

基于岩相分析的页岩孔隙结构特征与主控因素

——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段为例

鄢继华^{1,2},冯国政^{1,2},蒲秀刚³,陈世悦^{1,2},韩文中³,时战楠³,张伟³,腊唯豪^{1,2},李德锋^{1,2},曲怡琳^{1,2}

[1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院,山东青岛266580;2. 深层油气全国重点实验室 中国石油大学(华东),山东青岛266580;3. 中国石油大港油田分公司,天津300280]

摘要:渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段(孔二段)发育厚层富有机质页岩层系,具有广阔的资源勘探前景。目前针对页岩岩相与孔隙结构耦合关系的系统认知尚不清晰,制约着页岩油富集机理的深入解析。为明确不同页岩岩相的储层微观孔隙结构特征,以沧东凹陷孔二段页岩为研究对象,利用X射线衍射、总有机碳含量(TOC)分析、氩离子抛光-场发射扫描电镜(FE-SEM)、气体吸附法(N₂和CO₂)、矿物识别与表征系统(AMICS)和聚焦离子束-扫描电镜(FIB-SEM)三维重构等多种技术手段,多尺度表征微观孔隙结构特征。结果表明:①研究区发育5种页岩岩相类型,分别为纹层状长英质页岩相、纹层状混合质页岩相、块状混合质页岩相、纹层状碳酸盐页岩相和块状碳酸盐页岩相。②不同岩相发育无机孔、有机质孔和微裂缝等多种储集空间类型,孔隙结构存在明显差异,所有岩相主要孔径都集中在2~200 nm范围内,纳米孔是储存空间的主要贡献者。其中,纹层状长英质页岩相和纹层状混合质页岩相因宏孔和微裂缝的存在具有较大的孔隙体积,富有机质纹层状页岩相连通性优于其他页岩岩相。③同沉积有机质、填隙状有机质及有机质-黏土矿物复合体的形态及矿物接触关系不同,对孔隙体积及连通性的贡献存在差异,高频纹层状页岩中同沉积有机质可改善孔隙结构。④有机质和矿物组分的沉积与演化,控制了储层孔隙系统的改造。长英质矿物骨架的抗压能力有利于孔隙的保存;纹层状碳酸盐页岩相和块状碳酸盐页岩相广泛发育溶蚀孔,但其矿物间的胶结作用使孔隙度及孔隙连通性受到一定限制;适度的高TOC和热演化产生的侵蚀性流体在由纹层界面和微裂缝构成的通道中迁移,是造成不同岩相储集性能差异的重要因素。

关键词:孔隙结构;岩相;页岩;孔店组二段;古近系;沧东凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Pore structure characteristics and major controlling factors of shales based on lithofacies analysis: A case study of the 2nd member of the Paleogene Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

YAN Jihua^{1,2}, FENG Guozheng^{1,2}, PU Xiugang³, CHEN Shiyue^{1,2}, HAN Wenzhong³, SHI Zhannan³, ZHANG Wei³, LA Weihao^{1,2}, LI Defeng^{1,2}, QU Yilin^{1,2}

[1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 3. Dagang Oil Company, PetroChina, Tianjin 300280, China]

Abstract: The 2nd member of the Paleogene Kongdian Formation (Kong 2 Member) in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin contains thick-bedded organic-rich shale sequences, suggesting promising prospects for resource exploration. However, there remains a lack of a systematic understanding of the coupling relationships between the lithofacies and pore structure of shales, restricting the thorough analysis of shale oil enrichment mechanisms. This study aims to determine the microscopic pore structure characteristics of reservoirs of different lithofacies in the Kong 2 Member shales within the Cangdong Sag. Specifically, the microscopic pore structures are characterized at multiple scales using a range of techniques, including X-ray diffraction (XRD), total organic carbon content (TOC) analysis, argon ion milling-field

收稿日期:2025-08-12;修回日期:2025-11-12。

第一作者简介:鄢继华(1977—),男,副教授,细粒沉积学。E-mail: upcyanjihua@sina.com。

通信作者简介:冯国政(2001—),男,博士研究生,储层地质学。E-mail: fgzupc@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41572087)。

emission scanning electron microscopy (FE-SEM), N_2 and CO_2 adsorption, the automated mineral identification and characterization system (AMICS), and three-dimensional (3D) reconstruction using focused ion beam-scanning electron microscopy (FIB-SEM). The results reveal that five shale lithofacies occur in the study area: lamellar felsic shale, lamellar mixed shale, massive mixed shale, lamellar carbonate shale, and massive carbonate shale. These shale lithofacies contain various types of reservoir spaces, including inorganic pores, organic pores, and microfractures, with significant variations in pore structure. Nevertheless, in all shale lithofacies, the pore sizes predominantly range from 2 nm to 200 nm, with nanopores acting as the primary contributors to the reservoir space. Among these lithofacies, the lamellar felsic shale and lamellar mixed shale exhibit large pore volumes due to the presence of macro-pores and microfractures. In contrast, the organic-rich lamellar shale exhibits higher connectivity compared to other lithofacies. Regarding the occurrence states of organic matter, syngenetic organic matter, interstitial organic matter, and organic matter-clay mineral complexes exhibit diverse morphologies and contact relationships with surrounding minerals, contributing differently to pore volume and connectivity. Notably, the syngenetic organic matter in high-frequency lamellar shale can improve the pore structure. The deposition and evolution of organic matter and mineral components control the modification of reservoir pore systems. The compressive resistance of the felsic mineral matrix is favorable for pore preservation. In contrast, although lamellar and massive carbonate shales contain extensively developed dissolution pores, the cementation between minerals limits their porosity and connectivity. Furthermore, erosional fluids generated under moderately high TOC content and thermal evolution migrate along lamina interfaces and microfractures, playing a significant role in creating differential reservoir performance across the various shale lithofacies.

Key words: pore structure, lithofacies, shale, the 2nd member of the Paleogene Kongdian Formation (Kong 2 Member), Paleogene, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

引用格式:鄢继华,冯国政,蒲秀刚,等. 基于岩相分析的页岩孔隙结构特征与主控因素——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段为例[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(3): 856–874. DOI: 10. 11743/ogg20260310.

YAN Jihua, FENG Guozheng, PU Xiugang, et al. Pore structure characteristics and major controlling factors of shales based on lithofacies analysis: A case study of the 2nd member of the Paleogene Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(3): 856–874. DOI: 10. 11743/ogg20260310.

自美国页岩油气革命取得显著成功以来,全球能源格局正经历深刻变革^[1–3]。近年来,中国鄂尔多斯、松辽、渤海湾和准噶尔等盆地陆相页岩油的勘探开发均取得了实质性突破^[4–8],充分证实了中国页岩油资源丰富,勘探潜力巨大。页岩储层的孔隙结构对其储集性能、渗流能力及油气富集程度存在决定性影响^[9–11]。由于页岩储层孔喉尺度主要为微–纳米级,且结构复杂、非均质性强,深入解析其微观孔隙发育特征及主控因素面临巨大挑战^[12–14]。当前,石油地质领域对页岩孔隙结构的表征方法主要分为2类。①定性表征:侧重于孔隙形态、分布和连通性的描述,主要技术手段包括氩离子抛光–场发射扫描电镜(FE-SEM)和透射电子显微镜(TEM)等,可直观获取孔隙形貌信息^[15–19];三维重构技术的发展[如微米CT、纳米CT和聚焦离子束–扫描电镜(FIB-SEM)]进一步提升了观察孔隙空间展布、发育位置和连通网络的能力^[20–22]。②定量表征:聚焦于孔径分布、孔隙度、孔隙比表面积和渗透率等参数的精确测量,常用方法包括气体吸附(CO_2 和 N_2)、高

压压汞(MIP)、核磁共振(NMR)和小角–超小角中子散射(SANS和USANS)等^[15, 23–26]。鉴于单一方法表征的孔径范围存在局限,多技术联合表征已成为精确刻画页岩全孔径孔隙结构的主流趋势^[27–31]。

近年来,渤海湾盆地沧东凹陷页岩油勘探取得重要进展^[32–34]。针对古近系孔店组二段(孔二段)页岩的系统研究表明,不同页岩岩相表现出显著的储集空间及孔隙结构差异。孔隙结构差异性本质上是沉积–成岩连续演化与有机–无机相互作用协同控制的产物,体现为孔隙类型、分布格局和结构特征的多样性。岩相作为特定沉积环境下岩石岩性特征的综合反映,其直接记录了沉积过程,被普遍认为是控制孔隙结构特征的主导因素^[35–37],因此,系统探究岩相与孔隙结构的内在关联具有重要科学意义。然而,当前对“岩相–孔隙结构–控制因素–发育模式”的耦合机制仍缺乏系统性认知,制约了对沧东凹陷孔二段页岩油富集机理的深入理解。

本文利用岩石薄片鉴定、X射线衍射(XRD)、FE–

SEM、矿物识别与表征系统(AMICS)、等温气体吸附(N_2 和 CO_2)、FIB-SEM和岩石热解实验等测试技术和方法,以页岩岩相为研究单元,多尺度综合表征沧东凹陷孔二段页岩孔隙结构特征,获取孔径分布、孔隙体积和孔隙比表面积等定量信息以及连通性和空间展布等定性特征;探讨页岩储层孔隙结构的控制因素;建立不同类型页岩岩相储层微观结构的发育模式,旨在为沧东凹陷孔二段页岩油下一步勘探开发提供参考与借鉴。

1 研究区概况

沧东凹陷位于渤海湾盆地黄骅坳陷的南部^[38](图1a),是黄骅坳陷内的第二大富油气凹陷,其向西与沧县隆起以沧东断层为界,向东与徐黑凸起以徐西断层为界,向北紧邻孔店凸起,向南紧接东光凸起,具有由西南向东北展开的狭长形态,勘探面积4 700 km²。

沧东凹陷内划分为孔店构造带和舍女寺断鼻带2个正向构造带以及孔西斜坡、孔东斜坡和南皮斜坡3个斜坡构造带共5个次级构造单元(图1b)。沧东凹陷在古近纪经历了显著的裂陷作用,受边界断层控制,导致盆地南、北构造特征出现分异^[39-40]。在沧东断裂和徐黑断裂的强烈挤压作用下,盆地北部和中部的孔店构造带逐渐抬升,形成了“两凹夹一隆”的构造格局,而南部则表现为持续沉降的斜坡区域(图1b)。

孔二段作为沧东凹陷的主力烃源岩层系,地层厚度为400~600 m,岩性以灰色、灰黑色泥岩和页岩为主,间夹薄层粉砂岩、细砂岩和白云岩等^[33]。依据岩性组合与沉积旋回等特征,孔二段自下而上进一步细分为4个亚段,分别为孔二4亚段($E_k^{2(4)}$)、孔二3亚段($E_k^{2(3)}$)、孔二2亚段($E_k^{2(2)}$)和孔二1亚段($E_k^{2(1)}$)^[34,38]。 $E_k^{2(4)}$ 厚80~150 m,底部岩性以灰白色三角洲相细砂岩为主,向上粒度逐渐变细,过渡为灰色、灰绿色滨浅

