

# 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段纹层状页岩地层孔隙热压生-排烃模拟及其页岩油地质意义

孙彪<sup>1,2</sup>, 刘小平<sup>1,2</sup>, 赵贤正<sup>1,2,3</sup>, 金凤鸣<sup>4</sup>, 姜文亚<sup>4</sup>, 蒲秀刚<sup>4</sup>, 官全胜<sup>4</sup>, 刘天<sup>1,2</sup>, 时战楠<sup>4</sup>, 化祖献<sup>1,2</sup>

[1. 中国石油大学(北京) 油气资源与工程全国重点实验室,北京 102249; 2. 中国石油大学(北京) 地球科学学院,北京 102249;  
3. 中国石油咨询中心,北京 100724; 4. 中国石油大港油田公司,天津 300280]

**摘要:**为系统对比湖相不同纹层型页岩生-排烃特征,开展了半封闭体系地层孔隙热压生-排烃热模拟实验及配套地球化学分析测试,系统对比研究了渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔(孔店组)二段3类纹层状页岩生-排烃和烃类滞留过程,探讨了生-排-滞差异演化机制。研究结果表明:①纹层状页岩滞留油富集门限的镜质体反射率( $R_o$ )介于0.4%~1.4%,不同纹层状页岩的滞留油效率存在差异, $R_o$ 介于0.8%~1.3%为页岩油滞留富集的黄金窗口。②纹层状长英质页岩总烃产率、总油产率和总气产率最高,纹层状混合质页岩和碳酸盐质页岩相对较少。纹层状碳酸盐质页岩进入滞留油富集门限的 $R_o=0.4\%$ ,具有“早生早排”的特点。③在不同热演化阶段3类纹层状页岩的滞留烃组分和气/油比存在差异。高演化阶段长英质页岩气/油比最高。④古湖泊环境差异控制了不同类型纹层状页岩的有机质组成和生烃活化能力,进而影响了3类纹层状页岩生-排-滞过程和滞留效率的差异性。

**关键词:**差异机制;滞留油效率;生-排烃模拟;纹层状页岩;孔店组;沧东凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.1 文献标识码:A

## Formation porosity thermocompression simulations of hydrocarbon generation and expulsion of lamellar shales and their geological implications for shale oil exploration in the 2nd member of Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

SUN Biao<sup>1,2</sup>, LIU Xiaoping<sup>1,2</sup>, ZHAO Xianzheng<sup>1,2,3</sup>, JIN Fengming<sup>4</sup>, JIANG Wenya<sup>4</sup>, PU Xiugang<sup>4</sup>, GUAN Quansheng<sup>4</sup>, LIU Tian<sup>1,2</sup>, SHI Zhannan<sup>4</sup>, HUA Zuxian<sup>1,2</sup>

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;  
2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. China Petroleum Consulting Center, Beijing 100724, China; 4. Dagang Oilfield Company, PetroChina, Tianjin 300280, China]

**Abstract:** This study aims to systematically compare the hydrocarbon generation and expulsion characteristics of various types of lamellar lacustrine shales. Using semi-closed formation porosity thermocompression simulation experiments on hydrocarbon generation and expulsion, as well as associated geochemical analyses and tests, we conduct a systematic comparative study on the hydrocarbon generation, expulsion, and retention processes of three types of lamellar shales in the 2nd member of the Kongdian Formation (also referred to as the Kong 2 Member) in the Cangdong Sag. Accordingly, we explore the mechanisms underlying the differential evolution of hydrocarbon generation, expulsion, and retention of these lamellar shales. The results indicate that the threshold for retained oil enrichment in lamellar shales corresponds to vitrinite reflectance ( $R_o$ ) values of 0.4%~1.4%, with the oil retention efficiency (ORE) varying across different types of lamellar shales. In contrast, the “golden window” for retained oil enrichment corresponds to  $R_o$  values of 0.8%~1.3%. Compared to the lamellar mixed shales and lamellar carbonate shales, the lamellar feldspathic shales exhibit higher total hydrocarbon yield, total oil yield, and total gas yield. The laminar carbonate shales reach the threshold for

收稿日期:2025-04-20;修回日期:2025-09-29。

第一作者简介:孙彪(1995—),男,博士研究生,非常规油气地质。E-mail: 719997758@qq.com。

通信作者简介:刘小平(1971—),男,教授、博士研究生导师,石油地质。E-mail: liuxiaoping@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42072150)。

the retained oil enrichment earlier ( $R_o = 0.4\%$ ) , exhibiting the characteristics of early generation and early expulsion. The three types of lamellar shales show varying retained hydrocarbon compositions and diverse gas/oil ratios (GORs) across different thermal evolution stages. Notably, the lamellar feldspathic shales show the highest GOR during the highly mature stage. The differences in the paleolake environment govern the organic matter composition and hydrocarbon-generation activation capacity of the three types of lamellar shales , further affecting the differences in their ORE and hydrocarbon generation, expulsion, and retention processes.

**Key words:** differential mechanism, oil retention efficiency (ORE), hydrocarbon generation and expulsion simulation, lamellar shale, Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

**引用格式:**孙彪,刘小平,赵贤正,等.渤海湾盆地沧东凹陷孔二段纹层状页岩地层孔隙热压生-排烃模拟及其页岩油地质意义[J].石油与天然气地质.

SUN Biao, LIU Xiaoping, ZHAO Xianzheng, et al. Formation porosity thermocompression simulations of hydrocarbon generation and expulsion of lamellar shales and their geological implications for shale oil exploration in the 2nd member of Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology.

近年来,全球非常规油气发展迅猛,美国通过页岩油气革命实现能源独立,改变了世界能源版图<sup>[1-5]</sup>。中国页岩油气资源丰富,其中海相页岩气已实现规模化生产,而陆相页岩油勘探开发正处于迅速发展阶段<sup>[6-9]</sup>。目前,中国陆相页岩油勘探已在多个盆地取得重要突破,包括准噶尔盆地二叠系<sup>[10-11]</sup>、鄂尔多斯盆地三叠系<sup>[12-13]</sup>、松辽盆地白垩系<sup>[14-15]</sup>、渤海湾盆地古近系<sup>[16-17]</sup>和柴达木盆地古近系<sup>[18-19]</sup>。然而,由于陆相页岩沉积相变快、页岩油源-储非均质性强,不同陆相盆地页岩油类型复杂<sup>[6-7,9,20]</sup>。

目前,学术界对页岩油类型的划分尚未形成统一标准。不同学者根据陆相页岩油的物理化学性质、开采难易程度<sup>[20, 21]</sup>、赋存空间及状态<sup>[22]</sup>、热演化程度<sup>[23-26]</sup>、岩相组合<sup>[27-28]</sup>和源-储组合<sup>[29]</sup>等特征参数,提出了多种分类方案。根据岩相组合和页岩油赋存特征,可将页岩油划分为夹层型、互层型、混积型、纹层型和裂缝型等类型。其中,纹层型页岩油由页岩自身生成的烃类物质原地富集成藏,是目前中国陆相页岩油的主要类型<sup>[5-8, 20, 22-23]</sup>。

纹层作为页岩中的最小沉积单位,其形态、连续性、厚度、矿物组成及组合特征已被广泛研究<sup>[30-33]</sup>。根据矿物成分,可将纹层状页岩划分为纹层状长英质页岩、纹层状碳酸盐质页岩、纹层状黏土质页岩和纹层状混合质页岩4种类型<sup>[34-40]</sup>,不同类型纹层状页岩的沉积环境和形成机制存在明显差异。

纹层结构和组合发育特征对纹层状页岩储层演化、含油性、可动性和可压性具有重要影响<sup>[41-44]</sup>。纹层状页岩通常具备源-储有效配置、优越的原油物性参数和较高的可动油比例。其纹层构造不仅主导了储集空间和孔缝发育特征,还能显著提升页岩水平渗透率,

优化储层孔隙结构与连通性<sup>[45-50]</sup>。此外,纹层状页岩中层间缝的广泛发育,为烃源岩内部页岩油运移提供了关键通道,有利于页岩油的赋存。纹层结构从根本上决定了页岩油的微观运聚特征和“原生源-储”富集模式,并深刻影响着含油量、可动性和烃类渗流能力<sup>[51-56]</sup>。页岩含油性受控于储层物性、孔隙类型和孔隙结构等因素,并与烃类组分性质密切相关。有机质演化程度决定了所生成烃类的组分与体积:在生油窗阶段,成熟度越高,页岩的含油性与可动性通常越好<sup>[17, 27, 41, 57-59]</sup>。

勘探开发实践表明,陆相盆地不同纹层状页岩生-排烃和滞留烃(简称“生-排-滞”)能力差异明显,不同纹层状页岩“生-排-滞”过程尚不明确,制约了纹层型页岩油甜点评价与效益开发。开展富有机质页岩生-排烃模拟实验是研究“生-排-滞”机理的关键手段。根据生-排烃模拟实验的反应体系封闭程度,可将其划分为开放体系、半封闭体系和封闭体系3种模拟实验方法<sup>[60, 61]</sup>。其中,半封闭体系因其具有可控制的温度、压力、反应空间和排烃方式,能够模拟地质条件下油气“生-排-滞”过程,因而被广泛应用<sup>[51, 56, 60-62]</sup>。

本文针对渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔(孔店组)二段不同类型纹层状页岩(长英质页岩、混合质页岩和碳酸盐质页岩)开展半封闭体系生-排烃模拟实验,系统对比分析不同纹层状页岩“生-排-滞”过程的差异性,探讨不同纹层状页岩的烃类滞留能力,以期为陆相纹层型页岩油甜点评价与预测提供科学依据。

## 1 区域地质概况

黄骅坳陷位于渤海湾盆地中部,总面积约2×

$10^4 \text{ km}^2$ , 受燕山褶皱带、沧县隆起和埕宁隆起共同控制, 其中歧口凹陷和沧东凹陷是主要油气富集区(图1a)<sup>[54, 59, 63]</sup>。沧东凹陷受徐黑凸起和沧县隆起控制, 是形成于新生代的断陷盆地。黄骅坳陷沧东凹陷古近系发育孔店组、沙河街组和东营组等多套陆相地层, 孔二段、沙(沙河街组)三段和沙一段是该区3套重要的烃源岩, 是页岩油发育的关键层段<sup>[57, 64]</sup>。其中, 孔二段岩性以厚层暗色泥页岩夹白云岩和泥质白云岩等细粒沉积为主, 是当前页岩油研究与勘探的重点层段。

断陷盆地具有多物源、近物源和岩性多样的特点, 前(扇)三角洲-半深湖是页岩油形成的有利相区。古近纪沧东凹陷受多物源影响, 在湖盆边缘-中部形成了大量优质页岩, 为页岩油形成与发育提供了良好的物质基础与发育空间。孔二段沉积期为还原-半咸水湖盆, 发育了大量长英质纹层、灰云质纹层、黏土/有机质纹层和混合质纹层频繁互层。其中, 长英质矿物含量超50%, 在前三角洲-半深湖亚相发育大量长英质页岩(图1c)。页岩岩性以长英质纹层状页岩为主, 同时也发育纹层状碳酸盐质与纹层状混合质页岩(图1c); 黏土矿物含量较高, 平均值为29.3%, 最高可达

51.3%; 总有机碳含量( TOC) 平均值为2.80%, 最高达8.15%; 页岩层理十分发育, 纹层线密度为11 000~24 000层/m。

## 2 样品和实验

### 2.1 实验样品

本次研究页岩样品取自渤海湾盆地黄骅坳陷沧东凹陷孔二段, 是典型的半深湖-深湖相沉积, 原始样品的地球化学特征见表1。该样品具有有机质丰度高(总有机碳含量 TOC 介于5.51%~7.87%)、有机质类型好(I型)及热演化程度低( $R_o$ 介于0.55%~0.67%)等特征, 是开展热模拟实验的理想样品。

根据有机碳与矿物组分测试可知, 3个样品分别为纹层状长英质页岩、纹层状混合质页岩和纹层状碳酸盐质页岩。纹层状长英质页岩主要发育长英质纹层和黏土/有机质纹层(图2a,b), 且二者交替出现, 纹层厚度介于20~200  $\mu\text{m}$ (图2c,d)。混合质纹层页岩其纹层包括长英质、碳酸盐质和黏土质/有机质纹层

