

文章编号: 0253-2697(2024)05-0804-13 DOI:10.7623/syxb202405004

# 沧东凹陷深湖亚相纹层状页岩成因及页岩油可动性影响因素

解德录<sup>1</sup> 赵贤正<sup>2</sup> 金凤鸣<sup>1</sup> 蒲秀刚<sup>1</sup> 韩文中<sup>1</sup> 时战楠<sup>1</sup> 张 伟<sup>1</sup> 董雄鹰<sup>1</sup>

(1. 中国石油大港油田公司 天津 300280; 2. 中国石油天然气集团有限公司咨询中心 北京 100724)

**摘要:**纹层是深湖亚相页岩的重要沉积结构,对页岩油的可动性具有重要影响。以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段(孔二段)为例,综合 X 射线衍射、岩石热解、X 射线荧光光谱、全自动矿物分析、场发射扫描电镜和氮气吸附等测试技术,从微米—纳米尺度探讨了纹层状页岩中页岩油的特征和成因,并深入分析了页岩油可动性的控制因素。研究表明:孔二段页岩主要有 5 类纹层,即长英质纹层、灰云质纹层、黏土质纹层、方沸石质纹层和混合质纹层,其中,前 3 类纹层的平均厚度分别约为 250  $\mu\text{m}$ 、125  $\mu\text{m}$  和 65  $\mu\text{m}$ 。这些纹层主要构成了 3 类纹层状页岩:纹层状长英质页岩、纹层状灰云质页岩和纹层状混合质页岩。根据细粒沉积的有机相分类,纹层状长英质页岩形成于强外源输入的淡水沉积环境,而纹层状灰云质页岩形成于高含硫的碳酸盐/蒸发岩等相对咸水沉积环境,这反映二者在高效生烃机理上存在差异。进一步研究表明,有机-无机地质因素共同影响纹层状页岩中页岩油的可动性。有利于页岩油流动的因素包括:页岩具有适中的总有机碳含量(1%~4%)和最高热解峰温(435~450  $^{\circ}\text{C}$ ),发育产气型干酪根而非产油型干酪根,具有更高的碳酸盐含量而非长英质含量、大孔径和更低的孔隙比表面积。研究成果有望为深化陆相页岩油“甜点”评价、指导页岩油勘探开发提供理论指导。

**关键词:**纹层;深湖亚相;页岩油;沧东凹陷;渤海湾盆地

**中图分类号:** TE122.2

**文献标识码:** A

## Genesis of deep lacustrine subfacies laminated shale and influence factors on shale oil mobility in Cangdong sag, Bohai Bay Basin

Xie Delu<sup>1</sup> Zhao Xianzheng<sup>2</sup> Jin Fengming<sup>1</sup> Pu Xiugang<sup>1</sup> Han Wenzhong<sup>1</sup>  
Shi Zhannan<sup>1</sup> Zhang Wei<sup>1</sup> Dong Xiongying<sup>1</sup>

(1. PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China; 2. CNPC Advisory Center, Beijing 100724, China)

**Abstract:** The laminae, the fundamental sedimentary structure of deep-lacustrine subfacies shales, have an important influence on the mobility of shale oil. This paper is a case study of the Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag of Bohai Bay Basin. Comprehensively using the testing techniques such as X-ray diffraction, Rock-eval, X-ray fluorescence spectra, advanced mineral identification and characterization system, high resolution field emission scanning electron microscopy, and  $\text{N}_2$  adsorption, the paper explores the features and genesis of laminated shale oil at the micro- and nano-scale, and deeply analyzes the controlling factors of shale oil mobility. The results show that there are mainly five types of laminae in the study area, i. e., felsic laminae, calcareous-dolomitic laminae, clayey laminae, analcime laminae, and mixed laminae. The average thickness of felsic, lime-dolomitic and clayey laminae is approximately 250  $\mu\text{m}$ , 125  $\mu\text{m}$ , and 65  $\mu\text{m}$ , respectively. These laminae mainly develop three types of laminated shales, i. e., laminated felsic shale, laminated calcareous-dolomitic shale, and laminated mixed shales. The classification of organic facies based on fine-grained sedimentation indicates that laminated felsic shale originate from freshwater depositional environment with strong external input, whereas laminated calcareous-dolomitic shale are formed in saline water depositional environment of sulfur-rich carbonate and evaporite. This reveals the differences in efficient hydrocarbon generation mechanisms between laminated felsic and calcareous-dolomitic shales. The further research suggests that the mobility of shale oil is jointly affected by both organic and inorganic geological factors. The conditions favorable for the mobility of shale oil is as below. (1) Shale has the moderate total organic carbon contents in the range from 1% to 4%, with the maximum pyrolysis temperatures in the range from 435  $^{\circ}\text{C}$  to 450  $^{\circ}\text{C}$ . (2) Gas-producing kerogen is developed in shale, rather than oil-producing kerogen. (3) Shale possesses higher carbonate content compared to felsic content, large pore diameter, and low pore specific surface area. This study is expected to improve the evaluation of “sweet spots” in continental shale oil and guide shale oil exploration and development.

**Key words:** laminae; deep lacustrine subfacies; shale oil; Cangdong sag; Bohai Bay Basin

**基金项目:**国家重点研发计划项目“战略性资源开发区风险评估应用示范”(2022YFF0801204)、中国石油天然气股份有限公司科技重大专项“陆相页岩油规模增储上产与勘探开发技术研究”(2023ZZ15)和中国博士后基金项目(2022M710567)资助。

**第一作者:**解德录,男,1990年6月生,2021年获南京大学博士学位,现为中国石油大港油田公司博士后,主要从事非常规油气地质及甜点预测工作。Email:dlxie@smail.nju.edu.cn

**通信作者:**赵贤正,男,1962年10月生,2005年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油天然气集团有限公司咨询中心教授级高级工程师、李四光地质科学奖及孙越崎能源大奖获得者,主要从事油气勘探与开发研究和管理工作。Email:xzzhao@petrochina.com.cn

引用:解德录,赵贤正,金凤鸣,蒲秀刚,韩文中,时战楠,张伟,董雄英. 沧东凹陷深湖亚相纹层状页岩成因及页岩油可动性影响因素[J]. 石油学报, 2024, 45(5):804-816.

Cite: XIE Delu, ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, PU Xiugang, HAN Wenzhong, SHI Zhannan, ZHANG Wei, DONG Xiongying. Genesis of deep lacustrine subfacies laminated shale and influence factors on shale oil mobility in Cangdong sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(5):804-816.

当前,深湖页岩是陆相页岩油勘探开发的重点,贡献了中国页岩油资源总量的2/3以上<sup>[1-2]</sup>。根据外源输入影响的程度,可将深湖页岩分为2类:①形成于外源输入强度相对较弱条件下的页岩,如松辽盆地古龙地区青山口组页岩<sup>[3-4]</sup>、渤海湾盆地济阳坳陷沙河街组页岩<sup>[5-7]</sup>等;②经历了相对强烈外源输入影响的页岩,如准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩<sup>[8-9]</sup>、渤海湾盆地沧东凹陷孔店组页岩<sup>[10-12]</sup>等。深湖亚相页岩油储层具有沉积相变化快、储层非均质性强、有机质成熟度低、流体黏度高、流动性差、滞留性强等特点<sup>[2,13]</sup>,这些特点受沉积环境、成岩作用、构造演化、水体性质等多因素影响。其中,沉积结构,如纹层状、层状和块状结构,对页岩油藏的类型和页岩油的分布、富集与流动性起着至关重要的作用<sup>[14]</sup>。

纹层是深湖页岩中广泛发育的基本沉积结构,记录了天文周期、气候、沉积速率、水动力条件、盐度和物源等丰富的地质信息。近年来,针对页岩纹层形成机理的研究取得了长足进展,如自生石英和长石的形成<sup>[15]</sup>,方沸石<sup>[16-17]</sup>、碳酸盐<sup>[18-19]</sup>以及黏土矿物与有机质之间的相互作用等<sup>[20]</sup>。然而,随着外源输入强度的增强,页岩纹层形成机制的研究变得更加复杂且具有挑战性<sup>[21-22]</sup>。此外,考虑到当前缺乏精确表征页岩沉积层的统一标准,特别是在分析页岩中微米—纳米级细粒矿物组成方面,这也进一步增加了页岩油“甜点”预测的风险。

渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段(孔二段)发育典型的深湖亚相细粒沉积<sup>[23-25]</sup>。2023年上半年,沧东凹陷5号井场(GD12井附近)建成了年产十万吨级陆相页岩油开发效益示范平台。目前,沧东凹陷的深湖页岩已在沉积环境、页岩油形成条件、“甜点”评价以及勘探实践等方面取得进展<sup>[12,24-27]</sup>,但对于页岩纹层的微观尺度研究还不够精细,导致诸多地质现象认识不清,如不同纹层状页岩中页岩油可动性的差异及影响机制等。笔者从微米—纳米纹层的角度开展分析,旨在解决3方面问题:①阐明深湖亚相页岩的纹层类型及特征;②揭示深湖亚相纹层状页岩储层的成因;③进一步探讨深湖亚相纹层状页岩中页岩油可动性的控制因素。

