



移动阅读

付文鼎, 尚福华, 麻书玮, 等, 2024. 渝东北地区龙马溪组页岩孔隙结构特征及其主控因素[J]. 沉积与特提斯地质, 44(4): 796–808. doi: [10.19826/j.cnki.1009-3850.2024.07001](https://doi.org/10.19826/j.cnki.1009-3850.2024.07001)

FU W D, SHANG F H, MA S W, et al., 2024. Pore structure characteristics and main controlling factors of the Longmaxi shales in northeastern Chongqing[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 44(4): 796–808. doi: [10.19826/j.cnki.1009-3850.2024.07001](https://doi.org/10.19826/j.cnki.1009-3850.2024.07001)

渝东北地区龙马溪组页岩孔隙结构特征及其主控因素

付文鼎¹, 尚福华^{1,2,3,4*}, 麻书玮⁵, 朱悦雯⁴, 戴涛杰³, 朱炎铭², 苗科¹, 闫静³,
高海涛⁶, 密文天¹

(1. 内蒙古工业大学资源与环境工程学院, 内蒙古 呼和浩特 010051; 2. 中国矿业大学 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室, 江苏 徐州 221008; 3. 内蒙古矿业开发有限责任公司, 内蒙古 呼和浩特 010051; 4. 内蒙古工业大学地质技术与岩土工程内蒙古自治区工程研究中心, 内蒙古 呼和浩特 010051; 5. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018; 6. 中国科学院广州地球化学研究所, 广东 广州 510640)

摘要: 为了探究渝东北地区龙马溪组变形页岩孔隙结构特征及其主控因素, 本次研究采集 12 件渝东北地区龙马溪组页岩样品, 利用场发射扫描电镜、液氮吸附和二氧化碳吸附等方法系统表征其孔隙结构特征, 并与四川盆地不同构造带龙马溪组页岩孔隙结构参数进行对比。研究结果表明: 渝东北地区龙马溪组页岩孔隙主要包括有机质孔、无机孔和微裂缝, 与四川盆地川南地区成熟度相近的海相页岩相比, 样品有机孔发育程度偏低, 孔隙规模偏小。此外, 无机孔、微裂缝在渝东北地区龙马溪组页岩中都较为发育。根据孔裂隙发育特征, 可将无机孔划分为粒间孔、黏土矿物层间孔、粒内孔三类, 将微裂缝划分为有机质相关微裂缝和无机矿物相关微裂缝。渝东北地区龙马溪组页岩 TOC 含量对微孔的影响作用呈阶段性变化, 在 TOC<5.93% 时, TOC 含量与微孔体积、比表面积呈现较强的正相关关系, 在 TOC>5.93% 时, 则呈现负相关关系, TOC 含量与介孔参数并无相关性, 而黏土矿物、脆性矿物含量与页岩孔隙发育均没有显著相关性。扫描电镜图像显示, 构造挤压强度增加导致渝东北地区龙马溪组页岩中孔隙数量减少, 且孔隙连通性在一定程度上被破坏, 这使得页岩储层中游离态页岩气向吸附态页岩气转化, 从而使气体发生强烈的吸附作用, 并且主要以吸附态的形式封存起来, 提高了页岩储气能力。该研究成果为复杂构造区页岩气勘探提供了理论依据。

关键词: 渝东北; 龙马溪组; 变形页岩; 孔隙结构; 主控因素

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

Pore structure characteristics and main controlling factors of the Longmaxi shales in northeastern Chongqing

FU Wending¹, SHANG Fuhua^{1,2,3,4*}, MA Shuwei⁵, ZHU Yuewen⁴, DAI Taojie³, ZHU Yanming²,
MIAO Ke¹, YAN Jing³, GAO Haitao⁶, MI Wentian¹

(1. School of Resource and Environmental Engineering, Inner Mongolia University of Technology, Hohhot 010051, China;

