

川东地区二叠系海相页岩有机质富集对有机质孔发育的控制作用

王鹏威¹, 刘忠宝¹, 张殿伟¹, 李雄², 杜伟¹, 刘皓天², 李鹏¹, 王濡岳¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206; 2. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 湖北武汉 430070)

摘要: 有机质的丰度、显微组分及微观赋存方式等多种因素对海相页岩中有机质孔隙的发育具有重要控制作用, 但相关研究目前仍较为缺乏。基于有机地球化学与有机岩石学分析、扫描电镜、有机质能谱测试等技术手段, 对川东地区二叠系茅口组和吴家坪组过成熟海相页岩有机质丰度(*TOC*)、有机显微组分及有机质赋存方式开展系统对比分析, 探讨了有机质富集对有机质孔隙发育的控制作用, 并建立了有机质孔隙发育演化模式。研究结果表明: ①吴家坪组和茅口组虽均具有“*TOC*高和原始组分以藻类体为主”的特征, 但有机质的赋存方式存在差异。茅口组 *TOC* 相对较高, 有机质以顺层富集和局部富集等方式赋存; 吴家坪组 *TOC* 相对较低, 有机组分中见结构镜质体和无结构镜质体, 有机质以分散或局部富集等方式赋存。②有利的原始有机组分类型的存在是有机质孔隙发育的前提, 藻类体等腐泥组分中发育丰富的有机质孔隙, 而镜质体等腐殖组分中有机质孔隙不发育。*TOC* 控制了有机质孔隙的发育程度, 在一定范围内, *TOC* 越高, 有机质孔隙越发育。有机质赋存方式影响有机质孔隙的保存, 分散型有机质赋存在脆性矿物格架之内, 有机质孔隙保存好; 局部富集型和顺层富集型有机质边缘无有效格架支撑, 抗压实能力较弱, 有机质孔隙保存条件差。

关键词: 有机质丰度; 有机显微组分; 有机质孔隙; 海相页岩; 二叠系; 四川盆地

中图分类号: TE122.2 **文献标识码:** A

Control of organic matter enrichment on organic pore development in the Permian marine organic-rich shale, eastern Sichuan Basin

WANG Pengwei¹, LIU Zhongbao¹, ZHANG Dianwei¹, LI Xiong², DU Wei¹, LIU Haotian², LI Peng¹, WANG Ruyue¹

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 2. Exploration and Production Research Institute, Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Wuhan, Hubei 430070, China)

Abstract: Organic matter abundance, macerals and occurrence that have been suggested to significantly control upon pore development in marine shales have not been well studied. Guided by organic geochemistry, organic petrology and other theoretical methods, this study is focused on a systematic analysis and comparison of the abundance, macerals and occurrence of organic matter in the overmature marine shales in the Permian Maokou and Wujiaping Formations at the eastern Sichuan Basin through scanning electron microscope observation and energy spectrum testing among others, to discuss the control of organic matter enrichment on organic pore development in shales and establish an evolution model for the pores. The following results are obtained. Both the Maokou and Wujiaping marine shales are characterized by “high organic matter abundance (*TOC*) and predominance of algae in their primitive components”. However, they also have some differences in respect of organic matter occurrence. The Maokou Formation shale has relatively higher *TOC*, with organic matter enriching along bedding or at local position. The Wujiaping Formation shale has relatively lower *TOC*, with organic matter containing structural vitrinite and structureless vitrinite enriching dispersively or locally. The existence of favorable primitive organic components are a prerequisite for the pore development. Pores are mostly developed in sapropel compositions such as algae but are rarely found in vitrinite. *TOC* is the key to the pore development. Within a certain range, *TOC* is positively correlated with organic porosity. The organic matter occurrence influences the pore

收稿日期: 2022-10-21; 修订日期: 2023-01-09。

第一作者简介: 王鹏威(1986—), 男, 博士、副研究员, 非常规油气地质。E-mail: wangpw_syky@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(42272143); 中国石油化工股份有限公司科技攻关项目(P22137)。

preservation. Pores are well preserved in dispersed organic matter within brittle mineral framework. The organic matter enriched locally or along bedding usually has less pores preserved under compaction due to a lack of effective framework support.

Key words: organic matter abundance, organic macerals, organic matter pore, marine shale, the Permian, Sichuan Basin

引用格式:王鹏威,刘忠宝,张殿伟,等. 川东地区二叠系海相页岩有机质富集对有机质孔发育的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 379–392. DOI: 10. 11743/ogg20230210.

WANG Pengwei, LIU Zhongbao, ZHANG Dianwei, et al. Control of organic matter enrichment on organic pore development in the Permian marine organic-rich shale, eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 379–392. DOI: 10. 11743/ogg20230210.

北美和中国南方页岩气勘探实践表明, 纳米级有机质孔隙是高成熟度海相页岩储层的主要孔隙类型, 也是页岩气的重要储集空间类型之一^[1–3]。随着页岩气勘探领域的拓展和页岩储层研究的深入, 国内外学者在认识有机质孔隙对于页岩气富集重要性的同时, 也意识到页岩有机质孔隙发育演化的复杂性^[4–7]。典型海相页岩有机质孔隙在几何形态、孔径分布、孔隙体积和连通性等方面具有强烈非均质性, 其发育演化过程受多种地质因素共同作用^[5–8]。因此, 加强页岩有机质孔隙成因机制研究对于深化页岩气富集规律认识和指导页岩气“甜点层”优选具有积极的实践意义。

国内外学者从有机质孔隙发育物质基础、演化过程及保存条件等多方面对有机质孔隙发育的主控因素开展了大量相关研究。目前主流观点认为页岩中有机质孔隙是有机质热演化过程中的伴生产物, 有机质丰度[总有机碳含量(*TOC*)]和有机质类型是影响有机母质在热演化过程中孔隙发育程度及孔隙结构特征的重要因素, 热演化史则控制了有机质孔隙演化的过程^[7–13]。此外, 储层异常高压和脆性颗粒格架(如生物成因的硅质和莓球状黄铁矿颗粒等)有利于有机质孔隙保存^[7, 14], 晚期强烈的构造变动(如挤压和抬升)不利于有机质孔隙的保存。除了有机质丰度和有机质显微组分以外, 有机质赋存状态也是有机质富集的重要特征之一。微观尺度研究发现, 页岩中有机质的分布往往具有不均一性, 其赋存方式具有多样性。目前, 对于页岩中有机质赋存方式与有机质孔发育之间的关系研究相对薄弱, 尚无综合有机质丰度、有机显微组分及其微观赋存方式等多因素探讨海相页岩有机质富集与有机质孔隙发育规律的相关研究。本文以川东地区二叠系海相富有机质页岩为例, 利用有机地球化学分析、有机岩石学–扫描电镜微区观察、储层孔隙结构实验分析等技术手段, 对二叠系茅口组和吴家坪组过成熟海相页岩有机质丰度(*TOC*)、有机显微组分及有机质赋存方式开展系统对比分析。结合分析结果, 探讨有机显微组分及有机质赋存状态对有机质孔隙发育的控