## 1 区域地质背景

渤海湾盆地是中国东部重要的含油气盆地,其中,沧东凹陷位于盆地中南部,发育于区域拉张背景下,夹于沧县隆起、徐黑凸起和孔店凸起之间[图1(a)]。沧

东凹陷古近系自下而上沉积了孔店组、沙河街组和东营组[图1(b)],其中,孔店组厚度为400~600 m。在孔店组沉积期,沧东凹陷经历了最大海侵和亚热带潮湿气候,发育淡水—半咸水封闭型坳陷湖盆沉积,沉积水体为还原环境,有机质的古生产力较高,水生生物繁茂,孢粉化石较丰富,含有小刺鹰粉属、杉粉属、三角孢粉属亚组合,古植被面貌以裸子类植物为主,被子类植物居次<sup>[28]</sup>。平面上,沧东凹陷孔店组的沉积相带沿湖盆区呈环带状展布,外环为三角洲前缘常规砂岩发育带,内环为大面积分布的细粒沉积岩相区,发育优质烃源岩,具备良好的页岩油形成条件,分布面积为750 km<sup>2</sup>。纵向上,孔二段从底到顶可分为4个亚段:孔二段四亚段、孔二段三亚段、孔二段二亚段和孔二段一亚段[图1(c)]。孔二段形成于深湖亚相,发育典型的微米—纳米级纹层结构[图1(c)]。

研究样品主要采自G108-8井、GD12井和GD14井3口典型钻井[图1(a)],样品的埋藏深度分别为2930~3338 m、3821~3900 m、4084~4135 m。页岩样品共计取样122件。

## 2 实验结果

### 2.1 岩石学特征

岩心观察及X射线荧光光谱(XRF)分析表明,孔二段页岩典型的沉积结构为纹层状[图1(c)、图2(a)—图2(c)]、层状[图1(c)、图2(d)]和块状[图1(c)、图2(e)和图2(f)],沉积结构的划分依据见文献<sup>[29]</sup>。总体上,孔二段一亚段与孔二段三亚段相比,纹层状长英质页岩和纹层状混合质页岩的岩性比例大幅降低,而纹层状灰云质页岩的比例有所升高(图3)。在孔二段纹层状页岩的主要细粒矿物组成中,长英质的相对含量最高(平均为49%),碳酸盐的相对含量次之(平均为31%),黏土矿物的相对含量最低(平均为11%)[图4(a)]。具体而言,长石的相对含量为4%~79%(平均为34%);石英相对含量为2%~35%(平均为15%);碳酸盐矿物中铁白云石的相对含量为0~89%(平均为24%),方解石的相对含量为0~34%(平均为7%);黏土矿物的主要类型包括伊利石、绿泥石以及伊/蒙混层,其中,伊利石的相对含量最高;其他矿物中,方沸石的相对含量为0~37%(平均为6%),含少量的菱铁矿和黄铁矿[图4(b)]。

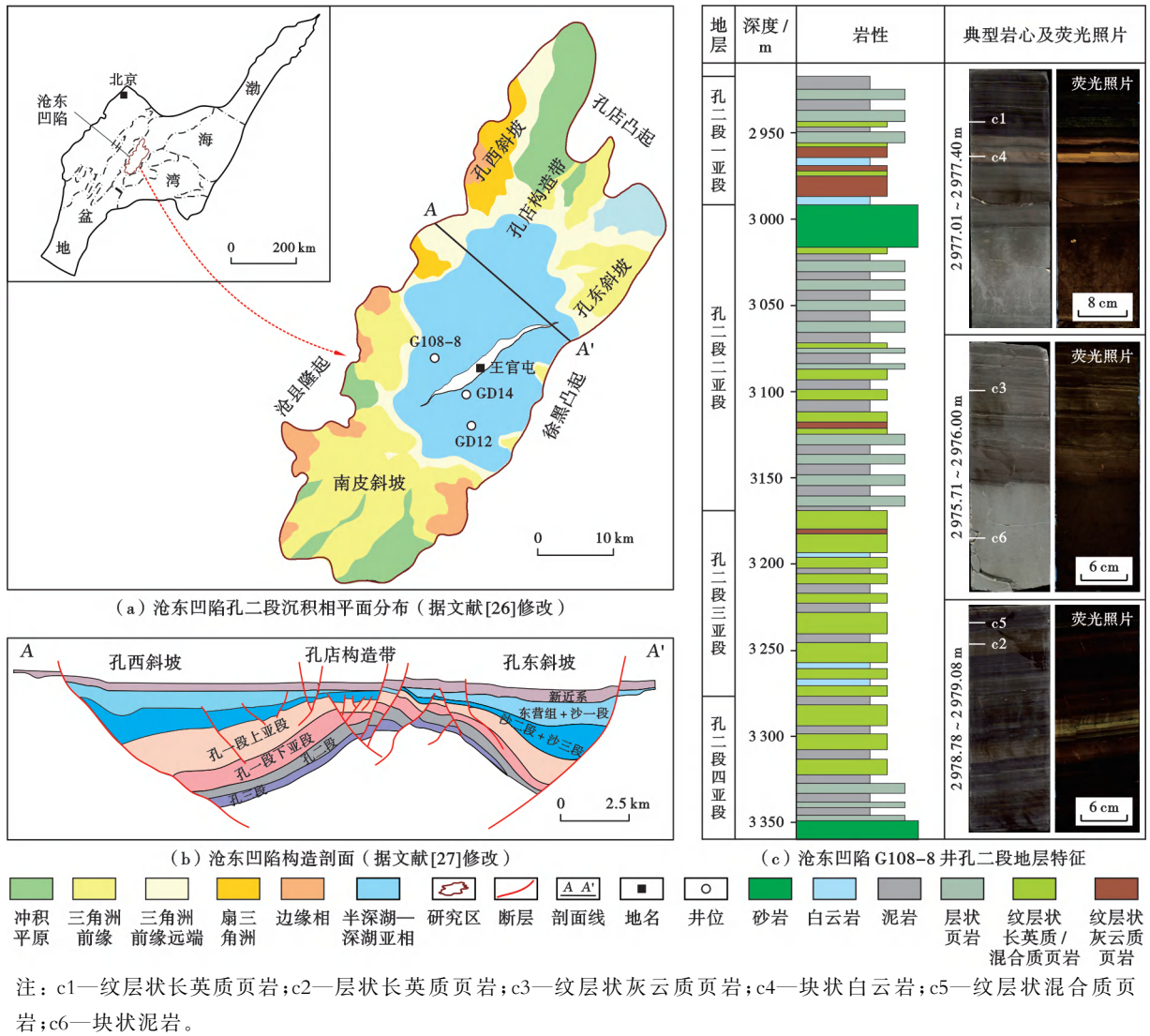


图1 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段沉积相分布、构造剖面和地层特征

Fig. 1 Sedimentary facies distribution, structural profile and stratigraphic characteristics of the Member 2 of Kongdian Formation of Cangdong sag in Bohai Bay Basin

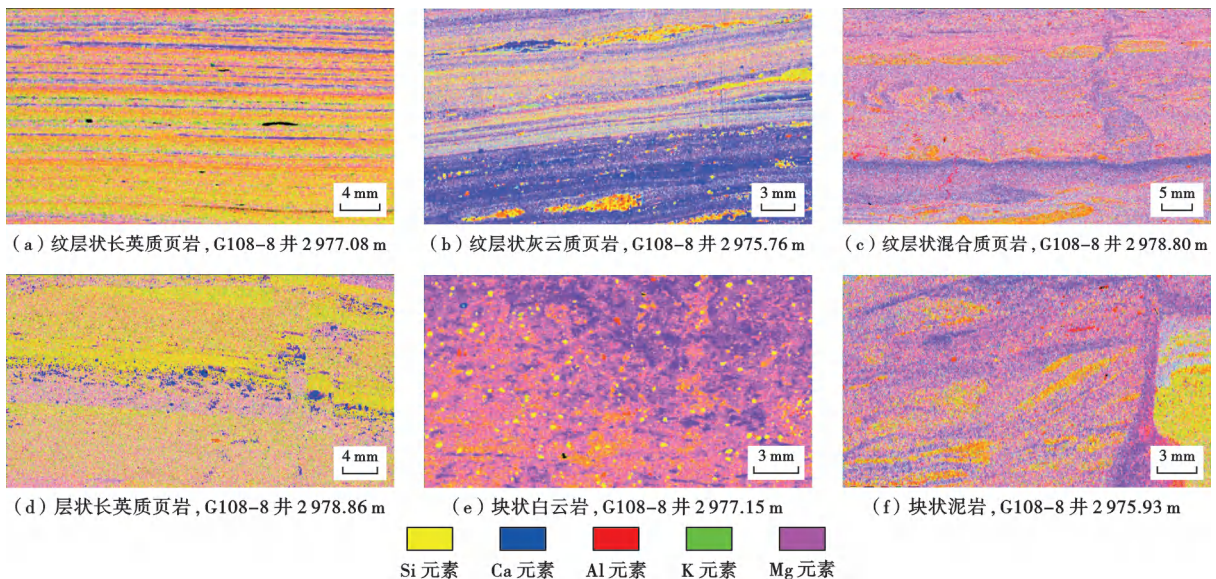


图2 孔二段典型沉积结构的X射线荧光光谱

Fig. 2 X-ray fluorescence spectra of typical sedimentary structures in the Member 2 of Kongdian Formation

