

下扬子地区大隆组页岩孔隙发育特征及主控因素

曹磊^{1,2,3,4}, 郭英海^{2,4}, 赵恒^{1,3}, 朱士飞^{1,3}

(1. 江苏地质矿产设计研究院, 江苏 徐州 221006; 2. 中国矿业大学 资源与地球科学学院, 江苏 徐州 221116;
3. 中国煤炭地质总局 煤系矿产资源重点实验室, 江苏 徐州 221006; 4. 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室,
江苏 徐州 221008)

摘要: 为了研究下扬子地区二叠系大隆组页岩孔隙结构特征, 联合扫描电镜、高压压汞、 N_2/CO_2 气体吸附实验手段对页岩储层孔隙结构进行了研究。结果表明, 研究区二叠系大隆组页岩孔隙类型以有机质孔、粒间孔、粒内孔、溶蚀孔和微裂缝为主; 孔隙结构为多峰态-多尺度孔隙并存, 微孔-介孔-宏孔都有发育, 各个尺度的孔隙对孔容都有所贡献, 其中以 0.75~1.5 nm 的微孔、10~35 nm 的介孔及大于 100 nm 的宏孔为主。通过拟合孔体积、比表面积与埋深、有机碳 (TOC)、成熟度 (R_0) 以及矿物含量的相关性发现, 微孔表面积与埋深、TOC 呈正相关; 微介孔体积和表面积均与 R_0 呈负相关; 宏孔体积与埋深、TOC、黏土矿物含量呈负相关, 与 R_0 呈较正相关; 宏孔表面积与埋深成正比, 与 R_0 成反比。研究结果说明下扬子地区大隆组页岩孔隙发育主要受控于埋深、TOC、 R_0 、黏土矿物含量等因素。

关键词: 下扬子地区; 大隆组; 孔隙结构; 发育特征; 主控因素

中图分类号: P618.13; P588.2

文献标识码: A

文章编号: 1000-6524(2023)05-0652-11

The development characteristics and main control factors of shale pores in the Dalong Formation of Lower Yangtze region

CAO Lei^{1,2,3,4}, GUO Ying-hai^{2,4}, ZHAO Heng^{1,3} and ZHU Shi-fei^{1,3}

(1. Jiangsu Institute of Geology and Mineral Design, Xuzhou 221006, China; 2. School of Resources and Earth Sciences, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 3. Key Laboratory of Coal Resources and Mineral Resources, China Coal Geology Bureau, Xuzhou 221006, China; 4. Coal Seam Key Laboratory of Gas Resources and Accumulation Process, Ministry of Education, Xuzhou 221008, China)

Abstract: In order to study the pore structure characteristics of the Permian Dalong Formation shale in the Lower Yangtze area, the pore structure of the shale reservoir was studied by means of scanning electron microscopy, high-pressure mercury injection and N_2/CO_2 gas adsorption experiments. The results show that the pore types of the Permian Dalong Formation shale in the study area are mainly organic pores, intergranular pores, intragranular pores, dissolution pores and microfractures. The pore structure is multi-modal and multi-scale, and micropores, mesoporous and macropores are developed. The pores of all sizes contributed to the pore volume, and the micropores of 0.75~1.5 nm, mesoporous pores of 10~35 nm and macropores larger than 100 nm were the main ones. By fitting the correlation between pore volume, specific surface area and buried depth, TOC, maturity (R_0) and mineral content, it was found that the surface area of micropore was positively correlated with buried depth and TOC. The volume and surface area of micro-mesoporous pore were negatively correlated with R_0 . Macropore volume is negatively

收稿日期: 2023-01-13; 接受日期: 2023-06-14; 编辑: 郝艳丽

基金项目: 江苏省自然科学基金青年基金项目 (BK20200171)

作者简介: 曹磊 (1991-), 女, 工程师, 矿产普查与勘探专业, E-mail: 2864958258@qq.com。

网络首发时间: 2023-08-07; 网络首发地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1966.P.20230807.1646.002.html>

correlated with burial depth, TOC, and Clay mineral content, while it is positively correlated with R_0 . Macropore surface area is proportional to buried depth and inversely proportional to R_0 . The research results show that the development of shale pore in the Dalong Formation of the Lower Yangtze area is mainly controlled by factors such as burial depth, TOC, R_0 and clay mineral content.

Key words: Lower Yangtze region; Dalong Formation; pore structure; developmental characteristics; main control factor

Fund support: Jiangsu Natural Science Foundation Youth Fund Project (BK20200171)

随着北美页岩气革命的成功(Curtis, 2002; Bernard *et al.*, 2012),页岩气作为一种重要的非常规油气资源引起了全世界的关注(Loucks and Ruppel, 2010; 邹才能等, 2010; Slatt and O'Brien, 2011; Hao and Zou, 2013)。近年来,在北美页岩气大规模开采的影响下,中国页岩气勘探开发也取得了重大突破(董大忠等, 2018; 张金川等, 2021)。页岩气是指以吸附态、游离态和少量溶解态存在于页岩孔隙中的甲烷(Curtis, 2002; 曹磊等, 2020; 袁余洋等, 2020)。页岩的孔隙结构特征包括孔隙的大小、体积、比表面积、形状、连通性和空间分布等(仇秀梅等, 2019; 兰叶芳等, 2021; 白莹等, 2022)。页岩孔隙结构特征极大地影响了页岩的储层特征(Ross and Bustin, 2009; 曹涛涛等, 2015; 邵龙义等, 2016),并控制了页岩中的油气聚集和裂缝网络系统的流体运移能力,是页岩气富集、开发和潜力评价的重要参考依据(刘桃等, 2022)。因此,对页岩孔隙结构进行深入研究具有重要的意义。

与常规油气储层不同,页岩储层以纳米级孔隙为主(Nelson, 2009),无法通过单一仪器准确地测定孔隙的各类特征,需要结合多种技术手段进行综合表征研究。目前,多种定性-定量的实验手段被应用于页岩储层孔隙表征,定性手段包括场发射扫描电子显微镜(SEM)、聚焦离子束 SEM 和原子力 SEM(Brunauer and Dalma, 1994; 吉利明等, 2012; 张吉振等, 2015);定量手段包括高压压汞法、低温 N_2/CO_2 气体吸附法及核磁共振法等(Yang *et al.*, 2014)。其中 SEM 用于直接识别孔隙的类型、形状和大小(Curtis *et al.*, 2012; Milliken *et al.*, 2013; Kelly *et al.*, 2016),高压压汞法用于表征宏孔($d > 50$ nm)尺度孔隙特征,低温液氮吸附法用于表征介孔($2 \text{ nm} < d < 50 \text{ nm}$)尺度孔隙特征,二氧化碳吸附法用于表征微孔($d < 2 \text{ nm}$)尺度孔隙特征。