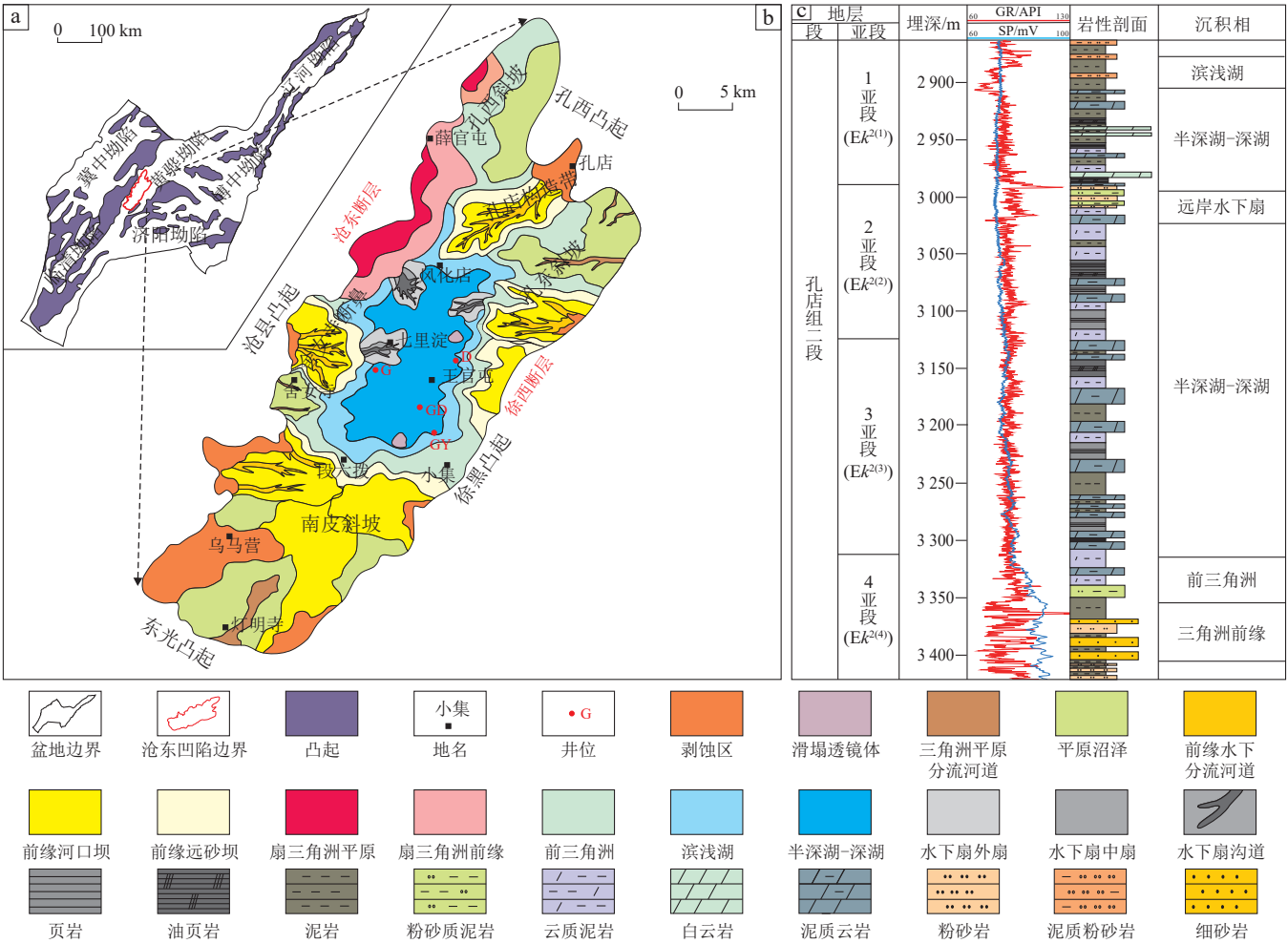


图1 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段沉积体系及综合柱状图(据文献[34, 40]修改)

Fig. 1 Sedimentary system map and composite stratigraphic column of the Kong 2 Member in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin (modified after references [34, 40])

a. 盆地坳陷分布; b. 沧东凹陷构造位置及沉积相分布; c. 地层综合柱状图

湖相粉砂质泥岩和泥质粉砂岩; $E_k^{2(3)}$ 厚约180 m,岩性以灰黑色泥岩和页岩为主; $E_k^{2(2)}$ 厚约150 m,岩性与 $E_k^{2(3)}$ 相似,主要以泥岩和页岩为主,顶部发育浊积成因粉-细砂岩; $E_k^{2(1)}$ 厚约100 m,底部岩性仍以灰黑色半深湖-深湖相泥岩和页岩为主,伴随着中-晚期湖盆水体逐渐变浅,岩性转变为灰色滨浅湖相泥岩和粉砂质泥岩^[11,38](图1c)。

2 样品与实验方法

2.1 样品

样品来自沧东凹陷G,D,GD和GY井共4口页岩油取心井(图1b),共采集页岩样品24块,深度范围2 949.75~4 142.24 m,基本覆盖整个孔二段。为了全面研究页岩的孔隙结构特征,选取14个样品进行了XRD分析和总有机碳含量(TOC)分析;选取20块进行了普通薄片观察和FE-SEM分析;选取14个样品进行了等温 N_2 吸附和等温 CO_2 吸附测试;分别选择5个样品进行了AMICS矿物定量分析和FIB-SEM测试。

2.2 实验方法

XRD矿物组成分析采用布鲁克(Bruker)X射线衍射仪,依据中国石油天然气行业标准《沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物X射线衍射分析方法》(SY/T 5163—2018)进行测试。TOC测定使用Elab-TOC分析仪,实验流程参考中国国家标准《沉积岩中总有机碳测定》(GB/T 19145—2022)。XRD和TOC分析在中国石油大学(华东)深层油气全国重点实验室完成。氮气吸附实验在Micromeritics ASAP 2460比表面积及孔径分析仪上进行,用于定量表征孔径分布、孔隙体积和比表面积^[20,41-42]。实验以高纯氮气为吸附质并在-196.15℃恒温下进行,通过逐步增大压力至氮气饱和和蒸气压获得吸附曲线、逐步降低压力获得脱附曲线,设定的相对压力(p/p_0)区间为0.002~0.998,利用吸附数据计算1.7~200.0 nm孔径范围内的孔隙体积、孔隙比表面积及孔径分布。SEM观察前,选取合适尺寸(约0.5 cm×0.5 cm)的页岩块样,预磨成薄片后放入氩离子抛光/切割设备,利用高压电场电离氩气产生离子态,加速氩离子轰击样品表面进行逐层剥蚀抛光,获得光滑平整表面供背散射电子(BSE)模式观察。AMICS矿物分析结合FE-SEM高分辨率背散射图像、同视域能谱分析(EDS)和矿物分析软件,将获得的元素数据导入软件实现原位表征矿物类型、含量和分

布,最大分辨率达20 nm。FIB-SEM测试使用ZEISS Crossbeam 340型聚焦离子束-场发射扫描电镜,将抛光好的样品放入样品室抽真空后,在BSE模式下观察并选择约10 μm ×10 μm 的感兴趣区域,旋转样品台52°喷涂铂金(Pt)保护层,随后用30 kV镓离子束切割页岩,通过软件控制FIB和SEM进行连续切割和成像以三维展示页岩内部结构,整个过程约需20 h^[20]。

3 结果

3.1 岩相类型及其特征

3.1.1 矿物组成与TOC

全岩XRD分析结果显示,沧东凹陷孔二段页岩矿物组分主要包括长英质矿物、碳酸盐矿物和黏土矿物,方沸石普遍发育,并含少量黄铁矿。其中,石英含量为9.0%~19.9%,平均值为12.9%;长石(钾长石和斜长石)含量为13.1%~49.0%,平均值为26.1%;碳酸盐矿物中白云石含量较高、介于14.9%~48.0%、平均值为28.6%,方解石含量为0~12.6%、平均值为6.3%;黏土矿物含量为3.0%~18.2%,平均值为9.5%(表1)。与中国其他陆相盆地页岩相比,沧东凹陷孔二段页岩整体上脆性矿物含量高而黏土矿物含量较低,具有良好的脆性和可压性。沧东凹陷孔二段页岩总有机碳测试结果显示TOC分布在2.1%~10.9%,平均值为5.7%(表1),高TOC的特点展示了研究区页岩具有良好的烃源岩品质。

3.1.2 岩相类型划分与特征

岩相是特定沉积环境中形成的岩石类型及其组合,包含颜色、结构、沉积构造和矿物成分等地质信息,对研究页岩发育机制和恢复古环境具有重要意义^[43-44]。当前页岩岩相划分尚无统一标准,基于矿物组成和沉积构造的岩相分类方法是一种重要且有效的方法^[45-46],可以有效应用于页岩油的勘探开发过程。因此,本文依据矿物组成和沉积构造对沧东凹陷孔二段页岩进行岩相类型划分。以长英质矿物、碳酸盐矿物和黏土矿物作为三端元,将岩石类型划分为长英质页岩(长英质矿物含量>50%)、碳酸盐页岩(碳酸盐矿物含量>50%)、黏土质页岩(黏土矿物含量>50%)和混合质页岩(三端元矿物含量均<50%)4类。结果显示(图2),长英质页岩、碳酸盐页岩和混合质页岩在研究区均有发育,黏土质页岩相对不发育。结合沉积构造

表1 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩样品TOC和矿物组成

Table 1 TOC and mineral compositions of shale samples from the Kong 2 Member in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

样品编号	深度/m	TOC/%	矿物组分含量/%								
			石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	方沸石	黏土矿物	其他
D-1	3 368.12	2.46	9.0	8.0	19.0	8.0	36.0	4.0	11.0	5.0	0
D-2	3 364.66	5.17	9.0	7.0	16.0	4.0	48.0	1.0	11.0	4.0	0
D-3	3 358.06	6.26	12.0	13.0	18.0	11.0	28.0	5.0	7.0	6.0	0
D-4	3 355.30	5.71	14.0	10.0	22.0	7.0	29.0	1.0	10.0	7.0	0
D-5	3 354.00	6.27	12.0	7.0	22.0	10.0	36.0	1.0	9.0	3.0	0
D-6	3 353.13	9.84	12.0	12.0	36.0	3.0	22.0	3.0	6.0	6.0	0
D-7	3 343.99	8.27	13.0	14.0	35.0	4.0	15.0	3.0	9.0	7.0	0
D-8	3 341.21	2.12	16.0	10.0	10.0	6.0	25.0	5.0	21.0	7.0	0
G-1	3 129.82	5.63	15.6	11.0	5.4	12.6	14.9	0	17.7	17.0	5.8
G-2	3 122.31	2.47	19.9	14.3	6.4	0	26.4	0	14.6	15.0	3.4
G-3	2 977.05	10.85	9.4	16.0	3.3	3.6	40.6	4.0	12.8	8.7	1.6
G-4	2 974.74	3.14	15.3	12.3	5.8	5.3	26.2	0	13.6	18.2	3.3
G-5	2 971.78	5.19	11.6	8.6	4.5	9.0	37.3	0	10.5	15.3	3.2
G-6	2 949.75	6.41	11.3	12.9	5.3	4.0	15.5	0	34.1	13.2	3.7

注:TOC为总有机碳含量。

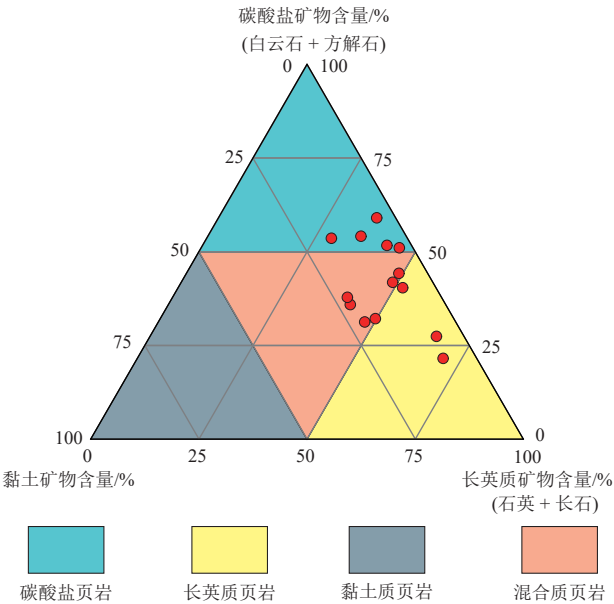


图2 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩岩性划分三角图

Fig. 2 Ternary diagram showing the lithological division for shales of the Kong 2 Member in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

特征,将沧东凹陷孔二段页岩进一步划分为5种岩相类型:纹层状长英质页岩相、纹层状混合质页岩相、块状混合质页岩相、纹层状碳酸盐页岩相与块状碳酸盐页岩相。

1) 纹层状长英质页岩相

纹层状长英质页岩相为孔二段页岩主要发育的岩相类型之一,在岩心上呈灰黑色、浅灰色,可观察到显著纹层状构造,纹层界限清晰,偶见粒序层理(图3)。

在岩石薄片,以泥级-粉砂级亮色长英质纹层与暗色黏土纹层和有机质纹层叠置为主,可见石英颗粒分散分布(图3a,a₁,a₂)。长英质矿物平均含量为62.7%,碳酸盐矿物和黏土矿物平均含量分别为29.8%和7.5%。

