

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

张 琴^{1,2},卢东连¹,王 凯³,刘 畅⁴,郭明强⁵,张梦婕¹,郭超杰¹,王 颖¹,胡文忠¹,朱筱敏^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京) 地球科学学院,北京 102249;2. 中国石油大学(北京) 油气资源与工程国家重点实验室,北京 102249;
3. 中国石化 新疆新春石油开发有限责任公司,山东 东营 257000;4. 中海油研究总院有限责任公司,北京 100028;
5. 中联煤层气有限责任公司,北京 100000]

摘要:下扬子地区下寒武统荷塘组细粒沉积岩岩相微观孔隙发育特征不清楚制约了页岩气的勘探开发。基于普通薄片观察、氩离子抛光扫描电镜(SEM)分析、物性测试、X射线衍射全岩矿物及黏土矿物含量分析、N₂及CO₂等温吸附实验、聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)分析等实验资料,建立了荷塘组细粒沉积岩岩相划分方案,分析了不同岩相的微观孔隙结构特征。研究表明:①荷塘组细粒沉积岩主要发育块状硅质泥岩相、纹层状硅质页岩相、块状含黏土硅质泥岩相、块状硅/灰混合质泥岩相和块状混合灰质泥岩相5种岩相类型。②荷塘组不同细粒沉积岩岩相孔隙度和渗透率差异较大。孔隙类型主要为粒间孔、晶间孔、粒内孔、有机质孔和微裂缝,以微米-纳米级孔隙为主。介孔孔径为2.0~10.0 nm,微孔孔径为0.4~0.9 nm。③块状硅/灰混合质泥岩相有机质和脆性矿物含量高,粒间孔与微裂缝发育,孔隙度和渗透率较大、孔隙连通性较好、比表面积较大,为荷塘组最有利的页岩气勘探开发细粒沉积岩岩相。块状含黏土硅质泥岩相孔隙比表面积和孔体积较高,脆性指数、孔隙度和渗透率低于块状硅/灰混合质泥岩相,为次要的有利岩相。

关键词:细粒岩相;孔径定量表征;孔隙类型;页岩气;荷塘组;下扬子地区

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

Lithofacies classification and microscopic pore characteristics of fine-grained sedimentary rocks in the Hetang Formation, Lower Yangtze region

ZHANG Qin^{1,2}, LU Donglian¹, WANG Kai³, LIU Chang⁴, GUO Mingqiang⁵, ZHANG Mengjie¹, GUO Chaojie¹,
WANG Ying¹, HU Wenzhong¹, ZHU Xiaomin^{1,2}

[1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Xinjiang Xinchun Petroleum Development Co., Ltd., SINOPEC, Dongying, Shandong 257000, China; 4. Research Institute Co., Ltd., CNOOC, Beijing 100028, China; 5. China United Coalbed Methane Corp., Ltd., Beijing 100000, China]

Abstract: The lithofacies and microscopic pore characteristics of fine-grained sedimentary rocks in the Lower Cambrian Hetang Formation in the Lower Yangtze region remain unclear, which restricts the exploration and exploitation of shale gas in this region. In this study, we obtain data using methods including ordinary thin section observation, scanning electron microscope (SEM) image analysis of argon-ion milled sample surface, physical property tests, X-ray diffraction (XRD) analysis of whole-rock and clay mineralogy, N₂ and CO₂ isothermal adsorption experiments, and focused ion beam-scanning electron microscope (FIB-SEM) image analysis. Using these experimental data, we develop a lithofacies classification scheme for fine-grained sedimentary rocks in the Hetang Formation and analyze the microscopic pore structure characteristics of various lithofacies. The results indicate the presence of five major lithofacies of the fine-grained sedimentary rocks, namely massive siliceous mudstone, lamellar siliceous shale, massive clay-bearing siliceous mudstone, massive mixed siliceous-calcareous mudstone, and massive mixed calcareous mudstone, which differ greatly

收稿日期:2024-03-02;修回日期:2024-07-10。

第一作者简介:张琴(1973—),女,博士,教授,博士研究生导师,沉积学及储层地质学。**E-mail:**zhangqin@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41302081);教育部留学回国启动基金项目(ZX20140267);中联煤层气有限责任公司资助项目(HX20190140)。

in porosity and permeability. Main pores in the Hetang Formation include intergranular, intercrystalline, intragranular, and organic matter-hosted pores and microfractures, with pores of nano-to-micron scale dominating. Of these, mesopores range in size from 2.0 to 10.0 nm, while micropores range from 0.4 to 0.9 nm. The massive mixed siliceous-calcareous mudstone features high organic matter and brittle mineral contents, well-developed intergranular pores and microfractures, high porosity and permeability, excellent pore connectivity, and large specific surface area, which establish itself as the most favorable lithofacies for shale gas exploration and exploitation in the Hetang Formation. The massive clay-bearing siliceous mudstone is characterized by large specific surface area and substantial pore volume but lower brittleness index, porosity, and permeability compared to the massive mixed siliceous-calcareous mudstone, thereby identified as the secondary favorable lithofacies.

Key words: fine-grained lithofacies, quantitative characterization of pore size, pore type, shale gas, Hetang Formation, Lower Yangtze region

引用格式: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.

DOI: 10.11743/ogg20240414.

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. DOI: 10.11743/ogg20240414.

近年来,以页岩油气为代表的非常规油气已逐渐成为国内外油气勘探开发的前沿和油气资源增储的热点^[1-3]。中国作为北美之外最大的页岩气生产国,非常规油气资源展现出良好的发展前景^[4-9]。随着页岩气资源勘探的深入,细粒沉积岩岩相及其微观孔隙结构特征的研究受到了广泛的关注^[10-14]。细粒沉积岩岩相是页岩气地质评价的重要内容,不同的岩相其矿物组成、有机质丰度和沉积构造等方面都存在较大的差异^[15-19]。同时,岩相是沉积环境的重要物质体现,并对页岩气评价和有利区的预测起到重要作用^[20]。目前,国内外学者主要通过矿物组成、沉积构造、生物化石、有机质含量、测井响应特征和地震属性等资料进行岩相划分^[15,19-25]。与常规油气相比,页岩气储存在微米到纳米的超低孔-低渗储层中。研究不同细粒岩相微观孔隙类型及结构体系,对于量化存储含气量、提高采收率及地质资源量评价和连续型油气聚集机理研究都具有重要意义^[26-28]。邹才能等^[29]利用场发射扫描电镜技术与Nano-CT技术,在四川盆地志留系页岩气储层中首次发现纳米级孔隙,推动了中国页岩气储层微观孔隙结构方面的研究。Gao等^[30]发现下寒武统页岩孔径主要分布在2.8~35.8 nm,何晶等^[31]发现孔径小于50 nm的微孔和中孔提供了多数的比表面积和孔体积,是气体吸附和存储的主要场所。

中国南方震旦系、寒武系、奥陶系和志留系发育多套海相富有机质细粒岩,目前上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩气已实现了商业化开发^[20-22,32],下寒武统页岩作为中国南方古生界最好的烃源岩层系之一,黑色泥页岩厚度大,分布面积广,有机质含量高,热

演化程度高,蕴藏着丰富的页岩气资源^[31,33-36]。下寒武统荷塘组是下扬子地区富有机质细粒岩的主要层系,但页岩气勘探仍处于初步评价阶段。近年来,前人对下扬子地区细粒岩的研究主要集中在地质特征^[31,33]、古环境^[35]和地球化学特征^[36]等方面,对下寒武统荷塘组细粒岩相的划分及特征研究较少,不同类型细粒岩相对应的微观孔隙结构特征不清,优势岩相的类型不明确,制约了下扬子地区下一步的页岩气勘探部署。基于普通薄片观察、氩离子抛光扫描电镜分析、物性测试、X射线衍射全岩矿物和黏土矿物含量分析、N₂和CO₂等温吸附实验等手段,系统研究了荷塘组细粒沉积岩的岩相类型及其对应的微观孔隙结构特征,结合脆性指数和有机质含量,预测了有利岩相类型,为下扬子地区下一步页岩气勘探选区提供科学依据。

1 研究区概况

下扬子地区位于扬子板块东段,被华北板块、华南板块和江南隆起所包围,是由郯庐断裂与江绍断裂所围限的大型沉积盆地区^[37],西部和西北部以郯庐断裂与中扬子板块和华北地台相隔,东南部以江绍断裂与华夏地块为界^[38-40],整体上呈南西窄,北东开阔的喇叭地带,面积约为23×10⁴ km²,是中国南方海相中-古生界发育最全、保存较为完整的地区之一。自古生代以来,经历了多期重大地质构造事件和多轮回的沉积作用,遭受挤压、推覆、隆升、剥蚀、走滑、伸展和岩浆侵入等多种地质作用,形成了较为复杂的地层系统^[41]。在

漫长的地质历史演化中,发育了巨厚的沉积地层,包括新元古界-下古生界海相地层和中-新生界陆相地层^[42],晚震旦世以来形成了从海相、海-陆过渡相到陆相等多种环境下的沉积地层^[43]。根据沉积构造特征,下扬子地区划分为苏北斜坡带、江南隆起带、钱塘坳陷和南京坳陷4个构造单元^[39,44],研究区位于南京坳陷和钱塘坳陷(图1a)。

下扬子地区寒武系自下而上发育有下寒武统荷塘组、大陈岭组、中寒武统杨柳岗组和上寒武统华严寺组。寒武系在下扬子地区分布广泛^[43],下段主要发育硅质页岩、炭质页岩、含磷结核及少量黄铁矿结核;中段发育有灰质薄层灰岩和含磷白云质灰岩夹钙质页岩;上段发育有薄层白云岩和条带状白云质灰岩夹泥质灰岩(图1b)。荷塘组整体厚30~370 m,石煤层和炭质页岩与下伏灯影组或皮园村组呈整合接触或平行不整合接触^[34]。

2 实验样品及方法

样品取自安徽省的柘皋镇、青阳县、石台县、东至县、休宁县、歙县和宁墩镇及浙江省的安吉县、常山县和岛石镇剖面荷塘组(图1a)。共采集野外露头细粒沉积岩样品37件,对其进行了普通薄片观察(20件)、X射线衍射全岩矿物含量分析(10件)和黏土矿物含量分析(10件)、氩离子抛光扫描电镜(SEM)分析(7件)、物性分析(6件)、N₂(5件)和CO₂(5件)等温吸附实验及聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)分析(1件)。基于成本考虑,在进行了野外样品观察、普通薄片和X射线衍射全岩矿物含量分析之后,进行了岩相的划分,对岩相类型基本类似的样品做了筛选后,进行了各种配套化验。对不同岩相的微观孔隙结构特征、脆性指数及含油气性进行了综合分析后,预测了有利岩相类型,并对