下扬子地区二叠系大隆组页岩是中国下扬子地

区重要的含油气地层(曹涛涛等, 2016)。近些年,虽加强了下扬子二叠系页岩油气的勘探力度,但整体的研究勘探工作仍处于探索阶段,针对二叠系大隆组页岩储层全孔径分布特征的研究有待深入探讨。本文以下扬子地区二叠系大隆组页岩为研究对象,通过扫描电镜、高压压汞、 N_2/CO_2 气体吸附实验分析,结合有机地球化学参数,多尺度系统表征了页岩孔隙特征并探索其主控因素,欲为下扬子二叠系页岩油气勘探开发提供理论依据。

1 区域地质概况

下扬子地区位于扬子地块东北缘,西和西北以郯庐断裂和华北陆块为界,南和东南以江绍断裂与华夏地块为界,其构造演化经历了印支期平稳沉降、燕山期挤压推覆和喜山期拉张裂陷三大发育阶段(图 1)。研究区港地 1 井(GD1 井)位于下扬子区南部苏皖构造带南京拗陷南部,为深水陆棚相沉积目标层,与下伏龙潭组整合接触,层厚度约 70 m,发育大量富含有机质的页岩(石刚等, 2019)(图 2)。

2 样品与分析方法

研究区内大隆组页岩矿物成分种类多,以石英和黏土矿物为主。其中黏土矿物含量介于 32.00%~51.80%之间,平均 41.58%;脆性矿物含量介于 43.40%~52.00%之间,平均含量为 48%;有机碳(TOC)含量介于 2.06%~3.13%(均大于 2%),平均为 2.73%(表 1),为页岩生烃提供了良好的物质基础。

采集苏皖地区 GD1 井二叠系大隆组页岩岩芯样品,进行高压压汞、低温 N_2 吸附、低温 CO_2 吸附分析及扫描电镜观察。本次实验均在江苏地质矿产设计研究院(中国煤炭地质总局检测中心)测试完成。

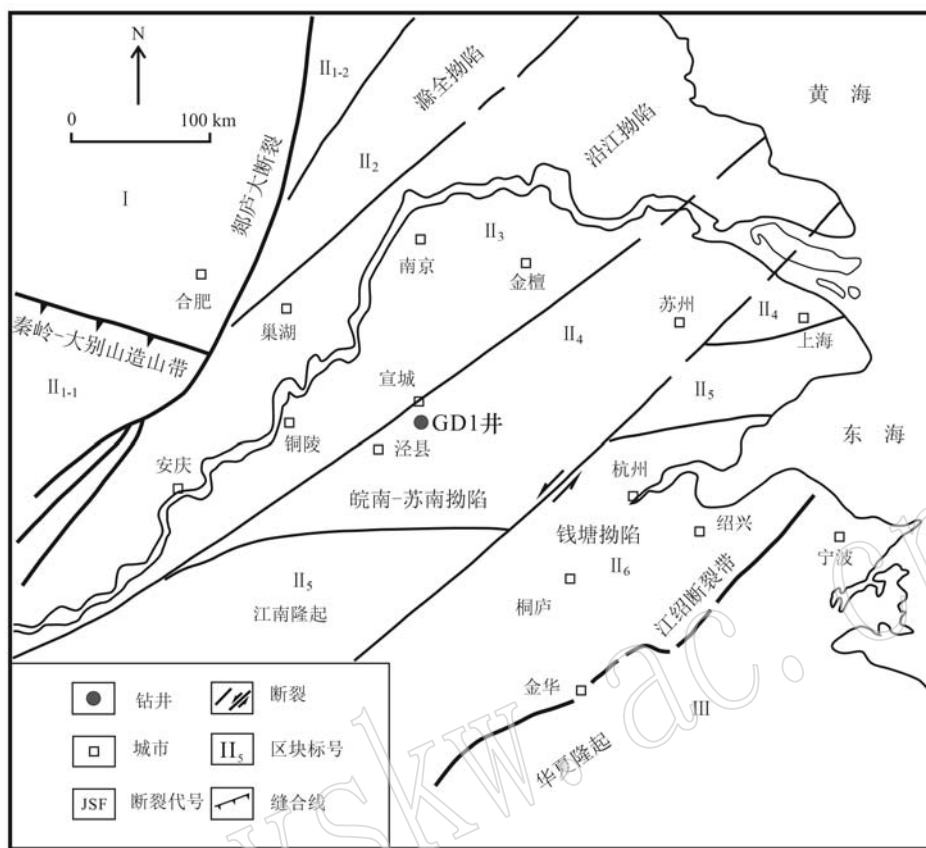


图 1 研究区位置图(石刚等, 2019)

Fig. 1 Location map of the study area (Shi Gang *et al.*, 2019)

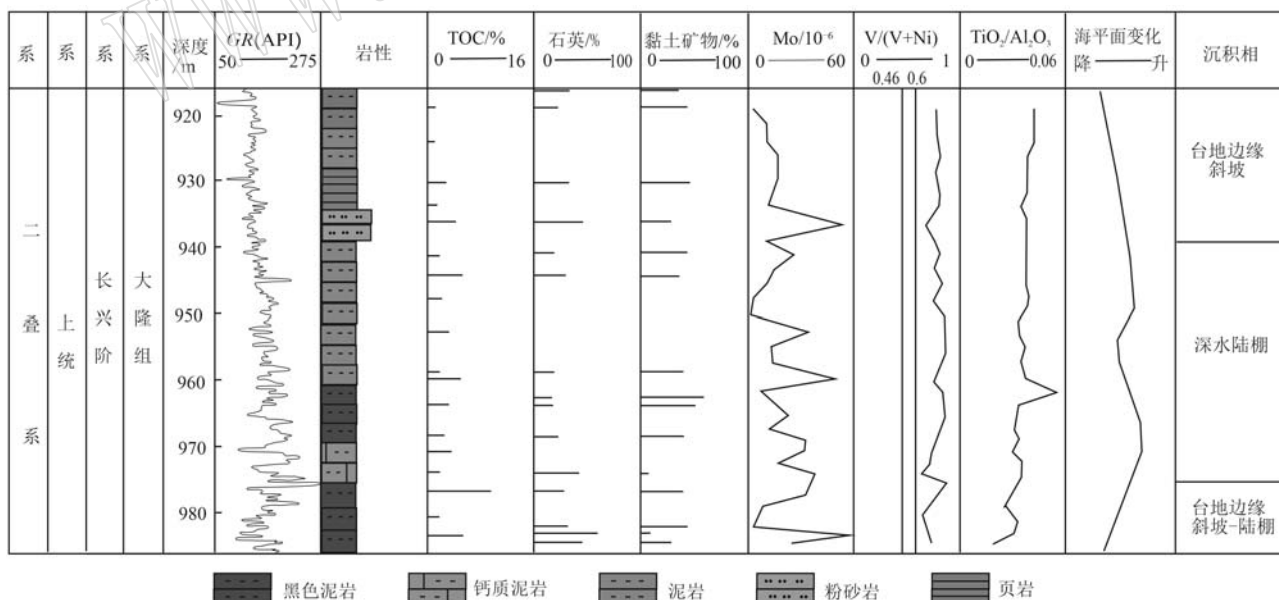


图 2 GD1 井综合柱状图(白卢恒等, 2021)

