

珠江口盆地惠州凹陷古近系文昌组优质湖相烃源岩生烃动力学

张向涛,史玉玲,刘杰,温华华,杨兴业

[中海石油(中国)有限公司深圳分公司,广东深圳518052]

摘要:基于两种升温速率下的玻璃管封闭体系烃源岩生烃模拟实验,最大程度排除烃类裂解的影响,揭示了珠江口盆地惠西南地区古近系文昌组半深湖相优质烃源岩的生油与生气的绝对产率及其与成熟度的理论共变模式。通过生烃模拟实验提供的精确产率数据,首次建立了该区文昌组优质烃源岩生成重烃(C_{14+})及降解气(C_{1-5})的动力学模型参数。利用地质推演的手段重建了半深湖相烃源岩生成重烃-烃气转化率与地层温度的理论协变关系,结合生烃洼陷的埋藏史-热演化史,认为惠州26洼文昌组半深湖相优质烃源岩的生烃演化进程具有“早油晚气”的特点,早期石油快速生成,对应的地质年代跨度介于40~15 Ma,地温范围为95~160 °C,而晚期主力烃源岩生成大量天然气,对应的地温范围为119~205 °C,烃源岩现处于生气阶段的末期。

关键词:生烃模拟实验;产烃率;生烃动力学;文昌组;惠州26洼;珠江口盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Kinetics of high-quality lacustrine source rocks of Paleogene Wenchang Formation, Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin

Zhang Xiangtao, Shi Yuling, Liu Jie, Wen Huahua, Yang Xingye

(Shenzhen Branch, CNOOC, Shenzhen, Guangdong 518052, China)

Abstract: The hydrocarbon yields of high-quality semi-deep lacustrine source rocks in the Wenchang Formation from the southwestern Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin, is simulated by the glass-tube pyrolysis experiment under two heating rates in which the thermal crack of hydrocarbon can be avoided to the maximum degree to establish for the first time the kinetic models of heavy hydrocarbon (C_{14+}) generation and gas (C_{1-5}) thermal degradation. The theoretical relationship between the transformation ratio and the geological temperature of semi-deep lacustrine source rocks is reconstructed based on the geological extrapolation. It is suggested that the hydrocarbon generation of source rocks in the Huizhou-26 low exhibits the characteristics of “early oil and late gas”. The rapid generation of heavy hydrocarbon (oil) in the early stage corresponds to a geo-temperature from 95 °C to 160 °C and an age from 40 Ma to 15 Ma. While the large-scale generation of light hydrocarbons (gas) during the late stage corresponds to a temperature range of 119 °C to 205 °C. The source rocks currently are at the end of its major gas generation stage.

Key words: hydrocarbon generation simulation experiment, hydrocarbon yields, hydrocarbon generation kinetics, Wenchang Formation, Huizhou-26 low, Pearl River Mouth Basin

引用格式:张向涛,史玉玲,刘杰,等. 珠江口盆地惠州凹陷古近系文昌组优质湖相烃源岩生烃动力学[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1249-1258. DOI: 10.11743/ogg20220519.

Zhang Xiangtao, Shi Yuling, Liu Jie, et al. Kinetics of high-quality lacustrine source rocks of Paleogene Wenchang Formation, Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1249-1258. DOI: 10.11743/ogg20220519.

收稿日期:2022-04-05;修订日期:2022-07-19。

第一作者简介:张向涛(1969—),男,教授级高级工程师,油气地质勘探。E-mail: zhangxt1@cnooc.com.cn。

基金项目:中海石油(中国)有限公司重大科研项目(KJZH-2021-0003-004)。

惠州凹陷及其周缘地带是珠江口盆地最为重要的油气富集区,仅惠西南地区(惠州凹陷西南部)便已发现数个储量达亿吨级的油田和含油构造^[1-2]。2019年,HZ26-6构造中生界潜山与古近系获重大油气勘探突破,其中,潜山储层烃类以凝析油气为主,而古近系以油层主,具有“上油下气”的成藏组合模式,该油气田也是珠江口盆地浅水区首次探明的大规模凝析油气田^[3],它的发现拓宽了富油洼陷(惠州26洼)油气并举的勘探思路。惠州26洼(HZ26洼)是惠西南地区典型的富生烃洼陷,平均生烃强度高达 $1\ 800 \times 10^4\ \text{t/km}^2$ ^[4]。油气源对比研究表明^[5-9],古近系文昌组半深湖-深湖相泥岩为该区主力烃源岩,为周缘地区油气大规模成藏提供了充足的烃类来源。目前,在惠西南地区已探明的油气藏中,有机成因气主要为干酪根初次降解成因,未见原油裂解气的显著贡献,原油主要源自文昌组浅湖-半深湖相烃源岩^[3]。

尽管前人已就惠州凹陷文昌组烃源岩开展了大量相关研究,但普遍聚焦于烃源岩品质^[10-12]、生物标志化合物特征^[11,13-16]、地球物理预测^[12,17-20]等领域,对生烃模拟及生烃动力学方面的研究几乎为空白,严重制约了文昌组烃源岩生烃演化过程的深入研究,不利于油气勘探成效规模的进一步扩大。

生烃模拟实验可通过实验室条件下短时间的高温模拟再现地质条件下烃源岩的生烃过程^[21-23]。生烃模拟实验不仅可以提供不同成熟度下产物的产率数据,也能为生烃动力学的研究提供精确参数,是揭示烃源岩的生烃演化进程及生烃机理的重要手段。生烃模拟实验按体系封闭程度可以分为开放、封闭和半开放3种方式,其模拟实验方法与特点均不同,分别具有各自的优势与研究针对性^[24-25]。

基于惠西南地区的地质特点与油气来源的特殊性,本次研究选取A井钻遇的厚层文昌组半深湖相泥岩,通过玻璃管生烃模拟实验,最大程度排除烃类裂解影响,聚焦于干酪根热降解油与干酪根热降解气的生成演化过程,厘清烃源岩降解油与降解气的绝对产率,首次建立惠西南优质湖相烃源岩生烃动力学的理论模型及相关参数,为该区盆地模拟及资源评价工作提供了关键证据及参数。

1 区域地质概况

惠州凹陷隶属珠江口盆地北部坳陷带珠一坳陷,可进一步划分为惠西、惠北、惠南3个半地堑及惠西、惠陆2个低凸起。其中,惠西南地区是以惠西半地堑

为主体的油气富集区(图1),以HZ26洼的生烃规模及贡献最为显著。

HZ26洼古近系发育始新统文昌组与恩平组两套湖相烃源岩,具有“厚文昌、薄恩平”的地层分布特征。文昌期为研究区强烈裂陷期,区域沉降量大,发育半深湖-深湖相沉积,水体较深且藻类勃发。文昌组烃源岩有机质丰度高,总有机碳含量(TOC)普遍大于2%,有机质类型偏向腐泥型,为研究区主力(优质)烃源岩^[5,26]。恩平期为断拗转换期,该时期具有“浅水广盆”的特点,湖沼相、河流三角洲相沉积广泛分布,发育大量煤系烃源岩。尽管恩平组煤系泥岩有机质丰度较高,但氢指数(HI)值较低,有机质类型偏向腐殖型,以生气为主,为研究区次要烃源岩^[27]。

