

鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7³油层亚组页岩岩相及页岩油差异赋存与微观运聚特征

张一帆¹, 蒯克来^{1,2}, 操应长^{1,2}, 张博³, 王秀娟⁴, 尤源⁴, 马文忠⁴, 王雨轩¹, 孙琦慧¹

[1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 2. 中国石油大学(华东)深层油气重点实验室, 山东 青岛 266580; 3. 中国石油长庆油田勘探事业部, 陕西 西安 710018; 4. 中国石油长庆油田公司, 陕西 西安 710018;]

摘要:页岩纹层类型、储集空间类型及页岩油赋存状态是影响页岩油微观运聚的主要因素。以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7³油层亚组页岩为研究对象,综合应用薄片及电镜观察、地化参数、矿物参数自动定量分析(AMICS)、氮气吸附、高压压汞、二维核磁共振、激光共聚焦等定性和定量的分析手段,对页岩纹层和页岩微孔隙进行划分,明确页岩油赋存状态及分布特征,进而讨论页岩油的微观运聚过程。研究结果表明:①长7³油层亚组页岩主要发育4种纹层类型(富有机质纹层、富凝灰质纹层、粉砂级长英质纹层和黏土纹层)和3种纹层组合(“富有机质+粉砂级长英质”纹层组合、“富有机质+富凝灰质”纹层组合和块状泥岩);②不同纹层孔隙类型和含量差异显著,粉砂级长英质纹层面孔率平均值为6.59%,长石溶孔发育,富凝灰质纹层面孔率平均值为3.50%,主要发育晶间孔,部分发育微裂缝;③结合纹层有机质特征和孔-缝配置细划长7³油层亚组页岩岩相,分别为“富有机质+富凝灰质”页岩岩相(I型与II型)和“富有机质+粉砂级长英质”页岩岩相(III型),I型与II型主要区别于裂缝发育程度;④I型中页岩油可动性强,含油性一般,页岩油运聚发生于厚层I型内部;II型和III型可动性一般,III型含油性好,在垂向接触时有利于页岩油由II型向III型运移。本研究通过划分页岩纹层类型,精细刻画不同纹层的储集空间,阐明了页岩油差异赋存规律,明确了页岩油在页岩岩相间的运聚特征,为揭示页岩油微观运聚机理奠定基础。

关键词:储集空间;赋存特征;微观运聚特征;纹层类型;页岩油;延长组;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Shale lithofacies, differential shale oil occurrence and its microscopical migration and accumulation features in the 3rd sub-group of the 7th oil group of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin

ZHANG Yifan¹, XI Kelai^{1,2}, CAO Yingchang^{1,2}, ZHANG Bo³, WANG Xiujuan⁴, YOU Yuan⁴, MA Wenzhong⁴,
WANG Yuxuan¹, SUN Qihui¹

[1. School of Geoscience, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 3. Exploration Division of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4. Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China]

Abstract: The shale lamina type, reservoir space type, and shale oil occurrence state represent major factors influencing the microscopical migration and accumulation of shale oil. This study focuses on shales in the 3rd sub-group of the 7th oil group of the Triassic Yanchang Formation (also referred to as the Chang 7³ oil sub-group) in the Ordos Basin. By integrating a series of qualitative and quantitative analysis methods, including thin section observation, scanning electron microscopy (SEM), geochemical analysis, advanced mineral identification and classification system (AMICS), nitrogen (N₂) adsorption experiments, high-pressure mercury intrusion (HPMI), two-dimensional nuclear magnetic resonance (NMR), and confocal laser scanning microscopy (CLSM), we categorize the laminae and micropores in the shales and determine the occurrence states and distribution characteristics of shale oil. Accordingly,

收稿日期:2025-04-11;修回日期:2025-09-06。

第一作者简介:张一帆(1997—),女,博士研究生,页岩油气。E-mail: 870436231@qq.com。

基金项目:国家自然科学基金青年科学基金项目(42402155)。

the microscopic migration and accumulation process of shale oil is discussed. The results indicate that shales in the Chang 7³ oil sub-group primarily contain four lamina types (organic-rich, tuff-rich, silt-sized felsic, and clay laminae) and three lamina assemblages (organic-rich + silt-sized felsic lamina assemblage, organic-rich + tuff-rich lamina assemblage, and massive mudstones). These lamina types show significantly different pore types and contents. Specifically, the silt-sized felsic laminae exhibit an average areal porosity of 6.59%, with well-developed feldspar dissolution pores. The tuff-rich laminae have an average areal porosity of 3.50%, which are dominated by intercrystalline pores, with some containing microfractures. Based on the organic matter characteristics and pore-fracture configuration of the laminae, the shale lithofacies of the Chang 7³ oil sub-group are further subdivided into the “organic-rich + tuff-rich” combination (types I and II) and “organic-rich + silt-sized felsic” combination (type III), with types I and II differing primarily in fracture density. Type I shales feature high oil mobility but moderate oil-bearing properties, with shale oil migration and accumulation occurring within thickly layered shales. In contrast, both types II and III shales exhibit moderate oil mobility, while type III shales present excellent oil-bearing properties. This creates favorable conditions for the shale oil migration from type II to type III shales in cases when both types occur in vertical contact. Through lamina classification and the fine-scale characterization of reservoir spaces across different lamina types, this study elucidates differential shale oil occurrence patterns and characterizes shale oil migration among various shale lithofacies, providing a foundation for understanding the mechanisms behind the microscopic migration and accumulation of shale oil.

Key words: reservoir space, occurrence characteristics, microscopic migration and accumulation characteristics, lamina type, shale oil, Yanchang Formation, Ordos Basin

引用格式:张一帆, 惠克来, 操应长, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长⁷油层亚组页岩岩相及页岩油差异赋存与微观运聚特征[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1536–1553. DOI: 10.11743/ogg20250510.

ZHANG Yifan, XI Kelai, CAO Yingchang, et al. Shale lithofacies, differential shale oil occurrence and its microscopic migration and accumulation features in the 3rd sub-group of the 7th oil group of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1536–1553. DOI: 10.11743/ogg20250510.

页岩油作为重要非常规资源, 现今的工业性突破改变了传统页岩“只生油不储油”的认知, 推动了油气勘探向“进源找油”新理念转变。鄂尔多斯盆地三叠系延长组长⁷油层亚组页岩已提交预测地质储量 2.05×10^8 t, 潜在资源量达 20×10^8 t, 24口井获工业油流证实了其开发潜力, 展现出广阔的勘探前景^[1-3]。

近年来, 多位学者对页岩非均质性的深入研究显示, 纹层发育对页岩油气的富集规律具有重要控制作用。在纹层成因、矿物与有机质组成、储集性能以及油气赋存与可动性等方面, 海相与陆相页岩纹层表现出显著差异。海相页岩纹层主要受轨道偏心率控制, 其横向岩相稳定性较高^[4]; 而陆相页岩纹层则主要受地轴倾角变化斜率的影响, 横向岩相连续性较差^[5]。物质来源方面, 海相页岩硅质含量高^[4], 有机质丰富, 生烃潜力大; 陆相页岩则火山物质含量较高^[5], 有机质含量普遍低于海相页岩。在储集空间类型上, 海相页岩纹层以有机质孔和次生溶孔为主, 而陆相页岩纹层则主要发育次生溶孔和微裂缝^[6]。就页岩油赋存与可动性而言, 海相页岩中游离油主要富集于硅质纹层, 吸附油含量较低, 可动性较好^[7]; 陆相页岩中游离油则主要

赋存于砂质纹层, 吸附油占比较高^[8]。岩相组合方面, 海相页岩以硅质页岩、混合质页岩及灰质页岩为主导岩相^[7], 而陆相页岩则普遍发育黏土质页岩、混合质页岩与长英质页岩, 并常见高频薄夹层分布^[8]。

长⁷油层亚组页岩因矿物成分与有机质含量差异显著, 发育了多种类型的纹层及其组合形式。这些不同的纹层组合在垂向上频繁交替叠置, 导致矿物组成和有机质含量在纵向剖面上呈现出高频波动的特征^[9-11]。该层段页岩具有纹层结构显著、非均质性强和黏土矿物含量高等独特的细粒沉积特征, 使得其储集空间类型与分布表现出明显的差异性和特殊性^[12-14]。在孔隙结构表征方面, 研究通常采用定性观察与定量分析相结合的多方法联合手段。研究结果表明, 长⁷油层亚组页岩纹层主要发育微纳米级孔隙, 部分层段可见纳米级至微米级裂缝^[15-17]。尽管已有研究对岩相组合进行了初步划分, 但在精细刻画纹层组合中的主要储集空间类型方面仍存在明显不足。长期以来, 关于页岩油源内微运移是否真实存在一直存在争议^[18-19], 目前, 陆相页岩油运移的研究多集中于不同岩相之间, 而对于页岩内部不同纹层组合之间、甚至不同

单纹层之间的微运移可视化特征与定量表征研究仍较为欠缺^[20-24]。由于页岩储层非均质性强、含油性空间变化快及烃类组分差异显著等因素,准确预测高含油性和高可动性“甜点区”的难度较大,显著增加了页岩油勘探开发的风险与挑战。

本文以鄂尔多斯盆地长7³油层亚组页岩为研究对象,在岩相学分析基础上,开展了岩相类型划分与特征刻画,系统表征了不同岩相的储集空间类型及其分布差异规律,并阐明了各岩相中页岩油的微观运聚特征。研究成果对揭示陆相页岩油富集机制及甜点区优选具有重要的科学意义。

1 研究区地质及地层概况

鄂尔多斯盆地位于中国的中西部地区,其东抵吕梁山脉,西达贺兰山-六盘山一带,南抵秦岭造山带,北至阴山,由晋西褶皱带、西缘逆冲带、渭北隆起、伊盟隆起、天环坳陷和伊陕斜坡等6个构造单元组成(图1a)^[25-27]。延长组沉积期是鄂尔多斯盆地发育的鼎盛期,也是盆地油气形成的重要时期^[28]。鄂尔多斯盆地在晚三叠世延长组沉积期沉积了以湖泊-河流相

为主的陆源碎屑岩系,将由下至上可划分为长10—长1共10个油层组,各油层组之间均为连续沉积的整合接触^[29]。其中长7油层组对应最大湖泛期,以水生生物繁盛的深湖环境为特征,形成大规模富有机质页岩与三角洲-重力流复合沉积体系^[30-31]。长7油层组可进一步划分为长7¹、长7²和长7³三个油层亚组,其中长7³油层亚组代表湖盆鼎盛期,湖盆边缘发育三角洲砂体,半深湖-深湖区域则以厚层(厚度在28~42 m,平均值为33.54 m)^[31]富有机质页岩为主体,夹薄层深水重力流砂层(图1b)。纵向上整体埋深介于1 500~3 000 m^[31],该层段不仅是盆地主力烃源岩层^[32],更是凝灰岩富集层段^[33]。

2 实验样品与研究方法

本次研究的页岩样品来源于鄂尔多斯盆地9口钻井岩心,基本覆盖了长7³油层亚组页岩分布区。首先,对样品进行岩石薄片鉴定、微区X射线衍射分析、矿物参数自动定量分析(AMICS)和有机地球化学测试分析,确定矿物成分及元素含量,表征有机质特征,确定页岩纹层类型与组合特征。储集性能研究基于高精度和大