Fig. 2 Comprehensive histogram of GD1 Well (Bai Luheng *et al.*, 2021)

采用德国卡尔蔡司 SIGMA 扫描电镜,对样品的矿物组成和形态进行扫描电镜-能谱(SEM-EDS)观察。

压汞实验采用 Poremster60 型全自动压汞仪,利用汞的非浸润性,测定孔隙体积、孔径分布、密度和粒

表 1 研究区大隆组页岩样品基本地化信息

Table 1 Localization information of shale samples of Dalong Formation in the study area

样品编号	采样深度/m	成熟度(R_o)/%	有机碳(TOC)含量/%	矿物组成含量/%		
				黏土矿物	脆性矿物	其他
DW1	929.0	1.25	2.06	35.50	43.40	21.10
DW2	939.8	1.21	2.89	32.00	52.00	16.00
DW3	950.7	-	2.85	51.80	46.90	1.30
DW4	965.7	1.12	3.13	47.00	49.80	3.20

度分布,可测量孔径 1 080 μm ~3 nm,主要用于测试大孔材料的孔结构、孔径等信息。低温 N_2/CO_2 吸附实验仪器为美国康塔仪器公司生产的 Autosorb-IQ 型研究级全自动微孔物理吸附仪,孔径范围 0.35~500 nm,表面积 $>0.0005\text{ m}^2/\text{g}$,主要用于检测微孔、介孔材料的孔结构、孔径和比表面积等信息。

3 页岩孔隙结构特征

3.1 孔隙类型及特征

借助扫描电镜观察发现下扬子地区二叠系大隆组页岩孔隙主要发育有机质孔、粒间孔、粒内孔、溶蚀孔和微裂缝。粒间孔主要发育在矿物颗粒之间(图 3a),形态如多角形和拉长形等,且常见黏土矿物互相堆叠形成的“纸房结构”(图 3b)。粒内孔的

形态多为长条形、椭圆形或者槽状且孔径大小不一,草莓状黄铁矿溶蚀产生粒内溶蚀孔或进一步完全溶蚀形成印模孔(图 3c),不稳定的矿物在酸性流体作用下发生溶蚀产生的溶蚀孔(图 3d)。研究区大隆组页岩样品有机质含量较高,有机质孔发育且大多以集合体的形式存在(图 3e),孔隙形态多为圆形、椭圆形。此外,扫描电镜下还可观测到微裂缝比较发育(图 3f),微裂缝的存在可以极大地改善页岩储层的储集性和渗透性。

3.2 高压压汞测试

进汞曲线反映了压力与进汞量之间的关系。由苏皖地区大隆组页岩样品进退汞曲线图可知,4个页岩样品压汞曲线形态相似,进汞体积随着进汞压力的增加而增加(图 4a)。进汞曲线总体上可以分为3段:初始低压段(0.007~0.02 MPa)曲线快速上升,

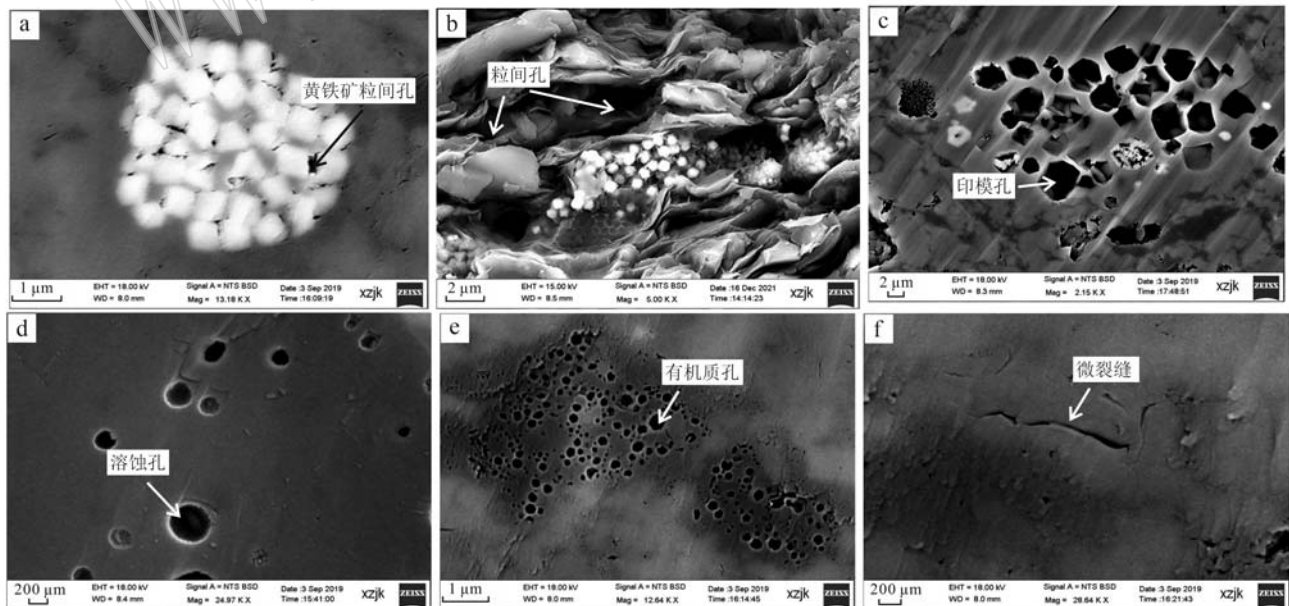


图 3 扫描电镜下样品的微观孔隙特征

Fig. 3 Microscopic pore characteristics of samples under scanning electron microscope

a—黄铁矿粒间孔; b—粒间孔; c—黄铁矿完全溶蚀或溶蚀脱落形成印模孔; d—溶蚀粒内孔; e—有机质孔; f—微裂缝
a—pyrite intergranular pores; b—intergranular pores; c—molded pores formed by complete dissolution or dissolution shedding of pyrite;
d—intragranular pores of solution; e—organic matter pores; f—micro cracks

表明大隆组页岩发育微米级的大孔;中压段(0.02~10 MPa)上升趋势变缓,表明该区间孔隙发育较少;高压段(>10 MPa)上升速度加快,表征大隆组页岩储层孔隙发育以纳米级孔隙为主。各页岩样品退汞曲线形态较为一致,压汞在压力为0.2 MPa时出现滞后环,滞后环宽大呈下凹形态,退汞效率低,表明

