

引用格式:李政,包友书,朱日房,等.页岩油赋存特征、可动性实验技术及研究方法进展[J].油气地质与采收率,2024,31(4):84-95.

LI Zheng, BAO Youshu, ZHU Rifang, et al. Progress in experimental techniques and research methods for shale oil occurrence characteristics and mobility[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(4): 84-95.

页岩油赋存特征、可动性实验技术及研究方法进展

李政^{1,2,3,4}, 包友书^{1,2,3,4}, 朱日房^{2,3,4}, 王秀红², 王鑫², 吴连波², 王忠², 王大洋²

(1.页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 山东 东营 257015; 2.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营 257015; 3.中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 山东 东营 257015; 4.国家能源页岩油研发中心, 山东 东营 257015)

摘要: 赋存特征与可动性是页岩油评价及勘探开发的一项重要内容,但由于页岩非均质性强,孔隙结构及流体性质较为复杂,页岩油赋存特征及可动性的表征仍存在较大挑战。近些年,随着中外页岩油勘探开发的进行,一些新的研究方法和实验技术不断涌现。为此,针对页岩油赋存特征及可动性评价方面的研究方法和实验技术进展进行了梳理,并提出了页岩油赋存特征及可动性研究需要考虑的问题。现有技术中,利用先进的高分辨率成像技术进行图像观察是定性评价页岩油赋存特征的最直接方法;基于统计分析的油饱和度指数法和分级评价方法在成熟探区评价页岩油可动性具有优势;多温阶热解参数法是目前快速高效定量表征不同赋存状态页岩油量的方法,在页岩含油性、页岩油可动性及资源量评价方面具有较好的应用前景。在未来页岩油赋存特征及可动性研究时,需要充分考虑以下问题:①开发高仿真的页岩油富集、流动及开发模拟实验,保证实验条件与地下地质条件的相似性。②开展微纳尺度下页岩油微观流动实验,探索页岩油微观流动机理及控制因素。③详细剖析不同基础薄层中页岩油赋存特征及可动性的差异性,以及不同基础薄层对页岩含油性及页岩油可动性的贡献。④将页岩油微观赋存形式、流体机理与宏观地质参数结合,确定评价页岩油可动性的宏观地质条件及参数。

关键词: 页岩油; 赋存特征; 可动性; 游离油; 吸附油; 多温阶热解; 实验技术

文章编号: 1009-9603(2024)04-0084-12

DOI: 10.13673/j.pgre.202405070

中图分类号: TE122

文献标识码: A

Progress in experimental techniques and research methods for shale oil occurrence characteristics and mobility

LI Zheng^{1,2,3,4}, BAO Youshu^{1,2,3,4}, ZHU Rifang^{2,3,4}, WANG Xiuhong², WANG Xin²,
WU Lianbo², WANG Zhong², WANG Dayang²

(1.State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 2.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 3.SINOPEC Key Laboratory of Shale Oil and Gas Exploration and Development, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 4.State Energy Center for Shale Oil Research and Development, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: The occurrence characteristics and mobility are essential aspects of shale oil evaluation, as well as exploration and development. However, there are still significant challenges in characterizing the occurrence characteristics and mobility of shale oil due to the strong heterogeneity, as well as the complex pore structure and fluid properties of shale. New research methods and experimental techniques have emerged in recent years with the intensifying exploration and development of shale oil in China and abroad. Therefore, progress in research methods and experimental techniques were summarized for evaluating shale oil occurrence charac-

收稿日期: 2024-05-31。

作者简介: 李政(1975—), 男, 重庆人, 研究员, 硕士, 从事石油地质及地球化学研究工作。E-mail: lizheng761.slyt@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科研项目“济阳坳陷及周缘页岩油资源分级分类评价与优选”(P22083), 中国石化油气勘探开发重大项目“东部富油气凹陷及周缘资源评价”(P23234)。

teristics and mobility, and issues were proposed that need to be considered in the research on shale oil occurrence characteristics and mobility. The most direct method for qualitative evaluation of shale oil occurrence characteristics is the advanced high-resolution imaging techniques for image observation among existing techniques. The oil saturation index method and classification evaluation method based on statistical analysis have advantages in evaluating shale oil mobility in mature exploration areas. At present, the multi-temperature stage pyrolysis parameter method is a fast and efficient method to characterize the shale oil quantity in different occurrence states quantitatively, and it has a good application prospect in the evaluation of shale oil content, shale oil mobility, and resource quantity. The following issues should be fully considered while studying the occurrence characteristics and mobility of shale oil in the future: ① developing highly simulated shale oil enrichment, flow, and development simulation experiments to ensure similarity between experimental conditions and underground geological conditions; ② conducting microscopic flow experiments of micro- and nano-scale shale oil to explore the microscopic flow mechanism and control factors of shale oil; ③ dissecting the differences in occurrence characteristics and mobility of shale oil in different basic thin layers, as well as the contributions of different basic thin layers to shale oil content and mobility; ④ combining the microscopic occurrence form, fluid mechanism, and macroscopic geological parameters of shale oil to determine and evaluate the macroscopic geological conditions and parameters.

Key words: shale oil; occurrence characteristics; mobility; free oil; adsorbed oil; multi-temperature stage pyrolysis; experimental technique

页岩油是原位保存于或经短距离运移至富有机质页岩地层中的石油,属于生储一体的非常规油气资源^[1-2]。近年来,中国湖相页岩油勘探和开发获得了重大突破,但页岩油的稳产保产仍然面临巨大的挑战。研究表明,能够被有效开发的页岩油主要指页岩中的游离态油,而吸附态油难以被动用^[3-11],页岩油的赋存形式主要受有机质性质、热成熟度、矿物组合、孔隙结构、流体性质、地层压力和温度等因素的控制^[12-17],对于非均质湖相页岩,准确评价可动含油量才是实现湖相页岩油高效勘探开发需要解决的关键科学问题^[7,18-20]。显然,充分认识页岩油赋存特征,定量表征页岩油的赋存状态,才能更好地评价其富集及可动性。随着中外页岩油勘探开发的进行,一些新的研究方法和实验技术不断涌现,为探索页岩油的赋存特征及可动性提供了条件,也为解决页岩油资源潜力和高效勘探开发评价奠定了技术基础。基于此,笔者对页岩油赋存特征及可动性评价方面的研究方法和实验技术进展进行了梳理,并结合前期研究成果,提出了赋存特征及可动性研究需要充分考虑的地质问题及未来发展方向。

1 页岩油赋存特征研究技术进展

1.1 页岩油赋存状态

页岩油赋存状态研究方法主要有图像观察技术直接方法和统计分析法、洗油前后孔径对比法、分子动力学模拟法等间接方法。直接方法主要是利用高分辨率成像技术,在镜下直接观察页岩中微观孔隙结构及其流体特征;而间接方法则通过对页

岩油的赋存孔径、赋存空间及含量等特征来表征其赋存状态。

1.1.1 图像观察技术

图像观察技术主要是利用高分辨率成像技术或结合其他仪器或技术对岩石中的残留油赋存状态进行直接观测,阐明其赋存的形态、位置及空间大小、孔隙类型等特征。

扫描电镜(SEM)较早就被用于研究页岩油的赋存状态。根据马朗凹陷芦苇沟组页岩的薄片荧光分析及SEM观察,梁世君等初步认识到页岩油具有吸附态和游离态2种赋存形式^[21]。对东营凹陷富油页岩不同类型孔隙内页岩油的SEM观察,王学军等发现不同状态页岩油的赋存位置或空间存在明显差异,即游离态油主要赋存于较大孔隙的晶间孔、溶蚀孔及裂缝中,而吸附态油主要赋存于干酪根表面、有机孔、黏土矿物孔隙中^[22]。朱如凯等利用环境扫描电镜(E-SEM)结合能谱定量扫描技术,发现扶余致密油以圆球状、薄膜状、黏连状和短柱状4种形态赋存于粒内孔、粒间孔和微裂缝3类空间中^[23]。支东明等结合薄片的荧光及单偏光、SEM和场发射扫描电镜(FE-SEM)等技术对吉木萨尔芦苇沟组页岩观察后发现页岩油可以油膜的形式赋存于干酪根和矿物颗粒表面^[24]。