收稿日期: 2023-08-16; 改回日期: 2023-11-12; 责任编辑: 周小琳; 科学编辑: 杨平

作者简介: 付文鼎 (2000—), 男, 硕士研究生, 主要从事非常规油气等方面的研究。E-mail: 20221100511@imut.edu.cn

通信作者: 尚福华 (1991—), 男, 讲师, 主要从事非常规油气地质教学与研究。E-mail: fhshangcumt@163.com

资助项目: 国家自然科学基金项目 (42362022); 内蒙古自然科学基金 (2023QN04003, 2024QN04003); 内蒙古科技厅中央引导地方科技发展资金项目 (2022ZY0083); 内蒙古自治区高等学校碳达峰碳中和研究专项 (STZX202212); 中央引导地方科技发展资金 (2022SZY0482)

2. Key Laboratory of Coalbed Methane Resources and Reservoir Formation Process, Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China; 3. Inner Mongolia Mining Development Limited Liability Company, Hohhot 010051, China; 4. Inner Mongolia Engineering Research Center of Geological Technology and Geotechnical Engineering, Inner Mongolia University of Technology, Hohhot 010051, China; 5. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China; 6. Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China)

Abstract: To investigate the pore characteristics and controlling factors of the Longmaxi shales in northeastern Chongqing, this study samples 12 shales from the Longmaxi Formation and utilizes physical experiments, including field emission scanning electron microscopy (FE-SEM), liquid nitrogen adsorption and carbon dioxide adsorption, to characterize the pore structures. The pore structure parameters are then compared with those of shales from different tectonic zones in the Sichuan Basin. The results indicate that the pores of shales in the Longmaxi Formation in northeastern Chongqing are predominantly comprised of organic matter pores, inorganic pores and micro-fractures. Compared to the marine shales with similar maturity in southern Sichuan, these samples exhibit relatively fewer and smaller organic matter pores but more developed inorganic pores and micro-fractures. Based on the pore-fracture characteristics, inorganic pores can be classified into three types: intergranular pores, interlayer pores in clay minerals, and intragranular pores. Micro-fractures are categorized as organic matter-related micro-fractures and inorganic mineral-related micro-fractures. The influence of TOC content on pore structure occurs in two stages: when TOC content is less than 5.93%, it exhibits a strong positive correlation with micropore volume and specific surface area; when TOC content is more than 5.93%, it shows a negative correlation with these factors, and no correlation with mesoporous parameters. In addition, there is no significant correlation between the inorganic mineral (clay and brittle mineral) content and pore parameters. The SEM images also show that the tectonic compression reduces pore volume and pore connectivity, leading to the conversion of free gas into adsorbed gas in shale reservoirs, thus improving the gas storage capacity of the shales. The research results provide a theoretical basis for shale gas exploration in complex structural areas.

Key words: northeastern Chongqing; Longmaxi Formation; deformed shale; pore structure; controlling factor

0 引言

随着我国“双碳”目标的持续推进,以页岩气为代表的非常规天然气在能源结构中的占比日益提高(郭彤楼, 2016; 赵迪斐等, 2022; 邹宇轩和陈书平, 2023)。近年来,四川盆地龙马溪组页岩气产量逐年攀升,已在涪陵、长宁、威远等多个区块实现了规模化、商业化开发,而四川盆地周缘复杂构造区的龙马溪组尚未获得重大突破,这与该区域页岩气特殊的富集成藏过程密不可分。

页岩气主要以吸附态和游离态赋存于页岩纳米孔隙中(Curtis et al., 2002; Loucks et al., 2012),因而精确表征页岩孔隙结构是探究页岩气富集成藏的基础(张盼盼等, 2014; 朱炎铭等, 2016; 谢国梁等, 2021)。近年来,我国科研工作者以四川盆地五峰—龙马溪组为研究对象,采用多种技术手段表征了页岩孔隙的结构特征(Zhao et al., 2018; Nie et al., 2019; 杜焕福等, 2023; 门玉澎等, 2023),并认为页岩成分、热演化过程、成岩作用是控制孔隙结构的