大隆组页岩主要以较小的孔隙网络为主,孔隙连通性较差。综上可知,大隆组页岩微、纳米级孔隙均有发育,但以纳米级孔隙为主。DW1与DW2压汞曲线近似重合,说明2个页岩样品孔隙结构特征类似,DW4样品滞后环最大,说明相比于其他样品,DW4退汞量与进汞量相差最大,孔隙连通性最差。

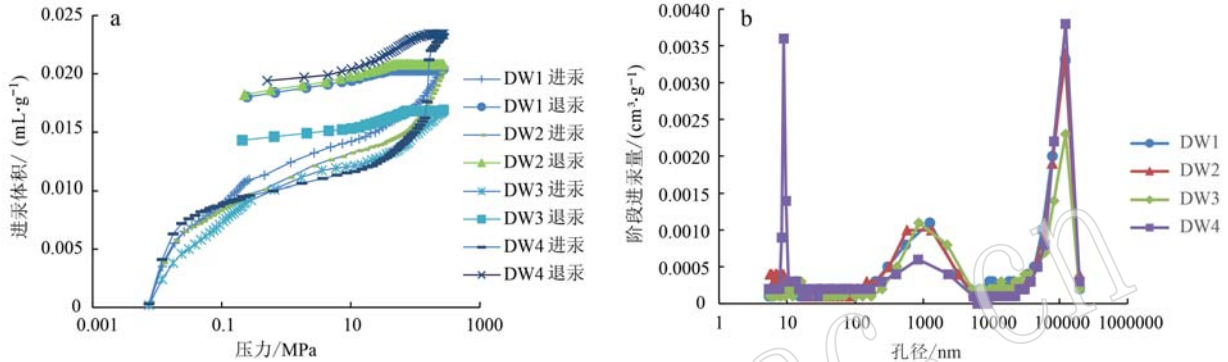


图4 研究区大隆组页岩样品进退汞曲线(a)及孔径分布特征(b)

Fig. 4 Mercury advance curve (a) and pore size distribution (b) of shale samples from Dalong Formation in the study area

压汞测试的孔径分布特征如图4b。孔径分布图呈多峰特征,表明大隆组页岩孔径分布的复杂性。据分段进汞体积曲线显示,DW1、DW2、DW3、DW4这4个样品都是以孔径大于100 nm的宏孔为主,其中,大于10 000 nm的微裂缝大量发育,可能是由于高压压汞实验过程中形成的人工裂缝影响了测量结果(于萍等,2020)。

3.3 低温 N₂ 吸附

氮气吸附并不会破坏原有孔隙结构,对于纳米级范围的孔隙具有较好的表征效果,可弥补高压压

汞在纳米级孔隙表征中的不足(张云鹏等,2021)。

低温 N₂ 吸附实验得到的样品吸脱附曲线如图5a。研究区大隆组页岩吸脱附曲线形态均呈反S型,在低压段($p/p_0 < 0.45$),吸附量缓慢增长,中压段($0.45 < p/p_0 < 0.8$)氮气分子发生多层吸附,开始出现回滞环,此阶段为多分子层吸附过程;在高压段($p/p_0 > 0.8$)氮气分子发生了毛细凝聚,吸附量开始突增。吸附曲线属于 Brunauer 和 Dalma(1994)对等温线的类型分类方案中的 II 型曲线,在相对压力为0.45的时候出现回滞环,回滞环属于 IUPAC 分类的

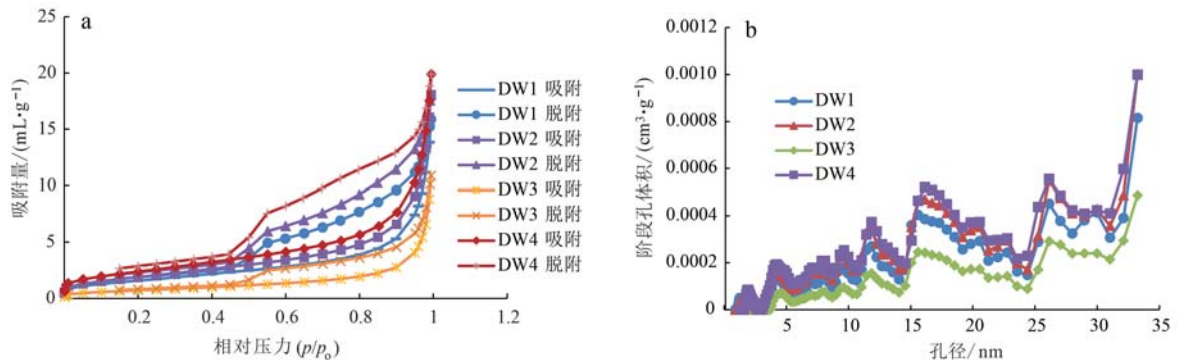


图5 研究区大隆组页岩样品 N₂ 吸脱附曲线(a)及孔径分布特征(b)

Fig. 5 N₂ adsorption and desorption curves (a) and pore size distribution (b) of shale samples from Dalong Formation in the study area

H2型,兼具H1型,说明大隆组页岩中的孔隙形态以裂缝形孔为主。

低温 N_2 吸附实验的孔径分布如图5b,孔径分布曲线均呈多峰特征,主要以10~35 nm的介孔为主。平均孔直径介于13.99~25.02 nm之间,平均为17.84 nm。BET比表面积介于2.69~8.80 m^2/g 之间,均值6.13 m^2/g 。不同大小的孔隙对于页岩储层总孔体积均有贡献,表明大隆组页岩孔径分布较为复杂。

3.4 低温 CO_2 吸附

N_2 吸附对孔隙的表征可以达到微孔级,但无法

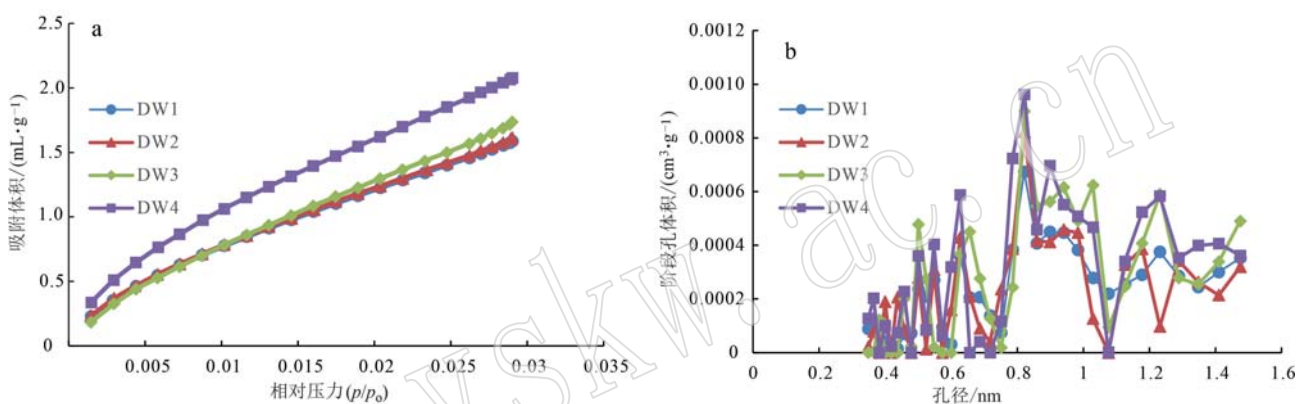


图6 研究区大隆组页岩样品 CO_2 吸附曲线(a)及孔径分布特征(b)

