

# 烃源岩生排烃模拟实验技术现状、应用与发展方向

何川<sup>1,2,3</sup>, 郑伦举<sup>1,2,3</sup>, 王强<sup>1,2,3</sup>, 马中良<sup>1,2,3</sup>, 马健飞<sup>1,2,3</sup>

(1. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏无锡 214126;

2. 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;

3. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 江苏无锡 214126)

**摘要:** 烃源岩生排烃模拟实验已成为研究烃源岩生、排、滞油气机理的重要技术手段。对生排烃模拟实验技术的研究现状及发展趋势进行了归纳与总结。目前根据反应体系的开放程度, 生排烃模拟实验方法可分为开放体系、封闭体系和限制体系 3 类; 模拟实验的方式主要有单温阶累计生排油气模拟和多温阶连续生排油气模拟 2 种; 实验边界条件主要有模拟的温度、压力体系、时间、样品形态及无机反应介质等 5 类。生排烃模拟实验在明确油气生、排、滞过程及其主控因素, 建立不同类型沉积有机质的油气演化模式, 评价沉积盆地的油气资源潜力和进行油气源对比与示踪等方面起到了重要的作用。目前的生排烃模拟实验具有局限性, 需要在实验边界条件、源—储—藏协同成烃成藏物理模拟和多因素共控作用下油气形成动力学模拟方面进行更深入的研究。

**关键词:** 烃源岩; 生排烃模拟; 实验条件; 影响因素

**中图分类号:** TE135

**文献标识码:** A

## Experimental development and application of source rock thermal simulation for hydrocarbon generation and expulsion

HE Chuan<sup>1,2,3</sup>, ZHENG Lunju<sup>1,2,3</sup>, WANG Qiang<sup>1,2,3</sup>, MA Zhongliang<sup>1,2,3</sup>, MA Jianfei<sup>1,2,3</sup>

(1. SINOPEC Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

3. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

**Abstract:** Simulation experiment was one of the most valuable methods for the study of hydrocarbon generation, expulsion and retention in source rocks. It was summarized in this paper that the progressing status and development significations of thermal simulation experiments. According to the open degree of reaction system, the experimental methods can be classified to three types, including open, closed and restricted systems. Cumulative generation and expulsion of oil and gas at a single temperature step and continuous generation and expulsion of oil and gas in multiple temperature steps were introduced. The main constrains included simulation temperature, pressure, time duration, sample morphology and inorganic reaction medium. The simulation experiments of hydrocarbon generation and expulsion have played an important role in clarifying the processes of oil and gas generation, expulsion and retention and their major controlling factors, establishing oil and gas evolution models of different types of sedimentary organic matter, evaluating the oil and gas resource potential of sedimentary basins, and performing oil and gas source comparison and correlation. The current hydrocarbon generation and expulsion simulation experiments have some limitations, and researches are needed in terms of experimental boundary conditions, physical simulation of hydrocarbon generation and accumulation of source-reservoir synergy, and dynamic calculation of hydrocarbon generation with various constrains.

**Key words:** source rock; thermal simulation of hydrocarbon generation and expulsion; experiment condition; controlling factor

地质条件下烃源岩生成、排出与滞留油气是一个漫长而又复杂的地质与物理—化学过程, 如何在

实验室内再现这一过程是石油地质实验重要的研究内容之一。19世纪中叶以来, 随着近现代石油

收稿日期: 2021-05-19; 修订日期: 2021-08-21。

作者简介: 何川(1990—), 男, 博士, 助理研究员, 从事有机地球化学研究。E-mail: chuanhe.syky@sinopec.com。

通信作者: 郑伦举(1966—), 男, 博士, 研究员, 从事油气地球化学实验研究。E-mail: zhenglj.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金企业创新发展联合基金(U19B6003)和国家自然科学基金(42072156)联合资助。

天然气勘探开发的兴起,人们对油气成因的研究越发深入,同时也引发了一系列有关油气来源的争论<sup>[1-4]</sup>。众多学者为了探索油气成因,进行了大量实际地质现象的观察、归纳和总结,同时借助于各种先进的分析测试手段对烃源岩自然剖面样品和油气中的有机物质进行了分子级的定性定量分析检测,以获得所持观点的证据。亦有部分学者在实验室内通过人工条件下的沉积有机质热解实验得到与石油天然气组成接近的有机物质,从而为油气成因假说提供佐证。国内外油气地球化学研究者对不同性质、成熟度和丰度的烃源岩及原油进行了大量生排烃模拟实验研究<sup>[5-9]</sup>,其结果已被广泛应用于石油与天然气勘探的多个专业领域,在不同类型有机质的油气形成演化模式的建立、沉积盆地油气资源潜力的评价以及油气源对比与示踪等方面取得了较为显著的成果。然而,随着非常规油气与深层—超深层油气勘探开发的快速推进,传统的生烃理论难以合理解释常规和非常规统一的含油气系统的形成以及超高温高压地质条件下油气的生成与保存机制,因此有必要将源—储—藏作为一个统一整体从地质—时间—空间尺度的全过程动态分析的角度重新审视成烃成藏机理,这势必需要进一步提升烃源岩生排烃模拟实验技术,为现代油气地质理论与勘探开发技术创新提供必要的实验手段与方法。

