DOI:10. 19657/j. geoscience. 1000-8527. 202510100092

准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层微观孔隙形态对含油性的影响

信昊天[1,2]，高之业[1,*]，姜振学[1]，何文军[3]，黄立良[3]，贾荔丹[1,2]，白立勋[4]，刘昭臣[1,2]，杨阿斗[1]

（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. 中国石油 新疆油田分公司 勘探开发研究院，新疆 克拉玛依 834000；4. 中国地质大学（北京）能源学院，北京 100083）

摘要：页岩油储层孔隙结构是影响含油性的重要因素，前人研究多聚焦于孔隙类型、孔径大小和孔隙连通性等对储层含油性的影响，关于页岩孔隙形态对含油性控制作用的相关研究较为匮乏。孔隙形态与孔隙储集空间有效性及流体赋存状态具有直接关联，其对含油性的影响机制是完善页岩油富集理论的关键要素。本研究以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩为研究对象，通过场发射扫描电镜、氮气吸附和高压压汞实验对风城组页岩油储层孔隙形态与孔径分布特征进行定量表征；通过X射线衍射与能谱分析，从矿物学角度揭示不同孔隙形态的成因；结合岩石热解实验与荧光薄片观察，从间接与直接视角讨论页岩孔隙形态对含油性的影响机制。研究表明：①玛湖凹陷风城组孔隙结构复杂，以中孔和宏孔为主，孔隙连通性较好，根据形态特征将孔隙划分为狭缝形孔隙、类椭圆形孔隙和类圆形孔隙3类。②狭缝形孔隙多为压实作用下形成的白云石粒间孔，其通过增加宏孔体积提升储集能力，含油性较好；③类椭圆形孔隙在石英刚性骨架保护下形成，在一定程度上会减小宏孔体积，但整体仍具有较好含油性；④类圆形孔隙孔径普遍较小，主要为长石溶蚀孔，对储集空间贡献较弱，含油性相对较差。最后，基于不同形态孔隙的形成机制及其对页岩油储层含油性的影响，提出了3种基于微观孔隙形态的页岩油微观赋存模式。本研究为页岩油储层甜点预测提供了新的理论依据与评价视角。

关键词：风城组；页岩油；孔隙形态；含油性；玛湖凹陷；准噶尔盆地

中图分类号：TE122. 2　　**文献标志码：**A　　**文章编号：**1000-8527(2026)04-1152-16

The influence of microscopic pore morphology on oil-bearing properties of the Permian Fengcheng Formation shale oil reservoirs, Mahu Sag, Junggar Basin, China

XIN Haotian[1,2], GAO Zhiye[1,*], JIANG Zhenxue[1], HE Wenjun[3], HUANG Liliang[3], JIA Lidan[1,2], BAI Lixun[4], LIU Zhaochen[1,2], YANG Adou[1]

(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. *Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang* 834000, *China*; 4. *School of Energy and Resources, China University of Geosciences, Beijing* 100083, *China*)

收稿日期：2025-10-10；**修回日期：**2026-07-09；**编辑：**董立。

基金项目：中国石油天然气集团有限公司-中国石油大学（北京）战略合作科技专项（ZLZX2020-01-05）。

作者简介：信昊天，男，博士研究生，2002年出生，主要从事非常规油气储层评价工作。Email：xit1202@163. com。

＊通信作者：高之业，男，研究员、博士生导师，1987年出生，主要从事非常规油气地质研究工作。Email：gaozhiye@163. com。

引用格式：信昊天，高之业，姜振学，等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层微观孔隙形态对含油性的影响［J］. 现代地质，2026，40（4）：1152-1167. DOI：10. 19657/j. geoscience. 1000-8527. 202510100092.

XIN Haotian，GAO Zhiye，JIANG Zhenxue，et al. The influence of microscopic pore morphology on oil-bearing properties of the Permian Fengcheng Formation shale oil reservoirs， Mahu Sag， Junggar Basin， China［J］. GEOSCIENCE，2026，40（4）：1152-1167. DOI：10. 19657/j. geoscience. 1000-8527. 202510100092.

Abstract: The pore structure of shale reservoirs is a key factor affecting oil-bearing properties. However, previous studies have mainly focused on the impacts of pore type, size, and connectivity on reservoir oil-bearing capacity, with limited research on the controlling effect of pore morphology. Pore morphology is directly related to the effectiveness of pore storage space and the occurrence state of fluids, making its influence mechanism on oil-bearing properties a crucial element for improving the theory of shale oil accumulation. In this study, field-emission scanning electron microscopy (FE-SEM), N_2 adsorption, and high-pressure mercury injection (HPMI) experiments were conducted to quantitatively characterize the pore morphology and pore size distribution of shale oil reservoirs in the Permian Fengcheng Formation. Furthermore, X-ray diffraction (XRD) and X-ray energy dispersive spectrum (EDS) analyses were used to reveal the genetic mechanisms of different pore morphologies from a mineralogical perspective. Combined with rock pyrolysis experiments and fluorescence thin section observations, the influence mechanism of pore morphology on oil-bearing properties was investigated from both indirect and direct perspectives. The results show that the pore structure of the Fengcheng Formation in the Mahu Sag is complex, dominated by mesopores and macropores with good connectivity. Based on morphological characteristics, the pores are classified into three types: slit pores, elliptical-like pores, and circular-like pores. Slit pores are mostly intergranular pores of dolomite formed by compaction, which contribute to the increase in macropore volume and exhibit good oil-bearing properties. Elliptical-like pores are developed under the protection of a rigid quartz framework; although they compress the macropore volume to a certain extent, they generally maintain favorable oil-bearing capacity. Circular-like pores, characterized by small pore sizes, are mainly intragranular dissolved pores of feldspar, making little contribution to mesopore and macropore volumes and showing relatively poor oil-bearing properties. Finally, three microscopic occurrence models of shale oil based on pore morphology were proposed, considering the formation mechanisms of different pore types and their influences on oil-bearing properties. This study provides a new theoretical basis and evaluation perspective for shale oil reservoir sweet spot prediction.

Key words: Fengcheng Formation; shale oil; pore morphology; oil-bearing properties; Mahu Sag; Junggar Basin

0　引　言

随着北美页岩油勘探开发取得成功[1]，俄罗斯、阿根廷和中国等许多国家开始了大规模的页岩油资源勘探[2]。近年来，我国页岩油资源勘探开发逐渐深入，松辽盆地、鄂尔多斯盆地、四川盆地、准噶尔盆地和渤海湾盆地等许多含油气盆地均取得了勘探突破[3-5]，展现出了可观的页岩油勘探潜力[6, 7]。

页岩储层具有低孔隙度、低渗透率以及孔隙结构复杂的特点[8]，页岩油主要以游离态和吸附态存在于页岩储层的微纳米级孔隙和微裂缝中[9, 10]。目前，针对页岩储层孔隙结构的研究已广泛开展[11-14]。以往研究表明，页岩的孔隙类型、大小、空间分布和孔隙连通性等孔隙结构特征会影响页岩储层的含油性[15-17]。因此，准确表征页岩油储层的孔隙结构对评估储层产能、指导页岩油高效勘探开发至关重要[18]。

页岩孔隙结构研究主要包括定性和定量表征两个方面。孔隙形态、大小和连通性的定性表征，主要通过场发射扫描电镜[19]、原子力显微镜[20, 21]、透射电子显微镜[22]和聚焦离子束扫描电子显微镜[23]等显微观察技术。在定量表征方面，高压压汞法主要用于测定宏孔（孔径 > 50 nm）的分布特征[24, 25]；将N_2吸附实验数据进行 BET（Brunauer-Emmett-Teller）和 BJH（Barrett-Joyner-Halenda）理论模型分析，可以得到比表面积和中孔（孔径 2 ~ 50 nm）的孔径分布信息[26]；微孔（孔径 < 2 nm）的孔径分布特征可通过 Dubinin-Radushkevich（D-R）理论模型处理CO_2吸附数据获得[27]。此外，微纳米 CT[28]和小角散射技术[29, 30]作为可穿透页岩基质的无损表征手段，主要用于表征与页岩孔隙网络无有效连通路径、流体难以进入的闭孔孔隙结构。

前人研究显示，中国陆相页岩油储层主要发育无机孔隙，这与以有机质孔隙为主的海相页岩气储层存在显著差异[31]。例如，Xi 等[32]通过扫描电镜观察、多温阶热解实验、定量荧光和核磁共振等方法，对准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组的储集空间和页岩油赋存状态进行研究，结果表明芦草沟组页岩油主要存在于富含火山物质和陆源长英质矿物的层状页岩的粒间孔隙和溶蚀孔隙中。无机孔隙的形成主要受成岩作用和矿物组成的影响。成岩作用的类型、强度及演化是决定页岩油储层孔隙结构特征的关键因素。抗压实能力强、化学性质相对稳定的矿物所发育的粒间孔隙，在压实过程中能够较好地保存下来[33-35]。而方解石、白云石和长石等矿物化学性质不稳定，容易发生溶解，进而形成粒内溶蚀孔隙[36, 37]。

页岩油储层的孔隙结构对其含油性有着重要影响。Zeng 等[32]的研究结果显示松辽盆地青山口组页岩含油饱和度指数（OSI）与孔隙度和宏孔体积呈正相关，页岩油主要存在于较大的孔隙中。冯家乐等[38]研究了沧东凹陷孔二段（Ek_2）的排烃效率及其与含油性的关系，认为墨水瓶状孔隙对页岩油的滞留能力比狭缝状孔隙更强。安成等[39]的研究结合分形理论，认为鄂尔多斯盆地延长组长 7 段储层中孔径较大、孔隙结构相对简单且连通性较好的孔隙，能够为页岩油提供较大的储存空间。此外，许多学者通过分形理论阐明了孔隙的复杂程度对页岩含油性具有重要影响[40-42]。但整体来看，相关研究仍存在明显空白：一是现有研究多聚焦单一形态孔隙的储集能力，未系统对比不同形态孔隙对含油性的差异化控制机制；二是未建立“矿物组成-成岩作用-孔隙形态-含油性”的耦合关系，难以揭示页岩孔隙形态对含油性的控制机制。孔隙形态作为孔隙结构的关键要素，对页岩储层孔隙空间的有效性和流体运移及赋存状态具有直接影响，但其与含油性的内在关联尚未明确，制约了页岩油富集机制的深化认知。因此，深入研究页岩油储层的孔隙形态，对于丰富和完善页岩油微观赋存机制具有重要意义。