Fig. 6 CO_2 adsorption curves (a) and pore size distribution characteristics (b) of shale samples from Dalong Formation in the study area

3.5 全尺度孔径表征

由于压汞法、 N_2 吸附法和 CO_2 吸附法这3种测试手段的实验原理以及测试孔径范围不一,互有重叠,基于各自实验原理,都存在各自表征优势的孔径范围,因此本次研究采用联合3类测试手段各自最优表征孔径段的方法,对孔隙实现定量全尺度精细表征。宏孔尺度孔隙采用高压压汞实验,介孔尺度孔隙采用低温液氮吸附法,微孔尺度孔隙采用二氧化碳吸附法,实现“微孔-介孔-宏孔”的孔径分布特征的准确分析。据图7可知,大隆组页岩样品孔隙结构为多峰态-多尺度孔隙并存,微孔-介孔-宏孔都有发育,各个尺度的孔隙对孔容都有所贡献,其中以0.75~1.5 nm的微孔、10~35 nm的介孔及>100 nm的宏孔为主。

4 页岩孔隙发育控制因素

为了探究下扬子地区大隆组页岩孔隙发育的主

覆盖全部微孔尺度,而 CO_2 吸附能够测量的有效孔径范围为0.35~2 nm,更加适合微孔测量。

通过低温 CO_2 吸附实验结果可知,页岩吸附体积介于 $3.363 \times 10^{-3} \sim 4.403 \times 10^{-3} cm^3/g$,平均达 $3.716 \times 10^{-3} cm^3/g$ 。吸附曲线(图6a)随着压力的增大吸附体积增大,表明研究区大隆组页岩样品发育大量的微孔。DW4高于其他3个样品,表明深度越大,吸附量越大,微孔数量较多。低温 CO_2 吸附孔径分布如图6b,可以看出孔径分布存在多个峰值,分别在0.47~0.65、0.75~1和1~1.28 nm,表明在这3个孔径区间的微孔数量最多。

控因素,本文将不同尺度孔隙的孔体积和表面积与采样深度、TOC、 R_0 以及主要矿物进行线性拟合。

4.1 埋深

从拟合线性关系图8可知,埋深与宏孔体积呈较好的负相关,相关系数为0.8697,即随着埋深的增加宏孔体积减少,此阶段页岩中微纳米级宏孔的减少受控于样品的埋深压实作用;埋深与宏孔表面积呈正相关。埋深与微孔体积、微孔表面积均呈较好的正相关,相关系数分别为0.8640、0.9653,说明在低成熟阶段有机质处于生排烃初期,开始溶蚀作用和有机质排烃生成有机质孔,纳米孔隙大量生成,页岩孔隙度和比表面积增加;埋深与介孔体积和介孔表面积相关性不明显。

4.2 TOC含量

从拟合线性关系图9可知,微孔表面积与TOC呈正相关,相关系数为0.5974;宏孔体积与TOC呈负相关,相关系数为0.7217,相关性较好;介孔体积及表面积与TOC没有明显相关性,即随着TOC含量

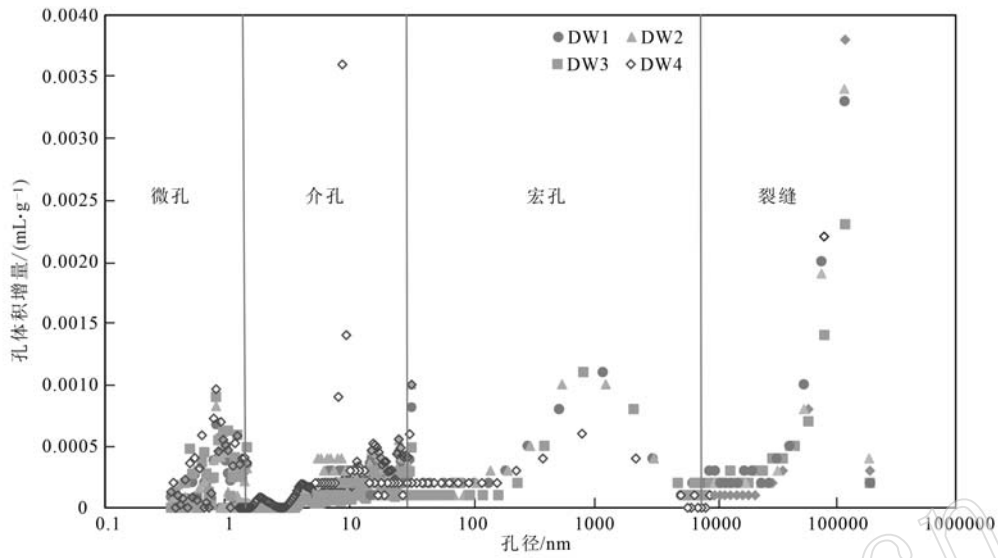


图7 3种测试方法下的页岩孔隙全尺度综合表征

Fig. 7 Full-scale comprehensive characterization of shale pores under the three test methods

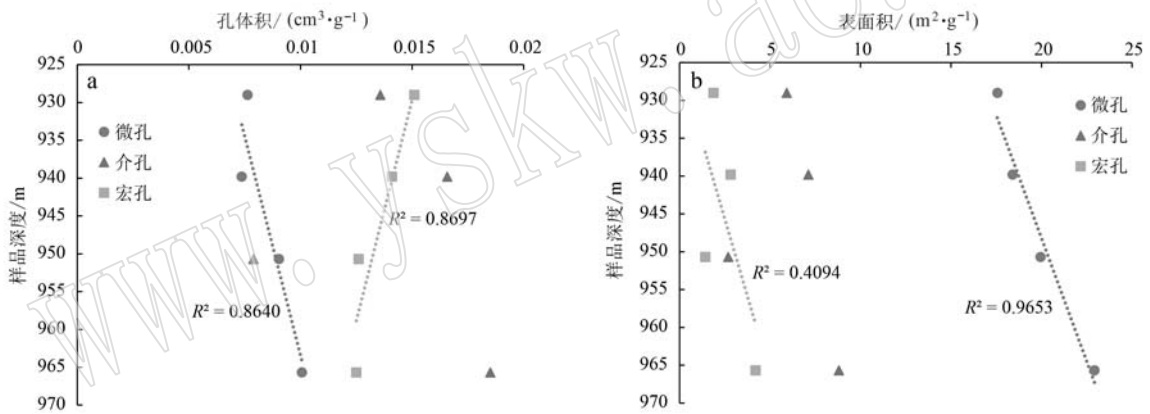


图8 大隆组页岩埋深与孔体积(a)和表面积(b)的相关关系

Fig. 8 Correlation between buried depth and pore volume (a) and specific surface area (b) of shale from Dalong Formation

