

基于SEM-Maps技术的页岩多尺度有机-无机孔-缝结构特征定量评价

——以川东北侏罗系凉高山组为例

张原豪^{1,2}, 姜振学¹, 张成举³, 王继平^{4,5}, 李玲玲^{4,5}, 仇恒远^{4,5}, 梁志凯⁶, 王堂宇^{4,5}

[1. 中国石油大学(北京) 油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249; 3. 中海石油(中国)有限公司 天津分公司, 天津 300459; 4. 中国石油 大庆油田分公司 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 黑龙江 大庆 163712; 5. 中国石油 大庆油田分公司 勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163712; 6. 长江大学 地球科学学院, 湖北 武汉 434023]

摘要:页岩储集空间研究多聚焦于基质孔隙,对微裂缝的贡献研究相对较少,尚缺乏将多尺度孔-缝结构作为整体开展定量表征的研究。以川东北侏罗系凉高山组不同岩相页岩为研究对象,采用随机森林算法辅助场发射扫描电镜(FE-SEM)进行图像处理,实现了有机-无机孔隙和微裂缝(孔-缝)的自动识别与定量表征,同时,结合扫描电镜大视域图像拼接(SEM-Maps)技术全面刻画了页岩多尺度有机-无机孔-缝的分布特征。结果表明:①随机森林模型可有效区分页岩有机质和无机矿物孔-缝,SEM-Maps图像在 $300\mu\text{m}\times 300\mu\text{m}$ 视域尺度上具有代表性,能够排除非均质性影响。②不同岩相页岩孔-缝结构发育差异显著,中-高有机质纹层状长英质页岩相的孔-缝总面孔率达2.66%,显著高于低有机质层状长英质页岩相(1.66%)和低有机质块状粉-细砂岩相(0.99%)。各岩相孔隙和微裂缝的尺度分布相近,孔隙主要集中在孔径 $20\sim 1\,000\text{nm}$ 区间,微裂缝多分布于孔径 $200\sim 5\,000\text{nm}$ 区间。③单组分矿物的成孔、成缝系数的计算结果显示,凉高山组中黏土矿物相比长英质矿物具有更强的成孔、成缝能力。该研究不仅揭示了凉高山组不同岩相多尺度孔-缝结构的发育差异,还优选了具备高孔-缝面孔率和有利孔-缝类型的优势岩相,为页岩油甜点区精细评价与高效开发提供了重要的科学依据。

关键词:大视域拼接;随机森林;定量表征;孔-缝结构;页岩;凉高山组;川东北

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

SEM-Maps-based quantitative characterization of multi-scale organic and inorganic pore-fracture structures in shales: A case study of the Jurassic Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin

ZHANG Yuanhao^{1,2}, JIANG Zhenxue¹, ZHANG Chengju³, WANG Jiping^{4,5}, LI Lingling^{4,5},
QIU Hengyuan^{4,5}, LIANG Zhikai⁶, WANG Tangyu^{4,5}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China; 4. State Key Laboratory of Continental Shale Oil, Daqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163712, China; 5. Exploration and Development Research Institute, Daqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163712, China; 6. School of Geosciences, Yangtze University, Wuhan, Hubei 434023, China]

Abstract: Studies on shale reservoir spaces mostly focus on matrix pores, as manifested by a lack of studies on microfractures' role and on the quantitative characterization of multi-scale pore-fracture structures as a whole. This study delves into the shales of varying lithofacies from the Jurassic Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin, using field emission scanning electron microscopy (FE-SEM) aided by a random forest algorithm for image processing, and achieves the automatic identification and quantitative characterization of organic and inorganic pores

收稿日期:2025-06-20;修回日期:2025-08-18。

第一作者简介:张原豪(1998—),男,博士研究生,非常规油气储层地质评价。E-mail:13352592272@163.com。

通信作者简介:姜振学(1963—),男,教授,石油与天然气地质。E-mail:jiangzx@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金面上项目(42272137);国家自然科学基金区域创新发展联合基金项目(U24A20592)。

and fractures in the shales. Furthermore, by combining the large field-of-view (FoV) image stitching for SEM (SEM-Maps), we comprehensively characterize the distribution characteristics of multi-scale pores and fractures in the shales. The results indicate that the random forest model can effectively distinguish organic and inorganic pores and fractures. The SEM-Maps images at the FoV scale of $300\ \mu\text{m} \times 300\ \mu\text{m}$ are representative and can exclude the effects of heterogeneity. In addition, the shales with various lithofacies exhibit significantly different characteristics of pore-fracture structures. In detail, the medium-high organic matter lamellar felsic shales have a total pore-fracture areal porosity of up to 2.66%, significantly higher than that of low-organic-matter laminated felsic shales (1.66%) and low-organic-matter massive silty to fine-grained sandstones (0.99%). In contrast, the shales with various lithofacies exhibit similar distributions of pore and micro-fracture scales, with the pore scales primarily falling in the range of 20 to 1000 nm, and the microfracture scales predominantly between 200 nm and 5 000 nm. Calculations based on single-component pore-fracture development coefficients, indicate that clay minerals are easier to form pores and fractures compared with felsic minerals in the Lianggaoshan Formation. This study not only reveals the differences in the multi-scale pore-fracture structures of shales with various lithofacies in the Lianggaoshan Formation, but also identifies the shale lithofacies with a high pore-fracture areal porosity and favorable pore-fracture types. These findings provide an important scientific basis for the precise assessment of sweet spots and efficient shale oil development.

Key words: large field-of-view (FoV) image stitching, random forest algorithm, quantitative characterization, pore-fracture structure, shale, Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin

引用格式:张原豪,姜振学,张成举,等. 基于SEM-Maps技术的页岩多尺度有机-无机孔-缝结构特征定量评价——以川东北侏罗系凉高山组为例[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(2): 522–536. DOI: 10. 11743/ogg20260211.

ZHANG Yuanhao, JIANG Zhenxue, ZHANG Chengju, et al. SEM-Maps-based quantitative characterization of multi-scale organic and inorganic pore-fracture structures in shales: A case study of the Jurassic Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 522–536. DOI: 10. 11743/ogg20260211.

页岩油作为一种重要的非常规石油资源,资源潜力巨大,是未来油气增储上产的关键领域^[1–2]。2020年,四川盆地侏罗系凉高山组的平安1井取得了日产油量 $112.8\ \text{m}^3$ 、日产气量 $11.45 \times 10^4\ \text{m}^3$ 的重大突破^[3],证实了该地区具有丰富的页岩油气资源和良好的勘探前景。然而,凉高山组湖相页岩的非均质性强,岩相类型多样,不同岩相页岩的储集能力差异显著^[4–5],这极大程度上限制了页岩油地质甜点的优选。

孔隙和微裂缝是页岩储层的主要储集空间和渗流通道,直接决定了页岩油的赋存、富集和可动程度^[6–10]。由于页岩储集空间是由多尺度、多类型的孔隙和微裂缝共同组成,因此在页岩储层的研究中需将孔隙和微裂缝看成一个整体结构(孔-缝结构)研究。前人对于页岩孔-缝结构特征进行了大量研究,结论主要集中于以下3个方面:①页岩储层孔隙和微裂缝的类型细分及形貌特征识别^[11–13];②孔隙分形维数及孔径分布的多尺度特征^[14–16];③孔隙结构参数(孔隙体积、比表面积和连通性等)的定量表征^[17–19]。然而,现有研究多侧重于基质孔隙的表征,往往忽略了多尺度微裂缝的发育特征,更未将孔隙和微裂缝视作一个整体结构进行精细刻画。这不仅使页岩储层多尺度储

集空间与运移通道方面的认识不够全面,容易低估有效储集空间,更限制了页岩油储层的精细评价和富集成藏机理的深入探讨。

如何精确表征页岩多尺度孔-缝结构特征,一直是页岩储层研究的重点^[20]。为此,国内外学者通过多种实验技术开展了大量页岩储层的表征工作,主要包括流体注入法(高压压汞、氮气和二氧化碳吸附等)、图像分析法[普通光学显微镜、场发射高精度扫描电镜(FE-SEM)和原子力显微镜等]和其他方法(核磁共振、小角散射和微纳米CT等)^[21–26]。其中,微纳米CT和高分辨率聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)成像技术可构建包含页岩孔-缝结构的三维数字岩心,是刻画微纳米尺度孔-缝结构的有效工具^[27–28],但其受限于样品的微小体积,代表性较差,且测试成本较高。相比之下,氩离子抛光FE-SEM具有最高4 nm的分辨率,可在微纳米尺度直观揭示孔-缝形态及其分布特征^[29],是页岩孔-缝结构表征最直接、经济和高效的方法。但单幅图像视域有限,往往代表不了整个区间,导致误差较大。扫描电镜大视域拼接(SEM-Maps)技术则可以克服视域的局限性,实现高分辨率条件下大视域的微纳米级孔-缝结构及分布的精细刻画^[30–31]。然而,较

层位之一^[3, 42]。凉高山组厚度约为210 m,岩性以细粒陆源碎屑岩为主,可划分为凉(凉高山组)上段与凉下段2个层位(图1b)。凉下段形成于湖盆相对平静、处于湖退期的泛滥平原环境,岩性组合以紫红色泥岩夹灰绿色粉砂岩为主,沉积环境为浅水氧化型湖;凉上段则形成于湖盆快速扩张、前渊拗陷逐渐加深的阶段,为湖盆沉积的鼎盛期,沉积中心呈自下而上向西北方向迁移的特征,岩性组合主要为黑色泥页岩夹粉砂岩^[40, 41, 43]。根据岩性组合特征及旋回性,将凉上段进一步划分为凉上¹、凉上²和凉上³共3个亚段,其分别发育3套富有机质泥页岩层段,它们是本次研究的重点层位,总厚度约为150 m。

