

陈春峰, 万延周, 张伯成, 等. 南黄海盆地阜宁组烃源岩地层热压生烃特征[J]. 海洋地质前沿, 2021, 37(4): 18-24.

南黄海盆地阜宁组烃源岩地层热压生烃特征

陈春峰¹, 万延周¹, 张伯成¹, 付晓伟², 欧戈¹, 王军¹, 陈浩¹

(1 中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200335; 2 海洋地质国家重点实验室, 同济大学, 上海 200092)

摘要:通过生烃模拟获取生烃动力学参数是近年来油气资源评价工作中极为重要的一个环节, 利用地层热压生排烃模拟装置对南黄海盆地南二四陷阜四段烃源岩进行了生烃模拟实验, 并拟合了生烃动力学参数。实验及研究结果表明, 阜四段烃源岩的生烃演化可分为 3 个阶段: 第 1 阶段产烃量随温度上升快速增大, 以产油为主; 第 2 阶段产烃量随温度上升缓慢增加, 为油、气同产; 第 3 阶段产烃量随温度上升快速增大, 主要是以生气为主。实验拟合出阜四段烃源岩的生油活化能为 228 kJ/mol, 生气活化能为 280 kJ/mol。与常压—完全开放体系试验、金管-高压釜实验装置的实验结果对比, 本次实验南黄海盆地阜四段烃源岩在地层热压条件下出现生油窗滞后现象, 烃源岩样品在高成熟演化阶段依然具有较高的液态烃产率。阜四段生油活化能值较高, 其内在原因是有机质受到烃源岩孔隙中高压水的“保护”作用以及受生烃空间的影响, 延缓了烃源岩的热演化进程。综合前人实验结果分析, 有限空间热压生烃模拟实验环境更接近于烃源岩在地层条件下的生烃条件, 实验结果对南黄海盆地的油气资源潜力评价及油气勘探方向具有指导意义。

关键词:南黄海盆地; 阜宁组; 热压生烃模拟; 生烃动力学; 烃源岩

中图分类号: P744.4; P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2021.025

0 引言

经过 50 余年勘探及研究, 南黄海盆地的盆地格架、地层发育情况、主力烃源岩发育层位及烃源岩发育区已比较明确^[1-5], 前人运用多种方法和资料对南黄海盆地开展了油气资源调查与评价^[6-7]。为了准确评估我国各盆地的油气资源潜力, 自然资源部、各大油田公司及多家研究机构在“十三五”期间对全国的含油气盆地开展了新一轮的油气资源评价, 为了更深入、准确地评价南黄海盆地新生代的油气资源潜力, 本次针对南黄海盆地新生代的烃源岩开展了生烃动力学方面的研究。

在 20 世纪 80 年代, TISSOT 等^[8]就通过实验提出了烃源岩的生烃动力学的经典模型, 并总结出 3 种类型干酪根的动力学参数及其频率分布, 提出

干酪根主要由 6 种具有不同活化能值和频率因子的反应物组成, 但在实际应用中发现, TISSOT 等^[8]提出的干酪根活化能值和频率因子并不能直接用于烃源岩的生烃研究和资源评价, 最主要的原因是由于不同盆地形成的烃源岩的干酪根含量相差较大, 无法直接套用其生烃模型进行某一个盆地资源量的准确估算^[9]。在针对每个盆地应用生烃动力学参数进行资源量计算时必须针对具体盆地的特定烃源岩进行生烃模拟实验, 相对准确地模拟出盆地的生烃过程, 求取具体的生烃动力学参数, 这样才能准确评估盆地的资源量^[10-13]。由于不同盆地的烃源岩所经历的埋藏过程不同, 即烃源岩所经受的温度、压力及围岩的吸附能力、排烃能力均存在较大的差异, 而这些因素均可造成烃源岩的生烃动力学参数发生明显的变化^[14], 要获得一个盆地烃源岩的生烃动力学参数, 就需要对该烃源岩取样进行实验以求取该参数。为在前人研究基础上更加准确地评估南黄海盆地的资源潜力, 本次研究取得了南黄海盆地阜宁组的烃源岩样品, 并通过实验取得了该套烃源岩的生烃动力学参数。