制作用, 在此基础上建立了有机质孔隙发育演化模式。研究旨在探索海相富有机质页岩有机质孔隙发育机制, 为中国南方新层系海相页岩气勘探及“甜点层”优选提供依据。

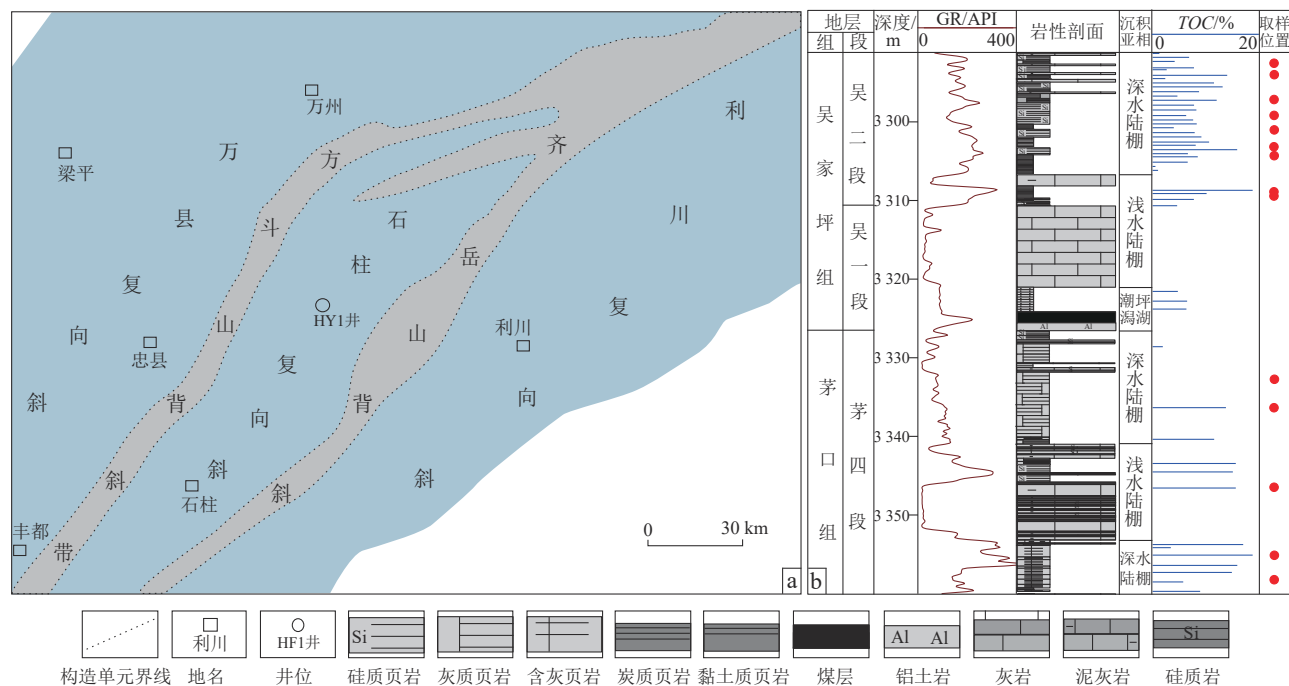
1 区域地质背景

四川盆地东部(川东地区)构造上主要指川东隔挡式褶皱构造带, 西起华蓥山断裂, 东至齐岳山断裂带。川东地区在燕山–喜马拉雅运动强烈挤压作用下形成一系列北东–南西向褶皱和断裂, 发育宽缓复向斜和高陡复背斜, 整体表现为隆凹相间的“隔档式”褶皱的特征, 局部构造具有复背斜上成排成带、复向斜内呈雁行式斜列展布的特点。川东地区二叠系海相页岩主要发育在中二叠统茅口组四段(茅四段)和上二叠统吴家坪组二段(吴二段)。纵向上, 从茅四段到吴二段沉积环境变化较大(图1), 茅四段沉积早期为深水陆棚环境, 主要沉积含灰页岩, 局部发育硅质页岩; 中期沉积水体变浅, 主要发育浅水陆棚相泥灰岩、灰岩夹薄层硅质岩和硅质页岩; 晚期沉积水体再次加深, 主要发育灰质页岩夹薄层硅质页岩及灰岩, 优质页岩累计厚度 20.0 m 左右^[15–18]。吴一段沉积早期主要为潮坪–潟湖相沉积, 以发育黏土质页岩和煤层为主, 页岩厚度约为 4.7 m, 中晚期主要发育浅水陆棚相灰岩。吴二段沉积时期水体迅速加深, 主要发育深水陆棚相硅质页岩、灰质硅质页岩, 上部夹少量薄层灰岩, 优质页岩总厚度约 19.0 m。

2 样品及实验方法

2.1 样品

本文所研究的 14 个典型样品取自红星地区 HY1 井的茅口组(茅四段)和吴家坪组(吴二段)深水陆棚相页岩, 主要为硅质页岩、灰质页岩、含灰页岩和炭质页岩(样



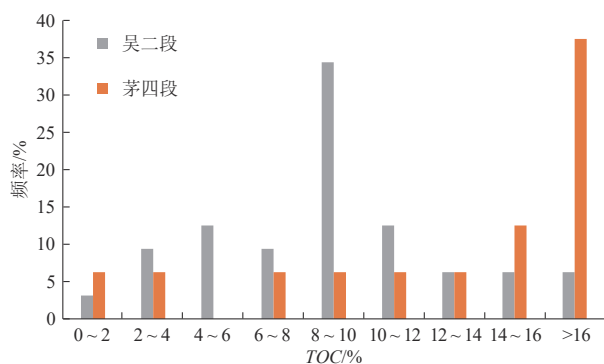


图2 川东地区二叠系海相页岩 TOC 分布频率直方图

Fig. 2 Histogram of measured TOC in Permian marine shale in eastern Sichuan Basin

抬升剥蚀,导致川东北吴家坪组深水陆棚相沉积中存在不同程度的陆源碎屑输入^[19-20],致使上二叠统吴家坪组页岩与中二叠统茅口组页岩有机显微组分有所差异。吴家坪组深水陆棚相页岩局部可见少量镜质体,主要为无结构镜质体,多呈颗粒状,形状不规则,颗粒边界明显,油浸反射光下呈灰白色、高凸起。类镜质体在扫描电镜下主要为灰黑色,具有一定的生物形貌特征,与周围的矿物具有明显的界线(图3d,e),镜质体表面光滑,颜色比类镜质体深,主要为黑色-灰黑色,且与类镜质体相似,与矿物具有清晰边界(图3f)。次生组分在

扫描电镜下多表现为灰黑色-灰色(图3c—e),主要是沥青裂解生成的富含孔隙的固体沥青。

3.2 有机质赋存方式

除了有机质丰度和有机显微组分,有机质赋存方式也是反映烃源岩中有机质富集特征的重要参数。受原始沉积水动力条件、初始生产力和保存条件等多因素的影响,泥页岩中有机质赋存方式比较复杂。根据有机质-黏土复合体的共生关系,有学者将有机质赋存方式定义为表面和团聚孔隙吸附有机质、结构边缘孔隙吸附有机质和层间域吸附有机质^[21]。也有学者根据有机质的形态和组分,将其划分为形态有机质、弥散有机质和沥青等^[22]。在结合前人研究^[23]的基础上,根据有机质在页岩中的几何形态、分布特征及其与周围矿物的接触关系等,将研究区二叠系海相页岩中原生有机质的赋存方式划分为分散型、顺层富集型、局部富集型等。

分散型有机质主要以碎屑或点状赋存于页岩中,有机质与石英或黏土矿物等混合在一起,呈絮凝状分布。分散型有机质多发育在吴家坪组硅质页岩中,有机显微组分主要为藻屑体、无定型腐泥及无结构镜质体(图4a)。

顺层富集型有机质以连续条带状平行或基本平行页岩层理分布,有机质纹层与钙质纹层或硅质纹层互

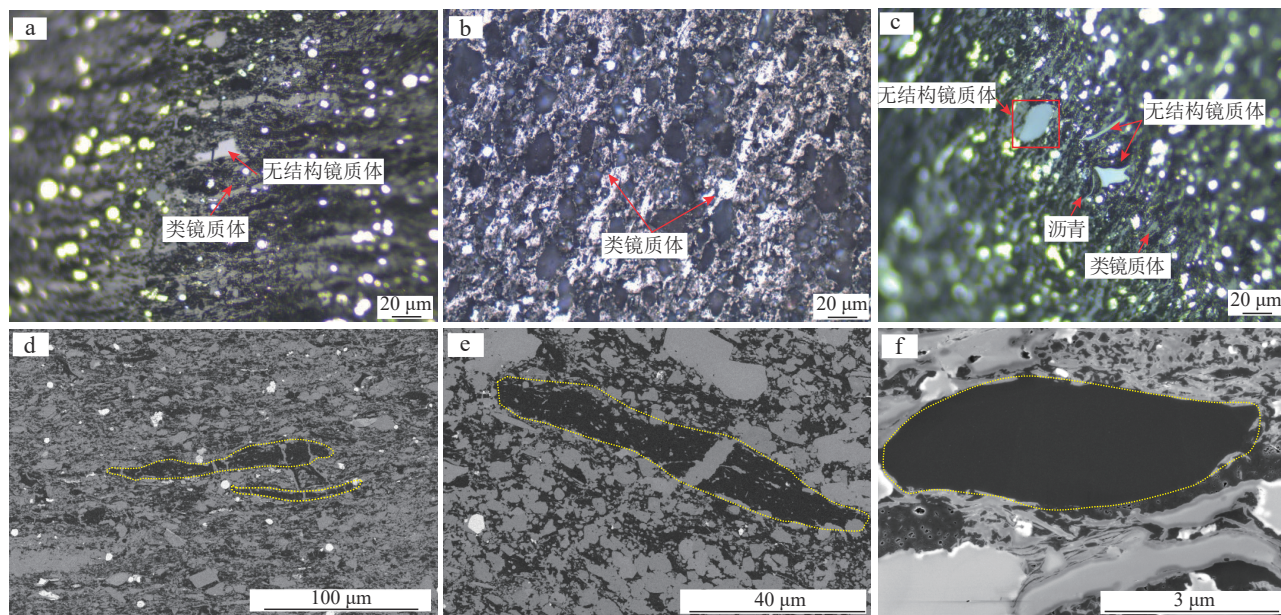


图3 光学显微镜和扫描电镜下川东地区二叠系海相页岩有机显微组分识别

Fig. 3 Organic maceral identification of Permian marine shale under optical microscope and scanning electron microscope in eastern Sichuan Basin

a. 吴家坪组,埋深3 307.34 m,类镜质体为主,见无结构镜质体,全岩光片;b. 茅口组,埋深3 355.55 m,类镜质体为主,全岩光片;c. 吴家坪组,埋深3 303.52 m,类镜质体为主,见无结构镜质体及沿颗粒边缘分布的沥青,全岩光片;d,e,f. 分别为照片a,b和c中一样品的扫描电镜照片,f为照片c中红框部分的扫描电镜照片

