

东营凹陷沙三下亚段页岩含油性及其赋存特征

高波^{1,2*}, 郝芳¹, 徐尚¹, 苟启洋¹, 张志垚³

(1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 青岛 266580; 2. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司滨南采油厂, 滨州 256600; 3. 山东石油化工学院, 东营 257061)

摘要: 渤海湾盆地东营凹陷沙河街组页岩是当前页岩油勘探开发的重点层系之一, 但其矿物组分复杂、纹层类型多样, 导致页岩油有利区分布非均质性强、难预测, 油气开发效果差异显著。本论文以东营凹陷沙河街组三段下亚段(沙三下段)陆相富有机质页岩为例, 结合岩心观察、薄片观测、矿物成分分析、分步热解、低温氮气吸附和场发射扫描电镜等技术, 明确了不同类型页岩储集性和含油性差异, 厘清了页岩油赋存的孔隙大小、可动油下限, 探讨了页岩油含量影响因素。结果表明沙河街组页岩油赋存孔隙空间类型多样, 包括纹层缝和多种类型粒间孔隙, 在常温常压条件下, 滞留油在纳米尺度范围内主要储集在 15-100nm 范围内的孔隙中, 游离油赋存的孔径下限约为 3nm。有机质丰度是页岩油形成和富集的物质基础, 足够大的储集空间则为保持充足的滞留烃数量提供了有效保障。因此, 具有高 TOC 含量、高孔隙度的富有机质纹层状灰质页岩和富有机质纹层状混合质页岩含油性好、游离油含量高, 是研究区最有利的页岩岩相类型。研究结果为进一步深化陆相页岩油富集机制与优化开发策略提供了重要依据。

关键词: 页岩油; 储集性; 含油性; 可动下限; 济阳坳陷

中图分类号: P618

收稿日期: 2024-12-06

引言

近年来, 随着常规油气剩余可采资源量日益减少, 寻找可替代的能源矿产成为油气行业的重要任务(邹才能等, 2023; Hao and Liu, 2024)。在众多新兴能源中, 页岩油资源因其巨大的潜力而备受关注。相关研究表明, 全球页岩油技术可采资源量高达 2512 亿吨, 是未来油气供应体系中不可或缺的重要组成部分(郭旭升等, 2023; Xu et al., 2024a)。尤其是在美国“页岩

基金项目: 本研究受国家自然科学基金优秀青年科学基金(42122017)、国家自然科学基金创新群体(41821002)和中国石油大学(华东)自主创新研究计划(21CX06001A)联合资助。

第一作者简介: 高波(1985-), 男, 博士研究生, 主要从事非常规油气地质研究, E-mail: gaobo.slyt@sinopec.com, ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-6102-9128>.

岩革命”的推动下，页岩油气开发取得了显著突破，改变了世界油气资源供给结构，推动全球能源格局的调整和油气市场的重构。

相较于美国广泛发育的海相页岩，我国页岩油资源主要分布在陆相盆地中(Wang et al., 2022; 贾承造等, 2024)。湖平面频繁波动和水体性质变化使得陆相页岩岩石结构复杂、岩相类型多样，包括富长英质型、富碳酸盐型及混合质型等(柳波等, 2023; 金之钧等, 2023; Gou et al., 2023)。陆相页岩储层往往表现出高度非均质性，难以准确厘清油气分布规律，压裂改造后的产出效果差异大(杨勇, 2024)。因此，揭示陆相页岩储层内部的油气含量、赋存特征及其影响因素是精细化选区或选层的关键。基于此，本文以济阳坳陷页岩油产区为例，选取东营凹陷沙三下段陆相富有机质页岩为剖析对象，通过系统的地质和地球化学分析，查明页岩微观结构和含油性，探讨页岩油的赋存特征及其控制因素，以期为我国陆相页岩油资源高效勘探开发提供科学依据。

1 区域地质背景

东营凹陷是渤海湾盆地济阳坳陷东南部的一个次级构造单元，是中国陆相箕状凹陷的典型代表，其东西长约 90km，南北宽约 65km，总面积约 5850km²(图 1A-1B)。研究区构造演化主要可以分为两个阶段：65-24.6Ma 期间的裂陷期，该时期断裂活动强，盆地加速陷落、扩大，成为一侧断陷、另一侧超覆或尖灭的断坳盆地(Feng et al., 2013)；24.6Ma 至今的坳陷期，主要受喜马拉雅运动第三幕影响，断裂活动减弱，并最终具有“北断南超、北深南浅”的特点(刘惠民等, 2020; Shi et al., 2020)。

古近系期间，东营凹陷发育典型的湖泊沉积体系，地层由老到新依次为孔店组、沙河街组和东营组，其中沙河街组分布范围相对最广，可细分为沙四段、沙三段、沙二段和沙一段(图 1C)。沙四上亚段和沙三下亚段主要形成于咸水-半咸水环境，岩相类型由泥质灰岩、灰岩、灰质泥岩和少量(细)粉砂岩构成，有机质丰度(TOC)介于 1%-12%之间，暗色泥岩厚度一般在 500m 以上，是研究区最重要的一套烃源岩(李志明等, 2023; Wang et al., 2025)。

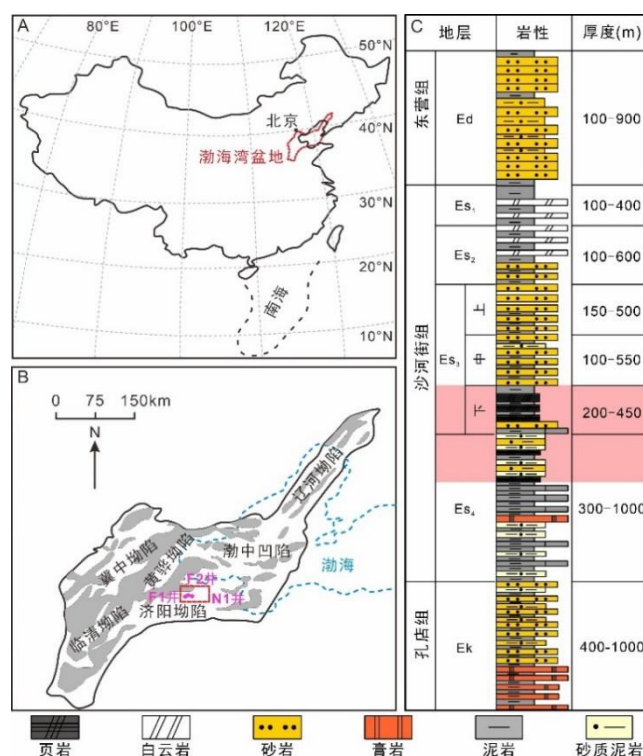


图 1 渤海湾盆地东营凹陷区域位置图和综合柱状图, 据 Feng et al., 2013 修改

Fig.1 Location map and comprehensive stratigraphic column of the Dongying Sag in the Bohai Bay Basin,