2) 纹层状混合质页岩相

纹层状混合质页岩相在岩心上呈灰色或深灰色,纹层状构造发育且密度较大,单层纹层厚度介于0.5~2.5 mm(图3)。在偏光显微镜下及AMICS图像中可观察到频繁互层叠置的“白云石纹层-长英质纹层-黏土纹层”三元结构(图3b,b₁,b₂),指示其经历了季节性沉积环境的周期性变化,各纹层厚度存在细微差异,其颜色亦因所含矿物含量的不同而呈现微弱变化。长英质矿物平均含量为46.0%,碳酸盐矿物平均含量为37.2%,黏土矿物平均含量为16.8%。

3) 块状混合质页岩相

块状混合质页岩相在岩心上呈灰绿色、灰色,具均一块状构造,局部可见液化变形现象及网状裂隙发育,裂隙以高角度破碎为主,多充填沥青或方解石(图3)。岩石薄片呈褐色,主要由长英质矿物、碳酸盐矿物、黏土矿物以及生物碎屑和有机质组成,各组分呈无定向性均匀混合,局部富集;其中长石和石英颗粒涵盖细-粉砂级至泥级,而粒径极小的黏土矿物则均匀混杂于粒径较大的脆性矿物间(图3c,c₁,c₂)。长英质矿物平均含量为46.1%,碳酸盐矿物平均含量为37.3%,黏土矿物平均含量为16.6%。

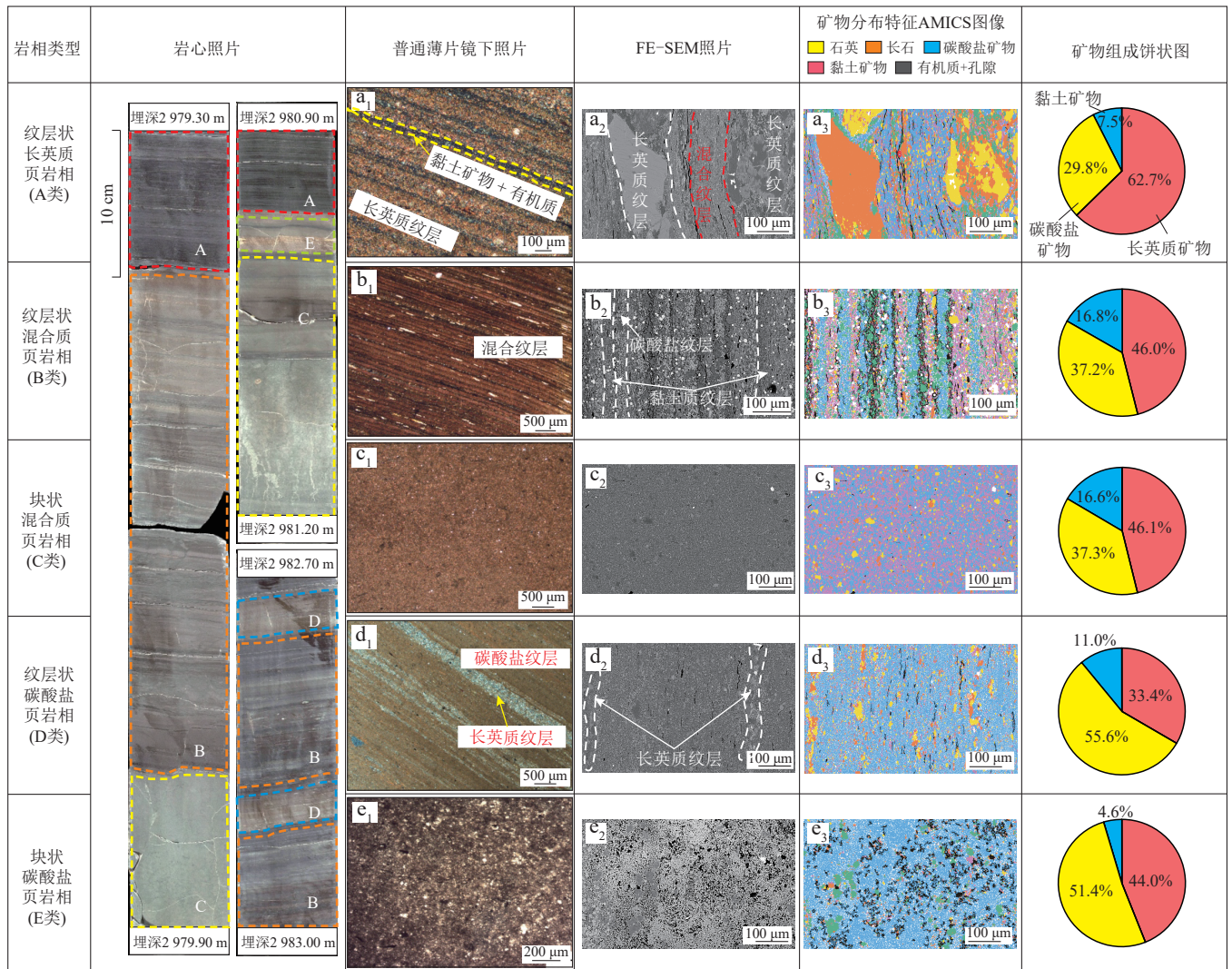


图3 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩岩相分类及特征(G井)

Fig. 3 Lithofacies types and their characteristics for shales of the Kong 2 Member in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin (well G)

a₁. 黏土矿物和有机质纹层与长英质纹层叠置,埋深2 981.24 m;a₂,a₃. 埋深2 982.77 m;b₁. 混合纹层,埋深2 979.95 m;b₂,b₃. 埋深2 979.57 m;c₁. 块状构造,组分均匀混合,埋深3 069.62 m;c₂,c₃. 埋深2 979.83 m;d₁. 碳酸盐纹层夹长英质纹层,埋深2 980.86 m;d₂,d₃. 埋深2 979.46 m;e₁. 块状构造,碳酸盐矿物占主导,埋深3 033.16 m;e₂,e₃. 埋深2 982.72 m

4) 纹层状碳酸盐页岩相

纹层状碳酸盐页岩相在岩心上呈褐灰色、褐色,纹层构造发育(图3)。在显微镜下及AMICS图像中可以观察到较厚的褐色碳酸盐纹层夹较薄的长英质纹层和黏土纹层,纹层连续平直、界限清晰,碳酸盐纹层成分以泥晶-微晶白云石和方解石为主,有机质通常顺层分布(图3d,d₁,d₂)。长英质矿物平均含量为33.4%,碳酸盐矿物平均含量为55.6%,黏土矿物平均含量为11.0%。

5) 块状碳酸盐页岩相

块状碳酸盐页岩相在岩心上呈深褐色、褐灰色,发育块状构造(图3)。岩石薄片,泥晶-微晶铁白云石和白云石颗粒占主导地位,少部分以微晶-粉晶结构产出,少量黏土矿物和长英质矿物均匀或无规律混杂

其间(图3e,e₁,e₂)。长英质矿物平均含量为44.0%,碳酸盐矿物平均含量为51.4%,黏土矿物平均含量为4.6%。

3.2 微观孔隙类型

页岩储集空间类型的精细划分是储层微观结构表征的基础。学者们基于孔隙大小、形态、赋存位置及成因等依据,提出了多种分类方案。本文综合前人方案,结合沧东凹陷孔二段页岩储层具体特征,通过FE-SEM成像分析,将储集空间划分为无机孔、有机质孔和微裂缝3大类^[26,38]。依据赋存位置和成因可进一步将无机孔划分为粒间孔、晶间孔和溶蚀孔。沧东凹陷孔二段页岩主要以微米-纳米尺度孔隙为主,其中,无机

孔(尤以粒间孔和晶间孔为主)最为发育,有机质孔次之,微裂缝局部发育。

3.2.1 晶间孔

研究区页岩储层晶间孔广泛发育于矿物集合体内部晶粒间,按赋存矿物类型可分为碳酸盐矿物晶间孔、黏土矿物晶间孔和黄铁矿晶间孔(图4a—c)。碳酸盐矿物晶间孔以白云石晶间孔为主,与白云石化作用相关,形态呈椭圆形、多边形或不规则状,孔径为 $0.2 \sim 2.0 \mu\text{m}$,常被黏土矿物或有机质部分充填(图4a)。黏土矿物晶间孔主要由黏土矿物晶片支撑形成的“纸房结构”或脱水收缩作用形成^[47],受黏土矿物强塑性影响,易受后期挤压改造,多呈狭缝状、网状或不规则状(图4b),孔径范围数十纳米至数微米,连通性好且分布广泛,在5类岩相中均有发育。黄铁矿晶间孔形成于晶体生长过程中的非紧密堆积,多呈长边形、针状或不

规则状(图4c),孔径以数十纳米为主,在研究区极少发育且基本不连通,对储层孔隙结构的贡献可忽略不计。

3.2.2 粒间孔

研究区粒间孔主要赋存于矿物颗粒之间,依据矿物组合可分为脆性矿物粒间孔及脆性矿物-黏土矿物粒间孔。其形态显著受控于矿物成分:脆性矿物颗粒间因不整合接触常形成三角形、多边形或不规则状孔隙,平均孔径范围为亚微米至微米级;而脆性矿物与黏土矿物间则多发育狭缝型或拉长状孔隙,孔径相对较小(图4d)。

3.2.3 溶蚀孔

溶蚀孔主要由有机质热演化生成的有机酸及富含 CO_2 的酸性流体与不稳定矿物(如长石和碳酸盐矿物)发生化学反应形成^[48]。此类孔隙多呈近圆形、椭圆形

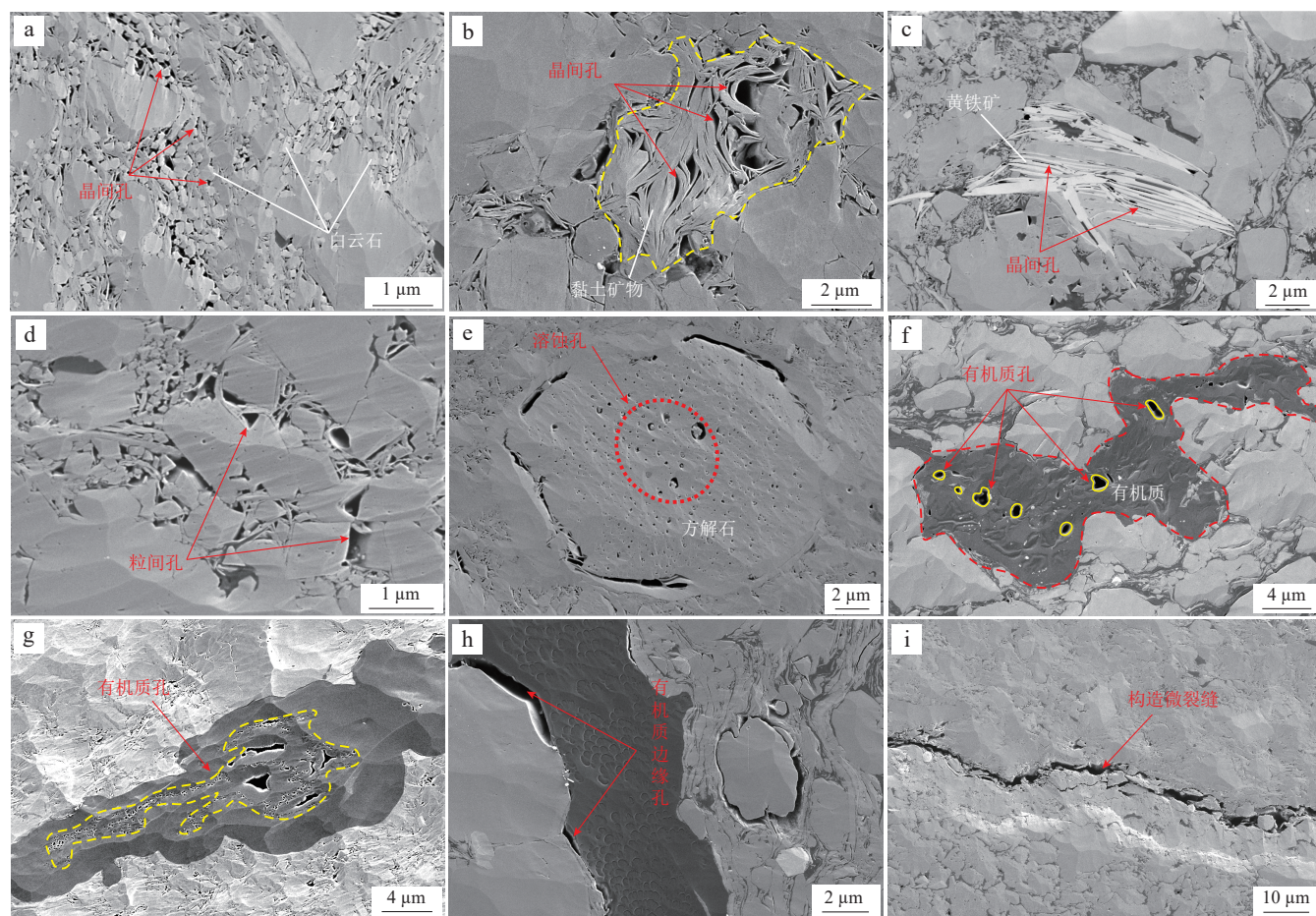


图4 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩微观孔隙特征FE-SEM照片

Fig. 4 FE-SEM micrographs showing the microscopic pore characteristics of shales in the Kong 2 Member in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin
a. 晶间孔,埋深3 116.01 m,G井;b. 晶间孔,埋深2 978.82 m,G井;c. 晶间孔,埋深3 124.61 m,G井;d. 粒间孔,埋深2 974.79 m,G井;e. 溶蚀孔,埋深2 974.74 m,G井;f. 有机质孔,埋深3 129.95 m,G井;g. 有机质孔,埋深4 142.24 m,GY井;h. 有机质边缘孔,埋深2 977.05 m,G井;i. 构造微裂缝,埋深2 978.87 m,G井