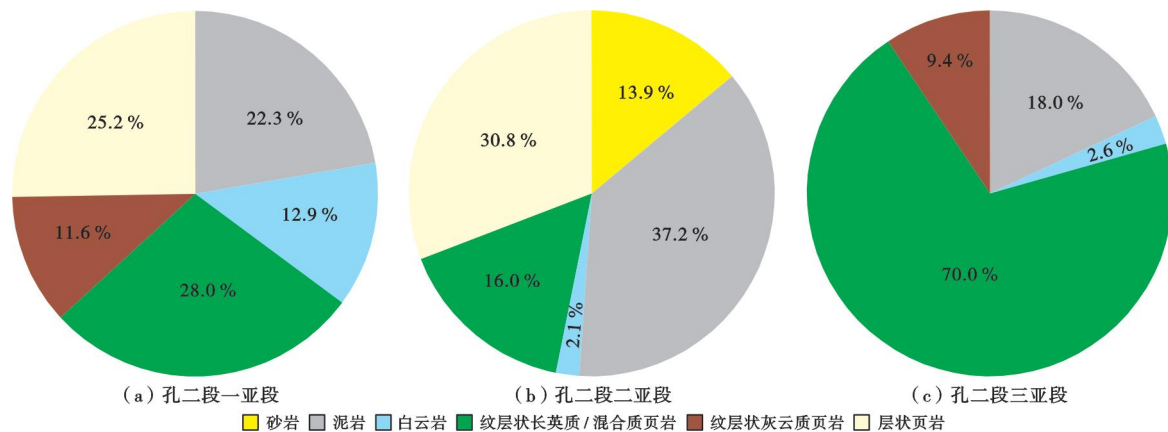


图 3 沧东凹陷孔二段一亚段一三亚段岩性占比

Fig. 3 Lithologic ratio in the first to third submember of Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

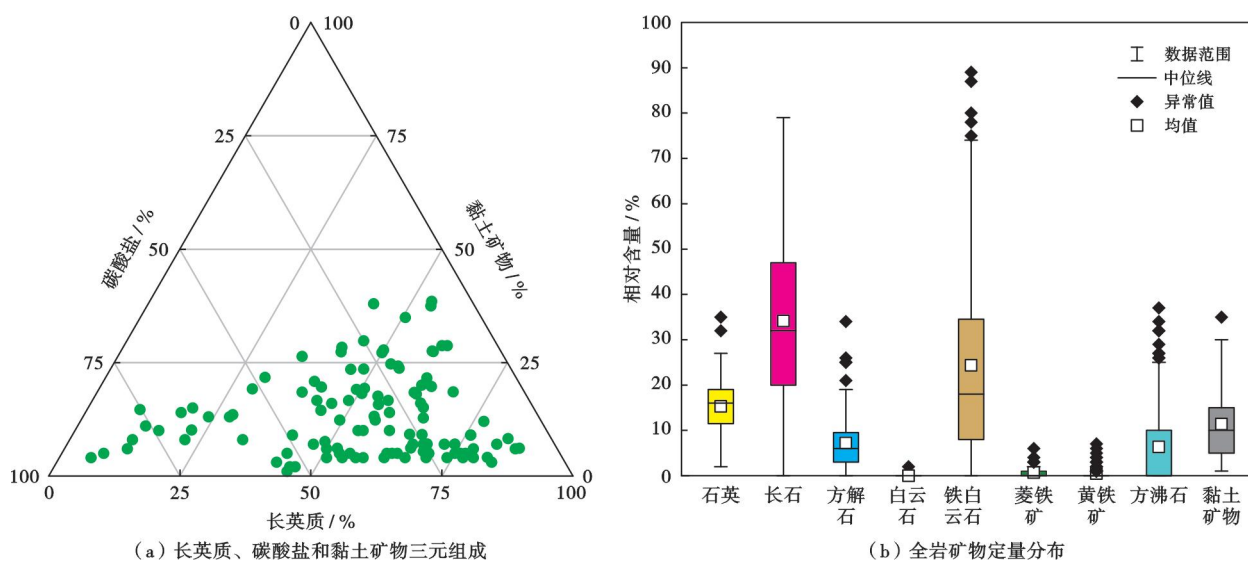


图 4 沧东凹陷孔二段纹层状页岩的矿物组成

Fig. 4 Mineral composition of laminated shale in the Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

### 2.2 有机地球化学特征

孔二段典型纹层状页岩的有机地球化学特征参数对比(图 5)表明:在 3 类纹层状页岩中,长英质页岩的总有机碳(TOC)的平均含量相对更高,约为 2.75% [图 5(a)];游离烃( $S_1$ )含量在灰云质页岩中最高,达到 4.93 mg/g,而在混合质页岩中最低,为 1.76 mg/g[图 5(b)];干酪根裂解产生最大含量烃对应的温度( $T_{max}$ )和氢指数( $I_H$ )在长英质页岩中最高,平均分别达到 442.65 °C 和 366.82 mg/g,而在灰云质页岩中最低,平均分别为 439.97 °C 和 293.01 mg/g[图 5(c)、图 5(d)];3 类纹层状页岩的有机质类型均较好,以 II<sub>1</sub>型为主[图 5(e)].

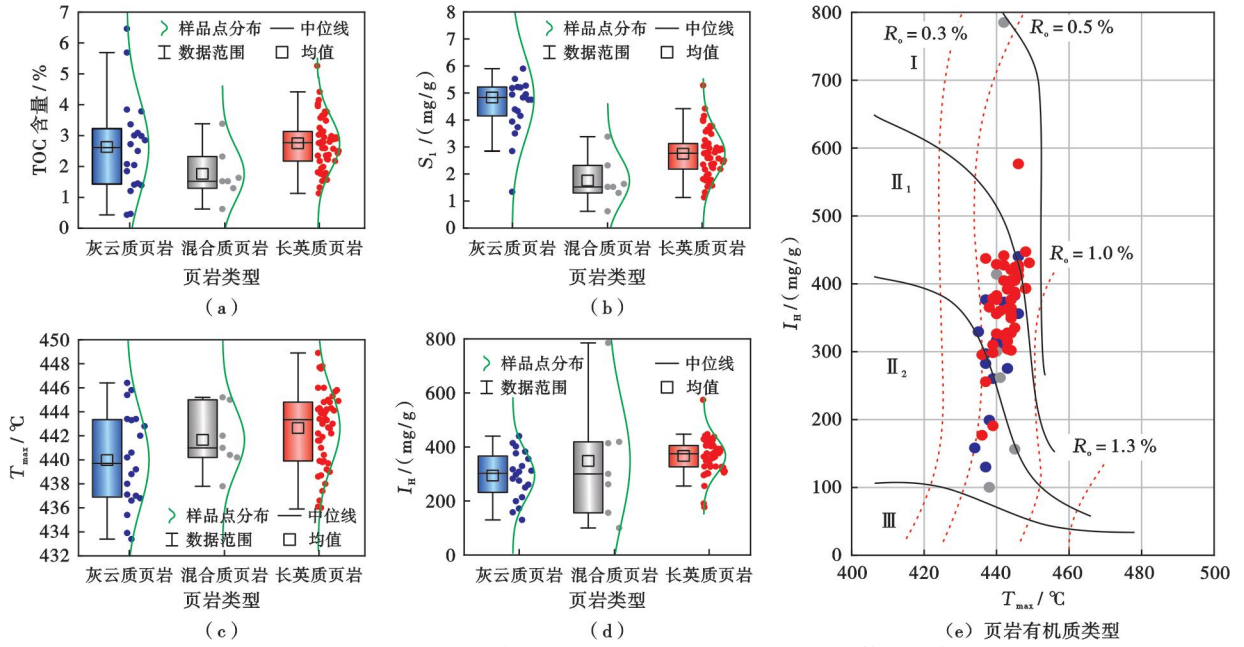
### 2.3 纹层的矿物学特征

结合岩心荧光扫描分析[图 1(c)],XRF 分析(图 2)和全自动矿物分析系统(AMICS)成像分析(图 6),笔者对孔二段的纹层状页岩和块状页岩开展了矿物学对比。对于具有相似矿物成分的纹层状和块状页岩,在

成岩作用方面并未表现出显著差异,但在孔隙度与有机质发育程度上存在区别。为更好地阐述页岩的纹层类型及矿物特征,笔者选取代表性的纹层进行了定量对比。根据纹层的厚度、矿物组分的粒度和成岩矿物等差异,识别出 5 类纹层。

