

文章编号: 1000-0550(2012)05-0955-09

烃源岩有限空间温压共控生排烃模拟实验研究^①

马中良^{1,2} 郑伦举^{1,2} 李志明^{1,2}

(1. 中国石油化工集团公司油气成藏重点实验室 江苏无锡 214151;

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 烃源岩的生烃反应是在其限定的孔隙空间中承受高静岩压力和流体压力下进行的,然而受实验装置和条件的限制,目前大多数的生排烃模拟实验都是在一个低压、相对较大的生烃空间下进行的,与实际地质情况差异较大。通过对同一样品分别进行有限空间和常规高压釜方式加水模拟实验对比研究发现:(1)有限空间热压模拟实验的气态产物更接近地质实际。气体组分中烃气占有更大的比重;重烃气的保存下限大于常规模拟,延迟了重烃气向甲烷的转化;烯烃含量比常规加水模拟条件下更少,基本检测不到。(2)有限空间的限制使水介质参与成烃反应的作用增强,其限定空间内较高的流体压力延迟了油向烃气的转化过程,有利于液态油的生成和保存。(3)有限空间下高压液态水介质条件有利于烃类的排出。

关键词 生排烃模拟 有限空间生烃 孔隙流体压力 烃源岩

第一作者简介 马中良 男 1984年出生 石油地质和油气地球化学 工程师 E-mail: mazl.syky@sinopec.com

中图分类号 P593 **文献标识码** A

生烃过程是烃源岩中的有机物质经过热演化转变成石油和天然气的一种化学反应,这就必然涉及到物质基础、反应条件、容器空间(如试管或烧杯等)。蒂索提出的干酪根热降解晚期生烃学说,主要强调了物质基础(如:有机质含量、干酪根类型等)和地温场条件^[1~4],没有深入思考生烃过程是在泥质沉积物(烃源岩)沉积成岩的演化过程中,同时在烃源岩内的有效空间中实现的,忽视了容器空间这个重要的制约条件。关德范^[5~7]等认为盆地持续沉降生烃的过程中,沉积物不断加载增压,泥质岩逐步压实,孔隙度逐渐减小;有机质随着不断增温逐步成熟并进入生烃阶段,生成的烃同时占据泥质岩的孔隙空间,成烃的过程都是在一个有限的空间(烃源岩孔隙)中进行的,据此提出了有限空间生烃理论。

然而由于受实验装置的限制,目前的生排烃模拟实验大多数是在比样品孔隙空间大得多的密闭高压容器中进行的,多是在不带载荷压力和孔隙压力的条件下进行的,这与地质埋藏条件不符,必然会影响到产物的组成和量。为了能较真实的再现地质条件下烃源岩的生排烃过程,利用无锡石油地质研究所研制的地层孔隙热压模拟仪开展了烃源岩有限空间和常规高压釜两种模拟实验方式的对比,并对这两种模拟

方式对烃源岩生排烃的影响作用进行了初步讨论。

1 模拟实验装置、样品、流程

1.1 实验装置及边界条件设置

为了避免由于仪器本身导致结果的差异性,此次两种模拟方式的热模拟实验均采用中国石化无锡地质研究所研制的地层孔隙热压生排烃模拟实验仪,具体见参考文献^[8]。该装置为一多功能模拟装置,主要包括以下六部分:高温高压生烃反应系统、双向液控系统、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。可根据实验需要选择性设定、自动调节以下实验条件:实验时间、实验温度、施加到样品上的静岩压力、地层流体压力、排烃方式及排烃压力等。

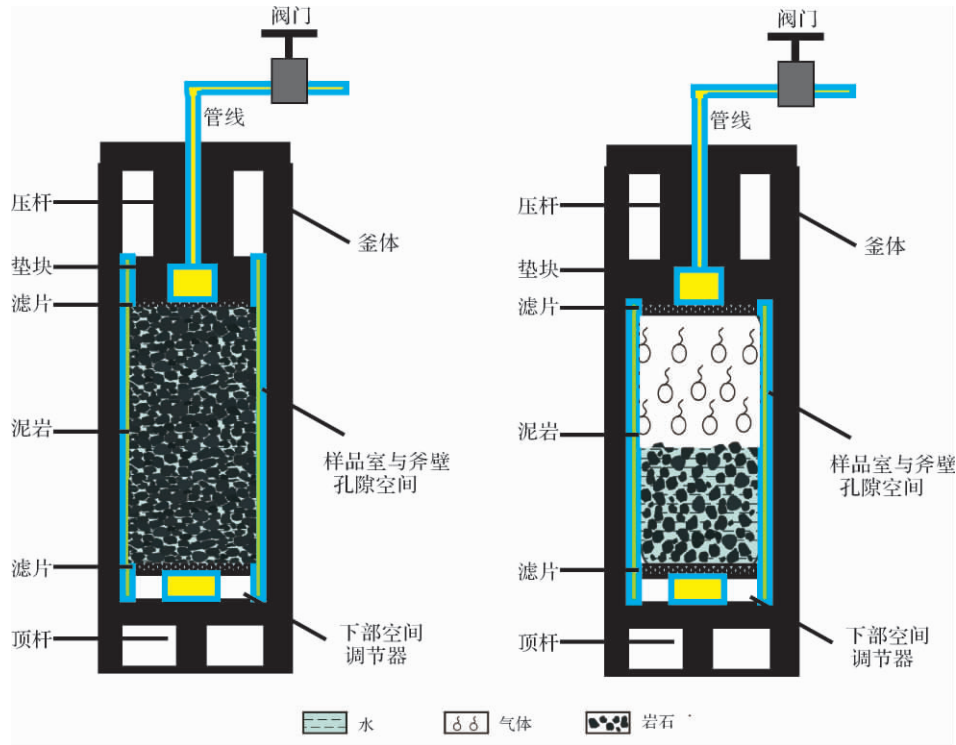
有限空间热压生排烃模拟主要通过以下方式实现,首先根据取样区的埋藏演化史(R_0 和埋深的对应关系)和模拟实验不同温度对应的 R_0 值来确定不同模拟温度不同演化阶段相对应的埋深、静岩压力和流体压力值。然后,对样品施加静岩压力进行压实,使其在尽可能保留样品的原始孔隙、在一个有限生烃空间(约20 ml,包括压实后样品的孔隙空间与连接管道体积)里,同时考虑到与地质条件相近的地层流体