2 实验样品及方法

本文所有样品均采自川东北地区导眼井A井及其南、北平台井(A-1井和A-2井)的凉上段,涵盖了目的层典型岩性类型,如泥页岩、泥质粉砂岩、粉砂岩和细砂岩。所有样品沿层理面方向切割,并根据实验需求制备成不同规格的样品。在实验前,对岩心和薄片进行观察,识别样品的层理构造类型。随后,将部分样品研磨至100目的粉末,通过X射线衍射(XRD)分析其矿物组成;利用CS-230硫碳分析仪测定总有机碳含量(TOC),以评估有机质含量。

为表征页岩微纳米尺度的孔-缝结构,采用ZEISS Merlin高分辨率扫描电子显微镜在高真空条件下进行成像分析。样品在观测前被切割成约为1.0 cm × 1.0 cm × 0.3 cm尺寸的规则块体,随后采用高速氩离子束进行表面抛光处理,以获得无机械损伤、孔-缝真实展露的表面形貌。抛光完成后,在样品表面喷涂一层碳膜以增强导电性,确保图像质量。单张扫描电镜图像在孔-缝结果表征中存在视域与分辨率之间的权衡,即

单幅图像虽分辨率高,但视域范围受限。为解决该问题,本研究引入SEM-Maps技术,通过程序控制实现相邻区域图像的自动采集与拼接,最终获得大视域、高分辨率的复合图像。本研究中SEM-Maps的拼接视域范围设定为512 μm × 512 μm。

在图像处理方面,与以往主要依赖灰度差阈值分割的传统方法不同,本文采用Fiji中的Trainable Weka Segmentation(TWS)模块实现基于机器学习的大批量图像智能分类与识别。TWS原多应用于生物医学图像,其核心为随机森林算法,可将图像像素特征(坐标、灰度、颜色和形态等)转化为多维训练输入。该方法流程如下(图2):①在典型SEM图像中人工标注有机质、无机矿物和有机-无机孔-缝等特征区域,构建数据训练标签,用于训练Weka模型;②基于训练结果批量处理整张SEM-Maps图像,并自动识别和分离无机矿物、有机质和有机-无机孔-缝,获取有机-无机孔-缝的分布图像。相比传统阈值分割易受灰度差异和噪点影响、孔隙与有机质灰度值接近难以有效区分、批量图像需大量人工耗时等缺点,该方法能快速、准确区分页岩有机-无机孔-缝,有效提高分割一致性与效率。在孔-缝结构的定量表征方面,结合Image J内置的分析工具,不仅获得了常规的面孔率信息,还进一步提取了孔径和长/短轴长度比等几何参数,并将长/短轴比 < 5 作为“微裂缝”、长/短轴比 ≥ 5 作为“孔隙”,从而系统定量分析不同类型孔-缝的数量占比及孔径分布特征。本研究共处理7 316张扫描电镜图像,最小可识别孔径约为9.5 nm。

3 结果

3.1 岩相类型

页岩岩相是指在特定沉积环境中,由矿物组成、有

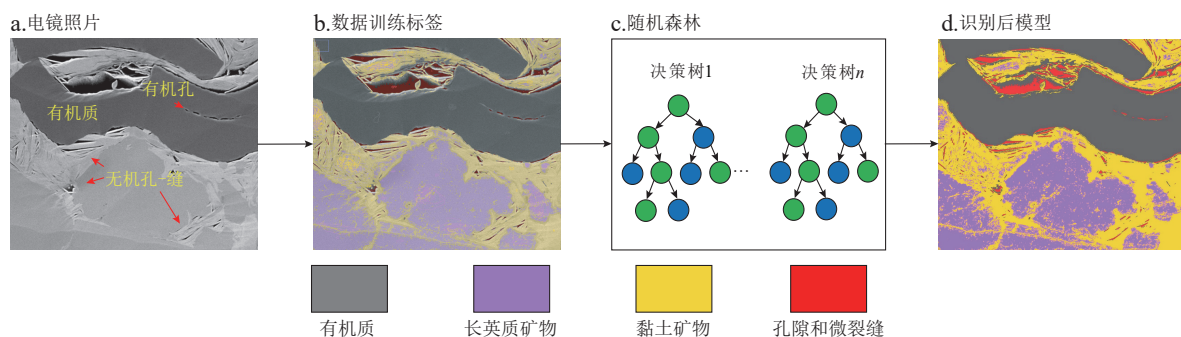


图2 基于SEM-Maps表征有机-无机孔-缝结构的分析流程

Fig. 2 Analytical process of SEM-Maps-based characterization of organic and inorganic pore-fracture structures

(照片样品为中-高有机质纹层状长英质页岩相,A-2井,埋深3 556.62 m。)

机地化特征和沉积构造等因素共同控制形成的岩石类型或组合^[45-46]。岩相精细划分是陆相页岩储层地质评价与开发部署的重要基础,合理的岩相分类需反映其生烃潜力、储集性能和工程可压性等关键特征^[47-49]。本文基于以下4方面考虑构建岩相分类方案:①TOC是衡量页岩生烃潜力的核心指标;②岩性特征是岩石物理与力学性质的基本反映,亦是划分岩相的重要依据;③矿物组分对页岩孔-缝与渗流性能具有显著影响;④层理构造的发育有助于页岩层理缝形成与压裂缝网的有效延伸。

因此,采用“岩性-矿物组成-层理构造-总有机碳含量”的四元综合分类方法,对凉高山组页岩开展岩相划分(图3)。研究结果显示,凉高山组主要发育页岩、粉砂质页岩和粉-细砂岩3类岩性,以页岩为主。矿物组分上,长英质矿物和黏土矿物含量较高,碳酸盐矿物含量普遍较低。有机质丰度总体偏低,大部分样品TOC小于2%,分布范围较窄。因此选取0.6%和1.5%为分界,

将有机质丰度划分为低($TOC < 0.6\%$)、中($TOC = 0.6\% \sim 1.5\%$)和高($TOC > 1.5\%$)3个等级^[4, 50]。

基于上述标准,凉高山组主要发育中-高有机质纹层状长英质页岩相、低有机质层状长英质页岩相和低有机质块状粉-细砂岩相这3类岩相(表1),其在研究区占比超过80%,代表了凉高山组的主要岩相类型^[44]。

3.2 孔-缝类型

通过扫描电镜观察,凉高山组页岩样品中识别出4类孔隙类型(粒间孔、粒内容蚀孔、晶间孔和有机质孔)和4类微裂缝类型(有机质收缩缝、黏土矿物晶间缝、粒缘缝和顺层微裂缝)(图4)。

粒间孔是由不同矿物颗粒相互支撑所形成的剩余空间,主要存在于石英和长石等脆性矿物之间。凉高山组页岩中的粒间孔形态多样,常呈楔形,其边缘轮廓呈港湾状和锯齿状,孔径范围主要集中在数百纳米至

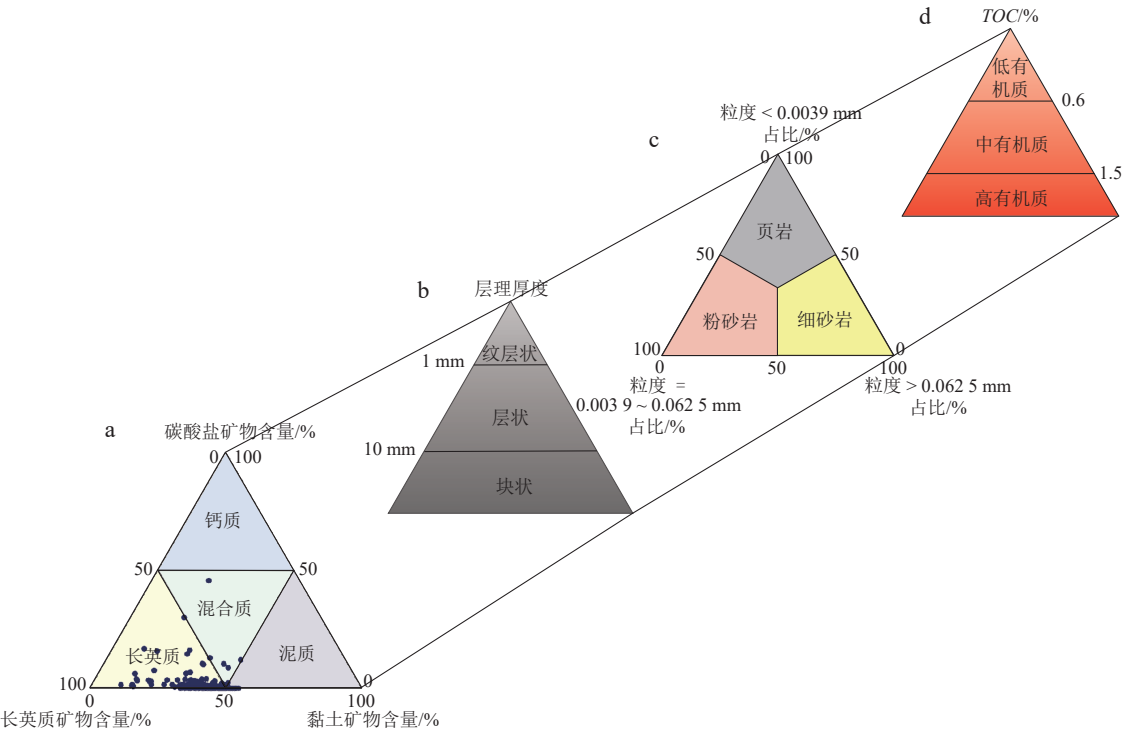


图3 川东北凉高山组页岩岩相划分方案^[4]