#### 2.3.1 长英质纹层

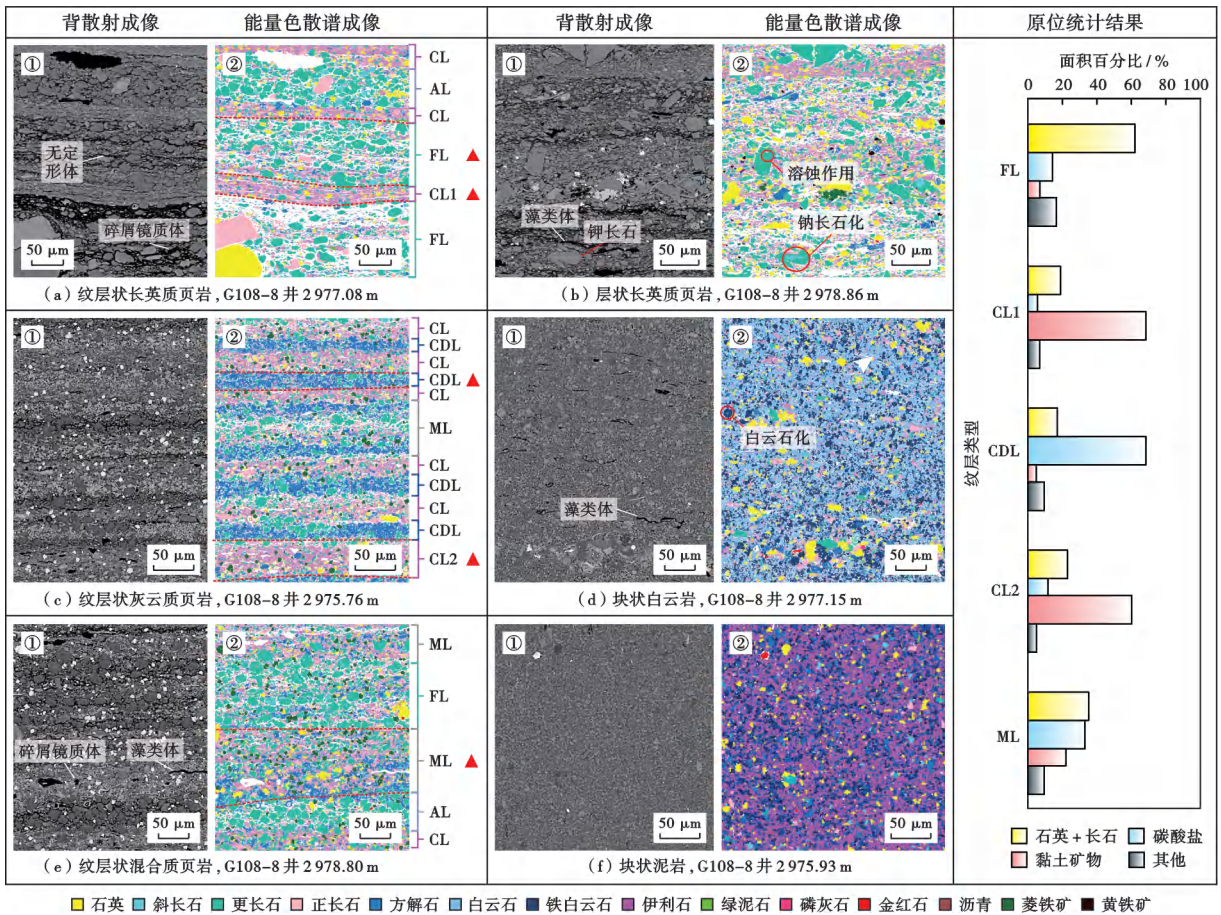
长英质纹层[图 2(a)、图 6(a)]内长英质矿物的相对含量超过 50%。纹层厚度最大,通常分布在 150~300 μm;有机质丰度最为丰富,混合了迁移有机质(碎屑镜质体等)和原地有机质(如藻类体、无定形体等);矿物颗粒的平均粒径最大,平均为 5~10 μm;主要矿物由石英、钠长石、钾长石和奥长石组成,其次为少量的方解石、白云石、铁白云石和黏土矿物(伊利石、绿泥石等);长英质、碳酸盐和黏土矿物的相对含量分别为 62.08%、14.30%和 7.00%,有机质的相对含量为 16.27%。长石的钠长石化是长英质纹层内典型的成岩作用[图 6(b)中②]。



注: TOC—总有机碳;  $S_1$ —游离烃;  $T_{max}$ —最高热解峰温;  $I_{HI}$ —氢指数;  $R_0$ —镜质体反射率。

图5 沧东凹陷孔二段纹层状页岩的有机地球化学参数

Fig. 5 Organic geochemical parameters of laminated shale in the Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag



注: CDL—灰云质纹层; FL—长英质纹层; ML—混合质纹层; CL—黏土质纹层; CL1—黏土质纹层示例1; CL2—黏土质纹层示例2; AL—方沸石纹层。

图6 基于全自动矿物分析系统分析的孔二段页岩的矿物、有机质与成岩作用识别

Fig. 6 Identification of minerals, organic matters and diagenesis of shale in the Member 2 of Kongdian Formation based on Advanced Mineral Characterization System

### 2.3.2 灰云质纹层

该类纹层是一种以碳酸盐矿物为主导(碳酸盐的相对含量超过50%)的纹层[图2(b)、图6(c)中②]。纹层厚度最薄,通常分布在30~60 μm;有机质丰度较为丰富,以原地有机质为主(藻类体等);矿物颗粒的平均粒径最小,平均为0.5~1.0 μm;主要矿物组分为方解石、白云石和铁白云石等,其次为石英、长石和黏土矿物(伊利石、绿泥石等);长英质、碳酸盐和黏土矿物的相对含量分别为17.04%、68.43%和4.85%,有机质相对含量为9.68%;方解石的白云石化是灰云质纹层内典型的成岩作用[图6(d)中②]。

### 2.3.3 方沸石质纹层

该类纹层是一种以方沸石矿物为主导(方沸石的相对含量超过50%)的纹层[图6(a)中②和图6(e)中②]。方沸石在沧东凹陷孔二段普遍存在,全岩X射线衍射(XRD)分析也说明了这一点[图4(b)]。由于方沸石属于含水的似长石矿物,其在能量色散谱(EDS)成像中难以与长石区分。前人通过岩石薄片观察发现,方沸石可呈纹层状或充填基质状产出<sup>[16-17]</sup>。结合岩石薄片观察结果,笔者识别了纹层状长英质页岩和混合质页岩中的方沸石纹层,该类纹层常与黏土质纹层紧邻。与长石等陆源碎屑的输入不同,纹层状方沸石在区域上视为同生或早成岩阶段的产物<sup>[29]</sup>。因此,在方沸石纹层内其他碎屑矿物含量低,纹层内的方沸石颗粒较为均匀、分选较长英质纹层更好。

### 2.3.4 黏土质纹层

该类纹层是一种以黏土矿物为主导(黏土矿物的相对含量超过50%)的纹层[图6(c)中②]。纹层厚度

中等,通常分布在50~150 μm;有机质相对缺乏。黏土质纹层与其他纹层的区别在于其赋存形式为纹层状,而不是充填在基质孔内。黏土质纹层中的黏土矿物主要为伊利石和绿泥石等;长英质、碳酸盐和黏土矿物的相对含量分别为22.95%、3.53%和60.17%;菱铁矿的相对含量较高,达8.12%;有机质的相对含量为4.73%。

### 2.3.5 混合质纹层

该类纹层是长英质、碳酸盐和黏土矿物含量(不超过50%)均不占优势主导的纹层[图6(e)]。长英质、碳酸盐和黏土矿物的相对含量分别为35.29%、20.15%和22.13%;菱铁矿的相对含量较高,达12.98%;有机质相对含量为9.26%。纹层的厚度变化较大,通常为100~250 μm;有机质相对丰富,混合了迁移有机质(碎屑镜质体等)和原地有机质(藻类体等);与块状泥岩[图6(f)中②]相似的是,混合质纹层内有大量的黏土矿物以充填孔隙的形式赋存。

## 2.4 孔隙结构特征

氮气物理吸附分析和高分辨率场发射扫描电镜(SEM)技术的联用可用于定量表征页岩的孔隙参数并直观地观察抛光样品的纳米孔隙形态(表1、图7)。

纹层状灰云质页岩具有最高的平均孔隙直径,分布在19.57~47.51 nm、平均为31.85 nm,洗油后的平均孔隙直径增量为6.03~25.64 nm、平均为16.88 nm(表1);其典型的孔隙结构为碳酸盐晶间孔隙(图7中③)与微裂缝(图7中④)。

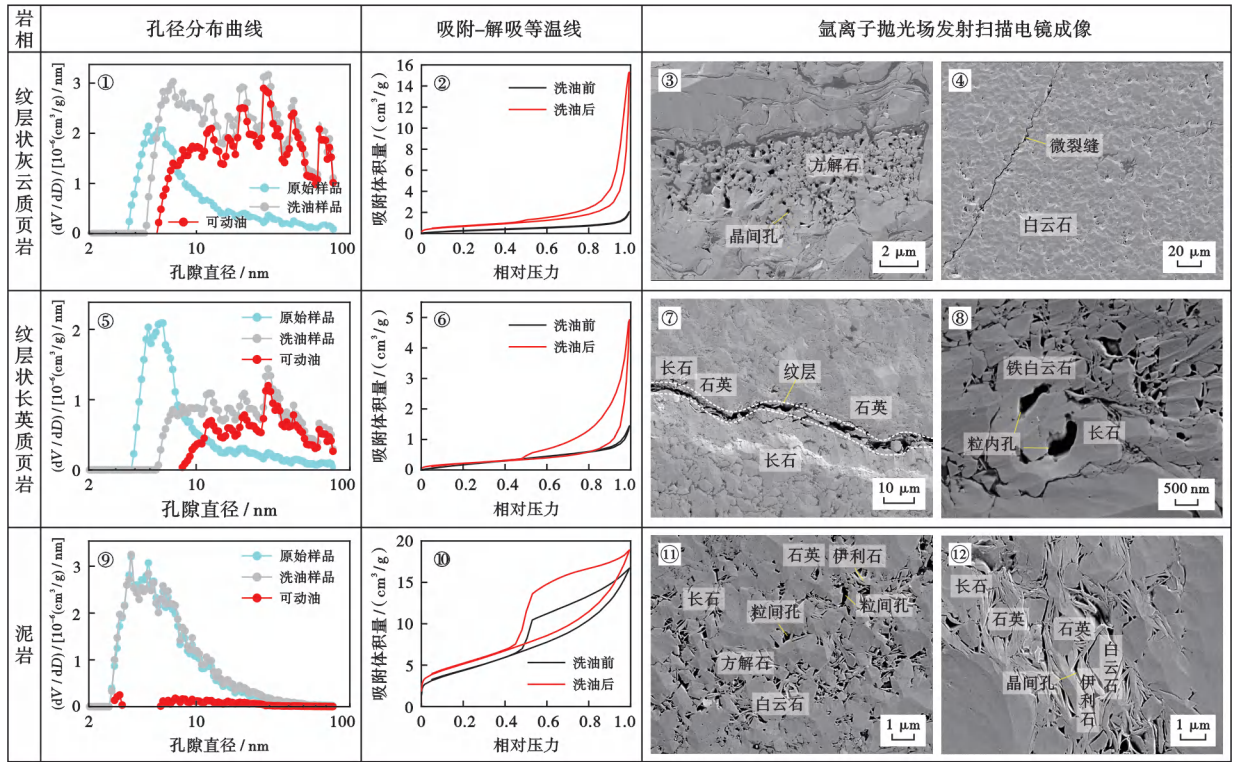
纹层状长英质页岩具有相对较高的平均孔隙直径,分布在11.59~36.41 nm、平均为21.52 nm,洗油