^①中国石油化工股份有限公司重大基础性理论研究项目(编号:P11060)和中国石化无锡石油地质研究所所长科研基金项目(编号:WXSK-2010-3)资助。

收稿日期:2011-10-12;收修改稿日期:2012-01-04

压力、上覆静岩压力条件下进行烃源岩的加温加压密闭生、排烃模拟实验(图1a) 实验过程中体系内流体压力控制在相应演化阶段埋深时的流体压力值,设定的最低地层流体压力为相对应埋深的静水压力值,考虑到实际地质情况超压的发育,最高地层流体压力为

1.5倍的静水压力值。采用常规高压釜密闭热压生排烃模拟方式时,不对样品施加压力进行压实,整个生烃过程是在一个相对较大的反应空间(约为80 ml)内进行的(图1b)。两个系列实验的温压设置见表1。



(a) 有限空间模拟

(b) 常规高压釜方式模拟

图1 两种不同模拟方式实验装样示意图

Fig. 1 Schematic diagram of experimental sample loading between hydrocarbon generation in finite space experiment and conventional autoclave method experiment

表1 两种不同模拟方式的实验边界条件

Table 1 Experimental conditions between hydrocarbon generation in finite space experiment and conventional autoclave method experiment

序号	埋深/m	温度/℃	有限空间热压模拟			常规高压釜方式模拟(CG)	
			静岩压力/MPa	最低地层流体压力/MPa	最高地层流体压力/MPa	加水量/ml	实际体系压力/MPa
1	1500	275	34.50	15.00	22.50	6.0	4.1
2	1700	300	39.10	17.00	25.50	6.0	6.6
3	2000	325	46.00	20.00	30.00	6.0	9.8
4	2261	350	52.00	22.61	33.92	6.0	11.4
5	2400	360	55.20	24.00	36.00	6.0	14.2
6	2500	370	57.50	25.00	37.50	6.0	15.1
7	2800	380	64.40	28.00	42.00	6.0	15.9
8	3000	400	69.00	30.00	45.00	6.0	18.3
9	4000	425	92.00	40.00	60.00	6.0	22.2
10	5000	450	115.00	50.00	75.00	6.0	23.1
11	6500	500	149.50	65.00	97.50	6.0	34.7

备注:有限空间热压模拟相对应埋深、静岩压力、最低地层流体压力和最高地层流体压力均为根据取样区实际埋藏演化史而设定的,实验过程中均控制在设定范围。常规高压釜方式模拟实验的压力值是实验实测值。

表2 两种不同模拟方式下的实验样品基本地化特征

Table 2 Geochemical characteristics of source rocks between hydrocarbon generation in finite space experiment and conventional autoclave method experiment

模拟方式	埋深/m	TOC/%	沥青 A/%	$T_{\max}/^{\circ}\text{C}$	$S_2/(mg/g)$	$R_o/\%$	HI/(mg/g)	OI/(mg/g)
有限空间	1523.0	2.64	0.0739	444	15.83	0.38	600	14
常规高压釜	1532.5	3.22	0.0419	445	22.30	0.38	684	13

1.2 实验样品

两个系列模拟实验的样品均取自泌阳凹陷泌215井核三段的灰色泥岩,岩性层位均相同,镜质体反射率为0.38%,干酪根类型为II₁型,是较为理解的热模拟样品。由于模拟所需样品量比较大,两个系列样品取自邻近的深度段,具体地化参数见表2。

1.3 实验流程

1.3.1 有限空间热压模拟实验流程

(1) 制样装样: 考虑到烃源岩的非均质性,将样品粉碎到40~60目,充分混匀,缩分成若干份,确保样品的均一性与代表性。每个模拟温度点取其中一小份(约60g)装入样品室,用一定的机械压力压制直径为3.5cm的小圆柱体岩芯样品。

(2) 加温加压模拟

①试漏: 将装有岩芯样的样品室安装在反应釜中,施压密封后,充入5~10MPa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: 用高压泵注入60~80MPa的高压水(海水),让压制的岩芯样孔隙空间中被水完全充满(压制的岩芯样在吸水过程中,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、排烃过程中生烃空间被高压液态水所充满,升温之前流体压力为2~3MPa。