## 1 生排烃模拟装置与实验技术研究现状

### 1.1 生排烃模拟实验装置

依据烃源岩热解反应体系的开放程度,生排烃模拟实验装置可分为开放体系、封闭体系和限制体

系3类<sup>[10]</sup>,国内外常见的用于开展油气形成、排出以及滞留的热压模拟实验装置所能设置的实验条件如表1所示。

#### 1.1.1 开放体系热解生排烃模拟实验技术

开放体系热解生排烃模拟实验技术是指被粉碎的、未经压实的烃源岩或有机质(如干酪根)样品在常压且没有水作为流体介质的条件下,通过快速升温,在无大小限制的体系中进行快速热降解来获取相关生烃评价参数的模拟实验方法。样品在高温加热的条件下生成的油、气等挥发物由氦气或其他载气驱扫进入检测器进行定量<sup>[11]</sup>。开放体系热解生排烃模拟实验所用的仪器设备已经被广泛应用,如Rock-Eval 岩石热解仪(图1a)、差热分析仪(DTA)、热重仪(TG或TGA)、岩石热解—气相色谱仪(Py-GC)、岩石热解—气相色谱质谱仪(Py-GC-MS)等,该系列仪器主要有以下特点:(1)最高加热温度可达800~900℃,可以较为完全地释放烃源岩中沉积有机质的生烃潜力;(2)自动化程度高,结果重现性好,产物收集与检测完整,可在线开展多种油气地球化学参数测定(如有机碳、无机碳、生成的烃类物质组分);结合动力学计算软件,还可以获得总生烃及各个烃类组分生成的动力学参数;(3)样品用量少,分析速度快,可用于快速评价烃源岩的生烃潜力与特征。但此类实验目前只考虑了温度对沉积有机质转为烃类的影响,未考虑如压力、流体介质、孔隙空间等其他控制因素。与地下油气生成的实际边界条件相比,开放体系的热解生排烃模拟实验条件尚存较大的差异,其获取的 $S_1$ 、 $S_2$ 、 $T_{max}$ 等热解参数主要用于表征在上述实验室条件下沉积有机质热解生烃潜力,难以刻画与描

表1 不同生排烃模拟实验装置实验条件对比  
Table 1 Experimental conditions of different thermal simulation experimental setup

体系类型	典型设备	最高温度/℃	上覆静岩压力	流体压力	装置中流体介质	反应空间	样品需求质量
开放体系	Rock-Eval 岩石热解仪、热重仪、热解—色谱—质谱仪	800	无	常压	惰性气体	无限制	几毫克
封闭体系	金属高压釜	600	无	<20 MPa	水蒸气,汽水平衡态或超临界水	几十至几百毫升	几十至一百多克粉碎岩石
	玻璃管	600	无	<5 MPa, 不能实测	无水	几至几十毫升	零点几克
	黄金管—高压釜	650	不确定	<50 MPa, 不能实测	无水	几至几十毫升	几十毫克
	金刚石压腔	1 200	无	100 MPa~10 GPa	液态水、超临界水	零点几至几毫升	零点几毫克
限制体系	压实模拟装置, 压力差热分析仪	600	130 MPa~2 GPa	常压或40 MPa	无水低压水蒸气	无限制或十几毫升	几克到几百克柱状岩石
	地层孔隙热压模拟	600	常压至200 MPa	常压至150 MPa	液态水、超临界水	几至几十毫升	几十至一百多克柱状岩石

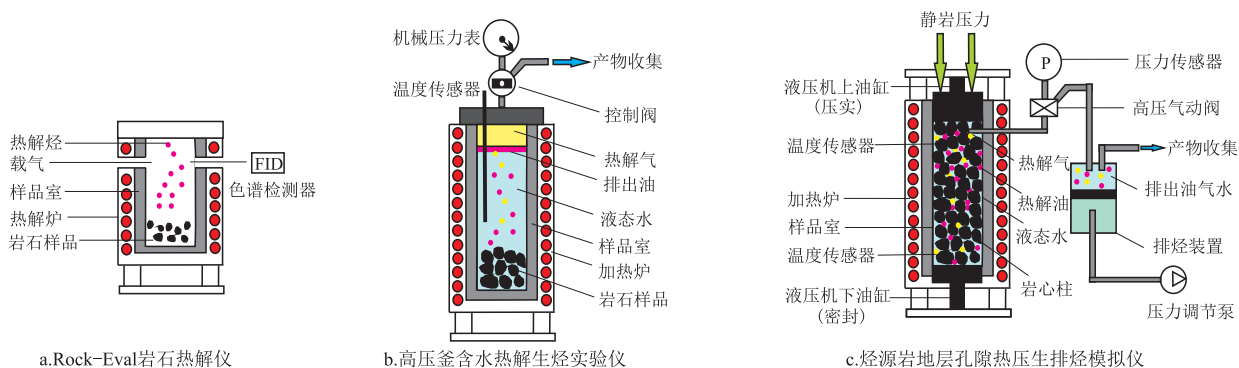


图 1 不同体系生排烃热压模拟实验装置结构示意图

Fig.1 Structures of thermal simulation experimental devices of different systems

述烃源岩生成、排出、滞留油气的过程,亦无法指示不同演化阶段的油气产率及其相互转化关系、排出与滞留油气效率等。

### 1.1.2 密闭体系生排烃模拟实验技术

密闭体系生排烃模拟实验技术是指被粉碎的未经压实的烃源岩或有机质,在一定的流体压力下,在含水蒸汽、水蒸汽—液态水或超临界水的条件下,在相对较大的生烃反应空间中先密闭热裂解反应生成油气,再打开容器排出油气的烃源岩热解模拟实验方法。密闭体系生排烃模拟实验所用仪器依据反应容器的特性主要可以分为玻璃管、不同密封方式的金属高压釜(图 1b)<sup>[12-14]</sup>、黄金管—高压釜、微体积密封容器(MSSV)以及金刚石压腔(DAC)等热压生烃模拟实验装置。封闭体系生排烃模拟实验技术从 20 世纪 80 年代起在石油地质实验领域得到了广泛应用<sup>[15-18]</sup>,其具有以下特点:

(1) 可开展有限加水模拟实验(玻璃管、MSSV 不可加水)。与烃源岩在地下的孔隙空间相比,密闭体系高压釜的反应空间相对较大,受密封能力的限制和出于安全考虑,一般只加入有限体积的水。在高温低压条件下,水以水蒸气、气—液平衡或超临界相态存在,其生烃过程依据加水量、生烃量与容器体积的相对大小,处于一种介于加水与不加水的热解状态。(2) 可开展流体压力模拟实验。封闭体系流体压力的大小取决于不同仪器装置中反应容器的材质、密封方式以及加入的水量、模拟温度、生成的挥发性产物量和加入样品后剩余的空间体积大小,最高压力一般不超过水的超临界压力。封闭体系的温度、压力、流体介质与空间的关系符合气体状态方程。黄金管—高压釜模拟装置是通过高压釜内水的压力,利用黄金良好的延展性传递给金管内样品,所施加的压力难以确定是围压、上覆静岩压力还是流体压力,样品实际承受的压力大小亦

不确定,其传压介质实质上还是气态物质,不是液态水。(3) 可开展原油裂解生气模拟实验。密闭体系热解生排烃模拟实验过程中从样品中排出的油气主要由热作用释放挥发以及取样时由气体产物携带出来的油气,与地质条件下油气初次运移的动力、相态以及通道等物理化学特征相差甚远,其结果难以有效刻画油气的排出、滞留过程与排烃效率。

### 1.1.3 限制体系热压生排烃模拟实验技术

限制体系热压生排烃模拟实验技术是一种对烃源岩样品施加上下覆静岩压力进行压实,同步控制调节反应体系内部的油气水流体压力与排出方式的热解生排滞油气模拟实验方法。所得油气产物在一定的温压条件下离开反应区进入计量装置,收集各种产物后在线或离线定量测定产物的质量,检测产物的有机地球化学参数。对反应容器中的样品进行加热较易实现,但在压实的同时对反应容器中的流体进行高压密封较难做到,需要特殊结构的密封方式。依据仪器的密封能力、气液产物排出的方式以及与产物收集装置的连接关系,限制体系模拟实验装置又可以分为无流体压力的压实模拟(压实开放体系,边生边排)、低流体压力压实模拟(压实条件下体系流体压力不超过 30 MPa)与高流体压力(最高可达 120 MPa)压实热解模拟 3 种类型。中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所自主研发的烃源岩地层孔隙热压生排烃模拟实验装置即属于此类仪器,该热解模拟装置可以控制温度、上覆静岩压力(压实程度)、流体压力、反应空间和产物的排出方式(连续排烃、一次排烃、幕式间歇式排烃等),可以将油气的生成与排出、滞留过程进行联动控制,从而实现了油气的生成、排出与滞留一体化模拟。与地质条件下油气的形成、排出、滞留过程相比,利用这种装置开展的烃源岩热解生排烃模



拟更加接近地质条件下的生排烃过程<sup>[19]</sup>(图1c)。

## 1.2 生排烃模拟实验条件

油气的生成演化与排出、滞留过程是沉积有机质在地质作用下复杂的物理—化学反应过程,在实验室内模拟此过程必然受到各种实验边界条件的制约。在沉积有机质的人工热压演化过程中,样品的形态、温度、压力、时间、介质、压实程度、空间和反应体系的开放程度等条件对模拟实验结果均会产生较大的影响<sup>[20]</sup>。在制定模拟实验方案时,需根据研究的目的、样品特性以及采用的仪器设备技术参数等的差异,选择合适的模拟实验条件。在解释模拟实验的结果时,需要综合考虑地质条件与实验条件的区别,不可一概而论。

### 1.2.1 模拟实验温度

模拟实验温度分为恒温 and 程序升温两种,其设置范围一般为 150~600 °C,温度间隔在 10~50 °C 之间。初始温度的高低取决于烃源岩样品的起始成熟度,起始成熟度越大,初始温度越高。对特殊有机质类型的(如高硫干酪根、现代生物质和泥炭等)烃源岩的模拟实验,起始温度应低于 250 °C。相反,原油裂解的模拟实验温度较高,其模拟的起始温度建议选择在 350 °C 左右。终点温度的高低取决于研究目的和研究区的热演化程度,以我国东部断陷盆地古近系主力烃源岩为例,其总体处于生油窗内,开展该地区的烃源岩模拟实验,其最高终点温度一般不应高于 400 °C,而用于研究我国南海相高过成熟地区烃源岩演化特征的模拟实验,应当适当提高终点模拟实验温度,建议不低于 600 °C,或降低升温速率使演化程度达到过成熟阶段。由于不同研究者所用模拟实验仪器设备的温度控制部分存在较大的差异,也就是仪器显示的温度与实际加热样品的受热温度存在一定的差异,具体温度设置应结合所用模拟仪器的加热体系特征确定。

### 1.2.2 模拟实验时间

自然界中较短的时间对生油过程影响较小,但在实验室高温条件下,特别是封闭体系下,模拟实验时间长短会对实验结果产生明显影响<sup>[21-22]</sup>。模拟实验时间的长短与研究的目的以及实验装置的装样量、传热效率等有关。目前大型生排烃模拟实验,如高压釜与压实限制体系模拟实验通常按照 1 °C/min 的升温速率加热,恒温 24~96 h;各种小型热解生排烃模拟实验装置,如岩石热解仪、MSSV 以及黄金管模拟仪,升温速度较快,加热时间较短。如进行生烃动力学研究,需要至少设置三组不同的升温速率。