国内学者在烃源岩生烃动力学参数研究方面

收稿日期: 2021-02-02

资助项目: 中海石油(中国)有限公司项目“南黄海盆地中部隆起古地理重建及成藏主控因素研究”(YXKY-2018-SH-01)

作者简介: 陈春峰(1972—), 男, 高级工程师, 主要从事石油地质方面的研究工作. E-mail: chenckf@cnooc.com.cn

已开展了大量的试验并建立了生烃动力学试验的方法及流程^[15-17]。从物质平衡及与外界物质交换的角度来看, 生烃动力学方法实验装置有 3 种: 开放体系、限定体系(又称封闭体系)及介于两者之间的半开放体系。从实验的对象来看又分为 2 种, 即针对全岩样品实验或针对干酪根的实验。

1 区域地质背景

南黄海盆地位于南黄海海域, 从大地构造看, 该区位于下扬子块体东部^[18-21]。该盆地自南向北依次为勿南沙隆起、青岛拗陷、崂山隆起、烟台拗陷、千里岩隆起(图 1)。该盆地的中、新生界主要分布于盆地内的拗陷区, 即青岛拗陷和烟台拗陷。该区中、新生界主要发育泰州组和阜宁组 2 套烃源岩^[15-17], 其中, 上白垩统泰州组仅发现于烟台拗陷的北凹, 且分布较为局限; 古新统阜宁组烃源岩在青岛拗陷的南二凹、南四凹、南五凹及烟台拗陷均有发现, 是南黄海盆地中、新生界的主力烃源岩, 也是本次研究的重点。



图 1 南黄海盆地位置图

Fig.1 Location of the South Yellow Sea Basin

2 实验方法及样品

2.1 实验方法选择

在生烃动力学参数实验方法中, 常用的方法有 2 种: 一种是接近常压或低压下的生烃模拟试验, 如中国科学院广州地球化学研究所的金管-高压釜试验; 另一种是在接近地层温度、压力条件下的生烃模拟试验, 如中石化无锡地质研究所研发的地层热压实验^[12]。由于在地质条件下油气的生成、排烃运

移是在相对封闭或半封闭条件、高温高压条件下进行的, 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烃、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^[12]。鉴于之前对南黄海盆地新生代的烃源岩已做过常压-开放体系及金管-高压釜生烃模拟试验, 为了探索南黄海盆地新生代烃源岩在地层温度、压力下的生烃演化过程, 本次实验特选用地层热压生烃试验。

2.2 样品概况

与评价烃源岩的其他参数不同, 生烃动力学参数实验要求烃源岩样品的热演化程度低^[9,22-23]。在一般情况下, 沉积盆地的烃源岩埋深往往较大, 热演化程度较高, 因此, 取到低演化程度的烃源岩是该实验的关键。阜宁组四段是南黄海盆地的主力烃源层, 有机碳含量为 0.2%~2.0%。为保证实验准确性, 生烃动力学试验采用的是岩心样品, 选取了埋深较小的南二凹陷 FN23 井阜四段的烃源岩样品, 样品深度 2 430 m, 取得足量烃源岩 1 块。在试验之前, 对样品进行了有机岩石学测试, 结果表明, 取得的阜四段烃源岩样品 TOC 为 0.69%、 S_1+S_2 为 0.91 mg/g, R_o 为 0.62%, HI 为 129 mg/g。

2.3 实验装置及实验流程

2.3.1 实验装置

本次阜四段生烃动力学试验采用无锡石油地质研究所研制的地层孔隙热压生排烃模拟仪^[24]。该实验装置采用人工压制小岩心, 在对样品采集区的沉降史、热史反演后得到温度、压力参数及其变化史。在实验中对样品施加条件相近的地层流体压力、上覆静岩压力、升温参数进行生烃模拟, 岩石样品孔隙中完全充满高温高压液态地层水, 模拟与地层孔隙空间接近的生烃空间。