或凹坑状,密集、孤立分布于矿物颗粒表面,孔径范围为数纳米至数百纳米,充填程度低(图4e)。纹层状和块状碳酸盐页岩相较为发育。此类孔隙通常连通性差,对页岩油渗流贡献有限,但在强溶蚀作用下,局部连通性可能改善。

3.2.4 有机质孔

孔二段页岩有机质孔按发育位置及成因可分为有机质内部孔和有机质边缘孔2类。有机质内部孔发育在有机质内部,包括原始干酪根沉积前所继承的结构性原生孔隙和运移有机质在热演化过程中新形成的次生孔隙。前者在孔二段页岩中较少发育,常以孤立或少量集合体的形式分散发育在原始沉积的有机质中,排列具有一定规律性且形态大小相近,部分孔径可达微米级(图4f);后者则杂乱分布且大小不一,形态多为气泡状、蜂窝状和椭圆状,孔径大小在几十纳米至几微米间(图4g)。有机质边缘孔发育于有机质-矿物界面,由热收缩或应力破裂形成^[22, 49-50]。孔隙内壁光滑,形态狭长(图4h),孔径为纳米至微米级,是有效的烃类储集空间和运移通道。沧东凹陷孔二段页岩有机质热演化程度不高(镜质体反射率 R_o 平均值为0.73%),整体处于低熟-成熟阶段,有机质孔多出现在具有高有机质丰度和纹层状构造的岩相中。

3.2.5 微裂缝

孔二段页岩中发育的微裂缝类型多样,主要包括构造微裂缝、成岩收缩缝、粒内微裂缝和晶间微裂缝等,规模大小不一,延伸长度从纳米尺度到微米尺度不

等(图4i)。微裂缝是连接微观孔隙与宏观裂缝的桥梁,易在微观尺度下与其他类型的孔隙相连通形成立体孔-缝系统,有利于油气的储集、渗流和后期开发中的压裂改造。

3.3 孔隙结构特征

3.3.1 等温吸附曲线特征

利用 N_2 吸附-脱附曲线形态表征沧东凹陷孔二段页岩储层纳米孔隙的整体形貌特征,可以看出页岩样品的孔隙形态整体表现为国际理论与应用化学联合会(IUPAC)分类方案中的H2型(墨水瓶状孔)和H3型(平行板状孔)^[51](图5a)。H3型滞后回环显示,随相对压力(p/p_0)升高,吸附量从初始缓慢增长转为 $p/p_0 > 0.85$ 时的急剧上升,脱附曲线在高压段以高速率陡降,短期内脱附量显著,随后随相对压力平缓下降,最终与吸附曲线闭合(图5a),表明 N_2 完全脱附且无残余。此类等温线特征指示开放型平行板状孔隙结构,主要发育于纹层状长英质页岩相及纹层状混合质页岩相,这2类岩相滞后回环面积最小,反映孔隙连通性最优,与样品中发育的成岩收缩缝、热演化收缩缝和黏土矿物晶间孔(具较大孔径与良好连通性)吻合;块状混合质页岩相和块状碳酸盐页岩相主要为H2型滞后回环(图5a),主要发育墨水瓶状孔;纹层状碳酸盐页岩相滞后回环呈现出H2和H3型混合形态(图5a),表明兼有平行板状的狭缝型孔隙和墨水瓶孔。结合前文扫描电镜照片推测细颈广体结构的墨水瓶状孔较多对应于孔径较小的有机质孔、溶蚀孔和粒间孔等,连通性较差,而少量开放的平行板状孔或与碳酸盐矿物和黏土

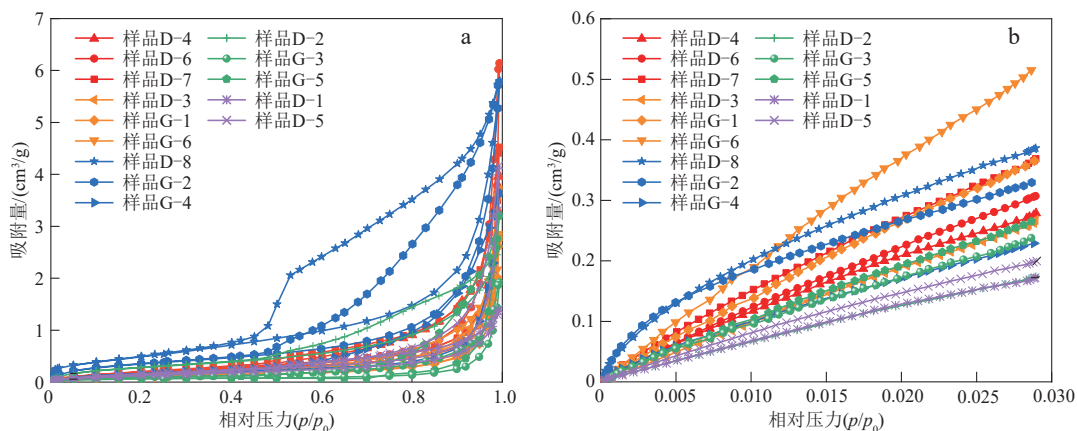


图5 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩岩相 N_2 (a)和 CO_2 (b)等温吸附曲线图版

Fig. 5 Adsorption isotherms of N_2 (a) and CO_2 (b) for various lithofacies of shales in the Kong 2 Member in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin (红色线条代表纹层状长英质页岩相;橙色线条代表纹层状混合质页岩相;蓝色线条代表块状混合质页岩相;绿色线条代表纹层状碳酸盐页岩相;紫色线条代表块状碳酸盐页岩相。)

表2 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩不同岩相孔隙结构参数对比

Table 2 Comparison of pore structure parameters across different lithofacies of shales in the Kong 2 Member in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

样品编号	埋深/m	岩相	孔隙比表面积/ (m ² /g)	孔隙体积/(cm ³ /g)				孔隙体积占比/%		
				微孔	介孔	宏孔	总孔	微孔	介孔	宏孔
D-1	3 368.12	块状碳酸盐页岩相	2.19	0.000 58	0.001 40	0.000 81	0.002 79	20.79	50.19	29.02
D-2	3 364.66	纹层状碳酸盐页岩相	2.82	0.000 62	0.003 08	0.001 03	0.004 73	13.15	65.14	21.71
D-3	3 358.06	纹层状混合质页岩相	3.88	0.001 38	0.001 82	0.004 06	0.007 26	18.98	25.08	55.94
D-4	3 355.30	纹层状长英质页岩相	4.22	0.001 39	0.002 69	0.003 53	0.007 61	18.30	35.31	46.39
D-5	3 354.00	块状碳酸盐页岩相	2.84	0.000 83	0.002 31	0.004 21	0.007 34	11.27	31.41	57.33
D-6	3 353.13	纹层状长英质页岩相	4.12	0.001 31	0.002 14	0.007 40	0.010 85	12.05	19.73	68.22
D-7	3 343.99	纹层状长英质页岩相	6.08	0.002 35	0.002 58	0.004 49	0.009 42	24.92	27.43	47.65
D-8	3 341.21	块状混合质页岩相	5.90	0.001 30	0.006 21	0.003 11	0.010 62	12.28	58.46	29.26
G-1	3 129.82	纹层状混合质页岩相	4.36	0.001 53	0.001 47	0.002 83	0.005 83	26.29	25.22	48.48
G-2	3 122.31	块状混合质页岩相	4.88	0.001 17	0.005 11	0.003 82	0.010 10	11.56	50.60	37.84
G-3	2 977.05	纹层状碳酸盐页岩相	2.93	0.001 03	0.001 01	0.001 97	0.004 02	25.70	25.25	49.05
G-4	2 974.74	块状混合质页岩相	3.14	0.000 95	0.002 52	0.003 13	0.006 60	14.44	38.18	47.38
G-5	2 971.78	纹层状碳酸盐页岩相	3.31	0.001 14	0.002 05	0.003 17	0.006 37	17.93	32.28	49.79
G-6	2 949.75	纹层状混合质页岩相	6.11	0.002 23	0.001 21	0.003 22	0.006 66	33.47	18.15	48.38

18.65%,对孔隙的贡献较小,介孔和宏孔体积占总孔隙体积的比例平均值分别为35.89%和45.46%,对页岩总孔隙体积的贡献较大,在纹层状长英质页岩相和纹层状混合质页岩相中,宏孔对孔隙体积的贡献较为突出(图6b)。

N₂吸附实验测得的孔隙体积随孔径分布曲线主峰位于2~10 nm孔径范围内;此外,在个别样品中,20~50 nm孔径范围内出现次峰(图7a)。CO₂吸附实验测得的孔隙体积随孔径分布曲线整体呈现双峰特征,峰值分别位于0.48~0.65 nm和0.65~0.90 nm孔径区间,且5种岩相均表现出相似的曲线形态(图7b)。N₂吸附实验测得的孔隙体积增量随孔径变化曲线在不同岩相间显示出差异:纹层状长英质页岩相和纹层状混合质页岩相的孔隙体积增量通常在孔径大于100 nm后出现峰值;块状混合质页岩相的孔隙体积增量峰值则出现在孔径50 nm附近;而纹层状碳酸盐页岩相和块状碳酸盐页岩相的孔隙体积贡献主要来自孔径10~30 nm和70~100 nm的介孔与宏孔,此外,在个别样品中,7~10 nm孔径范围的介孔也较为发育(图7c)。

此外,前人利用高压压汞实验,针对沧东凹陷孔二段页岩实现了对孔径在2 nm~50 μm范围内的孔隙数量及不同孔径孔隙对孔隙体积贡献的定量表征^[37,52]。结果显示,纹层状长英质页岩相和纹层状混合质页岩相的孔隙体积主要由孔径4~8 nm,50~200 nm,1~5 μm和30~50 μm的孔隙贡献;纹层状灰云质(碳

酸盐)页岩相的孔隙体积主要由孔径3~20 nm,100~500 nm和10~50 μm的孔隙贡献。块状混合质页岩相和块状碳酸盐页岩相的孔隙体积主要由孔径4~8 nm,1~3 μm和30~50 μm的孔隙提供。各岩相之间介孔孔隙体积相差不大,宏孔-微裂缝系统是影响岩相孔隙体积的关键要素。

