	3.08	96	100	15	原样柱体
	300	100	100	1.97	96	100	17	原样柱体
	350	126	110	1.75	96	100	8	原样柱体
常规高压釜模拟(CG)	200	0.5	0	450	96	100	10	5~20 目
	250	1.0	0	450	96	100	10	5~21 目
	300	1.5	0	450	96	100	10	5~22 目
	350	3.0	0	450	96	100	10	5~23 目

表2 地层孔隙热压与常规高压釜生烃模拟实验产率

Table 2 Producing rate of formation porosity thermocompression experiment and convectional autoclave experiment

模拟方式	模拟温度/℃	\bar{R}_v , %	排油率, %	总气体/ ($\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	CO ₂ 气/ ($\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	氢气/ ($\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	烃气/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	残留油/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	排出油/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	总油/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	总产烃/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)
地层孔隙热压生烃模拟(DK)	200	0.70	3	43.71	0.05	5.86	0.48	157.41	5.27	162.68	163.16
	250	0.78	5	31.27	0.99	20.57	1.05	154.18	7.83	162.01	163.06
	300	0.84	7	32.16	0.80	29.11	1.13	158.87	11.14	170.01	171.14
	350	0.95	27	51.37	30.72	6.79	5.64	297.20	111.68	408.88	414.52
常规高压釜生烃模拟(CG)	200	0.67	15	170.80	154.54	0	4.27	129.94	23.10	153.04	157.30
	250	0.75	23	437.72	407.80	0	5.45	128.42	39.43	167.84	173.29
	300	0.82	29	544.78	439.63	16.48	21.67	128.89	52.34	181.23	202.89
	350	1.05	35	724.37	394.34	219.35	130.87	302.63	161.07	463.70	594.57

再降,在 250 °C 达到高峰,而地层孔隙模拟的 CO₂ 产率随温度变化先有一个小幅度升降,在 350 °C 时再急剧增加,且其 CO₂ 产率要低一个数量级。尽管两者的总气体和烃气产率随温度升高而增加的总体演变趋势是相同的,但在同样温度下两者的产率值差异很大。模拟温度在 200~350 °C 之间,高压釜模拟的总气体产率是地层孔隙热压模拟的 4~17 倍,烃气产率是 5~18 倍,而且温度越高,产率值差异越大。这说明地层孔隙—高温高压水热体系在低成熟—成熟阶段就开始抑制了烃源岩中有机质向烃气的转化。早期的烃气与 CO₂ 普遍被认为是来自于干酪根上活泼基团的脱落^[2],因此两者气体产率的差异可能是有些在常规模拟中容易分解脱落的基团由于反应空间限制以及孔隙流体压力提高抑制了其分解,因为所有的羧基、羰基等活泼基团的分解都是从固、液相变成气相、体积增大的反应过程,易受压力与反应空间影响。

2.2 2 种模拟方式油产率及其演化特征

2 种模拟方式的油产率随温度的变化如表 2,图 3 所示。从中可知,在 $\bar{R}_v = 0.8\%$ (相当于模拟温度 300 °C) 之前,即在低成熟阶段,2 种生烃模拟方式随温度增加烃源岩有机质的热演化趋势完全一致,无论是排出油、残留油还是总油产率变化缓慢,两者的总油产率基本相同,地层孔隙热压模拟和常规高压釜模拟的总油产率平均值分别为 164.90, 167.37 mg/g。说明在进入大量生油阶段之前,孔隙流体压力、上覆静岩压力与孔隙空间对于干酪根生油的影响不大。当 $\bar{R}_v > 0.8\%$ 之后,即在成熟阶段,常规高压釜模拟的总油产率(463.7 mg/g)大于地层孔隙热压模拟(408.88 mg/g),这可能与孔隙流体压力、生烃空间等因素延缓了干酪根生油有关,同时也说明压力、空间、高温高压液态水等边界条件对有机质演化过程的影响存在阶段性。

生烃高峰前,在相近的成熟度(或模拟温度)

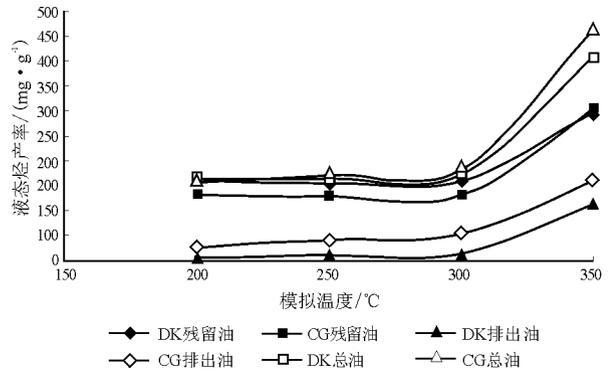


图3 地层孔隙热压与常规高压釜生烃模拟油产率对比
Fig. 3 Comparison of oil production rate between formation porosity thermocompression experiment and convectional autoclave experiment