2 样品信息及实验

A井位于HZ26-6构造,毗邻HZ26洼(图1),首次钻遇了惠西南地区真正意义上的文昌组半深湖相烃源岩。本次研究针对A井文昌组半深湖相发育层段的泥岩进行取样,并完成了相应地化测试(表1)。测试结果表明,样品为高有机质丰度泥岩,总有机碳含量为4.8%,生烃潜量(S_1+S_2)达31.2 mg/g。样品氢指数达到554.8 mg/g,有机质类型偏向腐泥型。此外,最高热解峰温($T_{\max}$)与镜质体反射率(R_o)分别为443℃与0.6%,指示较低的样品成熟度。因此,认为此次采集的泥岩样品为典型的半深湖相Ⅱ₁型低熟优质烃源岩,适合开展生烃模拟研究。

本次生烃模拟实验在中科院广州地球化学研究所完成,为真实揭示烃源岩生烃能力与演化过程,最大程度排除裂解对于生烃动力学模型计算带来的不利影响,特采用玻璃管封闭体系生烃模拟实验。本次实验使用的样品类型为烃源岩原岩样品。为排除烃源岩中可溶有机质对后续精确量化与生烃模拟产物的潜在影响,通过二氯甲烷与甲醇的混合液(9:1)作为抽提溶剂,使用索氏抽提法对原岩样品连续抽提72 h。为增加烃类产量、便于后续收集,本次实验选择规格较大的玻璃管完成实验(玻璃管长度为30 cm,外径10 mm,玻璃管壁厚度为1 mm)。分别在两种升温速率(5℃/min与10℃/min)下进行,每种速率均设置12个模拟温度点。具体实验流程如下:首先,将全岩样品粉碎至80~100目,并分为24份,每份重量约100 mg,分别对应两种速率24个目标温度点(表2)。其次,将每份样品分别装入一侧已封闭的玻璃管底部,并在样品上方放置少量石英棉。石英棉一方面可以有效避免样品颗

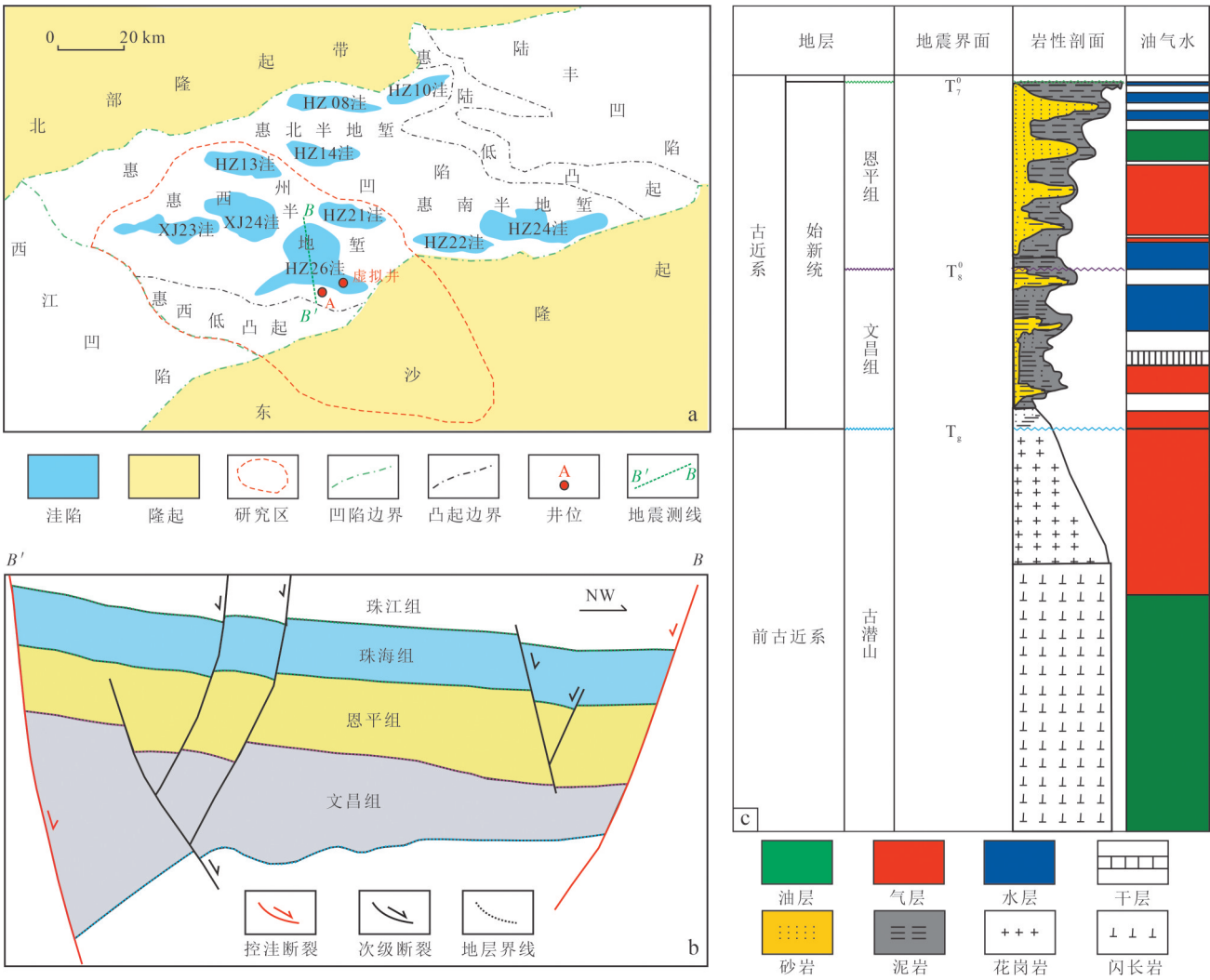


图1 珠江口盆地惠州凹陷洼陷平面分布(a)、过 HZ26 洼剖面(b)及惠州凹陷地层柱状图(c)

Fig. 1 Schematics showing the distribution of lows and highs (a), a profile crossing Huizhou-26 low(b)and a stratigraphic column of Huizhou Sag(c), Pearl River Mouth Basin

表1 HZ26 洼文昌组生烃模拟样品基础地化参数

Table1 Basic geochemical parameters of samples from the Wenchang Formation in Huizhou-26 low for hydrocarbon generation simulation							
钻井	样品类型	TOC/%	$S_1/(mg \cdot g^{-1})$	$S_2/(mg \cdot g^{-1})$	$HI/(mg \cdot g^{-1})$	$T_{max}/^{\circ}C$	$R_o/\%$
A	岩屑	4.8	5.0	26.2	554.8	443	0.6

粒逸散,另一方面可吸附部分烃源岩生成的原油。抽真空后用氢火焰将玻璃管另一侧封闭。最后,将玻璃管装载样品的一侧斜插入管式炉中进行加热,使玻璃管保持倾斜状态,而未装样部分(占据玻璃管主体空间)则暴露于空气中并处于相对较低位置。在此状态下,烃源岩生成的原油便可在重力作用下向相对较低处移动,进而被石英棉吸附或运移至未装样的玻璃管空间中。烃源岩生成的天然气亦可在压力差驱动下,穿过石英棉运移至未加热一侧。需要说明的是,加热过程中,暴露于空气中的玻璃管温度较低,测温显示