本研究以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩样品为研究对象，对其微观孔隙形态特征及成因机制展开研究，并进一步探究含油性与孔隙形态之间的关系。利用场发射扫描电子显微镜观察孔隙形态，并借助图像处理软件进行定量分析；通过 N_2 吸附和高压压汞实验，表征页岩的孔径分布；从矿物学角度，利用 X 射线衍射和能谱分析，明确各类孔隙形态的形成机制；此外，通过 TOC 测试、岩石热解和荧光薄片观察，获取页岩样品的含油性特征。从而阐明玛湖凹陷风城组页岩油储层孔隙形态对页岩含油性的影响机制，并建立基于微观孔隙形态的页岩油微观分布模式。

1 区域地质概况

玛湖凹陷位于准噶尔盆地中央坳陷北部，是一个二级沉积构造单元，面积约 5000 平方公里[43]。西部与乌夏断裂带和克百断裂带相连，东部由北向南分别为石英滩凸起、英西凹陷、三个泉凸起、夏盐凸起和达巴松凸起，（图 1a）。受沉积环境和构造背景的影响，玛湖凹陷整体呈现出西厚东薄的地层分布特征[44]。下二叠统风城组（P_1f）是玛湖凹陷的主要烃源岩层（图 1b），也是我国页岩油勘探的重点区域之一[45]。玛湖凹陷风城组沉积于碱湖环境，发育扇三角洲—湖泊沉积体系[46]。风城组自下而上可分为风一段（P_1f_1）、风二段（P_1f_2）和风三段（P_1f_3）[47]。风一段沉积早期，火山活动频繁，玛湖凹陷东北部以火山碎屑岩—沉火山碎屑岩沉积为主[48]；随着湖盆水体盐度不断升高，风二段沉积时期，凹陷中部发育了大量天然碱、碳氢钠石和碳钠钙石等碱性矿物[49]；风三段沉积时期，湖盆盐度降低，凹陷以白云岩沉积为主，风三段顶部发育陆源碎屑岩[50]。

2 样品信息及实验方法

2.1 样品信息

本研究中的风城组页岩样品采自 Mo 井和 Mt 井两口井。Mo 井的采样深度范围为 4555.33 m ~ 4575.91 m（图 2a），Mt 井的采样深度范围为 3857.99 m ~ 4429.45 m（图 2b）。从这两口井中选取了 8 个岩心样品，其中 Mo1 至 Mo4 以及 Mt1 样品采自风三段（P_1f_3），Mt2 至 Mt4 样品采自风二段（P_1f_2）。

2.2 矿物组成和 TOC 测试

采用 MiniFlex Ⅱ 型 X 射线衍射仪对页岩样品的

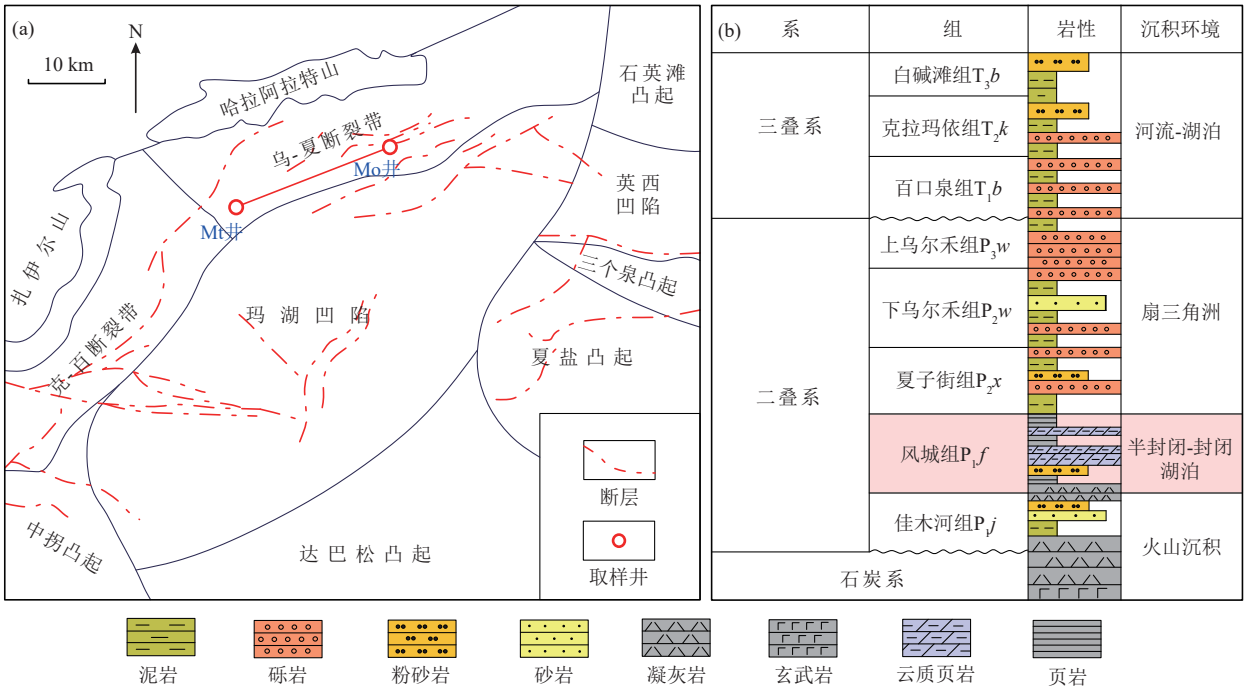


图 1　准噶尔盆地玛湖凹陷区域地质概况（a）及地层柱状图（b）[51]

Fig. 1　Regional Geological Overview of the Mahu Sag in the Junggar Basin （a） and Stratigraphic Column （b） [51]

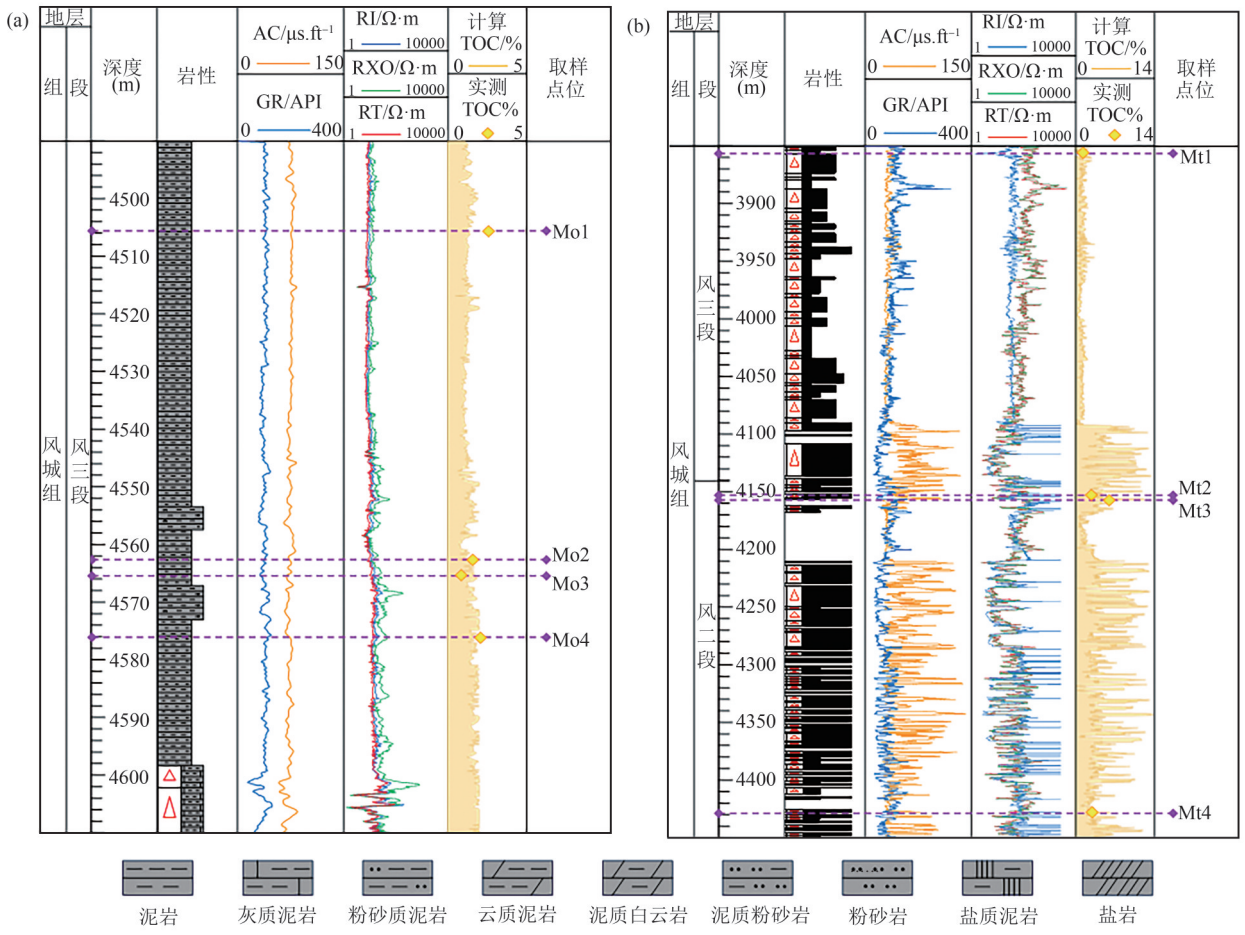


图 2　玛湖凹陷 Mo 井（a）和 Mt 井（b）测井曲线及取样深度

Fig. 2　Logging Curves and Sampling Depths of Well Mo （a） and Well Mt （b） in the Mahu Sag

矿物成分进行测试。将样品制成粒度不低于200目的粉末状，使内部矿物充分暴露，以确保X射线衍射仪能够清晰捕捉到衍射信号。

样品的TOC含量采用LECO CS230HC型碳硫分析仪进行测试。先将岩石样品研磨成粒度不低于200目的粉末，然后加入浓度为5%的稀盐酸以去除样品中的无机碳。最后，将样品置于碳硫分析仪中进行高温热解，使有机碳转化为CO_2，通过检测CO_2的含量来确定TOC含量。

2.3 场发射扫描电镜观察

使用蔡司 Crossbeam540/Merlin 场发射扫描电子显微镜对样品进行观察。首先，将样品制成尺寸为1.5厘米×1厘米×0.5厘米的立方体，然后通过氩离子抛光对样品进行打磨，以避免样品表面的杂质对观察精度产生影响。处理完成后，在显微镜下观察样品的孔隙特征。仪器配备了X射线能谱仪检测系统，以便在扫描电镜下对典型的点位和区域进行元素鉴定。