2.3.2 实验流程

有限空间热压生排烃模拟实验流程一般包括样品制备、装样、加温加压、取样与产物地化分析等步骤^[12]。

(1) 制样装样

为消除样品的非均质性, 将样品粉碎到 60 目, 然后用氯仿抽提除去可溶有机质, 充分混匀, 将混匀后的岩样装入样品室, 用机械压力将样品压制成直径为 3.5 cm 的小圆柱体岩心。

(2) 加温加压模拟

①试漏,将装有岩心样的样品室安装在反应釜中,施压密封后充入5~10 MPa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60~80 MPa的高压水,确保整个生烃过程中生烃空间被高压液态水所充满,升温之前流体压力不低于2~3 MPa;③压实升温,启动加压装置对岩心样施加设定的静岩压力进行压实,同时启动温度控制器和加热炉,按设计好的升温速率升至设定的温度,达到设定温度后再恒温48 h进行有限空间生烃模拟实验;④产物收集与定量分析,待整个反应体系温度降到150℃时,打开排烃阀门排出油气水混合物,通过冷阱分离油水与气体,被冷冻的油水混合物用有机溶剂萃取分离油水获得排出油;⑤气体经计量体积后收集,再用气相色谱仪分析其成分,计算各气体物质的量;⑥残留油与固体残样的收集定量,每次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,并取少量样品进行全岩反射率测定,获得相应的镜质体反射率值。残留油与排出油之和为总油,总油与烃气之和为总烃。

2.3.3 实验温度和压力参数的确定

对南二凹FN23井的沉降史、热史反演后得到阜四段地层埋藏史、升温史,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,在实验中对样品施加相应的温度和压力。

3 生烃模拟实验结果及生烃动力学参数

3.1 阜宁组烃源岩生烃模拟实验结果

3.1.1 生油产率特征

生油产率特征见图2,纵坐标表示单位质量有机碳生成的油气质量。实验以320℃为模拟温度起点,在地层温度、压力条件下,烃源岩样品热解为油,一部分直接排出,另一部分残留在样品中成为残留油,分别计量并成图。从油(液态烃)产率图上看,可分为3个阶段:第1阶段为320~350℃,在该区间产油量随温度上升急剧增大,总产油率从26.55 g/kg快速上升到77.79 g/kg,但生成的油没有排出,全部为残留油。第2阶段为350~360℃,在该区间产油量随温度上升急剧减小,总产油率从77.79 g/kg减小到55.23 g/kg;第3阶段为360~440℃,在该区间产油量随温度上升变化不大,总产

油率在47.81~60.78 g/kg间波动,且波动性较小,相对较稳定。第2、3阶段的总排出油率在35.45~42.22 g/kg间波动,而残留油率在11.06~18.57 g/kg间波动。

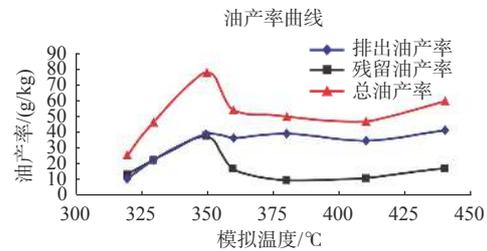


图2 实验油产率图

Fig.2 Oil generation rate

3.1.2 烃类气产率特征

烃源岩在生油的同时可生成一定量的烃类气,图3为根据各温度区间的热解烃类气量编制的烃类气产率图,纵坐标表示单位质量有机碳生成的天然气体积。从图3看,烃类气的生成分为2个阶段,第1阶段为320~410℃,在该区间产气量随温度上升缓慢增加,总烃类气产率从 $11.44 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$ 上升到 $90.92 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$;第2阶段为410~440℃,在该区间产气量随温度上升急剧增大,总烃类气产率从 $90.92 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$ 上升到 $203.50 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$ 。

