

# 鄂尔多斯盆地长 7 段页岩半开放体系 生排烃模拟实验研究

刘显阳<sup>1,2</sup>, 吴 凯<sup>1,2</sup>, 孔庆芬<sup>1,2</sup>, 刘大永<sup>3,4\*</sup>,  
施健飞<sup>3,4</sup>, 彭平安<sup>3,4</sup>

(1. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018; 3. 中国科学院 广州地球化学研究所, 有机地球化学国家重点实验室, 广东 广州 510640; 4. 中国科学院 深地科学卓越创新中心, 广东 广州 510640)

**摘 要:** 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长 7 段富有机质页岩是这一区域页岩油、致密油的主要烃源岩, 其生排烃特征是石油勘探开发的关键问题。采取鄂尔多斯盆地西南缘三叠系延长组长 7 段低熟( $R_o=0.55\%$ )页岩岩心样品( $TOC=3.59\%$ ), 设置不同模拟温度( $300\sim 570\text{ }^\circ\text{C}$ ), 开展原岩岩心柱状样品的半封闭体系生排烃模拟实验, 获得了不同成熟度梯度的页岩模拟样品残余及排出烃类。利用低熟煤样标定各模拟温度点的成熟度( $0.60\%<R_o<3.95\%$ ), 模拟前后的页岩样品均进行质量称重、总有机碳(TOC)分析、岩石热解(Rock-Eval)分析、溶剂抽提及排烃定量分析。结果表明: 随模拟实验温度增加, 页岩的质量损失率及排水率逐渐增加。页岩生油过程主要发生在  $400\text{ }^\circ\text{C}$  以前, 残留烃(二氯甲烷-甲醇混合溶剂抽提物)、残留可动烃(正己烷抽提物)及排出液态组分(液态烃和沥青质)高峰均出现在  $340\sim 360\text{ }^\circ\text{C}$  ( $0.78<R_o<0.92\%$ )之间, 并且在  $420\text{ }^\circ\text{C}$  以前达到排出液态组分的极值, 最高可达  $255.58\text{ mg/g}$ (每克 TOC 中的生成量)。在半封闭体系下, 页岩可排出液态组分总量最高可占到原始样品生烃潜量的 44%。

**关键词:** 长 7 段; 页岩; 生排烃; 半封闭体系; 模拟实验

中图分类号: P599; P618.12 文献标志码: A 文章编号: 0379-1726(2022)04-0434-07

DOI: 10.19700/j.0379-1726.2022.04.006

## Semi-closed heat simulation experiment of a Chang 7 Member shale in the Ordos Basin

LIU Xianyang<sup>1,2</sup>, WU Kai<sup>1,2</sup>, KONG Qingfen<sup>1,2</sup>, LIU Dayong<sup>3,4\*</sup>, SHI Jianfei<sup>3,4</sup>, PENG Ping'an<sup>3,4</sup>

(1. *Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, Shaanxi, China*; 2. *National Engineering Laboratory of Low-permeability Oil & Gas Exploration and Development, Xi'an 710018, Shaanxi, China*; 3. *State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, Guangdong, China*; 4. *CAS Center for Excellence in Deep Earth Science, Guangzhou 510640, Guangdong, China*)

**Abstract:** Triassic Chang 7 Member (Chang 7) shale is the predominant source rock of shale oil and tight oil in the Ordos Basin, and evaluation of the hydrocarbon generation and expulsion capacity of the source rocks have great significance. Plugs of low matured Chang 7 shale in the southwest margin of the Ordos Basin were adopted for semi-closed heat simulation experiments between  $300$  and  $570\text{ }^\circ\text{C}$ . A series of post-simulation residues at different temperatures were acquired for weighing, geochemical analysis, and solvent extraction. Furthermore, the expelled hydrocarbons were collected for quantitative analysis. The results showed that weight loss and water expulsion

收稿日期: 2020-10-10; 改回日期: 2022-01-25

项目资助: 有机地球化学国家重点实验室自主课题(SKLOG2020-1)和长庆油田分公司技术服务项目(技 2019-141)联合资助。

第一作者简介: 刘显阳(1969-), 男, 教授级高工, 从事页岩油气地质勘探开发研究。E-mail: lxy3\_cq@petrochina.com.cn

通信作者: 刘大永(1976-), 男, 副研究员, 从事油气地球化学研究。E-mail: liudayong@gig.ac.cn

ratios increased with increasing temperature. Oil generation and expulsion were completed before 400 °C, and the quantity of residue, mobile, and expelled hydrocarbons reached their maximum values at 340 to 360 °C ( $0.78\% < R_o < 0.92\%$ ). The total weight of expelled hydrocarbon and asphaltene reached its maximum value of 255.58 mg/g before 420 °C. These results indicated that approximately 44% of the initial oil potential might be expelled out of the shale as liquid hydrocarbon and bitumens.