CT扫描技术除了能够表征岩石三维孔喉特征外,还可以反映岩石内部流体赋存特征,也可用于研究原油在岩石中的微观赋存形态。WANG等利用CT扫描技术将鄂尔多斯盆地延长组致密油分为薄膜状、簇状、喉道状、乳状、颗粒状和孤立状,并结合核磁共振实验对各种赋存形态的致密油进行了定量分析^[25]。李易霖通过对致密砂岩洗油前后的

CT扫描及Maps成像分析观测到原油以珠状、晶簇状、絮状和薄膜状4种形态存在,且受孔喉空间分布特征的控制,认为致密砂岩含油的孔径下限为30~50 nm^[26]。

目前,一些先进的高分辨率成像仪器如聚焦离子束扫描电子显微镜(FIB-SEM)^[27-28]、原子力显微镜(AFM)^[29]、扫描透射电子显微镜(STEM)^[30]、氢离子扫描电子显微镜(HIM)^[31]等,已经逐步试用于页岩油的赋存空间特征研究,并显示出较好的应用前景。这些高分辨率成像技术具有定性或定量研究页岩油赋存特征的极大潜力,有待进一步开发和应用。

1.1.2 统计分析法

统计分析法是在实验分析的基础上,利用大量数据之间的相关性特征,总结或推测页岩油的赋存形态、空间分布等特征的方法,具有一定的预测功能。李吉君等统计分析松辽盆地白垩系页岩的低温氮气实验结果,认为页岩油主要赋存于孔径大于20 nm的孔隙中^[32]。通过观测含油页岩的FE-SEM照片,SUN等根据不同孔径内油溢出情况,统计得出页岩油可动性孔径下限是10~25 nm^[33]。通过统计分析页岩含油饱和度与压汞测试得到的不同孔径范围孔体积之间的关系,刘惠民等提出了页岩油赋存孔径下限、游离态油赋存孔径下限以及游离油大量富集的孔径阈值,分别为5、10和30 nm^[34],该观点也被通过洗油前后页岩孔径分布和E-SEM实验抽真空测试的溢出油孔隙的孔径范围(8.9~20.1 nm)所验证。

1.1.3 洗油前后孔径对比法

页岩孔径分布特征可以通过页岩洗油前后的低温吸附、压汞、小角散射、核磁共振等技术来测试或表征,在未洗油情况下进行上述实验所测得的孔径分布特征是未被页岩油占据的孔隙的孔径分布特征,洗油后所测得的孔径分布特征是页岩中固有孔隙的孔径分布特征,因此洗油前后页岩孔径分布的差异即为页岩油赋存孔隙的孔径分布特征。因此,洗油前后页岩孔径分布的差异即为页岩油赋存孔隙的孔径分布特征。据此,根据页岩洗油前后小角散射实验结果的差异性,SUN等推测东营凹陷沙河街组页岩油主要赋存于中孔(2~50 nm)中^[33]。YU等根据张家滩页岩洗油前后的CO₂、N₂吸附以及孔隙度测定,定量得出75%的页岩油赋存于中孔(2~50 nm)中,14%的赋存于大孔(>50 nm)中,而11%的赋存于微孔(<2 nm)中^[35]。值得注意的是,

该方法也可能出现洗油后页岩某一孔径范围的孔体积小于洗油前的情况,这可能是洗油过程加入的有机溶剂使有机质或黏土矿物膨胀所致^[36]。

1.1.4 分子动力学模拟法

分子动力学模拟法是以体系内的分子或原子为对象,将整个系统当作具有一定特征的分子集合,基于分子力学和动力学理论模拟其运动轨迹,统计体系的性质和结构特征的方法。该技术可以模拟页岩油在有机质和矿物孔隙中的吸附或运动特征,根据吸附流体的密度/浓度分布曲线,进而反映流体的赋存特征。宋书伶等以正庚烷代表页岩油组分,开展有机质孔缝内页岩油赋存状态的研究,分析孔缝尺寸、有机质热成熟度、烷烃碳链长度及其同分异构体等因素对页岩油赋存状态的影响,估算吸附态和游离态的比例^[37]。TIAN等利用混合标准物(烷烃、萘、十八烷酸等化合物混配)模拟研究页岩油在矿物表面的吸附特征,探讨温度、压力、页岩油组分以及矿物表面极性对页岩油吸附的影响^[38]。分子动力学模拟法极易实现其他变量一致的情况下,研究单一因素对页岩油赋存状态的影响,解决了实验技术应用于组分复杂、非均质性强的页岩系统研究中主控因素不明确的问题,适用于页岩油赋存机理的研究,但也存在模拟尺度相对较小,结果无实验佐证等问题。

1.2 不同赋存状态页岩油定量评价

不同赋存状态页岩油定量评价方法包括岩石热解法、溶胀/吸附实验方法、二维核磁共振(T_1 - T_2 NMR)法和萃取或分步抽提法。尽管这些方法得到的结果与地下页岩相比存在烃类损失,但可利用一些技术方法对其进行恢复,如密闭取心^[39]、原油体积系数^[40]、生烃动力学模拟^[41-42]等方法确定页岩油总量以及不同赋存状态页岩油量。

1.2.1 岩石热解法

常规的岩石热解法是在300 °C条件下恒温3 min获取热解参数 S_1 ,视其为游离油量;然后以25 °C/min的升温速率升至600 °C获取热解参数 S_2 ,视其为干酪根热解烃量。由于原油与有机质的强吸附作用以及孔隙的限制作用,原油中部分的重质组分在300 °C时无法或全部热脱附进入 S_1 峰,而在后续的升温过程中脱附,进入 S_2 峰中,这部分烃类在热解曲线上一表现为 S_2 前部的肩峰^[43-45]。因此,常规方法得到的 S_1 并不能完全代表游离油量, S_2 中也包含部分游离态油和吸附态油,无法简单利用 S_1 、 S_2 准确定量表征不同赋存状态页岩油量。

为定量不同赋存状态页岩油量,研究人员逐渐改进了Rock-eval热解的升温程序,将 S_1 峰和 S_2 峰拆分,获取页岩层系中游离油量、吸附油量与总含油量,如加拿大地质调查局研发的Extend Slow Heating Method(ESH)^[46]、法国石油局研发的Rock-Eval Shale Play法^[47-48]、Wildcat科技公司设计的HAWK Petroleum Assessment Method (HAWK-PAM)^[49]、ABRAMS等设计的Multi-Step Thermal Extraction Method(MiSTE)^[50]。目前,国内石油公司和研究机构使用较多的是由中国石化无锡地质所针对中国陆相页岩特征设计的热解实验程序^[43]:即起始温度为80℃并恒温1 min获得热解参数 S_0 ,接着以25℃/min的升温速率升至200、300、350、450和600℃并分别恒温3 min,获得热解参数 S_{1-1} 、 S_{1-2a} 、 S_{1-2b} 、 S_{2-1} 和 S_{2-2} ,其中 S_0 是气态-轻质烃量, S_{1-1} 、 S_{1-2a} 、 S_{1-2b} 、 S_{2-1} 和 S_{2-2} 分别是轻质游离油量、中-重质游离油量、重质游离油量、束缚油量和干酪根热解烃量。 S_0 、 S_{1-1} 、 S_{1-2a} 与 S_{1-2b} 之和为游离油总量,其与 S_{2-1} 之和为页岩油总量。值得指出的是,由于不同地区页岩及页岩油性质存在差异,页岩的吸附油、游离油的最优热解程序可能也存在差异,需要针对研究区页岩的具体性质设计合适的控温方法^[51]。