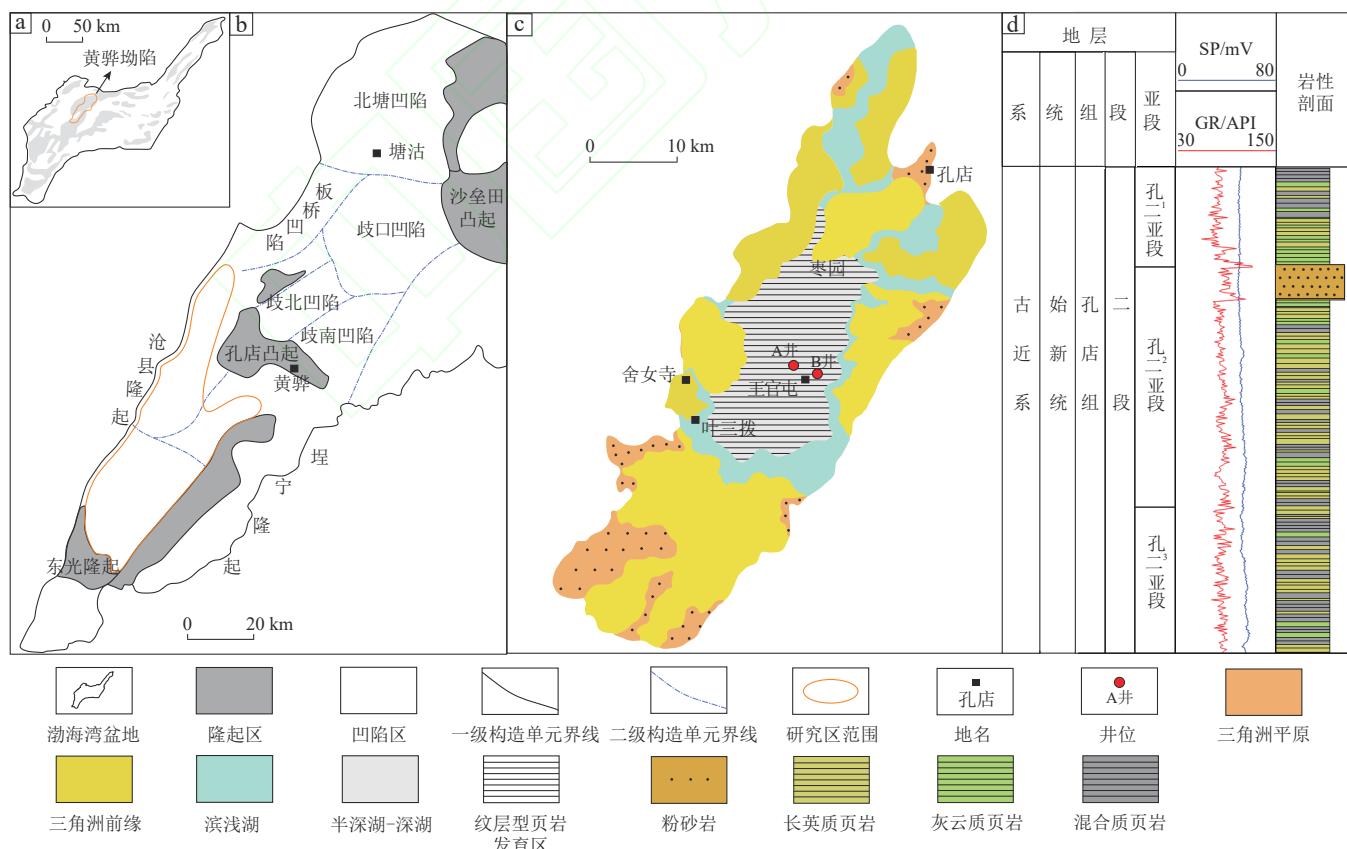


图1 渤海湾盆地黄骅坳陷沧东凹陷区域构造及地层特征

Fig. 1 Maps showing the regional structures and stratigraphic characteristics of the Cangdong Sag, Huanghuaxia Depression, Bohai Bay Basin  
a. 黄骅坳陷区域构造;b. 沧东凹陷孔二段沉积体系及纹层状页岩有利发育区;c. 沧东凹陷古近系孔店组页岩层系地质特征;d. 孔二段综合柱状图

表1 地层孔隙热压生-排烃模拟实验样品初始地球化学参数

Table 1 Initial geochemical parameters of samples for formation porosity thermocompression simulation experiments on hydrocarbon generation and expulsion

样品 编号	纹层类型	TOC/%	$S_1/(\text{mg/g})$	$S_2/(\text{mg/g})$	$R_o/(\%)$	样品组分含量/%						
						石英	钾长石	斜长石	方解石	铁白云石	方沸石	黏土矿物
1	长英质	5.51	0.29	38.94	0.57	20	11	8	9	0	35	17
2	混合质	7.87	1.28	60.94	0.55	13	9	0	5	12	27	27
3	碳酸盐质	5.62	0.36	39.66	0.53	14	6	0	7	25	32	12

注:TOC表示总有机碳含量;  $S_1$ 表示游离烃量;  $S_2$ 表示热解烃量;  $R_o$ 表示镜质体反射率。

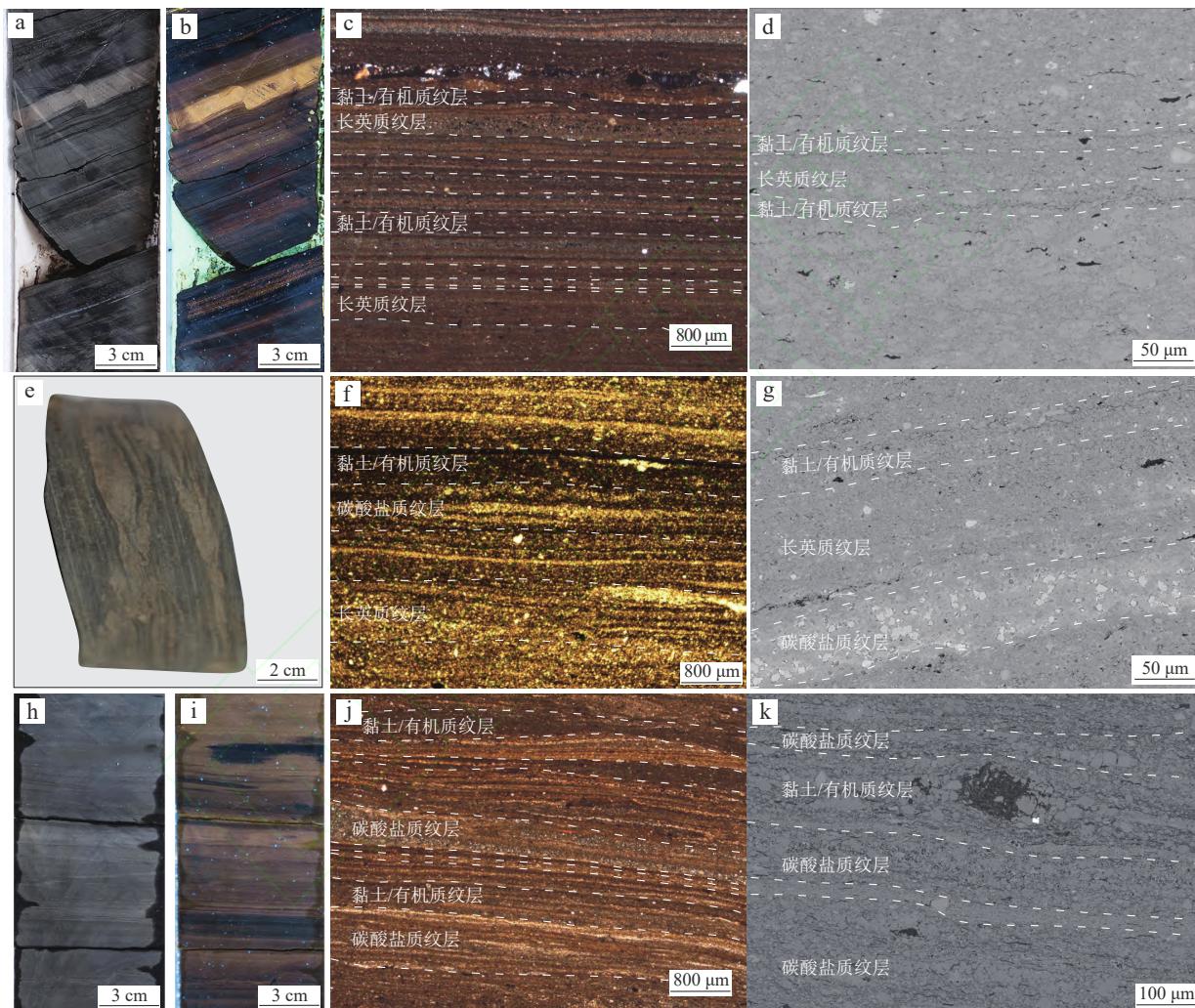


图2 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩典型纹层结构显微照片

Fig. 2 Microscope images of typical laminae in lamellar shales in the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a. 纹层状长英质页岩, 岩心, 自然光, A井, 埋深2 566.12 m; b. 纹层状长英质页岩, 岩心, 荧光, A井, 埋深2 566.12 m; c. 纹层状长英质页岩, 普通薄片, A井, 埋深2 566.12 m; d. 纹层状长英质页岩扫描电镜, A井, 埋深2 566.12 m; e. 纹层状混合质页岩, 岩心, 自然光, B井, 埋深2 913.76 m; f. 纹层状混合质页岩, 普通薄片, B井, 埋深2 913.76 m; g. 纹层状混合质页岩, 扫描电镜, B井, 埋深2 913.76 m; h. 纹层状碳酸盐质页岩, 岩心, 白光, A井, 埋深2 575.47 m; i. 纹层状碳酸盐质页岩, 岩心, 荧光, A井, 埋深2 575.47 m; j. 纹层状碳酸盐质页岩, 普通薄片, A井, 2 575.47 m; k. 纹层状碳酸盐质页岩, 扫描电镜, A井, 埋深2 575.47 m  
(图中白色虚线表示纹层边界。)

(图2e—g)。碳酸盐质纹层页岩主要发育灰云质纹层和黏土/有机质纹层, 碳酸盐质纹层由白云石和方解石组成, 其纹层厚度10~300 μm(图2h,i), 且黏土质纹

层常伴随有机质纹层发育(图2j,k)。

通过开展镜下定性和定量统计研究表明(表2), 3种纹层状页岩有机质类型均为I型。纹层状长英质

表 2 地层孔隙热压生-排烃模拟实验样品显微组分特征  
Table 2 Maceral compositions of samples for the formation porosity thermocompression simulation experiments on hydrocarbon generation and expulsion

样品 编号	显微组分含量/%				类型 指数	有机质 类型
	腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组		
1	95.16	1.29	3.23	0.32	93.06	I
2	78.57	17.21	4.22	0	84.01	I
3	83.33	14.00	2.33	0.33	88.25	I

页岩母质类型以腐泥组(占比为95.16%)为主,同时也存在镜质组与惰质组。前人研究发现,腐泥组以葡萄球藻为主(图3a),同时镜质组的存在表明也有陆相有机质来源(图3b)<sup>[45]</sup>。纹层状碳酸盐质页岩以腐泥组(83.33%)为主,碳酸盐纹层形成于咸化环境,腐泥组以咸水蓝藻为主(图3c)。3组样品TOC介于5.51%~7.87%,长英质(石英+长石)含量介于20%~39%,黏土矿物含量介于12%~27%,纹层发育。黄骅坳陷页岩油富集层具有高频纹层、高有机质含量(TOC介于2.00%~6.00%)、高长英质含量(>30%)及低黏土矿物含量“三高一低”的优势组构特征<sup>[57, 59, 63]</sup>,本次研究样品符合整体特征,因此具有代表性。另外,为降低泥

页岩非均质性对实验结果影响,对同一块样品平均分成7块,然后开展不同温度下的热模拟实验。

## 2.2 实验方法

本次实验旨在模拟沧东凹陷孔二段页岩在实际地层条件下的生-排-滞演化特征。基于前人关于该区镜质体反射率( $R_o$ )、温度和压力的研究成果<sup>[56, 65-66]</sup>,确定了热模拟实验的边界条件(表3),确保实验参数与实际地质条件相符。实验设置300, 325, 350, 375, 400和475 °C共6个温度梯度及对应的地层压力条件,每个温度点恒温72 h以保证反应充分进行。实验装置采用由中国石油化工勘探开发研究院无锡石油地质研究所研发的地层孔隙热压模拟实验仪(图4)。

具体实验步骤如下:①将容器加热到300 °C,接着以1 °C/min的速度将其加热到预定的最终温度,并确保在这一温度下持续72 h。当加热过程中的流体压力超出预设值时,开始进行产物的收集。②收集气体产物,接着使用氯仿对从容器和管道中排放的油进行清洁,并采用重量法精确测量排放的油量;接下来,使用氯仿沥青“A”对热模拟后的固体残留物进行抽提,从中提取可溶解的有机物并将其定义为“滞留油”,同时