③压实升温: 启动双向液压机的施压杆对岩芯样施加设定的静岩压力进行压实,同时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,达到设定温度后再恒温48h进行有限空间生烃。

(3) 排烃与产物收集定量

①气体的收集定量: 待整个反应体系温度降到150°C时,打开排烃阀门排出生排烃系统中的油气水混合物,通过液氮酒精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,气体进入计量管计量其体积后收集,用气相色谱仪分析其组成之后计算各气体物质的量。

②排出油的收集定量: 排出油是烃源岩排到高压

釜内壁与样品室之间的空隙和连接管道内空间的油与生烃系统降温到150°C时打开排烃阀门后被冷冻在液体收集管中的油产物之和。

③残留油、固体残样的收集定量: 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为总油,总油与烃气之和为总烃。

1.3.2 常规高压釜方式热模拟实验流程

(1) 制样装样: 制样方法与有限空间热压模拟的相同。在样品室中装入一定量的烃源岩(60g),不压实,试漏与抽真空后直接加入样品重量10%的水。

(2) 加温模拟过程与产物收集定量方法与有限空间热压模拟方式相同。

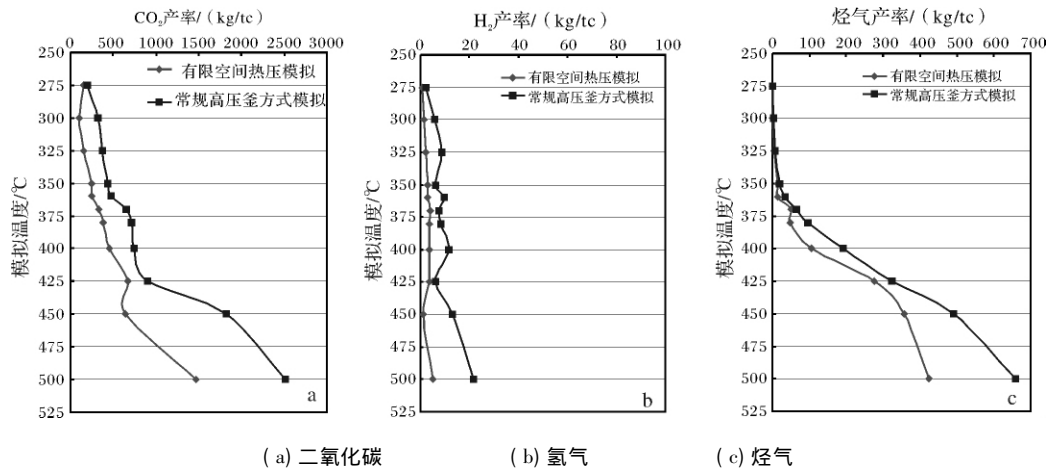
2 实验结果与讨论

2.1 两种不同模拟方式下气态产物的演化特征

从气体组分分析结果可知,模拟实验气体成分丰富,主要含氢气、氮气、二氧化碳、一氧化碳等非烃气和C₁至C₅重烃及少量烯烃气体等烃气。

2.1.1 两种不同模拟方式下气态产物产率变化特征

图2是两种模拟方式主要气体产率的演化特征对比,从中可知: 模拟气体产物中均以二氧化碳产率最大,其次为烃气,氢气最小。相比而言,两种模拟方式所得三种主要气体产率随烃源岩演化程度的增加,尽管变化趋势相似,但产率值大小明显不同。①二氧化碳产率随着温度的升高而增加,常规高压釜方式模拟CO₂产率在整个演化过程中均大于有限空间模拟的,尤其是高演化阶段以后;而原始样品的氧指数没什么差异,这也说明了造成CO₂产率差异的主因是热解方式的不同。②常规高压釜模拟H₂产率随着温度的升高而增加,有限空间模拟H₂产率基本保持不变,且无论是相对含量还是绝对值都要低得多(与油气的生成演化关系不大)。③烃气产率均随着温度的升高而增加,但在高演化阶段以后(大于350°C)常规高压釜模拟方式下的产率要比有限空间热压模拟下的烃气产率高。



(a) 二氧化碳 (b) 氢气 (c) 烃气

图2 两种不同模拟方式下主要模拟气产率变化

Fig. 2 Comparison of gas production rate between hydrocarbon generation in finite space experiment and conventional autoclave method experiment

2.1.2 两种不同模拟方式下烃气组分变化特征

由图3可以看出:①虽然整体上常规高压釜模拟方式下的烃气产率较大,但其气体组分中有限空间热压模拟下的烃气相对百分含量更高,最高可达50%,而常规高压釜模拟方式下烃气含量最大也不过30%;②有限空间热压模拟重烃气保存下限比常规高压釜模拟方式下的大,常规高压釜模拟方式下重烃在425°C开始大量向甲烷转化,而有限空间热压模拟在450°C时重烃才开始大量裂解成甲烷;这主要是由于随着温压的增加,有限空间模拟地层孔隙空间具有较高的流体压力,根据化学平衡原理,体积增大的烃气生成反应在压力增加时受到抑制,延缓了重烃的热裂解过程。③整体上两种模拟模拟方式下由于水的加入实验产物中烯烃含量均比较低,常规高压釜方式下在高过演化阶段还有可检测到的烯烃含量,而在相同演化阶段有限空间热压模拟的气体产物中烯烃已基本检测不到。