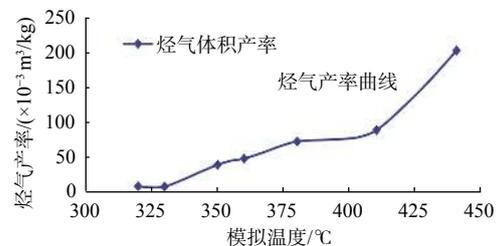


图3 实验烃类气产率图

Fig.3 Gas generation rate

3.1.3 烃类总产率特征

对模拟实验中产生的油(液态烃)和气态烃产量进行加总得到烃类总产率值,编制了相应的烃类总产率分布图(图4)。从烃类总产率分布图可以看出,随着实验中温度的提高,烃类总产率的演化分为3个阶段,第1阶段为320~350℃,在该区间产油量、产气量及产烃总量随温度上升快速增大,总产烃率从40.45 g/kg有机碳快速上升到134.10 g/kg有机碳,该阶段的生烃主要是由油所贡献;第2阶段为350~410℃,在该区间产烃量随温度上升缓慢增加,总产烃率从134.10 g/kg有机碳增至162.02 g/kg有机碳,该阶段的烃产量由油、气共同贡献;第3阶段为410~440℃,在该区间产烃量随温度上升快速增

大, 总产烃率由 162.02 g/kg 有机碳增至 303.08 g/kg 有机碳, 气态烃产量快速上升且贡献量较大是总生烃量快速增大的主要原因。

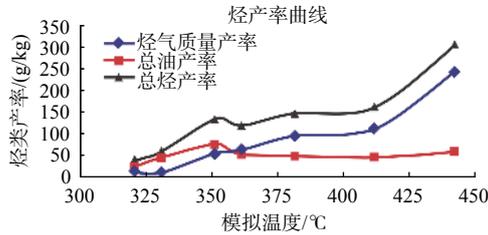


图 4 烃类总产率分布图

Fig.4 Rate of oil and gas generation

3.2 阜四段烃源岩生烃动力学参数

依据地层温度和压力条件下生、排烃模拟实验

结果, 拟合出主要烃类组分的活化能参数及频率因子等。本次利用 Trinity 软件的 Kinex(4.92 版本)模块拟合出烃源岩生气(C_1-C_5)和生油(C_{6+})曲线及对应的生烃动力学参数(图 5), 对应曲线周围的点为热模拟实验数据点(只考虑累积生气和生油最大值之前的数据点)。模拟初始温度为 20 °C, 最终温度为 550 °C。

从生烃量与成熟度来看(图 5a), 阜四段烃源岩主要在 R_o 为 0.5%~1.2% 时生油, 在 R_o 为 1.0%~2.4% 时生气。

从生烃活化能模拟结果来看(图 5b), FN23 井阜四段烃源岩的生油活化能为 228 kJ/mol, 频率因子为 $2 \times 10^{14} s^{-1}$; 生气活化能为 280 kJ/mol, 频率因子为 $6.5 \times 10^{16} s^{-1}$ (图 5)。

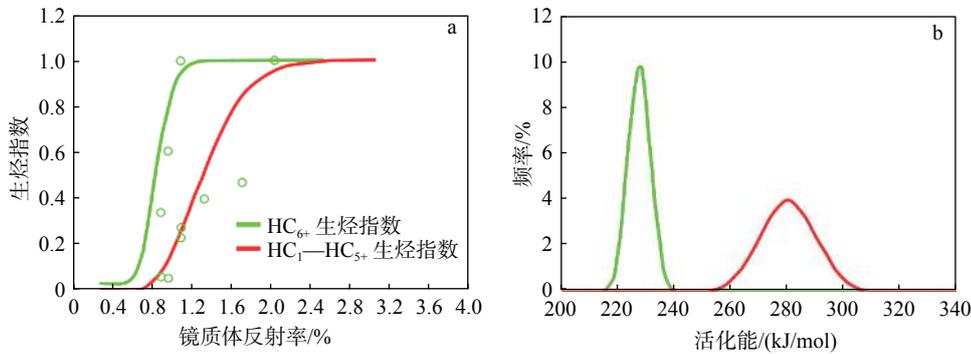


图 5 FN23 井阜四段烃源岩生烃活化能分布图

Fig.5 Activation energy distribution of the source rocks of Funing Formation in well FN23