表1 氮气吸附实验获取的孔二段页岩样品(洗油后)的孔隙参数

Table 1 Pore parameters of shale samples after oil removal by nitrogen adsorption analysis

岩相	井号	深度/m	洗油后平均 孔隙直径/nm	平均孔隙直径 增量/nm	孔体积/ (10 <sup>-3</sup> cm <sup>3</sup> /g)	比表面积/ (m <sup>2</sup> /g)
纹层状灰 云质页岩	G108-8	2959.39	19.57	6.03	13.34	2.73
	G108-8	3122.00	23.54	12.22	4.76	0.81
	GD12	3836.47	37.32	25.64	23.73	2.54
	GD14	4129.01	31.30	21.28	3.70	0.47
	GD14	4135.43	47.51	19.25	3.33	0.28
纹层状长 英质页岩	G108-8	2981.30	11.59	0.88	11.93	4.12
	GD12	3896.92	19.38	7.32	7.72	1.59
	GD14	4106.79	36.41	27.48	7.63	0.84
	GD14	4112.41	20.14	9.59	6.56	1.30
	GD14	4121.32	20.06	4.14	6.25	1.25
纹层状混 合质页岩	G108-8	2938.93	19.68	3.49	6.62	1.35
	GD14	4084.90	16.74	7.47	1.59	0.38
块状白云岩	GD12	3858.79	21.92	12.47	3.52	0.64
	GD12	3823.40	8.92		12.80	5.74
块状泥岩	GD12	3829.82	8.29		13.51	6.52
	GD12	3862.29	6.41		29.29	18.29

注:平均孔隙直径增量即洗油前后氮气吸附实验获得的平均孔隙直径的差值。



注:V—孔隙体积;D—孔隙直径。

图7 孔二段典型纹层状页岩的孔径分布及孔隙形态

Fig. 7 Pore size distribution and pore morphology of typical laminated shales in the Member 2 of Kongdian Formation

后的平均孔隙直径增量为 0.88~27.48 nm 平均为 9.88 nm(表 1);其典型的孔隙结构为纹层缝(图 7 中⑦)、硅酸盐溶蚀孔以及矿物粒间孔(图 7 中⑧)。

富黏土矿物的块状泥岩具有最低的平均孔隙直径,分布在 6.41~8.92 nm、平均为 7.87 nm,洗油后的平均孔隙直径几乎无增量,比表面积为 5.74~18.29 m<sup>2</sup>/g、平均为 7.87 m<sup>2</sup>/g(表 1);其典型的孔隙结构为碳酸盐与黏土矿物的粒间孔(图 7 中⑪)以及黏土矿物的晶间孔隙(图 7 中⑫)。

## 2.5 页岩油在纹层中的赋存状态

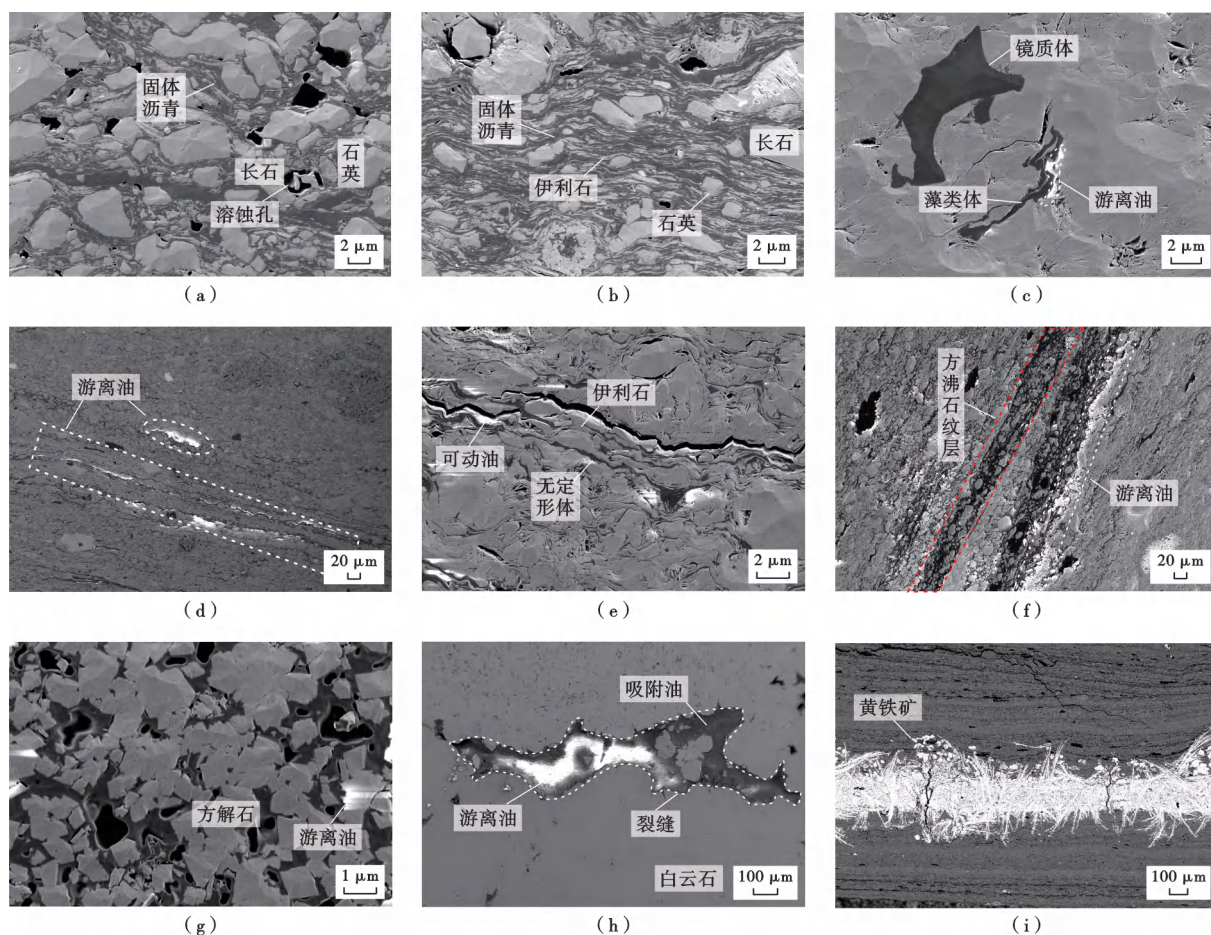
纹层状长英质和混合质页岩内富含原地有机质(无定形体和藻类体等)、迁移有机质(镜质体等)和固体沥青[图 8(a)—图 8(c)],与广泛存在的黏土矿物混合,石英、长石等碎屑矿物呈漂浮态[图 8(a)、图 8(b)]。依据荷电效应<sup>[30]</sup>,残余游离油在 SEM 下呈白色,常见于有机质表面[图 8(c)]或沿纹层状分布[图 8(d)]。黏土质纹层内的有机质含量相对较低,少量的残余游离油分布于黏土矿物晶间孔表面[图 8(e)];方沸石纹层内的基质黏土矿物含量很少,粒间可见大量的固体沥青,可见大量沿着纹层分布的残余游离油[图 8(f)];灰云质纹层内发育大量的碳酸盐粒间孔,并充填吸附油和残余游离油[图 8(g)],裂缝内的大孔也是游离油的重要储集空间[图 8(h)],并沿灰云质纹层可见黄铁矿条带[图 8(i)]。

## 3 讨论

### 3.1 纹层状页岩的成因

前人利用 TOC 含量、Sr/Ba、Rb/Sr 等分析了沧东凹陷孔二段湖相细粒沉积物源输入的强弱、气候的干湿性、水体咸度与氧化还原性<sup>[26]</sup>;利用原油的地球化学参数(伽马蜡烷、霍烷和甾烷、Pr/Ph 等)分析了页岩纹层形成时水体的分层与纹层保存条件<sup>[31]</sup>。笔者从有机相的角度分析纹层状页岩的成因,以期揭示不同纹层状页岩油的富集机理及差异性。由石英+长石、碳酸盐和黏土矿物构成的三元岩相图(图 9),是有效划分细粒页岩沉积体系有机相的重要手段<sup>[32-33]</sup>。图 9 中,A、B、C 类有机相为以 I 型/II 型生油有机质为主的有机相类型;而 D、E、F 类有机相为以生气为主的有机相类型,其沉积环境为陆相近海平原,以 III 型/IV 型有机质为主要生源。

总体上,孔二段纹层状页岩形成于 3 类有机相。纹层状灰云质页岩主要形成于 A 类有机相,其沉积环境为海相或陆相湖盆中的富碳酸盐/蒸发岩体系,以海藻或细菌等高含硫的 I 型/II 型干酪根为主要生源;纹层状长英质页岩主要形成于 C 类有机相,其沉积环境以陆相湖盆拗陷期淡水沉积为主,以淡水藻、细菌等低含硫 I 型有机质为主要生源;纹层状混合质页岩主要