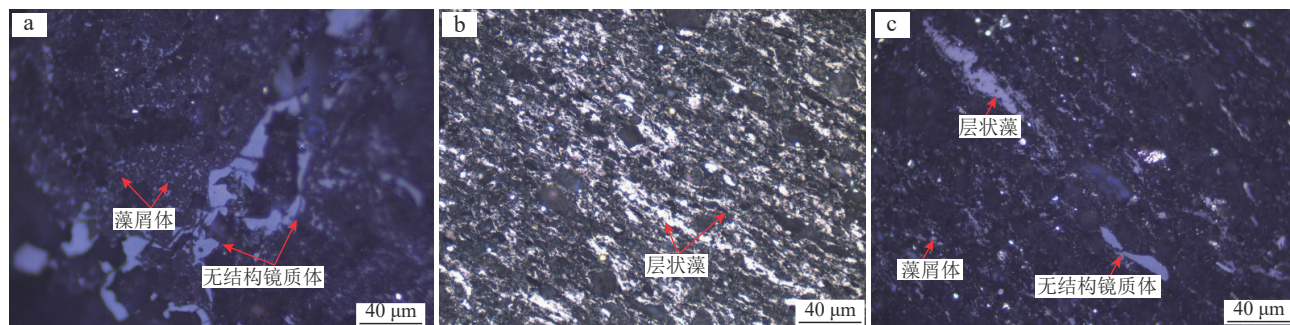


图4 光学显微镜下二叠系海相页岩有机质赋存方式

Fig. 4 Organic matter occurrence in Permian marine shale under light microscope

a. 吴家坪组,埋深3 307.93 m,分散型有机质;b. 茅口组,埋深3 340.72 m,顺层富集型有机质;c. 吴家坪组,埋深3 291.60 m,局部富集有机质

层,或与碳酸盐混合呈纹层(图3a,图4b),有机显微组分主要为层状藻和无定型腐泥组。

局部富集有机质主要以断续纹层状或者似层状不均匀地分布在无机矿物之间,其分布特征介于分散型有机质和顺层富集有机质之间,有机显微组分以无定型腐泥为主,局部可见大小不一的无结构镜质体(图4c)。顺层富集型和局部富集型有机质在茅口组灰质页岩和吴家坪组硅质页岩中均有发育。

4 有机质孔隙发育特征

4.1 孔隙类型和形状

氩离子抛光-扫描电镜观察表明,二叠系页岩储层有机质孔隙普遍发育,而生油前期发育的无机质孔隙多已被固体沥青所充填。结合有机岩石学中有有机显微组分认为,有机质孔隙主要发育在藻类体和固体沥青中。藻类体与周围矿物之间彼此支撑,有机质孔多呈不规则棱角状、圆形或椭圆形等,孔径变化较大,以纳米级孔隙为主,几十纳米至几百纳米(孔径长轴)孔隙均有发育,局部孔隙连通形成形状不规则的微米级孔隙(图5a,b)。固体沥青主要充填于无机矿物粒间孔、粒内溶蚀孔和草莓状黄铁矿的晶间孔内。沥青形状受控于孔隙形态,内部可见丰富有机质孔隙,孔隙均匀发育且孔径相对均一,主要以蜂窝状或者海绵状聚集(图5c—e)。此外,结构紧密且具有一定几何形态的有机质(多为镜质体)内孔隙与上述有机质孔隙存在明显差异,该部分孔隙分布不均匀,主要为规则圆形或椭圆形,孔径多为百纳米级,彼此孤立,连通性差(图5f)。

4.2 孔隙度及孔径特征

茅口组和吴家坪组页岩实测氮气孔隙度较高,茅

口组页岩储层孔隙度介于2.24%~7.66%,平均值为5.01%,吴家坪组页岩储层孔隙度介于3.03%~9.98%,平均值为5.59%(图6a)。与焦页1井下志留统龙马溪组海相富有机质页岩储层相比(平均孔隙度4.90%),川东地区二叠系富有机质页岩储层物性略好。根据IUPAC的孔隙类型划分,二叠系海相页岩储层以发育微孔-介孔为主(微孔占比36.1%~75.8%,介孔占比14.4%~51.7%),宏孔发育程度较低(图6b),与四川盆地龙马溪组页岩孔径分布具有相似性。前人研究认为,造成这一现象的成因是,高成熟-过成熟阶段原油裂解生气过程中可产生大量的纳米级微孔,且部分宏孔受压实作用转化为介孔或微孔^[24]。吴家坪组和茅口组页岩的孔径组成有所差异,吴家坪组页岩样品微孔占比为48.24%,介孔占比是39.46%;茅口组页岩样品微孔占比为63.24%,介孔占比是25.12%。

综上对比可以发现,吴家坪组页岩和茅口组页岩的有机质富集特征及孔隙发育特征存在明显的差异(表1)。茅口组有机质丰度更高,有机母质主要为顺层富集或局部富集的席状藻类、无定型藻类。吴家坪组有机质丰度相对较低,除了分散或局部富集的藻类以外,还可见结构镜质体及无结构镜质体。虽然这两套页岩储层都以有机质孔隙为主且以发育微孔-介孔为主,但吴家坪组页岩孔隙度更高、介孔占比更大。

5 有机质富集对孔隙的控制作用

5.1 有利的原始有机显微组分类型的存在是有机质孔隙发育的前提

富有机质泥页岩和煤层中不同有机显微组分或成烃生物中有机质孔隙发育具有明显差异^[25-26]。镜下除

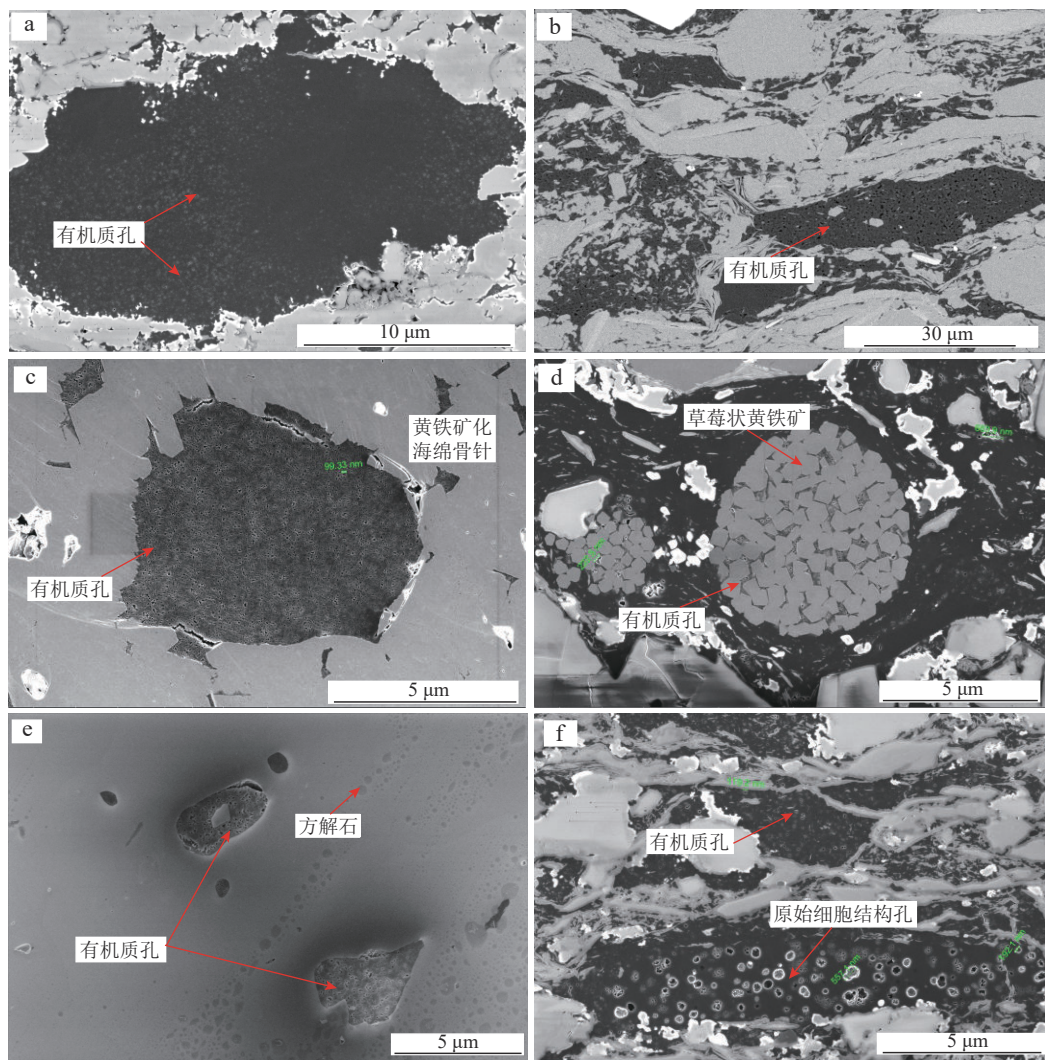


图5 川东地区二叠系海相页岩有机孔发育SEM照片

Fig. 5 SEM images showing organic pore development in Permian marine shale, eastern Sichuan Basin

a, b. 吴家坪组, 埋深 3 297.23 m, 藻类体内发育有机质孔; c. 吴家坪组, 埋深 3 294.05 m, 海绵骨针腔体内充填的沥青中发育有机质孔; d. 吴家坪组, 埋深 3 300.73 m, 黄铁矿晶间充填的沥青内发育有机质孔; e. 茅口组, 埋深 3 338.49 m, 充填溶蚀孔的沥青中发育有机质孔; f. 吴家坪组, 埋深 3 303.52 m, 藻类体内发育有机质孔, 镜质体内发育孤立的圆孔