主要因素,同时,各因素对于孔隙结构的影响在不同时期还存在着明显的差异(刘文平等, 2017; 赵建华和金之钧, 2021)。也有学者发现,构造作用也可以影响页岩孔隙的发育特征(Milliken et al., 2013; 马勇等, 2014; 李恒超等, 2015; 彭钰洁和朱炎铭, 2016; Liang et al., 2017; Zhu et al., 2018; 尚福华等, 2023; 邢翔和王文希, 2020; 张洪瑞和侯增谦, 2023)。构造作用可以通过以下两个方面改造页岩孔隙结构:①控制页岩的垂向运动,通过调整压实作用和地温梯度改造页岩孔隙结构特征(Loucks et al., 2012; 赵建华和金之钧, 2021);②改变页岩储层的挤压与拉张状态,通过调整页岩的应力状态改造页岩孔隙结构(郭彤楼, 2016; 李恒超等, 2015)。然而,关于构造作用改造孔隙结构的效果,尚未达成一致意见,一些学者认为,构造作用可以挤压页岩中的孔隙,使相关孔隙孔径减小甚至闭合(刘文平等, 2017; 李恒超等, 2015)。另外一些学者则认为构造作用产生的大量糜棱结构会有效增加页岩整体的孔隙结构参数(马勇等, 2014)。因此,深入分析构

造复杂区页岩孔隙的主控因素,细致探究构造作用对页岩孔隙发育的改造效应,能够为构造复杂区页岩气资源评价和勘探开发提供坚实的理论基础。

本次研究以渝东北地区龙马溪组页岩为研究对象,采集了相关页岩样本,系统开展有机地球化学、矿物组成以及孔隙结构表征的系列实验,进而探讨渝东北地区龙马溪组变形页岩孔隙结构特征及其主控因素,以期后续龙马溪组页岩储层评价和资源量评估提供科学依据和基础资料。

1 样品与实验方法

1.1 地质背景

渝东北地区位于四川盆地东北部边缘,以城口断裂为界,分为南大巴山前陆断层褶皱带和北大巴山逆冲推覆构造带(Li et al., 2018),研究区位于南大巴山前陆断层褶皱带,其内部又划分为叠瓦断层带、断层褶皱带和滑脱褶皱带三个次级构造单元(图 1a)。在晚奥陶世—早志留世时期,研究区经历了两次大规模海侵,期间海平面快速上升,形成了深水、低能、缺氧的深水陆棚沉积环境,沉积了

龙马溪组黑色碳质泥(页)岩和硅质泥(页)岩(图 1b)(朱志军, 2010; 牟传龙等, 2011; 熊小辉等, 2018; 何洪茜等, 2023)。自龙马溪组富有机质页岩沉积后,研究区先后经历了四次大规模的抬升与沉降活动(胡召齐, 2011; 王阳, 2017),在多次构造运动的叠加影响下,渝东北地区形成了现今复杂的构造样式。

1.2 样品采集

鉴于研究区的区域地质背景和龙马溪组页岩变形特征,在渝东北城口地区采集了大量龙马溪组富有机质变形页岩样品。本次选择了 12 块样品开展研究,其中包括满月剖面样品 4 块、咸宜剖面样品 4 块以及双河剖面样品 4 块(图 1a)。此外,所有样品均采集自露头剖面,并深挖到新鲜未风化黑色页岩。