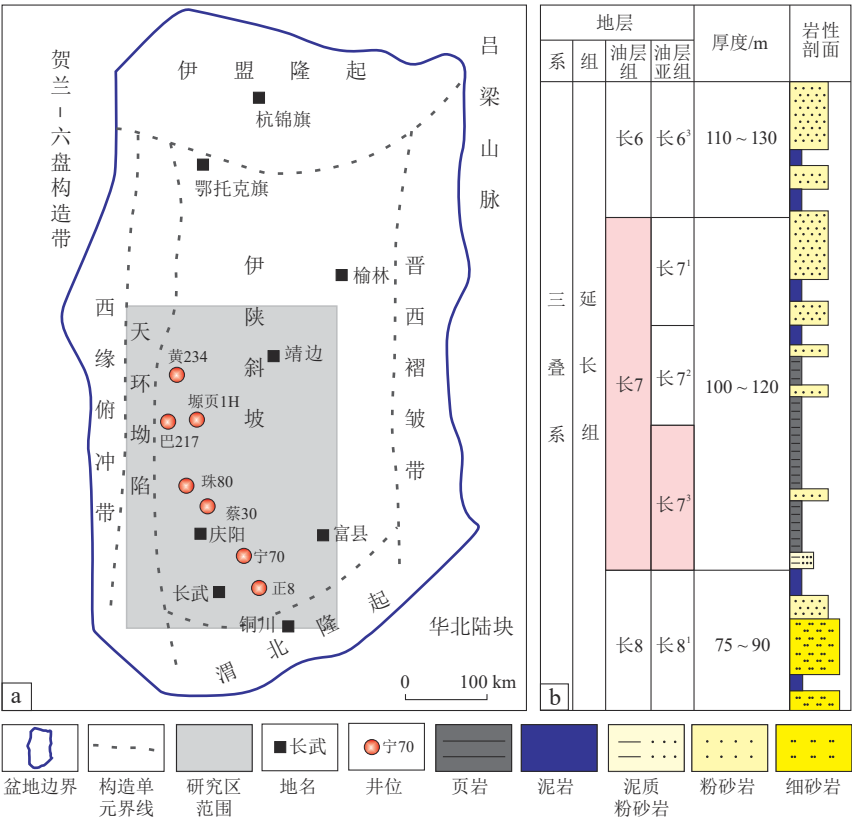


图1 鄂尔多斯盆地构造位置(a)及长7油层组地层综合柱状图(b)^[34-35]

Fig. 1 Map showing the tectonic location (a) and composite stratigraphic column of the Chang 7 oil group (b) of the Ordos Basin^[34-35]

面积视域拼接扫描电镜分析、N₂吸附实验和二维核磁共振分析,对储集空间类型进行精细划分,定性分析孔隙形态,定量评价孔隙大小与分布,同时对比洗油前、后的页岩孔隙分布特征,探讨不同纹层中页岩油可能的富集空间。开展不同纹层组合间的荧光薄片观察、荧光光谱和激光共聚焦分析,区分不同纹层中的页岩油赋存状态,并结合纹层组合间含油性差异,明确在岩相约束下该油层亚组页岩中的页岩油微观运聚特征。

高精度和大面积视域拼接扫描电镜分析采用扫描电镜观察样品形貌,选取代表性微区连续采集图像,利用Image J软件基于灰度差异提取孔隙,通过阈值调试与人工修正优化识别各类孔隙的效果,计算总平均面孔率和主要孔隙类型的孔径分布。激光共聚焦测试采用Leica STELLARIS 5高分辨激光扫描共聚焦显微镜识别不同纹层组合中的页岩油组分特征,选取短波长(如480~580 nm)表征轻质组分,而利用长波长(如600~700 nm)表征重质组分。氮气吸附实验借助美国Micromeritics公司生产的ASAP 2460多站扩展式比表面

积及孔径分析仪,应用多点布鲁诺尔-埃梅特-泰勒理论(Brunauer-Emmett-Teller theory, BET)和巴雷特-乔伊纳-哈伦达理论(Barrett-Joyner-Halenda theory, BJH),对页岩组合的比表面积和累积孔隙体积进行量化。高压压汞实验采用Micromeritics AutoPore V 9620系列高压压汞仪,最大进汞压力约414 MPa,通过改变注入压力的大小,进而得到页岩组合的孔径分布曲线。

3 页岩岩相类型及其特征

3.1 页岩纹层类型与特征

3.1.1 富有机质纹层

富有机质纹层在单偏光下呈黑褐色,呈连续水平层状分布(图2a,b),含断续状的火山凝灰质透镜体团块。该纹层的矿物成分主要为伊利石,含量为30.69%(图2c,d),黏土矿物呈薄层分布或呈透镜状定向分布。有机质含量高达44.80%,靠近有机质层的黄铁矿

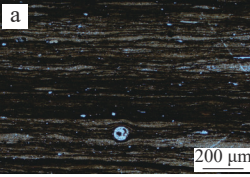
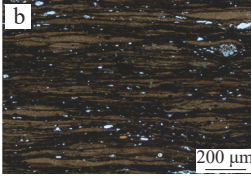
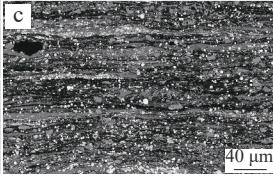
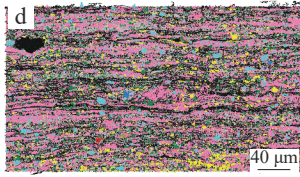
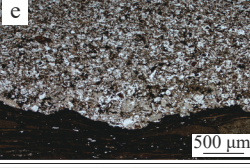
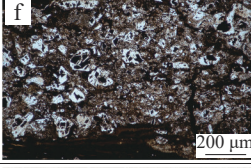
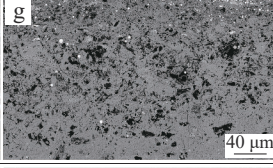
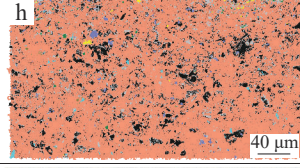
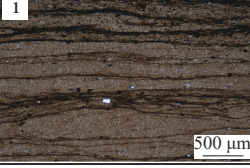
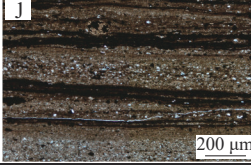
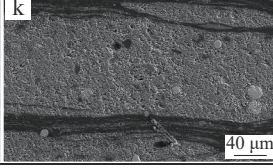
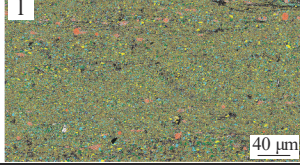
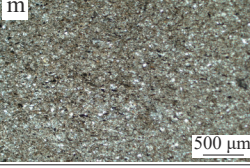
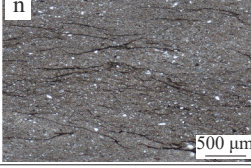
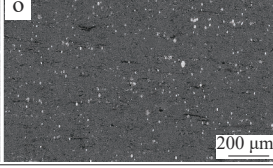
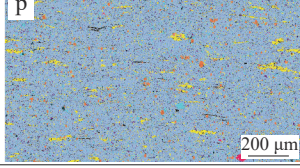
纹层类型	纹层镜下特征			矿物分布特征	矿物组分及含量
富有机质纹层					- 石英 (6.01%) - 钠长石 (2.28%) - 有机质 (44.80%) - 黄铁矿 (7.01%) - 伊/蒙混层 (30.69%)
粉砂级长英质纹层					- 石英 (0.14%) - 钾长石 (80.24%) - 钠长石 (0.58%) - 方解石 (0.69%) - 黄铁矿 (0.21%) - 高岭石 (0.04%)
富凝灰质纹层					- 石英 (5.52%) - 钠长石 (12.36%) - 有机质 (6.93%) - 黄铁矿 (3.54%) - 伊/蒙混层 (56.9%)
黏土纹层					- 石英 (5.32%) - 钠长石 (6.34%) - 黄铁矿 (5.58%) - 伊/蒙混层 (71.99%) - 高岭石 (1.96%)

图2 鄂尔多斯盆地长7³油层亚组页岩中4类纹层特征镜下照片

Fig. 2 Microscopic images of four types of laminae in shales of the Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. 宁70井,埋深1 711.95 m,普通薄片,单偏光;b. 宁70井,埋深1 719.07 m,普通薄片,单偏光;c. 宁70井,埋深1 715.85 m,荧光薄片,扫描电镜;d. 对应c图同视域AMICS分析结果;e,f. 宁70井,埋深1 720.70 m,普通薄片,单偏光;g. 宁70井,埋深1 719.20 m,荧光薄片,扫描电镜;h. 对应g图同视域AMICS分析结果;i. 宁70井,埋深1 711.65 m,普通薄片,单偏光;j. 宁70井,埋深1 711.80 m,普通薄片,单偏光;k. 宁70井,埋深1 712.32 m,荧光薄片,扫描电镜;l. 对应k图同视域AMICS分析结果;m. 黄234井,埋深2 441.79 m,普通薄片,单偏光;n. 黄234井,埋深2 423.98 m,普通薄片,单偏光;o. 黄234井,埋深2 423.98 m,荧光薄片,扫描电镜;p. 对应o图同视域AMICS分析结果

含量较高,为7.01%,粉砂级石英颗粒含量相对较低。该纹层有机质丰度最高,总有机碳含量(TOC) 在6.31%~29.70%、平均值为14.51%,游离油含量(S_1) 在9.73~14.95 mg/g、平均值为11.98 mg/g(图3a),含油性好,是极好的烃源岩类型(图3b),干酪根类型为I型和II₁型,镜质体反射率(R_o)小于0.5%(图3c),处于未成熟-低成熟阶段。

3.1.2 粉砂级长英质纹层

粉砂级长英质纹层在单偏光下颜色较浅,长石颗粒的粒径主要分布在20~60 μm ,呈明显的剃刀状外形(图2e,f),具有典型的火山碎屑结构,还可见少量分散状分布的有机质。从结构特征来看,碎屑颗粒表现出中等-良好的分选性,受强压实作用的影响,颗粒间呈紧密接触特征。AMICS全矿物分析显示,钾长石的含量极高(图2g,h),可达80.24%;相比之下,石英和钠长石的含量较低,分别为0.14%和0.58%。此外,还识别出少量方解石(含量为0.69%)、黄铁矿(含量为0.21%)和高岭石(含量为0.04%)等矿物。粉砂级长英质纹层的 TOC 小于10%(图3a),而 S_1 范围在2.38~8.29 mg/g,平均值可达4.71 mg/g(图3a),属于含油性好的页岩纹层类型。 R_o 介于0.5%~0.7%(图3c),处于低成熟阶段,粉砂级长英质纹层中有机质成熟度整体高于富有机质纹层。

3.1.3 富凝灰质纹层

富凝灰质纹层在单偏光下呈浅褐色,有机质成层分布,厚度较薄(图3i)。黏土矿物含量高,普遍成层分布,部分纹层中石英与长石颗粒含量较高,紧密堆积于

黏土基质中(图3j)。富凝灰质纹层的矿物组成与粉砂级长英质纹层显著不同。其中,粉砂级石英与长石颗粒的总含量低,石英含量为5.52%,长石(主要为钠长石)含量为12.36%;伊/蒙混层矿物含量高达56.90%,表明该纹层中黏土矿物占据主导地位;可见草莓状黄铁矿,含量为3.54%。富凝灰质纹层 TOC 小于5%(图3a),而 S_1 平均值可达3.50 mg/g(图3a),也属于含油性好的页岩纹层类型,但富凝灰质纹层含油性低于粉砂级长英质纹层。 R_o 介于0.5%~0.7%(图3c),处于低成熟阶段,富凝灰质纹层中有机质成熟度部分高于粉砂级长英质纹层。

3.1.4 黏土纹层

黏土纹层在单偏光下呈褐色,为泥质碎屑结构(图2m,n),主要由黏土矿物和少量的极细粉砂组成,长石与石英颗粒“漂浮”于黏土基质中,有机质呈断续状分布(图2n)。AMICS全矿物定量分析结果显示,黏土纹层中伊/蒙混层矿物含量最高(图2o,p),为71.99%;石英(5.32%)、长石(6.34%)和草莓状黄铁矿(5.58%)含量相差不大。该纹层 TOC 在5.34%~9.07%,平均值为7.67%,黏土纹层有机质丰度高于粉砂级长英质纹层与富凝灰质纹层,但 S_1 在1.98~3.89 mg/g,平均值为3.11 mg/g(图3a),含油性低于粉砂级长英质纹层与富凝灰质纹层(图3b),干酪根类型为I型, R_o 小于0.5%(图3c),处于未成熟-低成熟阶段。

3.2 页岩纹层组合类型与分布特征

延长组长7³油层亚组共发育3类纹层组合:

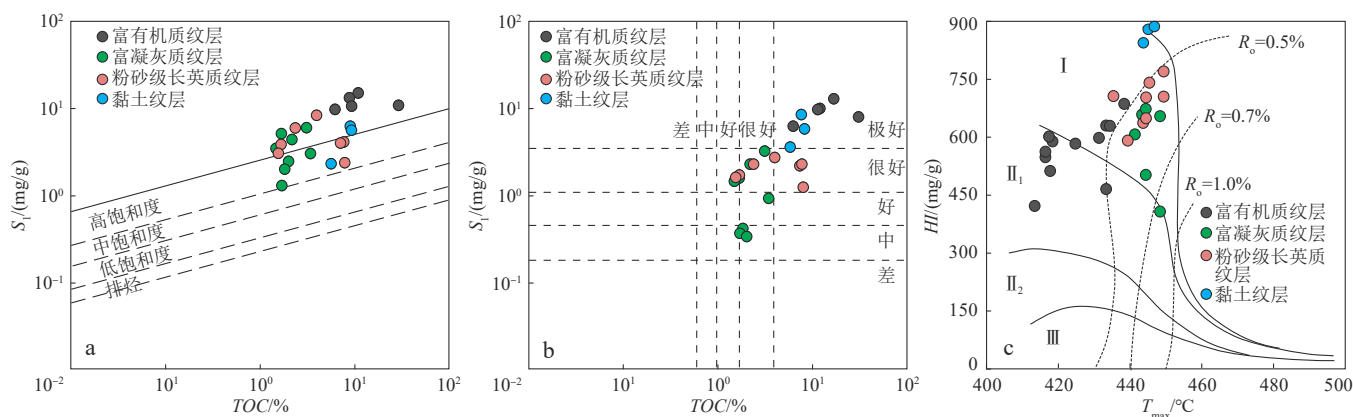


图3 鄂尔多斯盆地长7³油层亚组页岩中不同类型纹层的有机地球化学特征图版

Fig. 3 Cross plots of organic geochemical characteristics of various types of laminae in shales of the Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. 页岩含油性判识图版; b. 有机质丰度分级评价判识图版; c. 有机质类型判识图版

TOC : 总有机碳含量; S_1 : 游离烃含量; S_2 : 裂解烃含量; T_{max} : 最高热峰峰温; HI : 氢指数

①“富有机质+粉砂级长英质”纹层组合,由富有机质纹层与粉砂级长英质纹层的垂向交替叠置形成(图4a,b);②“富有机质+富凝灰质”纹层组合,由富有机质纹层与富凝灰质纹层的垂向交替叠置形成(图4c,d);③块状泥岩,由黏土纹层的垂向叠加形成(图4e)。

“富有机质+粉砂级长英质”纹层组合中粉砂级长石含量最高,因此Al和Si元素含量相对较高(图4b),黏土矿物含量相对较低。该纹层组合颜色深,有机质丰度最高,TOC在9.14%~28.73%,平均值为19.85%; S_1 在2.09~7.48 mg/g,平均值为4.91 mg/g,含油性好。富有机质纹层与粉砂级长英质纹层规律性频繁互层(图4a),粉砂级长英质纹层底部可见微弱的冲刷痕迹(图4b)。

随着粉砂级长石颗粒含量的逐渐降低,纹层组合转变为“富有机质+富凝灰质”纹层组合,长石含量明显降低,因此Fe,S和V等元素含量具有增加的趋势(图4d),黏土矿物含量小幅增加。该纹层组合颜色相对较浅,有机质丰度较高,TOC在2.65%~27.10%,平均值为13.67%; S_1 在1.02~8.80 mg/g,平均值为4.46 mg/g,含油性好。富有机质层与富凝灰质层规律性频繁互层,纹层界面较为平直,富有机质纹层中可见断续分布的透镜状凝灰质团块,同样富凝灰质纹层中有机质呈断续状条带发育(图4c,d)。

块状泥岩主要含黏土矿物与少量的细粉砂,长石及石英颗粒的富集导致块状泥岩中Al和Si含量相对较高(图4f),为泥质碎屑结构,整体分选较差,压实作用较强(图4e)。少量有机质不规则状分布于泥岩中(图4e),有机质丰度低,TOC平均值为3.67%,生油能力差,且储集空间不发育。

4 页岩储集空间表征

4.1 纹层储集空间类型

本文采用Loucks的分类方案,将页岩孔隙分为粒间孔、粒内孔和有机孔^[34],长⁷油层亚组页岩岩相中粒间孔包括黏土矿物晶间孔、微晶石英晶间孔和长石粒间孔;粒内孔主要为黄铁矿晶间孔和长石溶蚀孔;有机质孔主要发育在沥青中^[35-36]。黏土纹层中物性较差,储集空间不发育,在这里只进行粉砂级长英质纹层、富凝灰质纹层和富有机质纹层的储集空间类型和含量表征。

粉砂级长英质纹层主要发育长石溶蚀孔、长石粒间孔和有机孔(图5a)。长石溶蚀孔非常发育,普通薄片即可明显观察到充填了沥青的长石溶蚀次生孔隙(图2f,4d),通过扫描电镜进一步观测到长石次生孔隙呈蜂窝状,整体孔隙被沥青半充填(图5b),平均面孔率为3.95%,占比59.9%;孔径介于0.83~9.87 μm ,平均值为4.29 μm 。长石颗粒大部分呈点-线接触关系(图5c),粒间孔平均面孔率为2.55%,占比38.7%;孔径介于0.11~1.52 μm ,平均值为0.90 μm 。有机孔在粒内孔中呈蜂窝状,在粒间孔中呈不规则状,平均面孔率仅为0.09%。由于整体孔隙被沥青半充填,会导致Image J软件基于灰度差异提取的孔径整体偏大,需结合其他储集空间定量表征手段综合分析。

富凝灰质纹层主要发育黏土矿物晶间孔、微晶石英晶间孔和黄铁矿晶间孔(图5f),整体平均面孔率较低,为3.50%。黏土矿物晶间孔最为发育(图5h,g),平均面孔率2.14%,占比60.5%;孔径介于0.03~0.09 μm ,

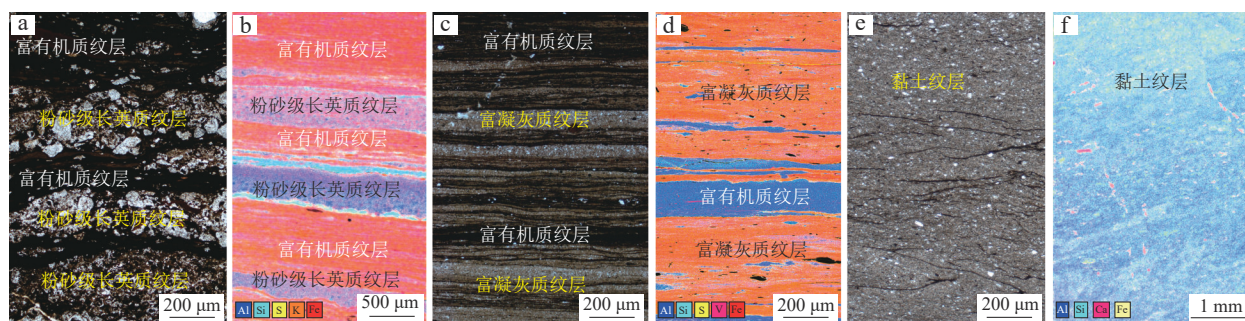


图4 鄂尔多斯盆地长⁷油层亚组页岩中不同纹层组合特征

Fig. 4 Characteristics of lamina assemblages in shales of the Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. 宁70井,埋深1 719.20 m,“富有机质+粉砂级长英质”纹层组合,普通薄片;b. 宁70井,埋深1 720.95 m“富有机质+粉砂级长英质”纹层组合,微区XRF中Al, Si, K, Fe和S元素叠加图像;c. 宁70井,埋深1 711.80 m,“富有机质+富凝灰质”纹层组合,普通薄片;d. 宁70井,埋深1 711.80 m,“富有机质+富凝灰质”纹层组合,微区XRF中Al, Si, V, Fe和S元素叠加图像;e. 黄234井,埋深2 423.98 m,块状泥岩,普通薄片;f. 塬1H井,埋深2 640.32 m,块状泥岩,微区XRF中Al, Ca和Fe元素叠加图像

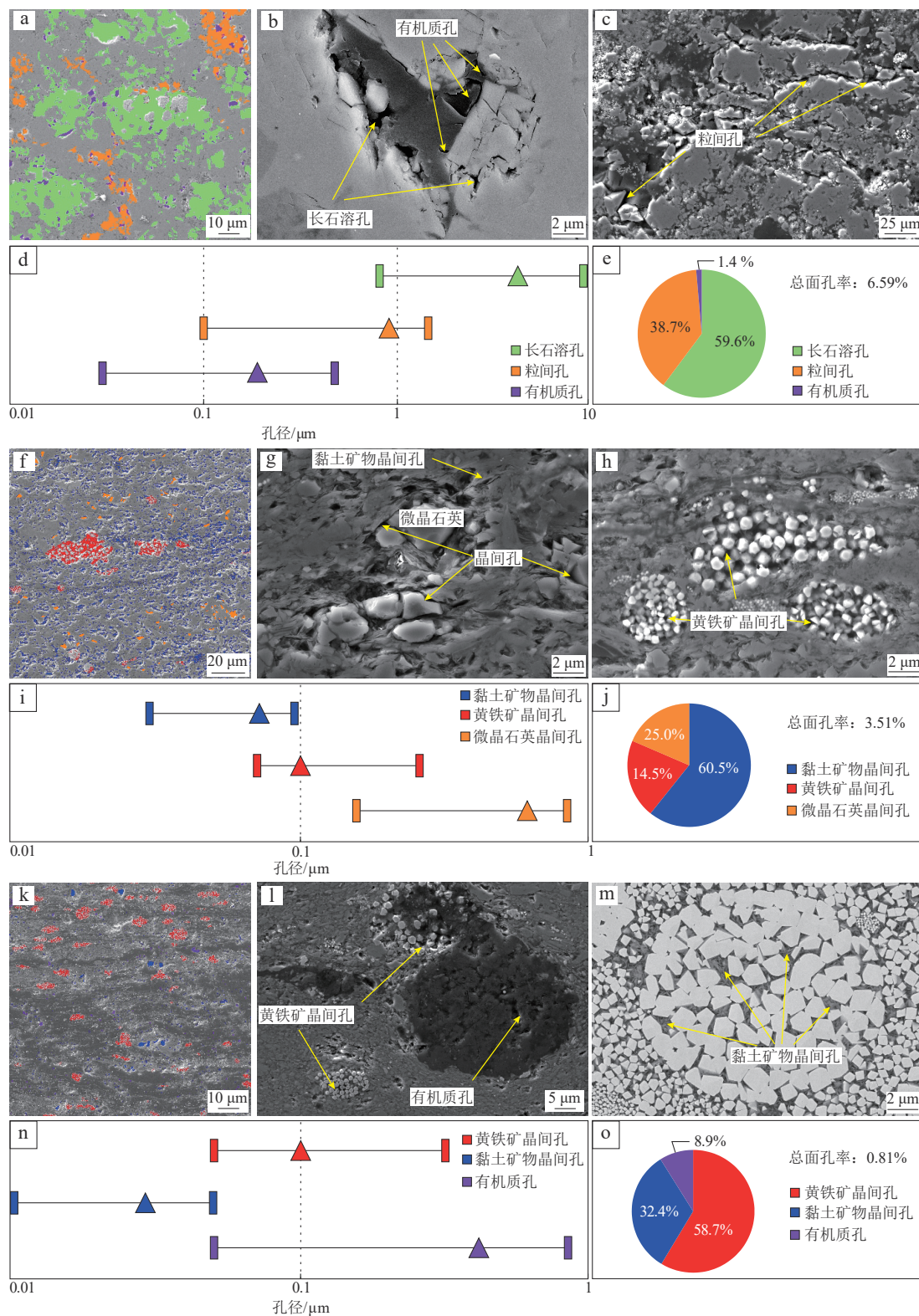


图5 鄂尔多斯盆地长7³油层亚组不同类型页岩纹层的孔隙类型及特征

Fig. 5 Pore types and their characteristics of various types of laminae in shales of the Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. 宁70井,埋深1720.70 m,粉砂级长英质纹层大拼图件,表征孔隙类型及分布特征,扫描电镜照片;b,c. 宁70井,埋深1720.70 m,粉砂级长英质纹层不同孔隙类型镜下特征,扫描电镜照片;d. 粉砂级长英质纹层孔径分布特征;e. 粉砂级长英质纹层各类孔隙占比饼状图;f. 塬页1H井,埋深2637.92 m,富凝灰质纹层大拼图件,表征孔隙类型及分布特征,扫描电镜照片;g,h. 塬页1H井,埋深2637.92 m,富凝灰质纹层不同孔隙类型镜下特征,扫描电镜照片;i. 富凝灰质纹层孔径分布特征;j. 富凝灰质纹层各类孔隙占比饼状图;k. 蔡30井,埋深1959.48 m,富有机质纹层大拼图件,表征孔隙类型及分布特征,扫描电镜照片;l,m. 蔡30井,埋深1959.48 m,富有机质纹层不同孔隙类型镜下特征,扫描电镜照片;n. 富有机质纹层孔径分布特征;o. 富有机质纹层各类孔隙占比饼状图