下,尽管 2 种生烃模拟的总油产率相近,但地层孔隙热压生烃模拟的排出油产率和烃气产率较常规生烃模拟的结果低,而残留油产率高,说明在孔隙空间和地层压力生烃条件下,烃源岩在进入生烃高峰前(即烃源岩孔隙空间内含油饱和度较低时),排油能力很低,排油率(排出油产率与总油产率的百分比值)小于 7%,且随温度增加变化不大。然而一旦开始大量生油,则存在一个突变过程(从 300 °C 的 7% 到 350 °C 的 27%)。相反,常规模拟的排油率在此阶段随温度升高而呈线性增加,没有突变过程。两者在排油效率上的差异是由实验条件不同造成的。地层孔隙热压模拟实验中由于施加了较大的上覆静岩压力,流体压力较高、生烃空间非常有限、原样柱体样品未经粉碎,因此干酪根在低演化阶段热降解生成的少量油难以排出。常规高压釜模拟由于没有压力与空间限制,排烃效率自然较高。对比分析这 2 种模拟方式的排油效率,认为地层孔隙模拟的排油过程要比常规模拟的更接近实际地质条件下的初次排油过程,但有关地层孔隙—高温高压液态水热体系对烃源岩在不同演化阶段的生烃与初次排烃过程的影响程度还需进一步开

展工作。

2.3 2 种模拟方式固态产物的地化特征

对东营凹陷沙四段黑色泥岩采用 2 种模拟方式所得到各个温度点的固体产物进行热解分析和 FMM 分析, 分析结果见表 3, 图 4。可以看出, 2 种模拟方式固体产物的热解参数无论是数值大小还是演变趋势均有明显差异。常规模拟固态产物的 TOC 与 PC (有效碳) 均随温度升高而下降, 特别是在 300 °C 之后下降最为明显(图 4a)。在低成熟阶段, 地层孔隙热压模拟固态产物的 TOC 与 PC 先随温度和压力的升高而增加, 在 250 °C 时出现一个高峰值, 之后随着有机质热演化的加深再快速下降。这可能与施加了上覆地层压力、孔隙流体压力以及生烃空间受到限制, 特别是与高温高压液态水(一种近临界状态水)有关。与常规高压釜模拟时流体压力较低、反应空间较大、反应体系中水主要以高温水蒸气形式存在相比, 在地层孔隙—高温高压液态水条件下, 部分含有活性基团的有机大分子不是热解成小分子的油气, 而是在一定程度上

缩合成不溶有机质, 甚至有可能由于近临界水^[18]提供了大量 H⁺ 和 OH⁻ 离子, 将一些“死碳”(不具生油气潜力的有机碳) 激活成具生油气潜力的“有效碳”, 导致残留有效有机碳(PC) 增高, 也可能是常规高压釜模拟的高温低压水蒸气体系导致干酪根提前“焦化”。如果单从同一温度的生油产率来看, 地层孔隙—高温高压水热体系似乎抑制了有机质的热演化, 而对比两种模拟方式的固体产物特征不难看出, 地层流体压力、生烃空间和高温高压液态水只是在低演化阶段延缓了(不是抑制)干酪根向油气的转化, 但同时也极大地提高了干酪根进一步生成油气的潜力。

这一点也可从表 3 列出的氢指数(I_H) 随温度的变化看出。200~350 °C 各个温度点, 即在低成熟—成熟早期阶段, 都是地层孔隙热压模拟固体产物的 I_H 大于常规高压釜模拟的, 说明在经历了相同温度的热降解之后, 地层孔隙模拟的固体产物剩余的生烃潜力要远大于常规高压釜模拟的。由于其残余的生烃潜能较高, 可以推测随着演化的进一

表 3 地层孔隙热压与常规高压釜生烃模拟实验热解分析特征

Table 3 Geochemical characteristics of solid product of formation porosity thermocompression experiment and convential autoclave experiment