**Key words:** Chang 7 Member; shale; hydrocarbon generation and expulsion; semi-closed system; heat simulation

## 0 引 言

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长 7 段湖相页岩分布范围广、厚度大, 具有有机质丰度高、类型好且成熟度适中等特征。一方面长 7 段页岩具有很高的排油效率(张文正等, 2006; 李士祥等, 2020), 是延长组致密油的主要烃源岩; 另一方面它为页岩油的成藏提供了基本条件(张文正等, 2015), 是国内最有前景的页岩油勘探岩层(杨华等, 2016; Pan et al., 2017)。长 7 段湖相烃源岩的生排烃能力决定了相关致密油气在碎屑岩中的富集能力, 页岩层系对生成烃类的储集保存能力则决定了页岩油开采的商业价值。

近年来随着非常规油气研究的发展, 前人开展了大量页岩的模拟实验研究, 以讨论烃源岩随成熟度演化的生烃-滞留-排烃特征、孔隙演化特征(Sun et al., 2015; Guo et al., 2017)和大分子结构演化特征(Gao et al., 2017; Hou et al., 2020)。模拟实验研究表明长 7 段页岩具有非常高的排烃效率, 最高可达 72%(张文正等, 2006), 而模拟实验的条件, 如模拟实验体系的开放程度(Liu et al., 2018)、压力条件(何春民和李腾飞, 2018)和样品形态(Liao et al., 2018)均会对结果产生非常明显的影响。

传统的烃源岩评价模拟实验多以干酪根为实验样品(Xie et al., 2020), 黄金管封闭体系由于模拟实验空间的局限性, 一般也采用提纯后的有机质样品开展生烃(王强等, 2018; Wu et al., 2018)或排烃评价(胡锦涛等, 2020)的相关研究。半封闭体系模拟实验允许烃源岩生成的烃类在一定温压条件下排出体系, 从而避免部分排出烃在烃源岩内的二次裂解(Stockhausen et al., 2020), 并可得到烃源岩的排油系数(Gai et al., 2018)。因此同封闭体系相比, 半封闭模拟实验体系更接近实际地质情况(Stockhausen et al., 2020)。半封闭体系模拟实验普遍用于评价烃源岩生排烃特征, 研究烃源岩油气演化规律以及页岩油的原位转化过程。研究表明有机质丰度高、成熟

度低的延长组长 7 段页岩在不同温度阶段的生排烃特征具有明显差异: 320~380 °C 是快速生油阶段(Ma et al., 2020), 镜质体反射率( $R_o$ )分别在 0.9%和 1.1% 时达到生油和生气强度最大, 在充分排烃的条件下气态烃的产率明显低于液态烃类(Hou et al., 2020)。

## 1 样品与实验

鄂尔多斯盆地西南缘的孟 53 井是长庆油田专门为了获取低熟样品设计的参数井, 成熟度相对较低的页岩岩心样品用于本次生排烃的模拟实验研究。CS-230 碳硫分析仪测得该页岩(深度 2392 m)的总有机碳(TOC)丰度为 3.59%; Rock-Eval 结果显示其 TOC 为 3.73%,  $T_{max}$  为 439 °C, 氢指数为 504 mg/g (如无标注, 以下单位 mg/g 均表示每克 TOC 中的生成量), 有机质类型较好, 介于 I 型和 II 1 型之间, 其有机质含量与长 7 段烃源岩的平均有机质含量相当。样品的  $R_o$  为 0.60%, 明显低于盆地内部的 0.7%~1.2%(杨华等, 2016), 更适用于模拟实验研究。X 衍射结果表明该页岩矿物组分中石英含量较高, 达 43.8%, 而黏土矿物仅占 24.3%。此外鄂尔多斯西南部的长 7 段页岩的白云石含量较高, 在所选样品中达到 23.2%。

页岩生排烃与样品条件有明显关系(Liao et al., 2018), 块状样品具有原始的干酪根网络及矿物基质, 贴近地质实际, 因此更有利于模拟页岩的生排烃过程(Stockhausen et al., 2020)。同以往模拟实验多用粉末或颗粒状样品不同, 本研究中将样品加工成立方柱状。另外需要说明的是, 同垂直层理的方向相比, 页岩沿层理方向各向异性明显较弱。

采用半封闭模拟实验体系进行模拟实验研究, 模拟实验装置如图 1 所示。称重以后, 将样品置于内径为 3 cm, 高 14 cm 的高压釜体中, 用石英砂作为传递机械压力的介质包埋, 包埋产生的围压保证岩心柱体不会由于纵向的压力而破裂。连接在高压釜底部的排烃管始终保持开放, 保证生成的流体及