(d,i,n图中的三角形代表孔径平均值,左、右长方形分别代表孔径最小值和最大值。)

平均值为0.07 μm 。微晶石英晶间孔的平均面孔率为0.88%(图5h),占比25.0%;孔径介于0.15~0.85 μm ,平均值为0.17 μm 。黄铁矿在富凝灰质纹层发育较少,呈草莓状和粒状集合体(图5f),孔径在0.07~0.25 μm 。基于扫描电镜观察发现,部分富凝灰质纹层还发育微纳米尺度微裂缝(图6a—c),其中发现湖盆北部(塬页1H井)的富凝灰质纹层中微裂缝线密度整体高于湖盆南部(正8井),最高可达11.43条/cm(图6d)。裂缝发育的富凝灰质纹层中微裂缝线密度平均为7.66条/cm,而裂缝不发育的富凝灰质纹层中微裂缝线密度平均为2.93条/cm,因此需要将富凝灰质纹层分为两类进行储集空间的定量表征。

富有机质纹层主要发育黄铁矿晶间孔、黏土矿物晶间孔和有机孔(图5k),整体平均面孔率较低,仅为0.81%。黄铁矿在富有机质纹层非常发育,呈微晶立方体单粒、草莓状集合体和粒状集合体(图5m),平均面孔率为0.48%,占比58.6%,孔径在0.05~0.32 μm 。黏土矿物晶间孔(含少量层间孔)孔径在0.01~0.05 μm ,占比32.4%(图5n, o)。有机孔主要发育在黄铁矿晶间孔和黏土矿物晶间孔中,孔径在0.05~0.86 μm ,占比9.0%。

综上,为了便于更准确地表征富凝灰质纹层的储

集空间,将长7³油层亚组页岩岩相细分为3种类型:① I型为富凝灰质纹层裂缝发育程度较高的“富有机质+富凝灰质”页岩岩相;② II型为富凝灰质纹层裂缝不发育的“富有机质+富凝灰质”页岩岩相;③ III型为“富有机质+粉砂级长英质”页岩岩相。鉴于本研究对页岩岩相的划分未涉及黏土纹层,下文将聚焦于由粉砂级长英质、富凝灰质及富有机质3种纹层组合所定义的岩相类型,并探讨其孔隙结构特征与有效储集空间。

4.2 储集空间定量表征

4.2.1 低温N₂气体吸附实验

低温N₂吸附实验结果显示,长7³油层亚组页岩属于IV型吸附,特征是N₂脱附曲线与吸附曲线不完全重合,存在明显的滞后环,一般在相对压力(p/p_0 , p 为平衡压力, p_0 为饱和蒸气压)为0.45处重合(图7a—c)。滞后环的形成主要是介孔(粒径在2~50 nm)的毛细管凝聚现象导致^[37],同时滞后环类型反映了介孔的形态。本文中的滞后环主要有两类:一类表现为H3型—H4型过渡型滞后回环特征(图7a, b),在 p/p_0 接近0.50时,脱附分支曲线较为平滑,没有出现明显降低

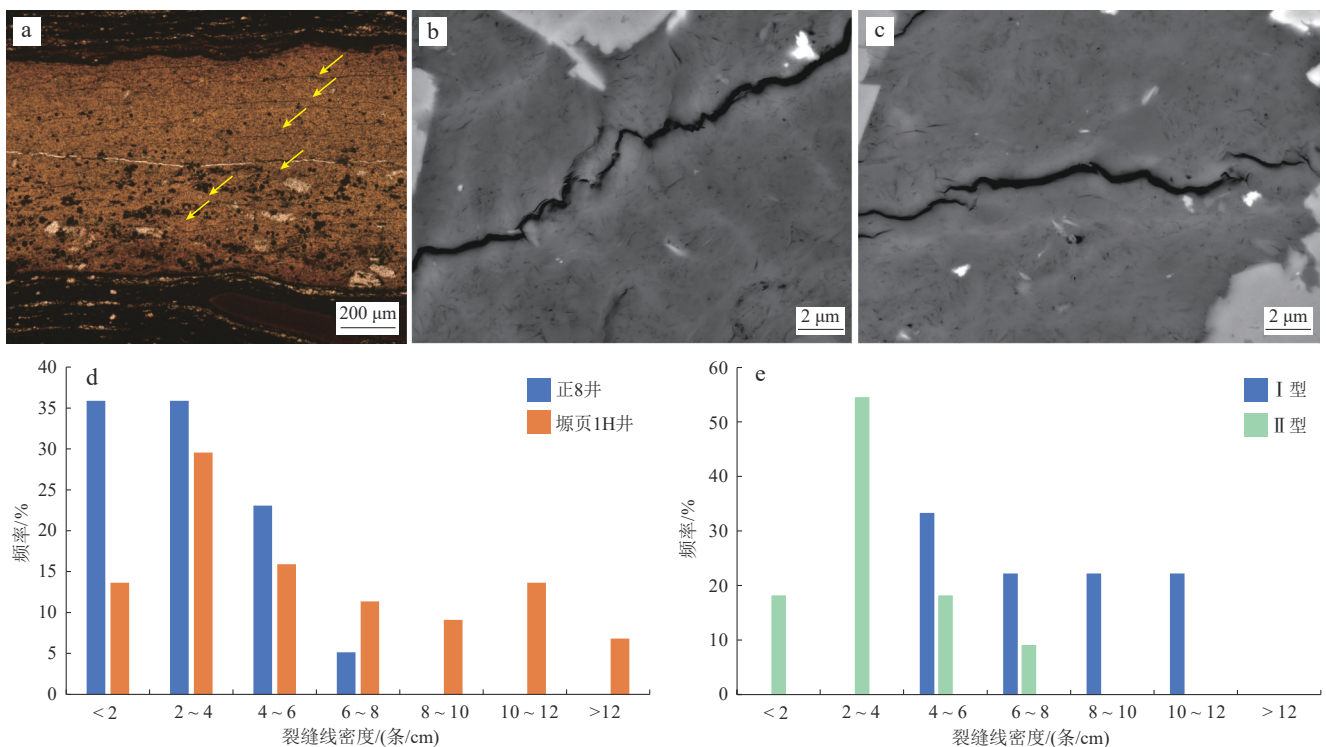
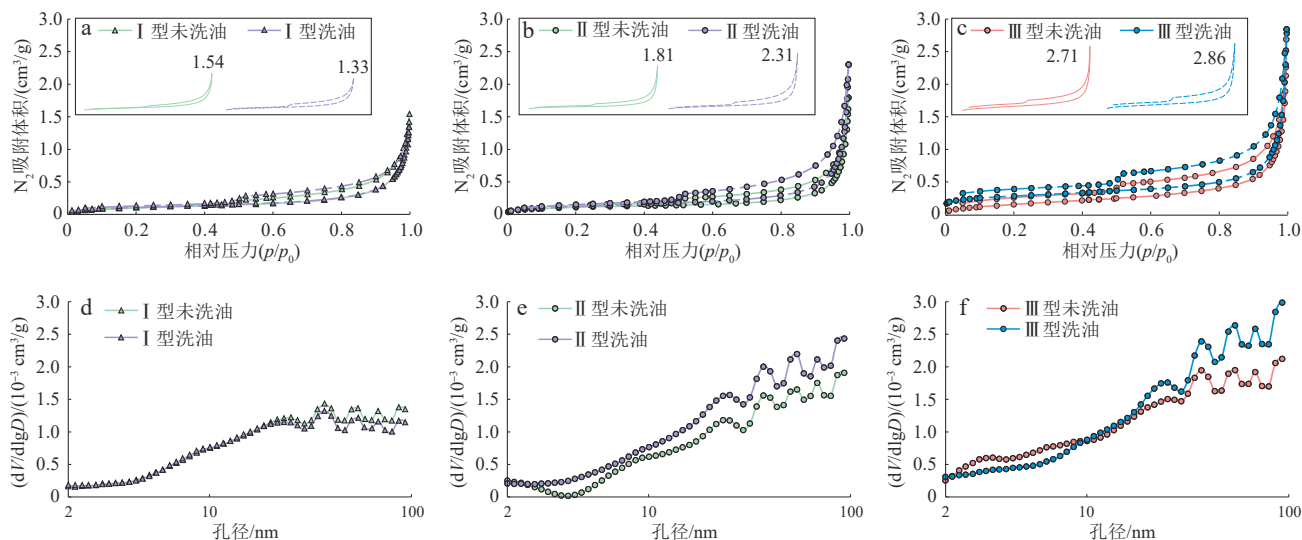


图6 鄂尔多斯盆地长7³油层亚组页岩中富凝灰质纹层的微裂缝特征

Fig. 6 Microfracture characteristics of tuff-rich laminae in shales of the Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. 塬页1H井,埋深2 642.00 m,微裂缝,单偏光,普通薄片显微照片;b, c. 巴217井,埋深2 800.80 m,单条微裂缝,扫描电镜照片;

d. 不同井井微裂缝线密度频率分布直方图;e. 不同类型富凝灰质纹层微裂缝线密度频率分布直方图

图7 鄂尔多斯盆地长7³油层亚组不同岩相中N₂吸附特征Fig. 7 N₂ adsorption-desorption curves of various types of shale lithofacies in the Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. 源页1H井,埋深2 630.86 m, I型页岩岩相气体吸附-脱附曲线;b. 正8井,埋深1 280.60 m, II型页岩岩相气体吸附-脱附曲线;c. 正8井,埋深1 278.86 m, III型页岩岩相气体吸附-脱附曲线;d. I型页岩岩相孔径分布特征;e. II型页岩岩相孔径分布特征;f. III型页岩岩相孔径分布特征(a—c图方框内数值为最大氮气吸附体积。)

的拐点,此类页岩岩相孔隙空间形态以楔形和平行板状槽状孔为主,代表页岩岩相为未洗油的 I 型和 II 型页岩岩相;另一类表现为 H3 型滞后环特征(图 7a—c),在 p/p_0 接近 0.50 时,在脱附分支曲线上出现吸附量明显下降的拐点,此类页岩岩相孔隙空间形态以楔形孔为主,代表页岩岩相为未洗油的 III 型和洗油后 3 种页岩岩相组合。此外,在 p/p_0 为 1.00 附近没有水平平台,表明页岩岩相中均存在宏孔,超出了 N₂ 吸附实验的测试范围^[38],这一点在二维核磁的孔径分布中确实有相应体现。

3 种纹层组合的未洗油页岩岩相与洗油后页岩岩相相比, N₂ 吸附体积、孔隙数量与孔隙体积变化均不同。 I 型页岩岩相 N₂ 吸附体积减小(图 7a),根据氩离子抛光大面积视域扫描结果, I 型页岩岩相黏土矿物含量和黏土矿物晶间孔数量比 II 型页岩岩相要高,在洗油过程中会破坏黏土矿物层间结构^[39],总孔容减少导致整体孔隙数量和体积减少(图 7d)。 II 型和 III 型页岩岩相洗油后 N₂ 吸附体积均增加(图 7b, c),但两种页岩岩相洗油后变化的孔隙宽度范围具有明显差异。 II 型页岩岩相的孔隙数量和体积在 N₂ 吸附可测试孔径范围内整体增大,所以洗油前、后 N₂ 吸附体积差异最大,增加孔隙孔径主要集中在 3 ~ 10 nm(图 7e)。 III 型页岩岩相的孔隙数量和体积在孔径 2 ~ 10 nm 区间内先减小,而后,孔径小于 10 nm 的孔隙数量增加(图 7f),孔径大于 17 nm 的孔隙体积快速增大。结合

氩离子抛光大面积视域扫描结果可知,洗油后增加的孔隙原先可能被油或者沥青所占据,在长石次生溶孔中形成更小的纳米级孔隙(有机质孔),也同时说明此类页岩岩相含油量最高。