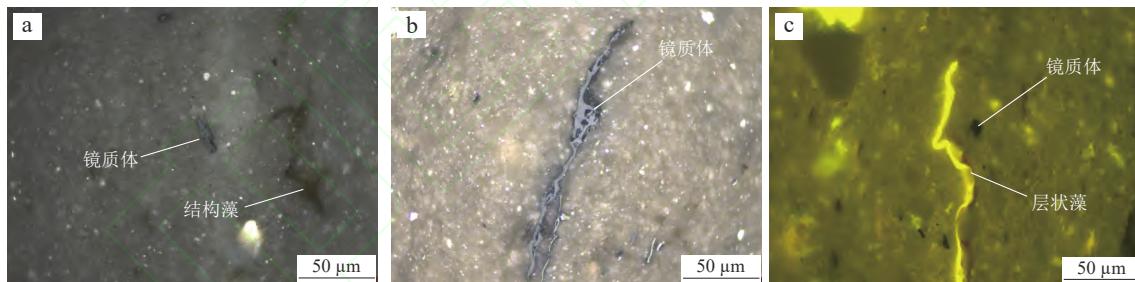


图3 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩典型有机显微组分(修改自文献[63])

Fig. 3 Typical organic macerals of lamellar shales in the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin (modified from reference [63])  
a. 纹层状长英质页岩,生烃母质发育结构藻类体(葡萄球藻),A井,埋深2 566.12 m,反射白光;b. 纹层状混合质页岩,生烃母质发育镜质体,B井,埋深2 913.76 m,反射白光;c. 纹层状碳酸盐质页岩,生烃母质发育层状藻,A井,埋深2 575.47 m,反射荧光

表3 页岩样品地层孔隙热压生-排烃模拟实验条件

Table 3 Boundary conditions for formation porosity thermocompression simulation experiments on hydrocarbon generation and expulsion for the lamellar shale samples

样品编号	$R_o$ /%	深度/m	模拟温度/°C	设置理由	静岩压力/MPa	正常地层压力/MPa	生烃釜压力/MPa	排烃压差/MPa	恒温时间/h
HH-CD-1-原样	0.60	2 570	—	生油起点	62	26	33	8	—
HH-CD-1-300	0.78	3 116	300	生油窗	75	31	41	9	72
HH-CD-1-325	0.91	3 449	325	生油高峰	83	34	45	10	72
HH-CD-1-350	1.05	3 651	350	生油-湿气	88	37	47	11	72
HH-CD-1-375	1.43	4 538	375	湿气	109	45	59	14	72
HH-CD-1-400	1.76	5 171	400	湿气-干气	124	52	67	14	72
HH-CD-1-475	2.52	6 000	475	干气	144	60	78	14	72

注:“—”表示无数据; $R_o$ 表示镜质体反射率。

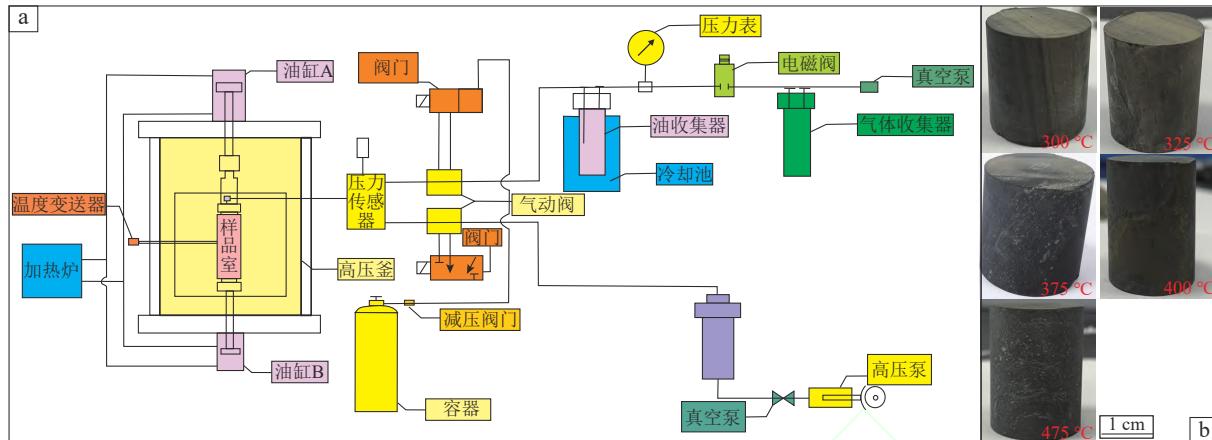


图4 DK-Ⅲ型地层孔隙热压生-排烃模拟实验装置

Fig. 4 Schematic diagram showing the structure of the DK-III experimental setup and photos of samples for the formation porosity thermocompression simulation experiments on hydrocarbon generation and expulsion

a. 实验装置结构示意图;b. 实验样品照片(图4b中的数值表示不同热模拟温度。)

将排出油和滞留油的总量视为“总油”，烃气与总油的合计则被定义为“总烃”。③通过柱层析分析法，从排出的油和滞留油中分离出饱和烃、芳烃、非烃和沥青质4种不同的组分，并对饱和烃组分进行气相色谱-质谱(GC-MS)分析。

### 3 结果

#### 3.1 油气地球化学演化特征

3组原始样品均为高有机质丰度、低成熟度样品，其成熟度随着样品温度升高而增加。在原样到模拟温度300 °C ( $R_o < 0.78\%$ )时，TOC逐渐减少。当温度在300 ~ 375 °C范围内( $0.78\% \leq R_o < 1.43\%$ )，样品进入成熟阶段，TOC较原样品降低了51.59% ~ 68.24%。

当温度在375 ~ 400 °C范围内( $1.43\% \leq R_o < 1.76\%$ )，样品进入高成熟演化阶段，样品较成熟期降低了7.37% ~ 18.33%。当温度在400 ~ 475 °C范围内( $1.76\% \leq R_o < 2.52\%$ )，样品进入过成熟阶段，样品TOC略有增加(图5a)。页岩样品的游离烃量( $S_1$ )随着成熟度的增加而先增加，随后下降。从低成熟阶段到高成熟阶段，游离烃量( $S_1$ )连续增加(375 °C)，在375 °C时达到最大值；随后，在高成熟阶段至过成熟阶段(375 ~ 475 °C)(图5b)，烃源岩的热解烃量( $S_2$ )和氢指数(HI)随成熟度的增加而减小，但减弱趋势存在差异(图5c,d)。

#### 3.2 油气生-排-滞演化特征

随着实验温度的升高，总烃产率和总油产率先增大后减小，而总气体产率呈现逐渐增加趋势(图6)。

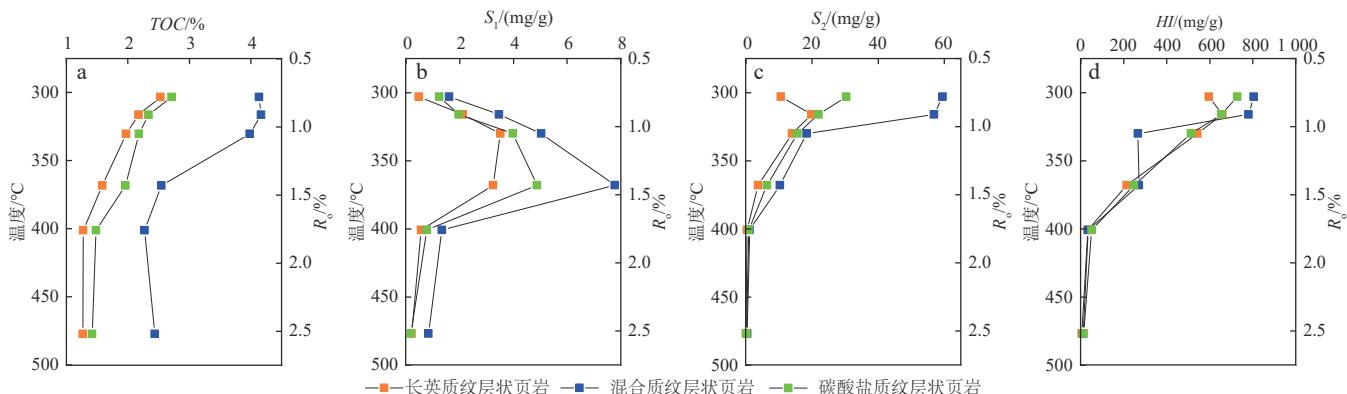


图5 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩有机地球化学特征

Fig. 5 Organic geochemical properties of three types of lamellar shales from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a. TOC 与温度关系;b.  $S_1$  与温度关系;c.  $S_2$  与温度关系;d. HI 与温度关系

TOC. 总有机碳含量; $R_o$ . 镜质体反射率; $S_1$ . 游离烃量; $S_2$ . 热解烃量;HI. 氢指数

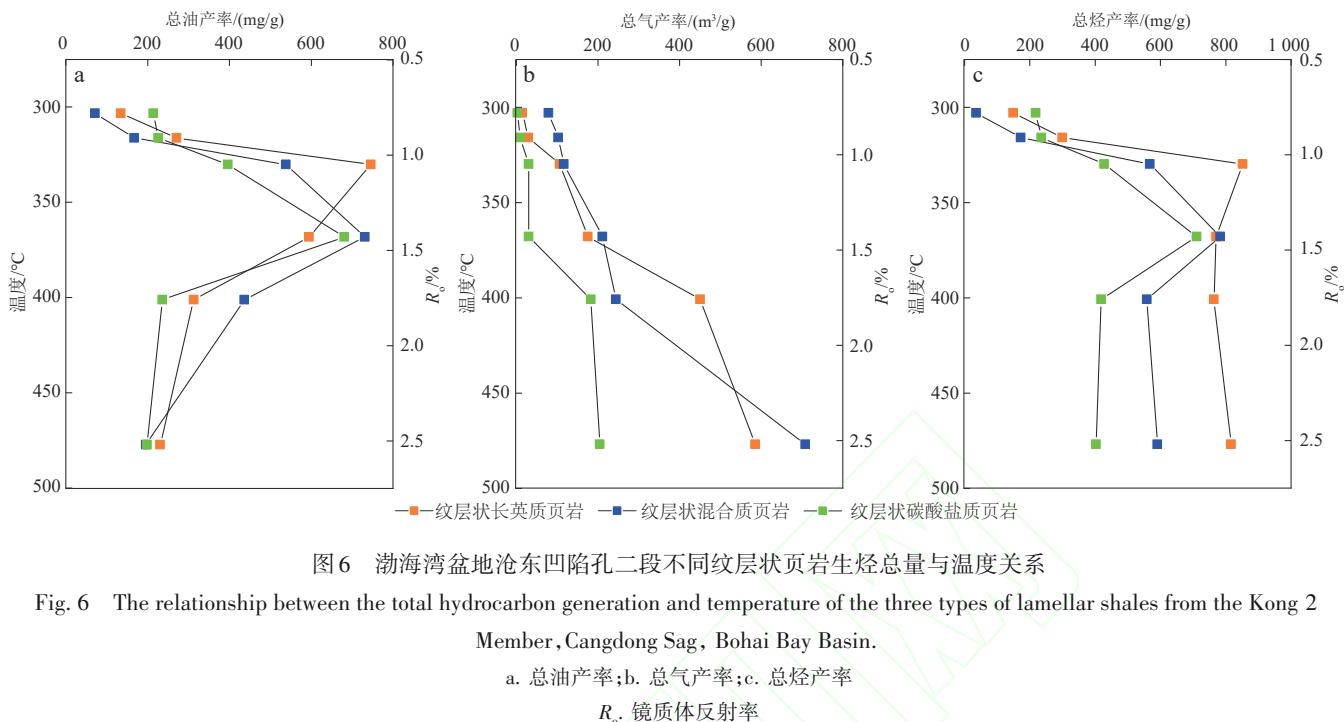


图6 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩生烃总量与温度关系

Fig. 6 The relationship between the total hydrocarbon generation and temperature of the three types of lamellar shales from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin.

a. 总油产率; b. 总气产率; c. 总烃产率

$R_o$  镜质体反射率

总烃产率的变化主要来自于干酪根的分解。在不同加热阶段,总烃产率变化较大。根据总烃产率和总油产率的变化,热模拟过程(300~475 °C)可分为3个阶段:①总烃产率和总油产率缓慢增加,对应的温度范围为300~325 °C。样品处于低成熟阶段,总烃产率为35.49~299.76 mg/g,总油产率为71.20~270.76 mg/g。②随着温度升高到325~375 °C,样品由低成熟阶段向成熟阶段演化,总烃产率为427.28~852.46 mg/g,总油产率为167.09~746.02 mg/g。③随着温度进一步升高至375~475 °C,总烃和总油产率急剧下降,最低值分别为402.37 mg/g和195.72 mg/g。此阶段气态烃大量生成,总烃和总油产率下降,对应原油的二次裂解阶段。