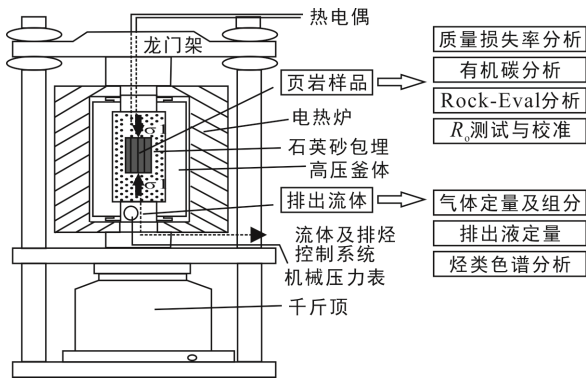


图1 本研究所采用的半封闭模拟实验体系

Fig.1 The semi-closed heat simulation system adopted in this study

时排出(图1)。轴向压力设定为40 MPa,用来模拟岩石受到的静岩压力,依照等温间距20 °C分别设置300~500 °C之间11个温度点,以及540 °C、570 °C共计13个温度点。在高压釜中放置原岩样品,高压釜两端采用石墨环挤压封闭,外部安装温度可控的加热套作为热源,以1 °C/min的升温速率加热到指定温度点保持24 h。实验前后的样品称重并计算不同温度点的质量损失率。排出的液态烃类和沥青组分通过冷阱收集,用二氯甲烷溶剂洗出,除水过滤后转移称重。集气瓶抽真空后连接到排烃系统,在加热过程中收集气态烃产物,然后连接到色谱进行组分及产率定量。模拟后样品总体质量损失去除气态烃和液态烃产物的质量后,即排出水的总量。

采用新疆低熟煤样( $R_0=0.60\%$ ),通过相同模拟实验条件获取不同温度点的镜煤模拟实验残余,经测试获得 $R_0$ 数据,并应用于本研究的成熟度标定。

将样品磨碎至粒径小于200目,去除无机碳,55 °C烘24 h后,使用LECO CS-230碳硫分析仪进行有机碳测定;将同样粒径的样品,110 °C真空烘干24 h后,

在Rock-Eval 6(Vinci Technologies, France)分析仪上进行岩石热解分析,评估样品的干酪根类型和生烃潜力。采用二氯甲烷-甲醇混合溶剂抽提粉碎至200目以下的页岩及模拟实验残余样品,获得残留烃的总量;采用正己烷作为溶剂索氏抽提颗粒较粗(80~200目)的样品72 h,用以粗略评价页岩中可抽提烃类,即有可能排出系统的非极性可动烃的量。

## 2 结果与讨论

### 2.1 成熟度演化

烃源岩成熟度是研究页岩中有机质结构演化及生排烃特征的关键参数之一。由于湖相页岩中镜质体相对少见,且与半镜质体之间很难区分,同时页岩在成熟过程中大量生烃,烃类对镜质体的浸染会导致镜质体的成熟度明显偏低,因此模拟实验过程中的页岩成熟度难以标定。

在以往的研究中多用 $T_{max}$ 值来粗略估计页岩的成熟度,同样在本研究中也获得了不同温度点页岩模拟残余的 $T_{max}$ 演化趋势(图2a),并采用低熟镜煤在相同体系下的模拟实验来进行成熟度标定。镜煤( $R_0=0.60\%$ )的镜质体反射率的标定表明,随模拟实验温度的增加,煤的镜质体反射率持续升高(图2b)。模拟实验温度的成熟度标定使得页岩生排烃特征与模拟实验温度的关系具有地质意义。

在模拟温度达380 °C以前,页岩 $T_{max}$ 基本稳定在439~451 °C。也就是说,在 $R_0$ 介于0.6%~1.1%之间的主要生排烃期,页岩有机质 $T_{max}$ 的差值仅为12 °C,说明在低熟-成熟阶段 $T_{max}$ 值仅能作为一个参考。在模拟实验温度介于380~400 °C( $R_0=1.1\%~1.35\%$ )时, $T_{max}$ 值跃升至557 °C,并在400~440 °C( $R_0=2.05\%$ )时