4.2.2 高压压汞

页岩组合高压压汞实验显示, I 型页岩岩相累计进汞量最大, III 型页岩岩相累计进汞量仅为 I 型页岩岩相的一半, II 型页岩岩相的累计进汞量最少,表明 I 型页岩岩相具有更广的页岩油赋存孔径区间(图 8a—c)。值得注意的是, I 型页岩岩相洗油后的退汞曲线与其他两种有明显差异,洗油后 I 型页岩岩相的退汞曲线在退汞中先出现平台期后缓慢下降,可以看出退汞较其他两种页岩岩相困难,最终洗油后 I 型页岩岩相的汞残余量接近最大。其他页岩岩相无论洗油前还是洗油后均无该特征(图 8b, c)。因此推测, I 型页岩岩相中的微裂缝在降压过程中闭合,导致汞滞留。

3 种纹层组合的未洗油与洗油后页岩岩相相比,孔隙体积变化均不同。 I 型页岩岩相洗油后孔隙体积在介孔范围内整体增大(图 8d)。孔隙体积在 100 ~ 200 nm 孔径范围内出现突增现象,由于 I 型页岩岩相中富凝灰质纹层的中孔并不发育(图 5f—j),不能作为有效的储集空间类型,因此这部分增加的体积对应的有效储集空间类型为微裂缝,这一特征也可较好地对应 SEM 图像中统计的微裂缝孔径范围以及微裂缝线

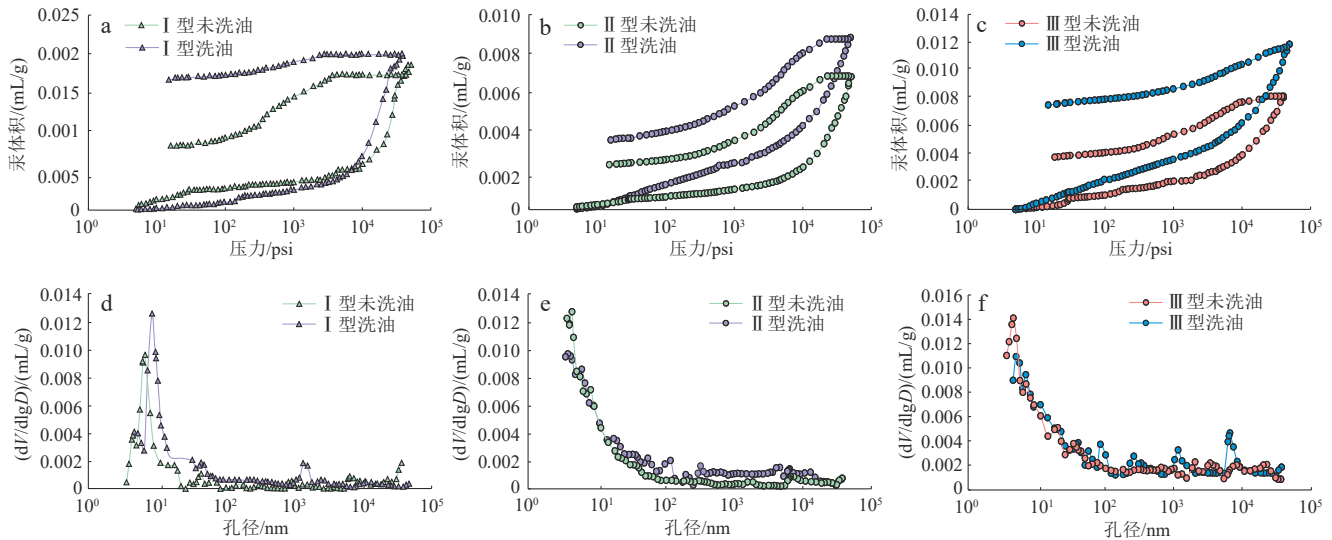


图8 鄂尔多斯盆地长7³油层亚组不同岩相中高压压汞曲线(a—c)及孔径分布特征(d—f)

Fig. 8 HPMI curves (a—c) and pore size distribution curves (d—f) of various types of shale lithofacies in the Chang 7³ oil sub-group,

Ordos Basin

a. 塬页1H井,埋深2 630.86 m, I型页岩岩相;b. 正8井,埋深1 280.60 m, II型页岩岩相;c. 正8井,埋深1 278.86 m, III型页岩岩相;d. I型页岩岩相孔径分布特征;e. II型页岩岩相孔径分布特征;f. III型页岩岩相孔径分布特征

(a—c图中,1 psi = 6.895 × 10⁻³ MPa。)

密度(图6a—c,e)。II型和III型页岩岩相洗油后孔隙体积均增加(图8e,f),但III型明显比II型释放了更多的孔隙体积。II型页岩岩相的孔隙体积在20~5 000 nm孔径范围内整体增大(图8e),因此孔隙可视为有效的储集空间类型。同样的,与SEM图像中统计的黄铁矿晶间孔与微晶石英晶间孔的孔径匹配较好。III型页岩岩相洗油后孔隙体积在80~100, 200~500, 900~2 000和7 000~9 000 nm孔径范围出现突增现象(图8f),表征孔隙为有效的储集空间类型,也同时说明此页岩岩相洗油前含油量最高。粉砂级长英质纹层中主要的3种孔隙类型在SEM图像中统计的孔径范围均匹配较好。

通过将低温N₂吸附(孔径<50 nm)与高压压汞(孔径50~100 000 nm)实验所获得的孔径分布数据进行拼接,实现了对页岩岩相的全孔径分布表征。结果表明,在孔径为50 nm处,两种方法的单位对数孔径区间内孔隙体积变化率(dV/dlgD)差异小于0.001,说明该拼接方法适用于所有页岩岩相的孔径分析。结合全孔径分布与单纹层孔隙类型特征进行综合分析发现:I型页岩岩相在洗油后,介孔范围内的孔隙体积整体增大,尤其在100~200 nm孔径处出现显著增加。由于该类型中富凝灰质纹层的中孔不发育,孔隙难以作为有效储集空间,因此该部分增加的孔隙体积应主要对应于微裂缝(图9a)。这一推断与SEM图像中观测到的微裂缝孔径范围及线密度统计结果吻合良好。II型

与III型页岩岩相洗油后孔隙体积均有所增加,其中III型页岩岩相释放的孔隙体积明显多于II型(图9b,c)。II型页岩岩相的孔隙体积在介孔至大孔范围(以介孔为主)内整体提升,表明其有效储集空间以黄铁矿晶间孔和微晶石英晶间孔为主,该结论与SEM图像中统计的相应孔径范围一致。III型页岩岩相则在大孔范围内出现孔隙体积突增,说明长石次生溶孔是其主要储集空间类型,同时也反映出该类型岩相在洗油前含油量最高。此外,粉砂级长英质纹层中3类主要孔隙的SEM统计孔径范围与全孔径分布匹配良好,进一步验证了上述结论的可靠性。

5 页岩油赋存与微运移特征

5.1 页岩油赋存状态表征

页岩油在长7³油层亚组页岩的各类孔隙中均有分布,但含量差异较大。对3类页岩岩相进行多温阶热解实验以获取S₁₋₁(可动油含量)、S₁₋₂(与S₁₋₁共为游离油含量)以及S₂₋₁(吸附油含量)。I型页岩岩相中游离油含量为3.06~39.47 mg/g,平均值为18.11 mg/g;吸附油含量为13.27~58.27 mg/g,平均值为35.87 mg/g,页岩油多分布在纹层缝和粒间孔中。II型页岩岩相中游离油含量为4.81~18.49 mg/g,平均值为12.27 mg/g;吸附油含量为8.57~47.46 mg/g,平均值为28.71 mg/g,

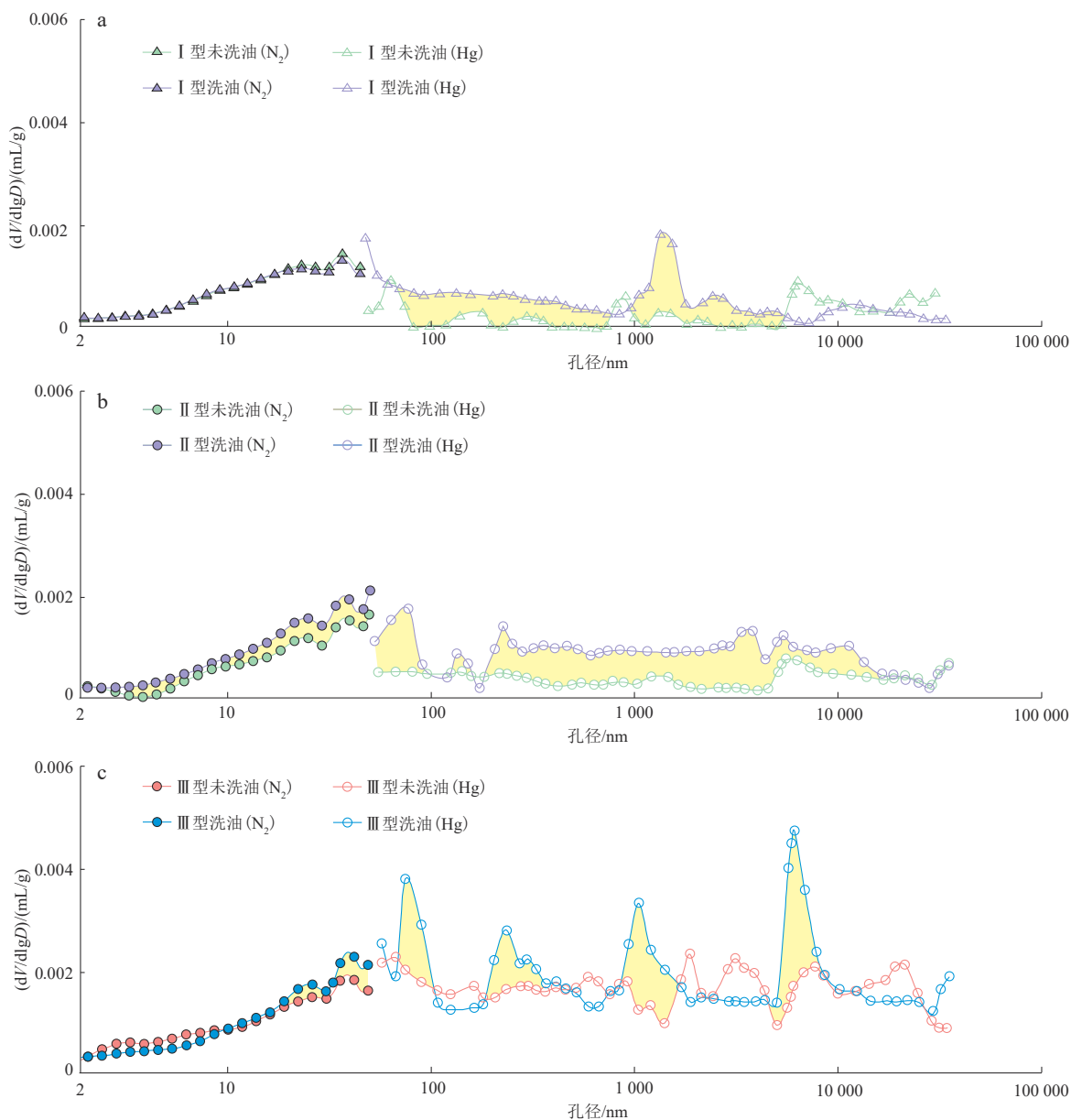


图9 鄂尔多斯盆地长7³油层亚组不同岩相中全孔径分布曲线及孔隙体积增长表征

Fig. 9 Distribution curves and pore volume increase characterization across full-scale pore sizes for various types of shale lithofacies in the Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. 源页1H井,埋深2 630.86 m, I类页岩岩相; b. 正8井,埋深1 280.60 m, II类页岩岩相; c. 正8井,埋深1 278.86 m, III类页岩岩相
(a—c图中黄色填充部分代表样品洗油前、后孔隙体积增量的差值。)

页岩油多分布在粒间孔和黏土矿物层间孔中。III型页岩岩相中游离油多分布在溶蚀孔中,含量为0.42~11.2 mg/g,平均值为6.06 mg/g;吸附油含量为0.64~27.67 mg/g,平均值为12.70 mg/g。3种页岩岩相中的游离态与吸附态比值均小于1,游离油含量低于吸附油含量。结合单一纹层的多温阶热解数据可以发现,III型页岩岩相受到因轻烃散失导致 S_{1-1} 减小的影响最大。I型页岩岩相的TOC明显低于II型和III型页岩岩相,因此在 S_1 差异小的情况下,I型页岩岩相的含油饱和度指数(OSI)值普遍大于100 mg/g, I型页岩岩相