总气产率变化特征可分为3个阶段:①随着模拟温度逐渐升高,总气产率呈现逐渐增加的趋势。在早期阶段,干酪根母质经历热降解,产生大量液态烃。气态产物收率相对较少。②随着温度升高,此阶段会大量产生气态烃;气产率增加,液烃产率减少,对应原油二次裂解阶段。③随着演化程度的增加,烃源岩中残留的可溶性有机质被释放出来,进一步演化裂解。整体来看,纹层状长英质页岩总烃产率、总油产率以及总气产率最高,而混合质与碳酸盐质依次降低。

通过对3组样品滞留油与排出油演化特征发现,热成熟度变化影响滞留油产率,其演化趋势与总油产率的变化模式大体一致(图7)。样品滞留油产率均呈

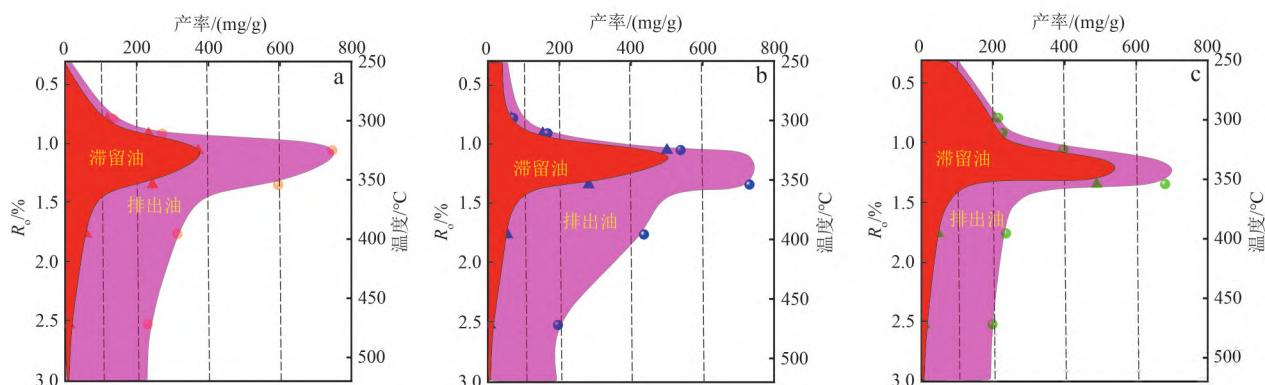


图7 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩排出-滞留油特征

Fig. 7 Expelled and retained oil productivity of the three types of lamellar shales from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

现出随着温度先增加后下降的演化特征,但仍存在差异。首先,滞留油峰值及其热演化程度不同,长英质纹层页岩在 $R_o=1.10\%$ 达到滞留油量峰值370.84 mg/g,混合质纹层页岩在 $R_o=1.15\%$ 达到滞留油量峰值500.46 mg/g,碳酸盐质纹层页岩在 $R_o=1.20\%$ 达到滞留油量峰值521.37 mg/g。其次,滞留油富集门限(滞留油含量>100 mg/g)和滞留油黄金窗(滞留油含量>200 mg/g)对应的热演化程度 $R_o$ 存在差异,长英质滞留油富集门限和黄金窗分别为0.80%~1.40%与0.90%~1.35%,纹层状混合质页岩滞留油富集门限和黄金窗分别为0.90%~1.40%与0.95%~1.35%,碳酸盐质页岩滞留油富集门限和黄金窗分别为0.40%~1.40%与0.85%~1.35%。热模拟实验显示,随着温度的升高,排出油的产率先是显著上升,达到一个高峰,然后开始下降。在较低温度下,产率较低,范围在5.41~16.79 mg/g。当温度升至450 °C时,产率达到最高,介于190.98~449.49 mg/g。即使温度进一步上升至475 °C,产率也

仍维持在较高水平,为189.46~219.51 mg/g。

气态产物由烃类气体组成,包括 $C_1$ 、 $C_2$ 、 $C_3$ 、 $C_4$ 和 $C_5$ 等烷烃气体及其异构体(图8),以及非烃类气体,主要成分为 $CO_2$ 和 $H_2$ 。随着模拟温度逐渐升高,总产气率逐渐增加。甲烷( $CH_4$ )产率的变化分为3个阶段(图8a):①在300~325 °C的温度下, $CH_4$ 产率保持相对稳定。②在325~375 °C的温度范围内, $CH_4$ 产率缓慢增加。③从375~500 °C, $CH_4$ 产率快速增加,3组页岩平均值从11.98 mg/g上升到34.89 mg/g。乙烷( $C_2H_6$ )的产率也随着温度的升高而逐渐上升,达到峰值5.65~14.28 mg/g(图8b)。丙烷( $C_3H_8$ )的产率随着温度的升高而逐渐增加,但随后迅速下降(图8c)。而非烃气体 $CO_2$ 和 $H_2$ 以及其他烃气产率呈现逐渐增加的趋势(图8d~f)。

### 3.3 滞留油族组分组成特征

随着模拟温度的升高,3组纹层型滞留油饱和烃

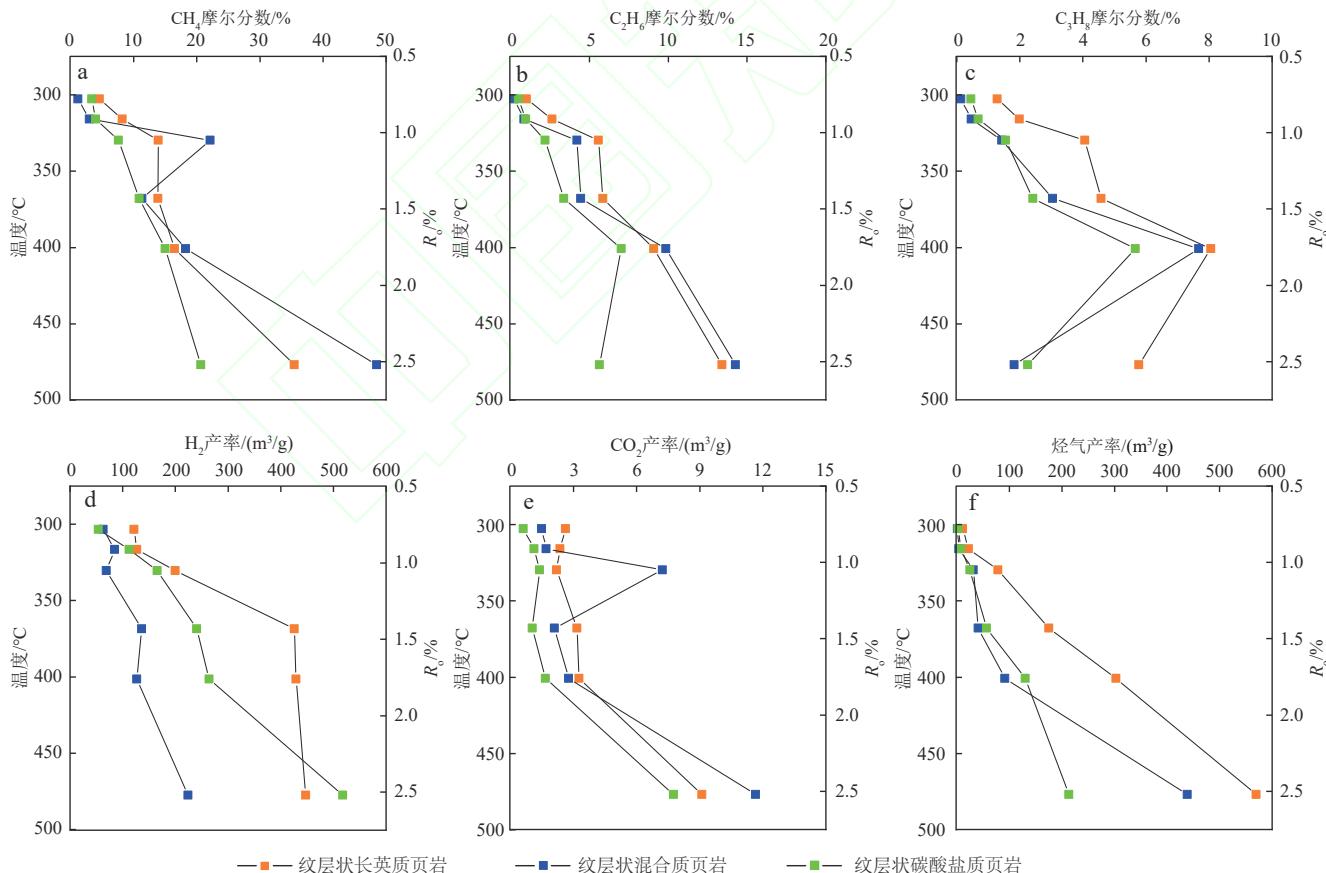


图8 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩气态产物产率与温度关系

Fig. 8 The relationship between the hydrocarbon gases yield and temperature of the three types of lamellar shales from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin.  
 a. CH<sub>4</sub>; b. C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>; c. C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>H<sub>2</sub>; d. H<sub>2</sub>; e. CO<sub>2</sub>; f. 烃气  
 CH<sub>4</sub>. 甲烷; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>. 乙烷; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>H<sub>2</sub>. 丙烷; H<sub>2</sub>. 氢气; CO<sub>2</sub>. 二氧化碳; R<sub>o</sub>. 镜质体反射率

含量整体呈现“降低—增加—降低”的演化趋势,且均在最高演化程度达到最小(图9a)。而芳烃含量呈现“增加—降低—增加—降低”的演化趋势,均在375 °C达到最低,相对含量在最高温度点达到最小(图9b)。非烃相对含量整体呈先升高后降低的演化趋势,其中纹层状长英质页岩中的非烃含量具有初始先降低的特征,且在最高热演化程度相对含量达到最低(图9c)。沥青质相对含量整体呈现“增加—降低—增加”的演化趋势,且含量最低点均在400 °C,与饱和烃含量呈现相反趋势(图9d)。

### 3.4 滞留油饱和烃-芳烃色谱-质谱特征

原始样品中正构烷烃的碳数分布范围主要是C<sub>13</sub>—C<sub>32</sub>(图10a)。ΣC<sub>21</sub>/ΣC<sub>22+</sub>正构烷烃含量比率范围

为1.16~4.46(图10b)。在从低熟到成熟的热模拟过程中,热模拟产物中正构烷烃的碳数分布范围始终保持在C<sub>13</sub>—C<sub>32</sub>,主峰碳为C<sub>17</sub>。随着温度升高,热演化程度升高,导致主峰碳数减少,正构烷烃轻/重比ΣC<sub>21</sub>/ΣC<sub>22+</sub>发生规律变化。

其中,奇偶优势指数(OEP)是反映成熟度的常用参数,与不同的成熟度类型相关。在高成熟阶段,OEP比率下降。300 °C时样品的OEP值范围为1.03~1.29,并随着温度升高而持续下降。500 °C时,OEP值范围为1.04~1.25(图10c)。与正构烷烃相比,类异戊二烯烷烃系列化合物表现出更高的稳定性,因此在降解过程中主要被保留(图10d,e)。

本次热模拟实验检测到的主要产物为植烷(Ph)和姥鲛烷(Pr)。随着热模拟温度的增加,植烷(Ph)发

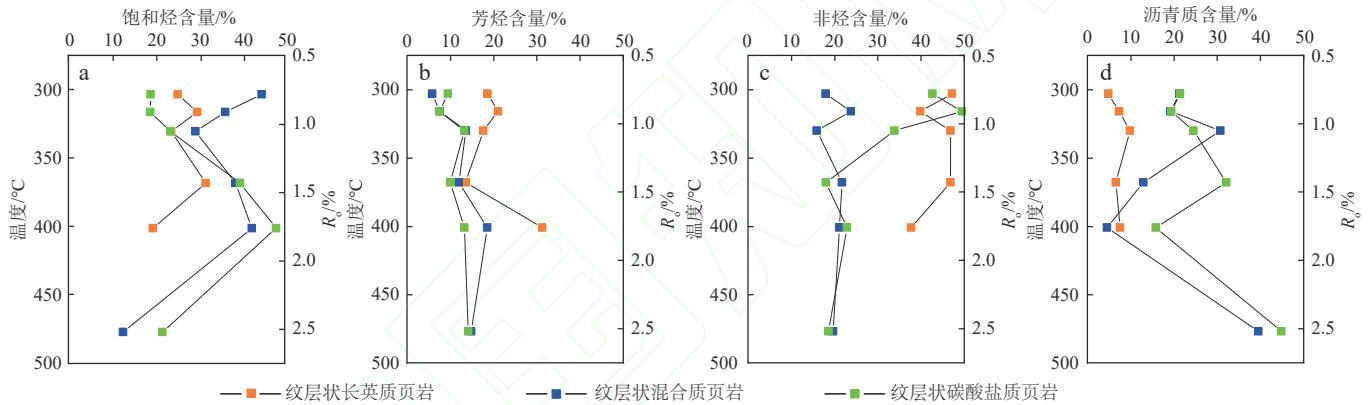


图9 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩族组分含量与温度关系

Fig. 9 The relationship between group component content and temperature of the three types of lamellar shales from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin.  
a. 饱和烃; b. 芳烃; c. 非烃; d. 沥青质  
R<sub>o</sub>: 镜质体反射率