modified from Feng et al., 2013

2 样品与实验方法

本次研究从东营凹陷沙三下亚段共取样 62 块(3 口井, 详细位置见图 1B), 系统开展了 XRD 矿物组分分析、TOC 测试、岩心和薄片观测、分步热解实验。在此基础上, 根据 TOC 含量、矿物组成和岩石结构对页岩岩相划分, 并选取主要岩相的部分样品进一步开展洗油前后低温 N_2 吸附、孔隙度测试、场发射扫描电镜(FE-SEM)观测。总有机碳 TOC 和 X 衍射实验皆采用粒径小于 100 目的粉末状岩样, 其中 TOC 由 Leco CS230 型仪器检测, 矿物衍射则通过型号为 D/max-2600 的仪器分析, 详细测试流程及参照标准具体可参见 Gou et al. (2019) 和 Shi et al. (2020)。孔隙度由高压压汞法测定, 样品为边长 1 cm 立方体, 利用 Washburn 方程将不同压力下的进汞量转化为孔体积和孔隙大小, 进而计算页岩孔隙度(Gou et al., 2023)。

分步热解实验采用的样品为 100-200 目的粉末状岩样, 仪器为 Rock-Eval 6 热解分析仪。测试过程中, 将仪器升温至 200°C 并恒温 1min, 检测产物 S_{1-1} (代表游离态的非极性化合物, 即轻质游离油)。随后, 让仪器以 25°C/min 的升温速率分别升温至 350°C、450°C 和 600°C, 并在对应温度恒温 1min, 获取原油组分参数 S_{1-2} (极性较弱的油分子, 即轻中质游离油)、

S₂₋₁(重烃和极性较强的胶质沥青质吸附态物质, 即吸附油含量)和 S₂₋₂(干酪根裂解油量)。在本次研究中, S₁₋₁ 与 S₁₋₂ 之和代表了游离油总量(蒋启贵等, 2016; 王民等, 2019)。

低温 N₂ 吸附实验是在 77.35K 条件下对样品尺寸为 60-80 目的粉末状岩样开展, 仪器为美国麦克公司生产的 ASAP2460 全自动气体吸附仪。低温 N₂ 吸附实验完成后, 取回该部分样品, 用二氯甲烷与丙酮体积比为 3: 1 的混合有机溶剂开展洗油实验, 洗油时长约为 1 周。待洗油实验结束后, 对样品进行烘干处理, 并再次进行低温 N₂ 吸附实验。

FE-SEM 利用高分辨率 ZEISS-MERLIN 型场发射扫描电子显微镜在二次电子和背散射成像模式下进行矿物组分和孔隙形貌观测。实验前需要将页岩样品切割为 1cm×1cm×1cm 的立方体小样并进行机械研磨, 再使用氩离子抛光仪器对岩石表面进行精细处理。为了增加样品导电性, 防止电荷聚集影响观测结果, 样品表面会用 0.5-1kPa 级别高真空喷镀仪镀厚度约为 1.5nm 的碳膜。

3 结果与讨论

3.1 页岩岩相类型及物性差异

取自东营凹陷 F1 井、F2 井和 N1 井的 62 块样品 X 射线衍射分析结果显示, 沙河街组页岩矿物组成中碳酸盐矿物含量显著, 均值为 53.7%(图 2), 其中方解石含量明显相对较高, 其值分布范围为 11.3%-74.7%, 均值为 44.8%; 白云石含量为 0-60.1%, 均值为 8.9%。其次为黏土矿物, 分布区间为 6.1%-48.4%, 均值为 24.2%。此外还包括一定量的石英和长石矿物, 分别介于 5.1%-30.3%和 0%-18.7%之间, 均值分别为 15.6%和 4.4%。

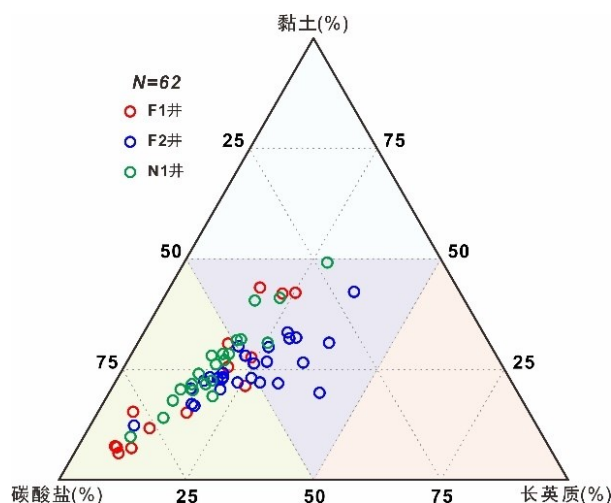


图 2 东营凹陷沙三下亚段页岩矿物组成特征

Fig. 2 Mineral composition of the lower submember of Sha3 in the Dongying Sag

参考前人关于陆相页岩分类方案，本次研究采用有机质丰度-沉积构造-岩石组分对所取样品进行岩相划分(刘惠民等, 2020; Wang et al., 2025)。具体为：有机质丰度以 TOC=2%为界限，划分出富有机质页岩和含有机质页岩两种类型；沉积构造则依据纹层厚度，将层厚小于 1mm 定义为纹层状，层厚大于 1mm 的定义为层状，而纹层不发育的则为块状；根据岩石矿物组成，按图 2 所示的四分法，划分出长英质页岩、灰质页岩、黏土质页岩和混合质页岩。依据该划分方案，识别出东营凹陷沙河街组页岩主要岩相类型为富有机质纹层状灰质页岩、富有机质纹层状混合质页岩、富有机质层状混合质页岩、富有机质块状灰质页岩、含有机质纹层状灰质页岩和含有机质层状灰质页岩，其中前 3 种岩相类型相对最为发育(图 3)。