通过出筒岩心低温保存流程和密闭冷冻样品前处理制备技术^[52-53],可以大幅度降低页岩中轻质组分的损失,结合优化的多温阶热解升温程序,从而实现页岩层系中游离油量、吸附油量与页岩油总量的定量表征。该方法稳定且快速高效,为页岩含油性、页岩油可动性评价及资源量计算提供了可靠的实验技术,并在多个油田得到应用和推广^[53]。

1.2.2 溶胀/吸附实验方法

溶胀实验是通过测定干酪根吸附烃类前后质量或体积的变化来定量描述干酪根溶胀能力,求取页岩中干酪根滞留烃量。吸附实验是测定无机矿物吸附原油前后质量的变化来确定矿物组分吸附烃量。WEI等采用溶胀实验方法测定了干酪根对不同原油组分的溶胀率,并建立了不同成熟度下干酪根对原油滞留能力的图版^[54]。张林晔等研究发现干酪根对烃类的滞留能力远大于无机矿物^[55]。LI等利用吸附实验发现,在页岩无机矿物组分中黏土矿物吸附能力最强,碳酸盐矿物吸附能力最弱^[56]。笔者采用东营凹陷不同性质的页岩油和不同成熟度的沙四段页岩样品,开展了页岩油与干酪根、各无机矿物组分(不同成熟度页岩中的黏土矿物、石英/长石类矿物、碳酸盐矿物)的溶胀/吸附实

验。干酪根的溶胀实验结果显示,东营凹陷沙四段上亚段页岩中干酪根吸附油量主要为90~370 mg/g,在生油窗范围内干酪根吸附油量为100~250 mg/g,并且干酪根吸附油量随热演化程度的增加而减少,而对于同一块干酪根样品,其吸附油量随着页岩油密度减小而降低。无机矿物的吸附实验表明,黏土矿物对不同类型页岩油的吸附油量均值为19.56~25.67 mg/g,碳酸盐矿物和石英/长石类矿物的吸附油量分别为1.47~2.86和2.12~5.01 mg/g,无机矿物吸附油量随页岩油密度降低而减小。

利用溶胀/吸附实验获取页岩中有机质和各无机矿物组分的吸附能力后,即可通过页岩样品中吸附油的固体有机质含量(如干酪根)和无机矿物组分含量,建立模型计算页岩的吸附油量^[56],获得页岩中吸附油量的极大值。

1.2.3 二维核磁共振法

T_1 - T_2 NMR法可以用于页岩中含氢组分(干酪根和不同赋存状态烃类等)的定性和定量评价^[57-58]。 T_1 - T_2 NMR法是一种新的页岩油评价技术。LI等基于中国陆相页岩的研究,将页岩核磁共振 T_1 - T_2 谱图划分为不同区域,建立了页岩中不同赋存状态流体的判别图版(图1)^[57-59]。将 T_1 - T_2 谱图中各区域的信号强度转化成含氢组分质量以获得页岩中不同赋存状态页岩油质量,进而实现页岩中游离油量、吸附油量和总含油量的定量评价。王民等对比分析了多种页岩油评价方法认为, T_1 - T_2 NMR法测试的页岩含油量结果可靠性高,具有时间短、样品无损、

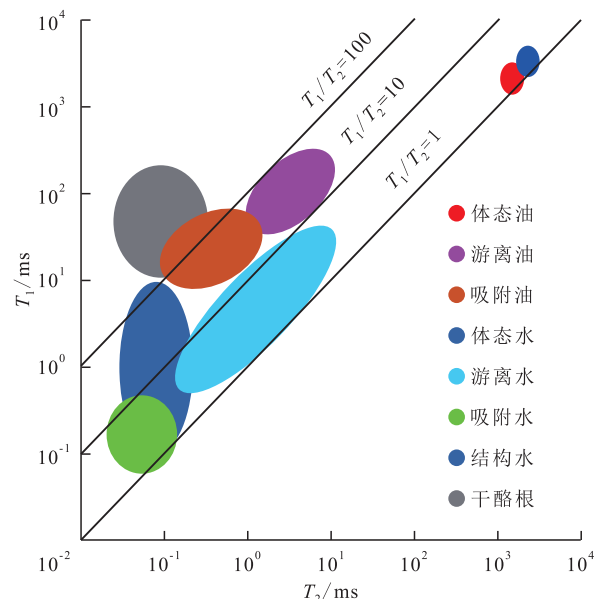


图1 T_1 - T_2 NMR法页岩不同赋存状态流体判别图版
(据文献[58]修改)

Fig.1 Chart of T_1 - T_2 NMR method for identifying different occurrence states of fluids (Modified from reference [58])

样品非均质性影响小等特点,具有良好的推广应用前景^[58]。

1.2.4 萃取或分步抽提法

利用有机溶剂(如甲苯)蒸汽将岩石中的流体蒸馏出来,并计量冷凝水体积,再将岩石洗油后烘干,计算洗油前后岩石质量差即可获得岩石中原油质量^[60-61]。基于页岩中不同赋存状态页岩油组分的差异,对不同粒径的页岩样品采用不同极性有机试剂进行逐步抽提或萃取,分离得到不同赋存状态页岩油量。钱门辉等建立了系统的页岩分级萃取实验方法,可对湖相页岩中游离态、干酪根吸附-互溶态和矿物吸附态可溶有机质进行分类定量分析;且认识到页岩样品中干酪根吸附-互溶态可溶有机质占较大比例,主要以中-重质组分为主;其次为游离态可溶有机质,以轻质组分为主;矿物吸附态可溶有机质含量最少,以极性较强的含氧杂原子化合物为主^[62]。

2 页岩油可动性评价

2.1 油饱和度指数法

JARVIE 计算了美国页岩油区产层的油饱和度指数(*OSI*),并发现 *OSI* 大于 100 mg 的产层具有商业潜力,提出当 *OSI* 大于 100 mg 时,油是可移动的,称为油交叉效应或油跨效应^[63-64]。该方法考虑了 2 个因素:①页岩生成的油已经满足其吸附能力;②页岩中具有促进油流动的裂缝网络。因此,当 *OSI* 为 100 mg 时,可以作为页岩油可动性的下限。目前,油饱和度指数法在海相页岩油系统中取得了良好的效果,也在中国湖相页岩系统中有过尝试性应用^[65-68]。但油饱和度指数法的局限性也较明显,100 mg/g 的 *OSI* 是基于对海洋页岩油产量数据的统计分析提出的,但影响页岩油可动性的因素很多,如有机质丰度、类型和成熟度、矿物组成、页岩层理和孔隙空间特征等。因此,对于中国陆相页岩系统来说,需要针对不同的湖相环境或页岩层系采取相应的 *OSI* 阈值。

2.2 分级评价方法

分级评价方法(Grading Evaluation Method, GEM)考虑有机质丰度、类型、热演化程度等因素对页岩油赋存特征的影响,利用热解参数 S_1 、氯仿沥青“A”含量、*TOC*,对页岩油资源的富集程度、可动性进行分级评价。

卢双舫等利用页岩 S_1 和氯仿沥青“A”与 *TOC* 关

系,按页岩油潜在的富集程度划分为分散(无效)资源、低效资源和富集资源^[69]。GEM 避免了 S_1 和 *TOC* 都很低但 *OSI* 很大时的误判情况,但与油饱和度指数法一样,由于湖相页岩的强非均质性和影响页岩油可动性因素的复杂多样,作为 GEM 评级主要依据的 *TOC* 标准以及资源分级界限的含油量(S_1 和氯仿沥青“A”含量)不应该是一成不变的。