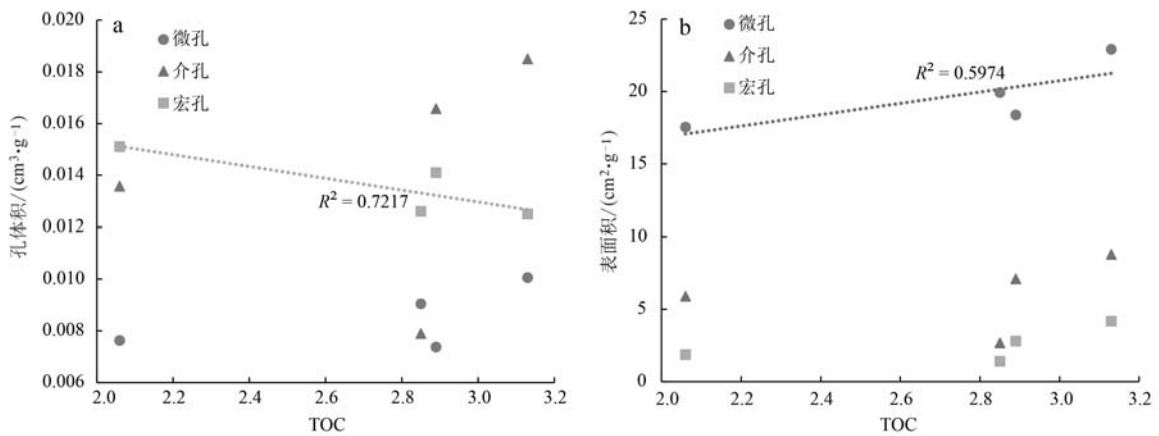


图9 大隆组页岩 TOC 含量与孔体积(a)和表面积(b)的相关关系

Fig. 9 Correlation between TOC content and pore volume (a) and specific surface area (b) in shale from Dalong Formation

的增加,微孔表面积增加,说明 TOC 含量对与微孔发育有很重要贡献;宏孔体积减少,说明在有机质碳化作用下页岩中大孔开始向微孔转化。

4.3 有机质成熟度

从拟合线性关系图 10 可知,微-介孔体积与 R_0 呈较好的负相关,相关系数分别为 0.853 7、0.887 2;

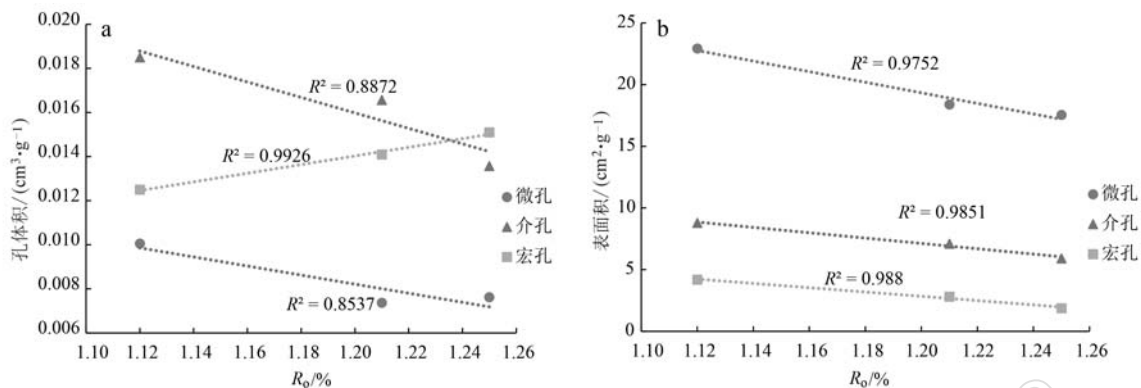


图 10 大隆组页岩 R_0 与孔体积(a)和比表面积(b)的相关关系

Fig. 10 Correlation between R_0 and pore volume (a) and specific surface area (b) in shale from Dalong Formation

宏孔体积与 R_0 呈较好的正相关,相关系数为 0.992 6;微-介-宏孔表面积均与 R_0 呈较好的负相关,相关系数均大于 0.97。

物、黏土矿物含量的相关性。由拟合结果可知,脆性矿物含量与各尺度孔体积及表面积均不具有明显的相关性。黏土矿物含量与微孔孔体积呈较好的正相关性,相关系数为 0.724 8;与宏孔体积呈负相关,相关系数为 0.732 6;黏土矿物含量与微孔、介孔、宏孔表