Fig. 3 Lithofacies classification scheme for shales from the Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin^[4]

a. 矿物组成;b. 层理构造;c. 矿物颗粒粒级(岩性)分类;d. 总有机碳含量(TOC)

表1 川东北凉高山组主要页岩岩相类型

Table 1 Major shale lithofacies assemblage types of the Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin

岩相	岩性	矿物成分特征	TOC/%	层理构造
中-高有机质纹层状长英质页岩	页岩	长英质矿物含量 ≥ 50%	≥ 0.6	纹层状
低有机质层状长英质页岩	粉砂质页岩	长英质矿物含量 ≥ 75%	< 0.6	层状
低有机质块状粉-细砂岩	粉-细砂岩		< 0.6	块状

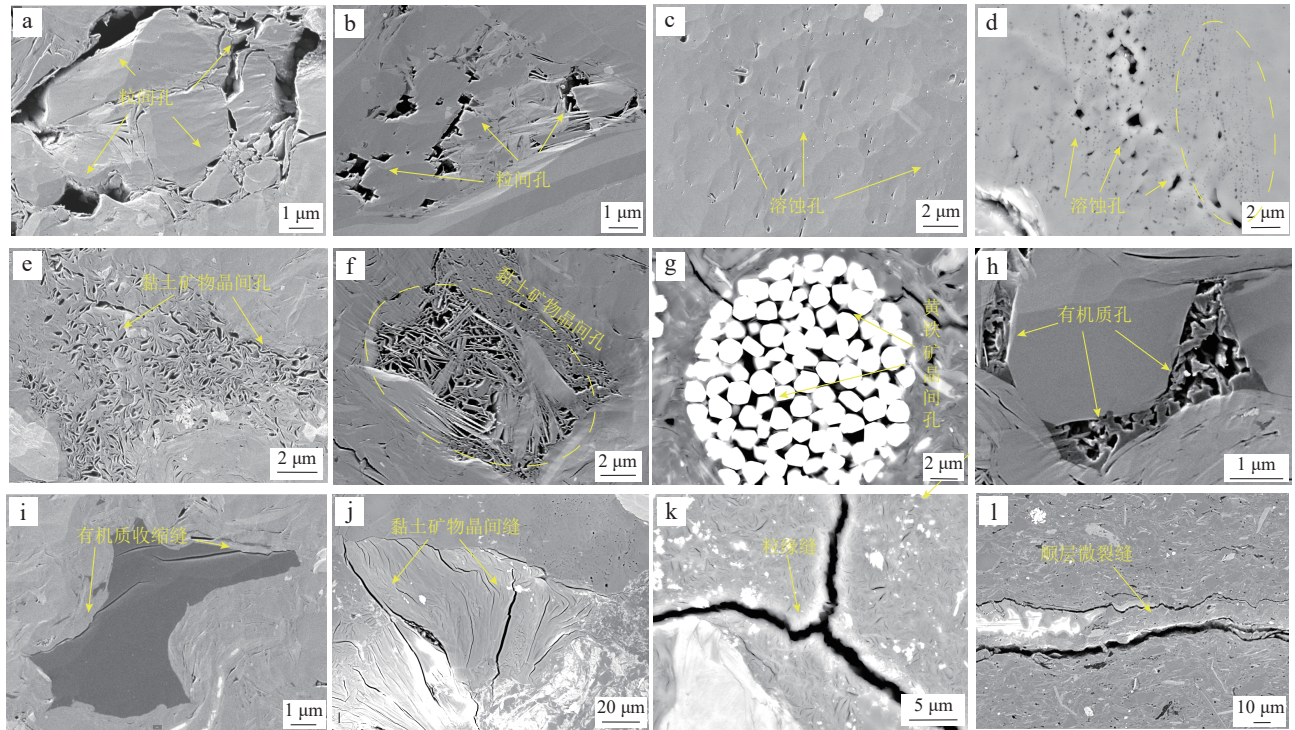


图4 川东北凉高山组页岩孔-缝类型扫描电镜显微照片

Fig. 4 SEM images showing the pore-fracture types of shales from the Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin

a. 低有机质层状长英质页岩相, A井, 埋深3 146.75 m; b. 中-高有机质纹层状长英质页岩相, A-2井, 埋深3 556.62 m; c. 低有机质层状长英质页岩相, A井, 埋深3 146.75 m; d. 低有机质块状粉-细砂岩相, A-1井, 埋深3 452.01 m; e. 低有机质层状长英质页岩相, A井, 埋深3 146.75 m; f. 中-高有机质纹层状长英质页岩相, A-2井, 埋深3 556.62 m; g. 中-高有机质纹层状长英质页岩相, A-2井, 埋深3 556.62 m; h. 中-高有机质纹层状长英质页岩相, A-2井, 埋深3 556.62 m; i. 低有机质层状长英质页岩相, A井, 埋深3 146.75 m; j. 低有机质块状粉-细砂岩相, A-1井, 埋深3 452.01 m; k. 低有机质块状粉-细砂岩相, A-1井, 埋深3 452.01 m; l. 中-高有机质纹层状长英质页岩相, A-2井, 埋深3 556.62 m

几微米之间(图4a,b)。粒内容蚀孔主要形成于酸性流体对不稳定矿物(如长石和方解石)颗粒内部的选择性溶解过程中。该类孔隙多呈不规则的圆点状,分布于颗粒内部,孔径较小,主要为50~500 nm(图4c,d)。晶间孔主要分布于黄铁矿和黏土矿物等晶体之间。在凉高山组中,以黏土矿物相关的晶间孔最为常见,孔径多集中在100~2 000 nm(图4e,f)。此外,黄铁矿之间也可发育少量的晶间孔,孔径一般分布在200~1 000 nm(图4g)。有机质孔是干酪根在热演化过程中生成油气并排出后,在有机质或沥青质内部以蜂窝状形式发育的次生孔隙,孔径主要分布在50~500 nm(图4h),但该类有机质孔在凉高山组陆相页岩中较少发育。

在微裂缝方面,研究区页岩中有机质通常结构紧密,内部几乎不发育孔隙,但在有机质与无机矿物(尤其是黏土矿物)界面附近可见有机质收缩缝存在(图4i),其断面较平整、裂缝内部无充填物,普遍处于开启状态,主要源于有机质在生烃过程中的体积收缩。粒缘缝与黏土矿物晶间缝在研究区大量发育,这类缝隙分布于黏土矿物-黏土矿物、黏土矿物-颗粒碎屑及

颗粒碎屑-颗粒碎屑之间(图4g,f),主要受颗粒接触关系、黏土矿物转化收缩和压实作用等影响。这2类裂缝通常为微纳米尺度,孔-缝连通性良好,是凉高山组页岩重要的储集空间。顺层微裂缝则主要沿层理方向发育,其发育程度受控于纹层密度、矿物组合、地球化学特征和超压等因素^[51-53],具有较强的方向性,与沉积矿物的排列方向基本一致,裂缝延伸距离较长,开度可达数微米(图4l)。

3.3 孔-缝结构的代表性视域尺度确定

在页岩孔-缝结构精细表征过程中,合理确定代表性视域区间是确保孔隙参数统计可靠性与尺度适应性的关键。本文以中-高有机质纹层状长英质页岩相样品为例,基于SEM-Maps扫描技术创建二维孔隙分布图,并设定这是一个尺寸500 μm×500 μm的正方形盒子。整个SEM-Maps图像从左上角最边缘到全部尺度共分为7张图像,每张图像边长逐渐增加75 μm,最小的图像尺寸为75 μm×75 μm(图5a)。在每张图像中测量孔隙和微裂缝的面孔率。如果随着长度从

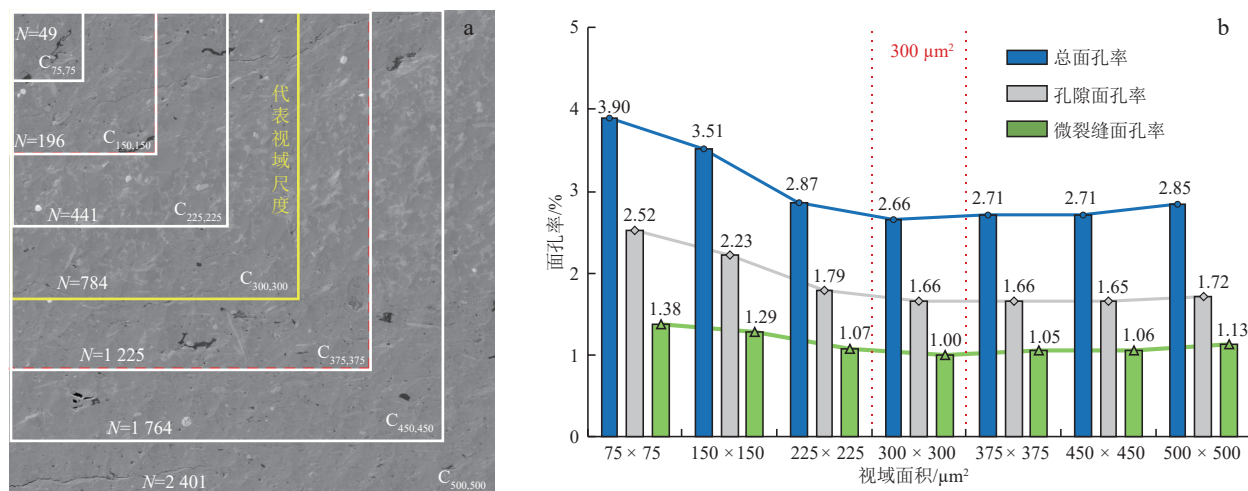


图5 川东北凉高山组典型页岩样品的SEM-Maps孔-缝结构代表性视域区间确定

Fig. 5 Determination of the representative FoV range for SEM-Maps-based characterization of the pore-fracture structures of typical shale samples from the Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin

a. 不同尺度视域下的SEM-Maps图像($C_{75,75}$ 代表 $75 \mu\text{m} \times 75 \mu\text{m}$ 视域; N 为样本个数); b. 面孔率随视域增加变化柱状图