部分研究人员提出了改进的 GEM,旨在建立适用于不同有机质类型的页岩油分级评价标准^[66,70]。李政等利用济阳坳陷沙四段上亚段—沙三段下亚段页岩的 *TOC*、氯仿沥青“A”含量、溶解烃含量建立了页岩油分级评价图版(图 2)^[70],根据 3 个参数相互关系变化趋势划分了济阳坳陷页岩油分级评价标准:稳定缓慢上升低值段为 *TOC* 小于 1.0%、溶解烃含量小于 0.5 mg/g、氯仿沥青“A”含量小于 0.1%,表明页岩中有机质含量低,含油少,欠饱和,难以开发,为分散(无效)资源,属于 III 级页岩油资源;快速上升段为 *TOC* 为 1.0%~2.0%、溶解烃含量为 0.5~2.0 mg/g、氯仿沥青“A”含量为 0.1%~0.4%,表明页岩中有机质含量和含油量快速增加,为低效资源,属于 II 级页岩油资源,可与富集资源一起作为开发对象;稳定缓慢升高高值段为 *TOC* 大于 2.0%、溶解烃含量大于 2.0 mg/g、氯仿沥青“A”含量大于 0.4%,表现为含油饱和,为富集资源,属于 I 级页岩油资源,是目前页岩油气首选的勘探对象。

2.3 多温阶热解参数法

多温阶热解参数法是基于分温阶热解实验技术的评价方法。页岩层系中游离油量以及游离油量占总含油量的比例是页岩油可动性以及能否实现页岩油规模经济开采的关键评价参数。页岩多温阶热解参数法可以根据页岩中总油量($S_{1-1}+S_{1-2}+S_{2-1}$)与游离油量($S_{1-1}+S_{1-2}$)、游离油量在总油量中的占比($(S_{1-1}+S_{1-2})/(S_{1-1}+S_{1-2}+S_{2-1})$)以及轻质游离油量在总游离油量中的占比($S_{1-1}/(S_{1-1}+S_{1-2})$),评估页岩含油性与页岩油可动性。曹婷婷等对中国东部某页岩油专探井的分析显示,总油量高(>2.0 mg/g)、游离油量高(>1.0 mg/g)、游离油量占比大(>85%)的层段,属于页岩油富集的有利层段^[53]。其中,轻质游离油量占比普遍大于 50%,指示页岩油可动条件较好,是勘探开发的甜点段,更有利于实现规模经济开采。

2.4 溶胀/吸附实验模型法

溶胀/吸附实验可以获取页岩中干酪根和各无机矿物组分的吸附能力。考虑到室内实验矿物是

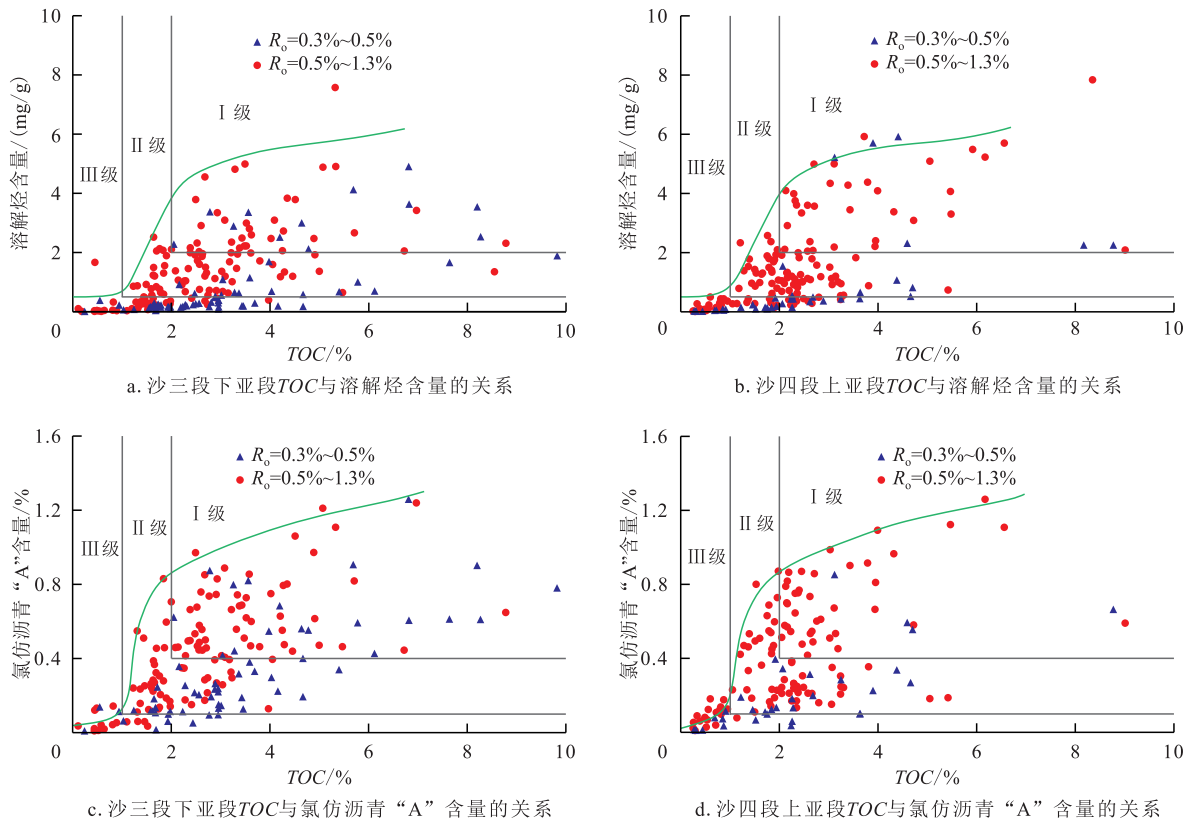


图2 济阳坳陷沙四段上亚段—沙三段下亚段页岩油分级评价图版(据文献[70]修改)

Fig.2 Classification and evaluation chart of shale oil in Es_4^U and Es_3^L in Jiyang Depression (Modified from reference [70])

松散状态的单颗粒,整个矿物表面都发生吸附作用,在实际地质条件下,矿物被压实,原油只与部分暴露在孔隙中的矿物表面发生吸附作用,而有机质对原油的吸附不受暴露在孔隙比表面积的影响。LI等提出了页岩的吸附模型^[56],作为页岩油评价的一个新方法,其表达式为:

$$S_p = p_o x_o + \left[\frac{\phi}{\phi_0} \right]^{2/3} \sum_{i=1}^n p_i x_i \quad (1)$$

式中: S_p 为页岩吸附潜量, mg/g; p_o 为干酪根吸附潜量, mg/g; x_o 为干酪根质量分数, 无量纲; ϕ 为页岩现今孔隙度, %; ϕ_0 为页岩初始孔隙度, %; n 为矿物总数量, 无量纲; i 为矿物序号, 无量纲; p_i 为页岩中第 i 个矿物吸附潜量, mg/g; x_i 为第 i 个矿物在页岩中的质量分数, 无量纲。

约束条件为:

$$p_o + \sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (2)$$

页岩热解得到的 S_1 通常认为是烃源岩已生成并保存在其内部的游离烃类物质, 当 $S_1 < S_p$ 时, 表明吸附烃尚不能满足页岩的吸附, 缺乏页岩油产出所需的可流动烃; 当 $S_1 > S_p$ 时, 表明页岩被生成的烃饱和和吸附, 为过饱和吸附, 有可能产出页岩油, 具有页岩油开采潜力。

ZOU 等利用该模型对东营凹陷沙河街组页岩油可动性进行了评价, 认为其具有较好的页岩油勘探潜力^[71]。李进步等只考虑页岩中有机质和黏土矿物的吸附, 对该模型进行简化, 并应用于松辽盆地北部青山口组页岩中, 简化后吸附模型评价的页岩总吸附/溶胀油量与分温阶热解实验结果表现出较好的一致性^[72]。