3.3.3 孔径分布及孔隙连通性

页岩储层中的各类孔隙与微裂缝并非孤立存在,而是在空间上相互关联、协同配置,共同构成复杂的孔-缝网络系统^[14,18]。本研究选取沧东凹陷孔二段3块具有不同矿物组成和有机质丰度的典型页岩样品,应用FIB-SEM技术直观表征其孔隙空间分布及连通性特征。结果显示,不同岩相的孔缝网络构型及其空间连通性存在显著差异(图8)。纹层状混合质页岩相孔隙与微裂缝在有机质内部、无机矿物颗粒间及有机质-矿物界面处广泛发育(图8a₁,a₂),孔隙度为0.29%,孔隙体积主要由20~100 nm孔径的孔隙贡献,孔径大于100 nm的孔隙及微裂缝孔隙体积占比达到18.12%(图8a₄),该样品具有较大的连通孔隙体积和较长的连通孔喉,整体连通性最佳(图8a₃)。块状混合质页岩相样品和纹层状碳酸盐页岩相样品孔隙及微裂缝主要分布在脆性矿物颗粒之间、碳酸盐矿物晶间或有机质-矿物接触位置(图8b₁,b₂,c₁,c₂),孔隙度分别为0.74%和1.22%,孔隙体积主要由孔径10~60 nm的孔隙贡

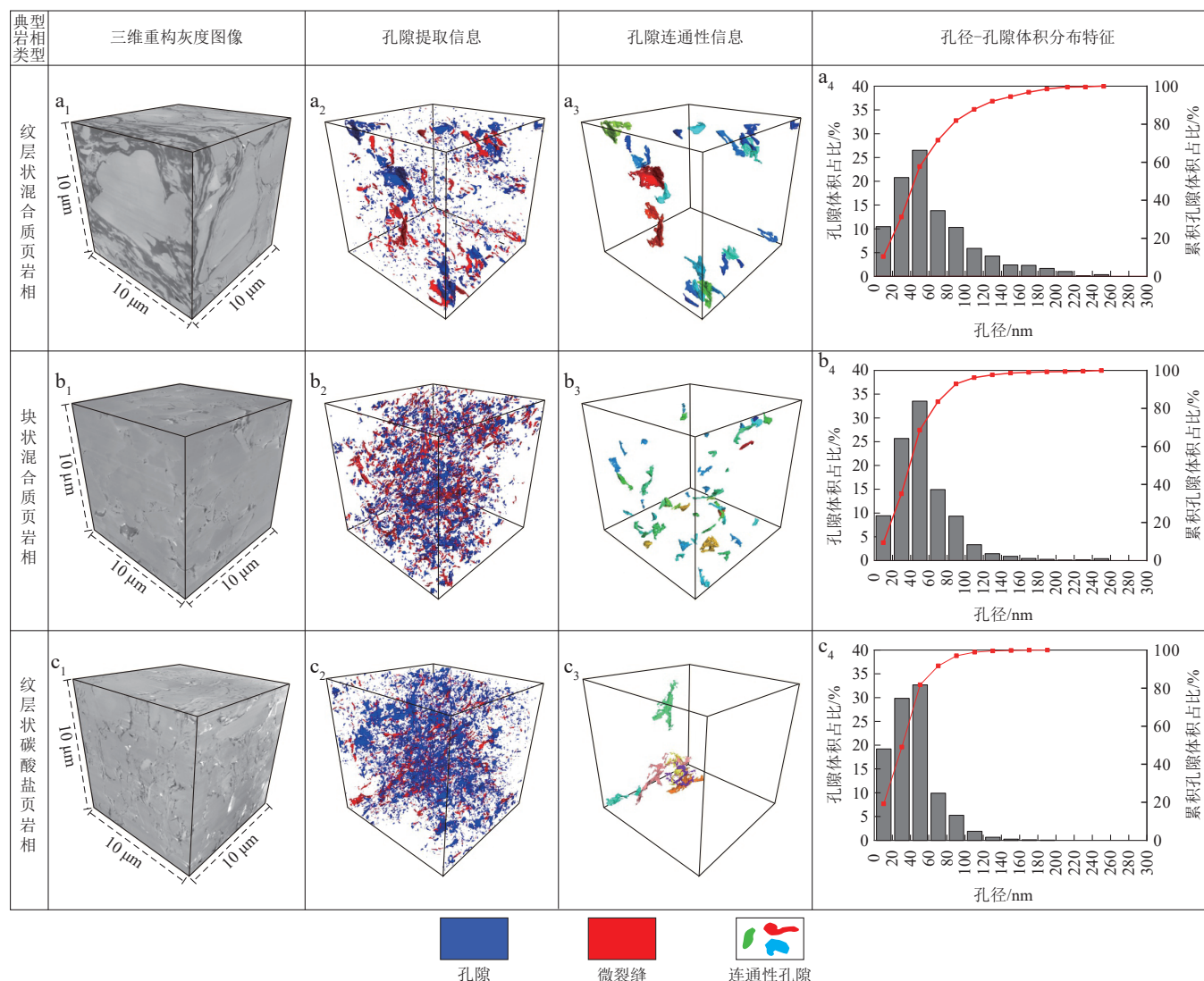


图8 渤海湾盆地沧东凹陷G井孔二段页岩典型岩相样品FIB-SEM测试结果

Fig. 8 FIB-SEM test results of samples from typical shale lithofacies in the Kong 2 Member, well G, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a₁—a₄, 纹层状混合质页岩相,埋深3 109.86 m; b₁—b₄, 块状混合质页岩相,埋深3 122.31 m; c₁—c₄, 纹层状碳酸盐页岩相,埋深2 976.75 m

献,介孔孔隙体积占比超过60%(图8b₄,c₄),样品边缘及内部存在大量孔隙连通域,但各连通域面积普遍较小,导致总体连通性一般(图8b₃,c₃)。大量研究已经证明,砂岩、页岩或石灰岩中有机和无机成分的相互作用在决定孔隙度的分布方面起着重要作用,有机质生烃作用形成的有机酸对页岩储层的溶蚀改造和优化具有重要意义。纹层状混合质页岩相样品TOC为9.72%,有机质质量分数为13.86%;块状混合质页岩相样品TOC为2.47%,有机质质量分数为2.81%,尽管两者矿物组成相似,但其孔径分布和孔隙连通性差异显著,表明孔隙结构同时受控于有机质丰度与矿物空间排列方式,低有机质丰度及矿物颗粒的杂乱分布是制约该样品孔隙发育的关键因素。然而,纹层状碳酸盐页岩相样品TOC最高(10.85%),但其孔隙连通性并

不突出,此现象与碳酸盐矿物发生强烈胶结作用有关,致密胶结物占据原生孔隙空间,堵塞连通孔喉,从而显著降低储集空间的连通程度。

4 讨论

4.1 无机矿物组分对页岩孔隙结构的影响

基质矿物成分的差异性是控制页岩孔隙发育的重要因素,国内外许多学者的研究都证实了基质矿物组分对页岩孔隙体积和孔隙比表面积都有着直接或间接的影响^[40,53-54]。因此本节着重分析长英质矿物、碳酸盐矿物和黏土矿物含量与页岩孔隙结构参数之间的相关性,据此来探讨孔二段页岩中不同无机矿物对各尺

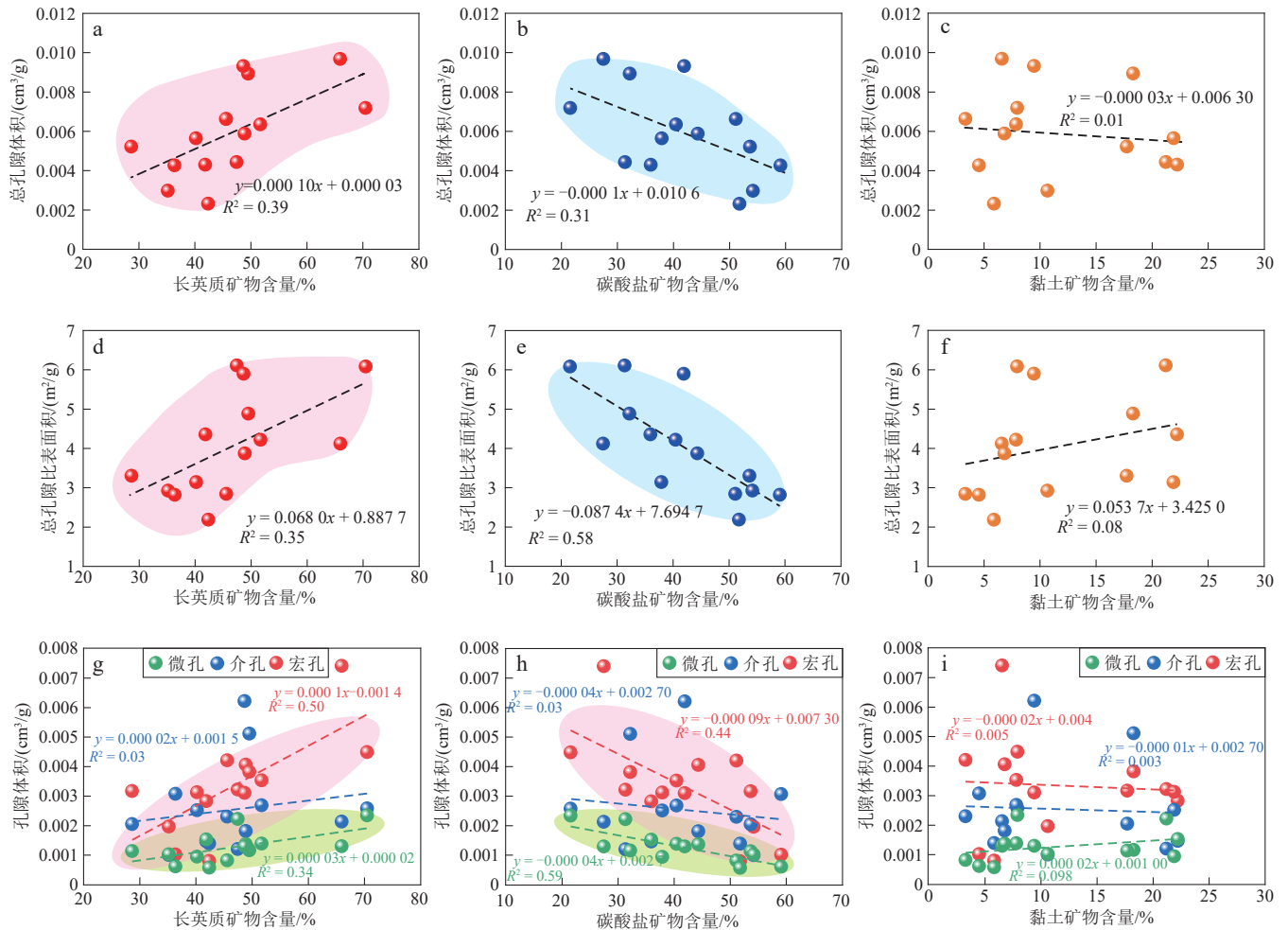


图9 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩矿物含量与孔隙结构参数相关性图版

Fig. 9 Diagrams showing the correlations between the contents of various mineral components and pore structure parameters of shales from the Kong 2 Member in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a, b, c. 分别为总孔隙体积与长英质矿物含量、碳酸盐矿物含量及黏土矿物含量的相关性; d, e, f. 分别为总孔隙比表面积与长英质矿物含量、碳酸盐矿物含量及黏土矿物含量的相关性; g, h, i. 分别为不同孔径孔隙体积与长英质矿物含量、碳酸盐矿物含量及黏土矿物含量的相关性

度孔隙发育的影响(图9)。长英质矿物含量与总孔隙体积和总孔隙比表面积呈正相关关系(复相关系数 R^2 分别为0.39和0.35;图9a,d),与介孔孔隙体积没有明显的相关性($R^2 = 0.03$),与微孔和宏孔孔隙体积有正相关关系(R^2 分别为0.34和0.50;图9g)。长石发育的纳米级溶蚀孔隙对微孔形成有所贡献,此外,刚性石英和长石颗粒良好的抗压实性及其堆积形成的刚性骨架可有效支撑储层,减轻压实作用对孔隙结构的破坏^[53]。石英颗粒间、石英与塑性黏土矿物间发育的大孔径粒间孔得以有效保存。碳酸盐矿物与总孔隙体积和总孔隙比表面积呈明显的负相关关系(R^2 分别为0.31和0.58;图9b,e),碳酸盐矿物对介孔的发育无明显影响($R^2 = 0.03$),但对于微孔和宏孔的发育具有消极影响(R^2 分别为0.59和0.44;图9h)。这种负相关性主要归因于碳酸盐矿物胶结作用对孔隙的破坏。