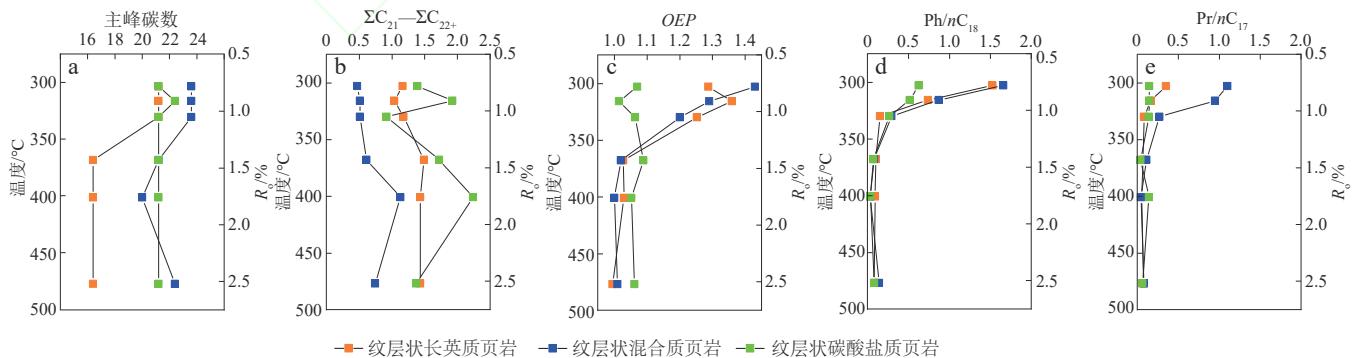


图10 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩滞留油饱和烃组分的正构烷烃参数与温度关系

Fig. 10 Variations in n-alkane parameters of saturated hydrocarbon components in retained oil from the three types of lamellar shales in the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin  
a. 主峰碳数; b. ΣC<sub>21</sub>/ΣC<sub>22+</sub>; c. OEP; d. Ph/nC<sub>18</sub>; e. Pr/nC<sub>17</sub>

C<sub>21-</sub>: 碳数小于或等于21的烃类; C<sub>22+</sub>: 碳数大于或等于22的烃类; ΣC<sub>21</sub>/ΣC<sub>22+</sub>: C<sub>21-</sub>与C<sub>22+</sub>质量分数总和之比; OEP: 奇偶优势指数; Ph: 植烷; Pr: 姥鲛烷; nC<sub>17</sub>: 正十七烷; nC<sub>18</sub>: 正十八烷; R<sub>o</sub>: 镜质体反射率

生去甲基化并转化为姥鲛烷(Pr)。Pr/ $nC_{17}$ 和Ph/ $nC_{18}$ 含量比值有效地表明了有机物的热演化程度( $nC_{17}$ 和 $nC_{18}$ 分别为正十七烷和正十八烷)。该比率随着热模拟温度的升高而降低,表明随着结构烃的破坏和比率的降低,发生了从低成熟度到成熟度的转变。

## 4 讨论

### 4.1 热演化过程中滞留油与排出油效率

排油效率(*OEE*)是排油量占总生油的比例。结果表明,纹层状长英质页岩在低于325 °C的温度下排除了所生成石油总量的10%,随后在375 °C时显著增加至59.01%。此后,由于热裂解,有机质逐渐减少,导致石油转化为天然气。相比之下,碳酸盐质页岩在生烃范围内排出油百分比较低。在350 °C时,碳酸盐页岩中约30.68%的油被排出(图11a),而纹层状混合质页岩介于二者之间。烃气排出效率(*GEE*)是烃气占总气体的比例。其值随着温度增加而增加,但增加速率不同。但值得注意的是,3组样品烃气排出效率演化特征明显,范围从350 °C时的约20%到400 °C时的40%,其中纹层状长英质页岩中的*GEE*最高,而混合质和碳酸盐质依次降低(图11b)。总油生成效率(*PEE*)是总油占总烃的比例,总油比例不断减少。滞留油效率(*ORE*)是通过计算滞留油占总生成油的比例来确定的

(图11c)。随着温度的升高,*ORE*表现出系统性下降,且碳酸盐质页岩滞留油含量最高,纹层状混合质和纹层状长英质页岩依次降低(图11d)。

整体来看,纹层状碳酸盐质页岩具有更高的滞留油效率、低排油效率及低烃气排出效率。这种差异的原因如下:纹层状碳酸盐质页岩主要为生油型有机质,其生油较多,但其生成气量较少,造成油气排出效率低;另外,烃源岩中存在无机矿物生烃作用,例如方沸石等无机矿物,其能够起催化加氢作用,有效提高油气生成量<sup>[67]</sup>;另外,纹层状碳酸盐质页岩为页岩油提供了充足的储集空间,碳酸盐质页岩发育大量的溶蚀孔以及粒间孔,为滞留油赋存提供基础,储油量大。碳酸盐矿物具有更强的油吸附能力,碳酸盐质页岩比富含黏土的其他两种纹层状页岩保留了更多的油气,造成其高滞留效率<sup>[68]</sup>。

3组页岩样品干燥系数( $C_1/\Sigma C_{1-5}$ 饱和烃含量比值)随温度增加演化趋势类似,说明干燥系数主要受演化程度控制。3组样品干燥指数首先下降,直到400 °C时达到最小值。这种下降与沥青的形成有关,导致475 °C时干燥指数增加至最大(图12a)。 $C_1/C_2$ 饱和烃含量比值与页岩干燥系数演化趋势一致(图9b)。而 $C_2/C_3$ , $C_3/C_4$ 和 $C_4/C_5$ 饱和烃含量比值,在3种页岩中显示出类似演化特征。这些比值在低于400 °C时呈现逐渐减少趋势,然后在更高温度下增加(图12b—e)。此外,3组页岩油*iC<sub>4</sub>*/ $nC_4$ 饱和烃含量比值随着温度的升

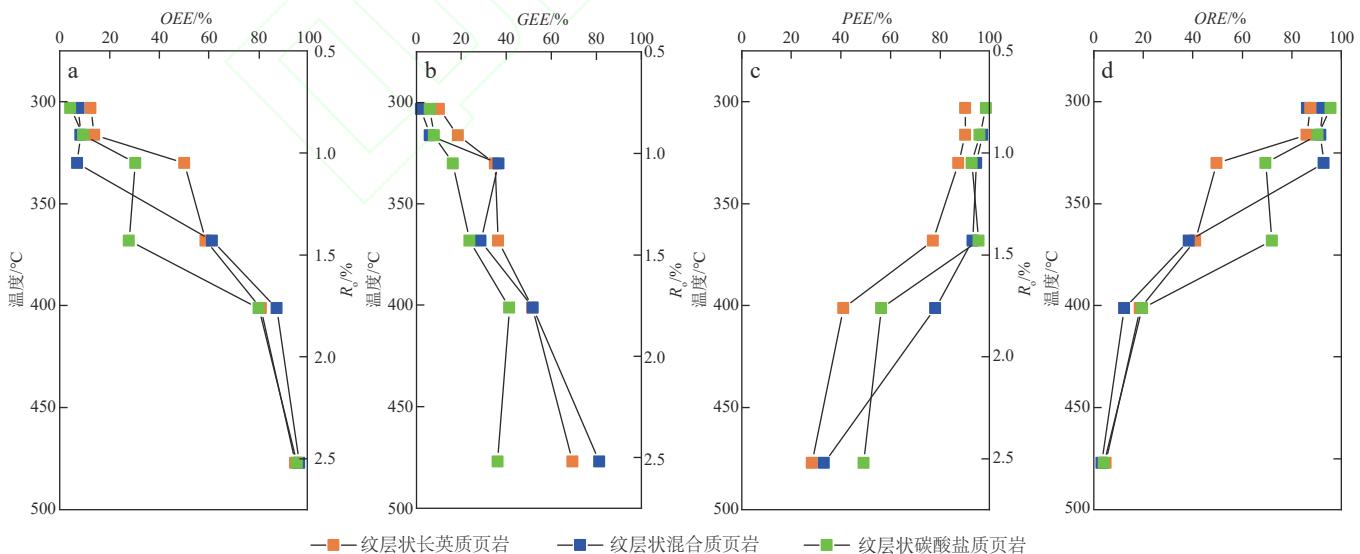


图11 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩生-排-滞效率随温度的变化

Fig. 11 The relationship between the hydrocarbon generation, expulsion, retention efficiencies and temperature of the three types of lamellar shales from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin.

a. 排油效率(*OEE*);b. 烃气排出效率(*GEE*);c. 总油生成效率(*PEE*);d. 滞留油效率(*ORE*)

$R_o$ . 镜质体反射率

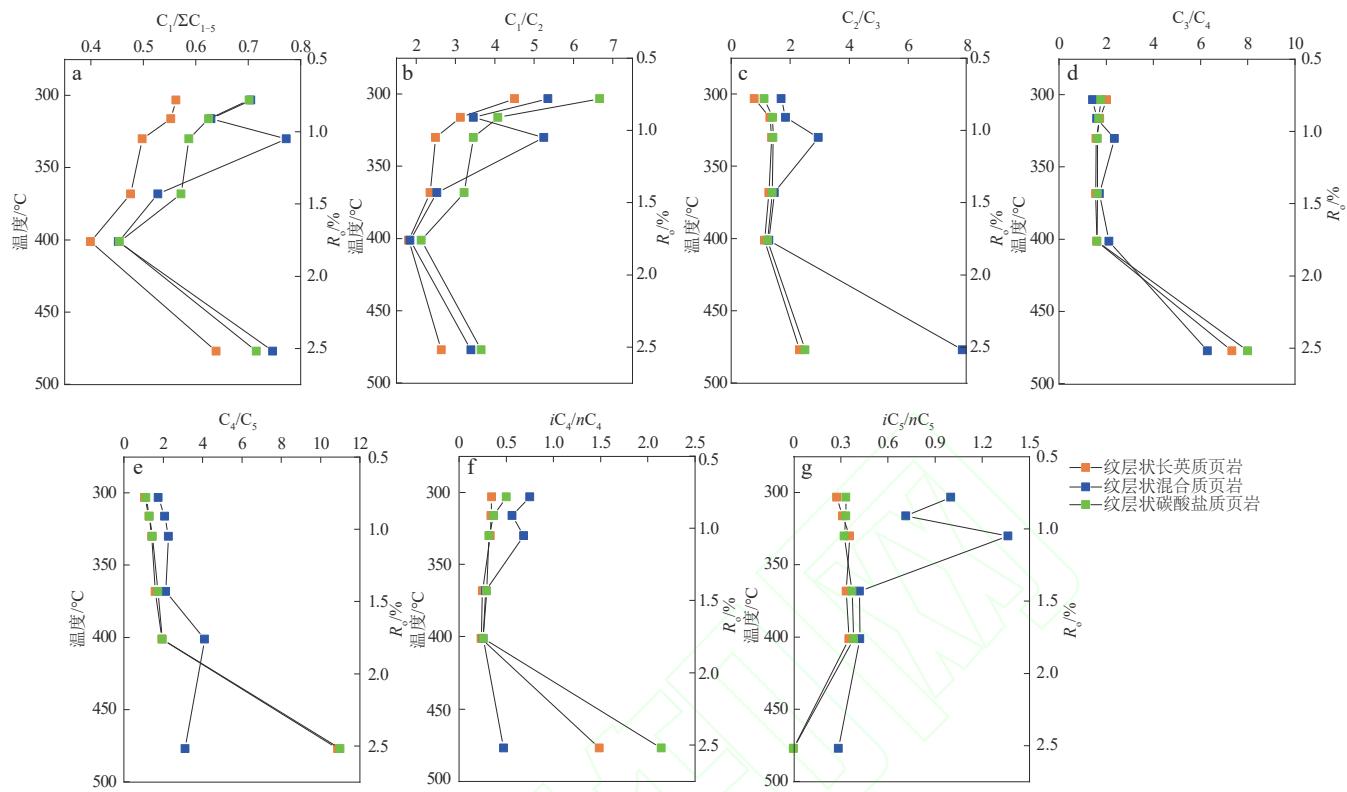


图 12 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩气态饱和烃产物参数随温度的变化

Fig. 12 The relationship between the gaseous saturated hydrocarbons and temperatures of the three types of lamellar shales from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin.