(a) 固态沥青、长石的溶蚀孔隙, 长英质纹层, G108-8 井 3 129. 89 m; (b) 固态沥青与伊利石的混合, 混合质纹层, G108-8 井 3 210. 03 m; (c) 藻类体表面的游离油分布, 长英质纹层, G108-8 井 3 087. 76 m; (d) 纹层内的游离油分布, 长英质纹层, G108-8 井 3 189. 36 m; (e) 游离油沿层状伊利石孔隙分布, 黏土质纹层, G108-8 井 3 189. 36 m; (f) 游离油沿层状分布, 方沸石纹层, G108-8 井 3 116. 06 m; (g) 晶间孔内的游离油以及吸附油, 灰云质纹层, G108-8 井 3 189. 36 m; (h) 裂缝内的游离油以及矿物表面的吸附油, G108-8 井 3 060. 87 m; (i) 黄铁矿沿着纹层分布, 灰云质纹层, G108-8 井 2975. 07 m。

图 8 沧东凹陷孔二段页岩油在孔隙中的赋存状态

Fig. 8 Occurrence states of shale oil in pores of the Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag

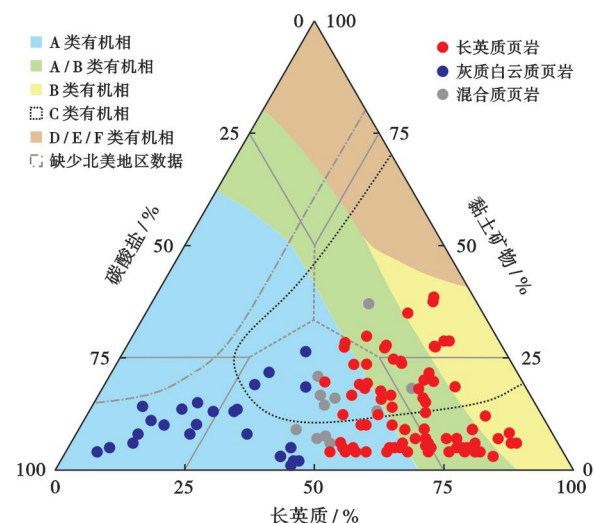


图 9 依据全岩矿物组成的孔二段纹层状页岩有机相的划分方案(据文献[32-33]修改)

Fig. 9 Organic facies classification for laminated shales in the Member 2 of Kongdian Formation by the whole rock mineral composition

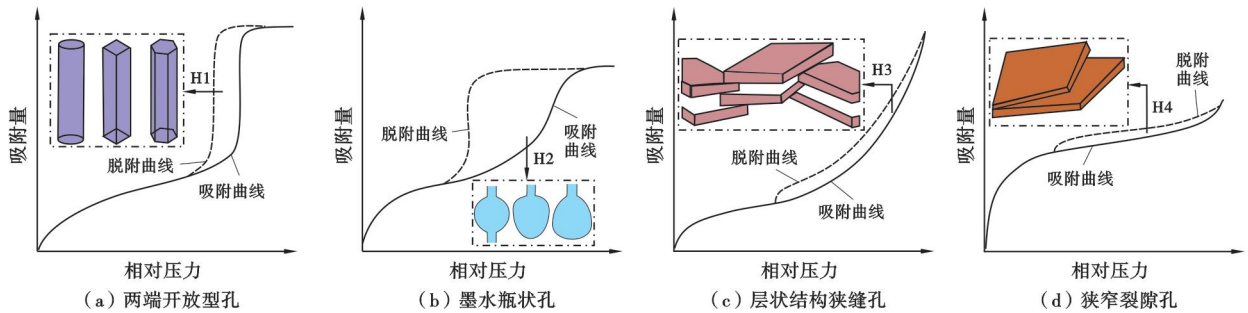
形成于过渡性有机相, 具有混合成因。分析结果与前人对孔二段沉积环境的认识相吻合<sup>[26]</sup>, 同时进一步揭示了纹层状页岩的有机相类型, 特别是揭示了干酪根类型与成分信息, 为认识纹层状长英质和灰云质页岩高效生烃的差异提供了依据。

### 3.2 页岩油可动性的主控因素

笔者基于孔隙结构的定量表征(图 7、图 10)、有机-无机地质因素的聚类分析(图 11)和多参数的相关性分析(图 12), 探讨了孔二段页岩油可动性的主控因素。

氮气吸附实验分析表明, 纹层状页岩较块状页岩具有最佳的储集性能, 不同成分纹层状页岩的孔隙参数存在显著差异。页岩在去油前后的孔径增量是页岩内页岩油富集程度的重要指示。相较于其他纹层状页岩, 灰云质页岩平均孔径的增量最大, 达 16. 88 nm, 显示其页岩油储集性最佳; 而块状泥岩平均孔径的增量很低(表 1), 页岩油储集性最差。





注: H1、H2、H3 和 H4 分别为反映 4 种孔隙结构的典型滞后环(由吸附曲线和脱附曲线构成)类型,即两端开放的柱状孔、墨水瓶型孔(口小腔大)、平行板构成的狭缝毛细孔、楔状孔或槽状孔。

图 10 介孔材料吸附-脱附曲线与孔隙形状分类(据文献[34-35]修改)

Fig. 10 Adsorption-desorption curves of mesoporous materials and classification of pore shapes

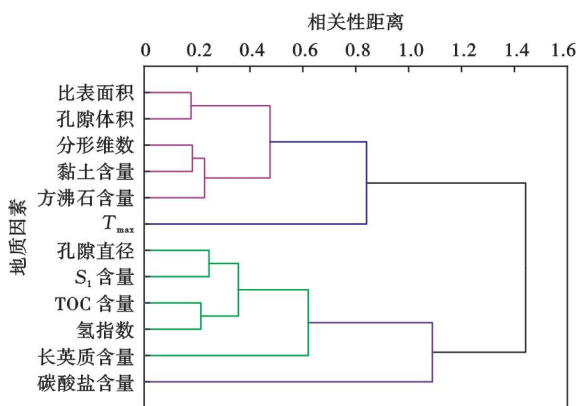


图 11 游离烃含量与有机-无机地质因素的聚类分析

Fig. 11 Cluster analysis of free hydrocarbon content and organic-inorganic geological factors

通过氮气吸附-脱附曲线构成的回滞环可判识页岩的孔隙形态(图 10)。分析显示:块状泥岩的回滞环以 H2 型和 H4 型为主(图 7 中⑩),对应的孔隙结构以墨水瓶状孔或窄缝孔为主,具体表现为黏土矿物的晶间孔(图 7 中⑫),孔隙的开放程度和页岩油的可动性差;纹层状灰云质页岩和长英质页岩的回滞环以 H3 型和 H4 型为主(图 7 中②和⑥),对应的孔隙结构以平行板状孔或窄缝孔为主,具体表现为碳酸盐晶间孔(图 7 中③)、裂缝内大孔(图 7 中④)以及纹层(图 7 中⑦)和粒内溶蚀孔隙(图 7 中⑧),孔隙的开放程度较好。

### 3.2.1 有机-无机地质因素共同控制页岩油的可动性

对页岩中的  $S_1$  含量、储层孔隙参数(孔隙直径、孔隙比表面积、孔体积与孔隙分形维数)、无机矿物含量(长英质、碳酸盐、黏土矿物和方沸石)以及烃源岩参数(TOC 含量、 $I_H$  和  $T_{max}$ )进行聚类关系分析(图 11)发现,孔隙比表面积与孔体积、黏土矿物含量与孔隙分形维数、TOC 含量与  $I_H$ 、孔隙直径与  $S_1$  含量两两的相关性最强,而黏土矿物含量与方沸石含量、黏土矿物