$75 \mu\text{m}$ 增加到 $500 \mu\text{m}$ 的范围内面孔率没有显著变化, 则可以认为孔隙和微裂缝最小图像的视场面积与整体相似。

从图5b可以看出, 总面孔率随着图像尺度的增大呈现明显的先下降后趋于稳定的趋势: 在 $75 \mu\text{m} \times 75 \mu\text{m}$ 视域内总面孔率为 3.90%, 至 $300 \mu\text{m} \times 300 \mu\text{m}$ 视域内总面孔率迅速下降至 2.66%, 之后到 $500 \mu\text{m} \times 500 \mu\text{m}$ 视域区间内总面孔率变化较小、基本稳定在 2.66% ~ 2.85%, 这表明孔隙分布在该尺度下已达到统计均匀状态。类似地, 孔隙面孔率从初始的 2.52% 下降至约 1.66%, 并在图像视域尺寸达到 $300 \mu\text{m} \times 300 \mu\text{m}$ 之后趋于稳定; 缝面孔率则在各尺度下波动更小, 在 1.38% ~ 1.13% 之间缓慢下降并保持平稳。这说明微裂缝结构在微纳米尺度上的分布较均匀, 受视域尺寸变化影响相对较小。综合 3 类面孔率的变化趋势可知, 当图像视域尺寸达到 $300 \mu\text{m} \times 300 \mu\text{m}$ 及以上时, 孔隙与微裂缝参数波动幅度显著减小, 表明此尺度已经能够较好反映整体微观孔-缝系统的性质, 排除了非均质性的影响。因此, 可将 $300 \mu\text{m} \times 300 \mu\text{m}$ 视为该类页岩样品的代表性视域下限。在后续扫描电镜图像处理与孔-缝结构定量分析中, 该尺度可作为最小有效统计单元使用。

3.4 不同岩相页岩多尺度有机-无机孔-缝分布特征

基于SEM-Maps技术, 针对研究区凉高山组 3 种主要岩相类型开展了多尺度的有机-无机孔-缝结构定量表征。参考前人对页岩油储层孔径的分类标准^[54], 将

孔-缝尺度划分为 3 类: 孔径 $< 100 \text{ nm}$ 为微孔-缝; 孔径 $= 100 \sim 1 000 \text{ nm}$ 为中孔-缝; 孔径 $> 1 000 \text{ nm}$ 为宏孔-缝。

3.4.1 中-高有机质纹层状长英质页岩相

该岩相的总面孔率约为 2.66%, 其中, 微孔-缝面孔率约为 1.09%, 占总面孔率的 40.93%; 中孔-缝面孔率约为 1.04%, 占总面孔率的 39.22%; 宏孔-缝面孔率约为 0.53%, 占总面孔率的 19.85% (图 6a)。孔-缝系统中无机孔-缝占主导地位, 发育贡献占比高达 96.74%; 而有机孔-缝仅占 3.26%。其中, 孔隙贡献储集空间的比例为 61.69%, 以无机孔为主, 有机孔较少; 微裂缝贡献 38.31%, 以无机缝为主, 有机缝较少 (图 6d)。

孔径分布图呈“双峰”形, 左峰主要由孔径 $20 \sim 200 \text{ nm}$ 的孔隙贡献, 该区间内孔隙面积占总孔隙的 72.33%; 右峰主要由孔径 $200 \sim 5 000 \text{ nm}$ 的微裂缝贡献, 占总微裂缝面积的 90.86% (图 6a), 表明该岩相具备较强的储集空间分布广度与层次性。

3.4.2 低有机质层状长英质页岩相

该类岩相的总面孔率为 1.66%, 微孔-缝面孔率约 0.37%, 占总面孔率的 22.41%; 中孔-缝面孔率约 0.80%, 占总面孔率的 48.44%; 宏孔-缝面孔率约 0.48%, 占总面孔率的 29.15% (图 6b)。孔-缝系统中, 无机孔-缝较为发育, 占比达到 98.56%, 而有机质孔-缝仅占 1.44%。孔隙储集空间贡献为 61.50%, 以无机孔为主, 有机孔较少; 微裂缝贡献 38.50%, 以无机缝为

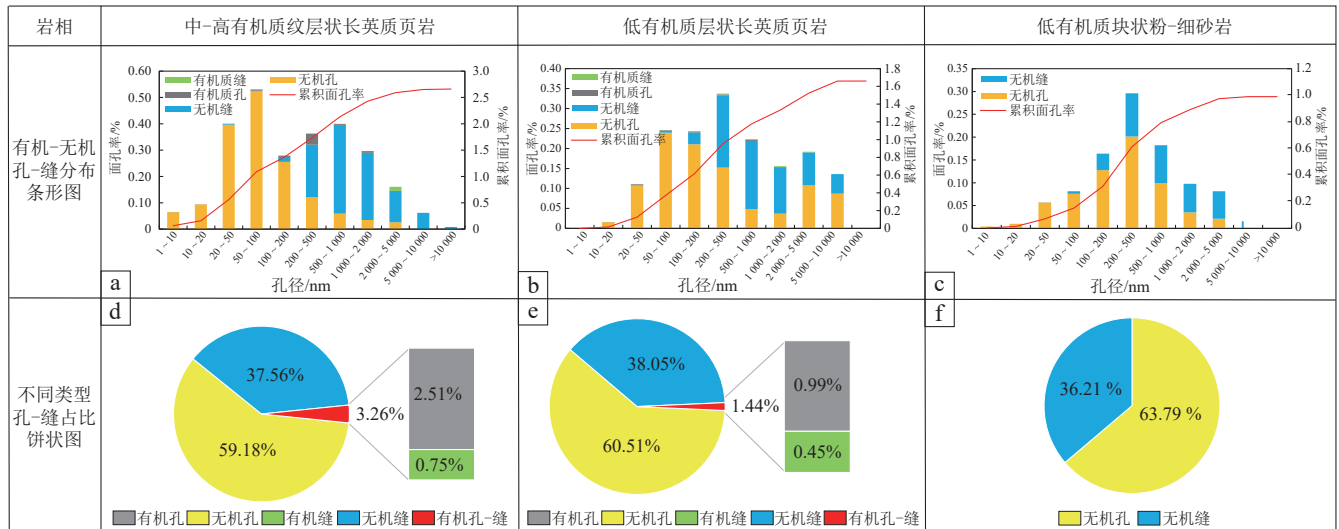


图6 川东北凉高山组不同页岩岩相多尺度孔-缝结构发育特征

Fig. 6 Characteristics of multi-scale pore-fracture structures in shales of varying lithofacies from the Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin

主,有机缝较少(图6e)。

孔径分布依旧呈“双峰”形态,分布区间分别为20~2 000 nm与2~10 μm 。其中,孔隙主要集中在孔径20~500 nm(约占总孔隙的70.70%)和2~5 μm (约占总孔隙的13.21%)两个区间;微裂缝则主要分布在孔径200~2 000 nm区间,约占总微裂缝的73.99%(图6b)。

3.4.3 低有机质块状粉-细砂岩相

该类岩相的总面孔率仅为0.99%,微孔-缝面孔率约0.15%,占总面孔率的15.42%;中孔-缝面孔率约0.64%,占总面孔率的64.88%;宏孔-缝面孔率约0.20%,占总面孔率的19.70%(图6c)。由于该岩相中有机质含量极低,几乎未见明显的有机孔-缝发育。孔-缝系统由无机孔主导,孔隙贡献储集空间的占比为63.79%,而微裂缝贡献为36.21%(图6f)。

孔径分布特征表现为“单峰”状,主要分布区间在中孔-缝尺度(孔径100~1 000 nm,图6c)。其中,孔隙集中分布于孔径20~1 000 nm区间,约占总孔隙的88.80%,微裂缝主要分布在孔径200~5 000 nm区间,约占总微裂缝的83.83%。

综上所述,3种岩相孔-缝系统的总面孔率由高到低依次为:中-高有机质纹层状长英质页岩相(2.66%)、低有机质层状长英质页岩相(1.66%)和低有机质块状粉-细砂岩相(0.99%)。所有岩相页岩的中孔-缝均较为发育,孔隙主要分布在孔径20~1 000 nm的小尺度区间,而微裂缝则主要分布于孔径200~

5 000 nm的大尺度范围。值得注意的是,有机孔-缝在研究区页岩中整体发育程度不高,其中,中-高有机质纹层状长英质页岩相略显优势。中-高有机质纹层状长英质页岩相的无机缝面孔率高达1.00%,低有机质层状长英质页岩相为0.63%,而低有机质块状长英质粉-细砂岩相仅为0.36%,说明纹层状构造可能促进微裂缝的形成与发育。此外,低有机质块状粉-细砂岩相的孔-缝类型相对单一,导致其孔-缝分布较为集中,主要分布在孔径200~500 nm的粒间孔-缝区间,占总孔-缝的29.89%,表现出更高的致密性和较弱的储集能力。之前的研究通过微米CT技术对凉高山组不同岩相页岩进行了三维孔-缝连通性的定量表征,认为中-高有机质纹层状长英页岩相的孔隙度最高、平均值为5.31%,低有机质层状长英质页岩相次之、平均值为3.93%,页岩页理缝发育,局部见网状缝,微米级孔-缝平均连通率为61.35%~90.38%,连通性强;而低有机质块状粉-细砂岩相微米级孔-缝平均连通率约为60.09%,缝网不发育,孔-缝连通性较差^[44]。整体上看,凉高山组中-高有机质纹层状长英质页岩相在总面孔率、有机孔发育、微裂缝发育和孔-缝连通性方面均优于其他岩相,是最具储集潜力的岩相类型。