模拟方式	模拟温度/°C	\bar{R}_V , %	总 TOC, %	有效碳 PC, %	S ₁ / (mg·g ⁻¹)	S ₂ / (mg·g ⁻¹)	(S ₁ +S ₂) / (mg·g ⁻¹)	T _{max} / °C	I _H / (mg·g ⁻¹)
地层孔隙热压生烃模拟(DK)	200	0.70	3.82	2.39	0.94	27.56	28.50	430	721
	250	0.78	4.09	2.56	1.29	29.26	30.55	432	715
	300	0.84	2.76	1.54	1.17	17.15	18.32	424	621
	350	0.95	2.03	0.96	1.55	9.75	11.30	433	480
常规高压釜生烃模拟(CG)	200	0.67	3.55	1.94	0.73	22.25	22.98	429	627
	250	0.75	3.17	1.72	0.72	19.61	20.33	429	619
	300	0.82	2.71	1.29	1.40	13.85	15.25	436	511
	350	1.05	1.66	0.24	0.90	1.81	2.71	452	109

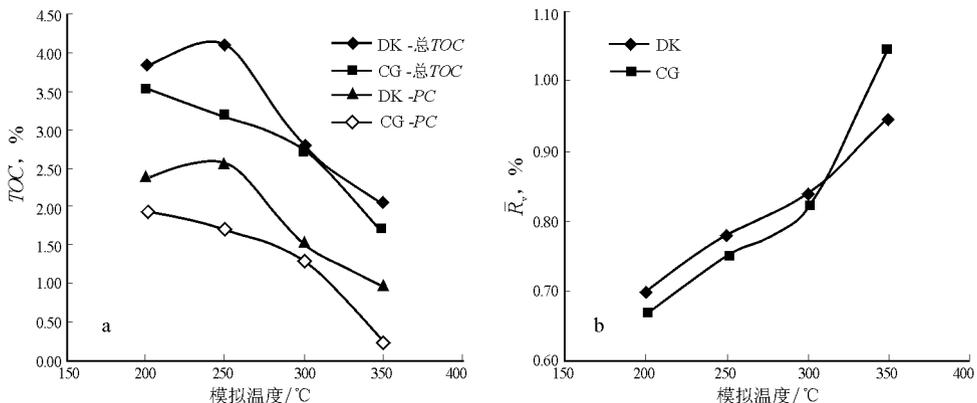


图 4 地层孔隙热压与常规高压釜生烃模拟固体产物地化特征对比

a. 有机碳随模拟温度变化; b. 等效镜质体反射率 \bar{R}_V 随模拟温度变化

Fig. 4 Comparison of geochemical characteristics of solid product between formation porosity thermocompression experiment and convential autoclave experiment

步加深,尚具备生成大量油气的潜力(进一步的模拟实验已证实这一点,有关地层孔隙—高温高压水热体系在成熟—过成熟阶段对烃源岩热演化的影响,将另文发表)。这也说明孔隙流体压力与有限的生烃空间只是延缓了干酪根成烃演化过程。

2 种模拟方式固体产物的等效镜质体反射率随温度的变化规律见表 3,图 4b。2 种模拟方式的等效镜质体反射率都随温度升高而增加,在数值上却存在较大差异。模拟温度在 200~300 °C,即大量生油之前,地层孔隙热压模拟的等效镜质体反射率比常规高压釜模拟的要略大些,但差异不大;300 °C 之后,即大量生油开始时,在同一温度时地层孔隙热压模拟的等效镜质体反射率比常规模拟的小。这说明地层压力、孔隙空间和高温高压液态水在不同演化阶段对固态有机质的性质与结构的影响是不同的。这点同样可以从 T_{max} 值看出。从表 3 中所列 T_{max} 值可知:2 种模拟方式固体产物的 T_{max} 值都随温度的升高呈逐渐增加的趋势,但地层孔隙模拟增加缓慢,从 200 °C 到 350 °C 才增加了几度,变化不明显;常规模拟的 T_{max} 在低温时变化不大,而在 350 °C 时迅速增加到 452 °C,显示其已经进入生油高峰附近。说明 2 种模拟方式的热演化过程不同,在低成熟阶段,地层孔隙模拟中干酪根的热演化较快,而常规高压釜模拟的热演化较慢;在开始大量生油的成熟阶段,地层孔隙模拟的热演化较慢,常规高压釜模拟的较快。

以上分析说明:地层孔隙—高温高压液态水热体系对烃源岩有机质生排烃演化过程的影响与温度一样伴随着整个生烃演化阶段,不仅表现在对生烃产率的影响方面,而且表现在对其产物组成与地化特征的影响等各个方面。