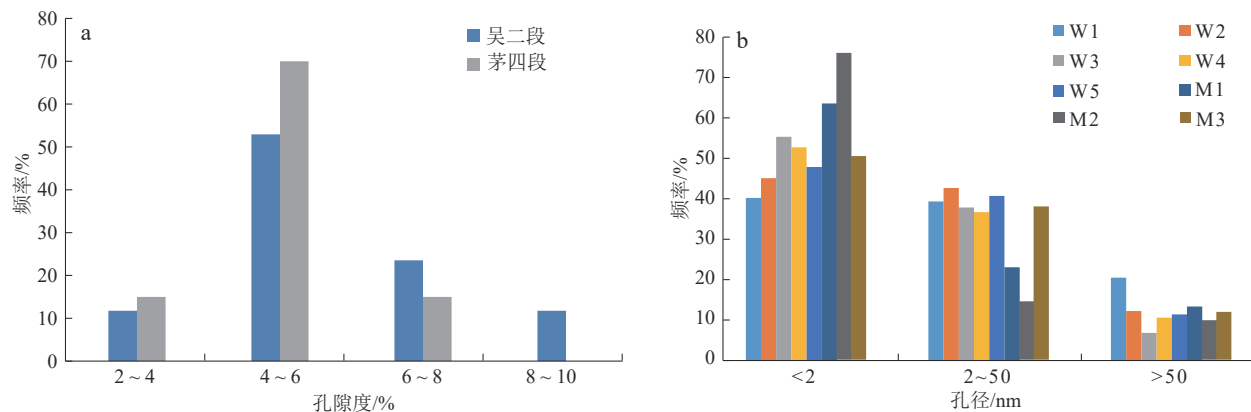


图6 川东地区二叠系海相页岩孔隙度和孔径分布频率直方图

Fig. 6 Histogram of porosity and pore size of the Permian marine shale, eastern Sichuan Basin

表1 川东地区吴家坪组和茅口组海相页岩有机质富集特征与孔隙发育特征对比

Table 1 Comparison of organic matter enrichment and pore characteristics between Maokou Formation and Wujiaping Formation in eastern Sichuan Basin

页岩层位	TOC/%	原始有机显微组分	有机质赋存方式	孔隙度/%	孔隙类型	孔径分布
吴家坪组	8.76	席状藻、无定型藻类,偶见结构镜质体或无结构镜质体	分散或局部富集	5.59	有机质孔	微孔48.24%,介孔39.46%
茅口组	13.65	席状藻类、无定型藻类	顺层富集或局部富集	5.01	有机质孔	微孔63.24%,介孔25.12%

了可见二叠系页岩中形态完整、孤立发育的藻类体和镜质体以外(图3d—f),还可见彼此相邻的(图7a,b)或混杂在一起的藻类体和镜质体(图7c,d)。具有富氢富脂族结构的藻类等腐泥型有机质,在热演化过程中脱除脂族链和杂原子键可产生空间^[10],即有机质孔隙,但由于不同部位的组分或结构差异,有机质孔隙发育具

有一定的非均质性(图7a—d)。富碳贫氢、具有芳香环结构的镜质体等腐殖型有机质,在生烃过程中基本不发育有机质孔隙,在扫描电镜下观察发现该类有机组分结构紧密、表面光滑,只有在局部富氢组分中可见有机质孔隙发育^[27-28](图7e,f)。此外,镜质体中局部发育孤立、连通性较差的圆孔(图5f),这些孔隙可能是

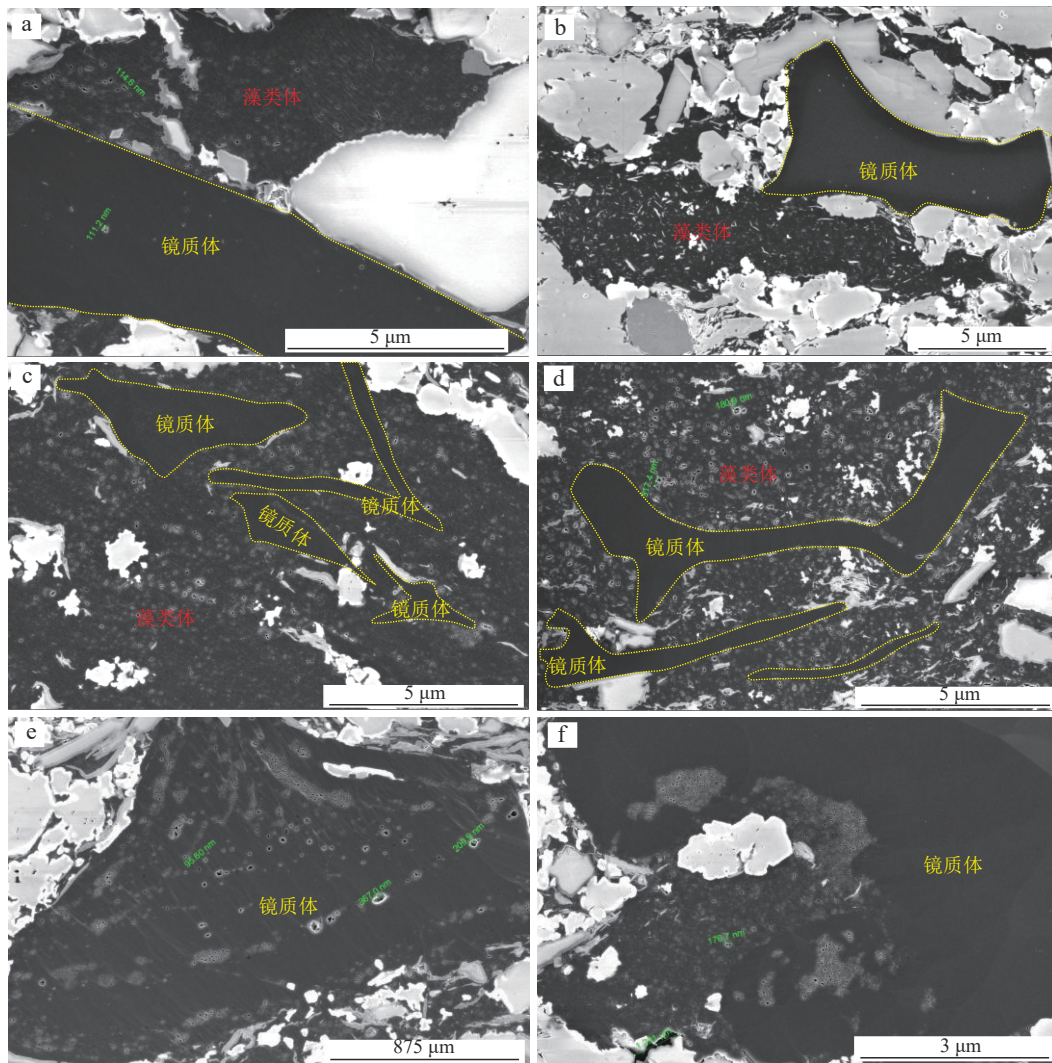


图7 川东地区二叠系海相页岩不同显微组分中有机质孔隙发育非均质性SEM照片

Fig. 7 SEM images showing heterogeneity of pores in different marcel of the Permian marine shale in eastern Sichuan Basin

a. 吴家坪组,埋深3 294.05 m,彼此相邻的藻类体和镜质体;b. 吴家坪组,埋深3 305.11 m,彼此相邻的藻类体和镜质体;c. 吴家坪组,埋深3 294.05 m,混杂的藻类体和镜质体;d. 吴家坪组,埋深3 303.52 m,混杂的藻类体和镜质体;e,f. 吴家坪组,埋深3 294.05 m,局部富氢组分中可见有机质孔隙

富氢组分经过细菌改造而形成,或者是从有机母质(例如树木或者叶片碎片或孢子)的原始细胞结构继承性演化而来,与有机质生烃过程无关^[29]。这种有机质孔隙发育的非均质性反映出有机显微组分对有机质孔发育具有重要影响。

为了进一步明确有机显微组分对有机质孔隙发育的控制作用,本次研究在二次电子成像的基础上,针对不同有机显微组分开展了能谱分析。如图8a,b所示,481和482代表内部无孔隙发育的有机质测点,484—486代表内部有孔隙发育的有机质测点。以测点482和测点484的能谱为例,测点484所对应有机质的C元素百分含量相对较低(图8c),测点482所对应有机质的C元素百分含量相对较高(图8d)。前人通过热模拟实验,证实这种碳元素含量的差异主要与干酪根类型有关^[30]。虽然不同类型有机母质在热演化过程中,都会经历氢原子消耗生成烃类,杂原子被优先逐步释放,以及碳原子由乱层结构向石墨晶体结构有序转化的过程^[31],碳元素百分含量随之逐渐增高,但是同一热演化阶段的不同类型有机显微组分的元素组成及含量存在差异,在同等热演化程度下,腐泥组分的碳元素百分含量低于腐殖组分的碳元素百分含量^[32]。统计6个样

品(其中一个样品没有找到发育孔隙的有机质)共计108个测点可以发现,有机质孔隙发育的有机质中C元素的百分含量低于有机质孔隙不发育的有机质,但二者C元素百分含量差异在不同样品之间变化较大(图9),个别样品二者差异较微弱。这主要是由于干酪根热演化过程是一个去氧、失氢、富碳的过程,在较高热演化程度下,不同类型有机母质都会经历强烈缩聚而结构更为有序、紧密,趋向石墨晶体,有机质的碳元素百分含量趋向一致^[22]。