4 讨论

4.1 矿物组分对孔-缝结构的影响

为更直观地研究不同矿物组成对孔-缝结构的控制

作用,将SEM-Maps与微区矿物定量分析(Quemscan)进行结合,耦合不同区间孔-缝面孔率与矿物分布特征,探究不同矿物组分对于孔-缝的贡献程度。基于SEM-Maps的尺度通过Quemscan进行矿物分析,得到分辨率约为10 μm的大视域矿物分析图像和矿物含量参数,并通过Avizo软件切割不同矿物发育区间后,统计其孔-缝占比。Quemscan结果显示,长英质矿物是主要矿物类型(页岩中其占比为56.44%;粉-细砂岩中其占比为79.18%),碳酸盐矿物含量极少。为定量表征页岩中不同矿物形成孔隙和微裂缝的能力,这里引入单组分矿物的成孔-缝系数的概念,物理含义为单位矿物贡献孔-缝面孔率的能力。利用公式(1)表征单位矿物对孔隙的贡献能力:

$$I_p = \frac{P_m}{B_m} \quad (1)$$

式中: I_p 为单组分矿物的成孔系数,无量纲; P_m 为矿物贡献基质孔隙的面孔率,%; B_m 为矿物含量占比,%。利用公式(2)表征单位矿物对微裂缝的贡献能力:

$$I_f = \frac{F_m}{B_m} \quad (2)$$

式中: I_f 为单组分矿物的成缝系数,无量纲; F_m 为矿物贡献微裂缝的面孔率,%。

凉高山组不同岩相页岩中矿物对孔隙和微裂缝的贡献存在一定差异(图7)。在中-高有机质纹层状长英质页岩相和低有机质层状长英质页岩相中,黏土矿物的成孔和成缝能力均显著高于长英质矿物(图7a, b),这与前人的研究结果相似,即四川盆地陆相页岩中黏土矿物对储集空间的贡献占主导地位^[55]。扫描电镜观察进一步揭示了凉高山组黏土矿物中发育大量晶间孔-缝(图4e—g),从微观角度证实了其对储集空间的贡献。这种优势的成因可以从以下几个方面进行深入阐释:①凉高山组处于中-高成熟阶段,在地层温、压条件下促使伊/蒙混层发生自发矿物转化,生成丝状和片状伊利石,并伴随层间水释放和体积收缩,形成丰富的微纳米级晶间缝(图7c)^[56]。②在凉上段页岩中,黏土矿物与长英质矿物含量相近,热演化程度较高。适度的黏土矿物含量在此条件下并未削弱储层可压性,反而由于伊利石化增强脆性,使储层在外力作用下更易产生有利于压裂的定向排列结构^[43]。这有利于形成后期的孔-缝网络,优化了储集性能与可压性之间的耦合关系。③有机质-黏土矿物复合体的物理化学作用也是影响孔-缝发育的重要机制。页岩中有机质与黏土矿物在空间上共生沉积,通常通过范德华力

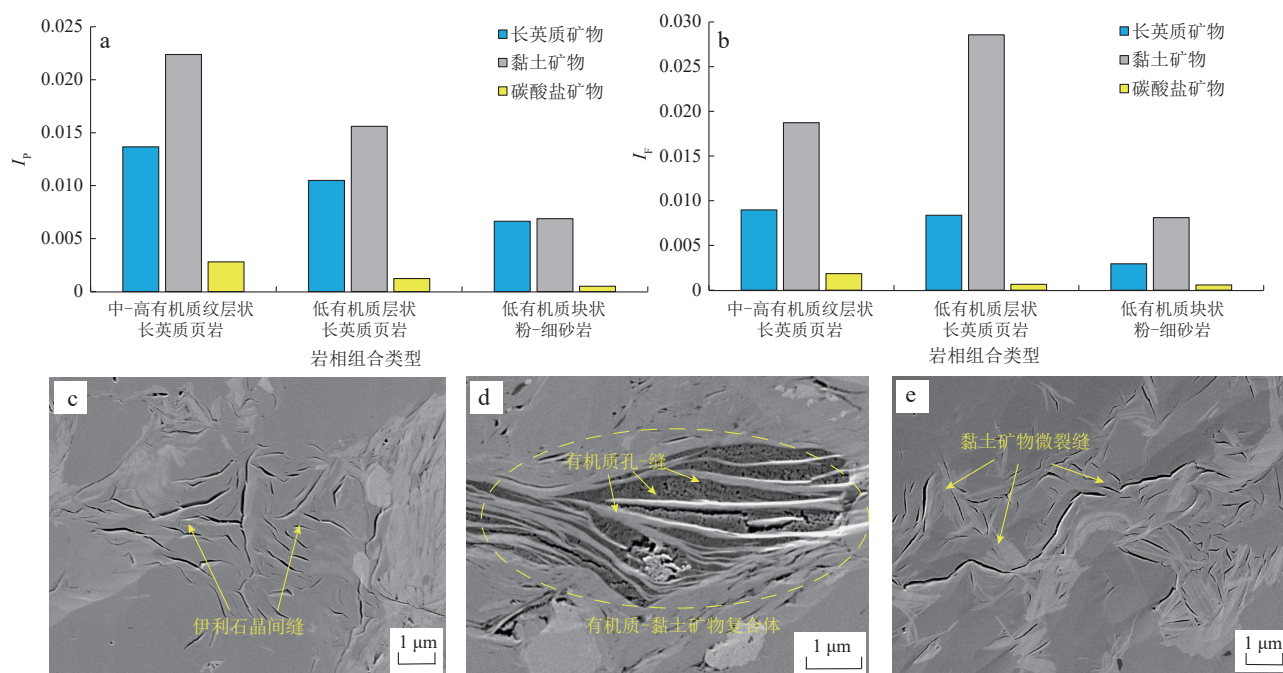


图7 川东北凉高山组不同页岩岩相各矿物组分成孔、成缝系数分布柱状图(a,b)和孔-缝发育特征扫描电镜显微照片(c—e)
Fig. 7 Histograms showing the pore and fracture formation indices (a,b) and SEM images showing the developmental characteristics of pores and fractures (c—e) for various mineral components in shales of various lithofacies from the Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin

a, b. 分别为不同岩相页岩的成孔系数(I_p)和成缝系数(I_f); c. 伊利石晶间缝, 低有机质层状长英质页岩相, A井, 埋深3 146.75 m; d. 有机质-黏土矿物复合体, 中-高有机质纹层状长英质页岩相, A-2井, 埋深3 556.62 m; e. 黏土矿物微裂缝, 低有机质块状粉-细砂岩相, A-1井, 埋深3 452.01 m

等非键相互作用进行吸附连接形成有机质-黏土矿物复合体^[55, 57]。在中-高成熟阶段,有机质生烃增压与热解催化作用促使这些复合体生成大量纳米孔-缝(图7d),不仅在一定程度上防止了黏土矿物因塑性变形被压实破坏,还为页岩油的富集提供了更多的储集空间^[44]。而在低有机质块状粉-细砂岩相中,受浅水三角洲前缘沉积环境下水动力分选作用的影响,部分原生长英质粒间孔得以保存,使长英质矿物对孔隙贡献接近黏土矿物(图7a)。但不同沉积环境下研究区微裂缝的形成仍普遍受黏土矿物主导(图7b,e),而由于凉高山组碳酸盐矿物含量较低,且主要发育纳米级有机酸溶蚀孔隙,导致其成孔、缝能力最弱。

4.2 层理构造和有机质生烃对孔-缝结构的影响

页岩中层理构造的发育往往是裂缝形成的关键。凉高山组页岩层理非常发育,在应力作用下更容易沿着层理薄弱面形成层理缝,所以纹层密度与裂缝密度之间呈现出明显的正相关关系(图8a),说明纹层结构直接控制着裂缝的发育。不同岩相页岩发育的裂缝密度也呈现较大的差异,中-高有机质纹层状长英质页岩相纹层最发育,裂缝密度普遍较高;低有机质层状长英质页岩相纹层发育程度不高,裂缝密度较低,均小于90条/m;块状长英质粉-细砂岩相基本不发育纹层,不利于裂缝形成,其裂缝密度最低。此外,从微裂缝的角度来看,SEM-Maps定量表征结果也呈现相同的趋势,表现出纹层状结构的微裂缝最发育,层状结构页岩次之,块状结构的微裂缝发育最差(图8b)。

压力对页岩的孔-缝发育具有重要作用。超压通常有利于裂缝的发育,而富有机质页岩的生烃作用通常是形成超压的关键。首先,根据电阻率-密度交会图判别出凉高山组为流体生烃膨胀产生的超压(图9a)。

结合校正后声波时差曲线图版(图9b),发现在局部超压段可见富有机质纹层中层理缝的发育(图9c),凉上¹亚段具有明显的超压趋势,其中的富有机质页岩段可见大量网状缝的发育(图9d),形成了复杂的缝网系统,有利于流体运移和压裂。此外,在扫描电镜下观察凉高山组绝大多数有机质内部极为致密,基本不见孔隙发育,但仍在部分有机质内部或边缘见大量孔隙和收缩缝的存在(图4h,图4i,图7d)。而有机质生烃过程中产生的有机酸可能会溶蚀长石等矿物,形成大量溶蚀孔隙(图4c,d)。可见,高有机质含量对凉高山组孔-缝的发育具有推动作用。