4 讨论

4.1 阜四段烃源岩存在生油窗滞后现象

从本次烃源岩实验的产油率特征图看(图 2)。第 1 阶段位于 350 °C 之前, 产油量随温度上升急剧增大, 但在第 2、第 3 阶段的 350~440 °C 区间, 随温度持续上升, 产油量先是减小, 然后产油率保持在 47.81~60.78 g/kg, 呈现了一个比较长的生油窗口, 而且在 440 °C 对应于生烃演化的高成熟阶段时, 产油率没有下降的趋势, 说明本次模拟实验的烃源岩样品在地层热压条件下, 处于高成熟阶段仍然具有较大的生油潜力, 这与传统上认为湖相烃源岩在高成熟阶段生油量大幅度减小的认识产生了较大的差异。

在热压生烃模拟中处于高成熟阶段的烃源岩依然能大规模生油是近年来的新发现。马中良等^[25]

进行了有限空间热压模拟生烃实验与常规高压釜方式的生烃试验对比, 对比实验的样品均取自泌阳凹陷泌 215 井核三段的灰色泥岩, 样品的岩性层位均相同。对比实验结果表明, 相对于常规高压釜模拟系统, 有限空间热压模拟的烃源岩样品在高成熟演化阶段依然具有较高的液态烃产率, 证实较高的流体压力与成岩压实作用对油气的转化过程具有延迟作用; 另外, 该对比试验发现有限空间的限制使液态水介质参与成烃反应的作用增强, 有利于干酪根的生烃潜力提高。付小东等^[26]的对比实验也存在类似现象, 相同的烃源岩样品在经历相同的模拟温度后, 热压共控模拟残余物的 R_o 值、 T_{max} (热解产烃达到最大时的温度)值更低, 表明高压、高温压缩态水的存在“抑制”了干酪根缩聚反应发生和脱氢芳构化, 对有机质“熟化”产生了“延迟”作用, 从而使烃源岩的生油高峰出现“延迟”, “液态窗”更宽, 在地层条件下产生生油窗滞后现象。在现实的勘探中也发现在超压地层中存在生烃抑制现象,

如在渤海湾盆地的冀中坳陷牛东1井中,在地层埋深超过6 km、地温超过200 °C的深层地层中仍产出凝析油。通过本次实验,证实南黄海阜宁组烃源岩在生烃过程中也同样存在生油窗滞后现象。

4.2 阜四段烃源岩生烃动力学参数对比分析

采用有限空间地层热压模拟装置对南黄海盆地南二凹陷阜四段烃源岩进行生烃模拟。根据实验数据拟合出烃源岩的活化能参数及频率因子, FN23井阜四段烃源岩的生油活化能为228 kJ/mol, 生气活化能为280 kJ/mol。

4.2.1 生油活化能对比分析

根据苏鹏等^[27]利用金管试验获得的南二凹陷阜四段烃源岩的实验结果,阜四段烃源岩生油活化能分布范围为179.91~251.04 kJ/mol,主峰为213.5 kJ/mol。全志刚等^[28]对南黄海盆地南四凹陷阜四段烃源岩及原油沥青质在开放条件下进行了生烃实验,获得其生油活化能为209 kJ/mol。

一般来讲,传统湖相烃源岩平均活化能约为221 kJ/mol^[29]。对比上述3次实验获得的南黄海盆地阜四段烃源岩生油活化能主峰值可以发现,全志刚等^[28]在开放条件下的生油活化能最低,为209 kJ/mol,苏鹏等^[27]利用金管试验获得的生油活化能居中,为213.5 kJ/mol,而本次在地层温压下获得的生油活化能最高,为228 kJ/mol。

从实验样品来看,3次试验的烃源岩样品没有大的差异,均为南黄海盆地青岛坳陷阜四段中深湖相烃源岩,其中全志刚等^[28]采用的是南四凹陷阜四段烃源岩,而苏鹏等^[27]和本次试验采用的都是南二凹陷阜四段烃源岩,南二凹陷与南四凹陷相邻,沉积环境基本上没有大的差别,所以样品方面的差异不是造成3次试验结果相差较大的主要原因。