2 实验方法

(1) 总有机碳含量

有机碳含量测定使用的仪器为美国 LECO 公司生产的 CS230 碳硫分析仪。实验前,先将样品粉碎至 60 目,随后将样品进行酸洗和低温干燥处

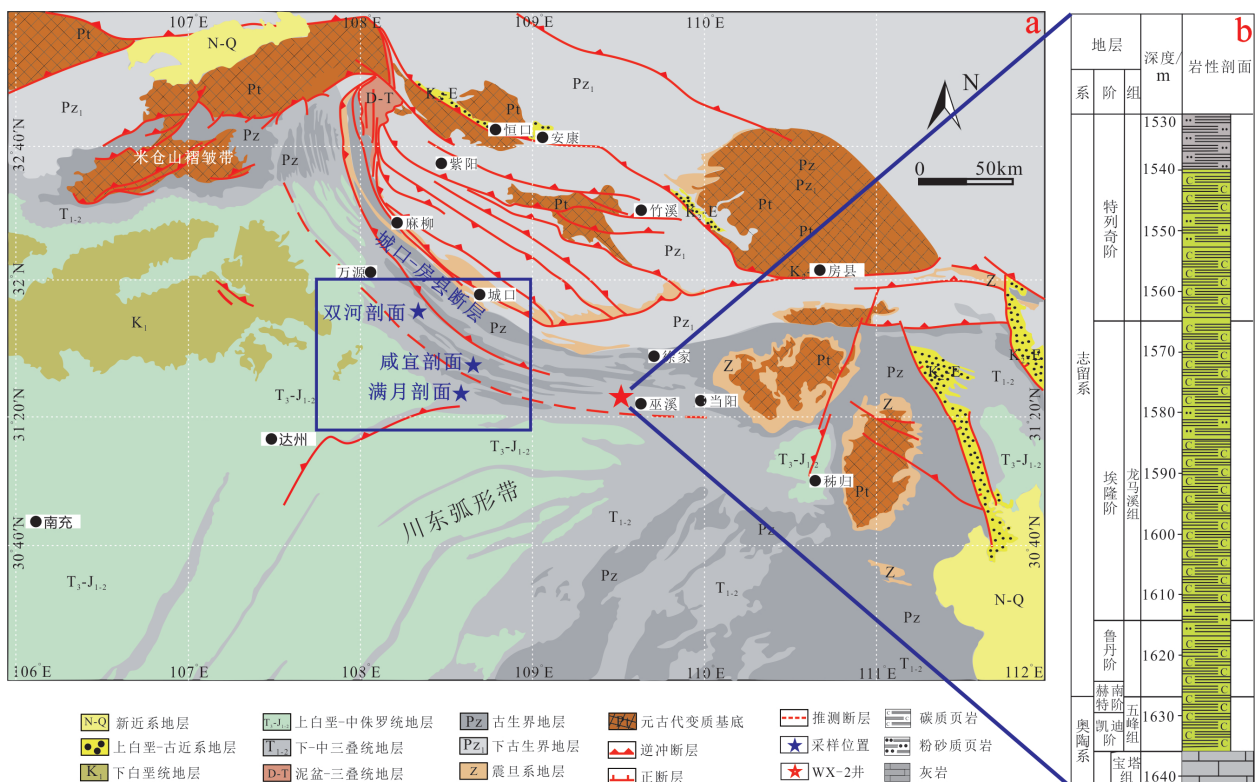


图 1 渝东北地区构造纲要图 (a) 及 WX-2 井地层柱状图 (b) (据王阳, 2017; 梁峰等, 2016, 修改)

Fig. 1 Structural outline map of northeast Chongqing (a) and stratigraphic column of Well WX-2 (b) (revised according to Wang, 2017; Liang et al., 2016)

理。实验过程依据于中国国家标准 GB/T19145-2003,并用固态红外吸收法计算有机质含量。

(2) 成熟度测定

成熟度测定采取了两种测试方法,即拉曼光谱和沥青反射率。拉曼光谱使用的仪器为美国 Bruker 公司生产的 Sentera 拉曼光谱仪,数据计算参考公式(Liu et al., 2013): $R_{mc}R_o\% = 0.0537 d(G-D) - 11.21$,其中 G 和 D 分别代表 G 峰和 D 峰的峰位。固体沥青反射率使用的仪器为德国 Leica 公司生产的 DMR XP 显微光度计,数据计算参考公式(Schoenherr et al., 2007): $R_o = (R_b + 0.2443)/1.0495$ 。