4.3 不同湖相页岩油储层孔-缝结构对比及其对凉高山组的启示

不同地区的湖相页岩油储层的矿物组分和孔-缝结构特征具有明显差异(表2)。如淡水湖盆的松辽盆地青山口组纹层状页岩相主要发育黏土矿物和石英,储集空间类型包括长英质粒间孔、有机质孔、黏土矿物层间孔/晶间孔和长石溶蚀孔,其微裂缝发育程度较弱,仅在纹层状黏土质页岩相中可见^[58]。此外,青山口组胶结物含量较高,孔-缝结构易受成岩压实和胶结作用改造,广泛发育的纳米级有机质-黏土矿物复合孔-缝主要受黏土矿物类型、TOC和热演化程度共同控制^[59]。渤海湾盆地沙河街组为典型的咸湖页岩,主要由方解石和黏土矿物组成,岩相包括钙质页岩相和混合质页岩相。其储集空间普遍发育方解石粒间孔-缝和黏土矿物晶间孔-缝,并发育多种类型的纹层,受层理构造影响,层理缝或穿层缝较为发育,这类裂缝有利于沟通相邻的富黏土矿物纹层,成为油气运移的重要通道^[60]。玛湖凹陷风城组的碱湖页岩相主要发育长英质矿物和碱性矿物的粒间溶孔、长石和方解石粒

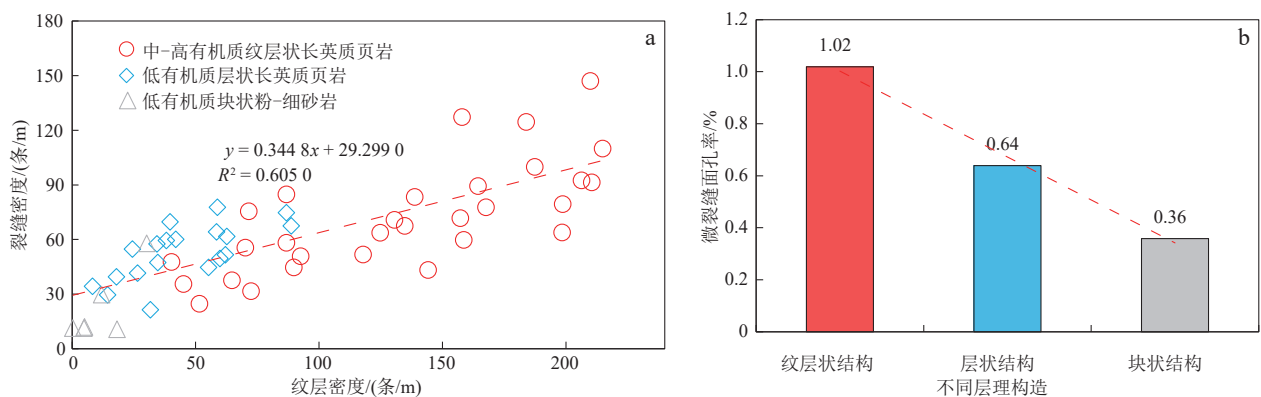


图8 川东北凉高山组宏观裂缝密度与纹层密度关系(a)以及不同层理构造页岩微裂缝面孔率分布柱状图(b)

Fig. 8 Relationship between macrofracture density and lamina density (a) and the distribution of the microfracture-induced areal porosity of shales with different bedding structures (b) for the Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin

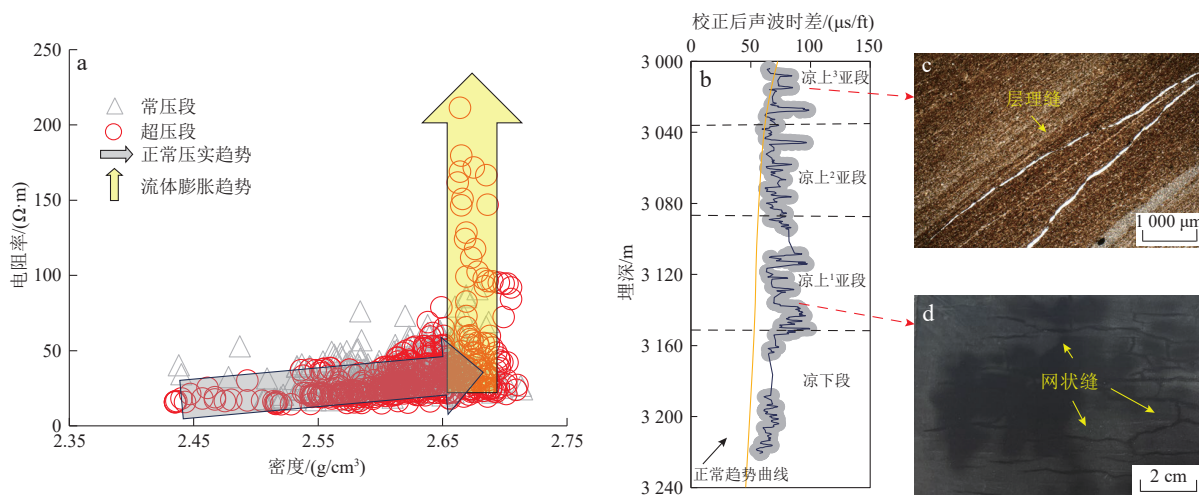


图9 川东北凉高山组地层超压对裂缝的影响

Fig. 9 Impact of formation overpressure on fractures in the Lianggaoshan Formation, northeastern Sichuan Basin

a. 凉高山组超压判识图版; b. 校正后声波时差随深度变化趋势; c. 纹层状页岩中成岩缝, 顺层面延伸, 横向连续性较好, A井, 埋深3 028.3 m, 单偏光, 显微薄片照片; d. 超压网状缝, 近顺层发育, 无充填, A井, 埋深3 139.3 m, 岩心照片

表2 不同地区湖相页岩矿物组成、孔-缝类型和发育特征

Table 2 Mineral compositions and pore-fracture types and characteristics of lacustrine shales across different areas

典型陆相页岩油盆地层系	沉积环境	矿物组成	储集空间类型	裂缝发育程度
四川盆地凉高山组	淡水湖盆	主要发育石英(含量45.1%)和黏土矿物(含量37.5%)	黏土矿物晶间孔-缝、长英质粒间孔和微裂缝	层理缝和微裂缝发育程度较高
松辽盆地青山口组	淡水-微咸水	主要发育黏土矿物(含量51.1%)和石英(含量29.6%)	粒间孔、有机质孔、黏土矿物层间孔/晶间孔和长石溶蚀孔、纳米级有机质-黏土矿物复合孔-缝	裂缝发育一般
渤海湾盆地沙河街组	咸水	主要发育方解石(含量46.9%)和黏土矿物(含量23.5%)	碳酸盐矿物晶间孔、黏土矿物晶间孔-缝、层理缝和穿层缝	微裂缝较为发育
准噶尔盆地玛湖凹陷风城组	咸-碱湖	长英质矿物和碳酸盐矿物等脆性矿物(总含量超过80.0%)	长英质矿物和碱性矿物的粒间溶孔、长石和方解石粒内溶蚀孔以及残余粒间孔	裂缝发育较强

内溶蚀孔以及残余粒间孔。由于长英质矿物和碳酸盐矿物含量高(超过80%),脆性较强,更利于微裂缝发育及后期的压裂改造^[61]。而粉砂岩夹层和纹层状长英质页岩表现出更强的孔-缝结构特征,有利于游离油的富集和渗流。四川盆地凉高山组页岩以长英质和黏土矿物发育为主,储集空间中可见大量长英质矿物粒间孔和黏土矿物晶间孔-缝发育,有机质孔相对较少,微裂缝也普遍发育,尺度主要分布在200~5 000 nm区间,具有良好连通性。此外,受到区域性构造挤压应力和生烃超压作用的影响,凉高山组页岩在晚期形成了大量的生烃超压缝和层理缝^[62],进一步改善了储层的渗流通道。

综上所述,与其他典型陆相页岩油产区相比,研究区凉高山组孔隙以黏土矿物晶间孔-缝和粒间孔发育为主,孔径分布具有“微-中孔优势”,层理缝和微裂缝发育程度较高,孔-缝连通性较强,这不仅为压裂改造提供了良好的天然基础,还有利于后期的稳产开发。同时,凉高山组中-高有机质纹层状长英质页岩相不

仅含油性高,孔-缝结构发育也更有利,连通性明显优于低有机质块状细-粉砂岩相,具备更优的储集和渗流能力,属于凉高山组的优势甜点层段。此外,由于研究区总体处于中-高成熟阶段,原油轻质组分含量较高,相比沙河街组和风城组页岩油的流动性更强,这对于资源动用和高效开发尤为关键。

在未来的研究中,需要进一步结合微纳米CT和FIB-SEM等三维成像和数字岩心渗流模拟,开展多尺度孔-缝结构和连通性量化研究,深入剖析孔-缝结构与流体赋存、运移之间的耦合关系,为凉高山组页岩油的精准勘探开发提供更为全面的地质依据。

5 结论

1) 提出了一种基于随机森林结合扫描电镜大视域拼接图像(SEM-Maps)的页岩多尺度孔-缝结构的自动识别与定量表征方法。随机森林算法可有效区分页岩

岩有机-无机矿物孔-缝,同时SEM-Maps在 $300\ \mu\text{m} \times 300\ \mu\text{m}$ (下限)视域尺度上可排除非均质性影响,具备统计代表性。

2) 不同岩相页岩的孔-缝结构差异显著,总体表现为中-高有机质纹层状长英质页岩相的孔-缝最发育(总面孔率2.66%),明显优于低有机质层状长英质页岩相(总面孔率1.66%)和低有机质块状细-粉砂岩相(总面孔率0.99%)。整体上凉高山组页岩孔隙结构均以孔径 $20 \sim 1\ 000\ \text{nm}$ 的小尺度孔隙及孔径 $200 \sim 5\ 000\ \text{nm}$ 的微裂缝为主导,这种多尺度孔-缝协同有利于页岩油储集-渗流通道的形成。