的页岩油可动性优于其他两种页岩岩相。

本研究采用二维核磁共振 T_1 - T_2 谱对不同页岩岩相中流体的赋存状态进行分析^[40],所使用的识别图版是在Kausik等人^[41]和Zhang等人^[42]提出的方法基础上结合研究区实际情况改进而成。根据研究区页岩岩相实际情况,I型页岩岩相中纳米孔吸附油信号非常弱,说明滞留流体吸附油含量低。纳米孔吸附油信号区除了主要识别出有机孔吸附油和沥青信号外,还精准识别出裂缝中的水(图10a),同样侧面证实了I型页岩岩相的有效储集空间类型不是孔隙。I型和II型页岩

岩相在有效储集空间上的差异也很好地体现在了二维核磁共振 T_1 - T_2 图谱中(图 10)。Ⅱ型页岩岩相中的纳米孔吸附油信号区可以识别到有机孔吸附油的信号,且出现了纳米孔水(图 10b),这与Ⅰ型页岩岩相中的裂缝水形成显著差异性,说明了裂缝的发育控制了页岩储层中流体赋存空间的分布。根据研究区页岩岩相实际情况,对于高 TOC 的页岩岩相,其二维核磁 T_1 - T_2 图谱中吸附油区的信号都明显增强,Ⅲ型页岩岩相中的纳米孔吸附油信号区可以识别有机孔吸附油和无机孔吸附油信号,且有机孔吸附油信号更强(图 10c),同时可识别出纳米孔自由水。根据图中信号极弱的游离油区并结合Ⅲ型页岩岩相轻烃散失影响最大,可以合理推测“富有机质+粉砂级长英质”页岩岩相中存在游离油。

5.2 页岩油微运移识别与评价

在Ⅰ型页岩岩相中,原油主要赋存于晶间孔内,绿色与红色荧光区域分布较为一致(图 11b, c)。图 11b 中可见微米级微裂缝内轻质组分含量显著偏高;图 11d 中除富有机质纹层显示为红色重质区外,富凝灰质纹层因轻、重质组分叠加呈现黄色荧光,表明该岩相孔隙中轻、重质组分差异较小,而微裂缝中明显富集轻质组分。在Ⅱ型页岩岩相中,原油整体分布于晶间孔和粒间孔中,轻质组分普遍多于重质组分(图 11f-h)。图 11h 中富凝灰质纹层因轻、重质组分混合呈绿色及黄绿色荧光,原油分布相对分散。在Ⅲ型页岩岩相中,原油以轻质组分为主,集中赋存于长石溶孔中(图 11j-l)。图 11l 显示富有机质纹层与粉砂级长英质纹层的烃类组成具有明显差异:有机质纹层生烃后,轻质组分可迅速向相邻的粉砂级长英质纹层运移,导致前者以重质

组分为主,后者以轻质组分为主。

基于荧光薄片与激光共聚焦所揭示的轻、重质组分分布差异,本研究进一步通过高精度有机地球化学参数验证了不同纹层组合之间的页岩油微运移现象。3类页岩岩相中的富有机质纹层目前均处于活跃排烃阶段(图 12a),但接受外来烃类充注的特征仅见于Ⅰ型页岩岩相中(图 12b, c),表现不明显。结合该类型中广泛发育的微裂缝系统(图 6d, e),表明纹层组合间的运移烃充注主要受微裂缝发育程度控制。通过对比游离油含量、荧光强度与微裂缝线密度,发现前两者均与微裂缝线密度具有较好相关性。这一关系可以合理解释Ⅰ型页岩岩相 TOC 较低却出现轻质组分异常富集的现象(图 12a)。与此同时,Ⅱ型与Ⅲ型页岩岩相均未显示外来烃类充注特征,其烃类以滞留烃为主。尽管这两类岩相自身生烃能力较强(TOC 较高),结合仅有Ⅰ型页岩岩相的 OSI 值大于 100 mg/g 且表现出可动性特征(图 12a),说明Ⅱ型和Ⅲ型页岩岩相中的页岩油可动性较差,页岩油微运移主要发生于纹层内部及纹层组合之间。

页岩“源内甜点”处的石油经历了源内运移,并受到地层分馏作用。源内运移过程中排出的油更加富含饱和烃,滞留下来的油则含有更多的重质组分,造成不同层段石油化学组分的差异富集^[22,24]。在岩相尺度上,顶、底粉砂岩夹层均出现 S_1 与可抽提有机质(EOM)含量较高的现象(图 13a),作为储集层的粉砂岩夹层不具备生烃能力,因此存在临近页岩向其排烃的现象。

在纹层尺度上,纹层之间的微运移现象可以用排烃效率来表征。基于岩石热解参数,将烃源岩排烃机制与质量平衡原理相结合是一种计算生-排烃效率的经典方法^[43-45],该方法使用 S_1^o , S_2^o , S_1^m 及 S_2^m (上标 o 为原

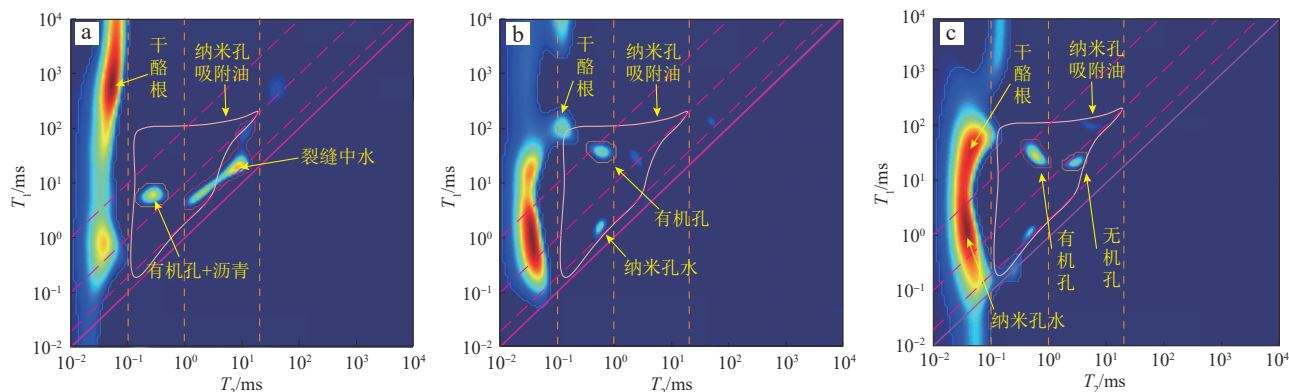


图 10 鄂尔多斯盆地长 7^3 油层亚组不同岩相中核磁共振 T_1 - T_2 谱分布特征

Fig. 10 Distributions of NMR T_1 - T_2 spectra of various types of shale lithofacies in the Chang 7^3 oil sub-group, Ordos Basin

a. 塬页 1H 井,埋深 2 629.85 m,Ⅰ类页岩岩相;b. 正 8 井,埋深 1 280.00 m,Ⅱ类页岩岩相;c. 珠 80 井,埋深 2 262.50 m,Ⅲ类页岩岩相

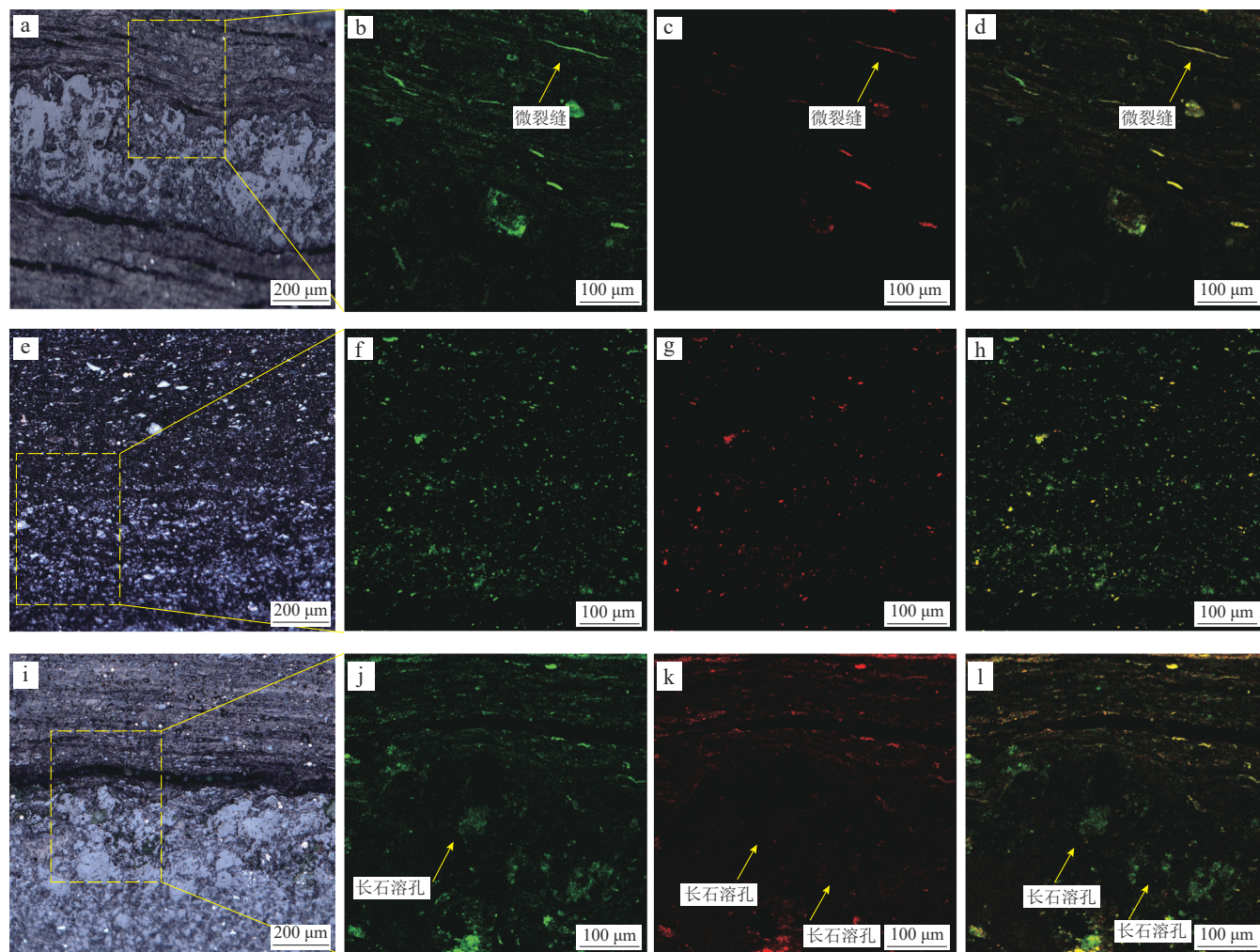


图 11 鄂尔多斯盆地长⁷³油层亚组不同岩相中滞留油激光共聚焦观察镜下照片

Fig. 11 CLSM images of retained oil in various types of shale lithofacies in the Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. 源页 1H 井, 埋深 2 630.86 m, I 类页岩岩相反射光镜下特征; b—d. 分别为 a 图视域中黄色框区域滞留油轻质成分、重质成分和整体分布; e. 正 8 井, 埋深 1 280.60 m, II 类页岩岩相反射光镜下特征; f—h. 分别为 e 图视域中黄色框区域滞留油轻质成分、重质成分和整体分布; i. 正 8 井, 埋深 1 278.86 m, III 类页岩岩相反射光镜下特征; j—l. 分别为 i 图视域中黄色框区域滞留油轻质成分、重质成分和整体分布