### 1.2.3 模拟实验压力体系

在地质埋藏条件下的烃源岩层系,其压力体系包括上覆岩层的静岩压力和体系空间内的流体压力<sup>[23-25]</sup>。在模拟实验条件设置时,应明确向样品施加何种压力,施压与传压介质的性质如何。高压釜和玻璃管、金刚石压腔、MSSV 封闭体系模拟实验装置均不能施加上覆静岩压力,其压力是指反应体系的流体压力,压力值高低取决于模拟实验温度、加水量、可挥发产物的产量等,压力值无法预先设置和准确控制。不锈钢高压釜所能承受的流体压力高低取决于釜体容积大小及其密封方式,体积较小采用压紧螺母密封的高压容器可以承受 100 MPa 的流体压力,而压机密封的微型高压容器(如金刚石压腔)可承受的流体压力更高。国内外广泛用于生排烃模拟实验的高压釜是以法兰盘密封的不锈钢高压容器,一般只能承受低于 30 MPa 的流体压力。黄金管密封体系模拟装置所提供的压力是通过与高压泵连接的微型不锈钢高压釜中的高压水对充满氩气和挥发组分的装样黄金管施加机械压力,黄金管在该压力作用下产生塑性变形,从而对样品施加一定的压力。由于模拟实验生成的挥发性产物在金管内也能形成大小不定的流体压力,因此通过金管形变施加在样品上的压力难以确定是静岩压力还是流体压力,其大小并不等同于高压釜内水的流体压力。各种压实—限制体系生排油气模拟实验装置既可对样品施加静岩压力,也能保持反应体系存在一定的流体压力,即可模拟施加在烃源岩样品上的有效应力。上覆静岩压力的大小依据所研究区烃源岩的埋深设置,如烃源岩埋深 3 km,岩石密度为 2.5 mg/cm<sup>3</sup>,上覆静岩压力可设置为 75 MPa 左右。在压实条件下,所能设置的流体压力大小与实验装置的密封性能有关,现有用于生排油气模拟的压实—限制体系模拟装置可以设置的流体压力通常在常压至 120 MPa 之间。

### 1.2.4 模拟实验样品的形态与质量

这是一个容易被大多数研究者忽略的问题。采用不同颗粒大小或形貌(块状、柱状)的烃源岩样品进行生排烃模拟实验,样品的形态与质量对实验结果均会产生重要影响。秦建中等<sup>[26]</sup>采用高压釜封闭体系模拟实验方法对比研究了 1~2.5 mm 的小颗粒样品与 5~10 mm 大颗粒样品的总产气率、烃气产率、总油和总烃产率,结果表明二者存在明显差异。块状或小直径圆柱体烃源岩样品有利于全岩有机显微组分分析、镜质体反射率以及孔隙度、氩离子抛光—扫描电镜等物性与有机岩石学项

目的测定,也有利于油气排出与滞留机理和岩石物性特征研究。模拟实验需要的样品质量主要取决于烃源岩中有机碳含量、模拟实验方法与方式、温度点的数量以及后继项目分析需求等。有机碳含量高的样品,其实验用样品质量可相对减少;单温阶累计生排烃模拟实验方式需要的样品质量较大,多温阶连续生排烃模拟实验方式所需样品质量较少;高压釜生排烃模拟实验方法要求样品质量较大,黄金管与玻璃管生排烃模拟实验方法样品要求质量较小(表 1);设置的模拟温度点越多,所用样品的质量越大。

### 1.2.5 模拟实验中的无机反应介质

20 世纪 80 年代以前烃源岩热压生排烃模拟实验主要在水条件下进行,1979 年 LEWAN 等<sup>[27]</sup>首次采用加水热模拟实验方法,生排烃模拟实验时开始考虑实际地质过程中水介质和黏土矿物、金属氧化物、碳酸盐、硫酸盐矿物等矿物质对油气生成过程中的氧化、脱水、加氢及聚合等热裂解有机化学反应的影响<sup>[28-29]</sup>。对于加水热压生排烃模拟实验,加入的水在高温高压下的相态(水蒸汽、液态水—水蒸汽平衡态、高温高压液态水以及超临界水等)以及水中溶解无机盐类的性质与量(矿化度)对油气形成演化过程会产生明显影响,因此需要特别关注水的性质与相态对实验结果的影响。依据纯水相图,水的临界温度为 374.2 °C,临界压力为 22.1 MPa,由于在地质条件油气生成的温度压力下,地层水均为液态,因此模拟实验时也应尽可能保持水在模拟实验过程中全部以液态的形式存在。

在干酪根或原油中加入不同的无机盐、金属氧化物以及岩石矿物进行的催化生烃模拟实验,在探讨有机质—无机质的相互作用对生烃过程的影响方面也取得了不少认识。然而,由于这种机械混合方式与烃源岩的沉积—成岩过程差异巨大,特别是有机质与无机质之间的赋存形态与结合方式差异较大,且在烃源岩中也不存在单一的矿物或无机盐类,而是多种岩石矿物的混合物,与沉积有机质共存接触的无机矿物与烃源岩的岩性也存在不一致性,如富含有机质泥灰岩,基质矿物主要是方解石,而与有机质结合的矿物主要是黏土,因此,依据有机质人工混合无机物配制的“烃源岩”,其催化生烃模拟实验结果,在用于解释地下油气形成演化机理方面时应保持谨慎的态度。

## 2 生排烃模拟实验方式

目前,广泛应用的生排烃模拟实验方式主要有

单温阶累计模拟法和多温阶连续模拟法两种。具体方法的选择与研究目的和研究区的埋藏生烃史等密切相关。

### 2.1 单温阶累计生排油气模拟实验

单温阶累计生排油气模拟实验是每个温度点都取原始样品进行成熟度更高的生排烃模拟实验,模拟生成的流体产物部分或完全不脱离反应体系。因此每个温度点模拟生成的油气,其地球化学特征是该温度点之前所有温度点生成的油气地球化学特征的综合。在该温度点的生、排、滞留油量为样品持续埋藏至该温度点对应成熟度生成油气的累计总量,其中也包含了部分先期生成、滞留的油气再发生热解反应生成的产物(图 2)。用于建立生排油气模式、排出与滞留效率、油气地球化学参数演变特征等方面研究的生排油气模拟实验一般采用这种方式,此外,原油裂解生气、较高成熟度烃源岩生成天然气以及二次生烃、纯有机质的热解反应等模拟实验也建议采用单温阶累计生排油气模拟实验方式。