2.4 高压压汞与N_2吸附实验

使用Micromeritics AutoPore IV 9520型自动压汞仪进行高压压汞实验。首先，将样品在60 ℃下干燥至少48小时。待样品重量不再变化后，将其冷却至室温。然后，对样品进行加压注汞和减压退汞测试。采用Washburn方程计算岩石样品的孔径参数，计算方法如公式1所示。

$$P = -\frac{2\sigma\cos\theta}{r} \tag{1}$$

式中，P为进汞压力，MPa；σ为汞的表面张力，mN/m；θ为汞的接触角；r为孔喉半径，nm。

使用Micromeritics ASAP仪器进行低温N_2吸附实验。将样品研磨成60目的颗粒状，实验在温度为−196 ℃、压力为97.3 ~ 127.0 kPa的条件下进行。在此条件下，氮气分子能够渗入并滞留在页岩样品的孔隙中，并经历从单层吸附到多层吸附的过程。分别利用BET模型和BJH模型计算样品的比表面积和孔径分布。

2.5 含油性表征实验

页岩样品的含油性通过荧光薄片观察和岩石热解实验进行表征。其中荧光薄片采用Axiocam 506 color显微镜进行观测，常规热解与多温阶热解实验均使用Rock Eval 6型岩石热解仪完成。热解实验的页岩样品需研磨至200目的粉末状。常规热解实验获得的主要参数为可动烃含量S_1。多温阶热解实验步骤如下：将粉末样品在200 ℃恒温环境中保持约1分钟，此温度下主要释放相对易流动的烃类物质，即可动烃量，记为$S_{1\text{-}1}$；升温至350 ℃恒温1分钟，获得因温度升高而析出的更广范围轻质和中质油组分，标记为$S_{1\text{-}2}$；考虑风城组页岩样品T_{max}范围主要在440 ~ 460 ℃，因此继续升温至450 ℃并恒温1分钟，可在避免有机质大量热解生烃的前提下，释放因干酪根吸附及溶胀作用滞留的重烃，弥补常规热解的烃类损失[63]，获取吸附在岩石表面及孔隙中的烃含量，即吸附烃量，记为$S_{2\text{-}1}$；最终升温至600 ℃，促使岩石中干酪根大分子结构断裂，充分释放热裂解产生的烃类，记为$S_{2\text{-}2}$。

3 结果与讨论

3.1 矿物组成和有机地化特征

样品矿物组成与有机地化特征如表1所示。风城组样品TOC含量介于0.20% ~ 6.13%之间，平均值为2.06%，其中Mo3样品TOC含量达6.13%，显著高于其他样品。观察发现该样品白

表1 风城组样品矿物组成和有机地化特征

Table 1 Mineral composition and organic geochemical characteristics of the Fengcheng Formation samples

样品编号	深度(m)	矿物组成(%)								有机地化特征		
		石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	菱镁矿	黄铁矿	硬石膏	TOC(%)	S_1(mg/g)	OSI(mg/gTOC)
Mo1	4555.33	62.6	3.6		10.1	22	1	0.8		0.20	0.18	90.39
Mo2	4562.33	18.4	32.2	4.4	9.7		33.6	1.2	0.3	2.47	5.72	231.15
Mo3	4564.81		8.4	13.1	0.1	53	23			6.13	1.28	20.91
Mo4	4575.91	12.9	48.4	9.3	4.5		19.4	3.3	0.1	1.78	5.50	308.99
Mt1	3857.99	55.4	3.2	20		21		0.4		2.66	4.95	185.80
Mt2	4154.59	31.2	22.4	17.6	17.8	11				1.32	0.11	8.11
Mt3	4158.44	1.2		94.5		1.3		2.6	0.4	0.59	0.35	59.84
Mt4	4429.45	2.7	6	89.9	0.4	0.3			0.7	1.37	0.68	49.12

云石含量相对较高（53%），白云石形成与演化过程中，其晶体间可形成有效运移网络，该网络体系中较大的孔隙空间有利于页岩油赋存[52, 53]。风城组样品主要矿物组分为石英、斜长石、钾长石及白云石，粘土矿物含量较低。具体而言，石英含量为 1.2% ~ 62.6%，斜长石含量为 4.4% ~ 94.5%，钾长石含量为 3.6% ~ 48.4%，白云石含量为 0.3% ~ 53%。整体来看，风城组页岩以富含石英、长石的硅质页岩、粉砂质页岩和富含碳酸盐矿物的云质页岩、灰质页岩为主，不同区段矿物含量差异显著，表现出较强的非均质性。此外，样品中还含有菱镁矿、硬石膏等矿物，指示风城组沉积时期沉积环境变化较大。

3.2　基于场发射扫描电镜的孔隙形态特征

在矿物组成与有机地化特征分析的基础上，进一步通过场发射扫描电镜及图像处理技术，对风城组页岩样品不同矿物组分和有机质空间分布状态下构成的孔隙形态特征进行直接观察。样品的场发射扫描电镜图像如图 3 所示。通过 Image J 图像处理软件对这些图像进行分析，获取了各孔隙单元的参数（包括面积、周长、圆度及面孔率），具体参数见表 2。

形状因子（ff）是表征孔隙形态接近理想圆程度的参数[54]，其计算公式如式（2）所示[55, 56]：

$$ff = \frac{4\pi S}{C^2} \tag{2}$$

式中，ff 为形状因子；S 为孔隙面积；C 为孔隙周长。

ff 值介于 0 ~ 1 之间，当 ff 越接近 0 时孔隙形态越狭长，越接近 1 则孔隙形态越趋近圆形[57]。本研究从 8 个页岩样品中共提取 3283 个孔隙，其中 Mt 井样品 ff 值范围为 0.19 ~ 0.73（平均为 0.32），Mo 井样品 ff 值范围为 0.22 ~ 0.68（平均为 0.44），表明 Mo 井样品的孔隙形态较 Mt 井更接近圆形。根据 ff 值可将所有孔隙分为三类：狭缝形孔隙（ff < 0.3）（图 4a）、类椭圆形孔隙（0.3 ≤ ff < 0.6）（图 4b）和类圆形孔隙（ff ≥ 0.6）（图 4c）。统计结果显示（图 4d），Mt 井孔隙以狭缝形孔为主，类圆形孔发育较差（占比不足 20%），而 Mo 井样品的三类孔隙发育相对均衡。不同类别孔隙的孔径分布统计见图 4e ~ 4g，可见类圆形孔孔径一般较小，随着孔径增大，孔隙形态逐渐向类椭圆形和狭缝形转变。

对 Mo3 样品进行 EDS 元素面扫描分析（图 5），根据矿物化学成分与元素的对应关系可识别矿物分布特征。白云石颗粒多呈不规则状（粒径约 2 μm），呈条带状分布。前人研究表明，玛湖凹陷风城组白云石具有湖相热液成因特征[58]，沿断裂侵入的热液携带大量 Ca^{2+}、Mg^{2+} 和 Fe^{2+} 离子，在相对封闭的成岩

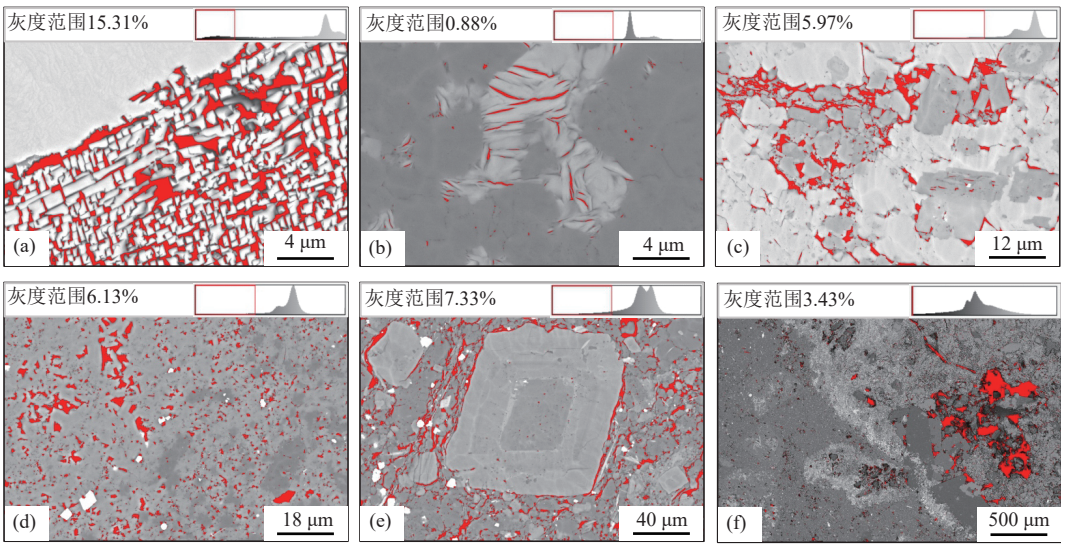


图 3　风城组页岩样品 FE-SEM 显微照片显示的孔隙形态及分布特征

Fig. 3　The pore morphology and distribution characteristics displayed in FE-SEM micrographs of Fengcheng Formation shale samples

（a）晶间孔，面孔率=12.6%，平均孔隙面积=0.45 μm²，Mo1 井，4555.33 m；（b）粒内孔，面孔率=0.8%，平均孔隙面积=0.17 μm²，Mo2 井，4562.33 m；（c）粒间孔，面孔率=5.3%，平均孔隙面积=0.93 μm²，Mo3 井，4564.81 m；（d）溶蚀孔，面孔率=4.6%，平均孔隙面积=1.09 μm²，Mo4 井，4575.91 m；（e）晶间孔，面孔率=4.3%，平均孔隙面积=1.77 μm²，Mt1 井，3857.99 m；（f）溶蚀孔，面孔率=2.4%，平均孔隙面积=3159.15 μm²，Mt4 井，4429.45 m

表 2 场发射扫描电镜图像处理结果和孔隙形态特征

Table 2 Field emission scanning electron microscopy (FE-SEM) image processing results and pore morphology characteristics