碳酸盐矿物发生致密胶结时,会充填和堵塞原生孔隙^[53,55-57]。此过程导致宏孔的显著缩减,不利于储层孔隙的保存和裂缝的发育。黏土矿物与微孔、介孔和宏孔孔隙体积以及总孔隙体积均无明显的相关关系(图9c,f,i),这与黏土矿物特殊的层状晶体结构及其力学性质有关。经扫描电镜观察证实,黏土矿物内部及其与脆性矿物接触带常发育大量介孔(图4b),且微米级黏土矿物晶间孔和粒间孔的存在亦可贡献宏孔孔隙体积。然而,黏土矿物塑性较强,对孔隙空间仅能提供微弱支撑,当所受外界压力(如压实作用)超过其自身抗压能力时,在缺乏足够脆性矿物支撑的情况下,黏土矿物格架极易发生坍塌变形,导致部分大孔径黏土矿物相关孔隙缩减至介孔甚至微孔尺度。因此,只有当黏土矿物与足够含量的脆性矿物共存时,孔隙体积才可能达到相对高值。

4.2 TOC对页岩孔隙结构的影响

随着TOC的增加,微孔体积呈现出先下降、后上升、再下降的趋势。在TOC为6%~8%时,微孔孔隙体积达到峰值,不同岩相类型的样品都遵循这一整体趋势(图10a)。这表明TOC在一定范围内增加有利于微孔的发育,当TOC过高时,可能会导致有机质的压实、团聚或堵塞孔隙,进而控制页岩储层的孔隙结构,造成介孔孔隙体积减少(图10b)。宏孔孔隙体积随着TOC的增加总体呈上升趋势(图10c)。证明有机质和游离烃含量越高,越有利于宏孔发育,这归因于有机质生烃过程中产生的有机质内部孔及边缘孔,同时有机质生烃溶蚀现象对孔隙网络构建有促进作用。

4.3 有机质赋存状态对页岩孔隙结构的影响

在页岩储层中,有机质的赋存状态受矿物组合、热演化程度和成岩作用等多重因素制约,其差异直接驱动微观孔隙结构的分异演化^[58-60]。为进一步明确页岩有机质的微观赋存状态对储层微观结构的影响,通过FE-SEM图像观察,选取页岩样品中有机质富集区的块样(尺寸8 μm × 8 μm × 4 μm)进行三维重构实验,获得FIB-SEM下有机质分布和孔隙分布的3D模型,观察有机质自身发育分布情况及其与周围矿物的产出关系,深入探讨其对孔隙结构的影响(图11)。同沉积

有机质具有特定形态特征,如长条状和拱形等,与周边无机矿物的接触边界清晰且光滑,该类有机质多为早期与碎屑矿物同步沉积并保存的产物,主要包括成岩过程中残存的有机质及早成岩阶段经降解和缩聚作用形成的沥青质等,且多数不发育孔隙(图11a)。如样品#1有机质赋存状态三维重构信息所示(图11e),矿物体积占样品体积的65.80%,孔隙体积占比2.55%,有机质体积占比31.65%,港湾状有机质边缘收缩孔贡献了超过90%的孔隙体积,且孔径达到微米级别(图11g),提高了微观孔隙连通性。样品#2矿物颗粒与脉状有机质紧密接触,矿物体积占样品体积的29.25%,孔隙体积占比0.95%,有机质体积占比达到了69.80%,而有机质孔隙并不发育,粒内溶蚀孔隙贡献了主要的孔隙体积(图11f, h)。在高频纹层状页岩中,同沉积有机质更为发育,呈连续状或条带状顺层展布,不仅有机质丰度更高,而且其纹层结构对孔隙结构具有明显的改善效果(图11b)。填隙状有机质主要以分散形式充填于矿物颗粒间隙,形态复杂且不规则,其赋存形态主要受矿物颗粒间孔隙的大小与形态控制(图11c)。该类有机质属于热演化过程中生成的次生有机质,以发育有机质边缘孔和半充填孔为特征,可有效改善页岩油在局部区域的聚集与运移条件。此外,部分有机质会与黏土矿物聚集共生,形成有机质-黏土矿物复合体。相较于其他无机矿物,黏土矿物对烃

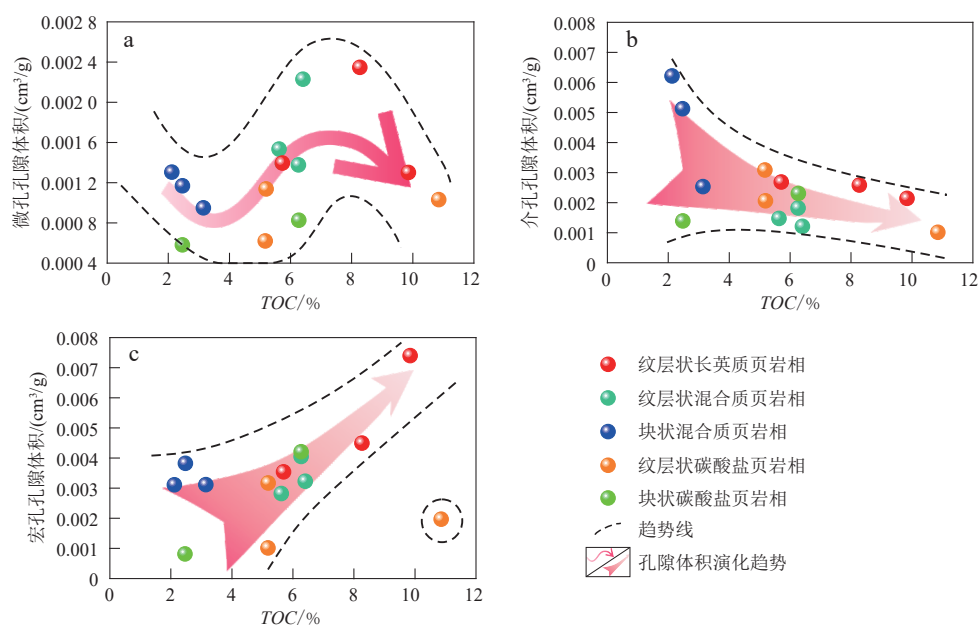


图10 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩TOC与不同孔径孔隙体积相关性图版

Fig. 10 Diagrams showing the correlations between the TOC and pore structure parameters of various lithofacies of shales from the Kong 2 Member in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a. 微孔; b. 介孔; c. 宏孔
(TOC为总有机碳含量。)

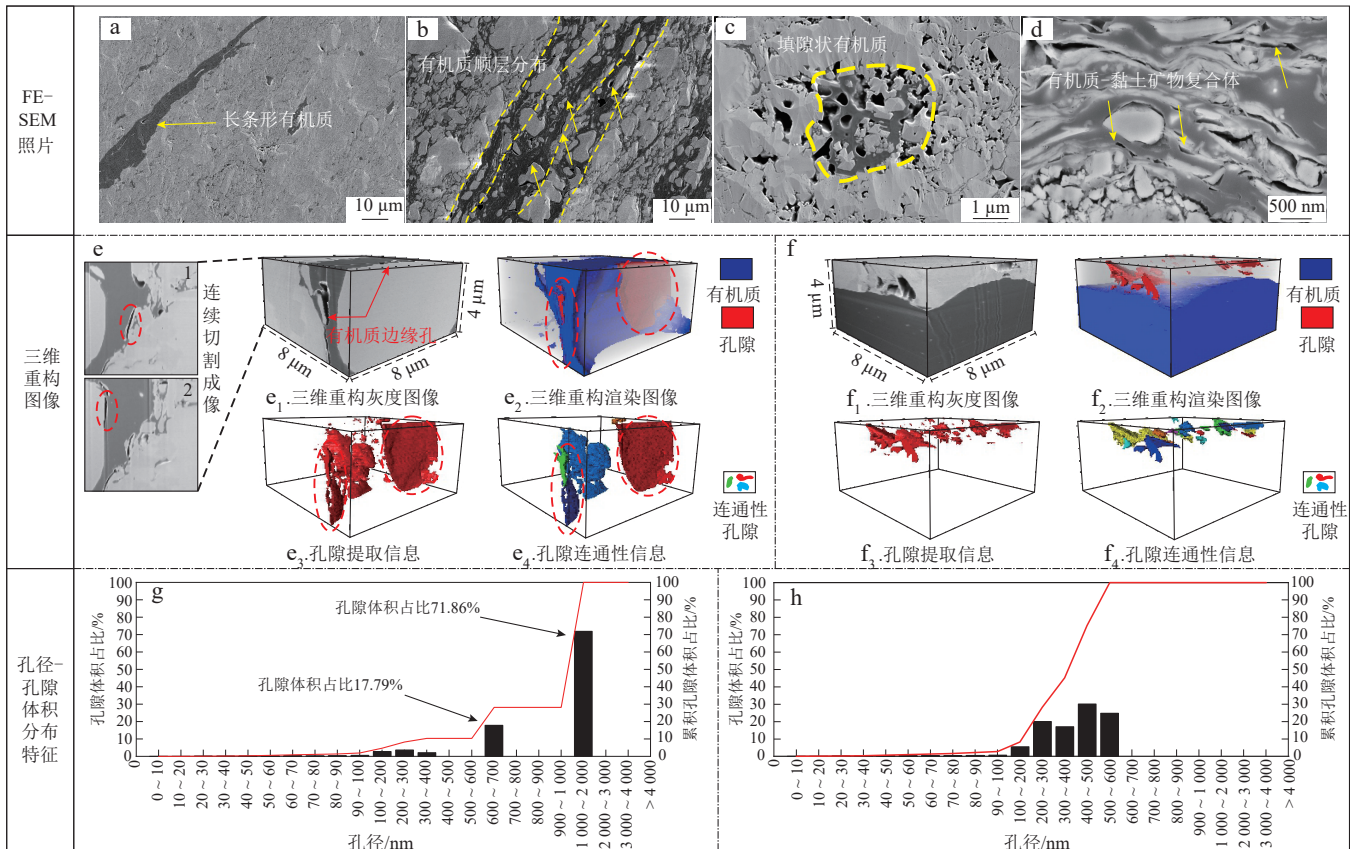


图 11 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩有机质赋存状态 FE-SEM 照片及三维重构特征

Fig. 11 FE-SEM images and 3D reconstruction images showing the organic matter occurrence states in shales of the Kong 2 Member in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a. 长条形有机质,埋深 3 119.45 m,G 井;b. 同沉积有机质顺层分布,埋深 3 116.06 m,G 井;c. 长条形有机质,埋深 2 977.18 m,G 井;d. 有机质-黏土矿物复合体,埋深 3 202.23 m,G 井;e,g. 样品#1,埋深 3 371.46 m,D 井;f,h. 样品#2,埋深 4 135.43 m,GY 井

类生成具有更强的催化作用,可促进孔隙发育,发育于有机质-黏土矿物复合体中的有机质孔形态多样,以椭圆形为主,少数因受黏土矿物形态制约而呈狭长形;此类有机质孔在局部区域分布密集,孔径普遍小于 500 nm(图 11d)。

4.4 不同岩相储层孔隙发育模式

基于大量微观观察统计,沧东凹陷孔二段不同岩相的孔隙类型、发育模式和控制机制存在显著差异,据此建立了基于岩相的页岩储层发育模式(图 12)。该模式表明:粒间孔主要赋存于脆性矿物颗粒间隙,晶间孔以碳酸盐矿物和黏土矿物晶间孔为代表,溶蚀孔主要发育在碳酸盐矿物颗粒内部,是成岩溶蚀作用的产物,其与有机质孔(形态以边缘孔和半充填孔为主,可细分为有机酸溶蚀围岩形成的溶蚀孔和生烃形成的纳米级蜂窝状有机质孔)以及以层理缝和颗粒破裂缝为主的微裂缝共同构成孔隙系统。

沧东凹陷孔二段页岩储层孔隙结构具有显著的

“相控”特征:纹层状长英质页岩相与纹层状混合质页岩相发育“微裂缝-无机孔-有机质孔”多级孔隙系统,其孔隙度值域显著高于其他岩相,孔径分布跨越介孔-宏孔尺度,受长英质矿物刚性骨架保护,粒间孔为页岩油提供了重要运移通道和富集空间,同时高含量有机质在此类纹层发育的页岩相中可形成连续的有机质-矿物孔隙网络,且成岩过程中黏土矿物薄膜在一定程度上可抵抗压实作用保存原生孔隙;纹层状碳酸盐页岩相呈现“层理缝-无机孔”孔隙系统,受碳酸盐矿物胶结和黏土矿物充填双重影响;块状混合质页岩相与块状碳酸盐页岩相则以孤立无机孔为主,孔隙度普遍偏低,储集性能处于劣势,其分散有机质多发育孤立孔隙且早成岩期压实作用导致孔隙快速损失。