但该模型存在以下问题: ①如页岩各组分(包括有机质和无机矿物)的吸附量之和缺少页岩全岩溶胀/吸附实验的校正。②尚未考虑页岩中含水等因素对其吸附能力的影响等。因此本模型及方法也需要进一步改进。

2.5 核磁共振法

结合离心/驱替实验, 核磁共振法不仅可以定量表征可动流体含量, 也可用于评价页岩油可动性。理论上, 通过离心/驱替前后核磁共振实验 T_2 谱面积的差异可以估算页岩油可动量, 基于 T_2 谱位置的差异和孔径转化系数, 可以估算不同孔径内页岩油的可动量。应用中一般采用 T_2 截止值法或谱系数法快速明确流体可动量^[73-77]。

从二维核磁共振 T_1 - T_2 谱图(图1)可以看出, 其左下角信号反映了含氢组分可动性较差, 向右上角过渡的含氢组分可动性逐渐增强, 至 T_1/T_2 值接近于

1时(对角线)可动性最高。一般自由态流体在核磁共振 T_1 - T_2 谱图上的位置基本位于对角线处,吸附态流体的 T_1/T_2 值大于游离态流体(图1)。李进步利用二维核磁共振-离心实验技术,结合页岩热解数据、原油物性及族组成等论证了 T_1/T_2 值在表征游离油可动性方面的可行性,建立了一种利用二维核磁共振 T_1 - T_2 谱技术评价页岩油可动性的方法^[51]。

3 页岩基础薄层对赋存特征及可动性的影响

页岩中纹层或层结构是常见的沉积特征,实际上,页岩由不同类型的基础薄层(包括纹层或层)重复叠置构成,且基础薄层类型多样,而不同基础薄层的含油性、储集性和页岩油的赋存特征必然存在一定的差异。对于构成页岩的不同基础薄层之间含油差异性、不同基础薄层组合中页岩油的主要赋存特征以及不同基础薄层组合对页岩油可动性的影响等方面的研究,都显得尤为重要。

惠克来等将鄂尔多斯盆地延长组 7_3 亚段富有机质页岩划分为富凝灰质纹层、富有机质纹层、粉砂级长英质纹层和黏土纹层4种纹层类型和2种主要的纹层组合类型^[78]。陈扬按照矿物成分将济阳坳陷东营凹陷沙四段上亚段页岩划分为方解石纹层(泥晶、粒状、纤维状)、白云石纹层、混合纹层和有机质纹层4种纹层类型,并总结出7种纹层组合类型^[79]。

笔者将济阳坳陷沙河街组页岩基础薄层划分为泥质薄层(黏土矿物、有机质和陆源碎屑混合)、方解石薄层(包括泥晶方解石薄层、粉晶方解石薄层和纤维状方解石脉)、白云石薄层和长英质薄层等,方解石薄层与泥质薄层重复叠置是济阳坳陷富碳酸盐页岩的主要层结构类型。运用宏观统计数据 and 不同薄层剥离测试等手段,研究了富碳酸盐页岩中泥质薄层与方解石薄层有机质丰度、含油性和储集性的差异。从济阳坳陷 N55-X4 井页岩不同基础薄层地球化学参数(表1)可以看出,泥质薄层有

表1 济阳坳陷 N55-X4 井页岩不同基础薄层地球化学参数
Table1 Geochemistry parameters of different basic thin layers of shale from Well N55-X4 in Jiyang Depression

深度/m	薄层类型	核磁孔隙度/%	有机质丰度参数				$T_{max}/^{\circ}C$	OSI/(mg/g)
			TOC/%	$S_1/(mg/g)$	$S_2/(mg/g)$	$S_3/(mg/g)$		
3 629.75	泥质薄层	11.7	6.89	10.97	37.77	447	159	
	方解石薄层	5.15	3.39	4.09	3.39	444	121	

机质丰度、孔隙度、含油量(以热解参数 S_1 近似表征)远远大于方解石薄层,甚至泥质薄层的 OSI 值也高于方解石薄层。宏观统计数据 and 不同薄层剥离测试结果均表明,济阳坳陷沙河街组富碳酸盐页岩中泥质薄层孔隙度和含油性明显好于方解石薄层,是页岩油的主要赋存介质。而方解石薄层的含油性则取决于泥质薄层中原油的充注程度,充注程度越高,含油性越好,这改变了早期“泥生灰储”的认识,也重新认识到泥质薄层具有更高的游离油量。

刘惠民等分析了济阳坳陷 BYP5 井沙三段下亚段纹层状富碳酸盐页岩的储集空间类型^[80],包括基质孔(包括泥质薄层和方解石薄层基质孔)、层间缝和穿层缝,其中泥质薄层和方解石薄层基质孔是主要储集空间类型,层间缝和穿层缝是储集空间的有效补充。层间缝和穿层缝等多种裂缝发育,可有效沟通裂缝两侧的基质孔,有利于基质孔中原油的产出。

董明哲等认为页岩油弹性开采过程中存在原油从低渗透层(泥质薄层)向高渗透层(砂质薄层)的纵向窜流^[81]。页岩储层中的高渗透砂质薄层是产生纵向窜流的关键因素,其能有效沟通页岩储层,扩大波及面积,提高动用范围。并利用数值模拟证实了低渗透层(泥质薄层)与高渗透层(砂质薄层)互层时,通过砂质薄层产出的页岩油百分比受控于砂质薄层与泥质薄层的渗透率差异:通过砂质薄层产出的页岩油百分比随着砂质薄层渗透率的增加而增加,当砂质薄层渗透率为泥质薄层的10倍时,60%以上的可动油通过砂质薄层产出;当渗透率比值达到100倍以上时,几乎所有的可动油都通过砂质薄层产出。

诸多研究成果表明,页岩具有明显的纹层或层结构,不同基础薄层存在着明显差异。高渗透层的存在,以及层间缝、穿层缝的发育,都有利于页岩基质孔中原油的有效产出。但不同基础薄层中页岩油的赋存特征及差异如何,何种基质孔中的页岩油能够产出,不同基础薄层基质孔中页岩油产出贡献如何,以及何种条件下有利于页岩基质孔中的原油产出等一系列问题仍需要系统攻关。

4 发展方向

页岩油资源的准确评价是目前各大油田或页岩油探区面临的重要课题,其中页岩油赋存特征及可动性是无法回避的问题,尽管目前提出了多种研

究方法或实验技术试图解决这一难题,但由于陆相页岩非均质性强,内部孔隙结构及流体性质复杂,现有研究方法或实验技术或多或少都有一定的局限性,有待于进一步完善或开发新的实验技术。

在页岩油赋存机理研究方面,分子动力学模拟法具有较大的优势,但目前模拟值与实验值之间仍具有较大分歧,如何建立接近实际地层条件的模型(如不同成熟度、不同类型的干酪根)对于揭示有机质及矿物的吸附能力具有重要意义。此外,页岩的非均质性如孔隙形态、表面粗糙度等,地层流体条件如含水、含气以及含水类型/矿化度等对页岩油赋存机理的影响也有待于进一步研究。

在页岩油赋存特征与可动性评价方面,除分子动力学模拟法外,几乎所有实验技术都是在地上常温常压条件下完成,极少考虑页岩在地层中的高温高压条件。各种实验技术用到的页岩样品,尽管已有通过出筒岩心样品采集与低温保存流程和密闭冷冻样品前处理制备等技术^[52],但难以保证样品在仪器分析过程中游离态烃类没有损失,尤其是图像观察技术中制片和观察过程。此外,页岩润湿性以及含水、含气对页岩油赋存状态和可动性的影响如何?地上观察或研究的页岩油赋存状态和不同赋存状态页岩油量及可动性是否与实际地层条件下的页岩油一致目前也不得而知。