5.2 有机质丰度决定有机质孔隙的发育程度

有机质是有机质孔隙发育的载体,前期研究认为,富有机质页岩中,有机质孔的孔隙度随有机质丰度增大呈简单的递增趋势,但是深入研究发现,有机质丰度对有机质成孔的控制具有一定的复杂性^[3,10,12]。二叠系页岩实测孔隙度和TOC数据相关性分析发现,前者随着后者增大具有先增大后减小的趋势:当 $TOC \leq 7.0\%$ 时,孔隙度随 TOC 增大而增大,当 $TOC > 7.0\%$ 时,孔隙度有逐渐降低趋势(图10a)。为了进一步验证该趋势,本文调研了美国阿巴拉契亚盆地 Marcellus 页岩、四川盆地长宁地区龙马溪组页岩和黔北地区牛

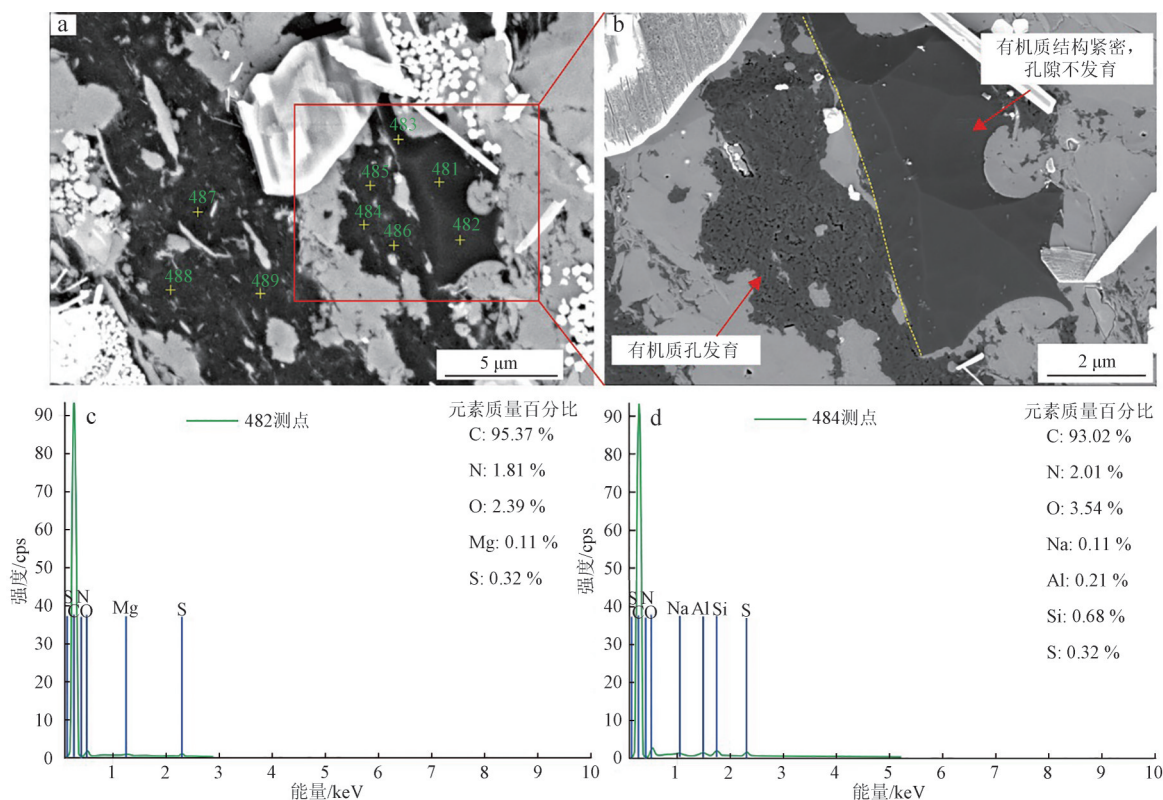


图8 川东地区吴家坪组页岩样品有机质能谱分析

Fig. 8 Energy spectrum of organic matter in shale samples of Wu-2 Member in eastern Sichuan Basin

a. 页岩样品 SEM 照片; b 为 a 红框放大部分; c. 测点 482 能谱图; d. 测点 484 能谱图

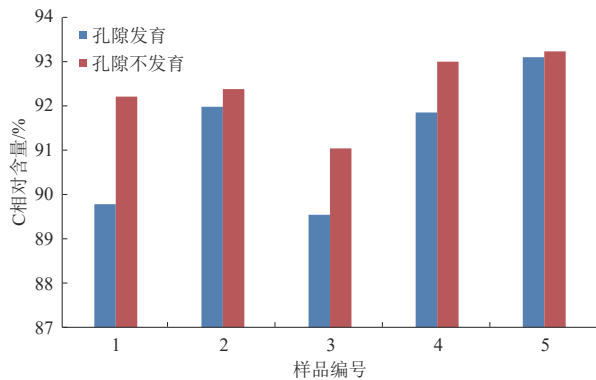


图9 川东地区吴家坪组页岩有机质中碳元素百分含量统计
Fig. 9 Carbon contents in organic matter of shale samples in Wu-2 Member, eastern Sichuan Basin

蹄塘组页岩孔隙度随 TOC 变化趋势。Marcellus 与龙马溪组和牛蹄塘组页岩均沉积于深水还原环境,其有机显微组分分别为浮游生物和藻类体,以 I 型和 II 型有机母质为主^[3,7,10,33]。Marcellus 页岩等效镜质体反射率 R_o 为 2.1%,最大埋深 6 000 m^[3];龙马溪组和牛蹄塘组页岩等效镜质体反射率 R_o 约介于 2.3%~2.7%,最大埋深普遍达到 6 000 m^[7,10,34],这 3 套页岩与川东地区二叠系富有机质页岩具有相似的沉积背景和页岩气富集条件。对比结果表明,国内外典型高成熟-过成熟海相页岩的孔隙度- TOC 关系具有相似性,其中 Marcellus 页岩孔隙度变化趋势在 $TOC=5.6\%$ 附近发生改变,龙马溪组页岩孔隙度变化趋势在 $TOC=5.0\%$ 附近发生改变,牛蹄塘组页岩孔隙度变化趋势在 $TOC=6.0\%$ 附近发生改变。此外,虽然茅口组页岩 TOC 比吴家坪组页岩 TOC 高,但是前者孔隙度比后者低(图 2 和图 6a)。页岩微孔占比与 TOC 具有一定的正相关关系,介孔占比随 TOC 增大呈先增大后减小的趋势(图 10b),说明过高有机质丰度页岩的抗压能力较弱,有机质孔隙的孔径在压实过程中减小。

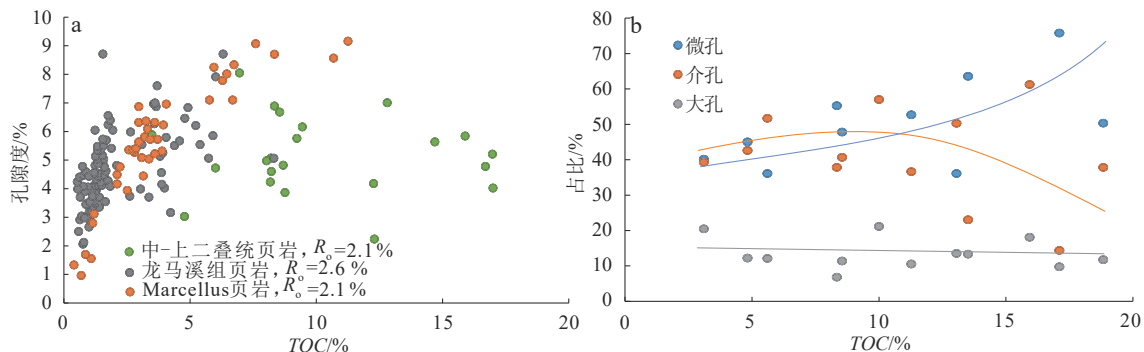


图 10 川东地区二叠系海相页岩孔隙度(a)和有机质孔体积(b)随 TOC 变化趋势

Fig. 10 Variation of porosity (a) and organic pore volume (b) with TOC of the Permian marine shale in eastern Sichuan Basin

由此证实富有机质页岩中,有机质丰度对有机质孔发育的影响比较复杂:一方面,高有机质丰度为有机质孔发育提供了良好的物质基础,是决定有机孔的孔隙数量和孔隙体积的重要因素之一;另一方面,单位质量页岩内有机质丰度的增加会明显增大有机质体积,降低页岩抗压能力^[1],对有机质孔隙的保存造成一定影响。

5.3 有机质赋存方式控制有机质孔隙的保存

如上所述,二叠系页岩中有机质赋存方式多样且复杂,但目前的研究多集中在有机质丰度和有机显微组分等因素对有机质孔隙发育的控制作用,而针对有机质赋存状态对页岩有机质孔发育影响的研究较为薄弱。本次研究以氩离子抛光扫描电镜观察为基础,从不同尺度上识别有机质赋存状态及其内部孔隙发育特征,结合有机质孔隙面孔率定量表征,揭示有机质赋存方式对孔隙保存的控制作用。