从以上可以看出,本次常规高压釜模拟方式下模拟气产率和组分特征与前人的加水热模拟结果较一致,都表现出热模拟气中有较多的非烃气,尤其是二氧化碳和氢气,甲烷相对含量比自然界的天然气要低的多^[9-14]。这些差异前人认为主要由以下原因造成^[10,13-17]:①实验室热模拟条件下不如自然条件下有机质生烃反应充分(反应时间不够)。②实验室热模拟条件下油气基本没有经过运移,水量也很有限,各种分异作用无法进行,气体组成基本代表了烃源岩生成时的组成。然而通过与有限空间热压模拟实验结果对比显示,并非仅仅由上述因素造成模拟气与实

际气藏组分的差异。由于常规高压釜模拟方式与实际地质条件差异较大,没有上覆岩石压力的压实以及孔隙空间内高压液态水的作用,在较大的生烃空间里,反应体系相对“干热”,使得部分沉积有机质在热解过程中趋向于过早的“焦化”,更容易导致C—H键的断裂^[18]。直链烷烃中C—C的键能在360~380 kJ/mol, C—H的键能在410~440 kJ/mol之间,而CH₃—C₆H₅的键能为426.8 kJ/mol,与直链烷烃中C—H的键能相当,这就意味着要断开芳环上的直链烷烃基团,所需要的能量与打开直链烷烃中C—H的能量相当。在实验室人工高温短时间内进行烃源岩有机质的热解实验,不仅加快了有机质的热解生烃反应速率,同时也改变了与地下不同的有机质热解生烃反应的途径与方向。由于常规高压釜方式模拟实验所设置的反应条件与地下生烃反应条件相差甚远,这种反应途径与方向的改变可能与有限空间热压模拟实验相比表现得更加明显。也就是说在水蒸气大空间里的高温可能导致了沉积有机质中C—H键的断裂,因而生成了更多的H₂、CO₂和烯烃,降低了沥青/油产率。

2.2 两种不同模拟方式下液态产物的演化特征

两种模拟方式下的油产率随温度变化如图4所示,总体上演化轨迹类似,均存在一个生油高峰期,残留油产率基本相同,但在进入大量生油阶段以后,总油产率和排出油产率有较大差异。

2.2.1 两种不同模拟方式下生油能力对比

(1) 在模拟温度325°C之前,即在低成熟阶段,两种生烃模拟方式随温度增加烃源岩有机质的热演化

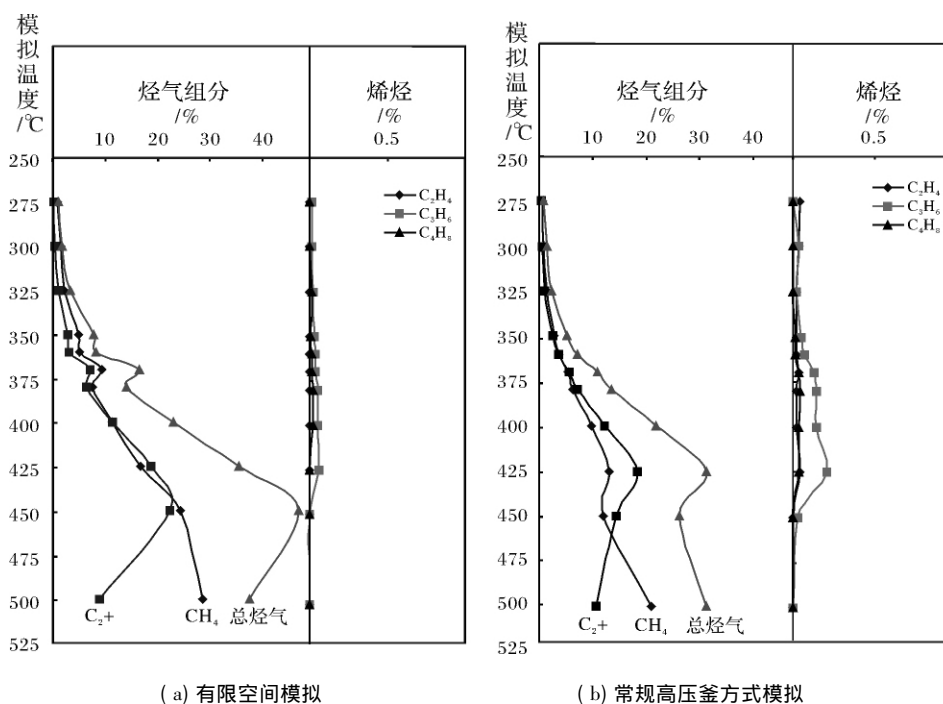


图 3 两种模拟方式下烃气组分演化特征

Fig. 3 Comparison of gas components characteristic between hydrocarbon generation in finite space experiment and conventional autoclave method experiment

趋势基本一致, 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。由于该阶段还未进入大量生油阶段, 孔隙流体压力、上覆静岩压力与孔隙空间对有机质生油的影响不大。