含量与  $T_{max}$ 、长英质含量与 TOC 含量两两的相关性次之。

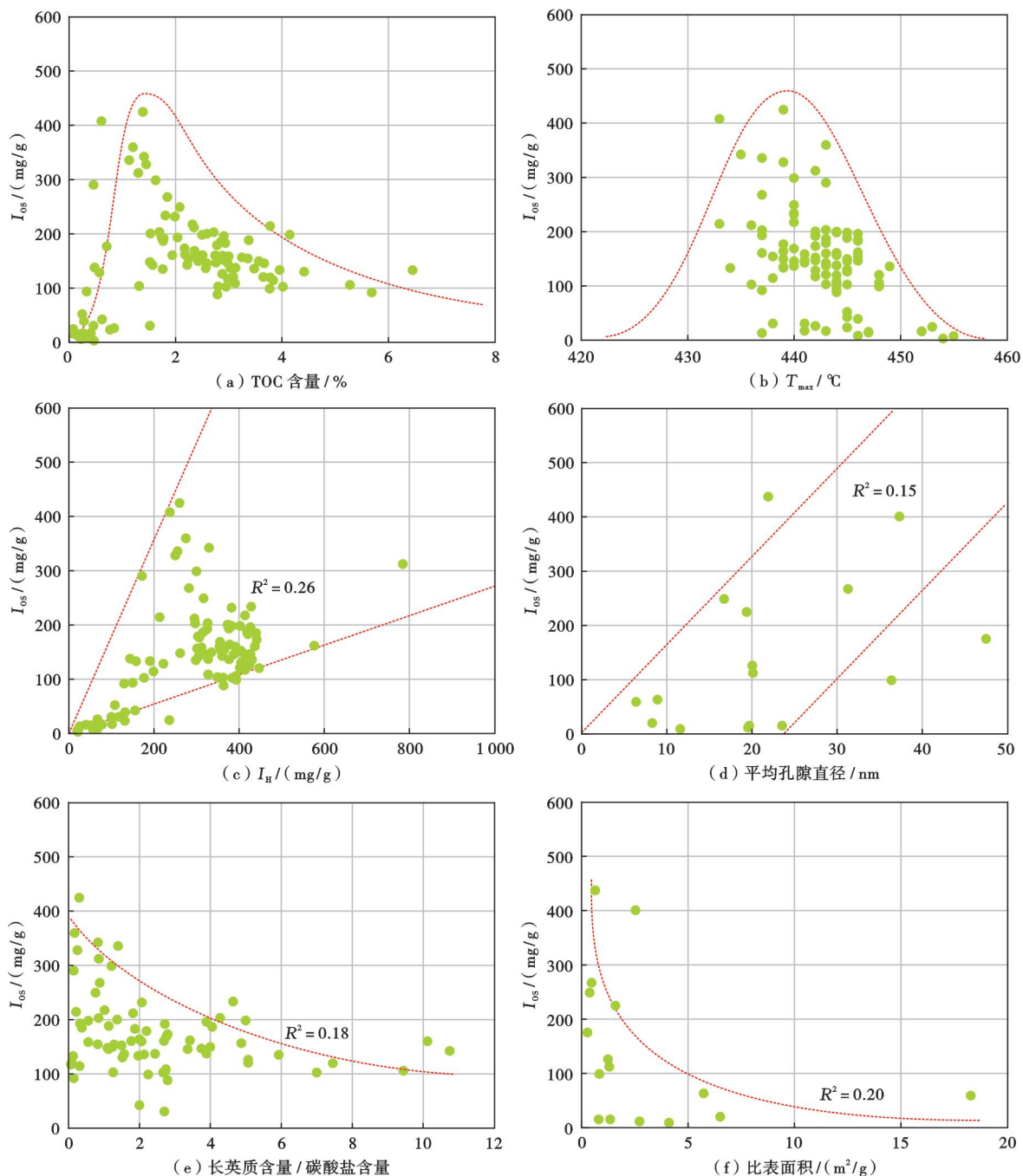
### 3.2.2 有机-无机地质因素影响方式的多元性

含油饱和度指数(其值为 100 倍的  $S_1$  含量与 TOC 含量之比)是反映页岩油可动性的重要指标<sup>[36]</sup>。通过有机-无机地质因素与页岩油可动性的相关分析(图 12)发现,含油饱和度指数与 TOC 含量、 $T_{max}$  并非单一的正相关或负相关关系,而是呈现先增后减的关系[图 12(a)、图 12(b)];含油饱和度指数与  $I_H$ 、平均孔径呈现良好的正相关性[图 12(c)、图 12(d)];含油饱和度指数与长英质含量、碳酸盐含量二者的比值以及孔隙比表面积均呈现明显的负相关性[图 12(e)、图 12(f)],而与孔隙体积的相关性不明显。

有机-无机地质因素对页岩油可动性影响的多元性表现在 3 方面:

(1) 有机质对页岩油可动性的影响具有双重性。有机质既作为重要的生烃母质促进生油,也是页岩油运移过程的主要吸附介质,可阻碍页岩油的流动。 $T_{max}$  与有机质成熟度呈良好的正相关关系,但根据生烃模拟<sup>[37-38]</sup>,页岩油的排烃比例随着成熟度增加并非表现为单一的递增,而是呈现先增后减的趋势,在成熟度约为 0.9% 时达到最大值。因此,TOC 含量和  $T_{max}$  均存在适中的分布范围,即当 TOC 含量分布在 1%~4%, $T_{max}$  为 435~450 °C 时含油饱和度指数达到最大值[图 12(a)、图 12(b)]。

(2) 储层中的黏土矿物对页岩油的可动性表现为显著的负面影响。黏土矿物的比表面积大,决定了其对页岩油的吸附能力较其他矿物强,这不利于页岩油的流动;相较而言,由于长英质和碳酸盐矿物的比表面积小,其对页岩油的吸附能力较低,因此在纹层状长英质和灰云质页岩中页岩油的可动性均较好,且后者较前者的可动性更强。一方面,在纹层状长英质页岩内,粒间充填的黏土矿物更加发育,这导致其储层物性变



注:  $I_{0s}$ —含油饱和度指数; TOC—总有机碳;  $I_H$ —氢指数;  $T_{max}$ —最高热解峰温;  $R^2$ —相关性判定系数。

图 12 孔二段纹层状页岩的含油饱和度指数与有机-无机地质因素的相关性

Fig. 12 Correlation between the oil saturation index and organic-inorganic geological factors for laminated shales in the Member 2 of Kongdian Formation

差;另一方面,在纹层状灰云质页岩的干酪根中含硫量高,这导致其具有更低的  $T_{max}$ <sup>[39]</sup> 和生烃活化能<sup>[37-38]</sup>,也意味着纹层状灰云质页岩可以在较低的成熟度开始生烃。

(3) 更大的页岩孔径意味着更大的储集空间和运移通道,因此纹层结构对页岩油可动性有重要影响。此外,孔隙比表面积的大小对页岩气和页岩油的影响

是有差异的:对于页岩气储层而言,更大的孔隙比表面积意味着储层能吸附更多的页岩气,并在后期压裂过程释放;但对于页岩油储层,孔隙比表面积大并非页岩油可动性的有利因素,因为页岩油的微观流动路径依赖于矿物表面的性质,具有简单孔隙结构的平整矿物表面更易促进页岩油流动。因此,在开展页岩油“甜点”评价,优选评价参数时,建议注意区分。

## 4 结 论

(1) 沧东凹陷深湖亚相纹层状页岩主要发育 5 种组分的纹层,即长英质纹层、黏土质纹层、灰云质纹层、方沸石质纹层和混合质纹层。这些纹层主要构成了长英质、灰云质和混合质 3 类纹层状页岩。

(2) 在储集性能方面,纹层状页岩优于块状页岩,进一步地,纹层状灰云质页岩优于纹层状长英质页岩。页岩孔隙中的游离油主要见于有机质表面、矿物粒间孔、粒内溶孔或裂缝内大孔中。

(3) 矿物成分的有机相分类分析表明,纹层状长英质和纹层状灰云质页岩分别发育于具有大量淡水输入和富含碳酸盐/蒸发岩的咸水环境,反映两种页岩具有差异化的高效生烃机理。

(4) 页岩油可动性控制因素的分析表明,有机-无机地质因素对纹层状页岩油的流动性有重要影响。有利于页岩油流动的因素包括:页岩具有适中的 TOC 含量(1%~4%)和  $T_{\max}$ (435~450 °C),发育产气型而非产油型干酪根,具有更高的碳酸盐含量而非长英质含量、大孔径和更低的孔隙比表面积。

### 参 考 文 献

- [1] 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.  
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.
- [2] 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.
- [3] 何文渊,柳波,张金友,等. 松辽盆地古龙页岩油地质特征及关键科学问题探索[J]. 地球科学,2023,48(1):49-62.  
HE Wenyuan,LIU Bo,ZHANG Jinyou,et al. Geological characteristics and key scientific and technological problems of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Earth Science,2023,48(1):49-62.
- [4] 孙龙德,刘合,何文渊,等. 大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析[J]. 石油勘探与开发,2021,48(3):453-463.  
SUN Longde,LIU He,HE Wenyuan,et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing oilfield,NE China[J]. Petroleum Exploration and Development,2021,48(3):453-463.
- [5] 刘惠民. 济阳拗陷古近系页岩油地质特殊性及其勘探实践——以沙河街组四段上亚段—沙河街组三段下亚段为例[J]. 石油学报,2022,43(5):581-594.  
LIU Huimin. Geological particularity and exploration practice of Paleogene shale oil in Jiyang depression;a case study of the upper submember of Member 4 to the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation[J]. Acta Petrolei Sinica,2022,43(5):581-594.
- [6] 刘惠民,包友书,张守春,等. 陆相富碳酸盐页岩结构特征与页岩油可动性——以济阳拗陷古近系沙河街组页岩为例[J]. 石油勘探与开发,2023,50(6):1150-1161.  
LIU Huimin,BAO Youshu,ZHANG Shouchun,et al. Structural characteristics of continental carbonate-rich shale and shale oil movability:a case study of the Paleogene Shahejie Formation shale in Jiyang depression,Bohai Bay Basin,China[J]. Petroleum Exploration and Development,2023,50(6):1150-1161.
- [7] 宋明水,刘惠民,王勇,等. 济阳拗陷古近系页岩油富集规律认识与勘探实践[J]. 石油勘探与开发,2020,47(2):225-235.  
SONG Mingshui,LIU Huimin,WANG Yong,et al. Enrichment rules and exploration practices of Paleogene shale oil in Jiyang depression,Bohai Bay Basin,China [J]. Petroleum Exploration and Development,2020,47(2):225-235.
- [8] 王小军,杨智峰,郭旭光,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油勘探实践与展望[J]. 新疆石油地质,2019,40(4):402-413.  
WANG Xiaojun,YANG Zhifeng,GUO Xuguang,et al. Practices and prospects of shale oil exploration in Jimsar sag of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology,2019,40(4):402-413.
- [9] 支东明,唐勇,杨智峰,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理[J]. 石油与天然气地质,2019,40(3):524-534.  
ZHI Dongming,TANG Yong,YANG Zhifeng,et al. Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer sag,Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology,2019,40(3):524-534.
- [10] 赵贤正,蒲秀刚,金凤鸣,等. 黄骅拗陷页岩型页岩油富集规律及勘探有利区[J]. 石油学报,2023,44(1):158-175.  
ZHAO Xianzheng,PU Xiugang,JIN Fengming,et al. Enrichment law and favorable exploration area of shale-type shale oil in Huanghua depression[J]. Acta Petrolei Sinica,2023,44(1):158-175.
- [11] 赵贤正,蒲秀刚,周立宏,等. 深盆地相页岩油富集理论、勘探技术及前景——以渤海湾盆地黄骅拗陷古近系为例[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.
- [12] 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.
- [13] 金之钧,朱如凯,梁新平,等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. 石油勘探与开发,2021,48(6):1276-1287.