3) 采用单组分矿物的成孔、成缝系数定量描述了凉高山组页岩不同矿物组分的成孔、成缝能力,黏土矿物表现出最强的成孔与成缝能力,显著优于长英质矿物,远强于碳酸盐矿物。凉高山组页岩在孔-缝演化和优质储层形成中主要受到矿物本身性质、层理发育和有机生烃等因素的共同控制。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,潘松圻,荆振华,等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12.
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.
- [2] 赵文智,胡素云,侯连华,等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1-10.
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1-10.
- [3] 何文渊,何海清,王玉华,等. 川东北地区平安1井侏罗系凉高山组页岩油重大突破及意义[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 40-49.
HE Wenyuan, HE Haiqing, WANG Yuhua, et al. Major breakthrough and significance of shale oil of the Jurassic Lianggaoshan Formation in Well Ping'an 1 in northeastern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 40-49.
- [4] WANG Jiping, SHAO Hongmei, ZHANG Yuanhao, et al. Multifractal characteristics of pore structure in the terrestrial shale reservoirs of the Lianggaoshan Formation in northeast Sichuan Basin and its geological significance [J]. Frontiers in Earth Science, 2025, 13: 1505090.
- [5] 方锐,蒋裕强,杨长城,等. 四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合页岩油赋存状态及可动性[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 752-769.
FANG Rui, JIANG Yuqiang, YANG Changcheng, et al. Occurrence states and mobility of shale oil in different lithologic assemblages in the Jurassic Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 752-769.
- [6] 姜振学,李廷微,宫厚健,等. 沾化凹陷低熟页岩储层特征及其对页岩油可动性的影响[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1587-1600.
JIANG Zhenxue, LI Tingwei, GONG Houjian, et al. Characteristics of low-mature shale reservoirs in Zhanhua Sag and their influence on the mobility of shale oil [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1587-1600.
- [7] ZHANG Yuanhao, CHANG Jiaqi, JIANG Zhenxue, et al. Visualization of dynamic micro-migration of shale oil and investigation of shale oil movability by NMRI combined oil charging/water flooding experiments: A novel approach [J]. Marine and Petroleum Geology, 2024, 165: 106907.
- [8] 柳波,孙嘉慧,张永清,等. 松辽盆地长岭凹陷白垩系青山口组一段页岩油储集空间类型与富集模式[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 521-535.
LIU Bo, SUN Jiahui, ZHANG Yongqing, et al. Reservoir space and enrichment model of shale oil in the first member of Cretaceous Qingshankou Formation in the Changling Sag, southern Songliao Basin, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 521-535.
- [9] 王民,马睿,李进步,等. 济阳拗陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 789-802.
WANG Min, MA Rui, LI Jinbu, et al. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 789-802.
- [10] CHANG Jiaqi, JIANG Zhenxue, JIN Zhehui, et al. Complementary laboratory experiments and molecular dynamics simulation method to investigate the mobility of shale oil: The Permian Fengcheng Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2024, 167: 106974.
- [11] CHEN Shijing, WANG Haibo, LI Fengxia, et al. Classification systems of pore-fractures structures and its effects on fracturing fractures propagation in shale reservoir [J]. Geoenergy Science and Engineering, 2025, 244: 213409.
- [12] 胡宗全,王濡岳,路菁,等. 陆相页岩及其夹层储集特征对比与差异演化模式[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1393-1404.
HU Zongquan, WANG Ruyue, LU Jing, et al. Storage characteristic comparison of pores between lacustrine shales and their interbeds and differential evolutionary patterns [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1393-1404.
- [13] 张琴,朱筱敏,李晨溪,等. 渤海湾盆地沾化凹陷沙河街组富有机质页岩孔隙分类及孔径定量表征[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(3): 422-432, 438.
ZHANG Qin, ZHU Xiaomin, LI Chenxi, et al. Classification and quantitative characterization of microscopic pores in organic-rich shale of the Shahejie Formation in the Zhanhua Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(3): 422-432, 438.
- [14] CHEN Yufei, JIANG Changbao, LEUNG J Y, et al. Multiscale characterization of shale pore-fracture system: Geological controls on gas transport and pore size classification in shale reservoirs [J].

- Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 202: 108442.
- [15] NING Shitan, XIA Peng, HAO Fang, et al. Pore fractal characteristics between marine and marine-continental transitional black shales: A case study of Niutitang Formation and Longtan Formation[J]. Fractal and Fractional, 2024, 8(5): 288.
- [16] ZHANG Yuanhao, JIANG Zhenxue, CHANG Jiaqi, et al. The multi-scale pore system and its implication for shale oil occurrence in alkaline lacustrine mixed sedimentary shale reservoirs: A case study from the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J/OL]. Journal of Earth Science. DOI: 10.1007/s12583-025-0297-z.
- [17] 王丹丹, 姜振学, 杜威, 等. 气藏抬升过程中孔隙结构差异特征及演化模式——以四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组页岩储层为例[J]. 地质学报, 2025, 99(4): 1381-1397.
- WANG Dandan, JIANG Zhenxue, DU Wei, et al. Pore structure difference characteristics and evolution model in the process of gas reservoir uplift: A case study of the shale reservoir of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas [J]. Acta Geologica Sinica, 2025, 99(4): 1381-1397.
- [18] 腾格尔, 卢龙飞, 俞凌杰, 等. 页岩有机质孔隙形成、保持及其连通性的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 687-699.
- BORJIGIN Tenger, LU Longfei, YU Lingjie, et al. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(4): 687-699.
- [19] IQBAL O, PADMANABHAN E, MANDAL A, et al. Characterization of geochemical properties and factors controlling the pore structure development of shale gas reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 206: 109001.
- [20] 郭旭升, 申宝剑, 王鹏威, 等. 基于源-储单元的页岩油气甜点段评价优选新思路[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(1): 1-14.
- GUO Xusheng, SHEN Baojian, WANG Pengwei, et al. A new approach to the evaluation and optimal selection of shale oil and gas sweet-spot intervals based on source rock-reservoir units [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 1-14.
- [21] 王濡岳, 胡宗全, 董立, 等. 页岩气储层表征评价技术进展与思考[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 54-65.
- WANG Ruyue, HU Zongquan, DONG Li, et al. Advancement and trends of shale gas reservoir characterization and evaluation [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 54-65.
- [22] GUO Zongguang, LIU Keyu, YU Lingjie, et al. Characterizing multi-scale heterogeneities in shales: An innovative workflow and application to Paleogene lacustrine shales in the Subei Basin, eastern China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2025, 178: 107398.
- [23] ZHANG Linhao, ZHANG Yifan, SUN Mengdi, et al. Quantifying organic matter and its pore structure of Wufeng-Longmaxi deep shales by small-angle X-ray scattering, mercury intrusion capillary pressure, and field-emission scanning electron microscope [J]. Energy & Fuels, 2024, 38(3): 1906-1922.
- [24] MEDINA F J, JAUSORO I, FLORIDIA ADDATO M A, et al. On the evaluation of representative elementary area for porosity in shale rocks by field emission scanning electron microscopy [J]. Energy, 2022, 253: 124141.
- [25] ZHOU Liang, SUN Hai, LIU Lei, et al. Microscopic flow simulation of shale multi-scale digital core based on image classification [J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2025, 252: 127438.
- [26] 王付勇, 岳慧, 朱维耀. 考虑纳米束缚效应与孔—缝组合方式的页岩油藏表观渗透率模型[J]. 石油学报, 2025, 46(4): 779-788.
- WANG Fuyong, YUE Hui, ZHU Weiyao. Shale oil reservoir apparent permeability model considering nano-confinement effects and pore-fracture combination patterns [J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(4): 779-788.
- [27] WEI Jianguang, ZHANG Ao, LI Jiangtao, et al. Study on microscale pore structure and bedding fracture characteristics of shale oil reservoir [J]. Energy, 2023, 278(Part A): 127829.
- [28] YASIN Q, LIU Bo, SUN Mengdi, et al. Automatic pore structure analysis in organic-rich shale using FIB-SEM and attention U-Net [J]. Fuel, 2024, 358(Part A): 130161.
- [29] ZHANG Pengfei, LU Shuangfang, LI Junqian, et al. Microscopic characteristics of pore-fracture system in lacustrine shale from Dongying Sag, Bohai Bay Basin, China: Evidence from scanning electron microscopy [J]. Marine and Petroleum Geology, 2023, 150: 106156.
- [30] 李仲, 赵圣贤, 冯泉, 等. 应用大视域拼接扫描电镜技术定量评价页岩孔隙结构——以川南深层渝西区块龙马溪组储层为例[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(4): 569-576.
- LI Zhong, ZHAO Shengxian, FENG Xiao, et al. Application of large field splicing scanning electron microscopy on quantitatively evaluation of shale pore structure: A case study of Longmaxi Formation reservoir in deep western Chongqing Block to southern Sichuan [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 569-576.
- [31] 李文浩, 卢双舫, 王民, 等. 基于扫描电镜大视域拼接技术定量表征致密储层微观非均质性[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1497-1504.
- LI Wenhao, LU Shuangfang, WANG Min, et al. Quantitative characterization of micro heterogeneity of tight reservoirs by large-view FE-SEM splicing technology [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1497-1504.
- [32] TIAN Shansi, BOWEN L, LIU Bo, et al. A method for automatic shale porosity quantification using an Edge-Threshold Automatic Processing (ETAP) technique [J]. Fuel, 2021, 304: 121319.
- [33] DONG Zhentao, TIAN Shansi, XUE Haitao, et al. A novel method for automatic quantification of different pore types in shale based on SEM-EDS calibration [J]. Marine and Petroleum Geology, 2025, 173: 107278.
- [34] 刘学锋, 张晓伟, 曾鑫, 等. 采用机器学习分割算法和扫描电