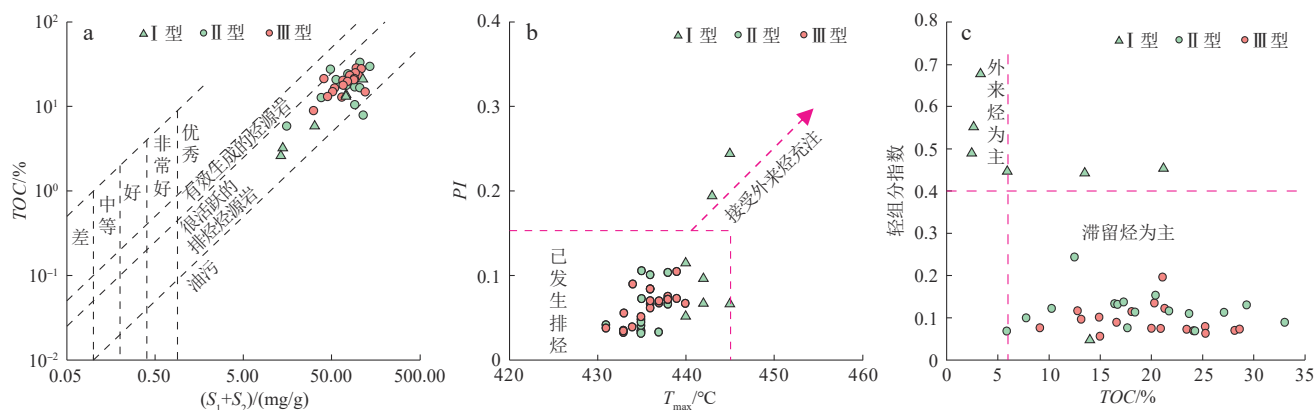
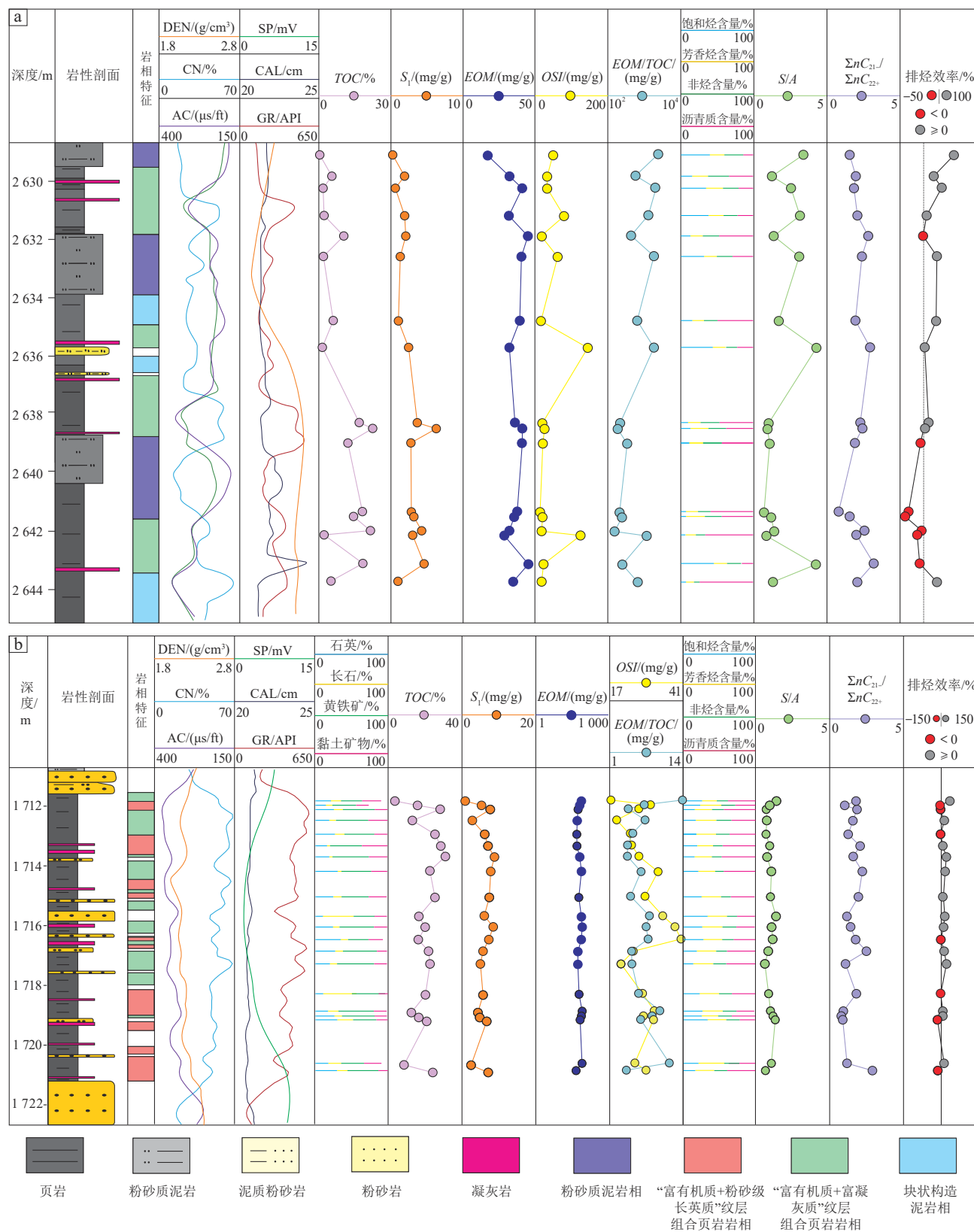


图 12 鄂尔多斯盆地长⁷³油层亚组不同岩相中页岩油微运移地球化学参数判别图版

Fig. 12 Discriminant diagrams of geochemical parameters for characterizing the micro-migration of shale oil in various types of shale lithofacies in the Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. S_1+S_2 -TOC 交汇图; b. T_{max} -PI 交汇图; c. 轻组分指数-TOC 交汇图

S_1 . 热解游离烃量; S_2 . 热解裂解烃量; TOC. 总有机碳含量; T_{max} . 最高热解峰温; PI. 烃产率指数, $PI = S_1 / (S_1 + S_2)$

图 13 鄂尔多斯盆地长7³油层亚组页岩纹层组间页岩油微运移单井综合剖面Fig. 13 Individual-well analysis of shale oil micro-migration among lamina assemblages in shales of the Chang 7³ oil sub-group, Ordos Basin

a. 源页 1H 井; b. 宁 70 井

TOC. 总有机碳含量; S₁. 热解游离烃量; EOM. 可抽提有机质含量; OSI. 含油饱和度指数, $OSI = S_1 / TOC \times 100$; EOM/TOC. 可抽提有机质转化率; S/A. 饱和烃/芳香烃含量比值; $\Sigma nC_{21} / \Sigma nC_{22+}$. 轻烃组分与重烃组分的相对丰度比

始页岩岩相, m 为现有成熟页岩岩相) 4 个参数计算排烃效率。烃源岩排烃效率指烃源岩排出烃类的程度, 即排烃效率 = 排出烃量 / 原始生烃潜力 = (原始生烃潜力 - 现今生烃潜力) / 原始生烃潜力, 因此得出:

$$E_e = \left(\frac{S_1^o + S_2^o}{TOC^o} - \frac{S_1^m + S_2^m}{TOC^m} \right) / \frac{S_1^o + S_2^o}{TOC^o} \quad (1)$$

式中: E_e 为排烃效率, %; TOC^o 为未成熟页岩岩相的总有机碳含量, %; TOC^m 为成熟页岩岩相的总有机碳含量, %; S_1^o 为未成熟页岩岩相的热挥发烃量, mg/g; S_1^m 为成熟页岩岩相的热挥发烃量, mg/g; S_2^o 为未成熟页岩岩相的热裂解烃量, mg/g; S_2^m 为成熟页岩岩相的热裂解烃量, mg/g。

计算得出, I 型页岩岩相排烃效率正、负均有, 但存在页岩的厚层 I 型页岩岩相垂向上微裂缝发育段中部 $\Sigma nC_{21-} / \Sigma nC_{22+}$ (nC_{21-} 为碳数 ≤ 21 的正构烷烃含量之和, 即从 nC_{15} 到 nC_{21} ; nC_{22+} 为碳数 ≥ 22 的正构烷烃含量之和, 即从 nC_{22} 到 nC_{40+} ; $\Sigma nC_{21-} / \Sigma nC_{22+}$ 代表轻烃组分与重烃组分的相对丰度比) 和 S/A (饱和烃/芳香烃含量比值) 较高的现象 (图 13a), 同时 I 型页岩岩相两端排烃效率普遍大于 0, 中部排烃效率普遍小于 0, 由此可认为 I 型页岩岩相两端为供烃层, 中部为聚烃层。I 型页岩岩相中部含油性最好, 页岩储集空间内原油可动性较强, 其厚层页岩两侧油气向中间运移, 并主要赋存于该岩相中部。因此, I 型页岩油微运移主要发生于微裂缝发育的页岩内部。

由公式 (1) 计算得出, III 型页岩岩相排烃效率普遍小于 0, 而 II 型页岩岩相排烃效率普遍大于 0, 即 II 型页岩岩相整体为供烃层, III 型页岩岩相整体为聚烃层 (图 13b)。因此在纵向上, II 型页岩岩相具有向 III 型纹层组合排烃的现象。结合其他可以表征微运移的参数 $\Sigma nC_{21-} / \Sigma nC_{22+}$ 和 S/A , 具体表现为供烃层相对低 $\Sigma nC_{21-} / \Sigma nC_{22+}$ 和低 S/A 比值, 聚烃层相对高 $\Sigma nC_{21-} / \Sigma nC_{22+}$ 和高 S/A 比值。当聚烃层具有低 S/A 比值时, 芳烃极性较强, 可能在运移路径中被吸附而导致比值降低。在厚度较大的同一页岩岩相中也存在排烃现象, 如在页岩段下部 III 型页岩岩相出现烃类内部向外部运移的现象, 表现为内部 $\Sigma nC_{21-} / \Sigma nC_{22+}$ 比值小于外部, 相当于外部的厚层 III 型页岩岩相同时接受其内部和相邻 II 型页岩岩相两者的烃类充注。

6 结论

1) 鄂尔多斯盆地长 7³ 油层亚组页岩主要发育 4 种纹层类型: 富有机质纹层、富凝灰质纹层、粉砂级长英

质纹层及黏土纹层。其中, 粉砂级长英质纹层以钾长石为主, 含量可高达近 80%; 富凝灰质纹层则以伊/蒙混层矿物为主要成分, 含少量粉砂级长石与石英颗粒, 有机质含量较低; 富有机质纹层中无机矿物也以伊/蒙混层为主, 但有机质含量较高, 并呈层状分布; 黏土纹层则整体物性较差。在纹层类型划分的基础上, 结合不同纹层的垂向叠置关系与平面发育特征, 将长 7³ 油层亚组页岩进一步划分为 3 种页岩岩相类型: “富有机质+富凝灰质”页岩岩相、“富有机质+粉砂级长英质”页岩岩相, 以及块状泥岩。

2) 粉砂级长英质纹层以发育长石溶蚀孔、长石粒间孔及有机质孔为主, 面孔率介于 4.56% ~ 8.01%, 平均值为 6.21%; 富凝灰质纹层主要发育黏土矿物晶间孔、微晶石英晶间孔与黄铁矿晶间孔, 面孔率范围为 2.71% ~ 4.86%; 富有机质纹层则以黄铁矿晶间孔、黏土矿物晶间孔和有机质孔为主要孔隙类型, 平均面孔率较低, 仅为 0.48%。通过洗油前、后的 N_2 吸附实验对比分析进一步表明, I 型页岩岩相的有效储集空间主要为微裂缝; II 型和 III 型页岩岩相则以孔隙为主要储集空间, 其中 II 型页岩岩相以微孔和介孔为主, 而 III 型页岩岩相的大孔含量最高, 显示出最优的孔隙结构特征。

3) I 型页岩岩相游离油含量较高, 其有效储集空间以微裂缝为主, 原油可动性较强, 可作为页岩油开发的有利目标; 在 II 型与 III 型页岩岩相垂向接触的条件下, II 型页岩岩相所生成的原油易于向 III 型页岩岩相中运移并聚集, 因此 III 型页岩岩相同样具备良好的页岩油勘探潜力。