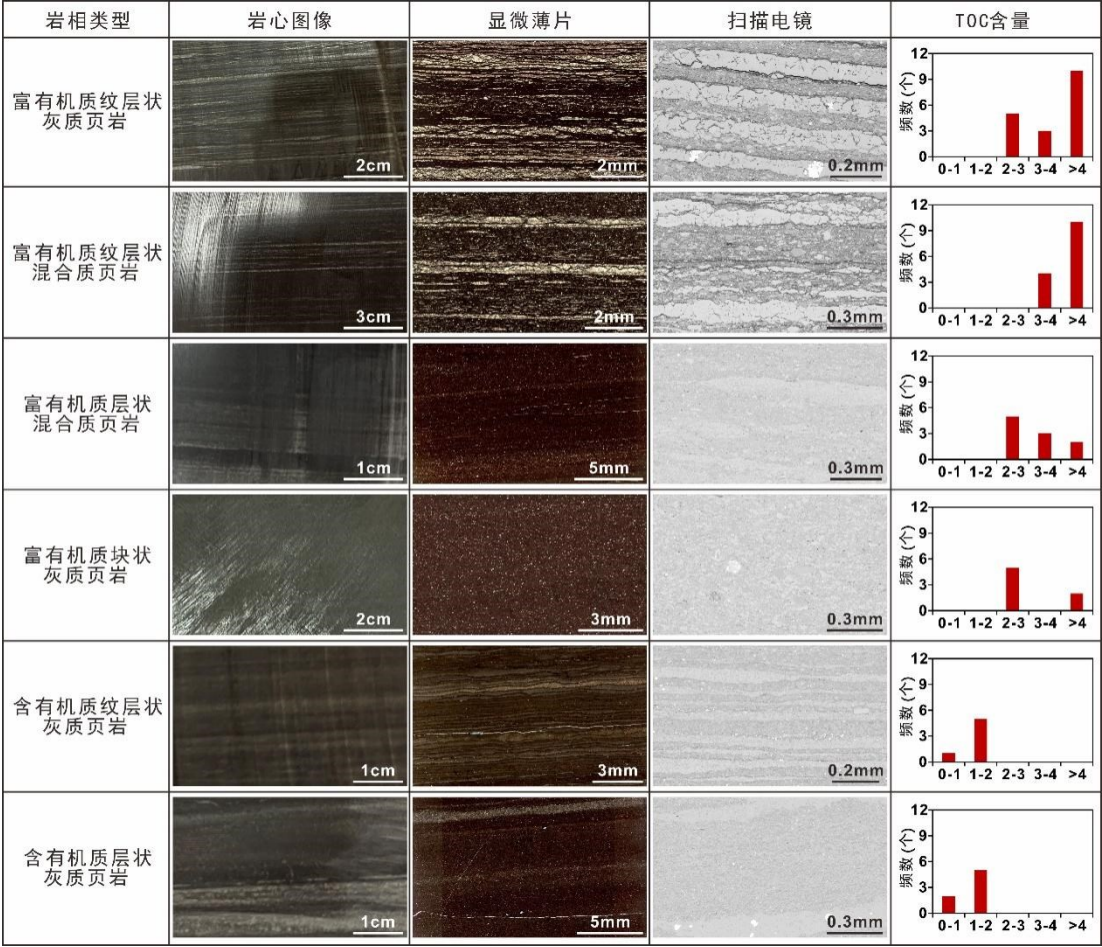


图 3 东营凹陷沙河街组页岩主要岩相类型及特征

Fig.3 Main lithofacies types and characteristics of Shahejie Formation shale in Dongying Sag

图 3 显示，富有机质纹层状灰质页岩和富有机质纹层状混合质页岩无论是在岩心、薄片还是电镜尺度，都可见大量明暗相间的纹层发育，纹层连续性好，多呈水平状，局部见断续的透镜状。浅色层主要由方解石构成，深色层多为黏土矿物、长英质矿物和有机质混杂形成，厚度变化范围相对较大。整体而言，富有机质纹层状灰质页岩和富有机质纹层状混合质页岩

在研究区有机质丰度相对最高，均值分别为 5.41%和 5.92%。富有机质层状混合质页岩层理厚度明显增大，在薄片尺度可通过颜色变化隐约可见，高分辨率的 SEM 图像显示的层理数量也明显变少；有机质丰度多集中在 2%-3%之间，均值为 4.03%。富有机质块状灰质页岩岩石结构较为均一，不发育纹层，SEM 图像显示泥质、长英质矿物及泥晶碳酸盐矿物混杂堆积，常见微小的有机质团块分散于不同的岩石矿物颗粒之间，平均 TOC 含量为 3.05%。含有机质纹层状灰质页岩和含有机质层状灰质页岩岩心颜色明显较浅，薄片和 SEM 尺度可见纹层发育，主要为方解石纹层，但前者纹层发育程度明显高于后者；TOC 分布范围显示，含有机质纹层状灰质页岩和含有机质层状灰质页岩有机质丰度明显偏低，主峰值位于 1%-2%之间，均值分别为 1.25%和 1.31%(图 3)。