(2) 进入生油高峰后, 有限空间热压模拟条件下的生油窗更宽, 在 425°C 时仍有大量油的存在, 而常规高压釜方式模拟下 400°C 时油产率就已经大幅度

向烃气转化了。这可能是由于有限空间模拟下烃源岩孔隙间具有较高的流体压力, 延迟了油向烃气的转化。

(3) 两种方式模拟实验所用样品常规高压釜方式模拟的更优质一些, 原始 HI 是 684 mg/g, 有限空间热压模拟所用样品的 HI 是 600 mg/g, 但最终两种方式下最大油产率基本相同, 有限空间热压模拟下最

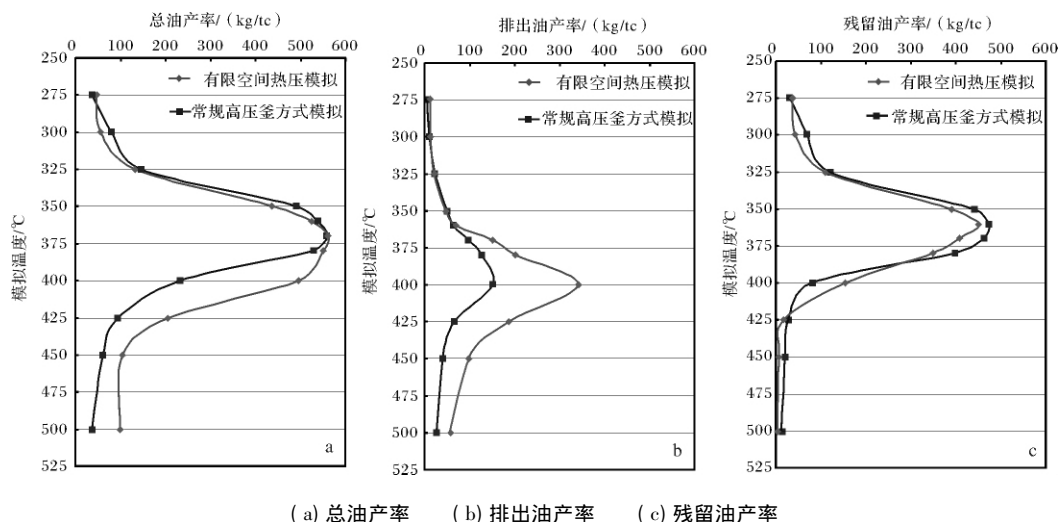


图 4 两种不同模拟方式液态产物产率变化

Fig. 4 Comparison of oil production rate between hydrocarbon generation in finite space experiment and conventional autoclave method experiment

大油产率 561.18 mg/g, 常规高压釜方式模拟下最大油产率 559.70 mg/g。据前人研究有机质生烃所需的氢源不仅仅来自干酪根本身, 烃源岩孔隙中的水也参与了成烃的过程, 从本次实验来看在有限空间内, 在高静岩压力压实和流体压力的作用下, 水与有机质接触更加充分, 更有利于液态烃的生成。

2.2.2 两种不同模拟方式下排出油能力对比

有限空间热压模拟下在进入生油高峰后排出油产率远远大于常规高压釜方式模拟下排出油产率, 最大排油效率是常规高压釜方式模拟的两倍之多。通过对两种方式下模拟液态产物的族组分分析(表3)发现, 造成有限空间热压模拟排油效率较高的原因主要是由于有限空间下烃源岩孔隙中的液态水在高温高压作用下带出了更多的大分子沥青质, 这暗示了油与高温高压液态水之间可能有一定程度的互溶, 从而提高了油气初次运移的效率。陈晋阳等^[19]采用热液对顶砧压腔装置, 对高温高压水中沥青质的热解过程进行了原位观测发现沥青质在高温高压下首先与水混溶, 混溶后随着温压的继续升高发生降解反应, 最终生成类似石墨结构的碳物质和气体物质。Lewan^[20, 21]曾进行过以含 Ga 合金液体代替水进行模拟实验, 结果却没有油排出, 这足以说明液态水在油气

初次运移中的重要作用。常规高压釜方式模拟由于生烃空间较大, 所加入的水是以水-水蒸汽的相态存在的, 油的排出是靠水蒸汽的携带以及油的热蒸发作用, 因此水参与排烃的作用大大减弱, 导致油气初次运移效率较低。

同时, 两种不同方式模拟实验在 375℃ 以前残留油均在 400 kg/te 以上, 按照氢指数寄宿, 有近三分之二的油产物残留在烃源岩中而未排出。这主要可能是模拟实验时间较短与实际地质时间的尺度相差较大的原因。

2.2.3 两种不同模拟方式下液态产物族组分对比

相对常规高压釜模拟实验而言, 在有限空间条件下热解生烃模拟实验生成的残留油和排出油中的饱和烃可以保存至较高的演化阶段, 在整个生烃过程中, 有限空间热压模拟饱和烃产率一直大于常规高压釜方式模拟实验残留油的饱和烃产率; 且有限空间热压模拟芳烃产率整体上是小于常规高压釜方式模拟实验残留油的芳烃产率的(表3)。这主要是由于在有限空间模拟实验条件下较高的流体压力(与地层压力相近)和较小生烃空间(与孔隙空间接近)抑制了饱和烃的芳构化。

表3 两种不同模拟方式下的排出油和残留油族组分特征

Table 3 Comparison of geochemical characteristic of discharged oil and residual oil product between hydrocarbon generation in finite space experiment and conventional autoclave method experiment