### 2.2 多温阶连续生排油气模拟实验

多温阶连续生排烃模拟实验是将一定成熟度的原始样品加热达到一定的温度后,保持设定温度不变,持续一段时间后降低温度以收集在该温度点产生的油气样品。收集结束后取出烃源岩样品,使用有机溶剂抽提该温度点模拟残余样品,确保将该温度点产生的可溶有机质完全分离。随后,使用被抽提过的样品,对下一个更高温的温度点进行生排烃模拟实验。生烃结束后再重复上述过程,并以此类推,直至完成最后一个温度点的模拟实验。图 3 指示了其升温与取样的过程。通常多温阶连续生排烃模拟实验法在探讨不同演化阶段剩余干酪根与滞留油的生烃机理方法中应用比较广泛,多见于低成熟烃源岩样品的模拟。多温阶连续生排油气模拟实验法可对不同温度点生成与排出的油气进

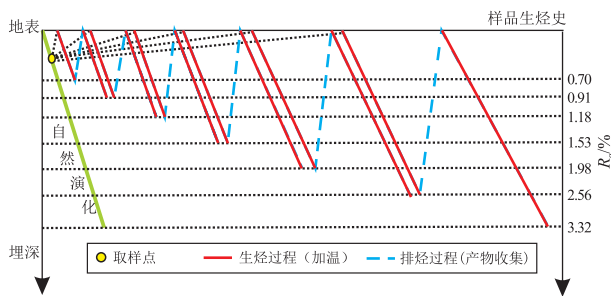


图 2 单温阶累计生排油气模拟实验流程示意

Fig.2 Simulation experiment process of accumulative oil and gas generation and expulsion at single temperature step



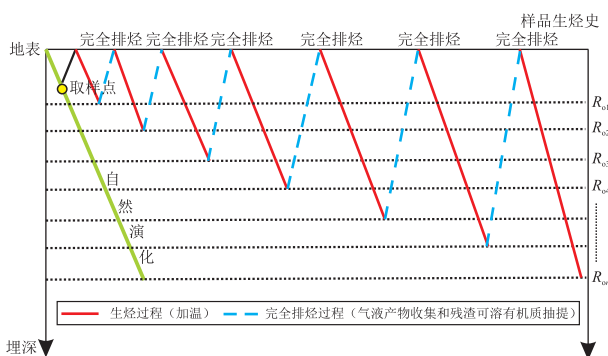


图3 多温阶连续生排烃模拟实验流程示意

Fig.3 Simulation experiment process of continuous oil and gas generation and expulsion in multi temperature steps

行定量计算,将各个温度阶段的油气量相加可以获得累计油、气总量,可用于评价烃源岩的最大生气潜力以及滞留油的生烃能力,能够精细刻画沉积有机质向油气转化的过程。

除了上述两种恒温恒压生排烃模拟实验方式之外,也可以按照一定的升温与加压速率开展烃源岩生烃动力学实验。

### 3 生排烃模拟实验技术应用

生排烃模拟实验能够解决众多石油地质问题,并已在油气的勘探开发中得到广泛应用。目前该方法在油气形成、盆地资源潜力评价、油气运移等多个方面发挥了重要作用<sup>[30]</sup>。生排烃模拟实验的应用大体可概括如下:(1)认识不同母质类型油气形成的机理,建立油气生、排、滞演化模式;(2)研究各种地质与实验因素(温度场、压力场、时间、空间以及各种无机矿物、地层水等)对油气形成过程的影响;(3)用于烃源岩生烃能力、油气初次运移与滞留效率研究;(4)研究油气与其母质在成岩演化过程中的组成、生物标志物、碳氢稳定同位素等地球化学参数的演变特征与关联性分析<sup>[31-33]</sup>。

#### 3.1 建立不同类型有机质的油气形成模式

通过对地层剖面的研究,可以明确原油随埋深和地层温度等的变化情况。天然气等气态产物不易在地层中保存,因此较难研究。生排烃模拟实验可以完整取得烃源岩样品生成的油气,并可对其不同演化阶段的生、排、滞油气进行定量计算,建立不同类型有机质的油气演化模式,明确烃源岩产物在成岩演化过程中的变化规律,预测沉积盆地中不同层位油气的分布,从而指导新区与新层系的油气勘探。

#### 3.2 油气生、排、滞机理及其主控因素研究

在生排烃模拟实验中,可人为改变一个或几个因素来研究各因素对油气生成、排出与滞留的影响。在各种影响因素中,温度与时间对于生排烃模拟结果的影响较大<sup>[20-22]</sup>。水在实验中的加入使生排烃模拟结果更符合地下烃源岩的真实情况<sup>[26-28]</sup>,但温度与压力会改变水的相态,从而对生排烃模拟实验的结果会产生较大影响。烃源岩中矿物的催化作用也对热演化过程有较大影响<sup>[34]</sup>。在模拟实验中可以通过控制单一变量的影响因素研究其对生排烃过程的影响程度,但在进行地质应用研究时应考虑地下油气生成过程的实际情况,综合多重因素做出判断。