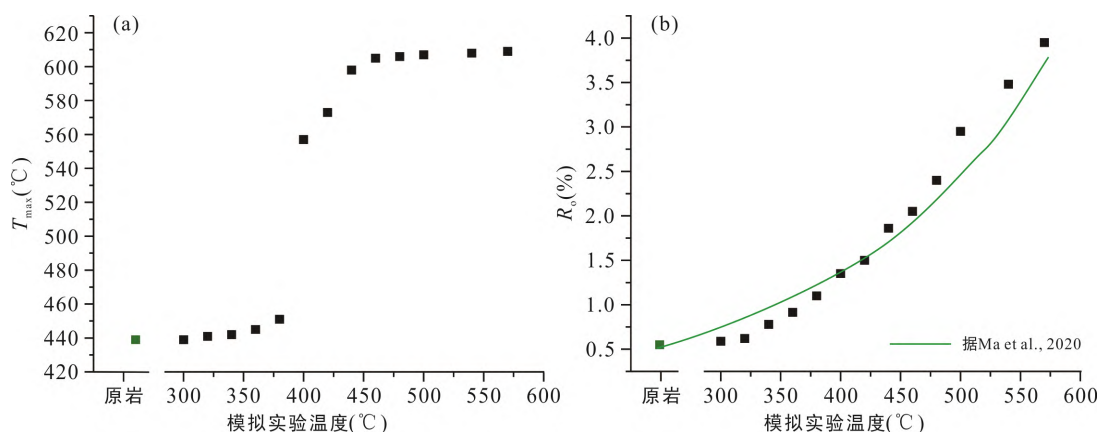


图2  $T_{max}$ 值(a)与煤的镜质体反射率(b)随模拟实验温度增加的演化趋势

Fig.2 The trends of  $T_{max}$  (a) and  $R_0$  (b) values with increasing heat simulation temperature

仍处于快速上升阶段。 $T_{\max}$  值是热解烃达到峰值的温度,在生油阶段主要与脂链的断裂生烃有关。这一阶段脂链断裂所需的活化能差异不大,因此在主要的生油阶段  $T_{\max}$  值略有升高。在生油阶段晚期,随脂肪烃减少、芳烃增加,热解所需活化能总体增加,从而导致  $T_{\max}$  值突然升高。而用于反射率测定的均质镜质体则以高等植物的木质素为主,成熟加热过程中均质镜质体的演化主要为芳环的聚合作用,因此是一个连续渐变的过程。前人也开展了长7段页岩模拟实验过程中  $R_o$  的实测工作(Ma et al., 2020),总体趋势与本文相同,但存在细微的系统差异。

## 2.2 模拟实验残余的生烃潜力演化

页岩在模拟熟化过程中排出烃类,导致有机质丰度下降。页岩有机质丰度在 340~440 °C 有明显下降趋势,表明有机碳在 340 °C 以后大量排出;同时,页岩总硫(TS)含量也有相似的变化趋势(图 3a)。在更高温度点出现的 TOC、TS 含量的升高,主要是由于排水排烃导致的页岩质量降低。TOC 从原岩阶段的 3.59% 降至 440 °C 时的 2.07%, 下降幅度达 42.3%, 说明在半封闭条件下,排烃可导致页岩中 TOC 损失达 40% 以上。

孟 53 井暗色页岩的生油潜量( $S_2$ )和游离烃( $S_1$ )产率随模拟实验温度的增加均呈明显的下降趋势(图 3b), 在下降到 400 °C ( $R_o=1.35\%$ ) 以后,  $S_1$  和  $S_2$  随温度下降的趋势都突然变缓, 说明在  $R_o=1.35\%$  以后, 页岩干酪根已经失去了绝大部分的生烃能力。 $S_2$  在 320 °C ( $R_o=0.62\%$ ) 以前随温度降低的趋势相对平缓, 表明在这一阶段泥页岩中的大分子有机质并未大量热解生烃; 在 320~400 °C ( $0.62\% < R_o < 1.35\%$ ) 呈快速下降趋势, 说明页岩在这一阶段进行了大量的生排烃。

页岩中的游离烃、不同溶剂抽提产物的总量随模拟实验温度的变化趋势与实际地质样品具有明显

的差异, 缺失生油窗早期的  $S_1$  峰值, 吸附烃含量明显偏低。这种差异性主要与模拟实验的开放性明显大于实际地质条件有关。在随生随排的模拟实验条件下, 页岩中的吸附烃类更易于解吸并排出系统。而在实际地质条件下, 相对封闭的地质条件会提供流体压力, 使得烃源岩中的吸附有机质更多地滞留在干酪根及岩石孔隙当中。

## 2.3 不同溶剂抽提物随成熟度的演化趋势

残留烃是可溶于有机溶剂的烃类和沥青质, 即氯仿沥青。页岩中可动烃的概念是随着近年来页岩油研究的发展而建立起来的, 指页岩中游离的液态烃组分, 在一定的条件下可以排出岩层, 可用于估算页岩油的产率, 具有重要的生产意义。可动烃与 Rock-Eval 参数中的  $S_1$  类似, 是吸附在有机质表面、易于解吸的烃类组分。