2.4 2 种模拟方式的生排烃模式特征

为了更好地对比研究地层孔隙与常规高压釜热压生烃模拟条件对烃源岩热演化过程的影响,建立了 I 型富烃优质烃源岩 2 种模拟方式的生排烃演化模式(图 5)。两者的主要区别有:1)等效镜质体反射率在 0.8% 之前,即在低成熟阶段,两者的烃气、总油、总烃以及排出油产率变化不大,干酪根的热演化趋势基本相同,除排出油产率和无机气体产率相差比较大以外,地层孔隙模拟其他产物的产率值都与对应的常规模拟相差不大。这说明在同时考虑孔隙流体压力、上覆地层压力与孔隙空间的条件下,对气态烃、液态烃和固体干酪根的组成特征会产生影响,但对生烃(油)量却影响不大。2)等效镜质体反射率在 0.80%~1.20% 之间,也就是在成熟阶段时,尽管两者都随温度升高,干酪根生烃量显著增加,但是地层孔隙模拟的烃气产率、总油产率、总烃产率均低于对应温度点的常规模拟的产率,说明孔隙流体压力、上覆静岩压力、生烃空间与高温高压液态水的共同作用明显延缓了干酪根热演化,影响了有机质热解速率,而且这种延缓作用可能随着热演化的加深而加剧。3)通过比较两者

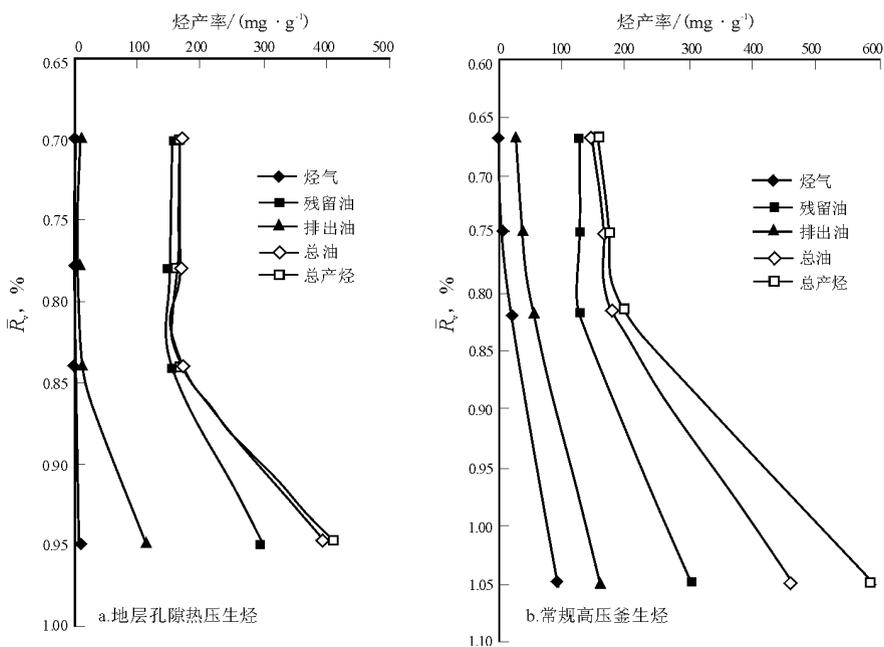


图 5 地层孔隙热压生烃模拟和常规高压釜生烃模拟生排烃模式对比

Fig. 5 Comparison of hydrocarbon generation and expulsion model between formation porosity thermocompression experiment and conventional autoclave experiment