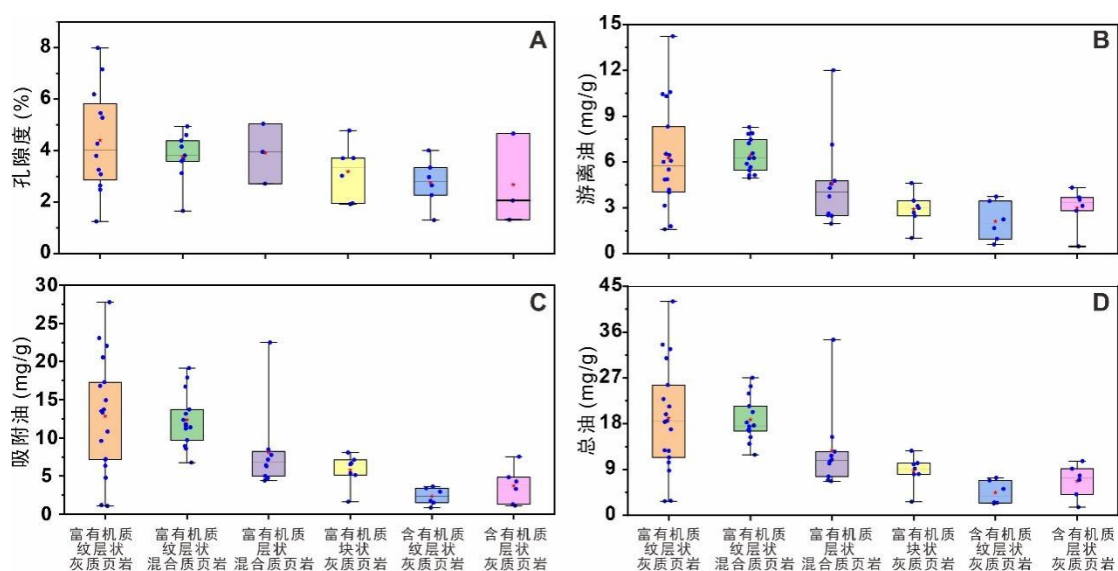


图 4 东营凹陷沙河街组页岩孔隙度和含油性特征

Fig. 4 Shale porosity and oil bearing characteristics of Shahejie Formation in Dongying Sag

图 4A 展示了沙河街组不同岩相页岩高压压汞孔隙度分布特征。总的来说，富有机质纹层状页岩孔隙度相对最高，其中富有机质纹层状灰质页岩孔隙度分布范围为 1.2%-8.0%，均值为 4.4%；富有机质纹层状混合质页岩和富有机质层状混合质页岩孔隙度次之，分别位于 1.7%-4.9%和 2.7%-5.0%之间，均值为 3.8%和 3.9%。富有机质块状页岩孔隙度为 1.9%-4.8%，均值为 3.2%；含有机质纹层状灰质页岩和含有机质层状灰质页岩孔隙度相对最低，分别为 1.3%-4.0%(均值为 2.8%)和 1.3%-4.7%(均值为 2.7%)。需要说明的是，高压压汞实验测定孔隙度为流动孔隙度(通过进汞体积换算得到的孔隙体积与岩石体积比值)，即一定压差下，饱和岩石中可动流体体积与岩石体积比值，因此高压压汞孔隙度可能小于页岩样品实际的有效孔隙度(王民等, 2019)。

3.2 页岩油赋存空间及状态

页岩油主要指赋存于富有机质页岩层系中的石油,包括赋存于大孔隙和微裂缝内的游离油以及矿物、干酪根表面、微孔隙内壁的吸附油(郭旭升等, 2023)。图像观察法利用高分辨率成像技术,在镜下可以直接观测烃类流体的赋存位置及状态。如图 5 所示,由于不同类型页岩储集空间类型存在显著差异,进而导致了页岩油分布的强非均质性。对于富有机质纹层状页岩而言,纹层缝是此类页岩特色的储集空间,赋存于内部的油分子由于受到的束缚作用较弱,常以游离态的形式存在,因此 SEM 图像显示其在自然状态下便可以自由析出(图 5A)。此外,纹层内部也可以发育一定量的储集空间,如混合质纹层中长英质矿物和碳酸盐矿物间形成的粒间孔,内部常见残留油的存在(图 5B-5C)。富有机质层状页岩和富有机质块状页岩因纹层较少或基本不发育,页岩储集空间主要为矿物颗粒间的基质孔隙。页岩油呈薄膜状、浸染状黏附于不同类型矿物(如方解石和黏土)颗粒表面,油膜厚度从几十纳米到几百纳米不等(图 5D-5F)。

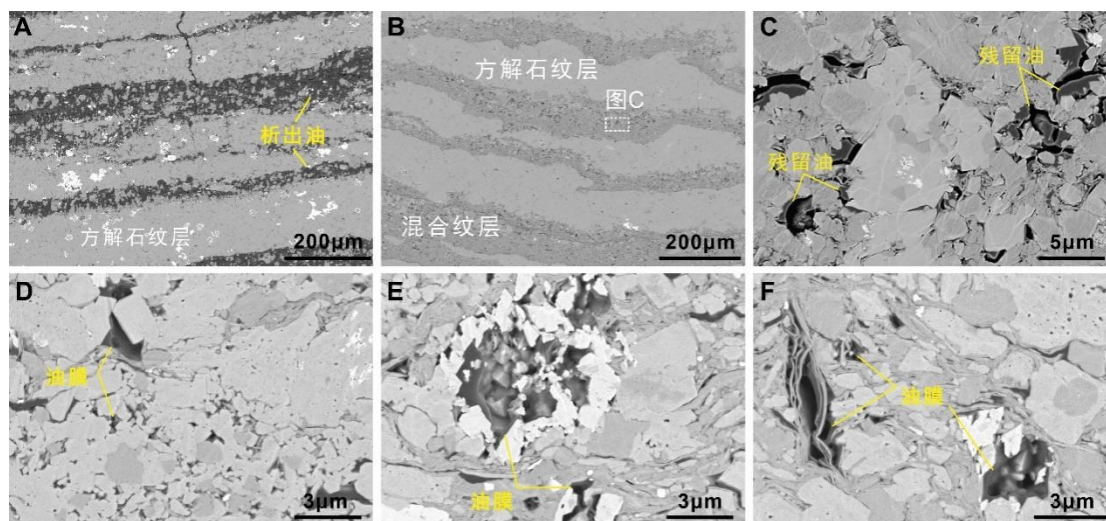


图 5 SEM 图像揭示页岩油主要的赋存位置 (A-C: 富有机质纹层状灰质页岩; D: 富有机质块状灰质页岩; E-F: 富有机质层状混合质页岩)

Fig.5 SEM images reveal the main locations of shale oil

前人研究表明, 济阳坳陷沙河街组页岩成熟度较低(Shi et al., 2020; Wang et al., 2022), 低成熟的特性使得大部分储集空间往往被早期生烃产物充填(图 5), 因此氮气吸附直接评价的孔径分布为含油时的特征。通过索氏抽提, 可以将储层内的残留烃有效去除, 通过比较孔体积变化趋势, 判别页岩油主要的赋存空间(图 6)。图 6 显示了不同岩相页岩典型样品的洗油前后 N_2 吸附表征的孔体积变化特征, 洗油后页岩样品的孔体积分布曲线均明显高于未洗