因此,未来页岩油赋存特征及可动性研究可以加强开展以下4个方向的工作,以完善现有研究方法和实验技术,或形成新的实验技术。一是开发高仿真的页岩油富集、流动及开发模拟实验,保证实验条件与地下地质条件的相似性;二是开展微纳米尺度下页岩油微观流动实验,探索页岩油微观流动机理及控制因素;三是详细剖析不同基础薄层中页岩油赋存特征及可动性的差异性,以及不同基础薄层对页岩含油性及页岩油可动性的贡献;四是将页岩油微观赋存形式、流体机理与宏观地质参数结合,确定评价页岩油可动性的宏观地质条件及参数。

5 结论

(1)利用先进的高分辨率成像技术进行图像观察是最直接的实验技术,具有定性和定量研究页岩油赋存特征的极大潜力;数值模拟技术可以在页岩油赋存机理方面发挥重要作用,但均有待于进一步深入研究;基于统计分析的油饱和度指数法和分级

评价方法在成熟探区评价页岩油可动性具有优势;多温阶热解参数法是目前快速高效定量表征不同赋存状态页岩油量的方法,在页岩含油性、页岩油可动性及资源量评价方面具有较好的应用前景。

(2)目前各类页岩油赋存特征及可动性的实验技术都是在地上常温常压条件下进行,极少考虑页岩在实际地层中的环境条件,未来研究应注意实验条件与地下地质条件的差异,考虑陆相页岩的强非均质性和地层流体特征,加强页岩油的流动性差异研究,形成新的研究方法或实验技术。

(3)页岩油赋存特征及可动性研究时要充分考虑页岩不同基础薄层中页岩油赋存特征及可动性的差异,以及不同基础薄层对页岩含油性及页岩油可动性的贡献。

(4)应将页岩油赋存特征及可动性的实验技术与页岩油流体机理、宏观地质参数结合,以微观赋存特征及可动性的实验技术确定评价页岩油可动性的宏观地质条件及参数,推动页岩油富集可动理论认识及勘探进展。

参考文献

- [1] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: part 2-shale-oil resource systems [J]. AAPG Memoir, 2012, 97: 89-119.
- [2] 杨勇. 济阳陆相断陷盆地页岩油富集高产规律[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(1): 1-20.
YANG Yong. Enrichment and high production regularities of shale oil reservoirs in continental rift basin: a case study of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(1): 1-20.
- [3] 王民, 石雷, 王文广, 等. 中美页岩油、致密油发育的地球化学特征对比[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(3): 67-73.
WANG Min, SHI Lei, WANG Wenguang, et al. Comparative study on geochemical characteristics of shale oil between China and U.S.A [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(3): 67-73.
- [4] 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.
- [5] 宋国奇, 李政, 朱日房, 等. 济阳拗陷页岩油资源潜力评价与有利区预测[M]. 北京: 科学出版社, 2023.
SONG Guoqi, LI Zheng, ZHU Rifang, et al. Evaluation of shale oil resource potential and prediction of favorable area in Jiyang depression [M]. Beijing: Science Press, 2023.
- [6] 张林晔, 李钜源, 李政, 等. 陆相盆地页岩油气地质研究与实践

- [M].北京:石油工业出版社,2017.
- ZHANG Linye, LI Juyuan, LI Zheng, et al. Study and practice of shale oil and gas geology in continental basins [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [7] HU Tao, PANG Xiongqi, JIANG Fujie, et al. Movable oil content evaluation of lacustrine organic-rich shales: methods and a novel quantitative evaluation model [J]. *Earth-Science Reviews*, 2021, 214: 103545.
- [8] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86 (11): 1 921-1 938.
- [9] JARVIE D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems [J]. *Geological Acta*, 2014, 12: 307-325.
- [10] PANG X Q, LI M, LI B, et al. Main controlling factors and movability evaluation of continental shale oil [J]. *Earth-Science Reviews*, 2023, 243(4): 104472.
- [11] CAO H R, SHI J, ZHAN Z W, et al. Shale oil potential and mobility in low to medium-maturity lacustrine shales: a case study of the Yanchang Formation shale in southeast Ordos Basin, China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2024, 282: 104421.
- [12] AKKUTLU I Y, BAEK S, OLORODE O M, et al. Shale resource assessment in presence of nanopore confinement [C]. Texas: SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 2017.
- [13] LI Z, ZOU Y R, XU X, et al. Adsorption of mudstone source rock for shale oil-experiments, model and a case study [J]. *Organic Geochemistry*, 2016, 92: 55-62.
- [14] LI M W, CHEN Z H, MA X X, et al. Shale oil resource potential and oil mobility characteristics of the Eocene-Oligocene Shahejie Formation, Jiyang Super-Depression, Bohai Bay Basin of China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019, 204: 130-143.
- [15] CHEN D, PANG X Q, JIANG F J, et al. Shale oil potential and mobility of low-maturity lacustrine shales: implications from NMR analysis in the Bohai Bay Basin [J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(3): 2 209-2 223.
- [16] GUO Q L, PAN S Q, YANG F, et al. Characterizing shale oil occurrence in the Yanchang Formation of the Ordos Basin, assisted by petrophysical and geochemical approaches [J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(1): 370-381.
- [17] CAO H R, ZOU Y R, LEI Y, et al. Shale oil assessment for the Songliao Basin, Northeastern China, using oil generation-sorption method [J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31 (5) : 4 826-4 842.
- [18] LARTER S R, HUANG H P, SNOWDON L, et al. What we do not know about self sourced oil reservoirs: challenges and potential solutions [R]. SPE162777, 2012: 1-4.
- [19] 卢双舫,薛海涛,王民,等.页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J].*石油学报*,2016,37(10):1 309-1 322.
- LU Shuangfang, XUE Haitao, WANG Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(10): 1 309-1 322.
- [20] 王飞宇,冯伟平,庞雄奇,等.全油气系统生、排烃和运聚定量分析中的关键问题与解决途径[J].*石油学报*,2023,44(9): 1 434-1 444.
- WANG Feiyu, FENG Weiping, PANG Xiongqi, et al. Key problems and solutions in quantitative analysis of hydrocarbon generation, expulsion, migration and accumulation in whole petroleum system [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(9): 1 434-1 444.
- [21] 梁世君,黄志龙,柳波,等.马朗凹陷芦草沟组页岩油形成机理与富集条件[J].*石油学报*,2012,33(4):588-594.
- LIANG Shijun, HUANG Zhilong, LIU Bo, et al. Formation mechanism and enrichment conditions of Lucaogou Formation shale oil from Malang sag, Santanghu Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(4): 588-594.
- [22] 王学军,宁方兴,郝雪峰,等.古近系页岩油赋存特征——以济阳凹陷为例[J].*科学技术与工程*,2017,17(29):39-48.
- WANG Xuejun, NING Fangxing, HAO Xuefeng, et al. Paleogene shale oil occurrence features: a case study of Jiyang Depression [J]. *Science Technology and Engineering*, 2017, 17 (29): 39-48.
- [23] 朱如凯,张响响,公言杰.吉林让字井地区泉四段致密油储层特征与原油赋存状态[C].南京:中国矿物岩石地球化学学会第14届学术年会论文摘要专辑,2013.
- ZHU Rukai, ZHANG Xiangxiang, GONG Yanjie. Tight oil reservoir characteristics and crude oil occurrence state of Quan-4 Member in Rangzijing area, Jilin [C]. Nanjing: Abstract album of the 14th Annual Conference of Mineralogical, Petrogeochemical Society of China, 2013.
- [24] 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.
- [25] WANG Minglei, ZHANG Suian, ZHANG Fudong, et al. Quantitative research on tight oil microscopic state of Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42 (6) : 827-832.
- [26] 李易霖.致密砂岩储层微观孔喉结构精细表征——以齐家地区高三、高四油层组为例[D].大庆:东北石油大学,2017.
- LI Yilin. Tight sandstone reservoir microscopic pore throat structure fine characterization: with G3 and G4 of Gaotaizi oil layer in Qijia Area as an example [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017.
- [27] ZHOU S, YAN G, XUE H, et al. 2D and 3D nanopore characterization of gas shale in Longmaxi formation based on FIB-SEM [J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2016, 73: 174-180.
- [28] ZHENG H, YANG F, GUO Q, et al. Multi-scale pore structure, pore network and pore connectivity of tight shale oil reservoir from Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 212: 110283.