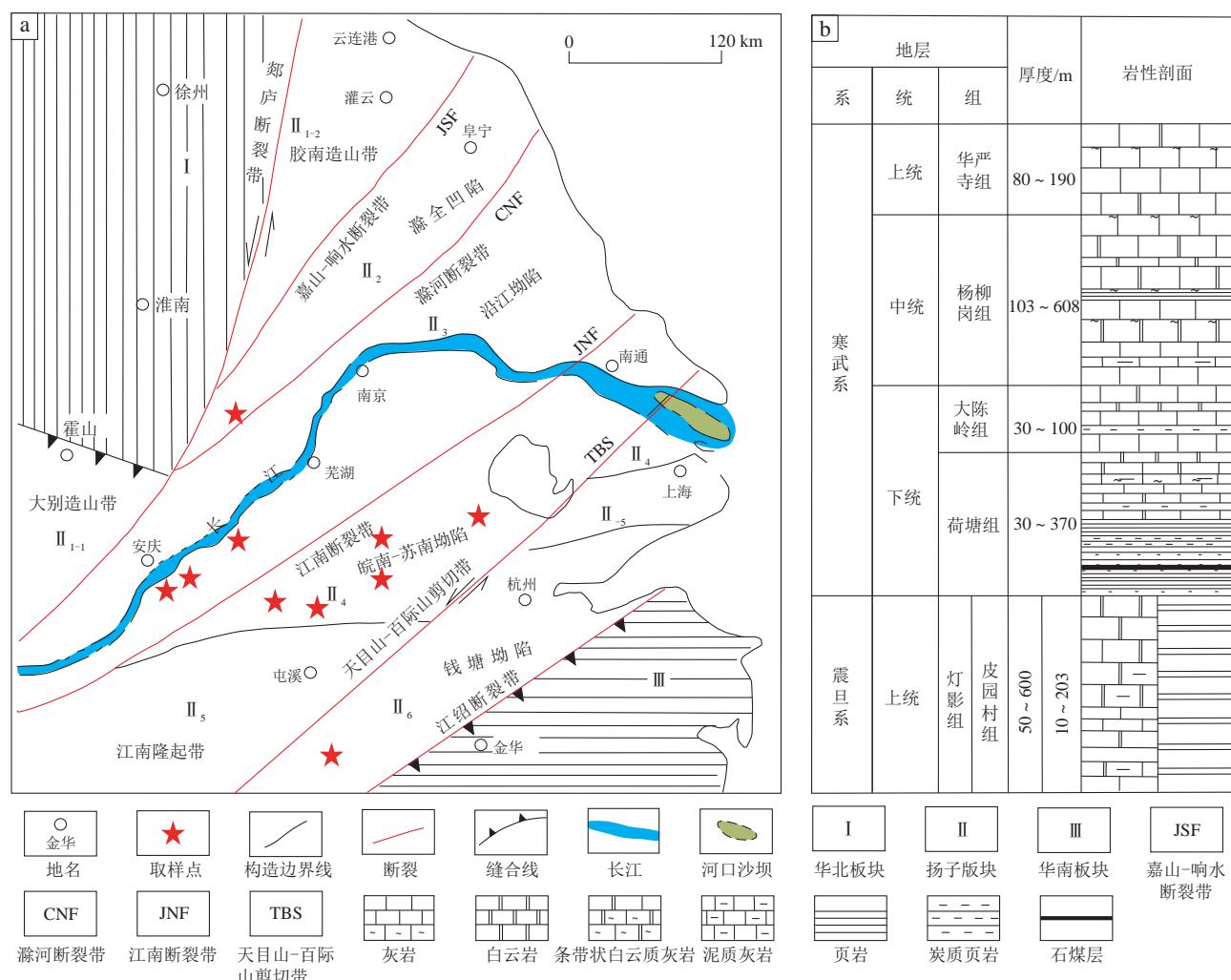


图1 下扬子地区构造区划^[39,44](a)和地层柱状图^[34](b)

Fig. 1 Structural division map^[39,44](a) and stratigraphic column^[34](b) of the Lower Yangtze region

最有利岩相进行了FIB-SEM进行验证性实验。

X射线衍射全岩矿物和黏土矿物含量分析测试检测依据为《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/T5163—2018,实验仪器采用D8 DISCOVER型X射线衍射仪,环境温度为19℃,环境湿度为22%。扫描电镜仪器为日立HITACHI SU8010高分辨率冷场发射扫描电镜,样品被制作成20 mm×20 mm×10 mm的矩形块状,并经过氩离子抛光和喷镀处理。常规物性分析测试仪器为美国岩心公司PorePDP-200型号氦孔隙仪,利用波义尔定律双室法,把岩石样品切削呈圆柱状,直径和长度均为2.5 cm,孔隙度测试压力条件为氦气200 psi(1.4 MPa),孔隙度测量值范围在0.01%~40.00%,渗透率测试压力条件为氦气1 000 psi(6.9 MPa),渗透率测量范围在(0.000 01~10)×10⁻³ μm²。采用N₂和CO₂等温吸附实验对微观孔隙结构进行定量表征,测试仪器采用全自动气体吸附仪ASAP2460,在90℃加热1 h、110℃加热10 h,测试检测依据为GB/T19587—2004,GB/T21650.2—2008和GB/T21650.3—2011。N₂吸附实验可测量孔径范围为0.4~100.0 nm,CO₂吸附实验可测量孔径小于2.0 nm。利用FEI公司生产的大分辨率率为0.8 nm的Helios Nanolab 650型聚焦离子束扫描电镜对有利岩相样品进行了高精度扫描和3D切片,样品尺寸为15 μm×10 μm×10 μm,共采集图像1 000余张。使用Avizo软件对采集好的FIB-SEM图像进行切割并开展3D重建和数据处理,从而得到不同孔隙的3D分布和相关孔径分布。

3 细粒岩相微观储层特征

3.1 矿物组成特征

对下扬子地区典型剖面下寒武统荷塘组细粒岩相

样品进行了X射线衍射全岩矿物含量分析(表1)和黏土矿物含量分析(表2),结合普通薄片观察,荷塘组细粒岩相矿物组成主要包括石英、长石、碳酸盐矿物和黏土矿物,少量黄铁矿,其中石英含量在9.9%~93.8%,平均52.7%;长石(包括斜长石和正长石)含量在0.1%~32.6%,平均为10.1%;碳酸盐矿物(包括方解石、白云石和文石)含量变化范围较大,在0~71.0%,以方解石和白云石为主,可见少量文石;黏土矿物含量在3.9%~29.8%,平均17.2%,以伊利石为主,绿泥石和伊蒙混层次之,伊利石平均相对含量为72.2%,绿泥石为11.4%,伊蒙混层为9.2%;黄铁矿含量为0.3%~11.6%,平均为3.1%。脆性矿物如石英、长石和碳酸盐矿物总含量整体较高,为68.9%~94.9%,具有良好的脆性和可压性^[45]。

3.2 细粒岩相划分

3.2.1 细粒岩相划分依据

岩相是一定沉积环境中形成的岩石类型及其组合^[46],主要用来表征岩石矿物组分和沉积构造等特征,通常反映了一定的沉积环境和沉积过程^[25,47]。Imbrie^[48]根据岩石元素地球化学指标首次对泥页岩进行了细粒岩相划分。细粒岩相类型复杂,国内外学者对细粒岩相的划分目前还没有统一的标准,如Abouelresh等^[24]、Dunham^[49]和Hickey等^[50]国外学者以层理、结构、生物群、成分、矿物成分、成因及纹理等为依据对页岩进行岩相划分,近年来较多的是依据总有机碳含量(TOC)、成层性及矿物组成对细粒岩进行岩相分类^[10-15,21,51]。

3.2.2 细粒岩相划分方案

不同的岩相往往反映不同的沉积环境和地质特征^[52-53]。通过野外观察、薄片鉴定,根据X射线衍射

表1 下扬子地区荷塘组细粒岩矿物成分

Table 1 Mineral composition of fine-grained rocks in the Hetang Formation, Lower Yangtze region

样品编号	黏土 矿物	全岩矿物组分含量/%							岩相类型	
		文石	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿		
WP10 1-1	29.8	—	68.8	0.1	—	—	—	—	1.3	块状含黏土硅质泥岩相
WP10 4-1	8.8	—	41.9	12.4	20.2	—	5.1	11.6	—	块状硅质泥岩相
WP11 4-1	3.9	—	93.8	0.5	0.3	—	0.3	1.2	—	块状硅质泥岩相
WP13 1-1	15.2	—	74.0	3.4	4.0	—	0.9	2.5	—	纹层状硅质页岩相
ZP3 3-1	21.3	1.8	28.5	2.6	7.4	7.7	30.0	0.3	0.4	块状硅/灰混合质泥岩相
ZP3 4-1	27.7	—	52.3	4.5	13.3	0.8	0.7	—	0.7	块状含黏土硅质泥岩相
ZP1 2-1	13.8	2.4	9.9	—	2.1	60.6	10.4	0.7	0.1	块状混合灰质泥岩相

注:“—”代表未测到数据。

表2 下扬子地区荷塘组细粒岩黏土矿物成分

Table 2 Clay mineral composition of the fine-grained rocks in the Hetang Formation, Lower Yangtze region

样品编号	黏土矿物相对含量/%			混层比/%			TOC/%	
	高岭石	绿泥石	伊利石	伊/蒙	绿/蒙	伊/蒙		
	混层	混层	混层	混层	混层	混层	%	
WP10 1-1	1.9	—	93.0	5.1	—	10	—	2.12
WP10 4-1	12.1	3.4	69.6	14.9	—	45	—	—
WP11 4-1	1.1	—	93.3	5.6	—	10	—	—
WP13 1-1	4.6	35.0	45.7	7.0	7.7	10	20	—
ZP3 3-1	3.7	20.4	69.8	6.1	—	10	—	3.89
ZP3 4-1	3.0	7.4	65.4	12.7	11.5	10	30	2.08
ZP1 2-1	4.3	13.8	68.9	13.0	—	10	—	5.77

注:“—”代表未测到数据。

全岩矿物含量分析及沉积构造特征,结合 TOC,对研究区荷塘组样品进行了岩相划分。首先将研究区的细粒岩以石英+长石、黏土矿物和碳酸盐矿物为三端元进行成分分类(图2),再结合沉积构造是否具有成层性来区分页岩和泥岩。荷塘组细粒岩所测样品 TOC 分布范围在 1.06 % ~ 11.46 %,平均为 5.34 %, TOC 大于 2.00 % 样品的占比为 91.7 %,其中矿物组成和薄片鉴定资料齐全的样品都是富有机质细粒岩相,所以具体划分岩相时未再对有机质含量进行细分。根据物质组成和是否具有成层性,将荷塘组细粒岩划分出块状硅质泥岩相、纹层状硅质页岩相、块状含黏土质泥岩相、块状硅/灰混合质泥岩相和块状混合灰

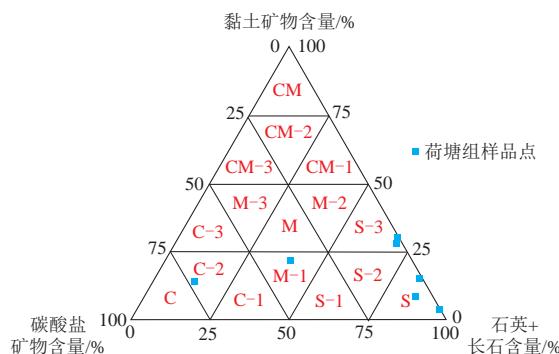


图2 下扬子地区荷塘组细粒岩矿物组成三端元图解

Fig. 2 Ternary diagram showing the mineral composition of fine-grained rocks in the Hetang Formation, Lower Yangtze region

S. 硅质泥(页)岩相; S-1. 含灰硅质泥(页)岩相; S-2. 混合硅质泥(页)岩相; S-3. 含黏土硅质泥(页)岩相; C. 灰质泥(页)岩相; C-1. 含硅灰质泥(页)岩相; C-2. 混合灰质泥(页)岩相; C-3. 含黏土灰质泥(页)岩相; CM. 黏土质泥(页)岩相; CM-1. 含硅黏土质泥(页)岩相; CM-2. 混合黏土质泥(页)岩相; CM-3. 含灰黏土质泥(页)岩相; M. 混合质泥(页)岩相; M-1. 硅/灰混合质泥(页)岩相; M-2. 黏土/硅混合质泥(页)岩相; M-3. 黏土/灰混合质泥(页)岩相