的热压演化过程可知,压力(包括上覆地层压力和孔隙流体压力)、孔隙空间与高温高压液态水跟温度、时间一样,自始至终影响着烃源岩热演化生排烃过程的各个方面,只是在不同成熟阶段影响程度与表现形式不同而已。4)在选择与地质条件下相似的压力、孔隙空间以及在高压高温流体(水)中进行生、排烃模拟实验所得到的结果可能与地下有机质的实际演化过程更为接近。如果用煮饭过程来做类比的话,在地层孔隙—高温高压液态水热体系中进行沉积有机质的热解生烃模拟,就如用加满水的高压锅煮饭,做出来的米饭既容易熟,也烧得烂,还不容易烧糊;而在常规密闭高压釜的高温低压水蒸气体系中进行沉积有机质的热解生烃模拟,就好比在加水不够的情况下煮饭,既容易煮成“夹生饭”,还有烧焦的危险;而敞开体系的热解生烃过程就犹如在不加水的情况下煮饭,即使米的表面烧焦了,米饭也煮不熟。地质条件下烃源岩中沉积有机质的演化过程与用加满水的高压锅做饭有类似之处,是在孔隙空间中充满了压缩的地层水(一种具有近临界性质的液态水)、矿物介质存在的条件下,低温、高压(孔隙流体压力与上覆静岩压力)和漫长地质时期共同作用的结果。尤其应该高度重视的是,充满整个烃源岩孔隙的高压高温压缩地层水,具有近临界性质,可能对整个干酪根热解生成油气的排出以及运移成藏产生我们以前没有认识到的影响。因为这种孔隙中的高温高压液态水实际上是处于近临界状态,与常温常压水或水蒸气相比,具有很多特殊的物理化学性质^[18],其密度和介电常数变小,是一种良好的有机溶剂,能溶解非极性的有机化合物(其溶解性与常压丙酮类似);其离子积常数 K_w 显著变大(能电离出大量 H^+ 和 OH^-),且随流体压力增大而增加,因此近临界水能提供更多的 H^+ 和 OH^- 离子来作为有机化学反应的酸碱催化剂;近临界水可以加速有机质自由基反应,有利于 C—C 键的形成与断裂。无论是孔隙流体压力、孔隙空间还是无机矿物对干酪根热解成烃的影响,可能都是通过这种特殊的高温高压液态水介质才得以起作用的,而有关近临界性质地层水对油气生、排、运聚成藏的影响机理还需深入研究。

3 初步结论与石油地质意义

低熟 I 型干酪根黑色泥岩的地层孔隙热压与常规高压釜模拟实验对比研究表明:压力(上覆静岩压力和流体压力)、生烃空间和高温高压液态水跟温度、时间一样,对烃源岩中有机质的生排经过

程产生了明显影响,但在不同成熟演化阶段,影响程度与表现形式不同;在低成熟—成熟阶段,地层孔隙—高温高压水热体系对 I 型干酪根黑色泥岩成烃过程的影响主要表现为延缓了油的生成,抑制了气体的生成,改变了干酪根的组成特征,提高了烃源岩的剩余生烃潜力。

通过上述研究,对于烃源岩的成烃过程至少有以下几个问题值得我们重新思考:1)如果孔隙流体压力与上覆地层压力的高低、孔隙空间的大小以及高压高温地层水的特性对油气生成过程具有程度不同的“延迟性”的话,那么油气有效生成过程就会有别于传统生油理论,油气保存的深度会大于以前的预测值;2)如果高温高压条件下地层水参与了干酪根的成烃演化,提高了生油气潜力,那么利用传统生烃模拟实验(热解、高压釜等)所得到的各种参数计算出来的资源量就会明显偏低;3)如果油气的初次排烃存在一个“幕式”过程的话,那么干酪根生烃也可能是一个幕式生成的过程。因为,既然压力与有限的孔隙空间通过高温高压地层水会对干酪根生烃起到延缓作用,那么随着含油气高压流体的幕式释放与排烃,必然会导致压力降低与生烃空间相对增加,从而使得干酪根热解生烃也呈现幕式特征。

由于在地质条件下油气的生成演化、排烃运移、聚集成藏都是在相对封闭或半封闭条件下进行的^[3],因此,在施加压力、限制生烃空间、维持高温高压液态水、尽量保持样品的原始孔隙与矿物组成等限定体系中进行烃源岩热解生排烃模拟,才可能相对真实地再现地质条件下有机质热解生烃演化过程,才有可能真正搞清楚烃源岩的生烃机理,才有可能真正将人工模拟实验结果应用到实际油气勘探之中。本次地层孔隙热压模拟实验研究只是一个开端,取得的认识也只是初步的,还有许多疑团需要进一步的研究才有可能解开。

参考文献:

- 1 Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence[M]. New York:Springer Verlag,1984. 223
- 2 Landais P, Michels R, Elie M. Are time and temperature the only constraints to the simulation of organic matter maturation? [J]. Org Geochem,1994,22:617~630
- 3 Price L C, Wenger L M. The influence of pressure on petroleum generation and maturation as suggested by aqueous pyrolysis[J]. Org Geochem,1992,19:141~159
- 4 姜 峰,杜建国,王万春等. 高温超高压模拟实验研究——高温高压下烷烃产物的演化特征[J]. 沉积学报,1998,16(4):145~148

烷基分类化合物,可以对原油中的烷基酚进行富集,由于硅酸的极性较强,因而减少了苯酚和甲酚的损失,同时也降低了非烃中其它极性组分对分析的干扰,延长色谱柱的寿命。烷基酚的含量与水洗和氧化作用有关,水洗和氧化作用越大,烷基酚的含量损失越大。因此,它是分析原油中烷基酚类化合物的一种稳定的方法。

参考文献:

- 1 候读杰,张敏,赵红静等. 油藏及开发地球化学导论[M]. 北京:石油工业出版社,2001. 49~70
- 2 李素梅,王铁冠,郭绍辉等. 原油中含氧化合物:烷基酚类[J].