油样品,表明洗油过程使不同储集空间内的页岩油得到了释放,洗油前后孔体积变化特征即可近似代表页岩油的分布特征(Kuila et al., 2014; 王民等, 2019)。此外,本研究还注意到,尽管不同岩相页岩样品洗油后孔体积均有增加,但氮气孔体积增加幅度及主要变化的孔径范围却存在一定差异。对于富有机质纹层状灰质页岩和富有机质纹层状混合质页岩而言,洗油后的孔体积分布曲线几乎全部位于洗油前的孔体积分布曲线上方(图 6A-6B),指示原油在此类页岩储层中分布的孔隙尺寸相对较广,与 SEM 揭示的储集空间类型包括微纳米级基质孔隙和微米级纹层缝等具有一致性(图 5A-5C)。其他四类岩相页岩孔体积变化量相对有限,且当孔径 $>100\text{nm}$ 后,洗油前后孔体积基本一致,一方面反映了这四类岩相页岩含油性低于富有机质纹层状灰质页岩和富有机质纹层状混合质页岩(图 4D),另一方面也指示了页岩油赋存的孔隙空间尺寸较富有机质纹层状页岩更小(图 5)。

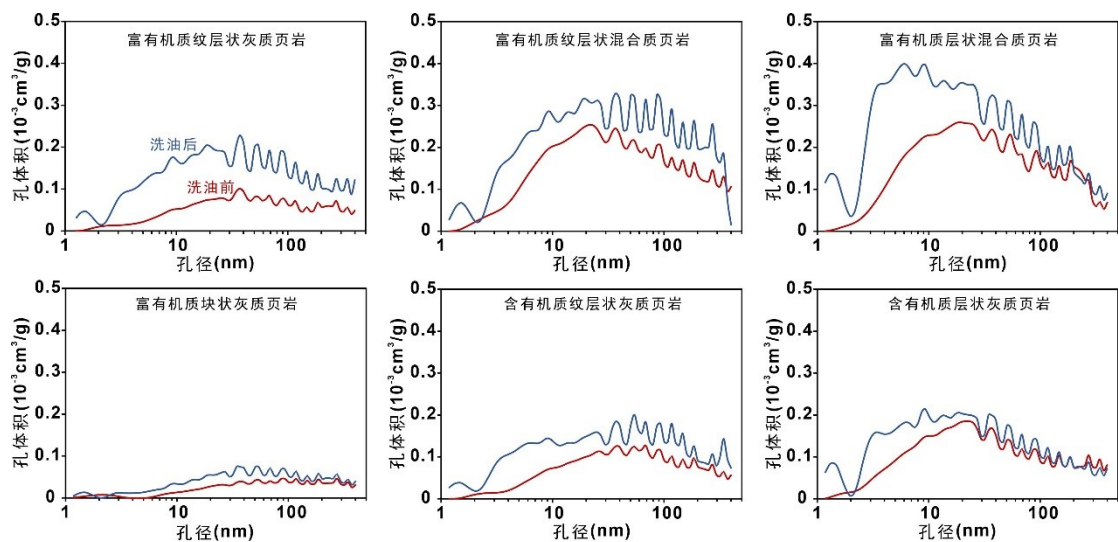


图 6 不同岩相页岩典型样品的洗油前后低温 N_2 吸附表征的孔体积分布特征

Fig.6 Pore volume distribution characteristics characterized by N_2 adsorption before and after oil washing in typical shale samples with different lithofacies

为了进一步明确东营凹陷沙河街组页岩油主要赋存孔径空间范围,本研究以洗油前后残留油分布特征为基础,按孔径由小到大逐渐累加孔体积变化量,构建研究区不同岩相页岩含油体积累积曲线,进而可以获取任一孔径范围内或对应超过该孔径值时孔隙内的含油体积(即孔体积变化量),然后以该部分含油体积为横坐标,以分步热解表征的含油量为纵坐标,绘制交汇图。通过统计不同孔径条件下两者的相关性,当相关性处于最大时,则认为该孔径为页岩油主要的赋存孔隙空间,该方法详细介绍及其应用过程可参照王民等(2019),在此不再赘述。研究结果显示,页岩总油含量与 $>15\text{nm}$ 孔隙范围内的孔体积变化量具有明显的正相关关系(图 7A),且在分析数据中耦合性相对最好,结合图 6 分析结果,初步将东营凹陷

沙河街组页岩油在纳米尺度主要的赋存空间确定为 15-100nm，这与前人使用氮气吸附和高压压汞联合得到的“常温常压状态下沙河街组页岩样品中残余油主要赋存于孔径小于 100nm 的孔隙中”具有相似性(王民等, 2019)。需要说明的是，由于该结果是基于统计学方式得出，也就是说样品数量的增减有可能会对研究结果造成一定影响，这也是不同学者在研究同一地区或层位的富有机质页岩时，表征的烃类赋存孔径范围存在一定差异的重要原因(Kuila et al., 2014; 王民等, 2019)。通过上述评价方法，本研究以孔体积变化量为横坐标，游离油含量为纵坐标，评价了游离油的赋存下限(图 7B)。统计结果显示，孔径>3nm 范围内的孔体积变化量与游离油含量耦合关系最好(图 7B)，表明游离油赋存的孔径下限可能为 3nm，这与分子动力学模拟和数学预测模型获取的游离油赋存下限分别为 2.88nm(王森等, 2015)和 3nm(Dang et al., 2022)具有一致性。