有机质-矿物耦合机制研究表明:长英质矿物含量与 TOC 对宏孔发育呈显著正相关性,其协同效应可提升孔喉连通指数,部分源于有机质热演化产生的有机酸促进溶蚀作用;碳酸盐矿物与黏土矿物含量增加则通过影响成岩作用导致孔隙结构与类型差异,黏土

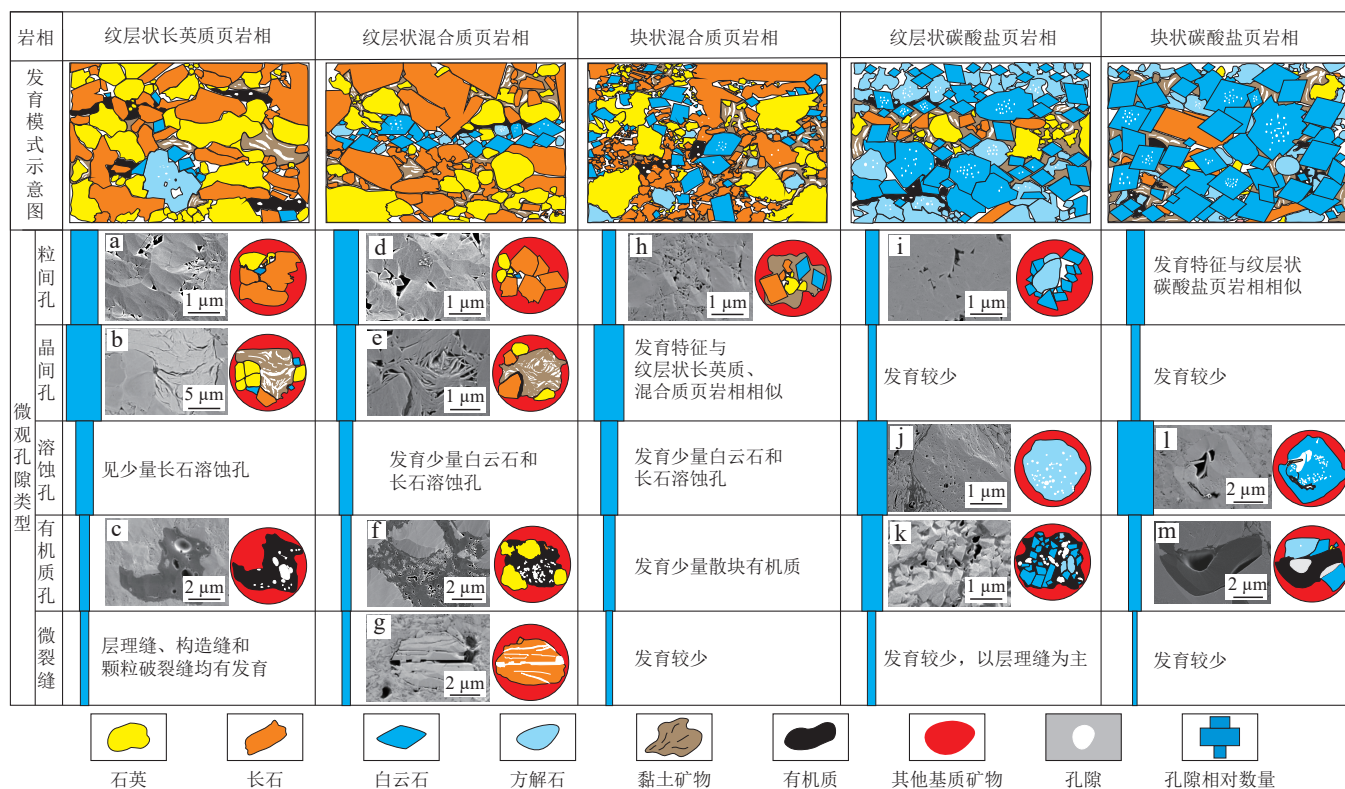


图12 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同页岩岩相微观储层发育模式

Fig. 12 Microscopic reservoir development models for different lithofacies of shales in the Kong 2 Member of the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin
a. 埋深3 353.13 m, D井; b. 埋深3 233.35 m, G井; c. 埋深2 977.30 m, G井; d. 埋深2 978.10 m, G井; e. 埋深3 829.82 m, GD井; f. 埋深3 345.80 m, D井; g. 埋深3 210.03 m, G井; h. 埋深4 142.24 m, GY井; i. 埋深3 821.67 m, GD井; j. 埋深2 961.61 m, G井; k. 埋深3 371.46 m, D井; l. 埋深3 033.16 m, G井; m. 埋深2 975.02 m, G井
(a—m为FE-SEM照片。)

矿物虽在胶结阶段不利于孔隙保存,但其早期更强的烃类生成催化能力对有机质孔初始发育有积极作用;有机质热演化作用本身直接贡献有机质内部孔和边缘孔,并通过生烃产物间接促进溶蚀孔隙等发育。

5 结论

1) 根据“沉积构造-矿物组成”的标准,以长英质矿物、碳酸盐矿物和黏土矿物的3个端元,将沧东凹陷孔二段页岩划分出纹层状长英质页岩相、纹层状混合页岩相、块状混合质页岩相、纹层状碳酸盐页岩相和块状碳酸盐页岩相5类岩相类型。孔隙类型主要为晶间孔、粒间孔、溶蚀孔、有机质孔和微裂缝。

2) 不同页岩岩相的孔隙结构特征差异明显。纹层状长英质页岩相孔隙体积(平均值 $0.009\ 29\ \text{cm}^3/\text{g}$)和孔隙比表面积(平均值 $4.81\ \text{m}^2/\text{g}$)最大,纹层状和块状混合质页岩相次之,块状碳酸盐页岩相最小。不同岩相孔隙体积增量峰值的孔径范围存在差异,反映其孔隙结构的分异性。介孔和宏孔贡献了主要孔隙体积

(占比分别为35.89%和45.46%),微孔贡献较小(占比18.65%),纹层状长英质页岩相和纹层状混合质页岩相宏孔对孔隙体积的平均贡献超过了50%,宏孔和微裂缝的存在以及纹层的发育使得它们的连通性优于其他页岩岩相。

3) 基质矿物成分和TOC是控制页岩孔隙发育的重要因素。长英质矿物含量与总孔隙体积、孔隙比表面积以及微孔和宏孔孔隙体积呈正相关关系,主要因其刚性骨架抗压实性利于孔隙保存;碳酸盐矿物含量与之呈负相关关系,胶结作用破坏孔隙,缩减宏孔孔隙体积,不利于形成有效储层。TOC对孔隙影响呈差异化,高TOC导致介孔减少,宏孔孔隙体积与TOC呈正相关关系,因生烃产生有机质内部孔和边缘孔并影响溶蚀作用、促进孔隙网络构建。

4) 沧东凹陷孔二段页岩储层孔隙发育具有显著“相控”特征,纹层状长英质与混合质页岩相发育“微裂缝-无机孔-有机质孔”孔-缝系统,孔隙度高,孔径跨介孔—宏孔尺度,长英质矿物刚性骨架与高含量有机质协同形成连续孔隙网络;纹层状碳酸盐页岩相为“层

理缝-无机孔”孔隙系统,受碳酸盐胶结和黏土矿物充填双重影响;块状混合质和块状碳酸盐页岩相以孤立无机孔为主,储集性能差。成岩作用对于富有机质页岩储层孔隙的保存、发展和演化具有重要的影响。成岩过程中无机矿物的转化、生烃过程中有机质孔的演化以及有机-无机协同作用共同控制着页岩孔隙的发育。

参 考 文 献

- [1] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 475-499.
- [2] 周庆凡, 金之钧, 杨国丰, 等. 美国页岩油勘探开发现状与前景展望[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 469-477.
ZHOU Qingfan, JIN Zhijun, YANG Guofeng, et al. Shale oil exploration and production in the U. S.: Status and outlook [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 469-477.
- [3] 邹才能, 杨智, 张国生, 等. 非常规油气地质学建立及实践 [J]. *地质学报*, 2019, 93(1): 12-23.
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHANG Guosheng, et al. Establishment and practice of unconventional oil and gas geology [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2019, 93(1): 12-23.
- [4] ZHANG Jizhen, LI Xianqing, ZHANG Guangwu, et al. Microstructural investigation of different nanopore types in marine-continental transitional shales: Examples from the Longtan formation in Southern Sichuan Basin, South China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 110: 912-927.
- [5] LIN Miruo, XI Kelai, CAO Yingchang, et al. Petrographic features and diagenetic alteration in the shale strata of the Permian Lucaogou Formation, Jimusar sag, Junggar Basin [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 203: 108684.
- [6] 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. *石油学报*, 2021, 42(7): 821-835.
JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(7): 821-835.
- [7] 孙龙德, 刘合, 何文渊, 等. 大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 453-463.
SUN Longde, LIU He, HE Wenyuan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing Oilfield, NE China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 453-463.
- [8] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 湖相页岩型页岩油勘探开发理论技术与实践——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组为例 [J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(3): 616-626.
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Theories, technologies and practices of lacustrine shale oil exploration and development: A case study of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(3): 616-626.
- [9] 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.
- [10] CAI Jianchao, WOOD D A, HAJIBEYGI H, et al. Multiscale and multiphysics influences on fluids in unconventional reservoirs: Modeling and simulation [J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2022, 6(2): 91-94.
- [11] 蒲秀刚, 付永强, 时战楠, 等. 断陷湖盆细粒区页岩组构特征与页岩油富集成藏规律: 以黄骅坳陷古近系为例 [J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2024, 55(3): 994-1007.
PU Xiugang, FU Yongqiang, SHI Zhannan, et al. Fabric characteristics and oil accumulation laws of shales in fine-grained areas of faulted lacustrine basin: A case of Paleogene in Huanghua Depression [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2024, 55(3): 994-1007.
- [12] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨 [J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1333-1349.
GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] ANOVITZ L M, COLE D R. Characterization and analysis of porosity and pore structures [J]. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 2015, 80(1): 61-164.
- [16] CHALMERS G R, BUSTIN R M, POWER I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1099-1119.
- [17] 何文渊, 崔宝文, 王凤兰, 等. 松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组储集空间与油态研究 [J]. *地质论评*, 2022, 68(2): 693-741.
HE Wenyuan, CUI Baowen, WANG Fenglan, et al. Study on reservoir spaces and oil states of the Cretaceous Qingshankou