质泥岩相共 5 种岩相。

3.2.3 不同岩相发育特征

1) 块状硅质泥岩相

块状硅质泥岩相野外露头呈深灰色,石英和长石含量高于 75.0 %,黏土矿物和碳酸盐矿物含量都小于 25.0 %,以样品 WP11 4-1 为例(图 3a),手标本及薄片观察不具成层性(图 3a₁, a₂),为块状构造。薄片观察到该岩相有机质含量高,基质透光性差,石英含量很高,可达 93.8 %,黏土矿物含量较低,仅 3.9 %,主要由伊利石组成,碳酸盐矿物含量极低,几乎不含黄铁矿(表 1, 图 3)。

2) 纹层状硅质页岩相

纹层状硅质页岩相野外露头呈浅灰色,石英和长石含量高于 75.0 %,黏土矿物和碳酸盐矿物含量都小于 25.0 %,具纹层构造。以样品 WP13 1-1 为例(图 3b),手标本(图 3b₁)和显微镜下(图 3b₂)可以看到浅色纹层与深色纹层呈互层状,长英质矿物含量较高,可达 81.4 %,石英含量为 74.0 %,长石含量为 7.4 %,黏土矿物含量为 15.2 %,主要由伊利石和绿泥石组成,碳酸盐矿物含量极低,含量为 0.9 %(表 2)。镜下观察浅色纹层中石英和长石碎屑含量较高,而暗色纹层中黏土矿物和有机质含量较高,从而显示出成层性。

3) 块状含黏土质泥岩相

块状含黏土质泥岩相野外露头呈浅灰色,石英和长石含量在 50.0 % ~ 75.0 %,黏土矿物含量在 25.0 % ~ 50.0 %,碳酸盐矿物含量小于 25.0 %,具纹层构造。以样品 WP10 1-1 为例(图 3c),长英质含量达 68.9 %,石英含量为 68.8 %,长石含量极少,黏土矿物含量为 29.8 %,主要由伊利石组成,相对含量为 93.0 %,几乎不含有碳酸盐矿物(表 1, 图 3)。手标本(图 3c₁)及显微镜下(图 3c₂)成层性不明显,有机质含量较高,TOC 为 2.12 %(表 2)。

4) 块状硅/灰混合质泥岩相

块状硅/灰混合质泥岩相野外露头呈浅灰色,石英和长石含量在 25.0 % ~ 50.0 %,碳酸盐矿物含量也在 25.0 % ~ 50.0 %,黏土矿物含量小于 25.0 %,块状构造。以样品 ZP3 3-1 为例(图 3d),石英含量为 28.5 %,长石含量为 10.0 %,长英质含量为 38.5 %,碳酸盐矿物含量为 37.7 %,黏土矿物含量为 21.3 %,主要由伊利石和绿泥石组成。手标本(图 3d₁)和显微镜下(图 3d₂)成层性不明显,有机质含量较高,TOC 为 3.89 %(表 2)。

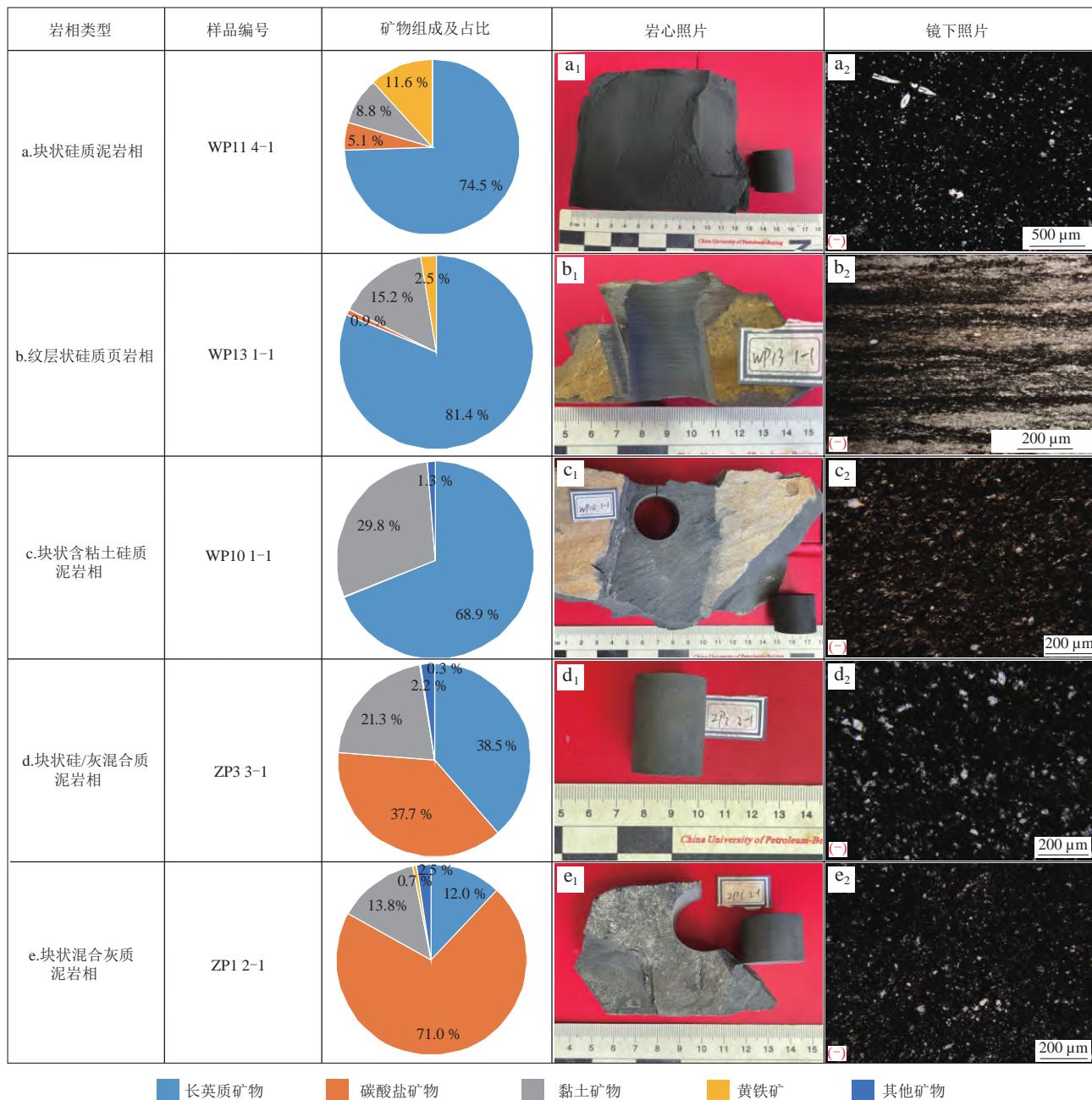


图3 下扬子地区荷塘组不同细粒岩相特征

Fig. 3 Characteristics of different fine-grained lithofacies in the Hetang Formation, Lower Yangtze region
(a_1 — e_1 为手标本岩心照片; a_2 — e_2 为普通薄片显微镜下照片。)

5) 块状混合灰质泥岩相

块状混合灰质泥岩相野外露头呈灰色, 碳酸盐矿物含量在 50.0 % ~ 75.0 %, 石英和长石含量小于 25.0 %, 黏土矿物也小于 25.0 %, 块状构造。以样品 ZP1 2-1 为例(图 3e), 碳酸盐矿物含量较高, 为 71.0 %, 长英质矿物含量较低, 为 12.0 %, 石英含量仅 9.9 %, 长石含量为 2.1 %, 黏土矿物含量为 13.8 %。手标本(图 3e₁)和显微镜下(图 3e₂)成层性不明显, 有机质含量高, TOC 为 5.77 % (表 2)。

3.3 物性及孔隙发育特征

3.3.1 物性特征

与常规储层相比, 页岩储层物性较差^[10]。对研究区荷塘组 6 个典型细粒岩相样品进行了孔隙度和渗透率测量(表 3), 孔隙度分布在 1.772 % ~ 25.517 %, 个别样品孔隙度较高, 岩石密度较低, 扫描电镜下裂隙非常发育; 渗透率分布在 (0.006 28 ~ 0.775 00) ×

表3 下扬子地区荷塘组细粒岩物性数据

Table 3 Physical property data of fine-grained rocks in the Hetang Formation, Lower Yangtze region

样品编号	样品长度/cm	样品直径/cm	岩石密度/(g/cm ³)	孔隙度/%	垂直渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	岩相类型
WP10 1-1	2.323	2.530	2.228	14.917	0.042 80	块状含黏土硅质泥岩相
WP10 4-1	2.752	2.545	2.415	3.307	0.007 64	块状硅质泥岩相
WP11 4-1	2.472	2.524	2.405	2.105	0.006 28	块状硅质泥岩相
WP13 1-1	2.841	2.536	2.286	14.913	0.035 70	纹层状硅质页岩相
ZP3 3-1	3.381	2.470	2.026	25.517	0.775 00	块状硅/灰混合质泥岩相
ZP1 2-1	1.924	2.531	2.679	1.772	0.007 10	块状混合灰质泥岩相

10⁻³ μm², 平均 0.175 00×10⁻³ μm², 密度为 2.026 ~ 2.679 g/cm³(表3)。北美已开发的页岩气储层孔隙度一般低于 6.5 %, 平均值 5.2 %, 渗透率一般在(0.001 0 ~ 2.000 0)×10⁻³ μm², 平均为 0.004 09×10⁻³ μm²^[54], 荷塘组页岩具有比北美页岩更大的孔隙度和渗透率, 开发潜力大。

3.3.2 孔隙类型及特征

细粒岩作为低孔隙度和低渗透率的致密储层, 发育了大量的微米-纳米级孔隙, 其类型多样、成因复杂, 为一种非均质的多孔介质^[50]。下扬子地区荷塘组细粒岩相储集空间可分为孔隙和裂缝两大类, 基于张琴等^[55]的孔隙类型划分方案, 将下扬子地区荷塘组细粒岩相储集空间类型划分为粒间孔、晶间孔、粒内孔、有机质孔和微裂缝。

1) 粒间孔

粒间孔指颗粒堆积时, 由颗粒相互支撑构成的孔隙空间^[55]。粒间孔通常发育于矿物颗粒间接触处, 粒间孔多为原生孔隙, 荷塘组细粒岩相粒间孔多呈现狭缝状、椭圆状或不规则状, 排列一般无规律, 扫描电镜下粒间孔孔径在几微米至几纳米不等, 少量的颗粒间发育中孔和微孔(图4a)。

2) 晶间孔

晶间孔是在环境稳定且介质条件适当的条件下, 矿物晶体发生结晶或原地堆积作用而形成的晶间微孔隙^[56-57]。荷塘组细粒岩相晶间孔包括黏土矿物晶间孔和黄铁矿晶间孔。黏土矿物晶间孔主要为伊利石和绿泥石的晶间微孔隙, 扫描电镜下孔径在 100 ~ 10 000 nm, 片状黏土矿物之间晶间孔以长条状为主, 类似微裂缝, 孔隙长度为 2 ~ 100 μm(图4b)。黄铁矿晶间孔主要发育在草莓状黄铁矿颗粒之间, 草莓状黄铁矿内部晶间孔具有较好的连通性(图4c), 孔径分布在 200 ~ 500 nm, 多以三角状或棱形状发育在由几个微小晶体搭建而成的骨架间。黄铁矿晶间孔的发育与黄铁矿几