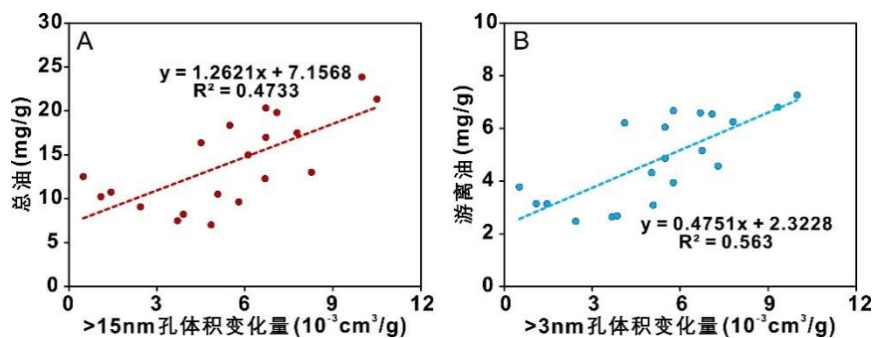


图 7 东营凹陷沙河街组页岩油主要赋存空间

Fig.7 Main occurrence space of shale oil in Shahejie Formation in Dongying Sag

3.3 页岩含油性影响因素

在陆相页岩油经济开发过程中，明确页岩油能否富集成藏是重要前提。前人研究表明，页岩油是地下已经形成的液态烃在源岩内部的留滞，因此页岩油含量受储集性和生烃物质基础等多方面共同控制(柳波等, 2023; 贾承造等, 2024)。页岩储集空间大小决定了页岩油聚集规模的程度，一般来说，在油气来源充足的情况下，储集空间发育程度越高，页岩油富集程度也将越大(Cui et al., 2022; 郭旭升等, 2023)。根据 SEM 图像检测显示，东营凹陷沙河街组页岩储集空间类型多样，纹层缝和广泛发育的粒间孔、晶间孔共同为研究区页岩油的赋存提供了重要的富集空间，既有纹层缝和孔隙内部的游离油，又有孔壁附近吸附的重质油膜(图 5)。因此，随着孔隙度的增加，无论是游离油、吸附油还是总油含量，都呈现明显增加的趋势(图 8A-8C)。

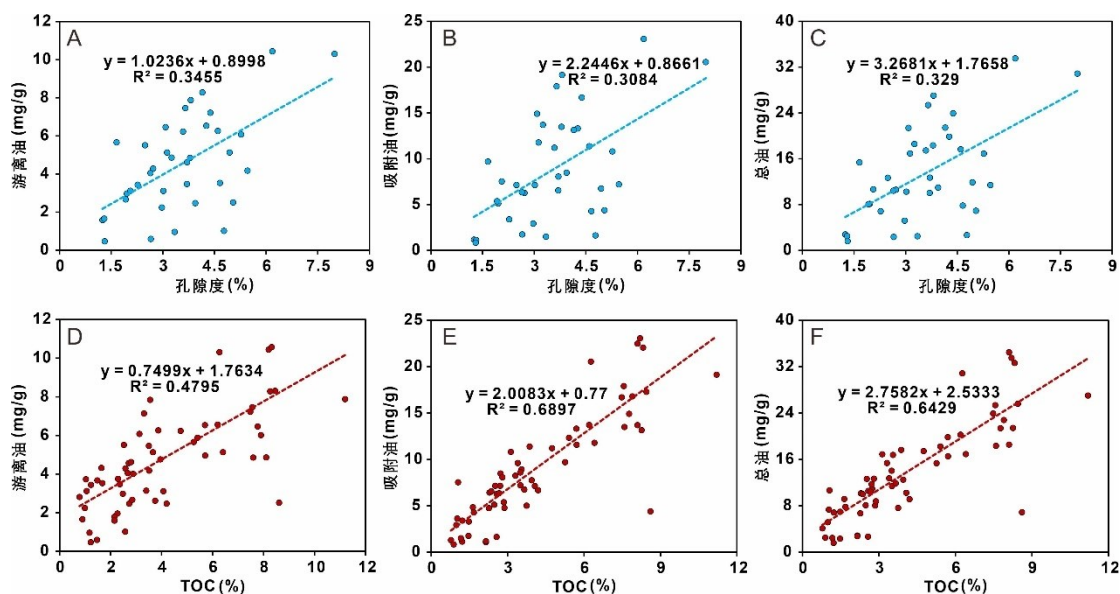


图 8 孔隙度和 TOC 对页岩油含量的控制作用

Fig.8 The controlling effect of porosity and TOC on shale oil content

优质烃源岩的发育是页岩油富集的物质基础,只有高有机质丰度的页岩在进入生液态烃阶段后,才能在除去排出烃后还能留下可观数量的滞留烃(郭旭升等, 2023; Xu et al., 2024a)。对于东营凹陷沙河街组页岩而言,其热成熟度 R_o 主要位于 0.6%-0.9%区间范围内(李志明等, 2023; 杨勇, 2024),属于生油高峰期附近,因此高有机质丰度有利于形成经济性偏好的页岩油, TOC 与页岩油含量呈明显的正相关关系(图 8D-8F)。

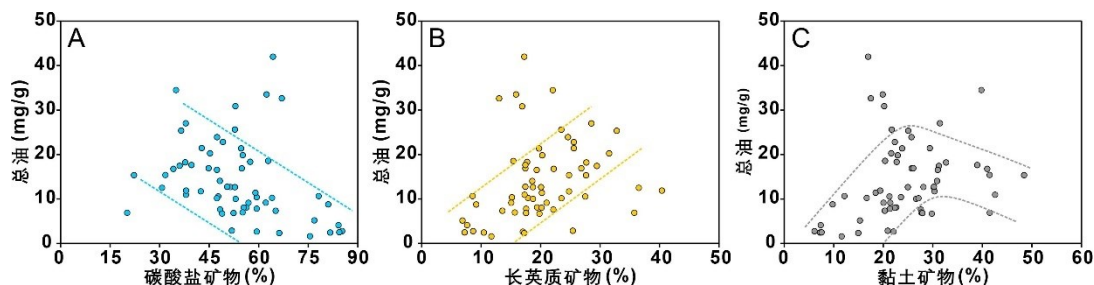


图 9 矿物组分对页岩油含量的控制作用

Fig.9 The controlling effect of mineral components on shale oil content

页岩矿物组合不仅影响压裂改造效果,而且在烃类吸附程度以及通过影响孔隙结构而控制页岩含油性方面也有重要影响(金之钧等, 2023; Xu et al., 2024b)。一般来讲,刚性矿物颗粒矿物吸附能力相对较弱,如方解石对页岩油的吸附能力为 2.16mg/g(Mohammadi and Sedighi, 2013)、长石和石英分别为 7mg/g 和 3-4.5mg/g(Ribeiro et al., 2009),更为重要的是,部分研究指出咸化湖盆中无机矿物的最大吸附油量可能还要在此基础上降低 30%-40%(赵文智等, 2023)。因此,对于高吸附能力的有机质(179mg/g)和黏土矿物(18mg/g)而言,刚性矿物主要是影响孔隙结构达到控油作用。对于东营凹陷沙河街组页岩而言,以方解石为主的碳酸