其不超过人体体表温度,可有效保存运移至此的烃类组分。

本次生烃模拟实验的起始温度为 250℃,模拟的目标温度介于 300~650℃(表 2),升温过程由电脑程序全自动进行,可通过温度传感器监测实时温度。玻璃管一旦达到目标温度,便将其从炉体中取出、冷却。

待热模拟实验完成后,在真空条件下切开玻璃管口,释放气体产物,并采用安捷伦气相色谱仪在线分析各目标温度点对应的烃类气体组分产量(C₁—C₅)。由于本次使用的玻璃管规格体积较大,不利于轻烃组分

表2 HZ26洼文昌组烃源岩生烃模拟实验升温方案

Table 2 Heating procedure scheme for hydrocarbon generation simulation with samples from Wenchang Formation source rocks, Huizhou-26 low

升温速率/ ($^{\circ}\text{C}\cdot\text{min}^{-1}$)	实验温度/ $^{\circ}\text{C}$	$R_o/\%$	重烃产率/ ($\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$)	烃气产率/ ($\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$)	升温速率/ ($^{\circ}\text{C}\cdot\text{min}^{-1}$)	实验温度/ $^{\circ}\text{C}$	$R_o/\%$	重烃产率/ ($\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$)	烃气产率/ ($\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$)
5	300	0.73	200.1	0	10	320	0.73	198.0	0
	385	0.74	216.9	0.6		435	0.79	241.3	1.6
	435	0.84	289.6	3.3		455	0.87	273.8	2.0
	450	0.92	335.3	5.3		470	0.96	396.4	3.0
	465	1.02	484.1	7.4		488	1.10	492.0	4.6
	480	1.16	484.0	8.6		500	1.22	481.1	6.4
	495	1.32	474.3	10.9		520	1.43	477.8	9.4
	515	1.55	468.8	16.3		540	1.68	474.6	17.3
	550	2.04	469.4	30.8		580	2.26	463.0	30.6
	590	2.68	462.3	37.7		615	2.83	469.5	36.4
5	620	3.20	462.1	43.5	10	630	3.09	468.0	39.1
	650	3.69	457.4	44.6		650	3.42	467.3	41.9

($\text{C}_6\text{—C}_{14}$)的准确测量。加之轻烃组分与天然气组分的同时精确定量需要在相同的实验条件下开展重复实验方可获得测试样本。故本次不做不针对轻烃组分定量研究,主要针对天然气及重烃进行定量研究。完成气体组分定量后,使用二氯甲烷清洗玻璃管内壁,收集管壁上附着的原油。在此基础上,采用索式抽提法进一步抽提热模拟样品残渣中的滞留油,最终将两部分重烃(C_{14+})累加获得烃源岩生成的重烃产量。

3 产烃率及生烃动力学模型

基于玻璃管封闭体系生烃模拟实验,分别获得了烃源岩热降解形成的烃类绝对产率[C_{1-5} (烃气)与 C_{14+} (重烃)]的演化曲线。图2显示,半深湖相泥岩生烃产物不同组分在两种升温速率下的产率及变化趋势较为一致,不同升温速率下的实验结果能够互为验证,表明本次实验较为准确可靠。

3.1 重烃产率

随模拟温度的不断上升,HZ26洼半深湖相烃源岩样品的重烃产率迅速增加(图2),并在 R_o 为1.1%时重烃产率达到最高峰(490 mg/g)。本次研究中,当 R_o 超过1.1%后,尽管热演化程度持续增加,但泥岩样品重烃产率变化幅度并不大,表明生成的原油并未遭受大规模裂解。而在以往其他类型的封闭体系实验中(如黄金管温-压共控模拟实验),烃源岩一旦达到产油高峰后,便开始进入原油大量裂解阶段,加之封闭体系中原油无法有效排出,当 R_o 达到2.5%时,烃源岩生成的

原油便消耗殆尽^[28]。

这种现象主要与实验仪器、方法有关。本次实验过程中仅将玻璃管载有样品的一侧置于管式炉内完成加热。这一过程中,烃源岩生成的原油在重力作用下(天然气还受气压影响)运移至玻璃管另一侧,由于该侧暴露于空气中且温度较低,因此,运移至此的烃类能

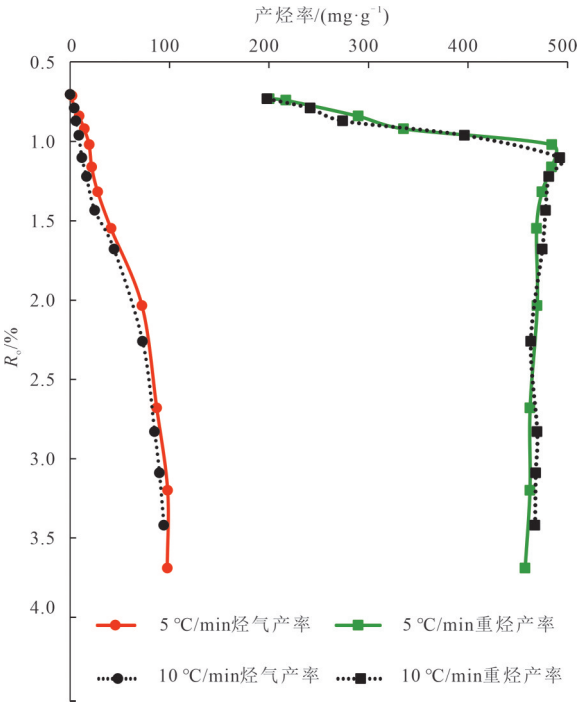


图2 HZ26洼文昌组烃源岩两种升温速率下烃气与重烃产率演化

Fig. 2 Light and heavy hydrocarbon yields of source rock samples from Wenchang Formation in Huizhou-26 low under two-heating-rate simulation scheme

够得到有效保存,从而减少了烃类的大规模裂解。图2显示,高温阶段烃源岩重烃产率仅观察到微弱下降的趋势,最终稳定在460 mg/g左右,计算表明高-过成熟阶段原油裂解率仅在6%左右,远低于其他类型的封闭体系生烃模拟实验。

因此,认为本次生烃模拟实验极大程度减少了原油裂解,排除了原油大规模裂解对天然气产率造成的不确定性影响(裂解气产率无法确定),有助于揭示研究区干酪根热降解气产率的演化特征。

3.2 天然气产率

相比烃源岩生油进程,HZ26洼半深湖相泥岩样品的生气演化过程更为持久(图2),几乎贯穿了烃源岩的整个生烃演化进程($0.5\% < R_o < 4.0\%$)。

研究区烃源岩样品的生气过程呈“慢—快—慢”三段式的演化特征(图2):低-中等成熟阶段($0.5\% < R_o < 1.3\%$),烃源岩产气率增长较慢,该阶段生气量有限,仅占据烃源岩降解气总量的27%(图3)。在高成熟阶段($1.3\% < R_o < 2.0\%$),烃源岩产气率增长速率明显提升(图2),产气率大为增加,该阶段贡献了降解气总量的50%,为主力产气期。至过成熟阶段,烃源岩生气潜力大部分耗尽,产气率增长极为缓慢,并在 R_o 达到3.5%后趋于稳定,样品热降解气最大产率为97 mg/g。