何体内部微小晶体的颗粒大小、形状和单个晶体之间的搭建关系及与周边的黏土矿物或有机质相应的组合状态有关^[55]。

3) 粒内孔

受溶蚀作用的影响, 荷塘组细粒岩相的碎屑颗粒内存在一定规模溶蚀孔隙, 扫描电镜下可识别出黄铁矿铸模孔和碎屑颗粒内溶蚀孔。黄铁矿铸模孔孔径范围在 200 ~ 500 nm(图4d)。粒内溶蚀孔主要为石英和碳酸盐矿物表面溶蚀坑(图4e), 孔径大小从几十微米到几十纳米不等, 孔隙形态多呈菱形或方形, 部分孔径较小的孔隙形态呈三角形, 少数孔隙发育为圆形和椭圆形。

4) 有机质孔

有机质孔是页岩特有的孔隙类型, 也是烃类以吸附相态赋存的主要空间^[56-58]。研究区荷塘组中有机质孔发育不均匀, 根据不同的发育位置, 有机质孔划分为有机质内孔(图4f)和有机质与矿物颗粒间孔(图4g)两类, 有机质孔形态以三角状或不规则状为主, 圆状或椭圆状次之, 孔径变化在 10 ~ 55 nm。

5) 微裂缝

微裂缝主要由构造运动、差异压实作用及成岩收缩形成, 微裂缝连通了细粒岩相或致密砂岩的大量微米-纳米级孔隙^[55,58-61], 可以提高渗透率, 并作为细粒岩相油气的运移通道, 是页岩油气高产的主要因素^[62]。研究区内荷塘组细粒岩相微裂缝较发育, 主要为成岩裂缝、构造裂缝和有机质缝(图4h—l)。成岩裂缝多存在于碎屑颗粒间(图4h), 缝宽主要在几十纳米, 部分碎屑颗粒由于压实破裂形成颗粒内缝, 部分被有机质充填(图4i)。荷塘组细粒岩相其构造裂缝也较发育(图4j), 裂缝多呈直线状或者曲线状, 连通性好, 裂缝缝宽为 10 ~ 800 nm, 开度较小, 定向排列且延伸长度较小, 部分裂缝后期被方解石充填(图4k)。荷塘组细粒岩相有机质缝主要为有机质边缘缝, 缝宽在几纳米到几十纳米(图4l)。

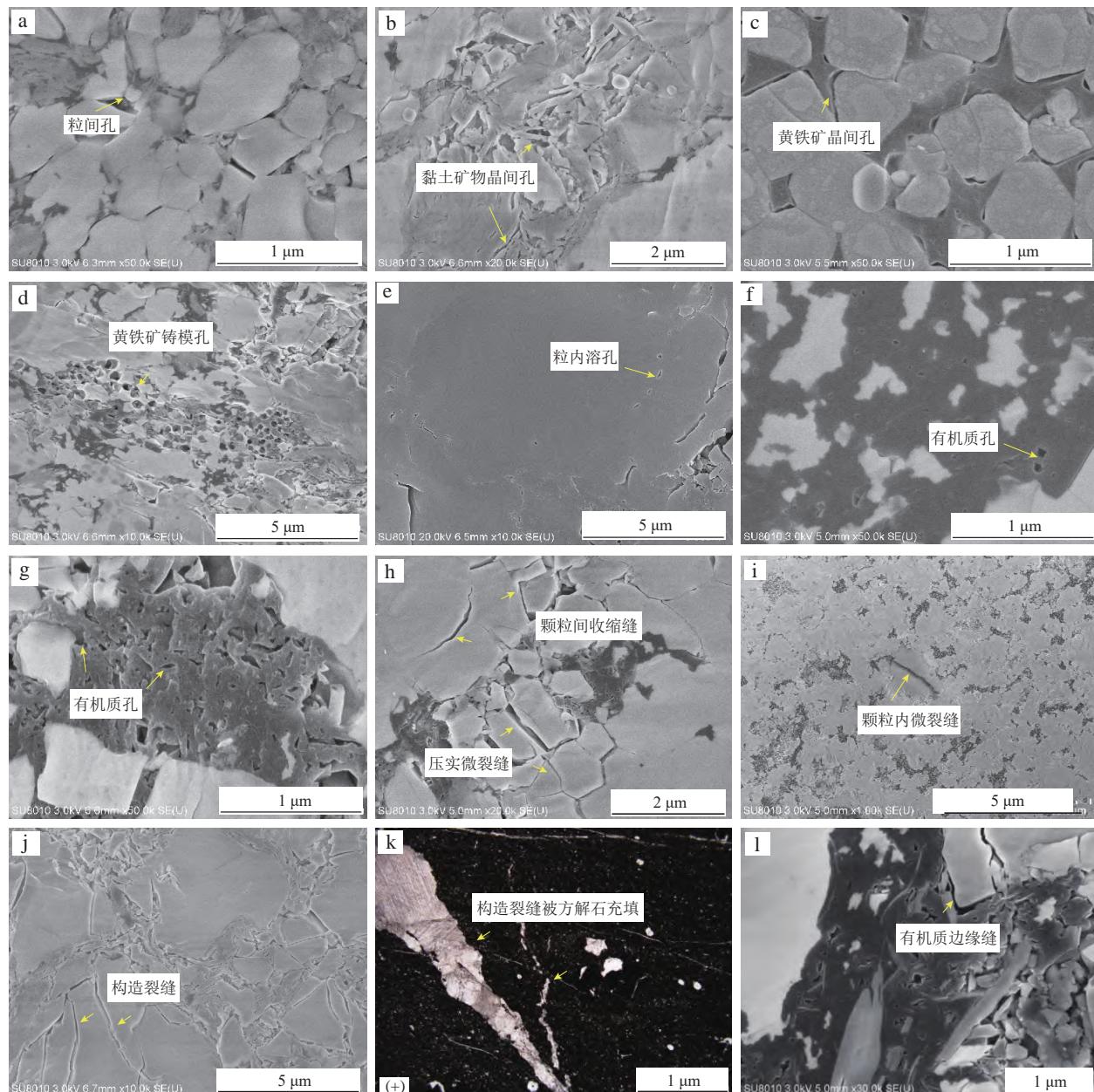


图4 下扬子地区荷塘组细粒岩相孔隙类型及特征显微照片

Fig. 4 Micrographs showing the pore types and characteristics of fine-grained lithofacies in the Hetang Formation, Lower Yangtze region
 a. 粒间孔, 样品 WP10 1-1; b. 黏土矿物晶间孔, 样品 ZP1 2-1; c. 黄铁矿晶间孔, 样品 WP10 4-1; d. 黄铁矿铸模孔, 样品 ZP1 2-1; e. 粒内溶孔, 样品 WP10 4-1; f. 有机质孔, 样品 WP11 4-1; g. 有机质孔, 样品 ZP1 2-1; h. 颗粒间收缩缝, 样品 WP11 4-1; i. 颗粒内微裂缝被有机质充填, 样品 WP11 4-1; j. 构造裂缝, 样品 ZP3 3-1; k. 构造裂缝被方解石充填, 样品 WP10 6-1; l. 有机质边缘缝, 样品 WP11 4-1

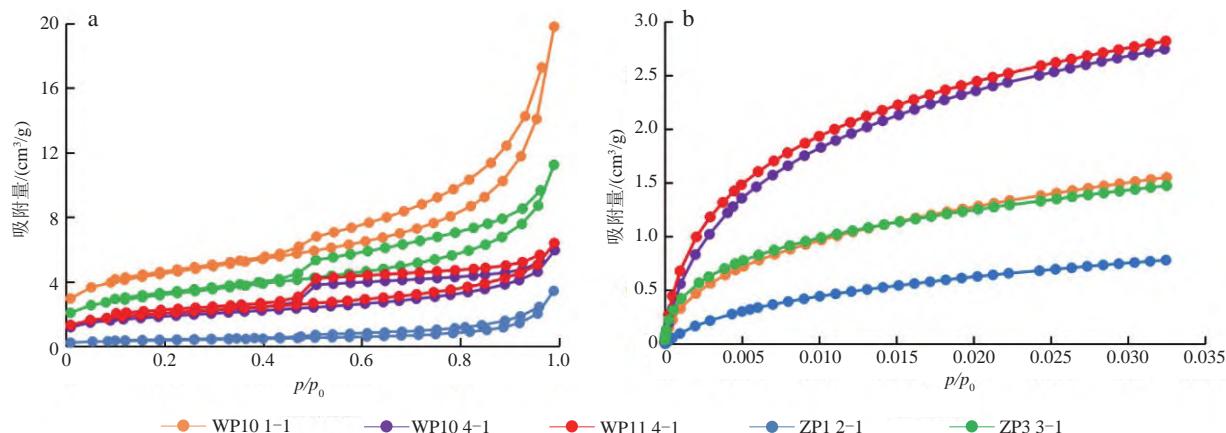
3.4 孔径定量表征

选取荷塘组细粒岩相典型样品进行了 N_2 和 CO_2 等温气体吸附实验, 对微观孔径特征进行了定量表征。

3.4.1 N_2 和 CO_2 等温吸附曲线特征

荷塘组细粒岩相样品 N_2 等温吸附曲线均呈反S型(图5a)。当相对压力 p/p_0 (即吸附质气体压力与该温度

下吸附质气体饱和蒸汽压的比值)在0~0.05时, N_2 吸附量存在较大的增速, 这一时期 N_2 以单分子层吸附为主, 存在微孔填充; 当 p/p_0 在0.05~0.95时, 随着相对压力的增大, N_2 吸附量增速缓慢, 这一时期 N_2 以多分子层吸附为主; 当相对压力接近1.00时, 曲线普遍出现快速上扬趋势, 表明样品未出现吸附饱和的特征, 存在一定量的宏孔。根据国际理论化学与应用化学协会(IUPAC)对滞后回线的分类, 可以分为H1, H2, H3和H4共4种类型, 分别对应不同的孔隙结构类型^[55-58]。

图5 下扬子地区荷塘组细粒岩相N₂(a)和CO₂等温吸附曲线(b)Fig. 5 N₂ (a) and CO₂ (b) adsorption isotherms of fine-grained lithofacies in the Hetang Formation, Lower Yangtze region

样品WP10 1-1, ZP1 2-1 和 ZP3 3-1 的滞后回线属于H3型,反映了样品中存在平行板状的狭缝型孔隙,这种孔隙有利于页岩气体的吸附聚集,但不利于气体渗流;样品WP10 4-1 和 WP11 4-1 的滞后回线属于H2型,对应于细颈广体的墨水瓶型孔隙,孔隙连通性较好,这种孔隙结构有利于页岩气的运移^[63-64]。

荷塘组细粒岩相样品的CO₂等温气体吸附曲线(图5b)均呈现典型的I型特征,即在较低的相对压力下吸附量迅速上升,达到一定相对压力后吸附出现饱和值。CO₂吸附量随着 p/p_0 的增加而先快速上升后平稳增加,表明样品中存在一定量的微孔隙。不同样品对CO₂的吸附能力表现出很大差别,样品WP11 4-1 和 WP10 4-1 的吸附量最大,CO₂的吸附能力与TOC密切相关,TOC越高,吸附量越大^[63-65]。

3.4.2 孔隙结构参数

根据N₂及CO₂吸附实验结果可以计算细粒岩相的孔隙结构(表4),荷塘组细粒岩相N₂吸附实验的BET孔隙比表面积值为1.305 00~15.758 70 m²/g,平均为