总体来讲, 残留烃和可动烃产率随成熟度的增加具有相似的变化趋势: 原岩及不同模拟实验温度样品残余随成熟度的增加均呈现先降低、后增高、再快速降低至低值的特征(图 4)。页岩原岩样品的残留烃和可动烃产率均相对较高, 分别为 193 mg/g (对应于氯仿沥青 0.72%) 和 96 mg/g。300 °C 保持 24 h 加热后, 页岩样品的残留烃(159 mg/g)和可动烃产率(55 mg/g)均有明显降低, 表明这一成熟阶段生烃量少, 不足以弥补由于加热蒸发散失的烃类及沥青组分。残留烃和可动烃产率随成熟度的演化表明页岩样品的生烃高峰在 340~360 °C, 其中残留烃产率高峰(243 mg/g)更接近于 340 °C, 而可动烃的产率高峰(98 mg/g)更滞后一些。这一结果也说明页岩中的残留烃产率在 350 °C 左右达到高值, 对应的  $R_o$  值约为 0.85%。可动烃产率高峰相对于残留烃的滞后可能说明可动烃来源于残留烃大分子有机质的裂解, 因此所需的活化能更高。残留烃和可动烃产率在

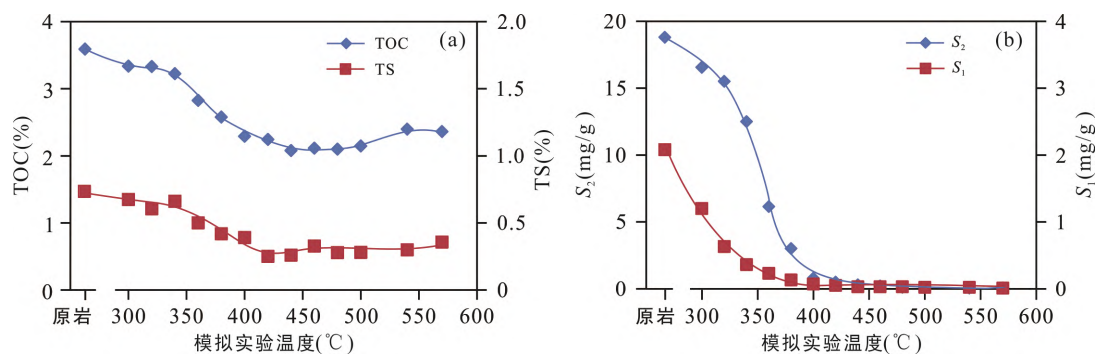


图3 模拟实验前后烃源岩评价指标与模拟实验温度之间的关系

Fig.3 Trends of parameters obtained through Rock-Eval experiment of shale and residues



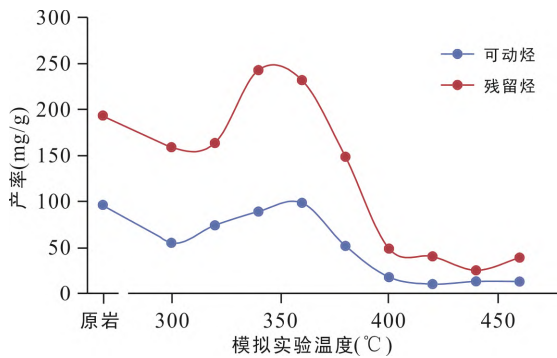


图4 模拟实验前后页岩溶剂抽提物产率与模拟实验温度之间的关系

Fig.4 The trends of production ratio of the solvents extracted materials of raw shale and the residues with increasing temperature

360~400 °C呈明显下降趋势,并在更高的温度段处于低值。但同一装置、封闭性更强的模拟实验发现吸附烃的高峰在380 °C附近(Ma et al., 2020),表明体系的封闭性对滞留烃的保存具有很大的影响。

#### 2.4 排出产物演化特征

随模拟实验温度增加,页岩的排出烃和沥青产率逐渐增加。在300~340 °C热解时,残渣吸附烃量明显减少,表明早期排烃主要为页岩的吸附可动烃,其组分主要为长链脂肪烃及少量芳烃,随热解温度升高,排出烃类中的沥青质所占比例逐渐增加。

液态组分产率在420 °C时达到最大值(图5),为255.58 mg/g,表明在成熟度达到1.5%以后,页岩完全失去了排出液态烃的能力。在高于420 °C以后的模拟实验页岩产出液态烃、沥青组分的产率有所波动,主要是由于在更高的温度滞留在热解炉内的组分没有及时排出体系,液态组分经历高温热裂解而产率有所下降。