#### 3.3 为沉积盆地油气资源潜力评价提供关键参数

沉积盆地油气资源潜力的大小与烃源岩的生排烃能力息息相关。氯仿沥青“A”法被广泛应用于烃源岩生烃量的计算与资源量评价,但沥青“A”属于滞留在烃源岩中的重质油,对形成常规油藏并没有做出贡献,实际上只有那些排出烃源岩,且汇聚在储层中的油,才可能是有效的油气资源,因此烃源岩的排油能力与初次运移效率才是常规油气资源潜力评价的关键参数。现有的排油系数并非通过实验测试获得,仅为经验估算值,致使生油气量的计算结果存在较大的误差,资源量评价受人为因素的影响较大。现有的压实—限制体系生排油模拟实验不仅可分别获得烃源岩生成的油和气,还能提供不同演化阶段的排出与滞留油气量,为常规与非常规油气资源量的评价提供了切实可信的基础资料。目前油气资源量评价的模拟计算方法主要有产率法、降解率法和化学动力学法,其都是以烃源岩的生排烃模拟实验为基础的。

#### 3.4 油源对比示踪研究

现今大多数用于油源对比示踪及烃源岩有效性评价的油气地球化学参数由于受成岩演化作用过程与排出、滞留效率等地质因素的影响,均会发生规律性的演变。长期以来,尽管油气地球化学家们对其演变规律通过长期的实践进行了卓有成效的归纳总结,并有效地用于油气源示踪与烃源岩评价,然而由于烃源岩层系的高度非均质性,油气来源的多样性,生、排、滞过程的复杂性以及油气运移、聚集甚至开发过程中地质层效应等,这些油气地球化学参数依然存在明显的多解性,并不能很好地对多期构造作用形成的油气藏以及常规—非常规一体化的油气藏来源进行“定时、定源与定量”的溯源与有效性评价。实验室人工条件下烃

源岩生排烃模拟实验由于原始生烃母质的确定性以及热压演化过程的可控性,在油源对比示踪的地球化学参数演变特征与关联性研究方面具有独特的优势。我国部分高校和科研院所已在装置与技术的研发上进行了初步探索<sup>[35]</sup>,在排出与滞留油气化学组分的变化、同位素变化以及生标参数等的改变方面也已开展了广泛研究,取得了颇受启发的成果<sup>[36]</sup>,为复杂的油源对比示踪以及烃源岩有效性动态评价提供了有力的证据支持。

## 4 生排烃模拟实验的局限性及发展趋势

### 4.1 生排烃模拟实验的局限性

自然界中的油气是随烃源岩的沉积成岩,在有限的孔隙空间中,有液态地层水和矿物介质共同参与,在相对低温(60~200℃)、较高地层流体压力(30~120 MPa)和静岩压力(60~200 MPa)等因素直接或间接作用下,在地质时间尺度内经过生物化学作用,沉积有机质通过热压降解—缩聚反应形成的。在此,我们需要强调的是在实验室条件下再现这样一个复杂地质作用下的演化过程是十分困难的。尽管国内外学者在生排烃模拟实验方面已经积累了丰富的经验,其基本原理主要是通过较高的温度对较长的地质历史时间进行补偿。首先实验室不可能再现漫长的地质时间,现行的生排烃模拟实验运行时间大都在几天至几十天,与以百万年计算的地质历史时期差异甚大;其次,实验室模拟所用温度要比实际演化中的地质温度高得多,高温不仅加快了沉积有机质向油气转化的速度,同时也改变了沉积有机质热降解反应的方向,发生了诸多与地下油气形成过程不一样的化学反应;再则,有机质生排烃过程中涉及的反应过程非常复杂,并非只有温度、压力、介质等是其主要影响因素,沉积有机质的赋存状态、成岩过程中的胶结作用、孔隙及其连通性等地质因素是难以在实验室里模拟的。因此,在利用生排烃模拟实验结果解释各种油气形成演化、排出与滞留过程的地质现象时,需要紧密结合含油气盆地演化史、烃源岩层系的埋藏史、热演化史等实际地质过程,把人工演化结果与类似的自然演化系列进行比对分析,以判断模拟实验的有效性,避免先入为主的主观臆断;在对有机质成烃演化和油气产率的评估上,应对模拟实验结果与地质实际之间的关系进行进一步研究,从而揭示科学合理的油气生、排、滞演化规律,为高效勘探开发提供理论与技术支撑。

### 4.2 生排烃模拟实验技术的发展趋势

含油气系统是对油气地质进行综合评价的一

种思路和方法,它强调了油气成藏的静态地质要素与动态成藏过程的有机结合<sup>[37-38]</sup>。近年来,随着非常规页岩油气与深层—超深层独立油藏勘探开发的成功<sup>[39-40]</sup>,基于常规和非常规统一的含油气系统,应将烃源岩的生、排、滞油气过程、储集层孔隙发育、次生改造作用与不同类型油气藏形成作为一个统一整体,研究成烃与成藏之间的内在关联性。为了适应新的勘探开发研究需要,现代烃源岩生排油气模拟实验的主要目的已不完全是为了认识油气的成因,研究某种单因素(如温度、时间、压力、无机矿物)对油气生成过程的影响程度,也不仅仅是用于评价烃源岩自身的生气潜力,而应更加注重油气的排出与滞留效率研究以及源储间复杂的物质(油气、水、矿物质)相互作用和能量交换对常规、非常规油气成藏与赋存富集过程的影响。

基于上述油气地质勘探开发认识,未来生排烃模拟实验技术应该注重以下几个方面的研究:

(1)模拟实验边界条件综合化。选择热模拟实验热解反应条件时应充分考虑沉积盆地的演化条件(埋藏史、热史等),因此除了应注重沉积有机质性质(干酪根类型)和数量(有机碳含量)等内因之外,还应强调温度、时间、压实(静岩压力)、流体压力、地层水介质、矿物组成、孔隙大小与结构等外因的共同控制作用对油气生成过程的影响,应特别强调有机质、地层水和矿物质相互作用、烃源流体相态与可动性、油气生成增压和有机质次生演化对常规—非常规储集性能的影响,从而为全面了解与认识各类油气藏的形成演化机制提供更加科学有效的实验证据。