3.3 生烃动力学模型

地质过程中有机质向烃类物质的转换是一种地质时间尺度上发生的、影响因素多元且多变的复杂化学反应过程^[29-30]。由于技术及认识的限制,目前对生烃过程中的一些化学反应仍然缺乏透彻的理解,因此,任何动力学模型都只能在假定条件下计算生烃动力学参数的近似值。

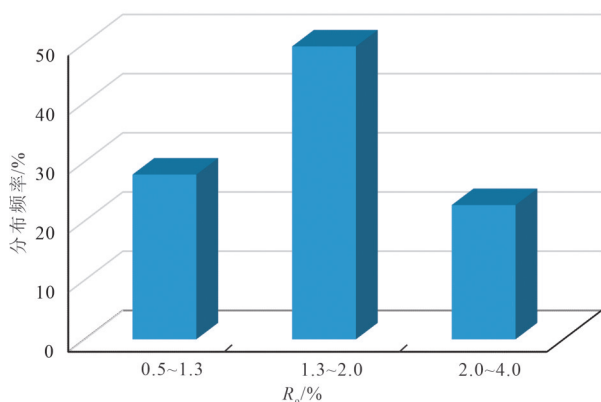


图3 HZ26洼文昌组烃源岩不同成熟度阶段产气量占比

Fig. 3 Percentages of gas generation of source rock samples from Wenchang Formation of Huizhou-26 low at different thermal stages

基于生烃模拟实验获得的精确产率数据,本次研究遵循平行一级反应热动力学原理,借助 Kinetics 软件,首次建立了惠西南地区文昌组半深湖相优质烃源岩生烃(热降解重烃、热降解气)动力学模型参数。生烃动力学参数涵盖指前因子与活化能分布(E_a),本次研究参考中海油深圳分公司在珠江口盆地的研究经验,将指前因子设定为 $1.91 \times 10^{13} \text{ s}^{-1}$,并将活化能分布的间隔设置为1 kcal/mol (4.184 kJ/mol)。

以往的封闭体系生烃模拟实验中往往存在大量裂解,导致实验无法准确捕捉生油高峰,或无法判断热降解与烃类裂解天然气的相对比例。即便是半封闭体系生烃模拟实验,亦存在岩石中滞留原油在晚期大量裂解的问题,无法区分降解气与裂解气^[31]。而本次研究不仅针对这一问题开展了玻璃管模拟实验,弥补了这一方面的不足,而且首次建立了研究区主力烃源岩生油与生(降解)气动力学的理论模型与参数。图4展示了研究区烃源岩样品的生烃动力学模型。其中,生成重烃的活化能分布相对集中,介于48~52 kcal/mol,呈典型“单峰”型,活化能主峰位于52 kcal/mol,均值仅50.8 kcal/mol。

烃源岩生气活化能的分布更广,在高值与低值范围内均有分布,整体介于50~67 kcal/mol(图4)。生气活化能主峰位于59 kcal/mol,活化能平均值高达58.5 kcal/mol,明显大于生成重烃活化能,这与烃源岩生烃演化进程一致,体现了半深湖相烃源岩生气演化进程的持久性与相对滞后性(相对生成重烃而言)。

已有学者通过半封闭体系生烃模拟实验揭示了HZ26洼文昌组优质烃源岩的生烃动力学模型^[32],为本次实验的对比研究提供了素材。前人研究结果表明,HZ26洼文昌组生油活化能介于47~52 kcal/mol,平均值为49.9 kcal/mol(低于本次研究),生气活化能在51~68 kcal/mol,平均值为60.1 kcal/mol(高于本次研

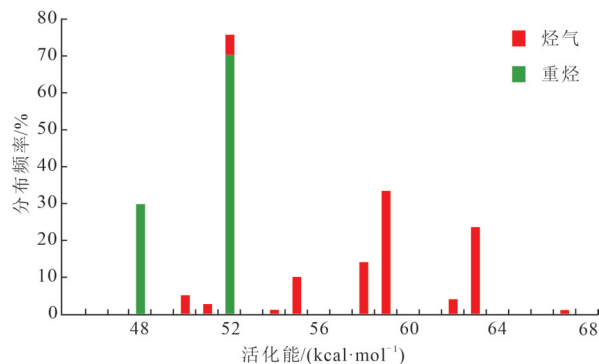


图4 HZ26洼文昌组优质烃源岩生烃动力学模型

Fig. 4 Hydrocarbon generation kinetic model of high-quality source rocks from Wenchang Formation, Huizhou-26 low

究)。生烃动力学模型的差异将直接影响对生烃演化进程与生烃特征的认识,而这种差异性主要源自实验方法与研究对象的不同。相比干酪根热降解气,原油裂解生气通常发生在高温阶段($>150^{\circ}\text{C}$),更高的活化能是支持此类化学反应持续进行的前提,因此,干酪根降解气的活化能低于原油裂解气。与此同时,因原油裂解的原因,半封闭体系生烃模拟实验亦难以准确捕获原油产率最高峰及相应的成熟度,且会因裂解而出现产油率曲线“提前”降低,生油过程“提前”结束的“假象”,这便导致前人得出的生油活化能均值低于本次研究。

实际上,本次研究建立的生烃动力学模型更具针对性,与研究区地质特点、勘探成效更为贴合,能够更加客观地揭示研究区原油与干酪根降解气的生成特征与演化过程,对油气勘探实践具有一定的启示作用。

3.4 地质应用

基于已建立的生烃动力学模型,通过假定升温速率的方式,可方便地将生烃动力学参数外推至地质条件下,并获得地层温度与生烃转化率的协变关系^[33-34]。为进一步呈现地质条件下烃源岩的生烃演化过程,本次研究基于研究区埋藏史及热史研究,将地质条件下的升温速率设定为 $5^{\circ}\text{C}/\text{Ma}$,外推结果如图5所示。根据前人研究^[35],通过转化率值可将生烃进程划分为3个阶段,即早期生烃、主力生烃与晚期生烃(图5)。需要说明的是,图5并不考虑生烃后各类地质作用对于烃类的叠加影响(如运移、裂解),仅从理论角度阐述烃源岩转化为油气的演变特征。

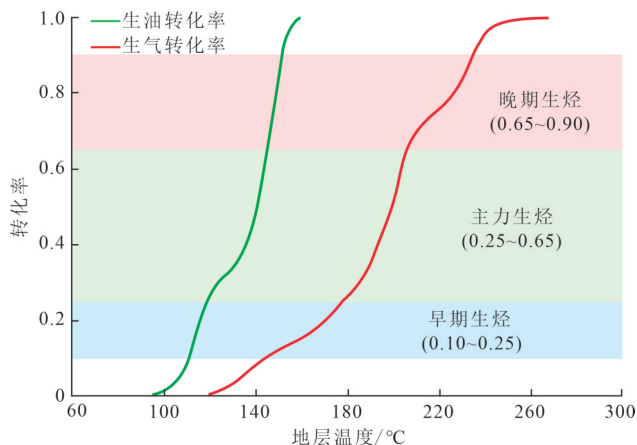


图5 HZ26洼文昌组烃源岩生烃转化率演化曲线
(地温梯度为 $5^{\circ}\text{C}/\text{Ma}$)