- Formation in Gulong Sag, Songliao Basin[J]. *Geological Review*, 2022, 68(2): 693-741.
- [18] 姜在兴, 张建国, 孔祥鑫, 等. 中国陆相页岩油气沉积储层研究进展及发展方向[J]. *石油学报*, 2023, 44(1): 45-71.
JIANG Zaixing, ZHANG Jianguo, KONG Xiangxin, et al. Research progress and development direction of continental shale oil and gas deposition and reservoirs in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 45-71.
- [19] 姜振学, 李鑫, 王幸蒙, 等. 中国南方典型页岩孔隙特征差异及其控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 41-53.
JIANG Zhenxue, LI Xin, WANG Xingmeng, et al. Characteristic differences and controlling factors of pores in typical South China shale[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 41-53.
- [20] SAIF T, LIN Qingyang, BUTCHER A R, et al. Multi-scale multi-dimensional microstructure imaging of oil shale pyrolysis using X-ray micro-tomography, automated ultra-high resolution SEM, MAPS Mineralogy and FIB-SEM [J]. *Applied Energy*, 2017, 202: 628-647.
- [21] 魏永波, 刘全有, 卢双舫, 等. 中国陆相页岩油富集机制: 以渤海湾盆地饶阳凹陷沙河街组为例[J]. *中国科学: 地球科学*, 2025, 55(7): 2268-2289.
WEI Yongbo, LIU Quanyou, LU Shuangfang, et al. Accumulation mechanisms of nonmarine shale oil in China: A case study of the Shahejie Formation in Raoyang Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Science China Earth Sciences*, 2025, 55(7): 2268-2289.
- [22] 张琴, 卢东连, 王凯, 等. 下扬子地区荷塘组细粒沉积岩岩相划分及微观孔隙发育特征[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(4): 1089-1105.
ZHANG Qin, LU Donglian, WANG Kai, et al. Lithofacies classification and microscopic pore characteristics of fine-grained sedimentary rocks in the Hetang Formation, Lower Yangtze region [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 1089-1105.
- [23] PANG Xiaojiao, WANG Guiwen, KUANG Lichun, et al. Insights into the pore structure and oil mobility in fine-grained sedimentary rocks: The Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 137: 105492.
- [24] 何晶, 何生, 刘早学, 等. 鄂西黄陵背斜南翼下寒武统水井沱组页岩孔隙结构与吸附能力[J]. *石油学报*, 2020, 41(1): 27-42.
HE Jing, HE Sheng, LIU Zaoxue, et al. Pore structure and adsorption capacity of shale in the Lower Cambrian Shuijingtuo Formation in the southern flank of Huangling anticline, western Hubei[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(1): 27-42.
- [25] 黄军平, 黄正良, 刘立航, 等. 鄂尔多斯盆地乌拉力克组页岩储层孔径表征及其主控因素[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2022, 53(9): 3418-3433.
HUANG Junping, HUANG Zhengliang, LIU Lihang, et al. Pore size characterization and their mainly controlling factors in Wulalike Formation shale, Ordos Basin [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2022, 53(9): 3418-3433.
- [26] 张顺, 陈世悦, 蒲秀刚, 等. 断陷湖盆细粒沉积岩岩相类型及储层特征——以东营凹陷沙河街组和沧东凹陷孔店组为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2016, 45(3): 568-581.
ZHANG Shun, CHEN Shiyue, PU Xiugang, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of fine-grained sedimentary rocks in Paleogene, southern Bohai fault-depressed lacustrine basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2016, 45(3): 568-581.
- [27] DU Yushan, YIN Na, HU Qinghong, et al. Quantitative characterization of full-spectrum pore size and connectivity for shale with different sedimentary facies from the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, East China [J]. *Geofluids*, 2022, 2022(1): 9744086.
- [28] QIAN Chao, LI Xizhe, ZHANG Qing, et al. Reservoir characteristics of different shale lithofacies and their effects on the gas content of Wufeng-Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, China [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 225: 211701.
- [29] TIAN Xin, DUAN Xianggang, SUN Mengdi, et al. Evolution of fractal characteristics in shales with increasing thermal maturity: Evidence from neutron scattering, N₂ physisorption, and FE-SEM imaging[J]. *Energy*, 2024, 298: 131342.
- [30] 马克, 侯加根, 董虎, 等. 页岩油储层混合细粒沉积孔喉特征及其对物性的控制作用——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1194-1205.
MA Ke, HOU Jiagen, DONG Hu, et al. Pore throat characteristics of fine-grained mixed deposits in shale oil reservoirs and their control on reservoir physical properties: A case study of the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1194-1205.
- [31] 朱如凯, 白斌, 崔景伟, 等. 非常规油气致密储集层微观结构研究进展[J]. *古地学报*, 2013, 15(5): 615-623.
ZHU Rukai, BAI Bin, CUI Jingwei, et al. Research advances of microstructure in unconventional tight oil and gas reservoirs [J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2013, 15(5): 615-623.
- [32] XIN Bixiao, ZHAO Xianzheng, HAO Fang, et al. Laminar characteristics of lacustrine shales from the Paleogene Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China: Why do laminated shales have better reservoir physical properties? [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2022, 260: 104056.
- [33] 蒲秀刚, 时战楠, 韩文中, 等. 陆相湖盆细粒沉积区页岩层系石油地质特征与油气发现——以黄骅凹陷沧东凹陷孔二段为例[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 46-58.
PU Xiugang, SHI Zhannan, HAN Wenzhong, et al. Petroleum geological characteristics and hydrocarbon discovery of shale system in fine-grained sedimentary area of lacustrine basin: A case study of Kong 2 Member in Cangdong Sag, Huanghua

- Depression [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 46–58.
- [34] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 陆相湖盆页岩层系基本地质特征与页岩油勘探突破——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段—亚段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(3): 361–372.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Geological characteristics of shale rock system and shale oil exploration in a lacustrine basin: A case study from the Paleogene 1st sub-member of Kong 2 member in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(3): 361–372.
- [35] CHEN Shiyue, ZHANG Shun, WANG Yongshi, et al. Lithofacies types and reservoirs of Paleogene fine-grained sedimentary rocks Dongying Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(2): 218–229.
- [36] WANG Enze, GUO Tonglou, LI Maowen, et al. Exploration potential of different lithofacies of deep marine shale gas systems: Insight into organic matter accumulation and pore formation mechanisms[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 102: 104563.
- [37] 方正, 蒲秀刚, 陈世悦, 等. 陆相湖盆深水区页岩高频层序对储层发育的影响——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段页岩为例[J]. *石油学报*, 2023, 44(10): 1663–1682.
- FANG Zheng, PU Xiugang, CHEN Shiyue, et al. Effect of shale high frequency sequence in deep water areas of continental lacustrine basin on reservoir development: A case study of the Member 2 of Kongdian Formation shale of Cangdong Sag in Bohai Bay Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(10): 1663–1682.
- [38] 蒲秀刚, 金凤鸣, 韩文中, 等. 陆相页岩油甜点地质特征与勘探关键技术——以沧东凹陷孔店组二段为例[J]. *石油学报*, 2019, 40(8): 997–1012.
- PU Xiugang, JIN Fengming, HAN Wenzhong, et al. Sweet spots geological characteristics and key exploration technologies of continental shale oil: A case study of member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(8): 997–1012.
- [39] 吴永平, 付立新, 杨池银, 等. 黄骅坳陷中生代构造演化对潜山油气成藏的影响[J]. *石油学报*, 2002, 23(2): 16–21.
- WU Yongping, FU Lixin, YANG Chiyin, et al. Effect of Mesozoic tectonic evolution on hydrocarbon accumulation in buried hills in Huanghua Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2002, 23(2): 16–21.
- [40] 鄢继华, 邓远, 蒲秀刚, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段细粒混合沉积岩特征及控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(1): 98–109.
- YAN Jihua, DENG Yuan, PU Xiugang, et al. Characteristics and controlling factors of fine-grained mixed sedimentary rocks from the 2nd Member of Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(1): 98–109.
- [41] BARRETT E P, JOYNER L G, HALENDA P P. The determination of pore volume and area distributions in porous substances. I. Computations from nitrogen isotherms [J]. *Journal of the American Chemical Society*, 1951, 73(1): 373–380.
- [42] BRUNAUER S, EMMETT P H, TELLER E. Adsorption of gases in multimolecular layers [J]. *Journal of the American Chemical Society*, 1938, 60(2): 309–319.
- [43] 朱筱敏, 王晓琳, 张美洲, 等. 中国典型陆相盆地细粒沉积环境和岩相特征[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(4): 873–892.
- ZHU Xiaomin, WANG Xiaolin, ZHANG Meizhou, et al. Sedimentary environments and lithofacies characteristics of fine-grained sediments in typical continental basins in China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 873–892.
- [44] 胡宗全, 刘忠宝, 李倩文, 等. 基于变尺度岩相组合的陆相页岩源-储耦合机理探讨——以四川盆地侏罗系页岩层段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(4): 893–909.
- HU Zongquan, LIU Zhongbao, LI Qianwen, et al. Exploring source rock-reservoir coupling mechanisms in lacustrine shales based on varying-scale lithofacies assemblages: A case study of the Jurassic shale intervals in the Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 893–909.
- [45] LOUCKS R G, RUPPEL S C. Mississippian Barnett shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 579–601.
- [46] 冯增昭. 沉积相的一些术语定义的评论[J]. *古地学报*, 2020, 22(2): 207–220.
- FENG Zengzhao. A review on the definitions of terms of sedimentary facies [J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2020, 22(2): 207–220.
- [47] 任文希, 曾小军, 王光付, 等. 陆相页岩有机质-黏土矿物复合孔隙体系中多组分烃类-水混合物赋存的分子模拟——以四川盆地侏罗系自流井组大安寨段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(1): 304–314.
- REN Wenxi, ZENG Xiaojun, WANG Guangfu, et al. Molecular simulations of a multicomponent hydrocarbon-water mixture in the organic matter-clay mineral composite pore system of lacustrine shales: A case study of the Da'anzhai member of the Jurassic Ziliujing Formation, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(1): 304–314.
- [48] PANG Xiaojiao, WANG Guiwen, ZHANG Yongjia, et al. Insights into the pore structure and hydrocarbon accumulation of lacustrine organic-rich shales [J]. *Petroleum Science*, 2025, 22(3): 957–976.
- [49] 冯国政, 鄢继华, 蒲秀刚, 等. 沧东凹陷孔二段富有机质页岩成岩作用及其对储层特征的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2025, 32(3): 14–27.
- FENG Guozheng, YAN Jihua, PU Xiugang, et al. Diagenesis of organic-rich shale in Second Member of Kongdian Formation in Cangdong Sag and its influence on reservoir characteristics [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2025, 32(3):

- 14–27.
- [50] 周菲, 赵凌云, 吴章利, 等. 黔北地区牛蹄塘组过成熟页岩有机质孔隙发育特征及影响因素[J]. 天然气地球科学, 2025, 36(2): 240–256.
- ZHOU Fei, ZHAO Lingyun, WU Zhangli, et al. Organic matter pore and its influencing factors in over-mature shale of the Niutitang Formation, northern Guizhou area [J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(2): 240–256.
- [51] SING K S W. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity (Recommendations 1984) [J]. Pure and Applied Chemistry, 1985, 57(4): 603–619.
- [52] FENG Guozheng, ZHANG Liqiang, YAN Jihua, et al. Lithofacies-based analysis of pore structure characteristics and controlling factors of shale reservoirs: A case study of the second member of the Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2025, 182: 107575.
- [53] XI Kelai, LI Ke, CAO Yingchang, et al. Laminae combination and shale oil enrichment patterns of Chang 7₃ sub-member organic-rich shales in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1342–1353.
- [54] 陈旺, 王兴志, 韦明洋, 等. 川东地区侏罗系自流井组东岳庙段陆相页岩岩相类型及储集层特征[J]. 古地理学报, 2025, 27(3): 696–713.
- CHEN Wang, WANG Xingzhi, WEI Mingyang, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of continental shale in the Dongyuemiao member of Jurassic Ziliujing Formation, eastern Sichuan Basin [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2025, 27(3): 696–713.
- [55] 叶玥豪, 陈伟, 汪华, 等. 四川盆地上二叠统大隆组页岩储层特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 979–991.
- YE Yuehao, CHEN Wei, WANG Hua, et al. Characteristics and determinants of shale reservoirs in the Upper Permian Dalong Formation, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 979–991.
- [56] LIANG Chao, WU Jing, CAO Yingchang, et al. Storage space development and hydrocarbon occurrence model controlled by lithofacies in the Eocene Jiyang Sub-basin, East China: Significance for shale oil reservoir formation [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 215 (Part B): 110631.
- [57] WANG Shuping, MA Cunfei, SUN Xue, et al. Lacustrine shale diagenesis—A case study of the second member of the Funing Formation in the Subei Basin [J]. Processes, 2023, 11(7): 2009.
- [58] 胡文瑄, 姚素平, 陆现彩, 等. 典型陆相页岩油层系成岩过程中有机质演化对储集性的影响[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(5): 947–956, 1047.
- HU Wenxuan, YAO Suping, LU Xiancai, et al. Effects of organic matter evolution on oil reservoir property during diagenesis of typical continental shale sequences [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(5): 947–956, 1047.
- [59] 卢龙飞, 刘伟新, 魏志红, 等. 四川盆地志留系页岩成岩特征及其对孔隙发育与保存的控制[J]. 沉积学报, 2022, 40(1): 73–87.
- LU Longfei, LIU Weixin, WEI Zhihong, et al. Diagenesis of the Silurian shale, Sichuan Basin: Focus on pore development and preservation [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2022, 40(1): 73–87.
- [60] 张顺. 东营凹陷页岩储层成岩作用及增孔和减孔机制[J]. 中国矿业大学学报, 2018, 47(3): 562–578.
- ZHANG Shun. Diagenesis and mechanism of shale reservoir pore increase and reduction in Dongying Sag [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2018, 47(3): 562–578.

(编辑 许 诺)