4.4 矿物成分

图 11 拟合了各尺度孔体积及表面积与脆性矿

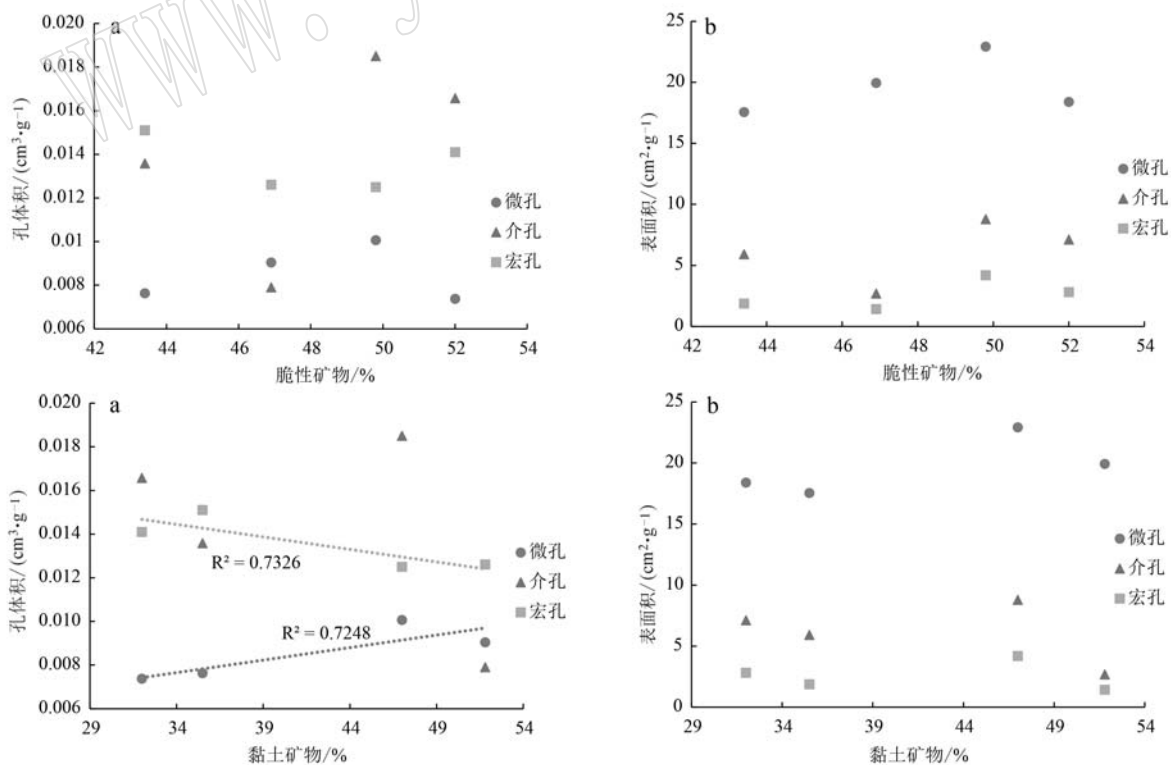


图 11 大隆组页岩矿物成分与孔体积(a)和比表面积(b)的相关关系

Fig. 11 Correlation between mineral composition and pore volume (a) and specific surface area (b) in shale from Dalong Formation

面积相关性不大。因此黏土矿物含量越高,微孔体积越大,宏孔体积越小。黏土矿物含量增加会导致页岩脆性降低和抗张剪能力加强,从而不利于大孔径构造裂缝发育。

5 结论

(1) 研究区二叠系大隆组页岩孔隙类型以有机质孔、粒间孔、粒内孔、溶蚀孔和微裂缝为主;孔隙结构为多峰态-多尺度孔隙并存,微孔-介孔-宏孔都有发育,各个尺度的孔隙都对孔容都有所贡献,其中以0.75~1.5 nm的微孔、10~35 nm的介孔和>100 nm的宏孔为主。

(2) 通过拟合孔体积、比表面积与埋深、TOC、 R_0 以及矿物组分含量的相关性发现,

微孔体积与埋深、黏土矿物含量呈正相关;微孔表面积与埋深、TOC呈正相关;微介孔体积和表面积均与 R_0 呈负相关;宏孔体积与埋深、TOC、黏土矿物含量呈负相关,与 R_0 呈较好的正相关;宏孔表面积与埋深呈正相关,与 R_0 呈负相关。结果说明下扬子地区大隆组页岩孔隙发育主要受控于埋深、TOC、 R_0 及黏土矿物含量等因素。

References

- Bai Luheng, Shi Wanzhong, Zhang Xiaoming, *et al.* 2021. The characteristics and sedimentary environment of the Permian marine shale in the Xuanjing area of southern Anhui, Lower Yangtze[J]. *Earth Science*, 46(6): 2 204~2 217.
- Bai Ying, Bai Bin, Xu Wanglin, *et al.* 2022. Shale pore characteristics and occurrence mode of shale oil in the 7th member of Yanchang Formation, southern Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 43(10): 1 395~1 408(in Chinese with English abstract).
- Bernard S, Horsfield B, Schulz H M, *et al.* 2012. Geochemical evolution of organic-rich shales with increasing maturity: A STXM and TEM study of the Posidonia Shale(Lower Toarcian, northern Germany)[J/OL]. *Marine and Petroleum Geology*, 31(1): 0~89. DOI: 10.1016/j. marpetgeo. 2011. 05. 010.
- Brunauer and Dalma H. 1994. The Four Seasons of Marian Forrster[J]. *Journal of Evolutionary Psychology(JEP)*, 15(1~2): 54~59.
- Cao Lei and Guo Yinghai. 2020. Study on the pore structure and fractal characteristics of shale in Shanxi Formation of Wuxiang Block[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 39(3): 283~290(in Chinese with English abstract).
- Cao Taotao, Song Zhiguang, Luo Houyong, *et al.* 2015. Micro-pore difference and reservoir mechanism of coal, oil shale and shale[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26(11): 2 208~2 218(in Chinese with English abstract).
- Cao Taotao, Song Zhiguang, Wang Sibao, *et al.* 2016. Micro-pore characteristics and influencing factors of Permian shale reservoir in southern Anhui[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 38(5): 668~684(in Chinese with English abstract).
- Curtis M E, Sondergeld C H, Ambrose R J, *et al.* 2012. Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging[J/OL]. *Aapg Bulletin*, 96(4): 665~677. DOI: 10.1306/08151110188.
- Curtis J B. 2002. Fractured shale-gas systems[J/OL]. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1 921~1 938. DOI: 10.1306/61EEDDBE-173E-11D7-8645000102C1865D.
- Dong Dazhong, Shi Zhensheng, Guan Quanzhong, *et al.* 2018. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 38(4): 67~76(in Chinese with English abstract).
- Hao F and Zou H. 2013. Cause of shale gas geochemical anomalies and mechanisms for gas enrichment and depletion in high-maturity shales[J/OL]. *Marine & Petroleum Geology*, 44(Complete): 1~12. DOI: 10.1016/j. marpetgeo. 2013. 03. 005.
- Ji Liming, Qiu Junli, Xia Yanqing, *et al.* 2012. Micropore characteristics and methane adsorption of common clay minerals by electron microscopy[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 33(2): 249~256(in Chinese with English abstract).
- Kelly S, El-Sobky H, Torres-Verdin C, *et al.* 2016. Assessing the utility of FIB-SEM images for shale digital rock physics[J]. *Advances in Water Resources*, 95: 302~316.
- Lan Yefang, Ren Chuanjian, Huang Yu, *et al.* 2021. Evaluation of shale gas source rocks of Wufeng-Longmaxi Formation in Yanzikou area, northwest Guizhou[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 40(1): 49~64(in Chinese with English abstract).
- Liu Tao, Liao Shengbing, Fang Chaogang, *et al.* 2022. Pore size distribution and its influence on gas content of Gufeng Formation shale in Lower Yangtze area[J/OL]. *China Geology*: 1~23[2022-11-26]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20221008.1820.004.html>(in Chinese with English abstract).