图像编号	主要孔类型	孔数量	面孔率	平均孔面积 (μm^2)	平均孔周长 (μm)	平均圆度	平均形状因子 ff	狭缝形孔隙数量 ($ff < 0.3$)	类椭圆形孔隙数量 ($0.3 \leqslant ff < 0.6$)	类圆形孔隙数量 ($ff \geqslant 0.6$)
Mo1-1	粒内孔	86	0.34%	0.38	2.66	0.65	0.68	14	25	47
Mo1-2	晶间孔	158	12.65%	0.45	4.81	0.31	0.25	88	55	15
Mo2-1	粒内孔	73	0.82%	0.17	2.83	0.32	0.27	47	16	10
Mo2-2	粒间孔	162	0.96%	3.35	9.06	0.55	0.51	24	72	66
Mo2-3	粒间孔	102	0.56%	1.89	6.88	0.54	0.50	21	43	38
Mo2-4	粒内孔	117	0.33%	0.35	2.67	0.65	0.62	7	50	60
Mo3-1	粒间孔	210	5.27%	0.93	5.82	0.42	0.35	75	82	53
Mo4-1	有机质孔	110	6.01%	20.53	34.07	0.32	0.22	59	41	10
Mo4-2	粒内孔	154	1.43%	1.07	5.33	0.52	0.47	21	82	51
Mo4-3	溶蚀孔	330	4.64%	1.09	5.14	0.52	0.52	52	159	119
Mt1-1	晶间孔	199	18.63%	1.95	5.79	0.43	0.73	59	98	42
Mt1-2	晶间孔	75	3.92%	39.50	35.59	0.31	0.39	45	26	4
Mt1-3	晶间孔	226	4.31%	1.77	9.38	0.31	0.25	131	76	19
Mt2-1	有机质孔	78	1.48%	40.67	51.22	0.28	0.19	48	24	6
Mt2-2	有机质孔	267	9.86%	18.98	33.09	0.31	0.22	152	87	28
Mt3-1	溶蚀孔	75	1.42%	12.09	20.46	0.40	0.36	29	33	13
Mt4-1	溶蚀孔	549	10.20%	7.82	18.74	0.40	0.28	211	221	117
Mt4-2	粒间孔	263	10.36%	10.07	24.80	0.27	0.21	165	83	15
Mt4-3	溶蚀孔	48	2.41%	3159.16	382.67	0.32	0.27	21	23	4

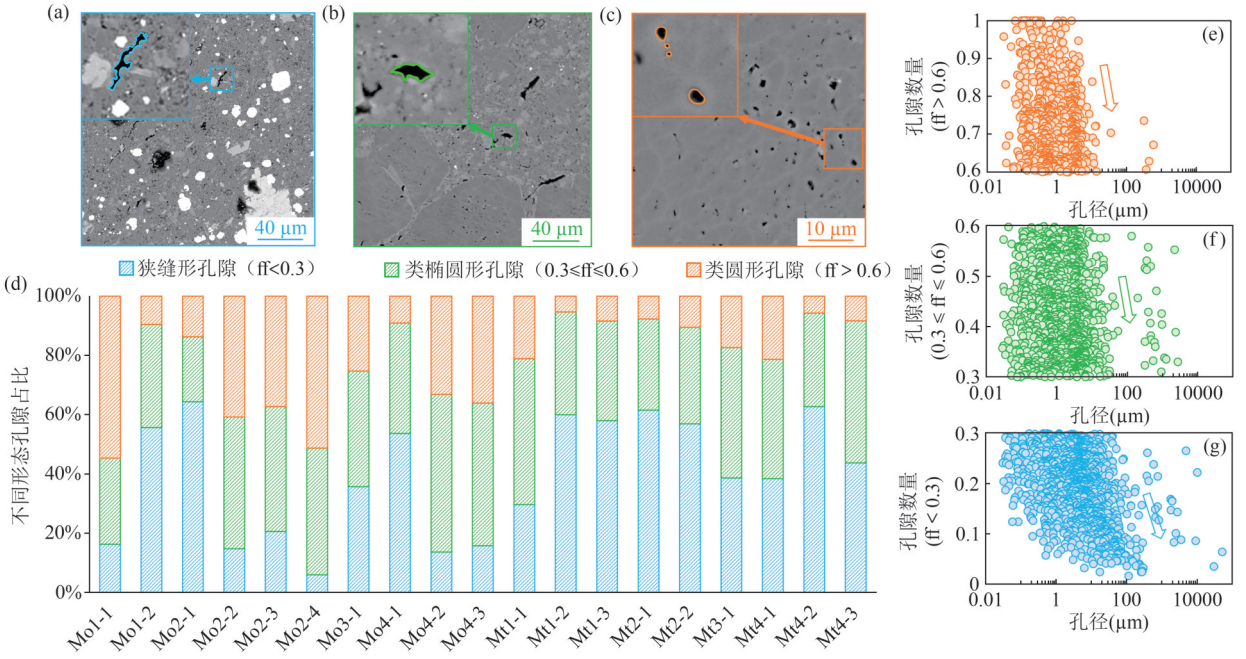


图 4 风城组页岩样品孔隙形态分类及占比

Fig. 4 Classification and proportion of pore morphology in Fengcheng Formation shale samples

(a) 狭缝形孔隙；(b) 类椭圆形孔隙；(c) 类圆形孔隙；(d) 各视域中不同类型孔隙占比；(e) 类圆形孔孔径分布；(f) 类椭圆孔孔径分布；(g) 狭缝孔孔径分布

体系中形成白云石条带[59, 60]。钠长石与钾长石分布特征相似，主要呈块状（粒径约 10 μm）分布于白云石条带两侧（图 5a）。已有研究指出，风城组钠长石与钾长石紧密共生，其形成与有机质成熟产生的有机酸和热量有关，且在有机质富集的样品中钾长石常转化为钠长石[61]。

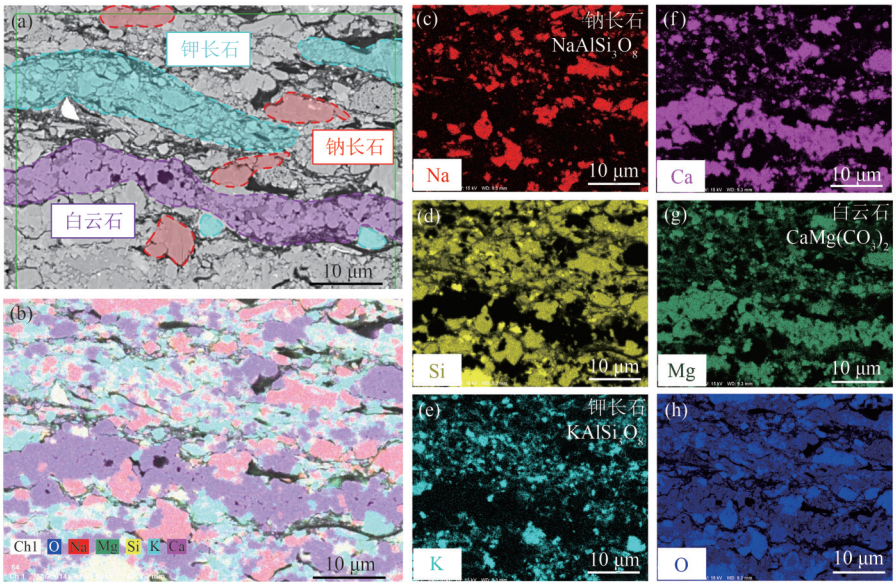


图 5　风城组页岩样品 EDS 元素面分布特征

Fig. 5　The EDS elemental mapping characteristics of the Fengcheng Formation shale sample

(a) Mo3 样品扫描电镜灰度图像；(b) 元素组合分布图；(c-h) 分别为 Na、Si、K、Ca、Mg、O 元素分布图

3.3　页岩样品孔隙结构联合表征

结合高压压汞和氮气吸附实验，开展页岩全孔径分布联合表征，进一步揭示孔隙形态与孔径大小的内在关联。图 6a 的累计注汞曲线显示，页岩样品在 0.001 ~ 0.01 MPa 低压区间汞注入量显著增加，表明风城组样品整体孔径较大。图 6d 和 6e 的孔径分布曲线呈双峰形态：第一峰值位于 8 ~ 20 nm 区间，反映中孔发育；第二峰值位于 450 ~ 580 μm 的高孔径区间，指示可能存在大量大孔与微裂缝。通过岩石薄片观察，对压汞孔径分布曲线进行验证，也发现了部分较大孔径的粒间孔隙。

根据国际纯粹与应用化学联合会（IUPAC）分类标准[62]，图 7b 中 Mo1 样品的 N_2 吸附-脱附曲线为 H2 型，表明其孔隙结构复杂，存在孔径分布不均匀的墨水瓶孔和管状孔；而其他样品的 N_2 吸附-脱附曲线均为 H3 型（图 7c），主要发育平行狭缝孔。页岩样品的孔径分布曲线均呈双峰特征（图 7a），两峰对应的孔径范围分别为 2 ~ 10 nm 和 25 ~ 50 nm，证实样品中发育一定数量的中孔。

利用 N_2 吸附和高压压汞对风城组页岩样品进行全孔径表征。孔隙结构表征结果如图 8 所示，风城组样品主要发育宏孔和中孔，分别占总孔隙体积的 80.4% 和 19.2%。进一步分析不同形态孔隙占比与中孔、宏孔体积的相关性（图 9）。狭缝形孔比例的增加对宏孔孔体积具有显著贡献（图 9d），而类椭圆形孔占比与宏孔体积占比呈负相关（图 9e）。

3.4　风城组页岩不同形态孔隙的成因机制

从矿物学与成岩作用角度，分析不同形态孔隙的形成机制，明确矿物类型、成岩作用与孔隙形态的相关关系。由于玛湖凹陷风城组页岩粘土矿物含量较低，与粘土矿物相关的孔隙发育较少[63]，因此主要考虑石英、长石、白云石和方解石四类无机矿物对页岩孔隙形态的影响（图 10）。分析表明：类椭圆形孔占比与石英含量呈正相关（图 10e），类圆形孔占比与长石含量呈正相关（图 10b），而狭缝形孔占比与白云石含量呈正相关（图 10k）。即石英含量较高的样品更易形成大量的类椭圆形孔，长石含量较高的样品主要形成类圆形孔，白云石含量较高的样品则主要发育狭缝形孔，三类形态的孔隙占比与方解石含量的相关性较差。由此可见，石英、长石和白云石含量对风城组样品孔隙形态具有一定控制作用。