模拟方式	模拟温度 /℃	残留油				排出油			
		饱和烃 /(kg/te)	芳烃 /(kg/te)	非烃 /(kg/te)	沥青质 /(kg/te)	饱和烃 /(kg/te)	芳烃 /(kg/te)	非烃 /(kg/te)	沥青质 /(kg/te)
有限空间 热压模拟	275	18.39	6.18	8.73	2.81	2.77	0.59	2.45	4.95
	300	21.61	6.83	10.77	3.90	4.76	1.30	2.79	4.96
	325	49.18	14.92	26.43	22.46	12.61	1.98	4.93	8.87
	350	240.51	25.86	68.01	45.64	33.37	3.77	11.27	10.54
	360	287.28	41.41	68.77	50.76	35.80	4.29	14.20	24.95
	370	236.69	56.75	62.40	39.88	59.36	8.73	24.33	32.37
	380	229.39	50.86	56.63	34.27	85.08	12.37	28.88	35.85
	400	90.41	18.44	19.58	13.10	143.12	22.99	46.98	75.20
	425	7.98	1.63	4.74	2.40	86.19	26.37	23.77	32.86
	275	12.41	4.15	8.76	5.49	1.54	0.36	1.28	0.82
常规高压 釜模拟	300	20.85	10.69	22.31	8.17	1.19	0.57	2.14	1.10
	325	32.74	15.49	35.38	19.51	3.18	1.62	3.64	1.78
	350	138.82	66.74	134.36	77.73	10.69	5.05	5.96	2.28
	360	204.08	67.90	115.22	75.28	10.89	5.70	8.13	7.04
	370	209.81	78.65	92.33	34.24	55.48	18.40	12.63	4.53
	380	183.63	81.73	53.68	19.24	80.75	22.43	13.81	3.65
	400	35.09	24.50	16.73	8.95	89.71	37.17	14.30	3.85
	425	0.56	11.47	10.56	4.98	18.08	42.59	9.70	3.47

2.3 两种不同模拟方式下固态剩余物地化特征

图 5 表明,随着模拟温度的升高,两种模拟方式下烃源岩的生烃潜量($S_1 + S_2$)、氢指数(HI)和残余有效碳(PC)均迅速降低。然而,生烃潜力开始大量减小的起点不一样,常规高压釜方式模拟在 325℃ 时残余生烃潜力就开始迅速下降,有限空间热压模拟下在 360℃ 时才开始大量衰减。这可能是由于有限空间模拟下,有机质受到烃源岩孔隙中高压水的“保护”作用,延缓了有机质过早的焦化,使有效碳保存至更高的演化阶段。

另外,两种不同模式方式下相同温度对烃源岩的演化程度—镜质体反射率 R_o 也有差异。在 400℃ 之前,两种模拟方式下 R_o 基本一致,400℃ 之后,有限空间热压模拟的 R_o 要小于常规高压釜方式模拟,两者相差 0.2% ~ 0.3%。这是由于有限空间模拟下烃源岩孔隙间具有较高的流体压力对有机质成熟的抑制作用造成的。

2.4 两种不同模拟方式下的生排烃特征

综合两个系列实验各温度点的热解气、热解油和总烃产率与镜质体反射率(反应固态剩余物实测值)之间关系,可得两种不同模拟方式下的烃源岩油气生成与初次运移具有以下演化特征(图 6)。

(1) 镜质体反射率在 1.0% 之前,即在低成熟—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,但油的组分和烃气的组分有差异(表 3、图 3)。这说明在同时考虑孔隙流体压力、岩石压实作用、水的相态与孔隙空间的条件下,对气态烃、液态烃的组成特征会产生影响,但对生烃(油)量却影响不大。