a.  $C_1/\Sigma C_{1-5}$ ; b.  $C_1/C_2$ ; c.  $C_2/C_3$ ; d.  $C_3/C_4$ ; e.  $C_4/C_5$ ; f.  $iC_4/nC_4$ ; g.  $iC_5/nC_5$

$C_1$ . 甲烷;  $C_2$ . 碳原子数为 2 的气态饱和烃类;  $C_3$ . 碳原子数为 3 的气态饱和烃类;  $C_4$ . 碳原子数为 4 的气态饱和烃类;  $C_5$ . 碳原子数为 5 的气态饱和烃类;  $iC_4$ . 异丁烷;  $nC_4$ . 正丁烷;  $iC_5$ . 异戊烷;  $nC_5$ . 正戊烷

高呈现出先增加后减少趋势(图 12f),而  $iC_5/nC_5$  饱和烃含量呈现相反趋势(图 12g)。

从以上分析可以发现,纹层状混合质页岩模拟气体产物 [ $C_1/\Sigma(C_{1-5})$ ]、 $C_1/C_2$ 、 $C_2/C_3$ 、 $C_3/C_4$  和  $C_4/C_5$ 、 $iC_4/nC_4$  和  $iC_5/nC_5$  饱和烃含量比值均呈现较高趋势,这主要是由于纹层状混合质页岩有机质为偏腐植型,更倾向生气,  $CH_4$  富集的主要原因是其在热演化中裂解成甲烷。另外,不同矿物对于气体的吸附能力造成产物差异性,干酪根气体吸附能力远大于黏土、石英和方解石等矿物,由于纹层状混合质页岩单位有机质含量最高,因此其气体产物含量最高。

#### 4.2 滞留油烃类组分与气/油比

图 13 显示了 3 组页岩滞留油中正构烷烃的分布特征。随着热演化程度增加,滞留烃组分的变化是一个逐渐变化的过程。结果表明随着温度从 300 °C 变化到 475 °C, 主峰碳逐渐减少至  $C_{17}$ 。值得注意的是,随着样品加热至 375 °C, 正烷烃分布由单峰转化为三

峰,在  $C_{17}$  处呈单峰分布。在温度超过 375 °C 的样品中,高分子量( $C_{30+}$ )烷烃几乎完全消失。375 °C 下的结果表明,正烷烃分布直方图中存在较轻的化合物,这些化合物很可能被认为是在 300 ~ 350 °C 下加热的页岩的产物。滞留油中含有大量的小分子质量的正构烷烃。

虽然之前研究表明滞留油中以吸附油尤其是大分子烃量的烃类为主,但在本次热模拟研究过程中,滞留油也存在小分子烃量,尤其是随着热演化程度的增加,小分子量烃类不断增加。另外,低演化程度( $R_o < 1.05\%$ )的滞留油以单峰型为主,而其他以三峰型分布为主。从低成熟度到高成熟度,滞留油的分子量逐渐降低,而且滞留油顺纹层分布,为页岩油流动提供了基础。

气/油比(gas-oil ratio,  $GOR$ )( $m^3/t$ )是总气量与总油量的比值。图 14 显示了随着热成熟度的增加  $GOR$  变化趋势。随着热成熟度的增加,  $GOR$  呈现增加趋势。在温度  $< 350$  °C( $R_o < 1.05\%$ )范围内,  $GOR$  保持相对稳

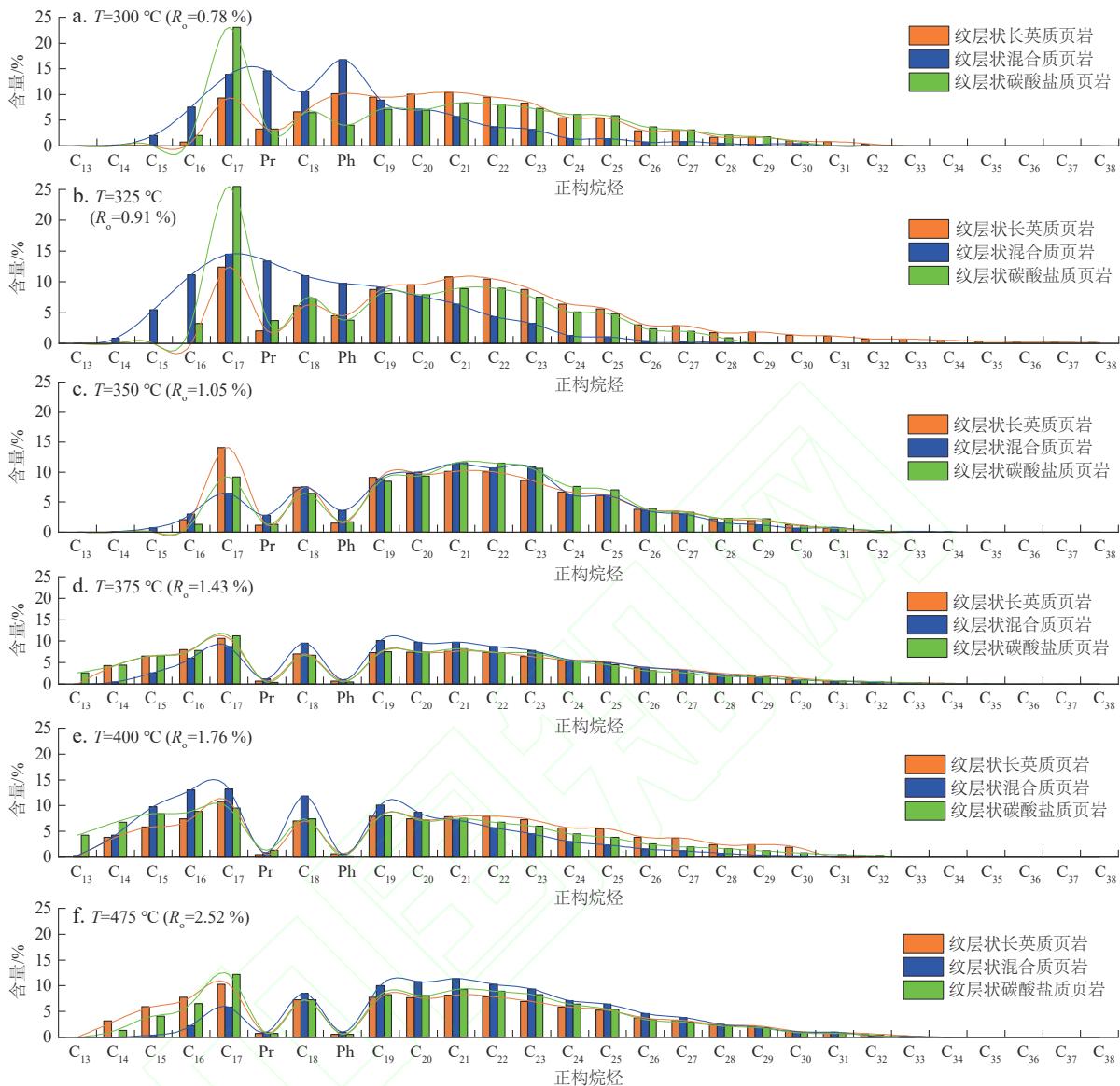


图 13 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩在不同模拟温度下滞留油饱和烃组分含量分布柱状图

Fig. 13 The bar chart of the content distribution of saturated hydrocarbon components in retained oil at different simulated temperatures of the three types of lamellar shales from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin.

Pr. 姥鲛烷; Ph. 植烷; C<sub>n</sub>. 碳数为 n 的正构烷烃

定,直到生油窗GOR才逐渐增加。随后,当达到生油峰值阶段( $R_o > 1.05\%$ )时,二次裂解占主导地位,导致产生更多轻质油和烃类气体。这反过来又有助于增加GOR并增强油的流动性。这些发现与之前的研究一致,轻质油和较高的GOR的存在有助于增加纹层型页岩油产量。此阶段后,滞留油也分解,其主要受到裂解和焦化的影响,导致页岩油产量减少。通过对比发现,在同一热演化程度,纹层状长英质页岩比纹层状混合质页岩和纹层状碳酸盐页岩具有更大的GOR,现场17口井实测气/油比数据也具有相似的特征。因此,同一热演化程度纹层状长英质页岩的页岩油产量超过了

纹层状混合质页岩和纹层状碳酸盐页岩。

#### 4.3 油气生-排-滞差异演化机制

综合以上研究分析发现,不同纹层状页岩生-排烃演化差异主要体现在产率大小、组分及产烃门限差异。针对以上差异,逐项分析其内部控制因素。

纹层状长英质页岩总烃产率、总油产率以及总气产率最高。主要是由于纹层状长英质页岩形成于快速湖侵阶段,在湿润气候条件下,降水量大,地表径流搬运能力强,尤其是季节性洪水可较容易地将较大颗粒有机质搬运到半深湖-深湖区域,其不仅带来了陆源

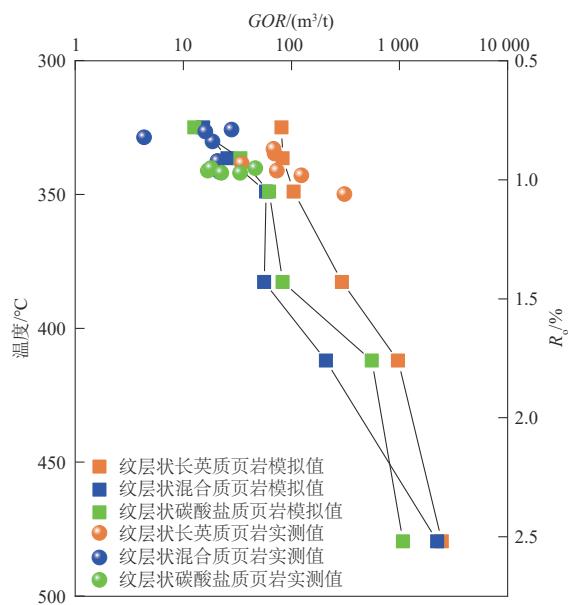


图 14 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩气/油比 (GOR) 随温度的变化

Fig. 14 The relationship between the GORs and temperatures of the three types of lamellar shales from the Kong2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

碎屑,同时也带来了较多的陆源有机质,丰富的陆源有机质和水生藻类共同导致单位有机质富集。另外,淡水环境形成的葡萄球藻往往与季节性藻类勃发有关,其单位初生产力处于较高的生产力水平。其总烃产率、总油产率以及总气产率增加提供了物质基础。

滞留油组分演化差异主要是受热演化程度影响,由于低演化程度的有机质(包括干酪根和沥青)对烃类强的吸附及溶胀作用,加之页岩孔隙连通性差,吸附了页岩中的轻质组分,造成低熟滞留油碳峰右移。另外,随着热演化程度增加,气体组分增加,造成 GOR 增加。

不同纹层状页岩生排滞产烃门限不同,主要是由

于干酪根演化控制着页岩油气生成,页岩油生成的本质就是一系列化学键破坏形成的过程。因此,分析干酪根反应演化及动力机制对于剖析纹层型页岩油演化差异性机制差异具有重要意义。通过对 3 组纹层状页岩开展活化能分析,纹层状长英质页岩平均活化能为 266 kJ/mol,混合质页岩为 298 kJ/mol,活化能分布集中且范围较窄。而纹层状碳酸盐质页岩平均活化能为 232 kJ/mol,其初始活化能比较低且活化能分布较宽(图 15)。说明不同生烃母质的活化能中心频率差异显著,纹层状碳酸盐质页岩活化能分布特征导致滞留油高峰早于其他纹层状页岩,且滞留油富集门限(滞留油产率 > 100 mg/g)与滞留油黄金窗(滞留油产率 > 200 mg/g)最宽。干酪根的差异演化与干酪根原始母质有关,孔二段沉积期沧东凹陷为封闭还原环境、微淡水-咸水湖盆,  $V/(V+Ni)$  元素含量比值为 0.48 ~ 0.88(平均值为 0.72),  $Sr/Ba$  元素含量比值为 0.33 ~ 2.72(平均值为 1.15)。其生烃母质主要为布朗葡萄球藻;沙(沙河街组)一下亚段沉积时期湖盆处于盐度较大的咸水环境,  $Sr/Ba$  比值平均值为 1.81,  $V/(V+Ni)$  比值平均值为 0.76, 发育了大量纹层状碳酸盐质页岩,其生烃母质以咸化环境下的蓝藻为主,而沙三上亚段介于二者之间,以混合质纹层页岩为主,生烃母质介于二者之间。布朗葡萄球藻生烃潜力远高于蓝藻,因此总烃产率、总油产率以及总气产率最高。因此,生烃母质演化差异是造成纹层状页岩油演化不同的最主要原因。