具体而言，石英和白云石在页岩油储层中以发育粒间孔为主，而石英颗粒构成的刚性骨架能较好保护原始孔隙形态[64, 65]，不易被挤压形成狭缝形孔。前文所述类椭圆形孔数量的增加不利于宏孔体积增加，这与类椭圆形孔的形成机制密切相关：硅质页岩在压实过程中，宏孔首先被压缩导致孔隙度降低，但石英颗粒形成的刚性骨架在减少宏孔数量的同时，能有效保护较小的孔隙。而白云石的抗压实能力较弱，更容易在压实作用下形成狭缝形孔，大量的狭缝形孔能够有效改善

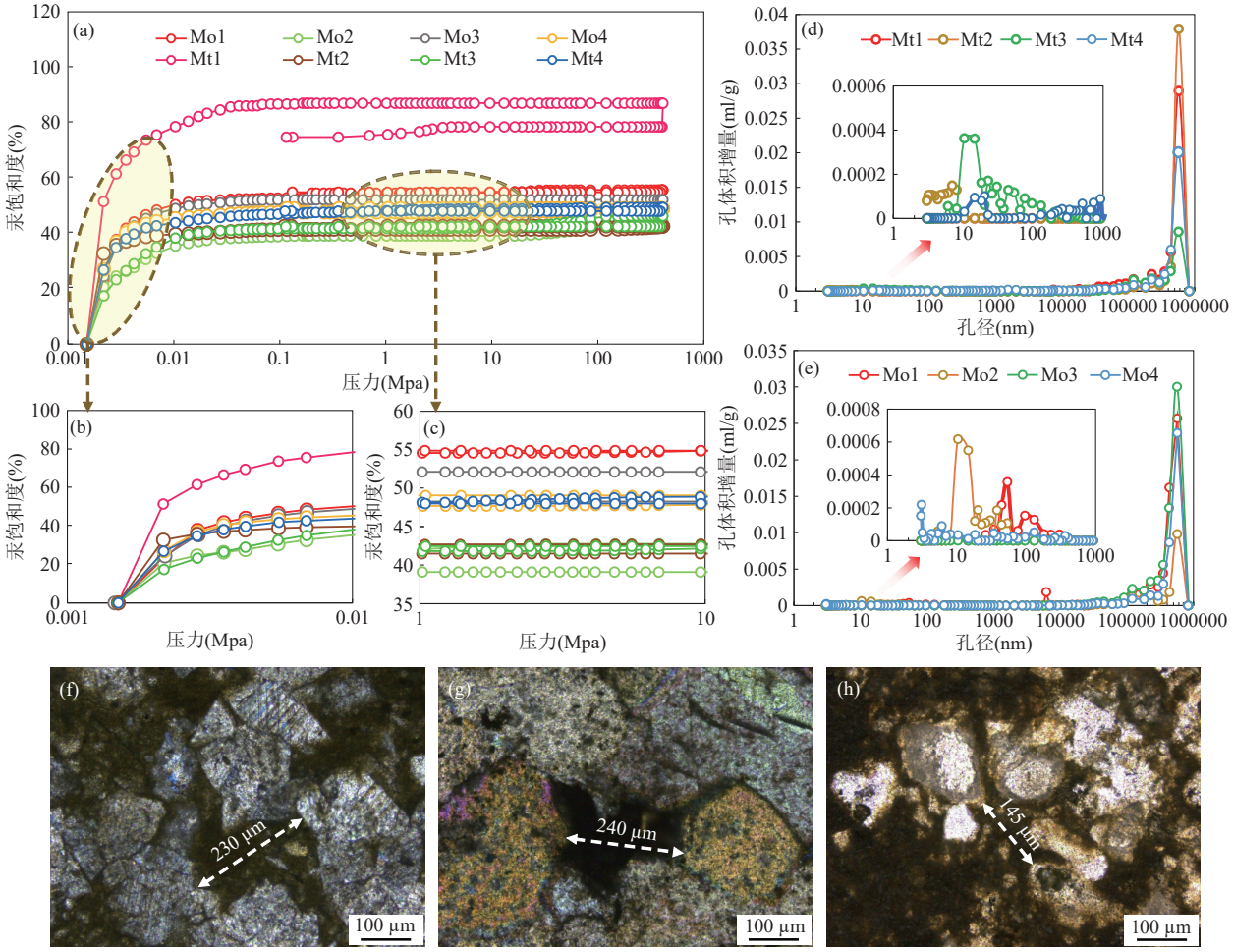


图6 基于高压压汞实验的孔径分布曲线

Fig. 6 The characteristics of pore size distribution based on HPMI experiment

(a) 累积注汞曲线；(b) 压汞曲线斜率；(c) 累计进汞量；(d) Mt井样品的孔径分布曲线；(e) Mo井样品的孔径分布曲线；(f) Mo4样品，4575.91 m，粒间孔，孔径约230 μm；(g) Mt3样品，4158.44 m，溶蚀孔，孔径约240 μm；(h) Mt4，粒间孔，4429.45 m，孔径约145 μm

页岩油储层的孔隙连通性[66]，孔隙间良好的连通性使得上述流体侵入法检测到的宏孔体积增加。长石化学性质不稳定，主要发育粒内溶蚀孔，形态相对均匀且接近圆形，这些溶蚀孔隙多呈集合状分布于矿物颗粒表面[67]。这类溶蚀孔孔径通常小于粒间孔，但数量更为丰富。因此长石含量高的样品能够形成大量孔径较小的类圆形孔。

3.5 不同形态孔隙的含油性特征

页岩油储层含油性评价指标众多，其中含油饱和度指数（OSI）是评价页岩油储层潜在可动烃的重要指标，主要通过岩石热解实验获得。通常当OSI > 100 mg/gTOC时，页岩油储层具备生油潜力，且随着OSI值增大，页岩油产能潜力提升[68]。常规岩石热解实验获得的参数S_1（热解可动烃）同样可以表征页岩含油性[69]，S_1值越高表明页岩含油性越好。对比常规热解与多温阶热解获得的含油量发现，常规热解过程存在一定的烃类损失（图11）。因此将多温阶热解实验获得的$S_{1\text{-}1}$（轻质油组分）、$S_{1\text{-}2}$（轻-中质油组分）与$S_{2\text{-}1}$（重烃及沥青质）之和视为页岩储层总残留油量，也作为本研究含油性评价指标之一。

基于OSI、S_1、$S_{1\text{-}1}+S_{1\text{-}2}+S_{2\text{-}1}$三项含油性指标，对风城组页岩油储层孔隙形态与含油性的关系进行探讨。相关性分析结果如图12所示，三项含油性指标与不同孔隙形态占比呈现一致的相关性：随着类椭圆形孔和狭缝形孔占比的增加，页岩含油性变好，而类圆形孔占比增加则含油性变差。前文指出，类椭圆形孔和狭缝形孔主要发育于高石英和高白云石含量样品，孔隙类型以粒间孔为主，类圆形孔主要为长石的粒内溶蚀孔。从成岩机制与矿物界面特性看，白云石抗压实能力相对较弱，压实后原生粒间孔变为连通性好的狭缝形孔，对页岩油具有较好的疏导和保存作用；石英刚性骨架对粒间孔具

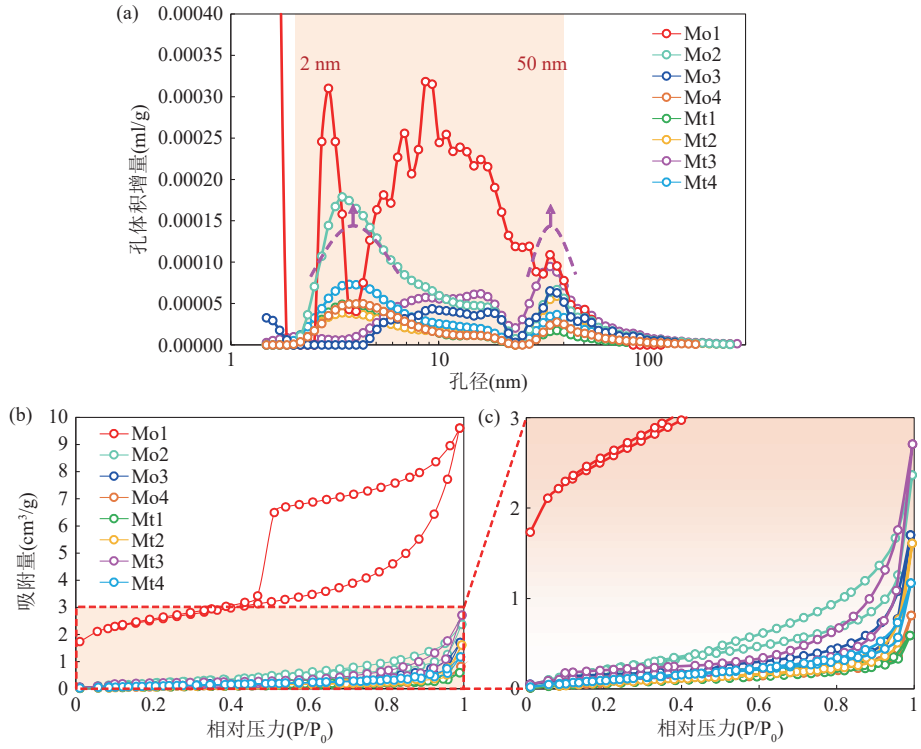


图 7　基于 N_2 吸附的页岩样品孔隙结构

Fig. 7　The pore structure characteristics based on N_2 adsorption

(a) 风城组样品孔径分布曲线；(b-c) N_2 吸附脱附曲线

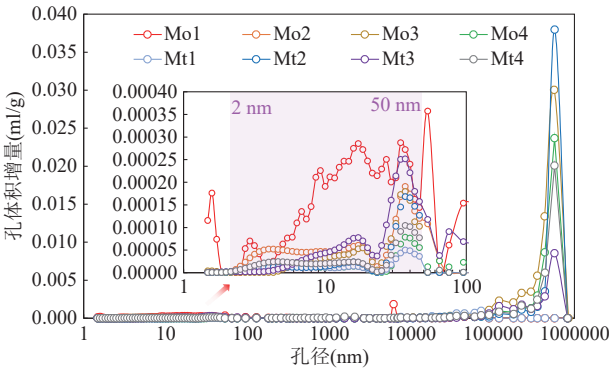


图 8　基于 N_2 吸附和高压压汞的孔隙结构联合表征

Fig. 8　The combined pore structure characterization based on N_2 adsorption and HPMI