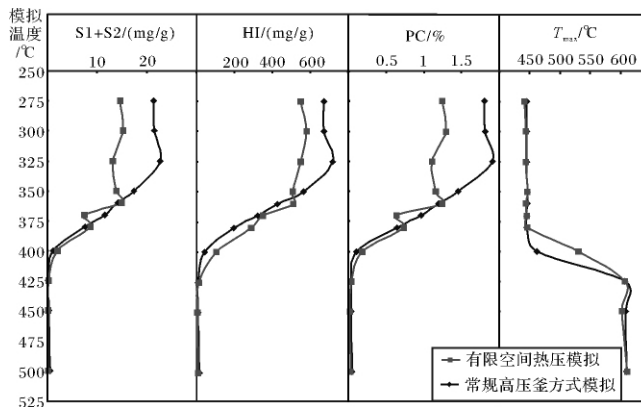
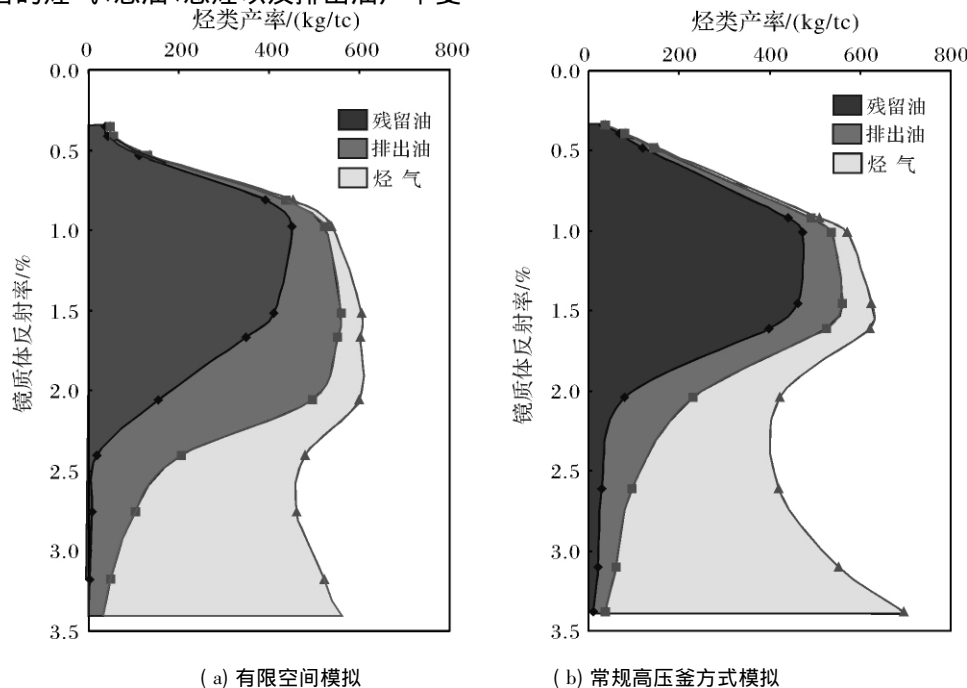


图 5 两种模拟方式下固态剩余物地球化学特征

Fig. 5 Comparison of geochemical characteristic of solid product between hydrocarbon generation in finite space experiment and conventional autoclave method experiment

(2) 有限空间热压模拟生油窗范围要广,液态烃保存的下限更大, R_o 大于 2.0% 后油才开始大量向烃气转化。孔隙流体压力、压实作用、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,



(a) 有限空间模拟

(b) 常规高压釜方式模拟

图 6 两种不同模拟方式下的生排烃模式

Fig. 6 Comparison of hydrocarbon generation and expulsion model between hydrocarbon generation in finite space experiment and conventional autoclave method experiment

影响了有机质热解速率。

(3) 两者的总烃在过成熟阶段均有一定幅度的减小,且常规高压釜方式下减少量更大,这除与产物定量过程中部分轻烃的损失有关外,也可能暗示了两者在生烃反应机理上存在较大的差异。

3 结论

(1) 有限空间热压模拟的气态产物更接近地质实际。①虽然气体总量上低于常规高压釜方式模拟,但气体组分中烃气占有更大的比重;②相比常规高压釜热压模拟而言,有限空间热压模拟气体中 H_2 含量相对较低,且与有机质的热演化程度关系不大;③气体中烯烃含量比常规加水模拟条件下更少,基本检测不到。

(2) 有限空间热压模拟有利于液态油的生成和保存。①由于有限空间的限制使液态水介质参与成烃反应的作用增强,有利于干酪根中 C—C 键的断裂和烃类 C—C 键的形成,致使干酪根的生烃潜力有一定的提高。②相对于常规高压釜模拟系统,较高的流体压力与成岩压实作用延迟了油向烃气的转化过程,有利于液态烃的保存,在高成熟演化阶段依然具有较高的液态烃产率,拓展了油气的保存深度。

(3) 有限空间热压模拟实验表现有更高的油气初次运移效率。地层孔隙空间中的高温高压地层水具有较强的携带烃类的能力,有利于烃类的排出。

目前,有限空间热压模拟实验开展的还较少。因此,加强有限空间条件下烃源岩的生排烃热压模拟实验研究,对于进一步深入理解地层条件下的温度、时间、地层液态水介质、流体压力、孔隙空间等因素对生排烃过程的影响,建立地质尺度上的烃源岩生排烃动力学模型及资源量计算模型,尤其对处于高温高压环境的深层、超深层领域的油气勘探具有重要的理论和实际意义。

参考文献 (References)