#### 4.4 页岩油地质意义

陆相纹层型页岩油在中国广泛分布,渤海湾盆地是纹层型页岩油富集的典型盆地,其古近系纹层状页岩具有“厚度大、分布广”等特征,孔(孔店组)二段、沙

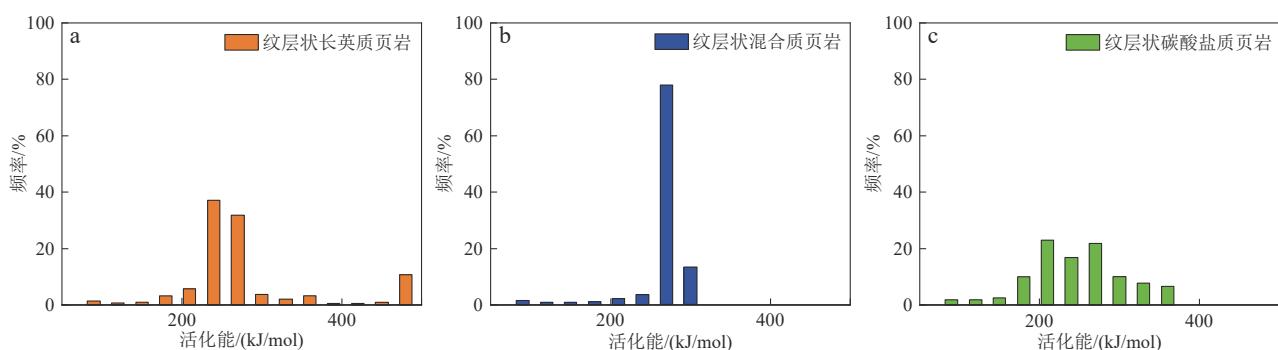


图 15 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同纹层状页岩活化能频率分布直方图

Fig. 15 The histogram of activation energy frequency distribution of the three types of lamellar shales from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin.

a. 纹层状长英质页岩; b. 纹层状混合质页岩; c. 纹层状碳酸盐质页岩

四段、沙三段以及沙一段等是纹层型页岩油富集的重要层段,且其断陷盆地具有多物源、近物源、岩性多样的特点,为纹层型页岩油形成演化奠定基础。本文纹层状页岩实验结果显示,不同纹层状页岩生-排-滞具有明显的差异性,生烃母质是影响生-排-滞特征的关键要素。纹层状长英质页岩中的母质类型主要为布朗葡萄藻,其生烃能力最强,导致其总烃产率、总油产率以及总气产率最高。纹层状碳酸盐质页岩主要形成在相对咸化环境,其母质类型为蓝藻,其活化能最低造成其滞留油富集门限(滞留油产率>100 mg/g)与滞留油黄金窗(滞留油产率>200 mg/g)最宽及更早滞留油高峰期。因此,不同纹层状页岩生烃潜力、排滞效率都存在明显差异,对纹层型页岩油开展评价应该建立不同的评价体系,尤其是注意低熟纹层状碳酸盐质页岩具有更高的滞留效率,中、低熟页岩油也具有更高的生油能力,对于纹层型页岩油资源评价以及有利区选区具有更重要的意义。然而,模拟实验并不能完全代替实际地层条件中的温度、压力以及介质等条件。因此,还应结合实际生产情况以及实验进一步深化研究。

## 5 结论

1) 纹层状页岩滞留油富集门限对应的镜质体反射率( $R_o$ )介于0.4%~1.4%,其中 $R_o$ 介于0.8%~1.3%为页岩油滞留富集的黄金窗口,但不同纹层状页岩的滞留油效率存在差异。

2) 纹层状长英质页岩总烃产率、总油产率和总气产率最高,而纹层状混合质页岩和碳酸盐质页岩相对较少。纹层状碳酸盐质页岩进入滞留油富集门限较早( $R_o=0.4\%$ ),具有“早生、早排”的特点。

3) 在不同热演化阶段,3类纹层状页岩的滞留烃组分及气/油比存在差异,其中高演化阶段长英质页岩气/油比最高。

4) 古湖泊环境差异控制了不同类型纹层状页岩的有机质组成和生烃活化能力,进而影响了3类纹层状页岩生-排-滞过程和滞留效率的差异性。

## 参 考 文 献

- [1] JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xinping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1471-1484.
- [2] LI Jijun, YOU Hang, ZHANG Xinwen, et al. Influence of shale reservoir properties on shale oil mobility and its mechanism [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(4): 100329.
- [3] ZOU Caineng, DING Yunhong, LU Yongjun, et al. Concept, technology and practice of “man-made reservoirs” development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 146-158.
- [4] ZOU Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 15-27.
- [5] 邹才能, 董大忠, 熊伟, 等. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策 [J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 309-326.
- [6] ZOU Caineng, DONG Dazhong, XIONG Wei, et al. Advances, challenges, and countermeasures in shale gas exploration of underexplored plays, sequences and new types in China [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 309-326.
- [7] 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等. 中国陆相页岩油分类及其意义 [J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 801-819.
- [8] JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 801-819.
- [9] 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题 [J]. 石油学报, 2021, 42(7): 821-835.
- [10] JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7): 821-835.
- [11] 赵喆, 白斌, 刘畅, 等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考 [J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 327-340.
- [12] ZHAO Zhe, BAI Bin, LIU Chang, et al. Current status, advances, and prospects of CNPC’s exploration of onshore moderately to highly mature shale oil reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 327-340.
- [13] 李明, 王民, 张金友, 等. 中国典型盆地陆相页岩油组分评价及意义 [J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1479-1498.
- [14] LI Ming, WANG Min, ZHANG Jinyou, et al. Evaluation of the compositions of lacustrine shale oil in China’s typical basins and its implications [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1479-1498.
- [15] CAO Zhenglin, LI Pan, WANG Ruiju. Sequence architecture, slope-break development and geological significance during the P-T transition in the Mahu Sag, Junggar Basin, China [J]. Journal of Natural Gas Geoscience, 2022, 7(4): 237-248.
- [16] LU Xuesong, ZHAO Mengjun, ZHANG Fengqi, et al. Characteristics, origin and controlling effects on hydrocarbon accumulation of overpressure in foreland thrust belt of southern margin of Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 991-1003.
- [17] 梁岳立, 赵晓明, 张喜, 等. 轨道周期约束下海-陆过渡相页岩层系高精度层序界面对识别及其地质意义——以鄂尔多斯盆地东缘二叠系山西组2~3亚段为例 [J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 309-326.

- 2023, 44(5): 1231–1242.
- LIANG Yueli, ZHAO Xiaoming, ZHANG Xi, et al. Orbital forced high-resolution sequence boundary identification of marine-continental transitional shale and its geological significance: A case in Shan 2~3 sub-member at the eastern margin of Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1231–1242.
- [13] 王梓毅, 付金华, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组7段埋藏期热液活动对页岩油储层的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 899–909.
- WANG Ziyi, FU Jinhua, LIU Xianyang, et al. The influence of hydrothermal activities on shale oil reservoirs during the burial period of the Upper Triassic Chang 7 member, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 899–909.
- [14] 康淑娟, 仰云峰, 王华建, 等. 松辽盆地中央坳陷区三肇凹陷上白垩统青山口组一段页岩含油性特征[J]. 石油实验地质, 2023, 45(1): 89–98.
- KANG Shujuan, YANG Yunfeng, WANG Huajian, et al. Oil-bearing capacity of shale in the first member of Upper Cretaceous Qingshankou Formation, Sanzhao Sag, Central Depression, Songliao Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(1): 89–98.
- [15] 胡瑞普, 康勋, 潘景强, 等. 三肇凹陷青山口组一段页岩油成因及分布特征[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, 148: 106076.
- HU Ruipu, KANG Xun, TAN Jingqiang, et al. Multi-origin authigenic calcite controlled by the depositional environment and fluid-rock interactions in the Triassic siliciclastic strata, Junggar Basin, NW China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, 148: 106076.
- [16] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆湖相区陆相页岩油富集理论、勘探技术及前景——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. *石油学报*, 2021, 42(2): 143–162.
- ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, ZHOU Lihong, et al. Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: a case study of the Paleogene in Huanghua depression, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(2): 143–162.
- [17] 杜焕福, 王春伟, 杨金莉, 等. 页岩油录井评价技术发展历程及应用现状——以济阳坳陷沙河街组为例[J]. 断块油气田, 2024, 31(6): 1006–1013.
- DU Huanfu, WANG Chunwei, YANG Jinli, et al. Development history and application status of shale oil logging evaluation technology: Taking Shahejie Formation in Jiyang Depression as an example [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(6): 1006–1013.
- [18] 魏学斌, 马新民, 杨梅, 等. 柴达木盆地英雄岭构造带新生代隆升过程与油气成藏效应[J]. 特种油气藏, 2024, 31(2): 19–27.
- WEI Xuebin, MA Xinmin, YANG Mei, et al. Cenozoic uplift processes and hydrocarbon accumulation effects in the Yingxiongling tectonic belt in Qaidam Basin [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024, 31(2): 19–27.
- [19] 李国欣, 朱如凯, 张永庶, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩油地质特征、评价标准及发现意义[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(1): 18–31.
- LI Guoxin, ZHU Rukai, ZHANG Yongshu, et al. Geological characteristics, evaluation criteria and discovery significance of Paleogene Yingxiongling shale oil in Qaidam Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(1): 18–31.
- [20] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1–10.
- ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 1–10.
- [21] 屈雪峰, 何右安, 尤源, 等. 鄂尔多斯盆地庆城油田页岩油开发技术探索与实践[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(4): 170–180.
- QU Xuefeng, HE Youan, YOUNG Yuan, et al. Research and practice of shale oil development technology in Qingcheng Oilfield of Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2024, 43(4): 170–180.
- [22] 洪智宾, 吴嘉, 方朋, 等. 纳米限域下页岩中可溶有机质的非均质性及页岩油赋存状态[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(6): 160–168.
- HONG Zhibin, WU Jia, FANG Peng, et al. Heterogeneity of soluble organic matter in shale and occurrence state of shale oil under nanoconfinement [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(6): 160–168.
- [23] 段宏亮, 孙雅雄, 杨保良. 苏北盆地高邮凹陷古近系阜宁组二段页岩油富集主控因素[J]. 石油实验地质, 2024, 46(3): 441–450.
- DUAN Hongliang, SUN Yaxiong, YANG Baoliang. Main controlling factors of shale oil enrichment in second member of Paleogene Funing Formation in Gaoyou Sag of Subei Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2024, 46(3): 441–450.
- [24] 张宸嘉, 曹剑, 王俞策, 等. 淮噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油富集规律[J]. 石油学报, 2022, 43(9): 1253–1268.
- ZHANG Chenjia, CAO Jian, WANG Yuce, et al. Enrichment law of shale oil of Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(9): 1253–1268.
- [25] 付金华, 郭雯, 李士祥, 等. 鄂尔多斯盆地长7段多类型页岩油特征及勘探潜力[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(12): 1749–1761.
- FU Jinhua, GUO Wen, LI Shixiang, et al. Characteristics and exploration potential of multi-type shale oil in the 7th Member of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 32(12): 1749–1761.
- [26] 汪海燕, 邱彤, 王志国, 等. 四川盆地平昌地区凉高山组页岩油富集条件及有利区预测[J]. 大庆石油地质与开发, 2025, 44(4): 42–50.
- WANG Haiyan, QIU Tong, WANG Zhiguo, et al. Oil and gas