从实验的技术条件来看,全志刚等^[28]进行的生烃实验是在常压、完全开放条件下进行的,其获得的生油活化能最低,该试验条件与真实的地下生烃环境相差最大,因为真实的生烃环境一定是在巨大的地层压力下、烃源岩中充满地层水、一边生烃一边排烃的半开放条件下进行的;苏鹏等^[27]在金管-高压釜试验中,烃源岩基本上处于封闭的环境中,这与地下生烃时边生边排的环境有一定的差异;试验时的压力与地层压力相差较大,实验时没有水的参与,而在真实的地层环境中水是不可缺少的。所以从实验条件与生烃环境的接近程度看,本次实验的环境条件是最接近真实的地下生烃环境

的,而且从结果来看,生油活化能228 kJ/mol也比较接近于PEPPER等^[29]的湖相烃源岩生油活化能221 kJ/mol。

4.2.2 导致高生烃活化能的原因分析

根据余晓露等^[30]的研究,在实验样品相同、同等温度条件下,不加水的高压釜生烃模拟实验中脂肪链和含氧基团的热裂解反应比较剧烈,而在地层热压共控模拟实验中,有了大量地层水的参与,脂肪链和含氧基团的热裂解反应则相对平缓得多,在380 °C时仍伴随有较强的生烃能力,其内在原因是有机质受到烃源岩孔隙中高压水的“保护”作用以及生烃空间和孔隙流体压力的共同作用,延缓了干酪根的正常演化进程。烃源岩的热演化进程延缓现象在本次试验中同样存在。在图4中可以看到,在生烃的第2阶段,即从350~440 °C区间,无论是产油量还是产气量、总产烃量,随温度上升烃类产率增加缓慢,反映了地层水或滞留在烃源岩中的烃类对生烃有明显的“抑制”作用。正是这种生烃抑制现象导致本次实验拟合出的生油活化能峰值高于前2次实验取得的生油活化能峰值。

实验表明,南黄海盆地阜宁组烃源岩在地层条件下具有生烃活化能较高、生排烃滞后、在高成熟阶段仍大量生排烃的特点。阜宁组烃源岩生烃活化能较高、生排烃滞后,这一生烃特点表明在南黄海盆地沉积凹陷中部烃源岩成熟度较高的地区生排烃作用强烈,而在凹陷的边缘部位,由于阜四段烃源岩成熟度不高,具有生烃量较小、凹陷边缘供烃能力不足的问题,如南四凹陷、南五凹、北凹等;在烃源岩整体埋深较小的凹陷,如南二凹陷、南七凹陷,凹陷中大部分地区烃源岩成熟度不高,整体生烃、排烃作用不强,对这些凹陷的勘探不是很有利。阜宁组烃源岩在地层条件下高成熟阶段仍大量生排烃的特点,有利于阜四段和阜二段烃源岩在高成熟阶段形成大量油气,对于阜宁组烃源岩埋深较大的南五凹等凹陷是一个有利的因素,从这方面来讲,可能会大大提升这些深大凹陷的油气资源潜力。

5 结论

(1)利用地层热压生排烃模拟装置对南黄海盆地南二凹陷阜四段烃源岩进行了生烃模拟实验,并在此基础上拟合了生烃动力学参数。阜四段

烃源岩的生烃演化可分为 3 个阶段: 第 1 阶段以产油为主, 产烃量随温度上升快速增大; 第 2 阶段油、气同产, 在该阶段产烃量随温度上升缓慢增加; 第 3 阶段产烃量随温度上升快速增大, 以生气为主。经拟合, FN23 井阜四段烃源岩的生油活化能为 228 kJ/mol, 生气活化能为 280 kJ/mol。

(2) 与常压—完全开放体系、金管-高压釜实验条件下的实验结果对比, 结合前人所做的对比实验综合分析, 有限空间热压生烃模拟实验环境更接近于烃源岩在地层条件下的生烃环境, 其实验结果有助于提高对南黄海盆地的生排烃机制的认识。