(2)开发源—储—藏协同成烃成藏模拟实验技术。页岩油气、致密油气等非常规油气资源量的估算中,富有机质烃源岩层系的源内滞留、近源富集油气的评价和估算是关键问题,需要确定烃源岩的排出与滞留油气效率。因此除了进行烃源岩中油气生成过程的实验室模拟之外,还应综合考虑油气的生成、排出以及运移的地质条件,开展油气生、排与运聚成藏一体化模拟实验,加强源—储—藏协同演化作用下油气地化参数的演变规律(探索动态示踪指标)研究,为海相深层烃源岩生排滞留油气机制与常规—非常规一体化有效性动态评价研究提供有力的技术支撑。

(3)多因素共控作用下油气形成动力学模拟研究。为了将实验室模拟结果更好地定量外推到地质条件下油气的形成演化过程,需要开展温度、压力、流体介质、反应空间和时间等条件共控作用

下的生排烃动力学实验,以获得更加接近实际的生排烃动力学参数。

#### 参考文献:

- [1] TISSOT B P, WELTE D H. Petroleum formation and occurrence [M]. 2nd ed. Berlin: Springer-Verlag, 1978.
- [2] EISMA E, JURG E. Fundamental aspects of the diagenesis of organic matter and the formation of hydrocarbons [C] // Proceedings of 7th World Petroleum Congress. London: World Petroleum Congress, 1967.
- [3] 黄第藩. 陆相有机质演化和成烃机理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1984.  
HUANG Difan. Evolution and hydrocarbon generation mechanism of terrestrial organic matter [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1984.
- [4] 张景廉. 论石油的无机成因 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.  
ZHANG Jinglian. On the inorganic origin of petroleum [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.
- [5] 张林晔, 张守春, 黄开权, 等. 半咸水湖相未熟油成因机理模拟实验研究 [J]. 科学通报, 1999, 44 (4): 361-367.  
ZHANG Linye, ZHANG Shouchun, HUANG Kaiquan, et al. Simulation experiment of immature oil genetic mechanism in lake facies of semi-salt water [J]. Chinese Science Bulletin, 1999, 44 (11): 980-988.
- [6] 刘文汇, 王万春. 烃类的有机(生物)与无机(非生物)来源: 油气成因理论思考之二 [J]. 矿物岩石地球化学通报, 2000, 19(3): 179-186.  
LIU Wenhui, WANG Wanchun. The organic (biogenic) and inorganic (non-biogenic) sources of hydrocarbons: thought on theory of oil and gas formation [J]. Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry, 2000, 19(3): 179-186.
- [7] 刘全有, 金之钧, 高波, 等. 四川盆地二叠系不同类型烃源岩生排烃模拟实验 [J]. 天然气地球科学, 2010, 21(5): 700-704.  
LIU Quanyou, JIN Zhijun, GAO Bo, et al. Characterization of gas pyrolysates from different types of Permian source rocks in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(5): 700-704.
- [8] 段毅, 周世新. 塔里木盆地石炭系烃源岩热模拟实验研究: II. 生态标志化合物的组成和演化 [J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(1): 13-16.  
DUAN Yi, ZHOU Shixin. Experimental study on thermal simulation of Carboniferous source rocks in Tarim Basin: II. Composition and evolution of biomarkers [J]. Petroleum and Natural Gas Geology, 2001, 22(1): 13-16.
- [9] 张有生, 秦勇, 刘焕杰, 等. 沉积有机质二次生排烃模拟实验研究 [J]. 地球化学, 2002, 31(3): 273-282.  
ZHANG Yousheng, QIN Yong, LIU Huanjie, et al. Investigation on the hydrocarbon regeneration from sedimentary organic matters by pyrolytic simulation [J]. Geochimica, 2002, 31(3): 273-282.
- [10] 米敬奎, 张水昌, 王晓梅. 不同类型生排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.
- [11] 王治朝, 米敬奎, 李贤庆, 等. 生排烃模拟实验方法现状与存在问题 [J]. 天然气地球科学, 2009, 20(4): 592-597.  
WANG Zhichao, MI Jingkui, LI Xianqing, et al. Current situation and problems of simulation experiment approach of hydrocarbon generation [J]. Natural Gas Geosciences, 2009, 20(4): 592-597.
- [12] 刘宝泉, 蔡冰. 上元古界下马岭组页岩干酪根的油气生成模拟实验 [J]. 石油实验地质, 1990, 12(2): 147-161.  
LIU Baoquan, CAI Bing. A Simulation experiment of petroleum origin on kerogen from shales of the Lower Xiamalin Formation in the Upper Proterozoic [J]. Petroleum Experimental Geology, 1990, 12(2): 147-161.
- [13] 王兆云, 程克明, 张柏生, 等. 泥灰岩的生、排烃模拟实验研究 [J]. 沉积学报, 1996, 14(1): 127-134.  
WANG Zhaoyun, CHENG Keming, ZHANG Baisheng, et al. The study on simulation experiments of hydrocarbon generation and expulsion of mud limestone [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1996, 14(1): 127-134.
- [14] 熊永强, 耿安松, 王云鹏, 等. 干酪根二次生排烃动力学模拟实验研究 [J]. 中国科学(D辑), 2001, 31(4): 315-320.  
XIONG Yongqiang, GENG Ansong, WANG Yunpeng, et al. Kinetic simulating experiment on the secondary hydrocarbon generation of kerogen [J]. Science in China (Series D: Earth Sciences), 2002, 45(1): 13-20.
- [15] MONTHIUX M, LANDAIS P, MONIN J C. Comparison between natural and artificial maturation series of humic coals from the Mahakam delta, Indonesia [J]. Organic Geochemistry, 1985, 8(4): 275-292.
- [16] MONTHIUX M, LANDAIS P, DURAND B. Comparison between extracts from natural and artificial maturation series of Mahakam delta coals [J]. Organic Geochemistry, 1986, 10(1/3): 299-311.
- [17] 刘金钟. 桂西北中三叠统板纳组的岩石学及地球化学 [D]. 北京: 中国科学院地质与地球物理研究所, 1990.  
LIU Jinzhong. Petrology and geochemistry of the Middle Triassic Banna Formation in northwest Guangxi [D]. Beijing: Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, 1990.
- [18] PRICE L C, WENGER L M. The influence of pressure on petroleum generation and maturation as suggested by aqueous pyrolysis [J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1/3): 141-159.
- [19] 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.
- [20] LOPATIN N V. Temperatura geologicheskoye vema kak faktor uglefikatsii (Temperature and geologic time as factors in calcification) [J]. Akademiia nauk SSSR. Izvestiia. Seriya khimicheskaya, 1971, 3, 95-106.
- [21] CONNAN J. Time-temperature relation in oil genesis: geologic notes [J]. AAPG Bulletin, 1974, 58(12): 2516-2521.