扫描电镜下观察发现(图 11a),有机质以分散形式分布在无机矿物之间,有机质彼此基本不沟通,无明显的层状结构。有机质的大小与周围无机矿物相似,具有一定的形态特征(图 11b),多为藻屑体、结构镜质体或无结构镜质体。无机矿物以脆性矿物为主(主要为石英颗粒,局部见黄铁矿),偶见黏土矿物(图 11b)。脆性矿物颗粒无明显层状结构,彼此联系,可以是在早成岩阶段生物硅质矿物组分转化形成的具有稳定结构的生物成因石英,也可能是在中成岩早期由蒙脱石转化为伊利石的过程中所生成并排出的石英^[35-36]。如图 11c 所示,大量片状、椭球状、斑块状和团块状的石英颗粒叠置形成集合体,构成一个稳定的刚性格架,具有很好的抗机械压实能力。这些刚性颗粒具有形成时间早、抗压能力强的特点,可以对分散在颗粒之间的腐泥组分、后期运移的次生有机质及热演化过程伴生

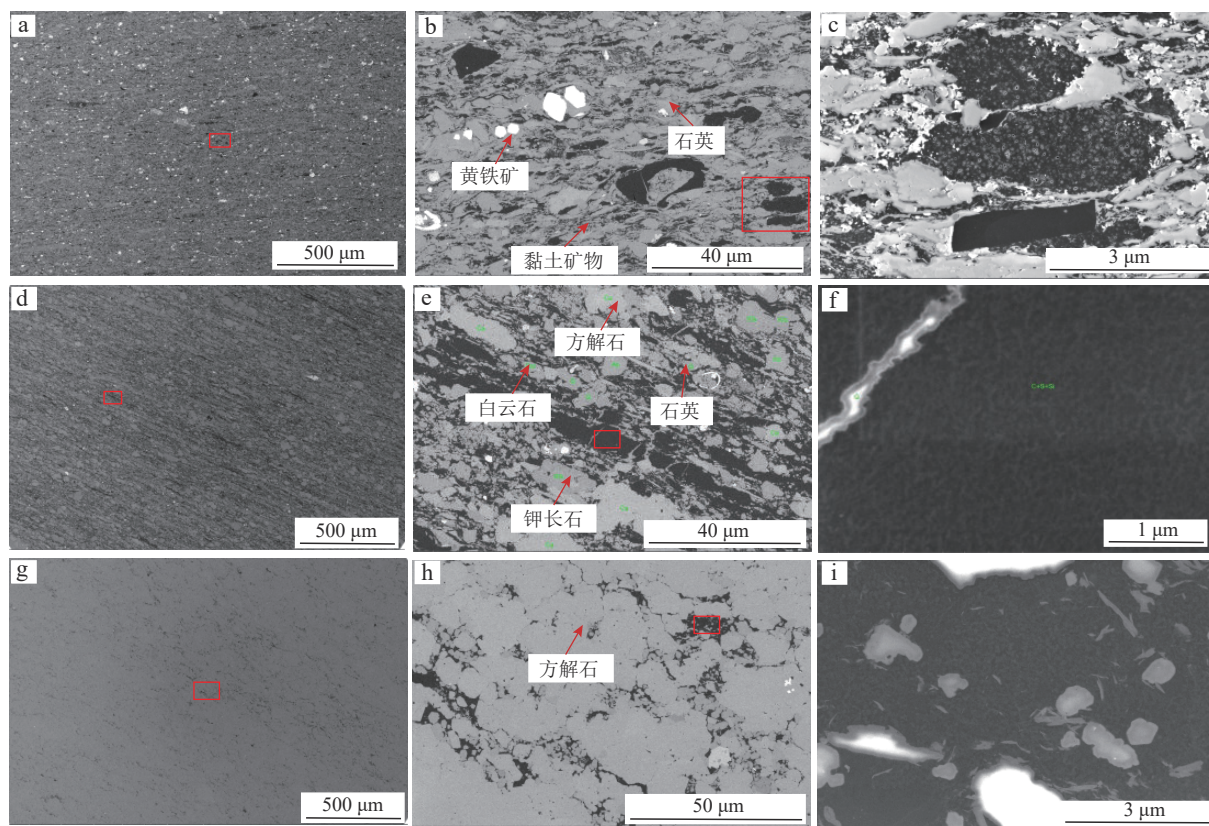


图 11 川东地区二叠系海相页岩不同赋存方式有机质中有机质孔隙发育特征 SEM 照片

Fig. 11 SEM images showing pores developed in organic matter of different occurrence in the Permian marine shale, eastern Sichuan Basin

a—c. 吴家坪组,埋深 3 294.05 m; d—f. 茅口组,埋深 3 340.72 m; g—i. 茅口组,埋深 3 333.09 m。

(b 为 a 中红框部分的放大, c 为 b 中红框部分的放大; e 为 d 中红框部分的放大, f 为 e 中红框部分的放大; h 为 g 中红框部分的放大, i 为 h 中红框部分的放大。)

的有机质孔隙起到很好的保护作用。

与分散型有机质不同,顺层富集的藻类体和无定型腐泥组与脆性矿物都具有层状结构,二者呈现互层分布的特征(图 11d)。脆性矿物顺层呈连续或断续分布,垂直层面方向的连续性差,颗粒多分散在有机质内部,无法形成支撑格架。因此,在热演化过程中原生有机质虽然可以产生有机质孔隙,但有机质无有效格架支撑,抗压实能力较弱,不利于有机质孔隙的保存。前人研究认为^[37-38],川东齐岳山地区中生代—新生代地层剥蚀量主要在 3 000 ~ 3 500 m,最大超过 4 000 m。由此推测 HY1 井二叠系海相页岩最大埋深可达 6 000 ~ 7 000 m,晚期深埋过程中强烈压实作用可降低有机质内孔隙体积,导致镜下可识别的有机质孔隙明显减少(图 11f)。与顺层富集型有机质类似,局部富集有机质呈准连续状分布(图 11g, h),大部分有机质抗压能力弱,有机质内可见的孔隙同样较少(图 11i)。

与页岩孔隙度随 TOC 变化趋势相似(图 7a),所分析页岩样品中可见有机质孔面孔率也随 TOC 增大呈先增大后减小的变化趋势,但是不同赋存状态有机质

中二者的变化趋势有所不同:分散型有机质中可见有机质孔面孔率在 TOC < 16 % ~ 17 % 时呈上升趋势且增加幅度大,随后则呈下降趋势;顺层富集有机质中可见的有机质孔面孔率在 TOC ≤ 10 % 左右时随 TOC 增大呈上升趋势且增加幅度较小,当 TOC > 10 % 时则随之减小(图 12)。由此认为,在有机质丰度和有机质类型相

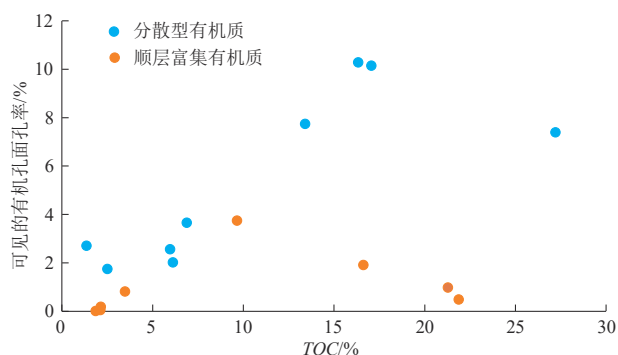


图 12 川东地区二叠系不同赋存状态有机质内可见的有机质孔面孔率随 TOC 变化趋势

Fig. 12 Variation of organic porosity with TOC in organic matter of different occurrence in the Permian, eastern Sichuan Basin

似、所经历的埋藏史相同的情况下,分散有机质的抗压实能力较强,有机质孔隙在埋藏过程中可以得到较好的保存;而顺层有机质抗压能力相对较弱,有机质孔保存条件较差。由此也可以解释为什么吴家坪组页岩的有机质丰度低于茅口组,而其孔隙度却略高于后者。

6 有机质孔发育演化模式

国内外大量的研究已经证实,有机质孔隙发育演化是一个受内在因素(*TOC*、有机质类型、矿物组成、有机质与无机矿物配置关系等)和外在地质过程(热演化过程、储层压力演化、成岩演化过程、构造活动)控制的复杂地质过程^[3,7,29,39-44]。基于前人研究成果并结合上述有机质丰度(*TOC*)、有机质品质(有机质类型)和有机质赋存状态对有机质孔隙发育保存影响的分析,本次研究以吴家坪组硅质页岩为例,探讨在有机质富集特征控制下的海相页岩有机质孔隙差异性演化特征(图13)。

同生-早成岩期($R_o:0 \sim 0.5\%$)沉积的多种有机质(藻屑体、席状藻、镜质体等)在不同水动力条件和细菌分解作用下形成了分散型有机质、顺层富集型有机质以及局部富集型有机质,有机质多与黏土矿物形成有机-黏土复合体^[23]。在持续的机械压实作用下松散的有机-黏土复合体和矿物颗粒形成半固结-固结状态,原生孔隙的孔隙度迅速降低(图13a)。有机质在成熟阶段早期($R_o:0.5\% \sim 0.8\%$)释放大量水溶性有机酸,溶蚀碳酸盐矿物颗粒及胶结物,形成次生溶蚀孔隙(图13b)。