8.388 52 m²/g,N₂吸附实验的BJH累计孔隙比表面积介于1.511 50~11.449 40 m²/g,平均为6.745 74 m²/g,总孔隙体积从0.002 780 0 cm³/g变化到0.020 882 0 cm³/g,平均值为0.010 155 6 cm³/g;CO₂吸附实验的DFT孔隙比表面积介于5.945 0~21.742 0 m²/g,平均为14.445 6 m²/g,CO₂吸附实验的DR孔隙比表面积介于7.111 6~22.760 6 m²/g,平均为14.265 9 m²/g,总孔隙体积范围为0.001 000~0.004 570 cm³/g,平均为0.002 844 cm³/g。

3.4.3 孔径分布特征

根据荷塘组细粒岩相N₂及CO₂吸附实验结果绘制孔径分布图(图6),N₂吸附测量的孔径分布为单峰型,中孔孔径分布以3.0~4.5 nm为主。CO₂吸附测量的孔径分布曲线呈现双峰特征,个别样品存在3个峰,峰值范围主要介于0.45~0.65 nm和0.75~0.90 nm,孔径分布曲线主体峰值位于0.45~0.65 nm,表明荷塘组细粒岩相微孔贡献了绝大多数的比表面积。

表4 下扬子地区荷塘组细粒岩N₂和CO₂吸附实验孔隙结构参数Table 4 N₂ and CO₂ isothermal adsorption experiment-derived pore structure parameters of fine-grained rocks in the Hetang Formation, Lower Yangtze region

样品编号	岩相	N ₂ 孔隙结构			CO ₂ 孔隙结构		
		BET孔隙比表面积/(m ² /g)	BJH累计孔隙比表面积/(m ² /g)	总孔隙体积/(cm ³ /g)	DFT孔隙比表面积/(m ² /g)	DR孔隙比表面积/(m ² /g)	总孔隙体积/(cm ³ /g)
WP10 1-1	块状含黏土硅质泥岩相	15.758 7	11.449 4	0.020 882 0	12.159 0	10.909 2	0.002 100 0
WP10 4-1	块状硅质泥岩相	6.493 9	5.603 0	0.006 837 0	20.682 0	22.760 6	0.004 460 0
WP11 4-1	块状硅质泥岩相	7.121 3	6.115 4	0.007 504 0	21.742 0	21.163 4	0.004 570 0
ZP1 2-1	块状混合灰质泥岩相	1.305 0	1.511 5	0.002 780 0	5.945 0	7.111 6	0.001 000 0
ZP3 3-1	块状硅/灰混合质泥岩相	11.263 7	9.049 4	0.012 775 0	11.700 0	9.384 7	0.002 090 0

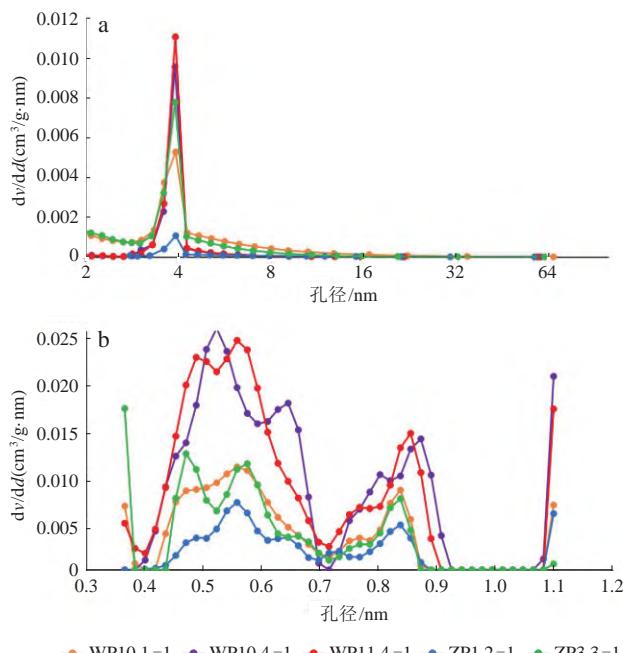


图6 下扬子地区荷塘组细粒岩 N_2 (a)和 CO_2 吸附实验测得孔径分布(b)

Fig. 6 N_2 (a) and CO_2 (b) isothermal adsorption experiment-derived pore size distributions of fine-grained rocks in the Hetang Formation, Lower Yangtze region

4 讨论

不同细粒岩相由于其物质组成、有机质含量及其埋藏成岩演化程度不一样,其微观孔隙结构特征、储集能力、含油气性及可压裂性差异明显^[66-67],从而控制了有利岩相的预测。

4.1 不同岩相微观孔隙发育特征

4.1.1 块状硅质泥岩相

以样品WP11 4-1和WP10 4-1为例,孔隙度分别为2.105%和3.307%,渗透率分别为 $0.00628 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.00764 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表3)。矿物基质孔隙以粒间孔为主,其中碎屑颗粒与黏土矿物间孔隙较为发育,孔径发育在60.0~150.0 nm(图7a,b),有机质内孔隙发育较好,孔径发育在20.0~60.0 nm(图4f,图7a,b),还发育有黄铁矿晶间孔(图4c),微裂缝多为碎屑颗粒间收缩缝、压实微裂缝(图4b)及有机质边缘缝(图4l)。WP11 4-1和WP10 4-1两个样品 N_2 等温吸附实验测量总孔隙体积分别为 $0.0075040 \text{ cm}^3/\text{g}$ 和 $0.0068370 \text{ cm}^3/\text{g}$ (表4), N_2 等温吸附曲线属于H2型。介孔相对发育,介孔孔径主要分布在2.0~8.0 nm范

围内(图6a)。 CO_2 等温吸附实验测量总孔隙体积分别为 $0.0045700 \text{ cm}^3/\text{g}$ 和 $0.0044600 \text{ cm}^3/\text{g}$ (表4),吸附量相对较大,微孔发育良好,微孔孔径主要集中在0.4~0.9 nm范围内(图6b)。

4.1.2 纹层状硅质页岩相

以样品WP13 1-1为例,孔隙度较高,可达14.913%,渗透率为 $0.03570 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表3)。该岩相主要发育粒间孔、黏土矿物晶间孔和微裂缝,以及少量溶蚀孔。其中粒间孔较为发育,多发育于碎屑颗粒间以及碎屑颗粒与黏土矿物间(图7c,d),孔径在40.0~600.0 nm;碎屑颗粒间多发育微裂缝(图7c,d),缝宽在60.0~2000.0 nm;黏土矿物晶间孔孔径主要集中在10.0~100.0 nm(图7c)。此外,石英表面多发育孤立溶蚀孔,彼此不连通(图7c,d),孔径在5.0~120.0 nm。由于实验样品数量有限,未对该岩相类型样品的比表面积和孔体积进行分析研究。

4.1.3 块状含黏土硅质泥岩相

以样品WP10 1-1为例,样品孔隙度较高,可达14.917%,渗透率为 $0.04280 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表3)。矿物基质孔隙以碎屑颗粒间孔和黏土矿物晶间孔为主,其中碎屑颗粒间孔隙非常发育,孔径在30~100 nm,且碎屑颗粒间多有微裂缝发育,这也是造成岩样孔隙度较高的主要原因(图7e,f),而样品中有机质孔发育不好。 N_2 等温吸附实验测量总孔隙体积为 $0.0208820 \text{ cm}^3/\text{g}$ (表4),吸附曲线属于H3型,表明裂缝型孔隙相对开放,介孔孔径主要分布在2~10 nm。 CO_2 等温吸附实验测量总孔隙体积为 $0.0021000 \text{ cm}^3/\text{g}$ (表4),吸附量中等,微孔发育相对较好,微孔孔径主要集中在0.4~0.9 nm(图6)。

4.1.4 块状硅/灰混合质泥岩相

以样品ZP3 3-1为例,样品孔隙度和渗透率最高,孔隙度达25.517%,渗透率为 $0.77500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表3)。矿物基质孔以粒间孔和晶间孔为主,其中碎屑颗粒间孔隙较为发育,孔径在30.0~100.0 nm,且碎屑颗粒间和颗粒内构造微裂缝均非常发育,缝宽在50.0~200.0 nm,这是造成块状硅/灰混合质泥岩相孔隙度和渗透率较高的最主要原因(图4j,图7g,h)。有机质孔发育不均匀,孔径多在20.0~50.0 nm(图4h)。 N_2 等温吸附实验测量总孔隙体积为 $0.0127750 \text{ cm}^3/\text{g}$ (表4),该样品的吸附曲线属于H3型,介孔发育良好,裂缝为平