Fig. 5 Transformation ratio curves of source rock samples from Wenchang Formation, Huizhou-26 low, under assumed heating rate of $5^{\circ}\text{C}/\text{Ma}$

文昌组半深湖相烃源岩生成重烃演化进程起始较早,埋藏地温达到 95°C 时,烃源岩便开始进入生烃门限,并陆续生成重烃。当地层温度达到 110°C 时,烃源岩进入早期生成重烃阶段,该阶段对应的地温窗较窄,并在地温达到 118°C 时终止。相对于早期生成重烃阶段而言,主力生成重烃阶段对应的地温窗分布范围更广,介于 $118\sim 144^{\circ}\text{C}$,该阶段烃源岩生成重烃转化率由0.25快速增加至0.65。随着埋藏深度不断增加,烃源岩在地温介于 $144\sim 152^{\circ}\text{C}$ 时进入晚期生成重烃阶段,在该阶段结束时生成重烃转化率达到0.90。而当埋藏地温达到 160°C 时,烃源岩重烃生成潜力最终耗尽,转化率达到1.00。

不同于重烃生成演化,文昌组半深湖相烃源岩生气演化进程对应的地温分布范围更为广泛(介于 $119\sim 266^{\circ}\text{C}$),对应的地温值亦明显高于重烃生成阶段(图5),这也从侧面印证了热降解气的形成需要更多的能量积累方能打破干酪根中生气母质化学键的束缚。文昌组半深湖相烃源岩生气进程起始较晚,埋藏地温达到 119°C 时进入生气门限。直至地温达到 142°C 时,烃源岩方才进入早期生气阶段,该阶段对应的地温窗范围较广,早期生气阶段结束时(地温为 178°C),重烃生成进程早已终止(对应地温 144°C)。相较于早期生气阶段,烃源岩主力生气期对应的地温窗跨度较窄,介于 $178\sim 205^{\circ}\text{C}$ 。至晚期生气阶段,对应的地温窗范围再次增加($205\sim 235^{\circ}\text{C}$),至晚期生气阶段终止时,生气转化率达到0.90。此后,由于生气母质已大量分解,生气转化率的变化逐渐趋于平缓,在地温达到 266°C 时,烃源岩生气进程彻底终止。

图5提供了文昌组烃源岩生烃演化的理论模式图,但仍需与具体的埋藏史-热史研究相结合方能判断生烃洼陷内烃源岩的生烃进程。鉴于区内钻井多位于构造高部位,钻遇烃源岩成熟度低,难以表征主力洼陷烃源岩生烃演化阶段。为进一步揭示生烃洼陷内烃源岩的演化过程,本次研究在HZ26洼最深处建立1口虚拟井(图1),虚拟井具体位置参考古近系底界面的构造深度分布图,并选择埋深最大处。虚拟井新生界各套地层的埋深与沉积时间均参考构造深度图与前人研究,岩性组成参考周缘实钻井与沉积相,而边界条件参数(古热流、古水深、古沉积水界面温度)主要参考研究区A井的模拟参数。A井现今成熟度模拟结果如图6a所示,实测 R_o 与预测趋势完全一致,表明模拟参数设置较为准确。

HZ26洼深部文昌组可划分为多个三级层序,并以WCSQ2与WCSQ3为主力烃源岩,大规模发育半深湖-

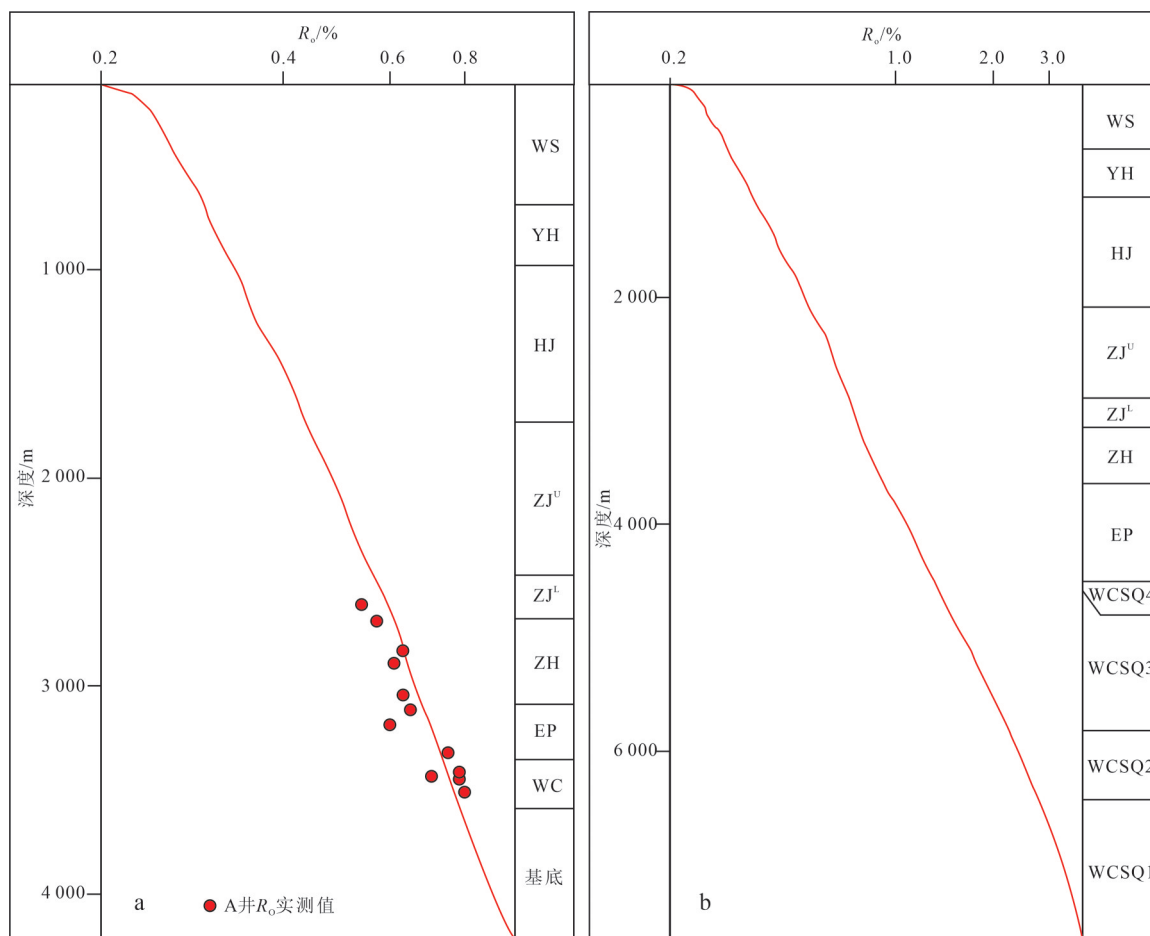


图6 惠州凹陷A井 R_o 模拟曲线(a)及HZ26洼虚拟井 R_o 模拟曲线(b)