(3) 有限空间热压生烃实验表明, 较高的流体压力、地层水及成岩压实作用对油气的转化过程具有延迟作用, 烃源岩样品在高成熟演化阶段依然具有较高的液态烃产率。实验中南黄海盆地阜四段烃源岩在地层热压条件下生油活化能较高、出现生油窗滞后现象, 其内在原因是烃源岩中的有机质受到烃源岩孔隙中高压水的“保护”作用以及受生烃空间的影响, 延缓了烃源岩的热演化进程。

(4) 南黄海盆地阜宁组烃源岩生烃活化能较高、生排烃滞后、在高成熟阶段仍大量生排烃的特点, 可在较大程度上提升南黄海盆地深大凹陷的油气资源潜力, 该区中新世深大凹陷是勘探的突破口。

参考文献:

- [1] 陈建文, 梁杰, 张银国, 等. 中国海域油气资源潜力分析与黄东海海域油气资源调查进展[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2019, 39(6): 1-29.
- [2] 陈建文, 张银国, 欧光习, 等. 南黄海古生界油气多期成藏的包体证据[J]. 海洋地质前沿, 2018, 34(2): 69-70.
- [3] 陈建文, 张银国, 欧光习. 南黄海崂山隆起志留系古油藏的深部烃源证据[J]. 海洋地质前沿, 2019, 35(1): 74-76.
- [4] 陈建文, 施剑, 刘俊, 等. 南黄海海相中—古生界地震地质条件[J]. 海洋地质前沿, 2016, 32(10): 1-8.
- [5] 许红, 张海洋, 张柏林, 等. 南黄海盆地 26 口钻井特征[J]. 海洋地质前沿, 2015, 31(4): 1-6.
- [6] 陈建文, 雷宝华, 梁杰, 等. 南黄海盆地油气资源调查新进展[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2018, 38(3): 1-23.
- [7] 陈建文, 肖国林, 刘守全, 等. 中国海域油气资源勘查战略研究[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2003, 23(4): 77-82.
- [8] TISSOT B P, WELTE D H. Petroleum Formation and Occurrence[M]. Berlin: Springer-Verlag, 1984.
- [9] 饶松, 胡圣标, 汪集旸, 等. 有机质生烃动力学参数研究进展: 回顾和展望[J]. 地球物理学进展, 2010, 25(4): 1424-1432.
- [10] 刘立峰, 姜振学, 钟宁宁, 等. 辽河西部凹陷古近系烃源岩生烃动力学特征[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2009, 34(5): 799-805.
- [11] 王民, 卢双舫, 薛海涛, 等. 烃源岩非均质性对有机质生烃动力学参数影响及评价[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2011, 36(3): 530-540.
- [12] 郑伦举, 马中良, 王强, 等. 烃源岩有限空间热解生油气潜力定量评价研究[J]. 石油实验地质, 2011, 33(5): 452-459.
- [13] 郭小文, 何生, 刘可禹, 等. 烃源岩生气增压定量评价模型及影响因素[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2013, 38(6): 1263-1270.
- [14] 郑伦举, 关德范, 郭小文, 等. 影响海相烃源岩热解生烃过程的地质条件[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2015, 40(5): 909-917.
- [15] 蒋启贵, 马媛媛, 李欣, 等. 单阱热解色谱仪在烃源岩评价中的应用[J]. 石油实验地质, 2011, 33(5): 546-551, 558.
- [16] 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.
- [17] 汤庆艳, 张铭杰, 张同伟, 等. 生烃热模拟实验方法述评[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(1): 52-62.
- [18] 冯志强, 陈春峰, 姚永坚, 等. 南黄海北部前陆盆地的构造演化与油气突破[J]. 地学前缘, 2008, 15(6): 219-231.
- [19] 陈春峰, 施剑, 徐东浩, 等. 南黄海崂山隆起形成演化及对油气成藏的影响[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2018, 38(3): 55-65.
- [20] 陈春峰. 南黄海盆地中部隆起构造分区与有利区带[J]. 东华理工大学学报(自然科学版), 2020, 43(2): 137-144.
- [21] 陈春峰. 新构造运动在南黄海盆地的表现及其对油气成藏的影响[J]. 沉积与特提斯地质, 2019, 39(3): 84-91.
- [22] 耿新华, 耿安松, 熊永强, 等. 海相碳酸盐岩烃源岩热解动力学研究: 全岩和干酪根的对比[J]. 地球化学, 2005, 34(6): 612-618.
- [23] 李双林, 董贺平, 王建强, 等. 南黄海盆地崂山隆起中南部海域油气目标地球化学探测: 海底油气渗漏与双环状地球化学异常[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2020, 40(2): 135-147.
- [24] 郑伦举, 马中良. 中国石化无锡石油地质研究所实验地质技术之地层孔隙热压生排烃模拟实验技术[J]. 石油实验地质, 2010, 32(3): 202.
- [25] 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.
- [26] 付小东, 秦建中, 姚根顺, 等. 两种温压体系下烃源岩生烃演化特征对比及其深层油气地质意义[J]. 地球化学, 2017, 46(3): 262-275.
- [27] 苏鹏, 徐建永, 汪航, 等. 南黄海盆地南二凹古近系泥岩生烃动力学特征[J]. 高校地质学报, 2019, 25(6): 871-878.
- [28] 全志刚, 席小应, 王鹏, 等. 南黄海盆地南五四油气资源潜力再评价: 基于生烃动力学数值模拟方法[J]. 中国海上油气, 2017, 29(1): 23-28.
- [29] PEPPER A S, CORVI J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen[J]. Marine and Petroleum Geology, 1995, 12(3): 291-319.
- [30] 余晓露, 马中良, 郑伦举, 等. 不同热模拟方式下烃源岩干酪根演化特征红外光谱分析[J]. 石油实验地质, 2017, 39(1): 134-140.