石油学报,2000,21(1):44~48

- 3 陈茂齐,刘有邦,张世英. 原油中含氧化合物的质谱分析[J]. 分析测试通报,1992,11(2):82~85
- 4 张世英,刘有邦,陈茂齐. 河南油田原油中含氧化合物的分离与鉴定[J]. 石油学报,1993,9(4):100~106
- 5 汪双清,林壬子. 部分辽河稠油油藏中含氧化合物的分布[J]. 石油勘探与开发,2000,27(5):36~39
- 6 王漫,郭绍辉,阮竹等. 页岩油轻馏分中含氧化合物的分析(I):含氧化合物的分离[J]. 石油学报,1993,9(3):10~15
- 7 王漫,阮竹,张履芳. 页岩油轻馏分中含氧化合物的分析(II):含氧化合物的鉴定[J]. 石油学报,1993,9(3):16~26
- 8 张世英,刘有邦,陈茂齐. 河南油田原油中含氧化合物的分离与鉴定[J]. 石油学报,1993,9(4):100~106

(编辑 叶德燎)



(上接第 295 页)

参考文献:

- 1 盛志伟. 关于油气聚集量问题[J]. 石油实验地质,1989,11(3):228~233
- 2 唐振宜,翁维瑾,贾维同. 多元回归在油气资源量计算中的应用[A]. 见:油气资源评价方法研究与应用编委会编. 油气资源评价方法研究与应用[C]. 北京:石油工业出版社,1988. 304~312

- 3 周总瑛. 统计法在石油资源定量评价中的应用[J]. 石油实验地质,2007,29(2):207~211
- 4 徐旭辉,朱建辉,江兴歌. 区带资源定量评价方法及在苏北盆地溱潼凹陷的应用[J]. 石油与天然气地质,2007,28(4):449~457
- 5 王俊玲,郑和荣. 中国东部成熟探区剩余油气资源潜力及重点勘探领域[J]. 石油与天然气地质,2003,24(3):296~300

(编辑 徐文明)



(上接第 302 页)

- 5 张文正,斐戈. 烃源岩排烃生成与演化的热压模拟实验研究[J]. 石油勘探与开发,1991,18(3):7~15
- 6 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
- 7 王兆明,罗晓荣,陈瑞银等. 有机质热演化过程中地层压力的作用与影响[J]. 地球科学进展,2006,21(1):39~46
- 8 陈晓东,王先彬. 压力对有机质成熟和油气生成的影响[J]. 地球科学进展,1999,14(1):31~36
- 9 大庆石油学院. 有机质地化演化模拟实验装置[P]. 中国, CN 87 100 918. 1988
- 10 石油大学(北京)盆地与油藏研究中心,石油天然气成藏机理教育部重点实验室. 压实成岩作用与油气生成和排驱模拟实验装置[P]. 中国, CN 01 264 260. 6. 2002
- 11 石油大学(北京)盆地与油藏研究中心,石油天然气成藏机理教育部重点实验室. 油气生成、运移和聚集模拟实验装

- 置[P]. 中国, CN 01 136 031. 3. 2003
- 12 杜洪文,方伟,霍秋立等. 高温高压热模拟装置的研制[J]. 石油仪器,2001,15(6):16~19
- 13 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
- 14 秦建中,李志明,刘宝泉等. 海相优质烃源岩形成重质油与固体沥青潜力分析[J]. 石油实验地质,2007,29(3):280~285
- 15 郑伦举,王强. 海相古油藏及可溶有机质再生烃气能力研究[J]. 石油实验地质,2008,30(4):390~395
- 16 刘光祥. 塔里木盆地 S74 井稠油热模拟实验研究(二)——沥青生烃潜力探讨[J]. 石油实验地质,2008,30(4):382~385
- 17 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
- 18 吕秀阳,何龙,郑赞胜等. 近临界水中的绿色化工过程[J]. 化工进展,2003,22(5):477~481

(编辑 韩 或)