Fig. 6 Simulated vitrinite reflectance of Well A in the Huizhou Sag(a) and simulated vitrinite reflectance (R_o) of a virtual well in Huizhou-26 low(b)

(WC, EP, ZH, ZJ^L, ZJ^U, HJ, YH, WS 分别代表文昌组、恩平组、珠海组、珠江组下段、珠江组上段、韩江组、粤海组、万山组; WCSQ1, WCSQ2, WCSQ3, WCSQ4 为文昌组的三级层序, 分别对应文六段、文五段、文四段、文三段。)

深湖相沉积。本次研究以 WCSQ3 底界面(主力烃源岩中间界面)为代表,揭示洼陷深部主力烃源岩的生烃演化进程。该界面现今埋深接近 6 000 m, R_o 达到 2.2 % (图 6b), 对应地温为 205 °C (图 7), 即现今洼陷深部文昌组主力烃源岩的重烃生成潜力早已耗尽,但仍处于主力生气期,当前尚在源源不断地为周缘地区持续供给天然气。虚拟井埋藏史-热史表明(图 7), HZ26 洼主力烃源岩在 35.0 ~ 33.5 Ma 时便处于重烃生成早期,于 22.5 Ma 结束主力生(重)烃期,在 15 Ma 转化率达到 1.0,至此,重烃的生成演化完全结束。

而研究区主力烃源岩生气进程相对滞后, 20 Ma 方才进入生气早期,于 12 Ma 进入主力生气期并持续至今,当前烃源岩达到主力生气末期。相比前人研究成果^[36],研究区烃源岩生烃转化率演化的差异主要受控于生烃活化能的分布。需要说明的是,本次研究聚焦重烃与烃气,未能提供轻烃相关证据。前人研究表

明^[37],烃源岩生成轻烃的产率远低于重烃,而其活化能则略大于后者。据活化能的分布特征,推测研究区烃源岩生成轻烃组分的温度与地质时间均应介于重烃与烃气之间。因此,本次研究仍能够有效揭示烃源岩大部分热降解产物(除轻烃外)的生成演化过程,同时有效排除大规模裂解作用的影响。

整体而言,惠西南文昌组半深湖相烃源岩生烃演化呈现出典型的“高油气产率”与“早油晚气”的特点。随着洼陷内烃源岩埋藏深度的不断增加,地层温度持续上升,烃源岩率先进入生油(重烃与轻烃)演化阶段,并在埋藏晚期进入主力生气阶段,大量形成热降解气,为周缘地区油气聚集成藏提供了充注的油气来源。

4 结论

1) 通过玻璃管封闭体系烃源岩生烃模拟实验,揭

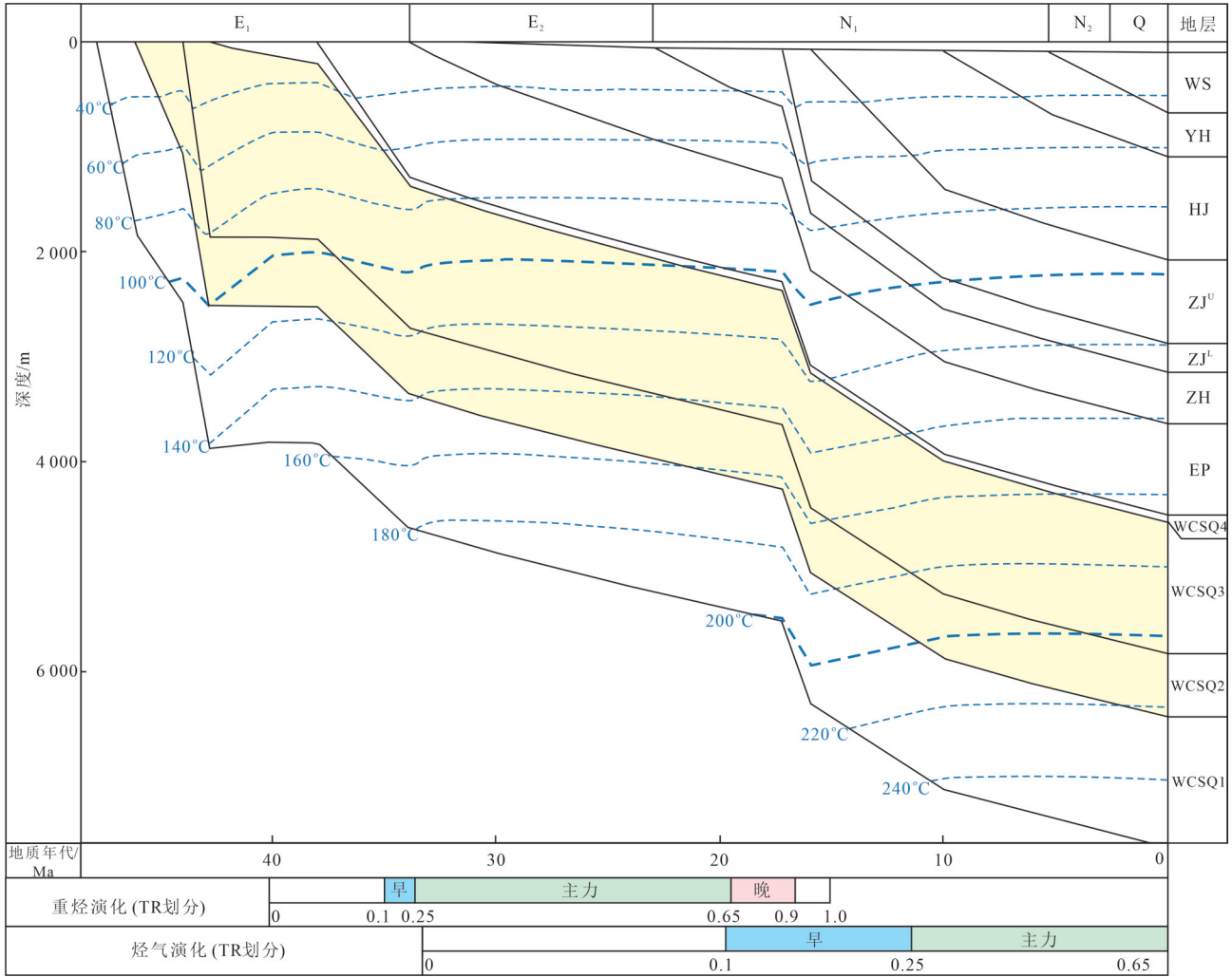


图7 HZ26洼虚拟井热史-埋藏史

Fig. 7 Thermal and burial history of a virtual well in Huizhou-26 low

(WC,EP,ZH,ZJ^L,ZJ^U,HJ,YH,WS分别代表文昌组、恩平组、珠海组、珠江组下段、珠江组上段、韩江组、粤海组、万山组；WCSQ1,WCSQ2,WCSQ3,WCSQ4为文昌组的三级层序,分别对应文六段、文五段、文四段、文三段。)

示了惠西南地区文昌组半深湖相优质烃源岩的(热降解)油、(热降解)气产率及演化过程。烃源岩重烃生成演化进程较为迅速,产率快速增加,最大可达490 mg/g。而烃源岩产气过程较为持久,呈“慢—快—慢”三段式演化模式,热降解气产率在 R_o 超过3.5 %时趋于稳定,峰值为97 mg/g。