盐矿物通常以化学胶结物及充填物的形式使粒间孔隙变得狭小,孔径和孔体积降低,对孔隙的破坏作用较为显著;虽然硅质矿物含量相对较低,但在埋深成岩过程中,刚性的长英质矿物可以有效支撑孔隙,同时还可以防止碳酸盐矿物的过度胶结等,对页岩孔隙空间具有一定的保护作用(张顺等, 2018)。因此,页岩油含量与碳酸盐矿物呈一定的负相关,而与长英质矿物含量具有显著的正相关关系(图 9A-9B)。黏土矿物对页岩油含量的影响较为复杂,其主要原因因为黏土矿物一方面可以吸附油分子,且黏土矿物在成岩转化过程中通过脱水收缩作用,形成大量成岩晶间孔缝,为烃类赋存提供孔隙空间(图 5F);另一方面,黏土矿物含量过高,则可能导致页岩塑性增加,导致页岩支撑能力变差,不利于孔隙空间的残留和保存,因此高黏土矿物含量时页岩油含量呈下降趋势(图 9C)。

4 结论

(1) 东营凹陷沙河街组页岩主要发育 6 种岩相类型:富有机质纹层状灰质页岩、富有机质纹层状混合质页岩、富有机质层状混合质页岩、富有机质块状灰质页岩、含有机质纹层状灰质页岩和含有机质层状灰质页岩。富有机质纹层状灰质页岩物性最好,平均孔隙度可达 4.4%;含有机质纹层状灰质页岩和含有机质层状灰质页岩孔隙度相对最低,平均孔隙度仅为 2.8%和 2.7%。

(2) 东营凹陷沙三下亚段页岩发育多种类型储集空间,包括纹层缝、黏土矿物层间孔、刚性矿物粒间孔等,每种类型孔隙均可见页岩油残留,但在常温常压状态下,滞留油在纳米尺度范围内主要储集在 15-100nm 范围内的孔隙中。可动油主要赋存在大孔隙和微裂缝中,小孔隙中主要为束缚油,游离油赋存的临界孔径约为 3nm。

(3) 页岩油主要富集在有机质丰度较高,储集能力较好的富有机质纹层状页岩层段。高的 TOC 含量是页岩油大量富集的物质基础,纹层缝和大量发育的无机矿物基质孔隙改善了页岩储集能力,是页岩油富集的重要保障。

作者贡献度说明:高波:数据处理及论文撰写;郝芳:论文修改;徐尚:论文修改;苟启洋:数据处理及实验测试;张志焱:实验测试

Reference

Cui, F.L., Jin, X., Liu, H., et al., 2022. Molecular modeling on Gulong shale oil and wettability of reservoir matrix.

Capillarity, 5(4): 65-74. <https://doi.org/10.46690/capi.2022.04.01>

- Dang, W., Nie, H.K, Zhang, J.C., et al., 2022. Pore-scale mechanisms and characterization of light oil storage in shale nanopores: New method and insights. *Geoscience Frontiers*, 13(5): 101424. <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2022.101424>
- Feng, Y.L., Li, S., Lu, Y.C., 2013. Sequence stratigraphy and architectural variability in late Eocene lacustrine strata of the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, eastern China. *Sedimentary Geology*, 295: 1-26. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2013.07.004>
- Gou, Q.Y., Xu, S., Hao, F., et al., 2019. Full-scale pores and micro-fractures characterization using FE-SEM, gas adsorption, nano-CT and micro-CT: A case study of the Silurian Longmaxi Formation shale in the Fuling area, Sichuan Basin, China. *Fuel*, 253: 167-179. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.04.116>
- Gou, Q.Y., Xu, S., Hao, F., et al., 2023. Petrography and mineralogy control the nm- μ m-scale pore structure of saline lacustrine carbonate-rich shales from the Jiangnan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 155: 106399. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106399>
- Guo, X.S., Ma, X.X., Li, M.W., et al., 2023. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins. *Oil & Gas Geology*, 44(6): 1333-1349 (in Chinese with English abstract).
- Hao, F., Liu, K.Y., 2024. Introduction for the special issue on deep petroleum systems. *AAPG Bulletin*, 108(7): 1189-1191. <https://doi.org/10.1306/bltnintro04232>
- Jia, C.Z., Wang, Z.G., Jing, L., et al., 2024. Progress and key scientific and technological problems of shale oil exploration and development in China. *World Petroleum Industry*, 31(4): 1-11+13 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Q.G., Li, M.W., Qian, M.H., et al., 2016. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application. *Petroleum Geology & Experiment*, 38(6): 842-849 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Z.J., Zhang, Q., Zhu, R.K., et al., 2023. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance. *Oil & Gas Geology*, 4: 801-819 (in Chinese with English abstract).
- Kuila, U., McCarty, D.K., Derkowski, A., et al., 2014. Nano-scale texture and porosity of organic matter and clay minerals in organic-rich mudrocks. *Fuel*, 135: 359-373. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.06.036>
- Li, Z.M., Sun, Z.L., Li, M.W., et al., 2023. Cause analyses of “failure” for first round shale oil exploration wells in Jiyang Depression. *Earth Science*, 48(1): 143-157 (in Chinese with English abstract).
- Liu, B., Wang, L., Fu, X.F., et al., 2023. Identification, evolution and geological indications of solid bitumen in