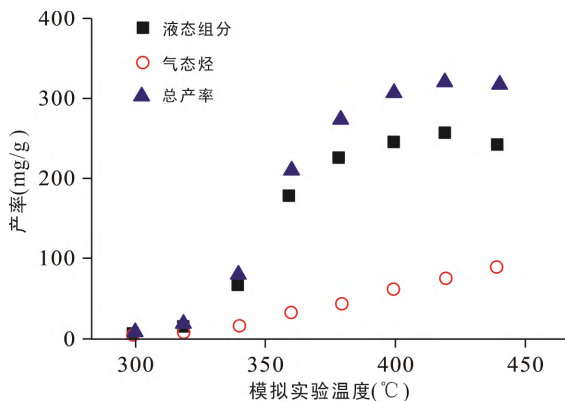


图5 页岩排出组分产率与模拟实验温度之间的关系

Fig.5 Production ratio of the expelled components with increasing temperature

由于每个温度点的模拟实验均采用原岩样品,因此可采用不同温度点排出液态烃产率相减的方法来计算不同温度区间的排烃率,并分析不同成熟度区间页岩的排烃能力。

页岩的排烃高峰在340~360 °C( $0.78 < R_o < 0.92\%$ )之间,和残留烃高峰一致。在这一阶段排出烃类和沥青质的总产率为110 mg/g,而在320~340 °C( $0.62 < R_o < 0.78\%$ )和360~380 °C( $0.92 < R_o < 1.10\%$ )的排烃产率分别为53 mg/g和50 mg/g。在380 °C以后,仍存在约12%的有机质可以排出。在320 °C以前的排出烃类和沥青的产率仅占总产率的5%,这主要是由于岩心样品本身有机质成熟度接近0.60%并经历过早期排烃作用。

鄂尔多斯盆地延长组长7段页岩有机质成熟度介于0.7%~1.1%,覆盖了页岩的排烃高峰和主体排烃区间,表明长7段页岩具有良好的排烃能力,并有可能运移到相邻的粉砂岩、砂岩层形成油藏。

页岩成熟过程中不但会由于有机质大分子的裂解排出烃类,还会排出大量的水,油水同出对页岩油气的成藏具有重要的意义。前人研究认为地层水是烃类初次运移不可缺少的载体(马中良等, 2015),但目前的研究相对较少。页岩总体质量的减少一方面是由于热成熟过程中矿物与有机质的脱水作用,另一方面是这一过程中排出了气态烃、液态烃与沥青组分。因此可以通过计算页岩总体质量损失与排出有机质总量的差值来确定页岩的排出水量。

页岩排水率随模拟实验温度的升高呈快速增长的趋势;但在340 °C以后,随页岩排烃作用逐渐增强,油水比逐渐增加(图6)。油水比在380 °C达到最高值之后,逐渐降低。页岩排水与排烃产率之间的关系表明页岩中排出的水主要来源于黏土矿物的脱水作用。页岩热解过程中生成的气体组分包括气态烷烃( $C_1 \sim C_5$ )、 $H_2$ 、 $CO_2$ 和 $H_2S$ 气体。气体产率总体随模拟实验温度升高逐渐增加,且在400 °C以后增加的趋势更加明显(图6)。在400 °C以后,页岩热解生油能力基本消耗殆尽,但气体组分产率仍有明显增加,表明干酪根与滞留沥青仍有裂解生气的潜力。

页岩低熟页岩Rock-Eval数据中的游离烃( $S_1$ )和热解烃( $S_2$ )的总和为生烃总量,生烃总量( $S_1 + S_2$ )与TOC的比值即为页岩的最大生烃潜力:即581.34 mg/g。页岩实验中页岩可排出液态烃和沥青组分的最高产率为255.58 mg/g,从而得出液态组分的最大排烃效率约为44%,剩余部分则滞留在页岩内部,演化为固体沥青或裂解形成气态烃组分排出体系。

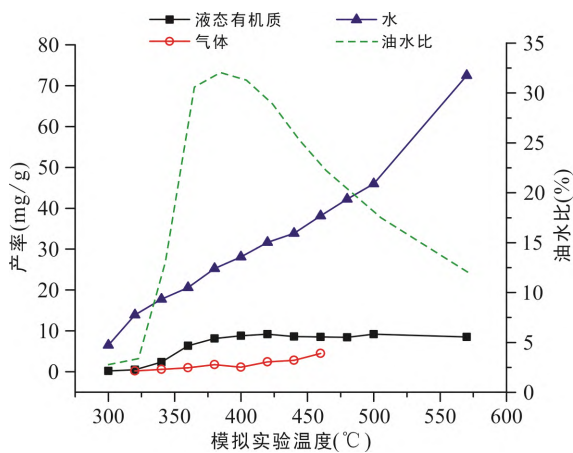


图 6 页岩排出不同组分产率(此处 mg/g 指每克岩石中的生成量)及油水比与模拟实验温度之间的关系

Fig.6 Trends of production ratio of different components and oil/water ratio of shale with increasing temperatures