2) 基于生烃模拟实验提供的精确产率数据,首次建立了惠西南地区文昌组半深湖相优质烃源岩的生成重烃的动力学模型及生(热降解)气动力学模型,生成重烃的活化能呈“单峰”、“窄峰”型,介于48~52 kcal/mol。而生气活化能为“单峰”、“宽峰”型,介于50~67 kcal/mol,后者数值及分布范围远大于前者。

3) 通过生烃动力学模型参数的地质推演,认为惠西南文昌组半深湖相烃源岩生烃演化具有“早油晚气”的特点,早期石油快速生成,晚期天然气大量降解生

成。烃源岩重烃生成过程对应的地层温度为95~160℃,地质年代介于40~15 Ma,而生气演化进程对应的地温跨度为119~205℃,现今仍处于主力生气末期。

参 考 文 献

[1] 李洪博,王瑞,彭辉界,等. 珠江口盆地惠西南地区转换斜坡类型及其控藏作用[J]. 地质科技情报, 2018, 37(1): 46-52.
Li Hongbo, Wang Rui, Peng Huijie, et al. Types of the transfer ramp and its controlling hydrocarbon in the southwest of Huizhou depression, Pearl River Mouth Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2018, 37(1): 46-52.

[2] 丁琳,杜家元,张向涛,等. 珠江口盆地岩性油气藏类型及形成条件——以惠西南地区中新统珠江组为例[J]. 海相油气地质, 2017, 22(2): 67-72.
Ding Lin, Du Jiayuan, Zhang Xiangtao, et al. Types and forming conditions of lithologic oil and gas reservoirs in Zhujiangkou Basin:

- A case in Miocene Zhujiang Formation, southwestern Huizhou sag, Zhujiangkou Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2017, 22(2): 67-72.
- [3] 田立新,刘杰,张向涛,等. 珠江口盆地惠州26-6大中型泛潜山油气田勘探发现及成藏模式[J]. 中国海上油气, 2020, 32(4): 1-11.
- Tian Lixin, Liu Jie, Zhang Xiangtao, et al. Discovery and accumulation pattern of HZ26-6 large-medium sized pan-buried hill oil and gas field in Pearl River Mouth [J]. China Offshore Oil And Gas, 2020, 32(4): 1-11.
- [4] 朱明,陈维涛,杜家元,等. 珠江口盆地惠西南地区新近系岩性圈闭形成条件及发育类型[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(6): 62-69.
- Zhu Ming, Chen Weitao, Du Jiayuan, et al. Formation conditions and development types of Neogene lithologic traps in southwestern Huizhou area, Pearl River Mouth Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6): 62-69.
- [5] 朱明,代一丁,朱俊章,等. 珠江口盆地惠州凹陷古近系油藏地质特征及成藏机理[J]. 中国海上油气, 2017, 29(1): 1-11.
- Zhu Ming, Dai Yiding, Zhu Junzhang, et al. Geological characteristics and accumulation mechanism of Paleocene reservoir in Huizhou sag, Pearl River Mouth basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2017, 29(1): 1-11.
- [6] 陈维涛,杜家元,施和生,等. 珠江口盆地惠西南地区复式油气成藏特征及富集规律[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 194-199.
- Chen Weitao, Du Jiayuan, Shi Hesheng, et al. Compound hydrocarbon accumulation and enrichment in southwestern Huizhou sag, Pearl River Mouth Basin, South China Sea [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 194-199.
- [7] 马宁,侯读杰,施和生,等. 珠江口盆地惠州凹陷烃源岩发育的主控因素分析[J]. 大庆石油学院学报, 2012, 36(3): 19-24.
- Ma Ning, Hou Dujie, Shi Hesheng, et al. Analysis of the main controlling factors of source rocks of Huizhou sag in the Pearl River Mouth Basin [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2012, 36(3): 19-24.
- [8] 朱俊章,施和生,谢泰俊,等. 惠州26-2油田油藏地球化学特征及其地质意义[J]. 中国石油勘探, 2007, 12(2): 34-40.
- Zhu Junzhang, Shi Hesheng, Xie Taijun, et al. Geochemical features and geological significance of oil reservoir in Huizhou 26-2 Oilfield [J]. China Petroleum Exploration, 2007, 12(2): 34-40.
- [9] 施和生,高阳东,刘军,等. 珠江口盆地惠州26洼“源-汇-聚”特征与惠州26-6大油气田发现启示[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(4): 777-791.
- Shi Hesheng, Gao Yangdong, Liu Jun, et al. Characteristics of hydrocarbon source-migration-accumulation in Huizhou 26 Sag and implications of the major Huizhou 26-6 discovery in Pearl River Mouth Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(4): 777-791.
- [10] Hang Jiang, Xiongqi Pang, Di Chen, et al. Characteristics of source rock controlling hydrocarbon distribution in Huizhou depression of Pearl River Mouth Basin, South China Sea [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 171: 1260-1268.
- [11] 史玉玲,侯读杰,马宁. 惠州凹陷生烃潜力及油源对比[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(10): 15-19.
- Shi Yuling, Hou Dujie, Ma Ning. Hydrocarbon-generating potential and correlation of oil sources in Huizhou oil-enriched depression [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(10): 15-19.
- [12] 李松峰,徐思煌,施和生,等. 珠江口盆地惠州凹陷古近系烃源岩特征及资源预测[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2013, 38(1): 112-120.
- Li Songfeng, Xu Sihuang, Shi Hesheng, et al. Characteristics of Paleogene source rocks and prediction of petroleum resources in Huizhou depression, Pearl River Mouth basin [J]. Earth Science - Journal of China University of Geosciences, 2013, 38(1): 112-120.
- [13] Hang Jiang, Xiongqi Pang, Hesheng Shi, et al. Source rock characteristics and hydrocarbon expulsion potential of the Middle Eocene Wenchang formation in the Huizhou depression, Pearl River Mouth basin, south China sea [J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 67: 635-652.
- [14] 李友川,陶维祥,孙玉梅,等. 珠江口盆地惠州凹陷及其邻区原油分类和分布特征[J]. 石油学报, 2009, 30(6): 830-834.
- Li Youchuan, Tao Weixiang, Sun Yumei, et al. Classification and distribution of oil in Huizhou depression of Pearl River Mouth Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 830-834.
- [15] 包建平,朱俊章,朱翠山,等. 惠州凹陷文昌组烃源岩及相关原油中的2-甲基藿烷系列[J]. 地球化学, 2012, 41(1): 70-77.
- Bao Jianping, Zhu Junzhang, Zhu Cuishan, et al. 2-Methylhopane series in the source rocks and the related crude oils from Wenchang formation in Huizhou Sag [J]. Geochimica, 2012, 41(1): 70-77.
- [16] 张水昌,龚再升,梁狄刚,等. 珠江口盆地东部油气系统地球化学-I: 油组划分、油源对比及混源油确定[J]. 沉积学报, 2004, 22(S1): 15-26.
- Zhang Shuichang, Gong Zaisheng, Liang Digang, et al. Geochemistry of petroleum systems in the eastern Pearl River Mouth Basin-I: Oil family classification, oil-source correlation and mixed oil analysis [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(S1): 15-26.
- [17] 袁彩萍,徐思煌,薛罗. 珠江口盆地HZ凹陷主力烃源岩测井预测及评价[J]. 石油实验地质, 2014, 36(1): 110-116.
- Yuan Caiping, Xu Sihuang, Xue Luo. Prediction and evaluation with logging of main source rocks in Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(1): 110-116.
- [18] 李松峰,徐思煌,薛罗,等. 稀井区烃源岩有机碳的地球物理预测方法——珠江口盆地恩平凹陷恩平组烃源岩勘探实例[J]. 石油地球物理勘探, 2014, 49(2): 369-374.
- Li Songfeng, Xu Sihuang, Xue Luo, et al. Source-rock organic carbon prediction with geophysical approach in the sparsely-drilled area: A case study of Enping Depression, the Pearl Mouth Basin [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2014, 49(2): 369-374.
- [19] 徐思煌,朱义清. 烃源岩有机碳含量的测井响应特征与定量预测模型——以珠江口盆地文昌组烃源岩为例[J]. 石油实验地质, 2010, 32(3): 290-295, 300.