- shales: A case study of the first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Songliao Basin, NE China. *Petroleum Exploration and Development*, 50(6): 1173-1184 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H.M., Wang, Y., Yang, Y.H., et al., 2020. Sedimentary environment and lithofacies of fine-grained hybrid sedimentary in Dongying Sag: a case of fine-grained sedimentary system of the Es4. *Earth Science*, 45(10): 3543-3555 (in Chinese with English abstract).
- Mohammadi, M., Sedighi, M., 2013. Modification of Langmuir isotherm for the adsorption of asphaltene or resin onto calcite mineral surface: Comparison of linear and non-linear methods. *Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces*, 49: 460-470. <https://doi.org/10.1134/S2070205113040205>
- Ribeiro, R.C., Correia, J.C.G., Seidl, P.R., 2009. The influence of different minerals on the mechanical resistance of asphalt mixtures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 65(3-4): 171-174. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2008.12.025>
- Shi, J., Jin, Z.J., Liu, Q.Y., et al., 2020. Lithofacies classification and origin of the Eocene lacustrine fine-grained sedimentary rocks in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, Eastern China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 194: 104002. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2019.104002>
- Wang, M., Li, M., Li, J.B., et al., 2022. The key parameter of shale oil resource evaluation: Oil content. *Petroleum Science*, 19(4): 1443-1459. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.03.006>
- Wang, M., Ma, R., Li, J.B., et al., 2019. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 46(4): 789-802 (in Chinese with English abstract).
- Wang, S., Feng, Q.H., Zha, M., et al., 2015. Molecular dynamics simulation of liquid alkane occurrence state in pores and slits of shale organic matter. *Petroleum Exploration and Development*, 42(6): 844-851 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y.F., Xu, S., Hao, F., et al., 2025. Machine learning-based grayscale analyses for lithofacies identification of the Shahejie formation, Bohai Bay Basin, China. *Petroleum Science*, 22(1): 42-54. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2024.07.021>
- Xu, S., Wen, J., Gou, Q.Y., et al., 2024a. Research progress and significance of shale oil micro-migration. *Journal of Earth Science*, 35(5): 1765-1769. <https://doi.org/10.1007/s12583-024-0071-7>
- Xu, S., Wen, J., Liu K.Q., et al., 2024b. Brittle minerals, mechanical properties and fracability evaluation of shales. *Advances in Geo-Energy Research*, 14(1): 8-11. <https://doi.org/10.46690/ager.2024.10.03>
- Yang, Y., 2024. Jiyang shale oil development techniques based on ternary-element storage and flow concept.

Petroleum Exploration and Development, 51(2): 1-11 (in Chinese with English abstract).

Zhang, S., Liu, H.M., Wang, M., et al., 2018. Pore evolution of shale oil reservoirs in Dongying sag. *Acta Petrolei Sinica*, 39(7): 754 (in Chinese with English abstract).

Zhao, W.Z., Bian, C.S., Pu, X.G., et al., 2023. Enrichment and flow characteristics of shale oil in typical salinized lake basins in China and its significance for “sweet spot” evaluation. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 47(5): 25-37(in Chinese with English abstract).

Zou, C.N., Ma, F., Pan, S.Q., et al., 2023. Formation and distribution potential of global shale oil and the developments of continental shale oil theory and technology in China. *Earth Science Frontiers*, 30(1): 128-142 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等, 2023. 陆相页岩油富集机理探讨. 石油与天然气地质, 44(06): 1333-1349.

柳波, 王柳, 付晓飞, 等, 2023. 页岩中固体沥青的识别、演化路径及地质意义—以松辽盆地白垩系青山口组一段为例. 石油勘探与开发, 50(6): 1173-1184.

蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等, 2016. 不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究. 石油实验地质, 38(06): 842-849.

金之钧, 张谦, 朱如凯, 等, 2023. 中国陆相页岩油分类及其意义. 石油与天然气地质, 44(04): 801-819.

刘惠民, 王勇, 杨永红, 等, 2020. 东营凹陷细粒混积岩发育环境及其岩相组合: 以沙四上亚段泥页岩细粒沉积为例. 地球科学, 45(10): 3543-3555.

王森, 冯其红, 查明, 等, 2015. 页岩有机质孔缝内液态烷烃赋存状态分子动力学模拟. 石油勘探与开发, 42(06): 772-778.

张顺, 刘惠民, 王敏, 等, 2018. 东营凹陷页岩油储层孔隙演化. 石油学报, 39(07): 754-766.

赵文智, 卞从胜, 蒲秀刚, 等, 2023. 中国典型咸化湖盆页岩油富集与流动特征及在“甜点”评价中的意义. 中国石油大学学报(自然科学版), 47(05): 25-37.

邹才能, 马锋, 潘松圻, 等, 2023. 全球页岩油形成分布潜力及中国陆相页岩油理论技术进展. 地学前缘, 30(01): 128-142.

李志明, 孙中良, 黎茂稳, 等, 2023. 济阳坳陷第一轮页岩油探井“失利”原因剖析. 地球科学, 48(01): 143-157.

王民, 马睿, 李进步, 等, 2019. 济阳坳陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理. 石油勘探与开发, 46(4): 789-802.

贾承造, 王祖纲, 姜林, 等, 2024. 中国页岩油勘探开发研究进展与科学技术问题. 世界石油工业, 31(04):

1-11+13.

杨勇, 2024. 济阳页岩油开发“三元”储渗理论技术与实践. 石油勘探与开发, 51(2): 1-11.

Study on Oil Content and Its Occurrence state of the Lower Member of the Shahejie Formation shale in the Dongying Sag

Bo Gao^{1,2}, Fang Hao¹, Shang Xu¹, Qiyang Gou¹, Zhiyao Zhang³

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China; 2. Binnan Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, Sinopec, Binzhou 256600, China; 3. Shandong Institute of Petroleum and Chemical Technology, Dongying 257061, China)

Abstract: The Shahejie Formation shale in Dongying Sag is one of the key formations in shale oil exploration and development. However, its complex mineral composition and diverse laminae types result in strong heterogeneity in the distribution of favorable shale oil zones, posing significant challenges for prediction and leading to highly variable development outcomes. This study focuses on the organic-rich lacustrine shale of the lower third member of the Shahejie Formation (Sha-3 lower member) as a case study. By employing techniques such as core observation, thin section analysis, mineral composition testing, stepwise pyrolysis, low-temperature nitrogen adsorption, and field emission scanning electron microscopy (FE-SEM), the study characterizes variations in reservoir quality and oil-bearing potential among different shale types. The analysis clarifies the pore size distribution for shale oil occurrence and identifies the lower pore size limit for movable oil, while exploring factors influencing shale oil content. The Shahejie Formation shale features diverse pore types, including laminar fractures and various intergranular pores. Under ambient temperature and pressure, residual shale oil is mainly stored in the pores of 15-100nm in the nanoscale range, with a lower pore size limit of approximately 3 nm for free oil occurrence. Organic matter abundance (TOC) provides the material foundation for shale oil generation and enrichment, while sufficiently large reservoir spaces ensure the retention of significant hydrocarbon quantities. Among the studied shale lithofacies, organic-rich laminated calcareous shale and laminated mixed shale with high TOC content and high porosity demonstrate superior oil-bearing potential and higher free oil content, making them the most favorable lithofacies in the study area. These findings offer critical insights for advancing the understanding of lacustrine shale oil enrichment mechanisms and optimizing development strategies.

Key words: Shale oil; Reservoir quality; Oil-bearing potential; Movable oil threshold; Jiyang Depression