- 镜分析页岩微观孔隙结构[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2022, 46(1): 23-33.
- LIU Xuefeng, ZHANG Xiaowei, ZENG Xin, et al. Pore structure characterization of shales using SEM and machine learning-based segmentation method[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2022, 46(1): 23-33.
- [35] YASIN Q, LIU Bo, SUN Mengdi, et al. Digital core modeling for multimaterial segmentation of lacustrine shale oil using FE-SEM and KiU-Net[J]. Fuel, 2025, 398: 135474.
- [36] 张岳桥, 董树文, 李建华, 等. 中生代多向挤压构造作用与四川盆地的形成和改造[J]. 中国地质, 2011, 38(2): 233-250.
- ZHANG Yueqiao, DONG Shuwen, LI Jianhua, et al. Mesozoic multi-directional compressional tectonics and formation-reformation of Sichuan Basin[J]. Geology in China, 2011, 38(2): 233-250.
- [37] 沈传波, 梅廉夫, 徐振平, 等. 四川盆地复合盆山体系的结构构造和演化[J]. 大地构造与成矿学, 2007, 31(3): 288-299.
- SHEN Chuanbo, MEI Lianfu, XU Zhenping, et al. Architecture and tectonic evolution of composite basin-mountain system in Sichuan Basin and its adjacent areas [J]. Geotectonica et Metallogenia, 2007, 31(3): 288-299.
- [38] 白雪峰, 李军辉, 张大智, 等. 四川盆地仪陇—平昌地区侏罗系凉高山组页岩油地质特征及富集条件[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(2): 52-64.
- BAI Xuefeng, LI Junhui, ZHANG Dazhi, et al. Geological characteristics and enrichment conditions of shale oil of Jurassic Lianggaoshan Formation in Yilong-Pingchang area, Sichuan Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36(2): 52-64.
- [39] 成大伟, 张志杰, 洪海涛, 等. 四川盆地东部侏罗系凉高山组层序结构、沉积演化及其主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(2): 262-272.
- CHENG Dawei, ZHANG Zhijie, HONG Haitao, et al. Sequence structure, sedimentary evolution and their controlling factors of the Jurassic Lianggaoshan Formation in the east Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 262-272.
- [40] 何文渊, 白雪峰, 蒙启安, 等. 四川盆地陆相页岩油成藏地质特征与重大发现[J]. 石油学报, 2022, 43(7): 885-898.
- HE Wenyuan, BAI Xuefeng, MENG Qi'an, et al. Accumulation geological characteristics and major discoveries of lacustrine shale oil in Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(7): 885-898.
- [41] 白雪峰, 王民, 王鑫, 等. 四川盆地东北部侏罗系凉高山组页岩油甜点与富集区评价[J]. 地球科学, 2024, 49(12): 4483-4500.
- BAI Xuefeng, WANG Min, WANG Xin, et al. Evaluation of shale oil sweet spot and rich area in Jurassic Lianggaoshan Formation, northeast Sichuan Basin[J]. Earth Science, 2024, 49(12): 4483-4500.
- [42] 李登华, 李建忠, 张斌, 等. 四川盆地侏罗系致密油形成条件、资源潜力与甜点区预测[J]. 石油学报, 2017, 38(7): 740-752.
- LI Denghua, LI Jianzhong, ZHANG Bin, et al. Formation condition, resource potential and sweet-spot area prediction of Jurassic tight oil in Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(7): 740-752.
- [43] WANG Xin, WANG Min, ZHAO Chen, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of the middle-high maturity multiple lithofacies reservoirs of the Lianggaoshan Formation shale strata in the northeastern Sichuan Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2024, 161: 106692.
- [44] WANG Jiping, LI Binhui, SHAO Hongmei, et al. Geochemical and reservoir characteristics of the middle-high-mature shale of the Jurassic Lianggaoshan Formation in northeast Sichuan Basin and their influence on shale oil enrichment[J]. ACS Omega, 2025, 10(14): 14094-14114.
- [45] 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.
- [46] ABOUELRESH M O, SLATT R M. Lithofacies and sequence stratigraphy of the Barnett Shale in east-central Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(1): 1-22.
- [47] 孟庆涛, 胡菲, 刘招君, 等. 陆相拗陷湖盆细粒沉积岩岩相类型及成因——以松辽盆地晚白垩世青山口组为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(1): 20-37.
- MENG Qingtao, HU Fei, LIU Zhaojun, et al. Lithofacies types and genesis of fine-grained sediments in terrestrial depression lake basin: Taking upper Cretaceous Qingshankou Formation in Songliao Basin as an example [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54(1): 20-37.
- [48] 李国欣, 刘国强, 侯雨庭, 等. 陆相页岩油有利岩相优选与压裂参数优化方法[J]. 石油学报, 2021, 42(11): 1405-1416.
- LI Guoxin, LIU Guoqiang, HOU Yuting, et al. Optimization method of favorable lithofacies and fracturing parameter for continental shale oil [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(11): 1405-1416.
- [49] 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.
- [50] 印长海, 王显东, 王有智, 等. 四川盆地大庆探区油气勘探开发进展及前景展望[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(4): 59-72.
- YIN Changhai, WANG Xiandong, WANG Youzhi, et al. Progress and prospects of oil and gas exploration and development of Daqing exploration area in Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(4): 59-72.

- [51] 孙龙德, 王小军, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩纳米孔缝形成机制与页岩油富集特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1350-1365.
- SUN Longde, WANG Xiaojun, FENG Zihui, et al. Formation mechanisms of nano-scale pores/fissures and shale oil enrichment characteristics for Gulong shale, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1350-1365.
- [52] 曾联波, 吕文雅, 徐翔, 等. 典型致密砂岩与页岩层理缝的发育特征、形成机理及油气意义[J]. 石油学报, 2022, 43(2): 180-191.
- ZENG Lianbo, LYU Wenya, XU Xiang, et al. Development characteristics, formation mechanism and hydrocarbon significance of bedding fractures in typical tight sandstone and shale[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(2): 180-191.
- [53] 卢皓, 张皎生, 李超, 等. 鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组7段页岩层系层理缝发育特征与主控因素[J]. 石油实验地质, 2024, 46(4): 698-709.
- LU Hao, ZHANG Jiaosheng, LI Chao, et al. Development characteristics and main controlling factors of bedding-parallel lamellated fractures in shale in 7th member of Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2024, 46(4): 698-709.
- [54] ZHANG Pengfei, LU Shuangfang, LI Junqian, et al. Characterization of shale pore system: A case study of Paleogene Xi'gouzui Formation in the Jiangnan Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 79: 321-334.
- [55] CHANG Jiaqi, FAN Xiaodong, JIANG Zhenxue, et al. Differential impact of clay minerals and organic matter on pore structure and its fractal characteristics of marine and continental shales in China[J]. Applied Clay Science, 2022, 216: 106334.
- [56] ALDEGA L, CARMINATI E, SCHARF A, et al. Thermal maturity of the Hawasina units and origin of the Batinah Mélange (Oman Mountains): Insights from clay minerals[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 133: 105316.
- [57] KATTI D R, THAPA K B, KATTI K S. Modeling molecular interactions of sodium montmorillonite clay with 3D kerogen models[J]. Fuel, 2017, 199: 641-652.
- [58] 白斌, 戴朝成, 侯秀林, 等. 松辽盆地白垩系青山口组页岩层系非均质地质特征与页岩油甜点评价[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 846-856.
- BAI Bin, DAI Chaoheng, HOU Xiulin, et al. Geological heterogeneity of shale sequence and evaluation of shale oil sweet spots in the Qingshankou Formation, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 846-856.
- [59] 孙龙德, 王凤兰, 白雪峰, 等. 页岩中纳米级有机黏土复合孔缝的发现及其科学意义——以松辽盆地白垩系青山口组页岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 708-719, 758.
- SUN Longde, WANG Fenglan, BAI Xuefeng, et al. Discovery of nano organo-clay complex pore-fractures in shale and its scientific significances: A case study of Cretaceous Qingshankou Formation shale, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 708-719, 758.
- [60] 李军亮, 王民, 秦峰, 等. 陆相富碳酸盐页岩纹层组合对页岩油富集的控制作用——以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, 2025, 46(2): 392-406.
- LI Junliang, WANG Min, QIN Feng, et al. Controlling effects of lamina assemblages on shale oil enrichment for lacustrine carbonate-rich shales: A case study of shales in the Paleogene Shahejie Formation, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(2): 392-406.
- [61] 张洪, 冯有良, 杨智, 等. 碱湖页岩油甜点储层特征及其形成机制——以准噶尔盆地玛湖凹陷风城组为例[J]. 地质学报, 2025, 99(2): 535-550.
- ZHANG Hong, FENG Youliang, YANG Zhi, et al. Shale oil reservoir characteristics and its formation mechanism within alkline lacustrine basins: A case study of the Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin, China[J]. Acta Geologica Sinica, 2025, 99(2): 535-550.
- [62] 何建华, 曹红秀, 邓虎成, 等. 川东北营山-平昌地区凉高山组页岩天然裂缝发育特征及其形成演化模式研究[J]. 地学前缘, 2024, 31(5): 17-34.
- HE Jianhua, CAO Hongxiu, DENG Hucheng, et al. Nature fractures in shales of the Lianggaoshan Formation in northern Sichuan Basin: Fracture development characteristics and fracture formation and evolution model[J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(5): 17-34.

(编辑 许 诺)