有一定保护作用进而形成类椭圆形，维持储油空间稳定性；长石易被有机酸溶蚀成孤立小孔径类圆形孔，页岩油相对难以进入此类孔隙，导致含油性较差。因此玛湖凹陷风城组页岩油储集空间主要是石英和白云石的粒间孔。石英含量增加可在一定程度上降低孔隙非均质性和复杂程度[68]，虽然会在一定程度上减小宏孔体积，但总体上有利于页岩油富集。长石粒内溶蚀孔在风城组中并非良好储集空间，其原因可能在于溶蚀孔通常孔径较小，孤立孔隙间难以形成有效连通，不利于页岩油的运移聚集，此外长石具亲水性[34]，也可能导致长石含量高的样品含油性较差。

通过偏光显微镜和荧光薄片对矿物-孔隙分布及孔隙含油性进行了分析。图 13a-b 显示，白云石颗粒呈条带状分布，颗粒间发育大量狭缝形孔隙。图 13c 可见白云石与其他矿物形成的狭缝形粒间孔发出较强的荧光信号，证实这类孔隙具有良好的含油性。长石颗粒粒径较大（图 13d-e），内部发育大量孔径较小的溶蚀孔，但图 13f 显示长石颗粒内部未见明显荧光信号，甚至其荧光强度弱于颗粒周边区域，表明长石溶蚀孔含油性较差。方解石的粒间孔与粒内溶蚀孔特征如图 13g-h 所示，其粒间孔同样表现出较强的荧光信号，而粒内溶蚀孔荧光信号较弱，再次证实风城组页岩油储层中，粒间孔是相对更优质的页岩油储集空间。

本研究通过多温阶热解与常规热解实验对比（图 11），发现常规热解过程中存在一定烃类损失，因此采用多温阶热解获得的 $S_{1-1}+S_{1-2}+S_{2-1}$ 总和表征总残留油量，结合 OSI、S_1 等指标对含油性进行综合评价，在一定程度上弥补了非密闭取样可能导致的轻烃散失影响。同时，研究选取的样品存放条件相

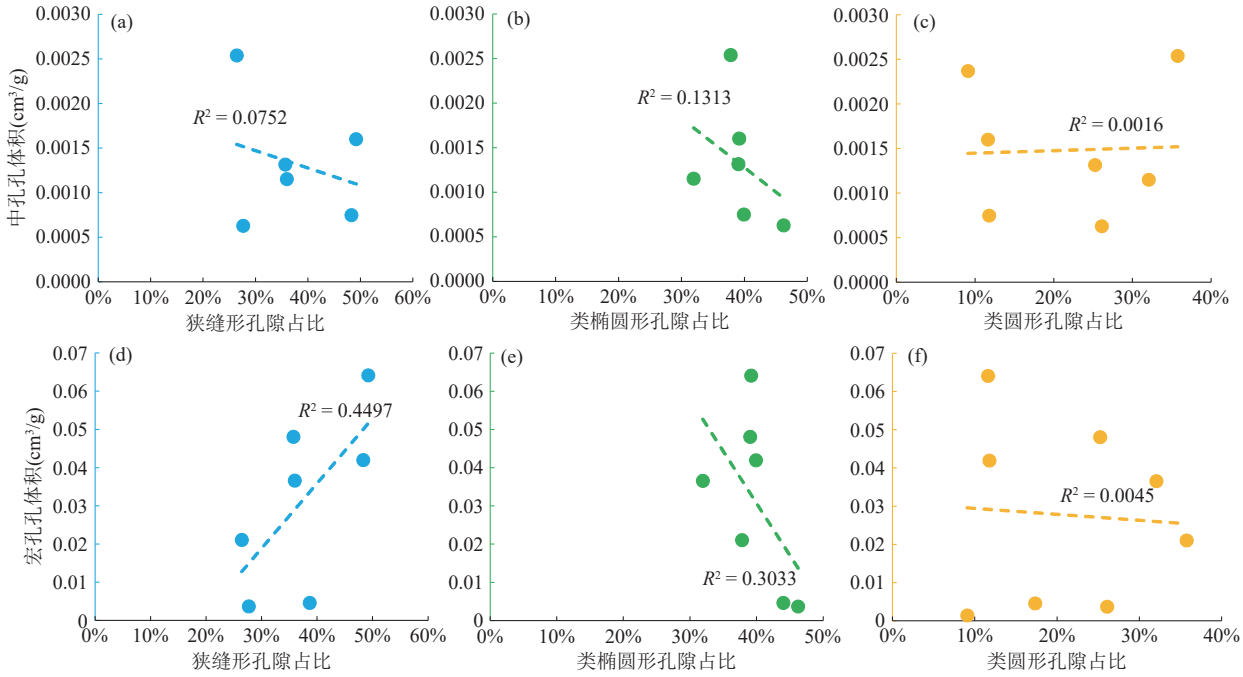


图9 不同形态孔隙对中孔（a-c）和宏孔（d-f）孔隙体积的贡献

Fig. 9 Contribution of different pore morphologies to mesopore （a-c） and macropore （d-f） volumes

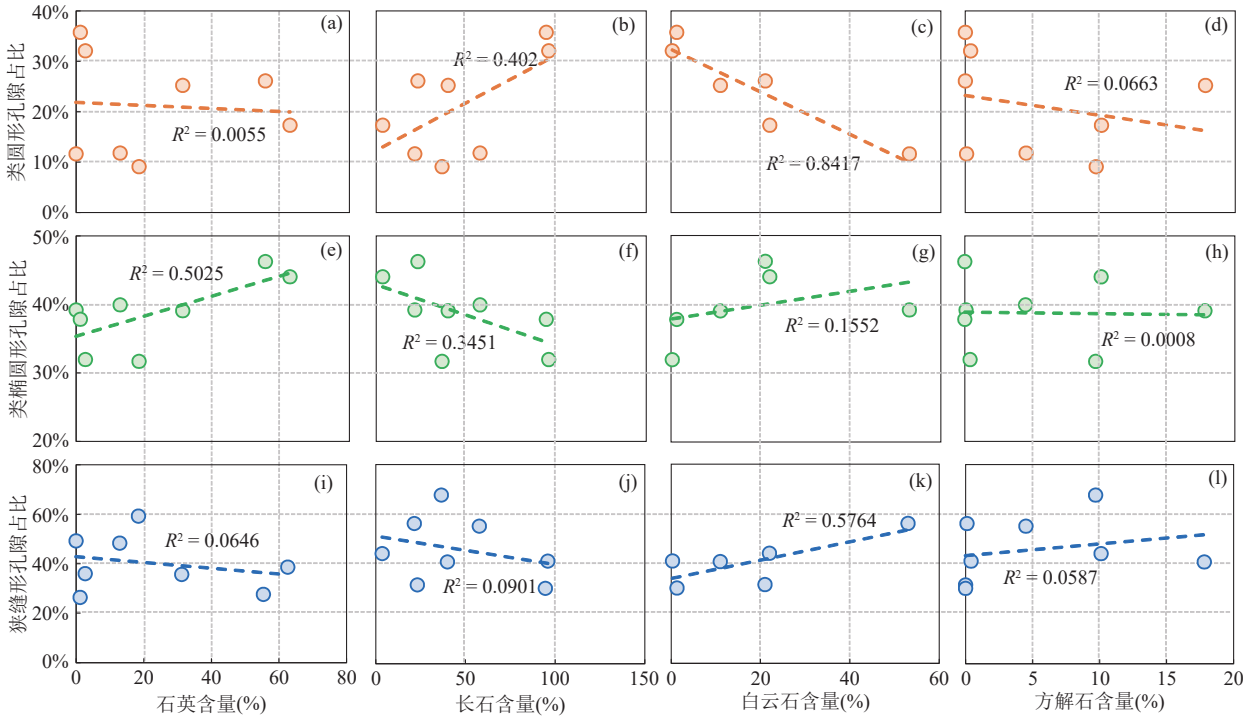


图10 不同形态孔隙占比与矿物含量的相关关系

Fig. 10 Correlation between proportions of different pore morphologies and mineral contents

（a-d）类圆形孔隙占比与矿物含量的关系；（e-h）类椭圆形孔隙占比与矿物含量的关系；（i-l）狭缝形孔隙占比与矿物含量的关系

同，各岩石样品之间的轻烃损失程度差异较小。此外，荧光薄片观察作为直接含油性表征手段，其结果与热解实验数据相互印证（图13），进一步验证了含油性评价的合理性。但需说明的是，尽管本研究通过实验设计优化与多方法交叉验证提升了结论可靠性，但密闭保压取样与轻烃损失定量恢复仍为更精准评估含油性的关键手段。未来可结合密闭取样技术，开展轻烃组分定量分析，进一步量化不同形态孔隙对页岩油赋存的控制作用，为甜点预测提供更精确的参数支撑。

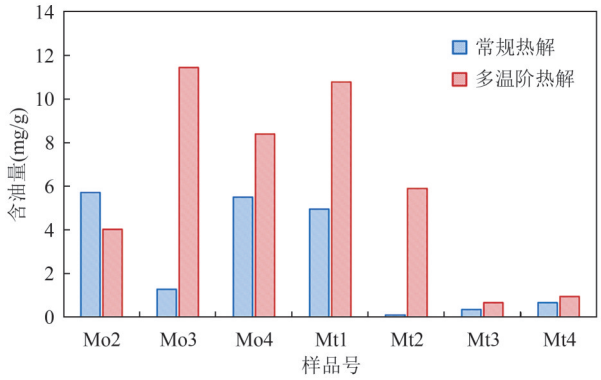


图 11　常规热解与多温阶热解参数对比

Fig. 11　The parameter comparison between the conventional pyrolysis and the multi-temperature pyrolysis

3.6　基于页岩孔隙形态的页岩油微观分布模式

基于不同形态孔隙的形成机制及其对页岩油储层含油性的影响，本研究提出了三种不同形态孔隙的页岩油微观分布模式（图 14）。高白云石含量的页岩样品在成岩过程中更容易发生压缩变形，难以保存原始的孔隙形态，通过压实作用形成狭缝形孔隙。高石英含量的页岩样品能够形成抗压实作用较强的刚性骨架，使得石英颗粒间的粒间孔隙得以较好地保存，形成类椭圆形孔隙。而长石含量较高的页岩样品在成岩过程中容易发生较强的溶蚀作用，在矿物颗粒内部形成大量密集分布的类圆形溶蚀孔隙。由于石英和白云石矿物颗粒间的抗压实抗