参 考 文 献

- [1] 赵文智, 朱如凯, 张婧雅, 等. 中国陆相页岩油类型、勘探开发现状与发展趋势[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(4): 1-13.
ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, ZHANG Jingya, et al. Classification, exploration and development status and development trend of continental shale oil in China[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(4): 1-13.
- [2] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1333-1349.
GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [3] 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.
- [4] HINNOV L A. Cyclostratigraphy and its revolutionizing applications in the earth and planetary sciences [J]. GSA Bulletin, 2013, 125(11/12): 1703–1734.
- [5] LIN Miruo, XI Kelai, CAO Yingchang, et al. Palaeoenvironmental changes in the Late Triassic lacustrine facies of the Ordos Basin of Northwest China were driven by multistage volcanic activity: Implications for the understanding the Carnian Pluvial Event [J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2024, 637: 112012.
- [6] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071–1098.
- [7] 熊敏, 陈雷, 陈鑫, 等. 海相页岩纹层特征、成因机理及其页岩气意义 [J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3490–3508.
- XIONG Min, CHEN Lei, CHEN Xin, et al. Characteristics, genetic mechanism of marine shale laminae and its significance of shale gas accumulation [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(9): 3490–3508.
- [8] 刘忠宝, 刘光祥, 胡宗全, 等. 陆相页岩层系岩相类型、组合特征及其油气勘探意义——以四川盆地中下侏罗统为例 [J]. 天然气工业, 2019, 39(12): 10–21.
- LIU Zhongbao, LIU Guangxiang, HU Zongquan, et al. Lithofacies types and assemblage features of continental shale strata and their significance for shale gas exploration: A case study of the Middle and Lower Jurassic strata in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(12): 10–21.
- [9] ZHANG Yuanyuan, XI Kelai, CAO Yingchang, et al. The application of machine learning under supervision in identification of shale lamina combination types—A case study of Chang 7_3 sub-member organic-rich shales in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Science, 2021, 18(6): 1619–1629.
- [10] 李森, 朱如凯, 崔景伟, 等. 鄂尔多斯盆地长7段细粒沉积岩特征与古环境——以铜川地区瑶页1井为例 [J]. 沉积学报, 2020, 38(3): 554–570.
- LI Sen, ZHU Rukai, CUI Jingwei, et al. Sedimentary characteristics of fine-grained sedimentary rock and paleo-environment of Chang 7 member in the Ordos Basin: A case study from Well Yaoye 1 in Tongchuan [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(3): 554–570.
- [11] 刘群, 袁选俊, 林森虎, 等. 鄂尔多斯盆地延长组湖相黏土岩分类和沉积环境探讨 [J]. 沉积学报, 2014, 32(6): 1016–1025.
- LIU Qun, YUAN Xuanjun, LIN Senhu, et al. The classification of lacustrine mudrock and research on its' depositional environment [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(6): 1016–1025.
- [12] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475–499.
- [13] APLIN A C, MACQUAKER J H S. Mudstone diversity: Origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems [J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2031–2059.
- [14] ZOU C N, YANG Z, TAO S Z, et al. Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: The Ordos Basin, North-Central China [J]. Earth-Science Reviews, 2013, 126: 358–369.
- [15] 王幸蒙, 熊亮, 赵勇, 等. 基于核磁共振技术的页岩孔隙结构定量表征 [J]. 海相油气地质, 2024, 29(2): 197–206.
- WANG Xingmeng, XIONG Liang, ZHAO Yong, et al. Quantitative characterization of shale pore structure based on nuclear magnetic resonance [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2024, 29(2): 197–206.
- [16] YANG Feng, NING Zhengfu, WANG Qing, et al. Pore structure characteristics of Lower Silurian shales in the southern Sichuan Basin, China: Insights to pore development and gas storage mechanism [J]. International Journal of Coal Geology, 2016, 156: 12–24.
- [17] 王民, 关莹, 李传明, 等. 济阳拗陷沙河街组湖相页岩储层孔隙定性描述及全孔径定量评价 [J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(6): 1107–1119.
- WANG Min, GUAN Ying, LI Chuanming, et al. Qualitative description and full-pore-size quantitative evaluation of pores in lacustrine shale reservoir of Shahejie Formation, Jiyang Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(6): 1107–1119.
- [18] 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.
- [19] 文杰, 徐尚, 苟启洋, 等. 页岩油微运移研究进展及意义 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(4): 1–14.
- WEN Jie, XU Shang, GOU Qiyang, et al. Research status and significance of shale oil micromigration [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(4): 1–14.
- [20] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2—Shale-oil resource systems [M]//BREYER J A. Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2012: 89–119.
- [21] 刘惠民, 包友书, 黎茂稳, 等. 页岩油富集可动性地球化学评

- 价参数探讨——以威利斯顿盆地 Bakken 组和渤海湾盆地济阳坳陷古近系沙河街组页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 622–636.
- LIU Huimin, BAO Youshu, LI Maowen, et al. Geochemical parameters for evaluating shale oil enrichment and mobility: A case study of shales in the Bakken Formation, Williston Basin and the Shahejie Formation, Jiyang Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 622–636.
- [22] 潘松圻, 郭秋雷, 邹才能, 等. 页岩型与粉砂岩型“页岩油系统”甜点段判别——以鄂尔多斯盆地长7段为例[J]. 中国科学: 地球科学, 2023, 53(7): 1663–1678.
- PAN Songqi, GUO Qiulei, ZOU Caineng, et al. Identification of sweet spots in shale-type and siltstone-type “shale oil systems”: A case study of the Chang 7 member in Ordos Basin [J]. Science China Earth Sciences, 2023, 53(7): 1663–1678.
- [23] 惠克来, 李克, 操应长, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7₃亚段富有机质页岩纹层组合与页岩油富集模式[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1244–1255.
- XI Kelai, LI Ke, CAO Yingchang, et al. Laminae combination and shale oil enrichment patterns of Chang 73 sub-member organic-rich shales in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1244–1255.
- [24] HAN Yuanjia, MAHLSTEDT N, HORSFIELD B. The Barnett Shale: Compositional fractionation associated with intraformational petroleum migration, retention, and expulsion [J]. AAPG Bulletin, 2015, 99(12): 2173–2202.
- [25] 余光展, 王健, 吴楠, 等. 鄂尔多斯盆地志靖—安塞地区延长组7段致密砂岩微观孔隙结构评价[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(1): 83–95.
- YU Guangzhan, WANG Jian, WU Nan, et al. Micropore structure evaluation of Chang 7 tight sandstone in Zhijing-Ansai area, Ordos Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54(1): 83–95.
- [26] YANG Hua, NIU Xiaobing, XU Liming, et al. Exploration potential of shale oil in Chang7 Member, Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 560–569.
- [27] 钟红利, 卓自敏, 张凤奇, 等. 鄂尔多斯盆地甘泉地区长7页岩油储层非均质性及其控油规律[J]. 特种油气藏, 2023, 30(4): 10–18.
- ZHONG Hongli, ZHUO Zimin, ZHANG Fengqi, et al. Heterogeneity of Chang 7 shale oil reservoir and its oil control law in Ganquan area, Ordos Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(4): 10–18.
- [28] 王峰, 田景春, 范立勇, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组沉积充填演化及其对印支构造运动的响应[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(6): 882–889.
- WANG Feng, TIAN Jingchun, FAN Liyong, et al. Evolution of sedimentary fillings in Triassic Yanchang Formation and its response to Indosinian movement in Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(6): 882–889.
- [29] 付金华, 罗顺社, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7段沟道型重力流沉积特征研究[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 29–37, 1.
- FU Jinhua, LUO Shunshe, NIU Xiaobing, et al. Sedimentary characteristics of channel type gravity flow of the member 7 of Yanchang Formation in the Longdong area, Ordos Basin [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 29–37, 1.
- [30] 林森虎, 袁选俊, 杨智. 陆相页岩与泥岩特征对比及其意义——以鄂尔多斯盆地延长组7段为例[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3): 517–523.
- LIN Senhu, YUAN Xuanjun, YANG Zhi. Comparative study on lacustrine shale and mudstone and its significance: A case from the 7th member of Yanchang Formation in the Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 517–523.
- [31] 付金华, 牛小兵, 淡卫东, 等. 鄂尔多斯盆地中生界延长组长7段页岩油地质特征及勘探开发进展[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 601–614.
- FU Jinhua, NIU Xiaobing, DAN Weidong, et al. The geological characteristics and the progress on exploration and development of shale oil in Chang7 Member of Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 601–614.
- [32] 张文正, 杨华, 杨伟伟, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长7湖相页岩油地质特征评价[J]. 地球化学, 2015, 44(5): 505–515.
- ZHANG Wenzheng, YANG Hua, YANG Weiwei, et al. Assessment of geological characteristics of lacustrine shale oil reservoir in Chang7 member of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Geochimica, 2015, 44(5): 505–515.
- [33] 袁伟, 柳广弟, 徐黎明, 等. 鄂尔多斯盆地延长组7段有机质富集主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(2): 326–334.
- YUAN Wei, LIU Guangdi, XU Liming, et al. Main controlling factors for organic matter enrichment in Chang 7 member of the Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(2): 326–334.
- [34] 师良, 范柏江, 李忠厚, 等. 鄂尔多斯盆地中部三叠系延长组7段烃组分的运移分异作用[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 157–168. DOI:10. 11743/ogg20240111.
- SHI Liang, FAN Bojiang, LI Zhonghou, et al. Migration differentiation of hydrocarbon components in the 7th member of the Triassic Yanchang Formation, central Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(1): 157–168. DOI:10. 11743/ogg20240111.
- [35] 何建华, 丁文龙, 付景龙, 等. 页岩微观孔隙成因类型研究

- [J]. 岩性油气藏, 2014, 26(5): 30–35.
- HE Jianhua, DING Wenlong, FU Jinglong, et al. Study on genetic type of micropore in shale reservoir [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(5): 30–35.
- [36] 周志军, 张国青, 崔春雪, 等. 不同岩性页岩油储集空间及物性特征[J]. 特种油气藏, 2023, 30(5): 42–49.
- ZHOU Zhijun, ZHANG Guoqing, CUI Chunxue, et al. Reservoir space and physical characteristics of shale oil with different lithologies [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(5): 42–49.
- [37] WANG Yang, LIU Luofu, CHENG Hongfei. Gas adsorption characterization of pore structure of organic-rich shale: Insights into contribution of organic matter to shale pore network [J]. Natural Resources Research, 2021, 30(3): 2377–2395.
- [38] 宋泽章, 阿比德·阿不拉, 吕明阳, 等. 氮气吸附滞后回环定量分析及其在孔隙结构表征中的指示意义——以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组7段为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 495–509.
- SONG Zezhang, ABIDE Abula, LYU Mingyang, et al. Quantitative analysis of nitrogen adsorption hysteresis loop and its indicative significance to pore structure characterization: A case study on the Upper Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 495–509.
- [39] 周军平, 范茂琳, 鲜学福, 等. 页岩气吸附量校正及其吸附性影响因素[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(2): 154–162.
- ZHOU Junping, FAN Maolin, XIAN Xuefu, et al. Correction calculation of shale gas absolute adsorption capacity and its influencing factors analysis [J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(2): 154–162.
- [40] 朱越, 伍顺伟, 邓玉森, 等. 玛湖凹陷风城组储集层孔喉结构及流体赋存特征[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(3): 286–295.
- ZHU Yue, WU Shunwei, DENG Yusen, et al. Pore throat structures and fluid occurrences of reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(3): 286–295.
- [41] KAUSIK R, FELLAH K, RYLANDER E, et al. NMR relaxometry in shale and implications for logging [J]. Petrophysics, 2016, 57(4): 339–350.
- [42] ZHANG Pengfei, LU Shuangfang, LI Junqian, et al. 1D and 2D nuclear magnetic resonance (NMR) relaxation behaviors of protons in clay, kerogen and oil-bearing shale rocks [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 114: 104210.
- [43] 张冬梅, 张延延, 郭隽菁, 等. 基于岩石热解参数图版的烃源岩内部排烃效率计算方法[J]. 石油实验地质, 2021, 43(3): 532–539.
- ZHANG Dongmei, ZHANG Yanyan, GUO Juanjing, et al. A calculation method for the efficiency of hydrocarbon expulsion based on parameter-diagram of source rock pyrolysis [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(3): 532–539.
- [44] 冯家乐, 杨升宇, 胡钦红, 等. 沧东凹陷孔二段页岩生排烃效率及对含油性的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(2): 45–56.
- FENG Jiale, YANG Shengyu, HU Qinrong, et al. Hydrocarbon generation and expulsion efficiency and influence on oil bearing property of shale in the second member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2024, 48(2): 45–56.
- [45] PAN Changchun, GENG Ansong, LIAO Zewen, et al. Geochemical characterization of free versus asphaltene-sorbed hydrocarbons in crude oils: Implications for migration-related compositional fractionations [J]. Marine and Petroleum Geology, 2002, 19(5): 619–632.

(编辑 张玉银)