THERMO-COMPRESSSION CHARACTERISTICS OF HYDROCARBON GENERATION FOR THE SOURCE ROCKS IN THE FUNING FORMATION OF SOUTH YELLOW SEA BASIN

CHEN Chunfeng¹, WAN Yanzhou¹, ZHANG Bocheng¹, FU Xiaowei², OU Ge¹, WANG Jun¹, CHEN Hao¹

(1 CNOOC China Limited-Shanghai, Shanghai 200335, China;

2 State Key Laboratory of Marine Geology, Tongji University, Shanghai 200092, China)

Abstract: The kinetics data of hydrocarbon generation is very important to hydrocarbon resource evaluation. The source rock samples taken from the 4th Member of the Funing Formation in the Naner Sag of the South Yellow Sea Basin are used in this paper for thermo-compression simulation and fitting experiment of kinetic parameters for hydrocarbon generation. The results suggest that the generation of hydrocarbon in the 4th Member of the Funing Formation can be subdivided into three stages. In the first stage, hydrocarbon production dominated by oil increased rapidly with the rise of temperature. In the second stage, with the increase in temperature, hydrocarbon production including both oil and gas increased slowly. In the third stage, hydrocarbon production, dominated by gas, increased rapidly with the rise of temperature. The experimental results show that the activation energy for oil generation and gas generation is 228 kJ/mol and 280 kJ/mol, Respectively. Compared with the results from conventional experiment under open system and the gold tube autoclave test for the source rock samples of the Funing Formation, a lag phenomenon is noticed. The source rock samples still have high liquid hydrocarbon production in the highly matured stage. The activation energy value of the 4th Member of Funing Formation derived from this experiment is higher than that in the other two cases of experiment. It is believed that the evolution of organic matter is protected by the high pressure porewater and influenced by the hydrocarbon generation space, which caused the delay of the thermal evolution process of the source rock. Based on the comprehensive analysis of this experiment and previous experimental results, the experiment environment of the thermo-compression simulation for hydrocarbon generation in finite space is concluded, which is closer to the geological conditions for hydrocarbon generation, and results of this experiment are useful to oil and gas resource evaluation and exploration in the South Yellow Sea Basin

Key words: South Yellow Sea Basin; Funing Formation; formation thermo-compression simulation of hydrocarbon generation; kinetics of hydrocarbon generation; source rock