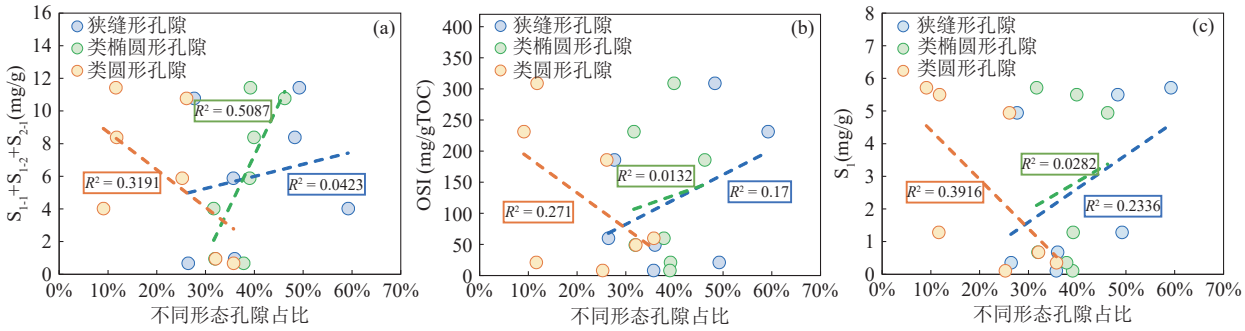


图 12　$S_{1-1}+S_{1-2}+S_{2-1}$（a）、OSI（b）、S_1（c）与不同形态孔隙占比的关系

Fig. 12　The relationship between $S_{1-1}+S_{1-2}+S_{2-1}$ (a), OSI (b), S_1 (c) and different pore morphologies

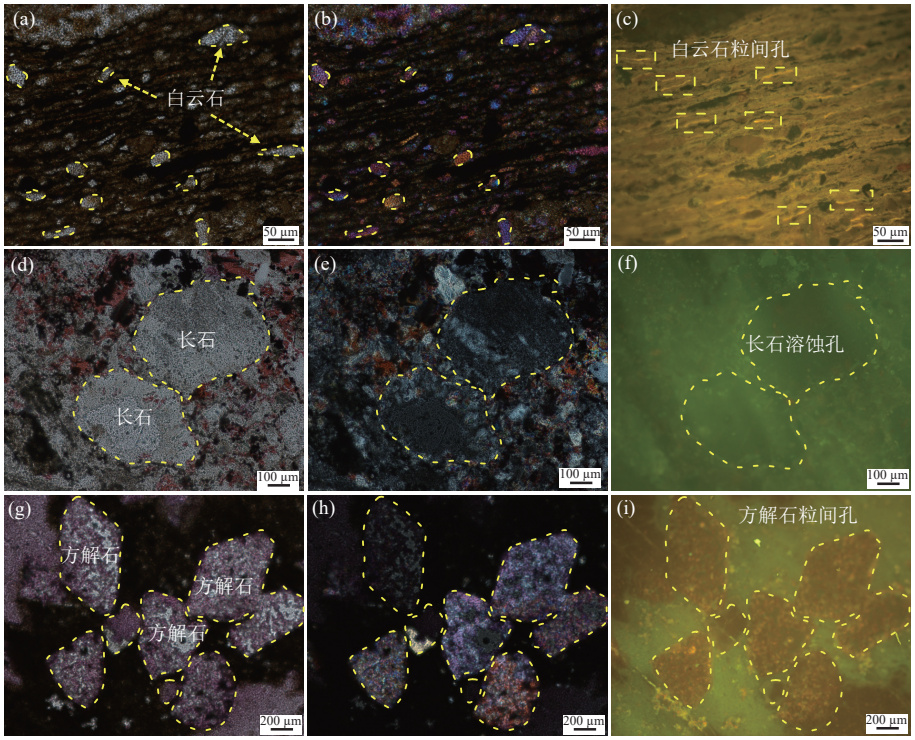


图 13　风城组 Mo3（a-c）、Mt3（d-f）、Mt4（g-i）页岩样品偏光显微镜与荧光薄片观察结果

Fig. 13　Polarized light microscopy and fluorescent thin-section observations of the Fengcheng Formation shale samples: Mo3 (a-c), Mt3 (d-f), and Mt4 (g-i)

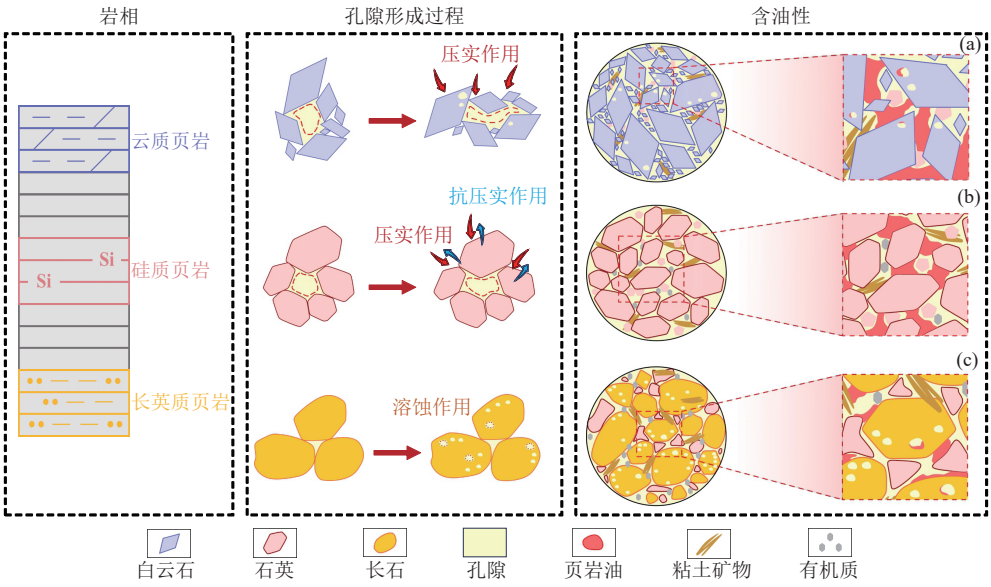


图 14 基于孔隙形态的页岩油微观分布模式

Fig. 14 The shale oil microscopic distribution models based on pore morphology

(a) 富含白云石部位狭缝形孔隙形成过程及含油性;(b) 富含石英部位类椭圆形孔隙形成过程及含油性;(c) 富含长石部位类圆形孔隙形成过程及含油性

溶蚀能力以及对储层物性和连通性的改善作用，石英和白云石含量较高的页岩中分别形成了含油性较好的类椭圆形和狭缝形粒间孔隙。然而，长石溶蚀孔隙通常具有较小的孔径且普遍表现为亲水性，导致这些溶蚀孔隙的含油性较差。

4 结 论

本研究主要阐明了玛湖凹陷风城组页岩油储层的微观孔隙形态特征，探讨了不同类型孔隙的成因及其对页岩含油性的影响，并主要得出了以下结论。

（1）玛湖凹陷风城组页岩油储层主要发育中孔和宏孔，孔隙连通性良好且结构复杂。根据接近理想圆的程度，孔隙可分为狭缝形孔、类椭圆形孔和类圆形孔三类。

（2）狭缝形孔隙主要为白云石颗粒经压实作用形成的粒间孔，这类孔隙数量的增加对宏孔孔体积增大具有一定贡献，并能改善页岩储层的孔隙连通性，使得其孔隙内部具有较好的含油性。

（3）类椭圆形孔隙主要是受石英刚性骨架保护的粒间孔，其数量增加虽然会在一定程度上减小宏孔体积，但整体仍具有良好的含油性。

（4）类圆形孔隙主要为长石矿物颗粒的粒内溶蚀孔，孔径普遍相对较小，对中孔和宏孔体积贡献较弱，加之长石颗粒天然的疏水性，使得含油性相对较差。

（5）本研究明确了“矿物组成-孔隙形态-含油性”的耦合关系，为页岩油甜点预测提供了新的评价思路。勘探实践中可进一步丰富页岩储层孔隙结构的评价体系，结合页岩矿物组分特征和孔隙形态类型，优先锁定优势孔隙形态发育区为甜点目标，提升页岩油勘探开发精准度。

参 考 文 献：

[1] 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.

[2] BADICS B, VETO I. Source rocks and petroleum systems in the hungarian part of the pannonian basin: the potential for shale gas and shale oil plays[J]. Marine and Petroleum Geology, 2012, 31(1): 53 - 69.

[3] JIN Z, LIANG X, BAI Z. Exploration breakthrough and its significance of gulong lacustrine shale oil in the songliao basin, northeastern china[J]. Energy Geoscience, 2022, 3(2): 120 - 125.

[4] KUANG L, HOU L, WU S, et al. Organic matter occurrence and pore-forming mechanisms in lacustrine shales in china[J]. Petroleum Science, 2022, 19(4): 1460 - 1472.

[5] LIU B, WANG H, FU X, et al. Lithofacies and depositional setting of a highly prospective lacustrine shale oil succession from the upper cretaceous qingshankou formation in the gulong sag, northern songliao basin, northeast china[J]. AAPG Bulletin, 2019, 103(2): 405 - 432.

[6] WANG M, GUO Z, JIAO C, et al. Exploration progress and geo-

chemical features of lacustrine shale oils in china[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 178: 975 – 986.

[7] 赵喆, 白斌, 刘畅, 等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2):327 – 340.

[8] Perez C C. Invisible women [M]. Chatto & Windus, 2019: 432.

[9] GAO Z, Bai L, Hu Q, et al. Shale oil migration across multiple scales: a review of characterization methods and different patterns[J]. Earth-Science Reviews, 2024, 254: 104819.

[10] 高玉巧, 花彩霞, 蔡潇, 等. 苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段页岩油储层裂缝形成机制及对烃类赋存的影响[J]. 地学前缘, 2024, 31(5): 35 – 45.

[11] 刘忠宝, 沈臻欢, 李鹏, 等. 陆相页岩油岩相与储层孔隙特征及影响因素[J]. 中国石油勘探, 2025, 30(5): 68 – 86.

[12] 姚睿, 李渔刚, 唐春燕, 等. 辽河坳陷古近系混积型页岩油储层孔隙结构与优质储层成因[J]. 现代地质, 2025, 39(6): 1633 – 1647.

[13] GAO Z, FAN Y, HU Q, et al. The effects of pore structure on wettability and methane adsorption capability of longmaxi formation shale from the southern sichuan basin in china[J]. AAPG Bulletin, 2020, 104(6): 1375 – 1399.

[14] 吕鹏瑞, 袁士豪, 耿济世, 等. 陆相油页岩微波热解后的孔隙结构响应机制[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(8): 131 – 139.