- Loucks R G and Ruppel S C. 2007. Mississippian Barnett Shale; Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J/OL]. *AAPG Bulletin*, 91(4): 579~601. DOI: 10.1306/11020606059.
- Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D N, *et al.* 2013. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania [J/OL]. *Aapg Bulletin*, 97(2): 177~200. DOI: 10.1306/07231212048.
- Nelson P H. 2009. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J/OL]. *Aapg Bulletin*, 93(3): 329~340. DOI: 10.1306/10240808059.
- Qiu Xiumei, Liu Yadong and Dong Xuelin. 2019. Study on the characteristics and gas bearing capacity of shale reservoirs in the Jianshi area of western Hubei[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 38(3): 365~374(in Chinese with English abstract).
- Ross D J K and Bustin R M. 2009. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J/OL]. *Marine & Petroleum Geology*, 26(6): 916~927. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2008.06.004.
- Shao Longyi, Liu Lei, Wen Huaijun, *et al.* 2016. Characteristics and influencing factors of nano-pores in mud shale of Middle Jurassic Shimenkou Formation in Well YQ-1, Northern Qaidam Basin[J/OL]. *Study Leading Edge*, 23(1): 164~173. DOI: 10.13745/j.sf.2016.01.015(in Chinese with English abstract).
- Shi Gang, Xu Zhenyu, Zheng Hongjun, *et al.* 2019. Drilling discovery and Reservoir-forming geological conditions of "Three gas and one oil" in the Lower Yangtze area: A case study of drilling discovery of Well Gangdi 1 in southern Anhui[J]. *Geological Bulletin of China(in Chinese)*, 38(9): 1564~1570(in Chinese with English abstract).
- Slatt R M and O'Brien N R. 2011. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales; Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks[J/OL]. *Aapg Bulletin*, 95(12): 2017~2030. DOI: 10.1306/03301110145.
- Yang F, Ning Z and Liu H. 2014. Fractal characteristics of shales from a shale gas reservoir in the Sichuan Basin, China[J/OL]. *Fuel*, 115(jan.): 378~384. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.07.040.
- Yu Ping, Zhang Yu, Yan Jianping, *et al.* 2017. Water absorption characteristics and comparison of three shale porosity analysis methods in Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 31(7): 1016~1027(in Chinese with English abstract).
- Yuan Yuyang, Liu Yonglin and Wang Ying. 2020. The fracture control mechanism of organic matter and brittle minerals in the Longmaxi Formation shale in northwestern Guizhou[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 39(6): 808~818(in Chinese with English abstract).
- Zhang Jinchuan, Liu Shugen, Wei Xiaoliang, *et al.* 2021. Evaluation method of shale gas content[J]. *Oil & Gas Geology*, 42(1): 28~40(in Chinese with English abstract).
- Zhang Jizhen, Li Xianqing, Guo Man, *et al.* 2015. Micropore characteristics and influencing factors of Permian Longtan shale in southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26(8): 1571~1578(in Chinese with English abstract).
- Zhang Yunpeng, Li Yuhong, Guo Wang, *et al.* 2021. Pore development characteristics and main controlling factors of Jurassic continental low-maturity shale in northern margin of Qaidam Basin[J/OL]. *Journal of Geology*, (2): 565~577. DOI: 10.19762/j.carol.carroll.nki.dizhixuebao.20211103(in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, *et al.* 2010. Formation mechanism, geological characteristics and resource potential of shale gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6): 641~653(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 白卢恒, 石万忠, 张晓明, 等. 2021. 下扬子皖南宣泾地区二叠系海相页岩特征及其沉积环境[J]. *地球科学*, 46(6): 2204~2217.
- 白莹, 白斌, 徐旺林, 等. 2022. 鄂尔多斯盆地南部延长组7段页岩孔隙特征及页岩油赋存方式[J]. *石油学报*, 43(10): 1395~1408.
- 曹磊, 郭英海. 2020. 武乡区块山西组泥页岩孔隙结构及分形特征研究[J]. *岩石矿物学杂志*, 39(3): 283~290.
- 曹涛涛, 宋之光, 罗厚勇, 等. 2015. 煤、油页岩和页岩微观孔隙差异及其储集机理[J]. *天然气地球科学*, 26(11): 2208~2218.
- 曹涛涛, 宋之光, 王思波, 等. 2016. 皖南地区二叠系页岩储层微观孔隙特征及影响因素[J]. *地球科学与环境学报*, 38(5): 668~684.
- 董大忠, 施振生, 管全中, 等. 2018. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气勘探进展、挑战与前景[J]. *天然气工业*, 38(4): 67~76.
- 吉利明, 邱军利, 夏燕青, 等. 2012. 常见黏土矿物电镜扫描微孔隙特征与甲烷吸附性[J]. *石油学报*, 33(2): 249~256.
- 兰叶芳, 任传建, 黄喻, 等. 2021. 黔西北燕子口地区五峰-龙马溪组页岩气源岩评价[J]. *岩石矿物学杂志*, 40(1): 49~64.
- 刘桃, 廖圣兵, 方朝刚, 等. 2022. 下扬子地区孤峰组页岩孔径分

- 布特征及对含气性的影响[J/OL]. 中国地质; 1~23[2022-11-26]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20221008.1820.004.html>.
- 仇秀梅, 刘亚东, 董学林. 2019. 鄂西建始地区页岩储层特征及含气性研究[J]. 岩石矿物学杂志, 38(3): 365~374.
- 邵龙义, 刘磊, 文怀军, 等. 2016. 柴北缘盆地 YQ-1 井中侏罗统石门沟组泥页岩纳米孔隙特征及影响因素[J/OL]. 地学前缘, 23(1): 164~173. DOI: 10.13745/j.esf.2016.01.015.
- 石刚, 徐振宇, 郑红军, 等. 2019. 下扬子地区“三气一油”钻探发现及成藏地质条件——以皖南港地 1 井钻探发现为例[J]. 地质通报, 38(9): 1564~1570.
- 于萍, 张瑜, 闫建萍, 等. 2020. 四川盆地龙马溪组页岩吸水特征及 3 种页岩孔隙度分析方法对比[J]. 天然气地球科学, 31(7): 1016~1027.
- 袁余洋, 刘永林, 王璞. 2020. 黔西北地区龙马溪组页岩有机质和脆性矿物的控缝机制[J]. 岩石矿物学杂志 39(6): 808~818.
- 张金川, 刘树根, 魏晓亮, 等. 2021. 页岩含气量评价方法[J]. 石油与天然气地质, 42(1): 28~40.
- 张吉振, 李贤庆, 郭曼, 等. 2015. 川南地区二叠系龙潭组页岩微观孔隙特征及其影响因素[J]. 天然气地球科学, 26(8): 1571~1578.
- 张云鹏, 李玉宏, 郭望, 等. 2021. 柴达木盆地北缘侏罗系陆相低熟页岩孔隙发育特征及主控因素[J/OL]. 地质学报, 95(2): 565~577. DOI: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2021103.
- 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 2010. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 37(6): 641~653.

www.yskw.ac.cn