- Xu Sihuang, Zhu Yiqing. Well logs response and prediction model of organic carbon content in source rocks: A case study from the source rock of Wenchang formation in the Pearl Mouth Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2010, 32(3): 290–295, 300.
- [20] 徐思煌, 朱义清. 烃源岩有机碳含量的测井响应特征与定量预测模型——以珠江口盆地文昌组烃源岩为例[J]. *石油实验地质*, 2010, 32(3): 290–295, 300.
- Xu Sihuang, Zhu Yiqing. Well logs response and prediction model of organic carbon content in source rocks: A case study from the source rock of Wenchang Formation in the Pearl Mouth Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2010, 32(3): 290–295, 300.
- [21] Dieckmann V. Modelling petroleum formation from heterogeneous source rocks: the influence of frequency factors on activation energy distribution and geological prediction [J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2005, 22(3): 375–390.
- [22] Behar F, Vandenbroucke M, Tang Y, et al. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: Determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation[J]. *Organic Geochemistry*, 1997, 26(5): 321–339.
- [23] 何川, 郑伦举, 王强, 等. 烃源岩生排烃模拟实验技术现状、应用与发展方向[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(5): 862–870.
- He Chuan, Zheng Lunju, Wang Qiang, et al. Experimental development and application of source rock thermal simulation for hydrocarbon generation and expulsion [J]. *Petroleum Geology & Experiment* 2021, 43(5): 862–870.
- [24] 龙祖烈, 石创, 朱俊章, 等. 珠江口盆地白云凹陷原油半开放条件下裂解成气模拟实验[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(3): 507–512.
- Long Zulie, Shi Chuang, Zhu Junzhang, et al. Simulation of crude oil cracking and gas generation with semi-open condition, Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment* 2021, 43(3): 507–512.
- [25] 徐陈杰, 叶加仁, 刘金水, 等. 东海西湖凹陷平湖组Ⅲ型干酪根暗色泥岩生排烃模拟[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(2): 359–366.
- Xu Chenjie, Ye Jiaren, Liu Jinshui, et al. Simulation of hydrocarbon generation and expulsion for the dark mudstone with Type-Ⅲ kerogen in the Pinghu Formation of Xihu Sag in East China Sea Shelf Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(2): 359–366.
- [26] 张东东, 刘文汇, 王晓锋, 等. 深层油气藏成因类型及其特征[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(5): 1169–1180.
- Zhang Dongdong, Liu Wenhui, Wang Xiaofeng, et al. Genetic types and characteristics of deep oil and gas plays [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(5): 1169–1180.
- [27] 舒誉, 施和生, 杜家元, 等. 珠一坳陷古近系油气成藏特征及勘探方向[J]. *中国海上油气*, 2014, 26(3): 37–42.
- Shu Yu, Shi Hesheng, Du Jiayuan, et al. Paleogene characteristics in hydrocarbon accumulation and exploration direction in Zhu I depression [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2014, 26(3): 37–42.
- [28] 朱俊章, 施和生, 邓宏文, 等. 珠江口盆地 HZ 凹陷古近系烃源岩层序地层学和地球化学研究[J]. *天然气地球科学*, 2007, 18(5): 709–714.
- Zhu Junzhang, Shi Hesheng, Deng Hongwen, et al. Geochemistry of source rocks in Paleogene sequence of huizhou depression, Pearl River Mouth basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2007, 18(5): 709–714.
- [29] 李剑, 马卫, 王义凤, 等. 腐泥型烃源岩生排烃模拟实验与全过程生烃演化模式[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(3): 445–454.
- Li Jian, Ma Wei, Wang Yifeng, et al. Modeling of the whole hydrocarbon-generating process of sapropelic source rock [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(3): 461–471.
- [30] Schaefer R G, Schenk H J, Hardelauf H, et al. Determination of gross kinetic parameters for petroleum formation from Jurassic source rocks of different maturity levels by means of laboratory experiments [J]. *Organic Geochemistry*, 1990, 16(1): 115–120.
- [31] Schenk H J, Horsfield B. Kinetics of petroleum generation by programmed-temperature closed- versus open-system pyrolysis [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1993, 57: 623–630.
- [32] 史玉玲, 刘杰, 温华华, 等. 珠江口盆地惠州 26–6 烃源岩热压模拟实验及生气潜力[J]. *海洋地质前沿*, 2021, 37(11): 53–59.
- Shi Yuling, Liu Jie, Wen Huahua, et al. Thermo-compression simulation experiment and gas generation potential analysis of Huizhou 26–6 source rocks in the Pearl River Mouth Basin [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2021, 37(11): 53–59.
- [33] Peters K E, Burnham A K, Walters C C, et al. Guidelines for kinetic input to petroleum system models from open-system pyrolysis [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 92: 979–986.
- [34] Lewan M D, Kotarba M J, Curtis J B, et al. Oil-generation kinetics for organic facies with Type-II and -IIS kerogen in the Menilite Shales of the Polish Carpathians [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2006, 70(13): 3351–3368.
- [35] Liang H, Xu F, Grice K, et al. Kinetics of oil generation from brackish-lacustrine source rocks in the southern Bohai Sea, East China [J]. *Organic Geochemistry*, 2019: 103945.
- [36] 薛永安, 王奇, 牛成民, 苗全芸, 刘梦醒, 殷杰. 渤海海域渤中凹陷渤中 19–6 深层潜山凝析气藏的充注成藏过程[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(5): 891–902.
- Xue Yong'an, Wang Qi, Niu Chengmin, Miao Quanyun, Liu Mengxing, Yin Jie. Hydrocarbon charging and accumulation of BZ 19–6 gas condensate field in deep buried hills of Bozhong Depression, Bohai Sea [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(5): 891–902.
- [37] 胡锦杰, 唐友军, 何大祥, 等. 不同类型烃源岩排烃模式对比及差异性探究[J]. *地质力学学报*, 2020, 26(6): 941–951.
- Hu Jinjie, Tang Youjun, He Daxiang, et al. Comparison and exploration of hydrocarbon expulsion patterns of different types of source rocks [J]. *Journal of Geomechanics*, 2020, 26(6): 941–9.

(编辑 张亚雄)