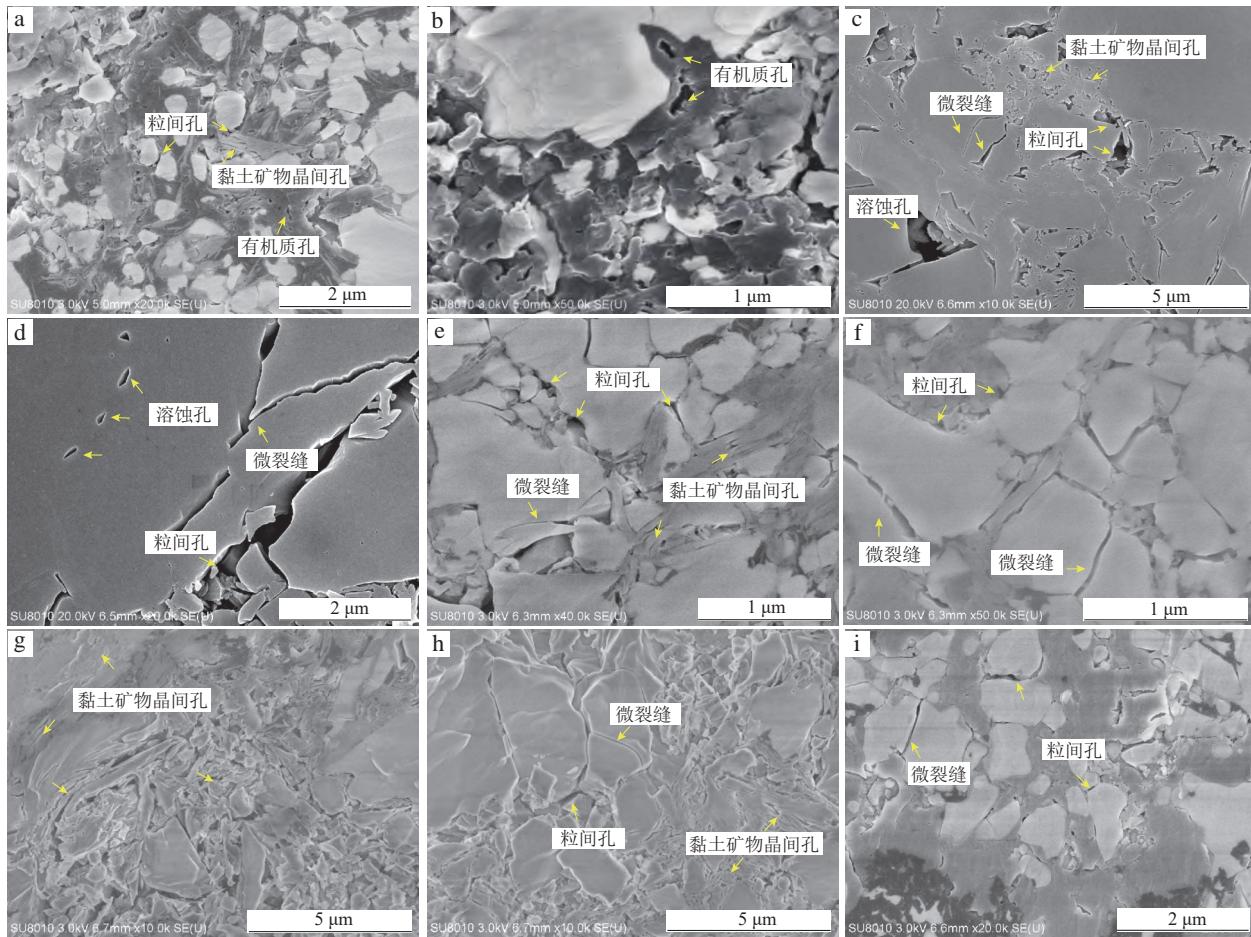


图7 下扬子地区荷塘组不同细粒岩相孔隙发育特征SEM照片

Fig. 7 SEM images showing the pore characteristics of different fine-grained lithofacies in the Hetang Formation, Lower Yangtze region
a. 粒间孔、黏土矿物晶间孔和有机质孔, 块状硅质泥岩相, 样品WP11 4-1;b. 有机质孔, 块状硅质泥岩相, 样品WP11 4-1;c. 粒间孔、黏土矿物晶间孔、溶蚀孔和微裂缝, 纹层状硅质页岩相, 样品WP13 1-1;d. 粒间孔、溶蚀孔和微裂缝, 纹层状硅质页岩相, 样品WP13 1-1;e. 粒间孔、黏土矿物晶间孔和微裂缝, 块状含黏土硅质泥岩相, 样品WP10 1-1;f. 粒间孔和微裂缝, 块状含黏土硅质泥岩相, 样品WP10 1-1;g. 黏土矿物晶间孔, 块状/灰混合质泥岩相, 样品ZP3 3-1;h. 粒间孔、黏土矿物晶间孔和微裂缝, 块状硅/灰混合质泥岩相, 样品ZP3 3-1;i. 粒间孔和微裂缝, 块状混合灰质泥岩相, 样品ZP1 2-1

行的板状狭缝型,介孔孔径主要分布在2.0~9.0 nm。 CO_2 等温吸附实验测量总孔隙体积为 $0.002\ 09\ \text{cm}^3/\text{g}$ (表4),吸附量中等,微孔发育程度适中,微孔孔径主要集中于0.4~0.9 nm(图6)。

4.1.5 块状混合灰质泥岩相

以样品ZP1 2-1为例,岩相样品孔隙度为1.772%,渗透率为 $0.007\ 10 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ (表3)。矿物基质孔以粒间孔为主,其中碎屑颗粒孔较为发育,粒径在20.0~60.0 nm(图4b,7i)。存在黄铁矿铸模孔,黄铁矿与有机质共生(图4d)。有机质多充填在矿物颗粒之间或与黏土矿物共生,有机质孔发育不均匀,且形态不规则,无定向性,孔径多在10.0~40.0 nm(图4g)。微裂缝多存在于黏土矿物之间或矿物颗粒间(图7i)。 N_2 等温吸附实验测量总孔隙体积为 $0.002\ 780\ 0\ \text{cm}^3/\text{g}$ (表4),该样品的吸附曲线属于H3型,介孔孔径主要

为3.0~6.0 nm。 CO_2 等温吸附实验测量总孔隙体积为 $0.001\ 000\ 0\ \text{cm}^3/\text{g}$ (表4),吸附量相对较低,微孔发育较差,微孔孔径主要集中在0.4~0.9 nm(图6)。

4.2 优势细粒岩相预测

优势细粒岩相应具备生烃能力强、储集性能好且脆性指数高等条件,与矿物成分、有机质丰度、储集空间类型和发育程度以及孔隙结构等关系密切,应同时满足油气生产、油气储存和工程压裂等条件^[68~70]。基于矿物成分、储集物性、孔隙发育类型及孔隙结构特征等指标,结合脆性指数和有机质含量,对荷塘组不同细粒岩相的品质特征进行了综合评价。

脆性矿物含量多的岩相易于压裂,前人将石英、长石和碳酸盐矿物的百分含量作为脆性指数^[66~68]。荷塘组不同细粒岩相的脆性矿物含量主要分布在68.9%~94.9%(表1)。前人大多将脆性指数大于70%作为有

利可压裂岩相的划分标准^[68-70],荷塘组除块状含黏土硅质泥岩相,其他岩相的脆性指数均高于70%。根据前述不同岩相微观孔隙发育特征分析结果,荷塘组块状硅/灰混合质泥岩相中石英、长石和碳酸盐矿物含量高达75%以上(表1),有机质含量较高,TOC可达3.89%(表2),碎屑颗粒间孔较为发育,且微裂缝非常发育,孔隙连通性好(图4j,图7g,h),孔隙度和渗透率也高于其他岩相类型(表3),该岩相还具有较高的孔体积和中等的比表面积(表4),综合各项指标表明其存在更好的页岩气存储和吸附空间,且可压裂性强,预测为最有利的页岩气勘探目标。而块状含黏土硅质泥岩相比表面积和孔体积较大,脆性指数68%,略低于70%,其孔隙度和渗透率比块状硅/灰混合质泥岩相低,为次要的有利岩相。纹层状硅质页岩相孔隙度较高,渗透率较低,且扫描电镜下发现有机质含量较低,而块状硅质泥岩相具有较高的吸附量,孔隙度和渗透率较低,因此这两种岩相都次于块状含黏土硅质泥岩相。块状混合灰质泥岩相的储集物性最差,比表面积和总孔体积较小,因此储层品质较差,为非优势细粒岩相。

对优选出的最有利岩相即块状硅/灰混合质泥岩相微观孔隙特征进行了FIB-SEM验证性实验(以样品ZP3 3-1为例)。图8a为块状硅/灰混合质泥岩相FIB-SEM下物质组成3D图像,暗色为有机质。通过对该图像进行多阈值分割,获取不同孔隙团簇3D分布(图8b)、连通孔隙3D分布(图8c)和孤立孔隙3D分布(8d),可以看出孔隙网络整体连通性较好。将分割后的图像导入Avizo软件进行三维重构,获取页岩孔隙网络模型,对孔隙大小和分布进行统计,可以得到孔隙直径、孔隙体积等参数(图9a)。根据灰度值提取孔隙计算的模型孔隙度为5.57%,有效孔隙度为3.35%。统计分析共获得19 068个孔隙(图8b,图9a),孔径在6.4~100.0 nm最为丰富,占比约为94.31%,峰值为10.0~64.0 nm。根据IUPAC分类方案,介孔的计数百分比为91.77%,但相应的孔隙体积贡献仅为1.06%,而体积贡献最大的是孔径大于1 000 nm的宏孔(图9a)。从重构的数字岩石中选取有机质部分的块体图像(大小为5 μm×5 μm×5 μm)进行处理,获得了的FIB-SEM下有机质分布和有机质孔隙分布3D模型(图10)。页岩有

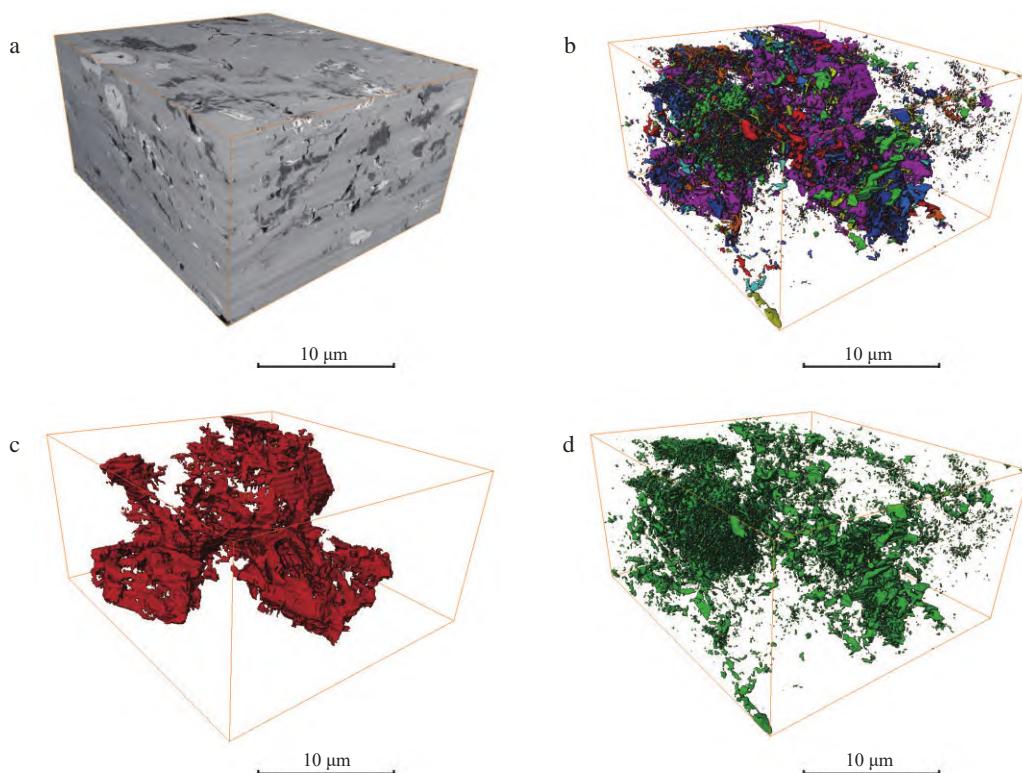


图8 下扬子地区荷塘组块状硅/灰混合质泥岩相FIB-SEM下物质组成及孔隙分布3D重构图(样品ZP3 3-1)

Fig. 8 3D images and models showing the material composition and pore distribution of the massive mixed siliceous-calcareous mudstone facies in the Hetang Formation, Lower Yangtze region reconstructed under FIB-SEM
a. FIB-SEM切片重构后3D图像;b. 不同孔隙团簇3D模型(不同颜色代表不同的孔隙团簇,孔隙团簇之间互不连通);c. 连通孔隙3D分布;d. 孤立孔隙3D分布

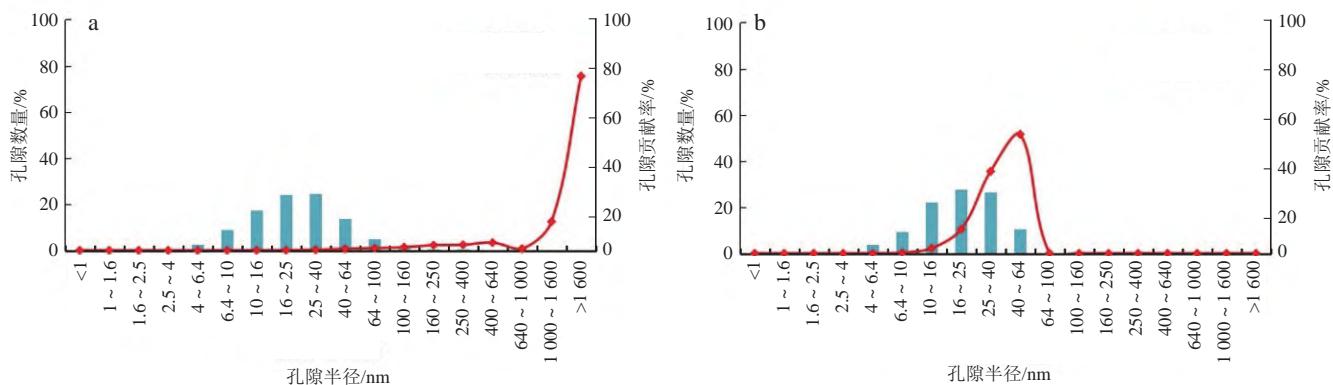


图9 基于FIB-SEM数据计算的下扬子地区荷塘组块状硅/灰混合质泥岩相孔径大小分布(样品ZP3 3-1)