- [29] BAI Ta, YANG F, WANG H, et al. Adhesion forces of shale oil droplet on mica surface with different roughness: An experimental investigation using atomic force microscopy [J]. *Energies*, 2022, 15(17): 6 460.
- [30] 冯启龙,朱翀之,盛冠,等.四维扫描透射电子显微镜技术:从材料微观结构到物性分析[J].*物理化学学报*,2023,39(3): 43-57.
FENG Qilong, ZHU Chongzhi, SHENG Guan, et al. Four-dimensional scanning transmission electron microscopy: from material microstructures to physicochemical properties [J]. *Acta Physico-Chimica Sinica*, 2023, 39(3): 43-57.
- [31] HUANG C, JU Y, ZHU H, et al. Investigation of formation and evolution of organic matter pores in marine shale by helium ion microscope: an example from the Lower Silurian Longmaxi Shale, South China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 120: 104550.
- [32] 李吉君,史颖琳,黄振凯,等.松辽盆地北部陆相泥页岩孔隙特征及其对页岩油赋存的影响[J].*中国石油大学学报:自然科学版*,2015,39(4):27-34.
LI Jijun, SHI Yinglin, HUANG Zhenkai, et al. Pore characteristics of continental shale and its impact on storage of shale oil in northern Songliao Basin [J]. *Journal of China University of Petroleum: Natural Science Edition*, 2015, 39(4): 27-34.
- [33] SUN Chao, YAO Suping, LI Jinning, et al. Characteristics of pore structure and effectiveness of shale oil reservoir space in Dongying Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Journal of Nanoence and Nanotechnology*, 2017, 17(9): 6 781-6 790.
- [34] 刘惠民,张顺,包友书,等.东营凹陷页岩油储集地质特征与有效性[J].*石油与天然气地质*,2019,40(3):512-523.
LIU Huimin, ZHANG Shun, BAO Youshu, et al. Geological characteristics and effectiveness of the shale oil reservoir in Dongying sag [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 512-523.
- [35] YU Y, LUO X, CHENG M, et al. Study on the distribution of extractable organic matter in pores of lacustrine shale: an example of Zhangjiatan Shale from the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China [J]. *Interpretation*, 2017, 5(2): 109-126.
- [36] QI Y, JU Y, CAI J, et al. The effects of solvent extraction on nanoporosity of marine-continental coal and mudstone [J]. *Fuel*, 2019, 235: 72-84.
- [37] 宋书伶,杨二龙,沙明宇.基于分子模拟的页岩油赋存状态影响因素研究[J].*油气藏评价与开发*,2023,13(1):31-38,51.
SONG Shuling, YANG Erlong, SHA Mingyu. Influencing factors of occurrence state of shale oil based on molecular simulation [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(1): 31-38, 51.
- [38] TIAN S, ERASTOVA V, LU S, et al. Understanding model crude oil component interactions on kaolinite silicate and aluminol surfaces: toward improved understanding of shale oil recovery [J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(2): 1 155-1 165.
- [39] 贾梦瑶,鲍云杰,李志明,等.陆相页岩层系岩心含水量现场分析技术及初步应用[J].*石油实验地质*, 2024, 46(2): 420-427.
JIA Mengyao, BAO Yunjie, LI Zhiming, et al. Technique and preliminary application of field analysis of water content for continental shale cores [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(2): 420-427.
- [40] 李宇志,周肖肖,隋风贵,等.东营凹陷民丰地区沙四段下亚段烃源岩特征[J].*油气地质与采收率*,2023,30(3):28-41.
LI Yuzhi, ZHOU Xiaoxiao, SUI Fenggui, et al. Characteristics of source rock of Es₄ⁿ in Minfeng area, Dongying Sag [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(3): 28-41.
- [41] 胡德胜,游君君,孙文钊,等.涪西南凹陷流沙港组页岩油赋存特征及可动性评价[J].*断块油气田*,2024,31(1):26-33.
HU Desheng, YOU Junjun, SUN Wenzhao, et al. Occurrence characteristics and mobility evaluation of shale oil in Liushagang Formation, Weixi'nan Sag [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(1): 26-33.
- [42] 周立宏,陈长伟,甘华军,等.歧口凹陷沙一下亚段页岩形成环境及页岩油潜力综合评价[J].*地质科技通报*,2022,41(5): 19-30.
ZHOU Lihong, CHEN Changwei, GAN Huajun, et al. Shale formation environment and comprehensive evaluation of shale oil potential of the Lower First Member of Shahejie Formation in Qikou Sag [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2022, 41(5): 19-30.
- [43] 蒋启贵,黎茂稳,钱门辉,等.不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究[J].*石油实验地质*,2016,38(6):842-849.
JIANG Qigui, LI Maowen, QIAN Menhui, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(6): 842-849.
- [44] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2: shale-oil resource systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 97: 87-119.
- [45] LI M, CHEN Z, MA X, et al. Shale oil resource potential and oil mobility characteristics of the Eocene-Oligocene Shahejie Formation, Jiyang Super-Depression, Bohai Bay Basin of China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019, 204: 130-143.
- [46] SANEI H, WOOD J M, ARDAKANI O H, et al. Characterization of organic matter fractions in an unconventional tight gas siltstone reservoir [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 150: 296-305.
- [47] ROMERO-SARMIENTO M F, PILLOT D, LETORT G, et al. New rock-eval method for characterization of unconventional shale resource systems [J]. *Oil & Gas Science and Technology*, 2016, 71(3): 37-45.
- [48] ROMERO-SARMIENTO M F. A quick analytical approach to estimate both free versus sorbed hydrocarbon contents in liquid-rich source rocks [J]. *AAPG Bulletin*, 2019, 103(9): 2 031-2 043.
- [49] MAENDE A. Wildcat compositional analysis for conventional and unconventional reservoir assessments HAWK petroleum as-