- [22] 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.
- [23] 姜峰, 杜建国, 王万春, 等. 高温超高压模拟实验研究: II. 高温高压下烷烃产物的演化特征[J]. *沉积学报*, 1998, 16(4): 145-148.  
JIANG Feng, DU Jianguo, WANG Wanchun, et al. The study on high pressure high temperature aqueous pyrolysis II. Evolutionary characteristics of alkane generated from organic matter under high temperature and high pressure [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1998, 16(4): 145-148.
- [24] 王兆明, 罗晓容, 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.  
WANG Zhaoming, LUO Xiaorong, CHEN Ruiyin, et al. Effects and influences of pore pressures on organic matter's maturation [J]. *Advances in Earth Science*, 2006, 21(1): 39-46.
- [25] 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.  
CHEN Xiaodong, WANG Xianbin. Pressure effect on organic matter maturation and petroleum generation [J]. *Advance in Earth Sciences*, 1999, 14(1): 31-36.
- [26] 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.
- [27] LEWAN M D, WINTERS J C, MCDONALD J H. Generation of oil-like pyrolyzates from organic-rich shales [J]. *Science*, 1979, 203(4383): 897-899.
- [28] 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]. *自然科学进展*, 2006, 16(10): 1275-1281.  
WANG Xiaofeng, LIU Wenhui, XU Yongchang, et al. Experimental study on the role of water in the formation and evolution of gaseous hydrocarbons from organic matter [J]. *Progress in Natural Science*, 2006, 16(10): 1275-1281.
- [29] 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 Bosheng. 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.
- [30] 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): 375-382.  
ZOU Yanrong, SHUAI Yanhua, KONG Feng, et al. Experiments on petroleum generation: considerations and outlook [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2004, 26(4): 375-382.
- [31] 陈安定, 张文正, 徐永昌. 沉积岩成烃热模拟实验产物的同位素特征及应用[J]. *中国科学(B辑)*, 1993, 23(2): 209-217.  
CHEN Anding, ZHANG Wenzheng, XU Yongchang. Isotopic characteristics and application of hydrocarbon generation thermal simulation products of sedimentary rocks [J]. *Chinese Science (Series B)*, 1993, 23(2): 209-217.
- [32] 程克明, 关德师, 陈建平, 等. 烃源岩产烃潜力的热压模拟实验及其在油气勘探中的应用[J]. *石油勘探与开发*, 1991(5): 1-11.  
CHENG Keming, GUAN Deshi, CHEN Jianping, et al. Laboratory thermal pressure modeling of the hydrocarbon generation potential of source rocks and its application in petroleum exploration [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1991(5): 1-11.
- [33] 张文正, 裴戈, 关德师. 烃源岩轻烃生成与演化的热压模拟实验研究[J]. *石油勘探与开发*, 1991(3): 7-15.  
ZHANG Wenzheng, YUAN Ge, GUAN Deshi. Thermal pressure simulation of the formation and evolution of light hydrocarbons of HCSR [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1991(3): 7-15.
- [34] 祖小京, 姜进才, 张明峰, 等. 矿物在油气形成过程中的作用[J]. *沉积学报*, 2007, 25(2): 298-306.  
ZU Xiaojing, TUO Jincai, ZHANG Mingfeng, et al. The roles of inorganic minerals on the oil and gas generating processes [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(2): 298-306.
- [35] 大庆石油学院. 有机质地化演化模拟实验装置: 87100918 [P]. 1988-08-31.  
Daqing Institute of Petroleum. Organic texture evolution simulation test device: CN, 87100918 [P]. 1988-08-31.
- [36] WANG Qianru, HUANG Haiping, ZHENG Lunjun. Thermal maturity parameters derived from *tetra-*, *penta-*-substituted naphthalenes and organosulfur compounds in highly mature sediments [J]. *Fuel*, 2021, 288: 119626.
- [37] 关德范. 成盆成烃成藏理论思维 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.  
GUAN Defan. Theoretical thinking of basin and hydrocarbon accumulation [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [38] MAGOON L B, DOW W. The petroleum system [M] // MAGOON L B, DOW W G. The petroleum system: from source to trap. Tulsa, Okla: American Association of Petroleum Geologists, 1994.
- [39] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望[J]. *天然气工业*, 2020, 40(5): 1-14.  
GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: progress and prospect [J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(5): 1-14.
- [40] 庞雄奇, 林会喜, 郑定业, 等. 中国深层和超深层碳酸盐岩油气藏形成分布的基本特征与动力机制及发展方向[J]. *地质力学学报*, 2020, 26(5): 673-695.  
PANG Xiongqi, LIN Huixi, ZHENG Dingye, et al. Basic characteristics, dynamic mechanism and development direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs in China [J]. *Journal of Geomechanics*, 2020, 26(5): 673-695.