Fig. 9 Pore size distribution of the massive mixed siliceous-calcareous mudstone facies in the Hetang Formation, Lower Yangtze region calculated based on FIB-SEM data
样品ZP3 3-1; a. 总孔隙孔径分布;b. 有机质孔径分布

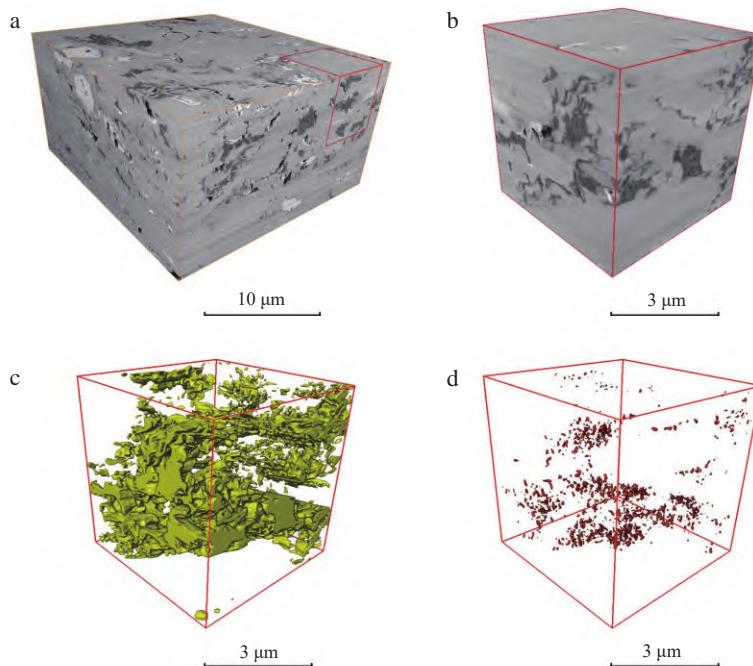


图10 基于FIB-SEM成像的下扬子地区荷塘组块状硅/灰混合质泥岩相有机质和有机质孔分布3D重构图

Fig. 10 3D images and models showing distributions of organic matter and organic matter-hosted pores in the massive mixed siliceous-calcareous mudstone facies in the Hetang Formation, Lower Yangtze region reconstructed based on FIB-SEM imaging
样品:ZP3 3-1; a. 截取的有机质部分的位置;b. 截取的有机质块体;c. 有机质3D模型;d. 有机质孔隙3D网络模型

机质呈不规则的连片状分布(图10b,c),计算得出总有机碳含量(TOC)为12.28%,有机质含量高。获得1 259个有机质孔隙(图10d),但有机质孔隙呈孤立零散分布,连通性较差,有机质孔隙度为0.82%。有机质孔隙的大小主要分布在6.0~64.0 nm,峰值在10.0~40.0 nm,大小在6.0~64.0 nm的有机质孔隙数量占比为96.27%,相应的孔隙体积贡献率为99.96%(图10b)。研究区细粒岩相中介孔在数量上明显占优势,但对总孔隙体积的贡献率较小,宏孔在数量上占比

较小,但为页岩气提供了主要的储集空间。综合以上分析认为,块状硅/灰混合质泥岩相有机质和脆性矿物含量高,微观连通性孔隙整体较发育,是荷塘组优势岩相类型和最有利的页岩气勘探目标。

5 结论和建议

1) 下扬子地区荷塘组细粒岩相矿物组成主要包括石英、长石、碳酸盐矿物和黏土矿物,脆性矿物总含

量整体较高,黏土矿物以伊利石为主。荷塘组有机质含量整体较高,基于“构造+矿物组分三端元命名法”,共识别出块状硅质泥岩相、纹层状硅质页岩相、块状含黏土硅质泥岩相、块状含硅/灰混合质泥岩相和块状混合灰质泥岩相等5种岩相。

2) 荷塘组细粒岩相孔隙度和渗透率差别较大,跟微裂缝发育程度密切相关。孔隙类型主要为粒间孔、晶间孔、粒内孔、有机质孔和微裂缝。等温气体吸附实验测得介孔和微孔以平行板状孔和细颈广体孔为主,介孔孔径主要分布于2.0~10.0 nm,微孔孔径主要分布于0.4~0.9 nm。

3) 不同岩相的孔隙发育特征存在显著差异。综合不同岩相矿物组成、物性特征及孔隙结构特征、可压裂性及有机质含量,对下扬子地区荷塘组不同细粒岩相进行综合评价,由于块状硅/灰混合质泥岩相脆性指数高,有机质含量高,各种孔隙类型特别是微裂缝较发育,孔隙度和渗透率高,孔隙连通性好,具有较大的孔体积,预测为荷塘组的优势细粒岩相,进一步通过FIB-SEM对块状硅/灰混合质泥岩相的微观储层特征进行了验证性实验分析,证明其有机质含量高,微观连通性孔隙整体较发育,页岩气勘探潜力大。

4) 由于前期受采样数量有限且选样制样存在局限性,对部分细粒岩相如纹层状硅质页岩相未进行系统的配套实验,缺少TOC、气体吸附实验和FIB-SEM分析等数据,建议后期进行采样补充,并进一步对不同岩相进行多方法、更高精度的孔径定量表征联测,以期提供更加全面的不同细粒岩相的综合评价和有利岩相预测结果。

参 考 文 献

- [1] ROGNER H H. An assessment of world hydrocarbon resources [J]. Annual Review of Environment and Resources, 1997, 22: 217–262.
- [2] HILL D G, LOMBARDI T E, MARTIN J P. Fractured shale gas potential in New York [J]. Northeastern Geology and Environmental Sciences, 2004, 26(1/2): 57–78.
- [3] 邹才能,潘松忻,荆振华,等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报,2020,41(1): 1–12.
- [4] ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1–12.
- [5] BILGEN S, SARIKAYA İ. New horizon in energy: Shale gas [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 35(Part A): 637–645.
- [6] WILLIAMS T S, BHATTACHARYA S, SONG Liaosha, et al. Petrophysical analysis and mudstone lithofacies classification of the HRZ shale, North Slope, Alaska [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208(Part C): 109454.
- [7] LI Danlong, FU Meiyuan, DENG Hucheng, et al. Analysis of lithofacies and sedimentary environment of shale deposited in shelf facies: A case study of the Wenshuicun section in Guizhou Province, South China [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34: 445–459.
- [8] LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, CHEN Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 268–276.
- [9] JIA Chengzao. 论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 1–11.
- [10] ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1–14.
- [11] LIANG Chao, JIANG Zaixing, YANG Yiting, et al. Characteristics of shale lithofacies and reservoir space of the Wufeng–Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 691–698.
- [12] ZHUANG Luchuan, LU Shuangfang, JIANG Shu, et al. Effect of shale lithofacies on pore structure of the Wufeng–Longmaxi shale in southeast Chongqing, China [J]. Energy & Fuels, 2018, 32(6): 6603–6618.
- [13] 王超,张柏桥,舒志国,等. 四川盆地涪陵地区五峰组-龙马溪组海相页岩岩相类型及储层特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(3): 485–497.
- [14] WANG Chao, ZHANG Boqiao, SHU Zhiguo, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of marine shales of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling area, the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 485–497.
- [15] TANG Qingsong, ZHOU Lu, CHEN Lei, et al. Development characteristics of shale lithofacies in the Longmaxi Formation and their main controlling factors in the Changning area, South Sichuan Basin, SW China [J]. Frontiers in Earth Science, 2021, 9: 775657.
- [16] 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.

- (3): 445–459.
- [16] LIU Kouqi, OSTADHASSAN M, ZHOU Jie, et al. Nanoscale pore structure characterization of the Bakken shale in the USA[J]. Fuel, 2017, 209: 567–578.
- [17] MI Huaying, GUO Yujie, YU Xiaogang. Study on pore structure of shale reservoir by low temperature nitrogen adsorption method [J]. Geofluids, 2022, 1: 1–10.
- [18] ZHANG Qin, LIU Zaiyang, LIU Chang, et al. Experimental study on the development characteristics and controlling factors of microscopic organic matter pore and fracture system in shale [J]. Frontiers in Earth Science, 2021, 9: 773960.
- [19] ZHANG Qin, RADWAN A E, KAI Wang, et al. Pore structure characteristics of different lithofacies of the Longmaxi shale, Western Hunan-Hubei Region, China: Implications for reservoir quality prediction [J]. Geological Journal, 2023, 58(11): 4194–4214.
- [20] 王志峰, 张元福, 梁雪莉, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组不同水动力成因页岩岩相特征 [J]. 石油学报, 2014, 35(4): 623–632.
WANG Zhifeng, ZHANG Yuanfu, LIANG Xueli, et al. Characteristics of shale lithofacies formed under different hydrodynamic conditions in the Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 623–632.
- [21] 彭勇民, 龙胜祥, 胡宗全, 等. 四川盆地涪陵地区页岩岩石相标定方法与应用 [J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 964–970.
PENG Yongmin, LONG Shengxiang, HU Zongquan, et al. Calibration method of shale petrological facies and its application in Fuling area, the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 964–970.
- [22] 吴蓝宇, 胡东风, 陆永潮, 等. 四川盆地涪陵气田五峰组—龙马溪组页岩优势岩相 [J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 189–197.
WU Lanyu, HU Dongfeng, LU Yongchao, et al. Advantageous shale lithofacies of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling gas field of Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 189–197.
- [23] HU Zongquan, DU Wei, SUN Chuanxiang, et al. Evolution and migration of shale facies and their control on shale gas: A case study from the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its surroundings [J]. Interpretation, 2018, 6(4): 57–70.
- [24] ABOUELRESH M O, SLATT R E. Lithofacies and sequence stratigraphy of the Barnett Shale in east-central Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(1): 1–22.
- [25] WANG Guochang, CARR T R. Methodology of organic-rich shale lithofacies identification and prediction: A case study from Marcellus Shale in the Appalachian Basin [J]. Computers & Geosciences, 2012, 49: 151–163.
- [26] GUO Xuejing, SHEN Yinghao, HE Shunli. Quantitative pore characterization and the relationship between pore distributions and organic matter in shale based on nano-CT image analysis: A case study for a lacustrine shale reservoir in the Triassic Chang 7 member, Ordos Basin, China [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 27(3): 1630–1640.
- [27] RUI Zhenhua, CUI Kehang, WANG Xiaoqing, et al. A comprehensive investigation on performance of oil and gas development in Nigeria: Technical and non-technical analyses [J]. Energy, 2018, 158: 666–680.
- [28] 庞飞, 包书景, 任收麦, 等. 修武盆地下寒武统页岩气富集条件及有利区预测 [J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(5): 23–30, 85.
PANG Fei, BAO Shujing, REN Shoumai, et al. Shale gas accumulation conditions and favorable areas of the Lower Cambrian in Xiuwu Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38(5): 23–30, 85.
- [29] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值 [J]. 岩石学报, 2011, 27(6): 1857–1864.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value [J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857–1864.
- [30] GAO Fenglin, SONG Yan, LI Zhuo, et al. Quantitative characterization of pore connectivity using NMR and MIP: A case study of the Wangyinpu and Guanyintang shales in the Xiuwu Basin, Southern China [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 197: 53–65.
- [31] 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 Zaixue, 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.
- [32] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识 [J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 24–37.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24–37.
- [33] 邵威, 黄正清, 李建青, 等. 浙西南—赣东北地区寒武系荷塘组页岩气成藏地质条件及有利区带优选 [J]. 中国地质, 2022, 49(4): 1262–1274.
SHAO Wei, HUANG Zhengqing, LI Jianqing, et al. Shale gas reservoir-forming conditions and exploration prospecting in the Cambrian Hetang Formation of southwestern Zhejiang and northeastern Jiangxi Province [J]. Geology in China, 2022, 49(4): 1262–1274.
- [34] 朱文博, 张训华, 王修齐, 等. 下扬子地区下寒武统荷塘组泥页岩地质特征与勘探前景——以浙西江山—桐庐地区为例 [J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 477–488.
ZHU Wenbo, ZHANG Xunhua, WANG Xiuqi, et al. Geological characteristics and shale gas potential of Lower Cambrian Hetang Formation in Lower Yangtze region: A case study of Jiangshan-Tonglu area, western Zhejiang Province [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(3): 477–488.
- [35] 吴旭东. 下扬子地块宣城地区荷塘组富有机质页岩古环境恢复——以宣页1井为例 [J]. 海洋地质前沿, 2023, 39(4): 46–56.