- 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): 1276-1287.
- [14] XIN Bixiao, HAO Fang, LIU Xuefeng, et al. Quantitative evaluation of pore structures within micron-scale laminae of lacustrine shales from the second Member of the Kongdian Formation in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 144: 105827.
- [15] XIONG Zhouhai, CAO Yingchang, LIANG Chao, et al. Origin and significance of authigenic quartz and albite in lacustrine calcareous fine-grained sedimentary rocks[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 143: 105799.
- [16] 贾业, 朱世发, 杨祎, 等. 中国陆相湖盆沉积岩中方沸石的产状、成分和成因[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(4): 949-962.  
JIA Ye, ZHU Shifa, YANG Yi, et al. Occurrence, composition and origin of analcime in terrestrial lacustrine sedimentary rocks in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(4): 949-962.
- [17] 张跃, 陈世悦, 孟庆爱, 等. 黄骅坳陷沧东凹陷孔二段细粒沉积岩中方沸石的发现及其地质意义[J]. *中国石油勘探*, 2015, 20(4): 37-43.  
ZHANG Yue, CHEN Shiyue, MENG Qing'ai, et al. The discovery of analcime in fine-grained sedimentary rocks of the second Member of Kongdian Formation in Cangdong sag, Huanghua depression: implications for early diagenetic environment[J]. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(4): 37-43.
- [18] LIANG Chao, CAO Yingchang, LIU Keyu, et al. Diagenetic variation at the lamina scale in lacustrine organic-rich shales: implications for hydrocarbon migration and accumulation[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2018, 229: 112-128.
- [19] WANG Miao, CHEN Yong, SONG Guoqi, et al. Formation of bedding-parallel, fibrous calcite veins in laminated source rocks of the Eocene Dongying depression: a growth model based on petrographic observations[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2018, 200: 18-35.
- [20] HART B S, SCHIEBER J, KALINEC J. Clay diagenesis and overpressure development in Upper Cretaceous and Tertiary shales of South Texas[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, 147: 105978.
- [21] 邓宏文, 钱凯. 深湖相泥岩的成因类型和组合演化[J]. *沉积学报*, 1990, 8(3): 1-21.  
DENG Hongwen, QIAN Kai. The genetic types and association evolution of deep lacustrine facies mudstones[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1990, 8(3): 1-21.
- [22] 黎茂稳, 金之钧, 董明哲, 等. 陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(4): 489-505.  
LI Maowen, JIN Zhijun, DONG Mingzhe, et al. Advances in the basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(4): 489-505.
- [23] 陈世悦, 张顺, 刘惠民, 等. 湖相深水细粒物质的混合沉积作用探讨[J]. *古地理学报*, 2017, 19(2): 271-284.  
CHEN Shiyue, ZHANG Shun, LIU Huimin, et al. Discussion on mixing of fine-grained sediments in lacustrine deep water[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2017, 19(2): 271-284.
- [24] 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.
- [25] 蒲秀刚, 金凤鸣, 韩文中, 等. 陆相页岩油甜点地质特征与勘探关键技术——以沧东凹陷孔二段为例[J]. *石油学报*, 2019, 40(8): 997-1012.  
PU Xiugang, JIN Fengming, HAN Wenzhong, et al. Sweet spots geological characteristics and key exploration technologies of continental shale oil: a case study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(8): 997-1012.
- [26] 邓远, 陈世悦, 蒲秀刚, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段细粒沉积岩形成机理与环境演化[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(4): 811-823.  
DENG Yuan, CHEN Shiyue, PU Xiugang, et al. Formation mechanism and environmental evolution of fine-grained sedimentary rocks from the second Member of Kongdian Formation in the Cangdong sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(4): 811-823.
- [27] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 陆相湖盆页岩层系基本地质特征与页岩油勘探突破——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔二段一亚段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(3): 361-372.  
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Geological characteristics of shale rock system and shale oil exploration in a lacustrine basin: a case study from the Paleogene 1st sub-member of Kong 2 Member in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(3): 361-372.
- [28] 周立宏, 蒲秀刚, 陈长伟, 等. 陆相湖盆细粒岩油气的概念、特征及勘探意义: 以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段为例[J]. *地球科学*, 2018, 43(10): 3625-3639.  
ZHOU Lihong, PU Xiugang, CHEN Changwei, et al. Concept, characteristics and prospecting significance of fine-grained sedimentary oil gas in terrestrial lake basin: a case from the second Member of Paleogene Kongdian Formation of Cangdong sag, Bohai Bay Basin[J]. *Earth Science*, 2018, 43(10): 3625-3639.
- [29] 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.  
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.
- [30] 金旭, 李国欣, 孟思炜, 等. 陆相页岩油可动性微观综合评价[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(1): 222-232.  
JIN Xu, LI Guoxin, MENG Siwei, et al. Microscale comprehensive evaluation of continental shale oil recoverability[J]. *Petroleum*

- um Exploration and Development, 2021, 48(1): 222-232.
- [31] 李文奇, 刘小平, 关铭, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔二段页岩层系原油地球化学特征[J]. 石油实验地质, 2020, 42(2): 263-272. LI Wenqi, LIU Xiaoping, GUAN Ming, et al. Geochemical characteristics of crude oils in the second Member of Kongdian Formation shale system, Cangdong sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(2): 263-272.
- [32] EVENICK J C, MCCLAIN T. Method for characterizing source rock organofacies using bulk rock composition[M]// CHATEL-LIER J Y, JARVIE D M. Critical assessment of shale resource plays. Tulsa; American Association of Petroleum Geologists, 2013: 5-10.
- [33] 黎茂稳, 马晓潇, 金之钧, 等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 1-25. LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIN Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 1-25.
- [34] RUTHVEN D M. Principles of adsorption and adsorption processes [M]. New York: John Wiley and Sons Ltd., 1984.
- [35] SING K S W. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity (Provisional)[J]. Pure and Applied Chemistry, 1982, 54(11): 2201-2218.
- [36] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas; part 1—shale-gas resource systems[M]// BREYER J A. Shale reservoirs—giant resources for the 21st Century. Tulsa; American Association of Petroleum Geologists, 2012: 89-119.
- [37] TISSOT B P, WELTE D H. Petroleum formation and occurrence [M]. Berlin; Springer, 1984.
- [38] 赵文智, 胡素云, 侯连华. 页岩油地下原位转化的内涵与战略地位[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 537-545. ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua. Connotation and strategic role of in-situ conversion processing of shale oil underground in the onshore China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 537-545.
- [39] BASKIN D K, PETERS K E. Early generation characteristics of a sulfur-rich Monterey kerogen[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(1): 1-13.

(收稿日期 2023-12-29 改回日期 2024-04-10 编辑 雷永良)

(上接第 786 页)

- [25] 唐勇, 王彦君, 郭娟娟, 等. 准噶尔盆地夏盐凸起多层系油气富集条件及勘探前景[J]. 石油学报, 2023, 44(4): 583-597. TANG Yong, WANG Yanjun, GUO Juanjuan, et al. Enrichment conditions and exploration prospects of oil and gas in multi-layer system in Xiayan uplift, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(4): 583-597.
- [26] 支东明, 唐勇, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规-非常规油气有序共生与全油气系统成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 38-51. ZHI Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 38-51.
- [27] 王绪龙, 康素芳. 准噶尔盆地腹部及西北缘斜坡区原油成因分析[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(2): 108-112. WANG Xulong, KANG Sufang. Analysis of crude origin in hinterland and slope of northwestern margin, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(2): 108-112.
- [28] CAO Jian, ZHANG Yijie, HU Wenxuan, et al. The Permian hybrid petroleum system in the northwest margin of the Junggar Basin, northwestern China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2005, 22(3): 331-349.
- [29] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 657-667. KUANG Lichun, TANG Yong, LEI Dewen, et al. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 657-667.
- [30] 张元元, 李威, 唐文斌. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩发育的构造背景和形成环境[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 48-54. ZHANG Yuanyuan, LI Wei, TANG Wenbin. Tectonic setting and environment of alkaline lacustrine source rocks in the Lower Permian Fengcheng Formation of Mahu sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 48-54.
- [31] 唐勇, 王智强, 庞燕青, 等. 准噶尔盆地西部坳陷二叠系下乌尔禾组烃源岩生烃潜力评价[J]. 岩性油气藏, 2023, 35(4): 16-28. TANG Yong, WANG Zhiqiang, PANG Yanqing, et al. Hydrocarbon-generating potential of source rocks of Permian Lower Urho Formation in western depression, Junggar Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2023, 35(4): 16-28.
- [32] 宋涛, 黄福喜, 汪少勇, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷侏罗系油气藏特征及勘探潜力[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(3): 341-350. SONG Tao, HUANG Fuxi, WANG Shaoyong, et al. Characteristics and exploration potential of Jurassic oil and gas reservoirs in Mahu sag of the Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(3): 341-350.

(收稿日期 2023-11-08 改回日期 2023-12-23 编辑 雷永良)