## 2.5 页岩开放条件下的生排烃模式

页岩的排出烃量受模拟实验体系控制。本次实验没有设置外部的流体压力,因此在加热过程中,由于页岩有机质生烃形成的流体压力的内部驱动,含烃流体仅需突破页岩柱体本身的束缚即可排出温压体系,并收集于冷阱和真空集气瓶,基本处于随生随排的状态。所以同地质条件相比,半封闭模拟实验体系更有利于排出含烃流体,可获取页岩排出液态烃及沥青组分总量的最大产率。同时由于液态组分没有经历后续的热裂解及芳构化聚合作用,排出油产率明显偏高而气态烃组分产率则明显偏低。

综合不同模拟温度代表的成熟阶段页岩排出不同组分烃类和不同溶剂抽提物的量,可总结出页岩在相对开放的地质条件下的生排烃模式(图 7)。模拟实验中排出液态有机质组分的最大产率为 255.58 mg/g,同时在  $R_o$  为 0.75%~0.95%时,页岩具有最大的正己烷和混合溶剂抽提产物产率,表明页岩油在这一成熟度区间具有最高的开采价值。在模拟温度 340 °C ( $R_o=0.78%$ )时混合溶剂抽提产率最高为 243 mg/g。模拟实验中可抽提组分降低的趋势主要是由于过高的模拟实验温度及开放的实验体系造成部分吸附烃的解吸,这一趋势并不符合地质常识。结合前人(王强等, 2018)对长 7 段抽提沥青的研究结果,可抽提组分最高会高于 300 mg/g。在  $R_o$  值为 1.35%(模拟实验温度为 400 °C)时最大排出液态烃的效率已经达到了 95%以上。页岩气态烃产率随热解温度的增加而升高,但是与全封闭体系不同,在 460 °C 以上的高温阶段,气态烃的产率并没有随模拟温度的升高而急速增加。

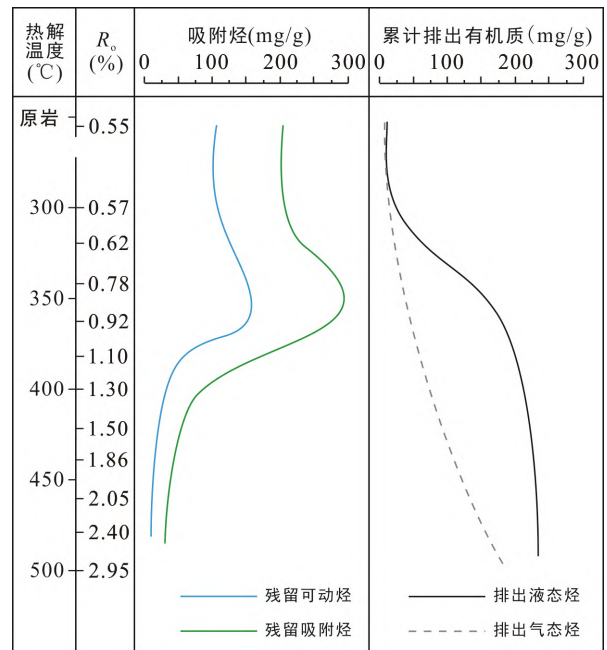


图 7 半封闭体系条件下的生排烃增量模型

Fig.7 Model of production ratios of the adsorbed and expelled hydrocarbons of shales in semi-closed heat simulation system

## 3 结 论

(1) 半封闭模拟实验体系有利于排出液态组分,排出液态烃和沥青组分的总量峰值为 255.58 mg/g。页岩的排油过程主要发生在 400 °C ( $R_o=1.35%$ )之前,为总生烃潜量的 44%。

(2) 模拟实验过程中,页岩岩心柱体中的黏土矿物转化脱水,并导致模拟实验过程中大量排水,随模拟实验温度的增加排水量逐渐增加,排出油水比呈先上升后降低的趋势。因此采用原岩进行模拟实验不需要额外加水。

(3) 不同溶剂抽提实验表明  $R_o$  为 0.75%~0.95%时,页岩具有最大正己烷和混合溶剂抽提产物产率,有可能成为页岩油勘探开发最有利的成熟度参数。

致谢: 感谢两位匿名审稿专家对本文提出的宝贵意见。中国科学院广州地球化学研究所有机地球化学国家重点实验室王强博士在论文涉及的模拟实验和分析测试方面均提供了大量的指导和帮助,在此深表谢意。

### 参考文献(References):

- 何春民, 李腾飞. 2018. 压力对有机质生烃演化作用的研究进展. 沉积学报, 36(5): 1040-1048.  
胡锦杰, 唐友军, 何大祥, 傅宁, 李美俊. 2020. 不同类型