- WU Xudong. Paleoenvironmental reconstruction of organic-rich shale in the Hetang Formation of the Lower Yangtze Block: A case study of Well XY1 [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2023, 39(4): 46–56.
- [36] 姚红生, 何希鹏, 汪凯明. 下扬子皖南地区下寒武统荷塘组页岩地球化学特征及地质意义[J]. *海洋地质前沿*, 2022, 38(4): 32–41.
- YAO Hongsheng, HE Xipeng, WANG Kaiming. Geochemical characteristics and significance of the shale of Lower Cambrian Hetang Formation in the southern Anhui Province of Lower Yangtze area [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2022, 38(4): 32–41.
- [37] 印峰, 杨凤丽, 叶芳, 等. 晚震旦至中奥陶世下扬子被动大陆边缘原型盆地特征[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2013, 38(5): 1053–1064.
- YIN Feng, YANG Fengli, YE Fang, et al. Late Sinian-Middle Ordovician the prototype basin characteristics of passive continental margin in Lower Yangtze [J]. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 2013, 38(5): 1053–1064.
- [38] 冯增昭, 何幼斌, 吴胜和. 中下扬子地区二叠纪岩相古地理[J]. *沉积学报*, 1993, 11(3): 13–24.
- FENG Zengzhao, HE Youbin, WU Shenghe. Lithofacies paleogeography of Permian middle and Lower Yangtze region [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1993, 11(3): 13–24.
- [39] 朱光, 徐嘉炜, 刘国生, 等. 下扬子地区前陆变形构造格局及其动力学机制[J]. *中国区域地质*, 1999, 18(1): 73–79.
- ZHU Guang, XU Jiawei, LIU Guosheng, et al. Tectonic pattern and dynamic mechanism of the foreland deformation in the Lower Yangtze region [J]. *Regional Geology of China*, 1999, 18(1): 73–79.
- [40] CAI Zhourong, HUANG Qiangtai, XIA Bin, et al. Differences in shale gas exploration prospects of the Upper Yangtze platform and the Lower Yangtze platform: Insights from computer modelling of tectonic development [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 36(A): 42–53.
- [41] 李建青, 章诚诚, 黄正清, 等. 下扬子复杂构造区超高压含气层的发现及油气富集关键要素[J]. *地质通报*, 2021, 40(4): 577–585.
- LI Jianqing, ZHANG Chengcheng, HUANG Zhengqing, et al. Discovery of overpressure gas reservoirs in the complex structural area of the Lower Yangtze and its key elements of hydrocarbon enrichment [J]. *Geological Bulletin of China*, 2021, 40(4): 577–585.
- [42] 白玉坤. 下扬子地区二叠系页岩含气性特征分析[J]. *地质装备*, 2022, 23(3): 41–45.
- BAI Yukun. Analysis of gas bearing characteristics of Permian shale in lower Yangtze region [J]. *Equipment for Geotechnical Engineering*, 2022, 23(3): 41–45.
- [43] 黄正清, 周道容, 李建青, 等. 下扬子地区寒武系页岩气成藏条件分析与资源潜力评价[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(1): 94–98.
- HUANG Zhengqing, ZHOU Daorong, LI Jianqing, et al. Shale gas accumulation conditions and resource potential evaluation of the Cambrian in the Lower Yangtze area [J]. *Petroleum Geology* and Experiment, 2019, 41(1): 94–98.
- [44] 汪凯明. 下扬子皖南地区下寒武统大陈岭组页岩特征及其沉积环境[J]. *科学技术与工程*, 2022, 22(31): 13689–13698.
- WANG Kaiming. Characteristics and sedimentary environment of the Lower Cambrian Dachenling Formation shale in the southern Anhui of Lower Yangtze area [J]. *Science Technology and Engineering*, 2022, 22(31): 13689–13698.
- [45] 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(4): 499–510.
- ZHAO Wenzhi, LI Jianzhong, YANG Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(4): 499–510.
- [46] 冯增昭. 沉积相的一些术语定义的评论[J]. *古地理学报*, 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] DAPPLES E C, KRUMBEIN W C, SLOSS L L. Tectonic control of lithologic associations [J]. *AAPG Bulletin*, 1948, 32(10): 1924–1947.
- [48] IMBRIE J. Quantitative lithofacies and biofacies study of Florena shale (Permian) of Kansas [J]. *AAPG Bulletin*, 1955, 39(5): 649–670.
- [49] DUNHAM J B, COTTON-THORNTON M L. Lithology of the Monterey Formation in the western Santa Maria Valley Field, Santa Maria Basin, California [M]//KELLER M A, MCGOWEN M K. Miocene and Oligocene Petroleum Reservoirs of the Santa Maria and Santa Barbara-Ventura Basins, California. Tulsa: SEPM Society for Sedimentary Geology, 1990: 202–243.
- [50] HICKEY J J, BO H. Lithofacies summary of the Mississippian Barnett Shale, Mitchell 2 T. P. Sims well, Wise County, Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 437–443.
- [51] 姜在兴, 梁超, 吴靖, 等. 含油气细粒沉积岩研究的几个问题[J]. *石油学报*, 2013, 34(6): 1031–1039.
- JIANG Zaixing, LIANG Chao, WU Jing, et al. Several issues in sedimentological studies on hydrocarbon-bearing fine-grained sedimentary rocks [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(6): 1031–1039.
- [52] 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.
- [53] 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.
- [54] BOWKER K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 523–533.
- [55] 张琴, 朱筱敏, 李晨溪, 等. 渤海湾盆地沾化凹陷沙河街组富有机质页岩孔隙分类及孔径定量表征[J]. *石油与天然气地*

- 质, 2016, 37(3): 422–432, 438.
- ZHANG Qin, ZHU Xiaomin, LI Chenxi, et al. Classification and quantitative characterization of microscopic pores in organic-rich shale of the Shahejie Formation in the Zhanhua Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(3): 422–432, 438.
- [56] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. 煤炭学报, 2012, 37(3): 438–444.
- CHEN Shangbin, ZHU Yanming, WANG Hongyan, et al. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(3): 438–444.
- [57] 葛明娜, 庞飞, 包书景. 贵州遵义五峰组—龙马溪组页岩微观孔隙特征及其对含气性控制——以安页1井为例[J]. 石油实验地质, 2019, 41(1): 23–30.
- GE Mingna, PANG Fei, BAO Shujing. Micro pore characteristics of Wufeng-Longmaxi shale and their control on gas content: A case study of Well Anye 1 in Zunyi area, Guizhou Province[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2019, 41(1): 23–30.
- [58] 纪文明, 宋岩, 姜振学, 等. 四川盆地东南部龙马溪组页岩微—纳米孔隙结构特征及控制因素[J]. 石油学报, 2016, 37(2): 182–195.
- JI Wenming, SONG Yan, JIANG Zhenxue, et al. Micro-nano pore structure characteristics and its control factors of shale in Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 182–195.
- [59] LI Qihui, REN Dazhong, WANG Hu, et al. Microscopic characteristics of tight sandstone reservoirs and their effects on the imbibition efficiency of fracturing fluids: A case study of the Linxing area, Ordos Basin[J]. Energy Geoscience, 2024, 5(3): 100302.
- [60] YANG Ying, ZHANG Xin, ZHOU Xiaofeng, et al. Experimental analysis of the pore structure, relative permeability, and water flooding characteristics of the Yan'an Formation sandstone, southwestern Ordos Basin[J]. Energy Geoscience, 2023, 4(3): 100184.
- [61] 彭军, 吴慧明, 韩浩东, 等. 巴楚地区东河塘组致密砂岩储层成岩相研究[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 245–255, 279.
- PENG Jun, WU Huiming, HAN Haodong, et al. Study on diagenetic facies of the Donghetang tight sandstone reservoirs in Bachu area [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 245–255, 279.
- [62] 龙鹏宇, 张金川, 唐玄, 等. 泥页岩裂缝发育特征及其对页岩气勘探和开发的影响[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(3): 525–532.
- LONG Pengyu, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan, et al. Feature of muddy shale fissure and its effect for shale gas exploration and development [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 525–532.
- [63] 杨峰, 宁正福, 张世栋, 等. 基于氮气吸附实验的页岩孔隙结构表征[J]. 天然气工业, 2013, 33(4): 135–140.
- YANG Feng, NING Zhengfu, ZHANG Shidong, et al. Characterization of pore structures in shales through nitrogen adsorption experiment [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(4): 135–140.
- [64] 刘友祥, 俞凌杰, 张庆珍, 等. 川东南龙马溪组页岩的矿物组成与微观储集特征研究[J]. 石油实验地质, 2015, 37(3): 328–333.
- LIU Youxiang, YU Lingjie, ZHANG Qingzhen, et al. Mineral composition and microscopic reservoir features of Longmaxi shales in southeastern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2015, 37(3): 328–333.
- [65] 宁凡, 邹妞妞, 张大权, 等. 黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩特征研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(1): 62–67, 135.
- NING Fan, ZOU Niuniu, ZHANG Daquan, et al. Shale characterization of the Lower Cambrian Niutitang Formation in northern Guizhou [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(1): 62–67, 135.
- [66] 朱如凯, 李梦莹, 杨静儒, 等. 细粒沉积学研究进展与发展方向[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 251–264.
- ZHU Rukai, LI Mengying, YANG Jingru, et al. Advances and trends of fine-grained sedimentology [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 251–264.
- [67] 胡宗全, 杜伟, 朱彤, 等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组细粒沉积的层序地层与岩相特征[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1024–1038.
- HU Zongquan, DU Wei, ZHU Tong, et al. Sequence stratigraphy and lithofacies characteristics of fine-grained deposits of Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and on its periphery [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1024–1038.
- [68] 马新华, 李熙喆, 梁峰, 等. 威远页岩气田单井产能主控因素与开发优化技术对策[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 555–563.
- MA Xinhua, LI Xizhe, LIANG Feng, et al. Dominating factors on well productivity and development strategies optimization in Weiyuan shale gas play, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 555–563.
- [69] 陈吉, 肖贤明. 南方古生界3套富有机质页岩矿物组成与脆性分析[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 822–826.
- CHEN Ji, XIAO Xianming. Mineral composition and brittleness of three sets of Paleozoic organic-rich shales in China South area [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 822–826.
- [70] 张晨晨, 董大忠, 王玉满, 等. 页岩储集层脆性研究进展[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(1): 111–118.
- ZHANG Chenchen, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Research progress on brittleness of shale reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(1): 111–118.

(编辑 刘格云)