[15] GAO Z, DUAN L, JIANG Z, et al. Using laser scanning confocal microscopy combined with saturated oil experiment to investigate the pseudo in-situ occurrence mechanism of light and heavy components of shale oil in sub-micron scale[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2023, 220: 111234.

[16] 何鑫, 陈世加, 胡琮, 等. 陆相页岩层系岩性组合模式及其对原油差异性富集的控制作用:以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段为例[J]. 现代地质, 2024, 38(5): 1325 – 1337.

[17] 蒋代琴, 李平平, 邹华耀. 川东北元坝地区侏罗系陆相页岩天然裂缝发育特征及其对页岩油气富集和保存的影响[J]. 现代地质, 2024, 38(2): 362 – 372.

[18] XU Y, LUN Z, PAN Z, et al. Occurrence space and state of shale oil: a review[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 211: 110183.

[19] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071 – 1098.

[20] JAVADPOUR F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009,48(8):16 – 21.

[21] JAVADPOUR F, MORAVVEJ F M, AMREIN M. Shale oil development and utilization and its role in energy industry[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2012, 51(4): 236 – 243.

[22] KWIECINSKA B, PUSZ S, VALENTINE B J. Application of electron microscopy tem and sem for analysis of coals, organic-rich shales and carbonaceous matter[J]. International Journal of Coal Geology, 2019, 211: 103203.

[23] KELLY S, EL-SOBKY H, TORRES-VERDIN C, et al. Assessing the utility of fib-sem images for shale digital rock physics [J]. Advances in Water Resources, 2016, 95: 302 – 316.

[24] GAO Z, DUAN L, HU Q, et al. Effect of shale sample particle size on pore structure obtained from high pressure mercury intrusion porosimetry[J]. Geofluids, 2021, 2021: 1 – 15.

[25] KING H E, EBERLE A P R, WALTERS C C, et al. Pore architecture and connectivity in gas shale [J]. Energy & Fuels, 2015, 29(3): 1375 – 1390.

[26] KUILA U, PRASAD M. Specific surface area and pore-size distribution in clays and shales [J]. Geophysical Prospecting, 2013, 61(2): 341 – 362.

[27] ROSS D J K, MARC B R. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26 (6): 916 – 927.

[28] MA Y, PAN Z, ZHONG N, et al. Experimental study of anisotropic gas permeability and its relationship with fracture structure of longmaxi shales, sichuan basin, china[J]. Fuel, 2016, 180: 106 – 115.

[29] CLARKSON C R, SOLANO N, BUSTIN R M, et al. Pore structure characterization of north american shale gas reservoirs using usans/sans, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. Fuel, 2013, 103: 606 – 616.

[30] WEI W, GAO Z, HU Q, et al. The multitype pore structure evolution characteristics of ziliujing formation shale from the northeastern sichuan basin in china: experimental study using small angle neutron scattering technology[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(20): 12533 – 12543.

[31] Harpreet Singh, Peng Cheng. Productivity drivers in North American tight and shale plays: A comprehensive analysis of completion trends, stimulation parameters, and geological characteristics[J]. Unconventional Resources, 2024, 4, 100087.

[32] XI K, ZHANG Y, CAO Y, et al. Control of micro-wettability of pore-throat on shale oil occurrence: a case study of laminated shale of permian lucaogou formation in jimusar sag, junggar basin, nw china[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 334 – 345.

[33] 蔡潇, 夏威, 马晓东, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组页岩油储集空间特征及其影响因素[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(5): 1482 – 1493.

[34] WANG G, JIN Z, ZHANG Q, et al. Effects of clay minerals and organic matter on pore evolution of the early mature lacustrine shale in the ordos basin, china[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2023, 246: 105516.

[35] 缪欢, 姜振学, 龚训, 等. 川中地区筇竹寺组深层—超深层页岩孔隙结构与分形特征[J]. 现代地质, 2025, 39(5): 1305 – 1315.

[36] HIGGINS J A, BLATTLER C L, LUNDSTROM E A, et al.

Mineralogy, early marine diagenesis, and the chemistry of shallow-water carbonate sediments[J]. Geochimica Et Cosmochimica Acta, 2018, 220: 512 - 534.

[37] RASHID F, GLOVER P W J, LORINCZI P, et al. Porosity and permeability of tight carbonate reservoir rocks in the north of iraq[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 133: 147 - 161.

[38] 冯家乐, 杨升宇, 胡钦红, 等. 沧东凹陷孔二段页岩生排烃效率及对含油性的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024,48(2):45 - 56.

[39] 安成, 柳广弟, 孙明亮, 等. 基于氮气吸附实验与分形FHH模型分析页岩孔隙结构特征[J]. 石油实验地质, 2023, 45(3):576 - 586.

[40] HUANG Y, ZHANG P, ZHANG J, et al. Fractal characteristics of pores in the longtan shales of guizhou, southwest china[J]. Geofluids, 2020, 2020: 1 - 16.

[41] XI Z, TANG S, WANG J, et al. Pore structure and fractal characteristics of niutitang shale from china[J]. Minerals, 2018, 8(4): 163.

[42] YANG F, NING Z, LIU H. Fractal characteristics of shales from a shale gas reservoir in the sichuan basin, china[J]. Fuel, 2014, 115: 378 - 384.

[43] ZHI D, TANG Y, HE W, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in lower permian fengcheng formation, mahu sag, junggar basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 43 - 59.

[44] HU T, JIANG F, PANG X, et al. Identification and evaluation of shale oil micro-migration and its petroleum geological significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(1): 127 - 140.

[45] TANG Y, CAO J, HE W, et al. Discovery of shale oil in alkaline lacustrine basins: the late paleozoic fengcheng formation, mahu sag, junggar basin, china[J]. Petroleum Science, 2021, 18(5): 1281 - 1293.

[46] ZHANG Z, YUAN X, WANG M, et al. Alkaline-lacustrine deposition and paleoenvironmental evolution in permian fengcheng formation at the mahu sag, junggar basin, nw china[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 1036 - 1049.

[47] 余宽宏, 操应长, 邱隆伟, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷早二叠世风城组沉积时期古湖盆卤水演化及碳酸盐矿物形成机理[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(7): 1248 - 1263.

[48] Guo P, Wen H, Gibert L, et al. Deposition and diagenesis of the early permian volcanic-related alkaline playa-lake dolomitic shales, nw junggar basin, nw china[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 123: 104780.

[49] 曹剑, 雷德文, 李玉文, 等. 古老碱湖优质烃源岩: 准噶尔盆地下二叠统风城组[J]. 石油学报, 2015, 36(7): 781 - 790.

[50] YU K, ZHANG Z, CAO Y, et al. Origin of biogenic-induced cherts from permian alkaline saline lake deposits in the nw junggar basin, nw china: implications for hydrocarbon exploration[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2021, 211: 104712.

[51] 龚德瑜, 赵长永, 何文军, 等. 准噶尔盆地西北缘天然气成因来源及勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 161 - 174.

[52] 马存飞, 孙文静, 曾令鹏, 等. 沧东凹陷孔二段页岩中基于岩心裂缝观测的构造裂缝规模解析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023,47(4):1 - 11.

[53] 刘惠民. 济阳坳陷古近系页岩油地质特殊性及勘探实践——以沙河街组四段上亚段—沙河街组三段下亚段为例[J]. 石油学报, 2022, 43(5): 581 - 594.

[54] YANG B, KANG Y, LU X, et al. Experimental investigation of the pore shape factor in fluid imbibition model----taking the longmaxi shale in sichuan basin as examples[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 193: 107327.

[55] PRZYTULSKA M, KULIKOWSKI J L, WASYŁECZKO Monika, et al. The evaluation of 3d morphological structure of porous membranes based on a computer-aided analysis of their 2d images[J]. Desalination and Water Treatment, 2018, 128: 11 - 19.

[56] INAN S, Gozde, RAMYAR K, KARASU B, et al. Image analysis of sulfate attack on hardened cement paste[J]. Materials & Design, 2008, 29(1): 224 - 231.

[57] 王哲麟, 师永民, 潘懋, 等. 微观剩余油赋存状态的矿物学机制探讨—以鄂尔多斯盆地中部中-低渗砂岩储层为例[J]. 北京大学学报(自然科学版), 2021, 57(1): 111 - 120.

[58] BAI B, LIANG J, DAI C, et al. Diagenesis of the permian fengcheng formation in the mahu sag, junggar basin, china[J]. Applied Sciences, 2023, 13(24): 13186.

[59] 冯有良, 张义杰, 王瑞菊, 等. 准噶尔盆地西北缘风城组白云岩成因及油气富集因素[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 685 - 692.

[60] 王剑, 周路, 刘金, 等. 湖相热液白云岩成因机理——以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组为例[J]. 沉积学报, 2024, 42(1): 130 - 141.

[61] 郭佩, 柏淑英, 李长志, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩自生长英质矿物的成因机理及其储层改造意义[J]. 地质学报, 2023, 97(7): 2311 - 2331.

[62] ROUQUEROL J, AVNIR D, FAIRBRIDGE C W, et al. Recommendations for the characterization of porous solids (technical report)[J]. Pure and Applied Chemistry, 1994, 66(8): 1739 - 1758.

[63] 常佳琦. 玛湖凹陷风城组页岩油富集机理及可动性评价[D]. 中国石油大学(北京), 2023.

[64] GUO X, HUANG R, ZHANG D, et al. Hydrocarbon accumulation and orderly distribution of whole petroleum system in marine carbonate rocks of sichuan basin, sw china[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 852 - 869.

[65] 卢龙飞, 刘伟新, 俞凌杰, 等. 生物蛋白石早期成岩相变特征及对硅质页岩孔隙发育与孔径分布的影响[J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 363 - 370.

[66] 马海洋, 夏遵义, 温庆志, 等. 渤海湾盆地沾化凹陷页岩微观孔隙特征实验研究[J]. 石油实验地质, 2019, 41(1):

149 – 156.

[67] 彭军，张新怡，许天宇，等. 四川盆地元坝地区千佛崖组二段细粒沉积岩岩相特征及储集性分析[J]. 石油实验地质，2024，46(2)：247 – 262.

[68] TIAN H，WU H，YAN W，et al. Evaluation method of oil saturation index osi for shale oil reservoir based on well logging data[J]. Frontiers in Earth Science，2024，12：1358268.

[69] 彭君，周勇水，李红磊，等. 渤海湾盆地东濮凹陷盐间细粒沉积岩岩相与含油性特征[J]. 断块油气田，2021，28(2)：212 – 218.