成熟-高成熟阶段($R_o:0.8\% \sim 2.0\%$),受原始显微组分的影响,无论是分散型还是顺层富集型或局部

富集型有机质,富氢显微组分内部均伴生有机质孔隙。高成熟阶段液态烃裂解成气可在沥青中生成大量的有机质孔隙,但贫氢组分(镜质体等)内部则无有机质孔隙发育(图13c)。原始显微组分差异在该阶段初步造成了二叠系海相页岩中有机质孔发育的非均质性,这与四川盆地自流井组陆相页岩和松辽盆地沙河子组陆相页岩具有一定相似性^[27-28]。

过成熟阶段($R_o>2.0\%$),分散型有机质和充填于溶蚀孔内部及黄铁矿晶间孔之内的沥青在脆性矿物颗粒的保护下抗压实能力较强,其内部发育的有机质孔隙可以得到保存。这一点与 Marcellus 页岩和志留系页岩等国内外典型海相页岩中有机质孔隙发育后得以保存具有相似之处。但与典型海相页岩不同的是,二叠系页岩中顺层富集型有机质或者局部富集型有机质缺少有效的骨架支撑,抗压实能力较弱。与分散型有机质相比,同等条件下压实作用对这两种赋存状态之下有机质内孔隙的减孔作用更显著(图13d),从而进一步强化了二叠系海相页岩中有机质孔隙发育的非均质性。

7 结论

1) 二叠系海相页岩具有高有机质丰度、高储集物性且储集空间以有机质孔隙为主的特征,茅口组页岩有机质丰度高于吴家坪组,但其孔隙度略低于后者。这两套页岩原始有机显微组分均主要为席状藻类或者无定型藻类,但吴家坪组页岩中偶见结构镜质体和无结构镜质体。茅口组主要发育顺层富集型和局部富集型有机质,吴家坪组主要发育分散型或局部富集型有机质。

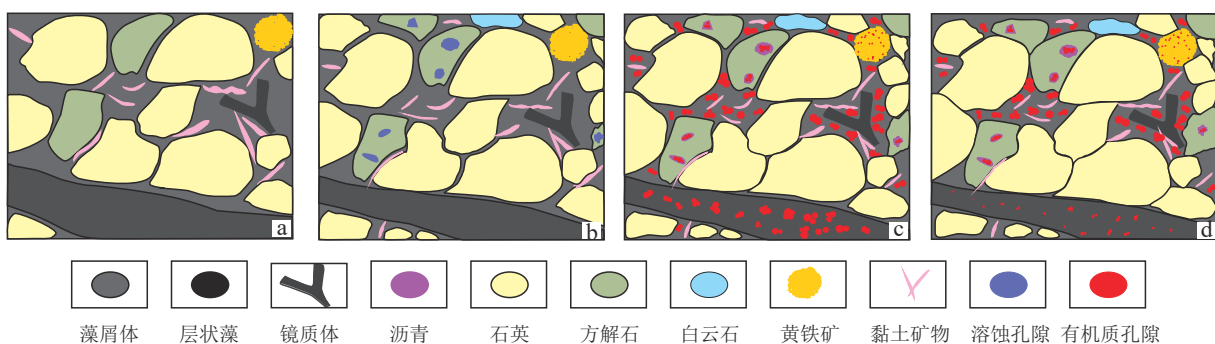


图13 川东地区二叠系海相页岩有机质富集特征对有机质孔隙演化的控制作用示意图

Fig. 13 Schematic diagram showing control of organic matter enrichment on organic pore evolution in the Permian marine shale, eastern Sichuan Basin

a. 同沉积阶段; b. 成熟阶段早期; c. 成熟-高成熟阶段; d. 过成熟阶段
(以藻屑体代表分散型有机质,以层状藻代表顺层富集型有机质。)

2) 二叠系海相页岩孔隙度随有机质丰度增大呈先增大后减小的趋势。有机质孔隙主要发育在富氢富脂的腐泥组中,富碳贫氢的腐殖型有机质中有机质孔隙不发育。分散型有机质中有机质孔隙保存较好,而顺层富集型或局部富集型有机质抗压实能力弱,压实作用可导致有机质孔隙体积减小。与茅口组页岩相比,吴家坪组页岩中有机质的富集特征更有利于有机质孔隙发育。二叠系海相页岩中有机质富集特征对有机质孔隙发育的控制作用可总结为:有机质丰度决定有机质孔隙的发育程度,有利的有机显微组分类型的存在是有机质孔隙发育的前提,有机质赋存方式控制有机质孔隙的保存。

参 考 文 献

- [1] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1-10.
JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [2] 郭旭升. 南方海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 2014, 88(7): 1209-1218.
GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China——understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [3] MILLIKEN K L, RUDNICKI M, AWWILLER D N, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(2): 177-200.
- [4] 宋岩, 高凤琳, 唐相路, 等. 海相与陆相页岩储层孔隙结构差异的影响因素[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1501-1512.
SONG Yan, GAO Fenglin, TANG Xianglu, et al. Influencing factors of pore structure differences between marine and terrestrial shale reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1501-1512.
- [5] ZHU Hongjian, JU Yiwen, QI Yu, et al. Impact of tectonism on pore type and pore structure evolution in organic-rich shale: Implications for gas storage and migration pathways in naturally deformed rocks[J]. Fuel, 2018, 228: 272-289.
- [6] 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.
TENG Geer, 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.
- [7] 王濡岳, 胡宗全, 龙胜祥, 等. 四川盆地上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩储层特征与演化机制[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 353-364.
- WANG Ruyue, HU Zongquan, LONG Shengxiang, et al. Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 353-364.
- [8] 刘忠宝, 高波, 胡宗全, 等. 高演化富有机质页岩储层特征及孔隙形成演化——以黔南地区下寒武统九门冲组为例[J]. 石油学报, 2017, 38(12): 1381-1389.
LIU Zhongbao, GAO Bo, HU Zongquan, et al. Reservoir characteristics and pores formation and evolution of high matured organic rich shale: A case study of Lower Cambrian Jiumenchong Formation, southern Guizhou area [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(12): 1381-1389.
- [9] 马中良, 郑伦举, 徐旭辉, 等. 富有机质页岩有机孔隙形成与演化的热模拟实验[J]. 石油学报, 2017, 38(1): 23-30.
MA Zhongliang, ZHENG Lunju, XU Xuhui, et al. Thermal simulation experiment on the formation and evolution of organic pores in organic-rich shale [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(1): 23-30.
- [10] 王濡岳, 龚大建, 冷济高, 等. 黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩储层发育特征: 以岑巩区块为例[J]. 地学前缘, 2017, 24(6): 286-299.
WANG Ruyue, GONG Dajian, LENG Jigao, et al. Developmental characteristics of the Lower Cambrian Niutitang shale reservoir in Northern Guizhou area: A case study in the Cengong Block [J]. Earth Science Frontiers, 2017, 24(6): 286-299.
- [11] 吉利明, 吴远东, 贺聪, 等. 富有机质泥页岩高压生烃模拟与孔隙演化特征[J]. 石油学报, 2016, 37(2): 172-181.
JI Liming, WU Yuandong, HE Cong, et al. High-pressure hydrocarbon-generation simulation and pore evolution characteristics of organic-rich mudstone and shale [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 172-181.
- [12] 刘文平, 张成林, 高贵冬, 等. 四川盆地龙马溪组页岩孔隙度控制因素及演化规律[J]. 石油学报, 2017, 38(2): 175-184.
LIU Wenping, ZHANG Chenglin, GAO Guidong, et al. Controlling factors and evolution laws of shale porosity in Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 175-184.
- [13] 王鹏威, 张亚雄, 刘忠宝, 等. 四川盆地东部涪陵地区自流井组陆相页岩储层微裂缝发育特征及其对页岩气富集的意义[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(11): 1724-1734.
WANG Pengwei, ZHANG Yaxiong, LIU Zhongbao, et al. Microfracture development at Ziliujing lacustrine shale reservoir and its significance for shale-gas enrichment at Fuling area in eastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(11): 1724-1734.
- [14] 王鹏威, 刘忠宝, 金之钧, 等. 川西南地区下寒武统筇竹寺组页岩气纵向差异富集主控因素[J]. 地球科学, 2019, 44(11): 3628-3638.