- enrichment conditions and favorable areas prediction of Lianggaoshan Formation shale in Pingchang area of Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2025, 44(4): 42–50.
- [27] 郭海平, 吴承美, 张金凤, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组混积型页岩油可动性实验[J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(1): 76–83. GUO Haiping, WU Chengmei, ZHANG Jinfeng, et al. Experiments on mobility of mixed shale oil in Lucaogou Formation in Jimsar Sag [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(1): 76–83.
- [28] 王心乾, 余文端, 马晓东, 等. 基于常规测井曲线的页岩岩相识别与应用——以苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(5): 699–706, 713. WANG Xinqian, YU Wenduan, MA Xiaodong, et al. Identification and application of shale lithofacies based on conventional logging curves: A case study of the second member of Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(5): 699–706, 713.
- [29] 杜金虎, 胡素云, 庞正炼, 等. 中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(5): 560–568. DU Jinhui, HU Suyun, PANG Zhenglian, et al. The types, potentials and prospects of continental shale oil in China [J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(5): 560–568.
- [30] CAMPBELL C V. Lamina, laminaset, bed and bedset [J]. *Sedimentology*, 1967, 8(1): 7–26.
- [31] YAWAR Z, SCHIEBER J. On the origin of silt laminae in laminated shales[J]. *Sedimentary Geology*, 2017, 360: 22–34.
- [32] INGRAM R L. Terminology for the thickness of stratification and parting units in sedimentary rocks [J]. *GSA Bulletin*, 1954, 65(9): 937–938.
- [33] CICHON-PUPIENIS A, LITTKE R, LAZAUSKIENĖ J, et al. Geochemical and sedimentary facies study-Implication for driving mechanisms of organic matter enrichment in the Lower Silurian fine-grained mudstones in the Baltic Basin (W Lithuania) [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2021, 244: 103815.
- [34] 蔡潇, 夏威, 马晓东, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组页岩油储集空间特征及其影响因素[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2024, 54(5): 1482–1493. CAI Xiao, XIA Wei, MA Xiaodong, et al. Storage spaces characteristics and influencing factors of shale oil reservoirs of Paleogene in Funing Formation of Qintong Sag, Subei Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2024, 54(5): 1482–1493.
- [35] 孙永超, 刘建波. 纹层状细粒碳酸盐岩成因: 以贵州习水吼滩剖面下奥陶统为例[J]. *古地理学报*, 2016, 18(5): 743–758. SUN Yongchao, LIU Jianbo. Origin of fine-grained laminated carbonate rocks: A case study of the Lower Ordovician at Houtan section in Xishui County, Guizhou Province [J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2016, 18(5): 743–758.
- [36] 施振生, 邱振. 海相细粒沉积层理类型及其油气勘探开发意义 [J]. *沉积学报*, 2021, 39(1): 181–196. SHI Zhensheng, QIU Zhen. Main bedding types of marine fine-grained sediments and their significance for oil and gas exploration and development [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(1): 181–196.
- [37] WANG Hongyan, SHI Zhensheng, SUN Shasha. Biostratigraphy and reservoir characteristics of the Ordovician Wufeng Formation—Silurian Longmaxi Formation shale in the Sichuan Basin and its surrounding areas, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(5): 1019–1032.
- [38] 华柑霖, 吴松涛, 邱振, 等. 页岩纹层结构分类与储集性能差异——以四川盆地龙马溪组页岩为例[J]. *沉积学报*, 2021, 39(2): 281–296. HUA Ganlin, WU Songtao, QIU Zhen, et al. Lamination texture and its effect on reservoir properties: A case study of Longmaxi shale, Sichuan Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(2): 281–296.
- [39] LIU Shiju, MISCH D, GANG Gao, et al. Physical properties of lacustrine shale oil: A case study on the lower member of the Lucaogou Formation (Jimsaer Sag, Junggar Basin, NW China) [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 145: 105888.
- [40] 金凤鸣, 韩文中, 时战楠, 等. 黄骅坳陷纹层型页岩油富集与提产提效关键技术[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(3): 100–120. JIN Fengming, HAN Wenzhong, SHI Zhannan, et al. Enrichment characteristics and key technologies for production and efficiency enhancement of laminated shale oil in Huanghua Depression in Bohai Bay Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(3): 100–120.
- [41] 刘惠民, 孙善勇, 操应长, 等. 东营凹陷沙三段下亚段细粒沉积岩岩相特征及其分布模式[J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(1): 1–10. LIU Huimin, SUN Shanyong, CAO Yingchang, et al. Lithofacies characteristics and distribution model of fine-grained sedimentary rock in the lower Es<sub>3</sub> member, Dongying Sag [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(1): 1–10.
- [42] 柳波, 吕延防, 孟元林, 等. 湖相纹层状细粒岩特征、成因模式及其页岩油意义——以三塘湖盆地马朗凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(5): 598–607. LIU Bo, LV Yanfang, MENG Yuanlin, et al. Petrologic characteristics and genetic model of lacustrine lamellar fine-grained rock and its significance for shale oil exploration: A case study of Permian Lucaogou Formation in Malang sag, Santanghu Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(5): 598–607.
- [43] 柳波, 迟亚奥, 黄志龙, 等. 三塘湖盆地马朗凹陷二叠系油气运移机制与页岩油富集规律[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(6): 725–730. LIU Bo, CHI Yaao, HUANG Zhilong, et al. Migration mechanism of the Permian hydrocarbon and shale oil accumulation

- in Malang Sag, the Santanghu Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(6): 725–730.
- [44] 张天舒, 朱如凯, 蔡毅, 等. 松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组页岩层序等时格架下的有机质分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 869–886.
- ZHANG Tianshu, ZHU Rukai, CAI Yi, et al. Distribution of organic matter in the Qingshankou Formation Shale, Gulong Sag, Songliao Basin observed within an isochronous sequence stratigraphic framework [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 869–886.
- [45] 刘庆, 曾翔, 王学军, 等. 东营凹陷沙河街组沙三下-沙四上亚段泥页岩相与沉积环境的响应关系[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2017, 37(3): 147–156.
- LIU Qing, ZENG Xiang, WANG Xuejun, et al. Lithofacies of mudstone and shale deposits of the Es<sup>3</sup>z-Es<sup>4</sup>s formation in Dongying Sag and their depositional environment [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2017, 37(3): 147–156.
- [46] 姜在兴, 张建国, 孔祥鑫, 等. 中国陆相页岩油气沉积储层研究进展及发展方向[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 45–71.
- JIANG Zaixing, ZHANG Jianguo, KONG Xiangxin, et al. Research progress and development direction of continental shale oil and gas deposition and reservoirs in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 45–71.
- [47] 吴松涛, 朱如凯, 罗忠, 等. 中国中西部盆地典型陆相页岩纹层结构与储层品质评价[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(5): 62–72.
- WU Songtao, ZHU Rukai, LUO Zhong, et al. Laminar structure of typical continental shales and reservoir quality evaluation in central-western basins in China [J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(5): 62–72.
- [48] 沈云琦, 金之钧, 苏建政, 等. 中国陆相页岩油储层水平渗透率与垂直渗透率特征——以渤海湾盆地济阳坳陷和江汉盆地潜江凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 378–389.
- SHEN Yunqi, JIN Zhijun, SU Jianzheng, et al. Characteristics of horizontal and vertical permeability of continental shale oil reservoirs in China: A case from Jiyang Depression in Bohai Bay Basin and Qianjiang Sag in Jianghan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(2): 378–389.
- [49] 窦伟, 孙丕臣, 欧阳哲远, 等. 纹层发育程度对页岩储层的影响——以渤海湾盆地东营凹陷沙四上-沙三下亚段页岩为例[J]. 东北石油大学学报, 2023, 47(4): 14–28, 106.
- DOU Wei, SUN Pichen, OUYANG Zheyuan, et al. Influence of lamination development on shale reservoirs: A case study of shales from the Upper Es4 and Lower Es3 sub-member in the Dongying Sag of the Bohai Bay Basin [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2023, 47(4): 14–28, 106.
- [50] 马炳杰, 范菲, 孙志刚, 等. 济阳坳陷纹层状页岩油流动能力影响因素实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(5): 153–159.
- MA Bingjie, FAN Fei, SUN Zhigang, et al. Experimental study on influencing factors of shale oil flow capacity in laminar shale in Jiyang Depression [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(5): 153–159.
- [51] 李士祥, 郭茂恒, 潘松折, 等. 烃类源内微迁移对页理型页岩油差异富集的影响——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长73亚段为例[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(4): 46–54.
- LI Shixiang, GUO Qiheng, PAN Songqi, et al. Influence of intrasource micro-migration of hydrocarbons on the differential enrichment of laminated type shale oil: A case study of the third sub-member of the seventh member of the Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(4): 46–54.
- [52] 唐洪明, 唐园, 郑马嘉, 等. 页岩纹层与破裂方式实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(4): 51–61.
- TANG Hongming, TANG Yuan, ZHENG Majia, et al. An experimental study on lamina and fracture mode of shale [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2022, 44(4): 51–61.
- [53] CHEN Kefei, LIU Xiaoping, LIU Jie, et al. Lithofacies and pore characterization of continental shale in the second Member of the Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 177: 154–166.
- [54] ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Exploration breakthroughs and geological characteristics of continental shale oil: A case study of the Kongdian Formation in the Cangdong Sag, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 102: 544–556.
- [55] ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, JIN Fengming, et al. Geological characteristics and key exploration technologies of continental shale oil sweet spots: A case study of Member 2 of Kongdian Formation in the Cangdong sag in the Huanghua depression, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Research*, 2019, 4(2): 97–112.
- [56] LIU Xiaoping, GUAN Ming, JIN Zhijun, et al. Pore structure evolution of lacustrine organic-rich shale from the second member of the Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(2): 459–471.
- [57] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(9): 1013–1029.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil in faulted lake basin: A case study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(9): 1013–1029.
- [58] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 歧口凹陷歧北次凹沙河街组三段页岩油地质特征与勘探突破[J]. 石油学报, 2020, 41(6): 643–657.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Geological characteristics and exploration breakthrough of shale oil in

- Member 3 of Shahejie Formation of Qibei subsag, Qikou sag [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(6): 643–657.
- [59] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆湖相区页岩油富集理论、勘探技术及前景——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例 [J]. 石油学报, 2021, 42(2): 143–162.  
ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, ZHOU Lihong, et al. Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: a case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(2): 143–162.
- [60] 李志明, 郑伦举, 马中良, 等. 烃源岩有限空间油气生排模拟及其意义 [J]. 石油实验地质, 2011, 33(5): 447–451, 459.  
LI Zhiming, ZHENG Lunju, MA Zhongliang, et al. Simulation of source rock for hydrocarbon generation and expulsion in finite space and its significance [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2011, 33(5): 447–451, 459.
- [61] 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 and Experiment*, 2009, 31(3): 296–302, 306.
- [62] 胡涛, 姜福杰, 庞雄奇, 等. 页岩油微运移识别、评价及其石油地质意义 [J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 114–126.  
HU Tao, JIANG Fujie, PANG Xiongqi, et al. Identification and evaluation of shale oil micro-migration and its petroleum geological significance [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(1): 114–126.
- [63] 赵贤正, 蒲秀刚, 鄢继华, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段细粒沉积旋回及其对有机质分布的影响 [J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 468–480.  
ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, YAN Jihua, et al. Cycles of fine-grained sedimentation and their influences on organic matter distribution in the second member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, East China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50 (3) : 468–480.
- [64] 韩文中, 赵贤正, 金凤鸣, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段湖相页岩油甜点评价与勘探实践 [J]. 石油勘探与开发, 2021, 48 (4): 777–786.  
HAN Wenzhong, ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, et al. Sweet spots evaluation and exploration of lacustrine shale oil of the second member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(4): 777–786.
- [65] 马珍珍. 沧东凹陷孔二段油气成藏特征及主控因素研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.  
MA Zhenzhen. Characteristics of hydrocarbon accumulation and main controlling factors of EK<sub>2</sub> in Cangdong sag [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.
- [66] 董清源, 刘小平, 张盼盼, 等. 孔南地区孔二段致密油生烃评价及有利区预测 [J]. 特种油气藏, 2015, 22(4): 51–55, 153.  
DONG Qingyuan, LIU Xiaoping, ZHANG Panpan, et al. Assessment on hydrocarbon-generation potential of tight oil and prediction of favorable zones in Kong-2 member of the Kongnan area [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22 (4) : 51–55, 153.
- [67] 左如斯, 曾翔, 曹忠祥, 等. 沉积岩中沸石类矿物成岩演化特征及其意义 [J]. 新疆石油地质, 2023, 44(5): 543–553.  
ZUO Rusi, ZENG Xiang, CAO Zhongxiang, et al. Diagenetic evolution and its significance of zeolites in sedimentary rocks [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(5): 543–553.
- [68] 王福勇, 张盛良. 分子动力学研究页岩油在纳米孔隙中的吸附: 揭示润湿性和影响因素 [J]. 化学工程学报, 2024, 48(1): 14830.  
WANG Fuyong, CHANG Shengliang. Molecular dynamics investigation of shale oil occurrence and adsorption in nanopores: Unveiling wettability and influencing factors [J]. *Chemical Engineering Journal*, 2024, 481: 14830.

(编辑 王 迪)