- essment method (HAWK-PAM) [M]. Texas: Wildcat Technologies Press, 2016: 1-11.
- [50] ABRAMS M A, GONG C, GARNIER C, et al. A new thermal extraction protocol to evaluate liquid rich unconventional oil in place and in-situ fluid chemistry [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 88: 659-675.
- [51] 李进步. 页岩油赋存机理及可动性研究——以济阳拗陷沙河街组为例[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2023.
LI Jinbu. Study on the occurrence mechanism and mobility of shale oil: a case study of Shahejie Formation in Jiyang Depression [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2023.
- [52] 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等. 页岩油探井现场地质评价实验流程与技术进展[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 571-582.
JIANG Qigui, LI Maowen, QIAN Menhui, et al. Experimental procedures of well-site geological evaluation for shale oil and related technological progress [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 571-582.
- [53] 曹婷婷, 蒋启贵, 钱门辉, 等. 页岩含油量热解分析关键技术[J]. *石油学报*, 2023, 44(2): 329-338.
CAO Tingting, JIANG Qigui, QIAN Menhui, et al. Key technologies for pyrolysis analysis of shale oil content [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(2): 329-338.
- [54] WEI Z, ZOU Y R, CAI Y, et al. Kinetics of oil group-type generation and expulsion: An integrated application to Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. *Organic Geochemistry*, 2012, 52: 1-12.
- [55] 张林晔, 包友书, 李钊源, 等. 湖相页岩中矿物和干酪根原油能力实验研究[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(6): 776-780.
ZHANG Linye, BAO Youshu, LI Juyuan, et al. Hydrocarbon and crude oil adsorption abilities of minerals and kerogens in lacustrine shales [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(6): 776-780.
- [56] LI Z, ZOU Y R, XU X Y, et al. Adsorption of mudstone source rock for shale oil-experiments, model and a case study [J]. *Organic Geochemistry*, 2016, 92: 55-62.
- [57] LI J, LU S, CAI J, et al. Adsorbed and free oil in lacustrine nanoporous shale: a theoretical model and a case study [J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(12): 12 247-12 258.
- [58] 王民, 李明, 李进步, 等. 页岩含油率多种测试方法对比[J]. *石油学报*, 2022, 43(12): 1 758-1 769.
WANG Min, LI Ming, LI Jinbu, et al. Comparative analysis of test methods for shale oil content [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1 758-1 769.
- [59] LI J, JIANG C, WANG M, et al. Adsorbed and free hydrocarbons in unconventional shale reservoir: a new insight from NMR T_1 - T_2 maps [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 116: 104311.
- [60] 包友书. 渤海湾盆地东营凹陷古近系页岩油主要赋存空间探索[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(4): 479-484.
BAO Youshu. Effective reservoir spaces of Paleogene shale oil in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(4): 479-484.
- [61] 付金华, 李士祥, 侯雨庭, 等. 鄂尔多斯盆地延长组7段II类页岩油风险勘探突破及其意义[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(1): 78-92.
FU Jinhua, LI Shixiang, HOU Yuting, et al. Breakthrough of risk exploration of Class II shale oil in Chang 7 member of Yan-chang Formation in the Ordos Basin and its significance [J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(1): 78-92.
- [62] 钱门辉, 蒋启贵, 黎茂稳, 等. 湖相页岩不同赋存状态的可溶有机质定量表征[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(2): 278-286.
QIAN Menhui, JIANG Qigui, LI Maowen, et al. Quantitative characterization of extractable organic matter in lacustrine shale with different occurrences [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017, 39(2): 278-286.
- [63] JARVIE D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems [J]. *Geologica Acta*, 2014, 12(4): 307-325.
- [64] 郑奎, 陈晓平, 杨晋玉, 等. 鄂尔多斯盆地胡尖山地区长7段页岩型页岩油源储特征及勘探前景[J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(3): 68-79.
ZHENG Kui, CHEN Xiaoping, YANG Jinyu, et al. Source rock and reservoir characteristics and exploration prospects of shale type shale oil in the seventh member of Yanchang Formation in Hujianshan area in Ordos Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(3): 68-79.
- [65] CAO H R, ZOU Y R, LEI Y, et al. Shale oil assessment for the Songliao Basin, Northeastern China, using oil generation-sorption method [J]. *Energy Fuel*, 2017, 31(5): 4 826-4 842.
- [66] HU T, PANG X Q, JIANG S, et al. Oil content evaluation of lacustrine organic-rich shale with strong heterogeneity: a case study of the Middle Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China [J]. *Fuel*, 2018, 221: 196-205.
- [67] WANG M, SHERWOOD N, LI Z S, et al. Shale oil occurring between salt intervals in the Dongpu Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 152: 100-112.
- [68] WANG M, WILKINS R W T, SONG G Q, et al. Geochemical and geological characteristics of the E_3L lacustrine shale in the Bonan sag, Bohai Bay Basin, China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 138: 16-29.
- [69] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(2): 249-256.
LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, CHEN Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: discussion and application [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(2): 249-256.
- [70] 李政, 王秀红, 朱日房, 等. 济阳拗陷沙三下亚段和沙四上亚段页岩油地球化学评价[J]. *新疆石油地质*, 2015, 36(5): 510-514.
LI Zheng, WANG Xiuhong, ZHU Rifang, et al. Geochemical evaluation of shale oil in Lower E_3 and Upper E_4 in Jiyang Depression [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2015, 36(5): 510-514.
- [71] ZOU Y R, SUN J N, LI Z, et al. Evaluating shale oil in the

- Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China, using the over-saturation zone method [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 161, 291-301.
- [72] 李进步, 王民, 卢双舫, 等. 页岩吸附油定量评价模型——以松辽盆地北部白垩系青山口组一段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(5): 990-1 002.
- LI Jinbu, WANG Min, LU Shuangfang, et al. Quantitative evaluation model of shale oil adsorption: a case study of the first member of Cretaceous Qingshankou Formation in northern Songliao Basin, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(5): 990-1 002.
- [73] 杨雪, 廖锐全, 袁旭. 基于核磁共振技术的致密岩心高温高压自发渗吸实验[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 217(3): 58-65.
- YANG Xue, LIAO Ruiquan, YUAN Xu. Spontaneous imbibition experiment in high-temperature and high-pressure for tight cores based on NMR technology [J]. *Petroleum Geology & Oil-field Development in Daqing*, 2023, 217(3): 58-65.
- [74] 李小龙, 孙伟. 页岩油储层“七性”关系评价研究——以苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段为例[J]. *非常规油气*, 2022, 9(6): 34-41.
- LI Xiaolong, SUN Wei. Research on seven properties relationship evaluation of shale oil reservoir——A case study of the second member of Funing Formation in Qintong Sag of Subei Basin [J]. *Unconventional Oil and Gas*, 2022, 9(6): 34-41.
- [75] 白玉湖, 王苏冉, 徐兵祥, 等. 致密砂岩束缚水饱和度和微观孔隙结构关系实验研究[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(4): 65-71.
- BAI Yuhu, WANG Suran, XU Bingxiang, et al. Experimental study on the relationship between irreducible water saturation and micro pore throat in tight sandstone [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(4): 65-71.
- [76] 熊雄, 肖佃师, 雷祥辉, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油录井响应及“甜点”快速评价技术[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(4): 35-43.
- XIONG Xiong, XIAO Dianshi, LEI Xianghui, et al. Response of well logging and “sweet spot” rapid evaluation technology for shale oil in the Lucaogou Formation of Jimsar Sag [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(4): 35-43.
- [77] 覃建华, 李映艳, 杜戈峰, 等. 基于核磁共振测井的页岩油产能分析及甜点评价[J]. *新疆石油地质*, 2024, 45(3): 317-326.
- QIN Jianhua, LI Yingyan, DU Gefeng, et al. NMR logging-based productivity analysis and sweet spot evaluation for shale oil [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2024, 45(3): 317-326.
- [78] 蒯克来, 李克, 操应长, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7_3 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): 1-12.
- XI Kelai, LI Ke, CAO Yingchang, et al. Laminae combination and shale oil enrichment patterns of Chang 7_3 sub-member organic-rich shales in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(6): 1-12.
- [79] 陈扬, 胡钦红, 赵建华, 等. 渤海湾盆地东营凹陷湖相富有机质页岩纹层特征和储集性能[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(2): 307-324.
- CHEN Yang, HU Qinrong, ZHAO Jianhua, et al. Lamina characteristics and their influence on reservoir property of lacustrine organic-rich shale in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(2): 307-324.
- [80] 刘惠民, 李政, 包友书, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷高产页岩油井BYP5页岩地质特征[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1 405-1 417.
- LIU Huimin, LI Zheng, BAO Youshu, et al. Geology of shales in prolific shale-oil well BYP5 in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1 405-1 417.
- [81] 董明哲, 李亚军, 桑茜, 等. 页岩油流动的储层条件和机理[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 636-644.
- DONG Mingzhe, LI Yajun, SANG Qian, et al. Reservoir conditions and mechanism of shale oil flow [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 636-644.

编辑 何青芳