- WANG Pengwei, LIU Zhongbao, JIN Zhijun, et al. Main control factors of shale gas differential vertical enrichment in Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, southwest Sichuan Basin, China [J]. *Earth Science*, 2019, 44(11): 3628–3638.
- [15] 腾格尔, 秦建中, 付小东, 等. 川东北地区上二叠统吴家坪组烃源岩评价[J]. *古地理学报*, 2010, 12(3): 334–345.
- TENG Geer, QIN Jianzhong, FU Xiaodong, et al. Hydrocarbon source rocks evaluation of the Upper Permian Wujiaping Formation in northeastern Sichuan area [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2010, 12(3): 334–345.
- [16] 王鹏威, 刘忠宝, 李雄, 等. 川东红星地区上二叠统吴家坪组页岩成烃成储条件差异及其地质意义[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 45(5): 1102–1114.
- WANG Pengwei, LIU Zhongbao, LI Xiong, et al. Development of the Upper Permian Wujiaping shale in Hongxing area, eastern Sichuan Basin, and its significance to shale gas enrichment [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 45(5): 1102–1114.
- [17] 曹清古, 刘光祥, 张长江, 等. 四川盆地晚二叠世龙潭期沉积环境及其源控作用分析[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(1): 36–41.
- CAO Qinggu, LIU Guangxiang, ZHANG Changjiang, et al. Sedimentary environment and its controlling on source rocks during Late Permian in Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(1): 36–41.
- [18] 陈建平, 李伟, 倪云燕, 等. 四川盆地二叠系烃源岩及其天然气勘探潜力(二)——烃源岩地球化学特征与天然气资源潜力[J]. *天然气工业*, 2018, 38(6): 33–45.
- CHEN Jianping, LI Wei, NI Yunyan, et al. The Permian source rocks in the Sichuan Basin and its natural gas exploration potential (part 2): Geochemical characteristics of source rocks and latent capacity of natural gas resources [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(6): 33–45.
- [19] 冯庆来, 刘本培, 叶玫. 中国南方古特提斯阶段的构造古地理格局[J]. *地质科技情报*, 1996, 15(3): 1–6.
- FENG Qinglai, LIU Benpei, YE Mei. Tectonic palaeogeographic pattern of palaeotethyan stage in South China [J]. *Geological Science and Technology Information*, 1996, 15(3): 1–6.
- [20] 王鹏威, 刘光祥, 刘忠宝, 等. 川东南—黔西北地区上二叠统龙潭组海陆过渡相页岩气富集条件及主控因素[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(3): 431–440.
- WANG Pengwei, LIU Guangxiang, LIU Zhongbao, et al. Shale gas enrichment conditions and controlling factors of Upper Permian Longtan Formation transitional shale in southeast Sichuan to northwest Guizhou [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(3): 431–440.
- [21] 卢龙飞, 蔡进功, 刘文汇, 等. 泥岩与沉积物中粘土矿物吸附有机质的三种赋存状态及其热稳定性[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(1): 16–26.
- LU Longfei, CAI Jingong, LIU Wenhui, et al. Occurrence and thermostability of absorbed organic matter on clay minerals in mudstones and muddy sediments [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(1): 16–26.
- [22] 张毅. 上扬子北缘晚二叠世大隆组有机质类型、分布规律及赋存控制因素[D]. 武汉: 中国地质大学, 2017: 92.
- ZHANG Yi. Forms and distribution characteristics of organic matter and controlling factors on organic matter accumulation in the latest Permian Dalong Formation, northern margin of upper Yangtze [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2017: 92.
- [23] 张永刚, 蔡进功, 许卫平, 等. 泥质烃源岩中有机质富集机制 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2007: 75–76.
- ZHANG Yonggang, CAI Jingong, XU Weiping, et al. Enrichment mechanism of organic matter in argillaceous source rocks [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 75–76.
- [24] 陈曼霏, 何生, 易积正, 等. 涪陵页岩气田平桥区块页岩气储层有机质孔发育特征[J]. *石油学报*, 2019, 40(4): 423–433.
- CHEN Manfei, HE Sheng, YI Jizheng, et al. Development characteristics of organic pore in shale gas reservoir of Wufeng Formation Member 1 of Longmaxi Formation in Pingqiao Block, Fuling shale gas field [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(4): 423–433.
- [25] ARDAKANI O H, SANEI H, GHANIZADEH A, et al. Do all fractions of organic matter contribute equally in shale porosity? A case study from Upper Ordovician Utica Shale, southern Quebec, Canada [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 92: 794–808.
- [26] 单长安, 张廷山, 梁兴, 等. 富质组组和富质组组高阶煤纳米孔隙结构特征[J]. *石油学报*, 2020, 41(6): 723–736.
- SHAN Changan, ZHANG Tingshan, LIANG Xing, et al. Nanopore structure characteristics of high-rank vitrinite-and inertinite-coal [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(6): 723–736.
- [27] 刘忠宝, 胡宗全, 刘光祥, 等. 四川盆地东北部下侏罗统自流井组陆相页岩储层孔隙特征及形成控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 136–145.
- LIU Zhongbao, HU Zongquan, LIU Guangxiang, et al. Pore characteristics and controlling factors of continental shale reservoirs in the Lower Jurassic Ziliujing Formation, northeastern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 136–145.
- [28] 高凤琳, 宋岩, 梁志凯, 等. 陆相页岩有机质孔隙发育特征及成因——以松辽盆地长岭断陷沙河子组页岩为例[J]. *石油学报*, 2019, 40(9): 1030–1044.
- GAO Fenglin, SONG Yan, LIANG Zhikai, et al. Development characteristics of organic pore in the continental shale and its genetic mechanism: A case study of Shahezi Formation shale in the Changling fault depression of Songliao Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(9): 1030–1044.
- [29] KO L T, LOUCKS R G, ZHANG Tongwei, et al. Pore and pore network evolution of Upper Cretaceous Boquillas (Eagle Ford-equivalent) mudrocks: Results from gold tube pyrolysis experiments [J]. *AAPG Bulletin*, 2016, 100(11): 1693–1722.

- [30] 康广星, 徐学敏, 汪双清, 等. 古生界干酪根热演化模拟实验[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(4): 593-602.
KANG Guangxing, XU Xuemin, WANG Shuangqing, et al. Experimental study on thermal evolution of kerogen in Paleozoic[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(4): 593-602.
- [31] TISSOT B P, WELTE D H. Petroleum formation and occurrence[M]. Berlin: Springer, 1984.
- [32] VANDENBROUCKE M, LARGEAU C. Kerogen origin, evolution and structure[J]. Organic Geochemistry, 2007, 38(5): 719-833.
- [33] 谢国梁, 刘树根, 焦堃, 等. 受显微组分控制的深层页岩有机质孔隙: 四川盆地五峰组—龙马溪组有机质组分分类及其孔隙结构特征[J]. 天然气工业, 2021, 41(9): 23-34.
XIE Guoliang, LIU Shugen, JIAO Kun, et al. Organic pores in deep shale controlled by macerals: Classification and pore characteristics of organic matter components in Wufeng Formation—Longmaxi Formation of the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 23-34.
- [34] 刘文平, 周政, 吴娟, 等. 川南盆地长宁页岩气田五峰组—龙马溪组成藏动力学过程及其意义[J]. 南京大学学报(自然科学), 2020, 56(3): 393-404.
LIU Wenping, ZHOU Zheng, WU Juan, et al. Hydrocarbon generation and shale gas accumulation in the Wufeng—Longmaxi formations, Changning shale-gas field, southern Sichuan Basin [J]. Journal of Nanjing University (Natural Science), 2020, 56(3): 393-404.
- [35] 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.
LU Longfei, LIU Weixin, YU Lingjie, et al. Early diagenesis characteristics of biogenic opal and its influence on porosity and pore network evolution of siliceous shale [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(3): 363-370.
- [36] 赵杏媛, 何东博. 黏土矿物与页岩气[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(6): 643-647, 633.
ZHAO Xingyuan, HE Dongbo. Clay minerals and shale gas [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(6): 643-647, 633.
- [37] 袁玉松, 孙冬胜, 周雁, 等. 中上扬子地区印支期以来抬升剥蚀时限的确定[J]. 地球物理学报, 2010, 53(2): 362-369.
YUAN Yusong, SUN Dongsheng, ZHOU Yan, et al. Determination of onset of uplifting for the Mid-Upper Yangtze area after Indosinian event [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2010, 53(2): 362-369.
- [38] 石红才, 施小斌. 中、上扬子白垩纪以来的剥蚀过程及构造意义——低温年代学数据约束[J]. 地球物理学报, 2014, 57(8): 2608-2619.
SHI Hongcai, SHI Xiaobin. Exhumation process of Middle-Upper Yangtze since Cretaceous and its tectonic significance: Low-temperature thermochronology constraints [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2014, 57(8): 2608-2619.
- [39] 王濡岳, 胡宗全, 周彤, 等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩裂缝发育特征及其控储意义[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1295-1306.
WANG Ruyue, HU Zongquan, ZHOU Tong, et al. Characteristics of fractures and their significance for reservoirs in Wufeng—Longmaxi shale, Sichuan Basin and its periphery [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1295-1306.
- [40] 聂海宽, 何治亮, 刘光祥, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气优质储层成因机制[J]. 天然气工业, 2020, 40(6): 31-41.
NIE Haikuan, HE Zhiliang, LIU Guangxiang, et al. Genetic mechanism of high-quality shale gas reservoirs in the Wufeng—Longmaxi Fms in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(6): 31-41.
- [41] 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.
- [42] 聂海宽, 李沛, 党伟, 等. 四川盆地及周缘奥陶系—志留系深层页岩气富集特征与勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 648-659.
NIE Haikuan, LI Pei, DANG Wei, et al. Enrichment characteristics and exploration directions of deep shale gas of Ordovician—Silurian in the Sichuan Basin and its surrounding areas, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 648-659.
- [43] WANG Hongyan, ZHOU Shangwen, LI Shuangshuang, et al. Comprehensive characterization and evaluation of deep shales from Wufeng—Longmaxi Formation by LF-NMR technology [J]. Unconventional Resources, 2022, 2: 1-11.
- [44] WANG Pengwei, LIU Zhongbao, ZHANG Dianwei, et al. Source rock and reservoir qualities of middle Jurassic Liangaoshan lacustrine shale at Fuxing area, Sichuan Basin: Implication for shale-oil enrichment [J]. Unconventional Resources, 2023, 3: 37-43.

(编辑 董立)