- 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: 499-506
- Tissot B P, Welte D H. Petroleum Formation and Occurrence [M]. New York: Springer-Verlag, 1984: 699
- 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 [Zou Yanrong, Shuai Yanhua, Kong Feng, *et al.* Experiments on petroleum generation—considerations and outlook[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(4): 375-381]
- 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 [Li Zhiming, Xu Ershe, Qin Jianzhong, *et al.* Some petroleum on the evolution of source rock[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2010, 25(6): 8-12]
- 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 [Guan Defan, Xu Xuhui, Li Zhiming, *et al.* A study on theories of basin evolution, hydrocarbon generation and accumulation and model of hydrocarbon generation in finite spaces[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(6): 709-715]
- 关德范, 徐旭辉, 李志明, 等. 烃源岩有限空间生排烃基础研究进展[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]
- 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 [Li Zhiming, Guan Defan, Xu Xuhui, *et al.* Study on the appraising standard of organic carbon abundance for effective muddy oil source rocks[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(4): 379-383]
- 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 [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, 306]
- 夏燕青, 罗斌杰, 王春江. 热模拟实验产物中烷烃参数的地球化学意义[J]. 石油学报, 1996, 17(2): 36-40 [Xia Yanqing, Luo Binjie, Wang Chunjiang. The geochemical significance of alkane parameters in the products from pyrolytic simulation experiments[J]. Acta Petroli Sinica, 1996, 17(2): 36-40]
- 高岗, 王延斌, 韩德馨, 等. 两种海相未成熟烃源岩热解气特征比较研究[J]. 石油实验地质, 2003, 25(2): 197-201 [Gao Gang, Wang Yanbin, Han Dexin, *et al.* Characteristic contrast of natural gas with marine shale and marl[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2003, 25(2): 197-201]
- 梁春秀, 魏志平, 毛超林, 等. 加水热模拟中深湖与煤系泥岩地化特征比较[J]. 沉积学报, 2002, 20(1): 165-168 [Liang Chunxiu, Wei Zhiping, Mao chaolun, *et al.* Comparison of geochemistry character between mudstones from deep lacustrine facies and coal measures by hydrous pyrolysis[J]. Acta Sedimentologica sinica, 2002, 20(1): 165-168]
- 秦建中, 刘井旺, 刘宝泉, 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 [Qin Jianzhong, Liu Jingwang, Liu Baoquan, *et al.* Hydrocarbon yield and geochemical parameters affected by heating time and added water amount in the simulation test[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 24(2): 152-157]

- 13 方杰, 刘宝泉, 郭树之, 等. 张家口下花园青白口系下马岭组灰质页岩热模拟实验[J]. 高校地质学报, 2002, 8(3): 345-355 [Fang Jie, Liu Baoquan, Guo Shuzhi, *et al.* Thermal experiments on lime-shale from the Upper Proterozoic Xiamaling Formation at Xiahuayuan, Zhangjiakou [J]. Geological Journal of China Universities, 2002, 8(3): 345-355]
- 14 王兆云, 程克明, 张柏生. 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): 36-40 [Wang Zhaoyun, Cheng Keming, Zhang Baisheng. The study on the characteristics and evolution regularity of product of gas under pyrolysis simulation experiments [J]. Petroleum Exploration and Development, 1995, 22(3): 36-40]
- 15 王晓锋, 刘文汇, 徐永昌, 等. 水在有机质形成气态烃演化中作用的热模拟实验研究[J]. 地球科学进展, 2006, 16(10): 1275-1280 [Wang Xiaofeng, Liu Wenhui, Xu Yongchang, *et al.* The thermal simulation experiment of water in the formation of organic evolution to gaseous hydrocarbons [J]. Advances in Earth Science, 2006, 16(10): 1275-1280]
- 16 Seewald J S. Organic-inorganic interactions in petroleum producing sedimentary basins [J]. Nature, 2003, 426(20): 327-333
- 17 马素萍, 贺建桥, 汤渭, 等. 高压釜对加水模拟实验中氩产物的影响[J]. 沉积学报, 2003, 21(4): 713-716 [Ma Suping, He Jianqiao, Tang Wei, *et al.* The influence of high-pressure autoclave on hydrogen product during hydrous simulation experiment [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2003, 21(4): 713-716]
- 18 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]
- 19 陈晋阳, 张红, 郑海飞, 等. 高温高压下水中有机质降解过程的原位观测——以干酪根和沥青质为例[J]. 石油实验地质, 2006, 28(1): 73-77 [Chen Jinyang, Zhang Hong, Zheng Haifei, *et al.* In situ visualization of pyrolysis of organic matter in high-temperature and high-pressure water [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2006, 28(1): 73-77].
- 20 Lewan M D. Experiments on the role of water in petroleum formation [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1997, 61(17): 3691-3723
- 21 Michael D Lewan, Stephanie Roy. Role of water in hydrocarbon generation from Type-I kerogen in Mahogany oil shale of the Green River Formation [J]. Organic Geochemistry, 2011, 42: 31-41

The Thermocompression Simulation Experiment of Source Rock Hydrocarbon Generation and Expulsion in Formation Porosity

MA Zhong-liang^{1, 2} ZHENG Lun-ju^{1, 2} LI Zhi-ming^{1, 2}

(1. Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Sinopec, Wuxi, Jiangsu 214151;

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

Abstract: Hydrocarbon generation was occurred in the pore space of source rock under high hydrostatic pressure and high fluid pressure. However, due to the limited experimental device and conditions, most of the generation and expulsion simulation experiment were carried out in a low-pressure and relatively large reaction space, quite different with the actual geological conditions. Through the same source rock, the authors have simulated hydrocarbon generation in finite spaces and conventional autoclave method. It can be seen: (1) the gaseous products of the simulation in finite spaces are closer to geological reality. Gas component in possession of a greater proportion of hydrocarbon gas; heavy hydrocarbon gas lower than conventional analog preservation, delayed the re-conversion of hydrocarbon gas to methane; olefin content less than the conventional simulated conditions, basically undetectable. (2) The limited space constraints in the water medium into the enhanced role of hydrocarbons, and its limited space, high fluid pressure delayed the conversion of oil to the process of hydrocarbon gas, liquid oil is conducive to the formation and preservation. (3) Limited space, high-pressure liquid medium under conditions conducive to the discharge of hydrocarbons.

Key words: simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion; hydrocarbon generation in a limited space; pore fluid pressure; source rock