- 烃源岩排烃模式对比及差异性研究. 地质力学学报, 26(6): 941–951.
- 李士祥, 牛小兵, 柳广弟, 李继宏, 孙明亮, 游富粮, 何昊楠. 2020. 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段页岩油形成富集机理. 石油与天然气地质, 41(4): 719–729.
- 马中良, 郑伦举, 赵中熙, 葛颖, 徐勤. 2015. 烃源岩孔隙流体介质对石油初次运移的影响. 石油实验地质, 37(1): 97–102.
- 王强, 彭平安, 张文正, 刘金钟, 于赤灵. 2018. 鄂尔多斯盆地延长组 7 段页岩全组定量生烃模拟及原油可动性评价. 石油学报, 39(5): 541–553.
- 杨华, 牛小兵, 徐黎明, 冯胜斌, 尤源, 梁晓伟, 王芳, 张丹丹. 2016. 鄂尔多斯盆地三叠系长 7 段页岩油勘探潜力. 石油勘探与开发, 43(4): 511–520.
- 张文正, 杨华, 李剑锋, 马军. 2006. 论鄂尔多斯盆地长 7 段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用——强生排烃特征及机理分析. 石油勘探与开发, 33(3): 289–293.
- 张文正, 杨华, 杨伟伟, 吴凯, 刘飞. 2015. 鄂尔多斯盆地延长组长 7 湖相页岩油地质特征评价. 地球化学, 44(5): 505–515.
- Gai H F, Tian H, Xiao X M. 2018. Late gas generation potential for different types of shale source rocks: Implication from pyrolysis experiments. *International Journal of Coal Geology*, 193: 16–29.
- Gao Y, Zou Y R, Liang T, Peng P P. 2017. Jump in the structure of Type I kerogen revealed from pyrolysis and  $^{13}\text{C}$  DP MAS NMR. *Organic Geochemistry*, 112: 105–118.
- Guo H J, Jia W L, Peng P A, Zeng J, He R L. 2017. Evolution of organic matter and nanometer-scale pores in an artificially matured shale undergoing two distinct types of pyrolysis: A study of the Yanchang Shale with Type II kerogen. *Organic Geochemistry*, 105: 56–66.
- Hou L H, Ma W J, Luo X, Liu J Z. 2020. Characteristics and quantitative models for hydrocarbon generation-retention-production of shale under ICP conditions: Example from the Chang 7 Member in the Ordos basin. *Fuel*, 279, 118497.
- Liao L L, Wang Y P, Chen C S, Shi S Y, Deng R. 2018. Kinetic study of marine and lacustrine shale grains using Rock-Eval pyrolysis: Implications to hydrocarbon generation, retention and expulsion. *Marine and Petroleum Geology*, 89: 164–173.
- Liu P, Wang X F, Meng Q, Wang X Z, Zhang L X, Liu C J, Lei Y H, Jiang C F, Yin J T. 2018. Simulation of shale gas generation by using different experimental systems: A case study from Chang 7 shale in the Ordos Basin. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 49: 169–178.
- Ma W J, Hou L H, Luo X, Liu J Z, Tao S Z, Guan P, Cai Y W. 2020. Generation and expulsion process of the Chang 7 oil shale in the Ordos Basin based on temperature-based semi-open pyrolysis: Implications for *in-situ* conversion process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190, 107035.
- Pan S Q, Horsfield B, Zou C N, Yang Z, Gao D P. 2017. Statistical analysis as a tool for assisting geochemical interpretation of the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, Central China. *International Journal of Coal Geology*, 176: 51–64.
- Stockhausen M, Galimberti R, Elias R, Paolo L D, Schwark L. 2020. The expulsinator versus conventional pyrolysis: The differences of oil/gas generation and expulsion simulation under near-natural conditions. *Marine and Petroleum Geology*, 117, 104412.
- Sun L N, Tuo J C, Zhang M F, Wu C J, Wang Z X, Zheng Y W. 2015. Formation and development of the pore structure in Chang 7 member oil-shale from Ordos Basin during organic matter evolution induced by hydrous pyrolysis. *Fuel*, 158: 549–557.
- Wu L L, Geng A S, Wang P. 2018. Oil expulsion in marine shale and its influence on the evolution of nanopores during semi-closed pyrolysis. *International Journal of Coal Geology*, 191: 125–134.
- Xie X M, Li M W, Jiu X, Snowdon L R, Volkman J K. 2020. Geochemical characterization and artificial thermal maturation of kerogen density fractions from the Eocene Huadian oil shale, NE China. *Organic Geochemistry*, 144, 103947.