(3) X 射线衍射实验

矿物组成测定使用的仪器为日本理学公司生产的 Rigaku D/Max-3B 衍射仪。实验前,将样品粉碎至 200 目,低温烘干后开始实验。实验电压为 40 kV,电流为 100 mA,并以 0.02°步长进行连续扫描,扫描范围为 3°~85°(2θ)。整个测试过程均在常温下进行,实验过程参照中国国家标准 SY/T5163—2010。

(4) 场发射扫描电镜

扫描电镜使用的仪器为德国 Carl Zeiss 公司生产的 Sigma 场发射扫描电镜仪,其放大倍数高达 20 万倍。实验前,去除样品的风化面,对样品表面进行氩离子抛光,然后进行喷金处理以增强其导电性,最后观察页岩中各类型孔隙发育特征。详细的样品制备和实验过程参考了前人(Curtis et al., 2012)成果。

(5) 低压气体吸附实验

低压气体(氮气和二氧化碳)吸附实验使用的

仪器为美国 Micromeritics 公司生产的 ASAP 2020 HD88 分析仪。实验前,先将样品粉碎至 40~60 目,并在 120℃ 下抽真空 14 h 以去除易挥发物质。氮气吸附的温度为 -196℃(77 K),在相对压力为 0.009~0.995 范围内获取吸附-脱附曲线,并用 BET 和 BJH 模型获取孔隙结构参数。二氧化碳吸附实验温度为 0℃(273 K),在相对压力为 0.000 1~0.032 范围内获取吸附曲线,并用 DFT 模型获取孔隙结构参数。本次研究参考国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)的孔隙分类标准(IUPAC, 1994),将孔隙按照尺寸分为三类:微孔(<2 nm)、介孔(2~50 nm)和宏孔(>50 nm)。

3 结果

3.1 有机地球化学和矿物组成特征

本次研究采集的渝东北地区龙马溪组海相页岩 TOC 含量相对较高,介于 2.13%~6.50%,平均 4.61%($n=12$); R_o 介于 1.76%~2.12%,平均 1.90%($n=12$),显示龙马溪组达到了高成熟—过成熟阶段,满足页岩气富集成藏的基本要求。

X 射线衍射实验结果显示,渝东北地区龙马溪组页岩矿物组成复杂,但以石英和黏土矿物为主,其中还包含少量的钾长石、斜长石、白云石和黄铁矿(表 1)。整体而言,石英含量介于 57.6%~77.5%,平均含量为 68.36%($n=12$);黏土矿物含量介于 19.5%~40.4%,平均含量为 27.67%($n=12$)。

黏土矿物以伊蒙混层和伊利石为主,其中,伊蒙混层含量介于 35%~87%,平均含量为 54.8%($n=$

表 1 渝东北地区龙马溪组变形页岩有机地球化学和矿物组成特征

Table 1 Organic geochemistry and mineral composition characteristics of the Longmaxi shales in northeastern Chongqing

样品	有机地球化学参数/%		矿物组成/%							黏土矿物组成/%		
	TOC	R_o	石英	钾长石	斜长石	白云石	黄铁矿	黏土矿物	脆性矿物	伊利石	伊蒙混层	绿泥石
MY-1	2.78	2.12	72.2	0.5	1.0	/	/	26.3	73.7	46	49	5
MY-2	3.08	1.98	60.9	0.9	1.5	/	/	36.7	63.3	55	43	2
MY-3	2.81	2.06	57.6	0.8	1.2	/	/	40.4	59.6	65	35	/
MY-4	2.13	2.00	64	0.6	1.3	/	/	34.1	65.9	40	59	1
XY-1	6.50	1.85	70.4	1.2	3.5	/	/	24.9	75.1	44	55	1
XY-2	6.19	1.90	71.7	1.2	2.3	/	/	24.8	75.2	39	60	1
XY-3	6.11	1.83	76	0.9	2.7	/	/	20.4	79.6	53	46	1
XY-4	5.95	1.91	72.3	1.6	2.5	/	/	23.6	76.4	12	87	1
SH-1	5.02	1.81	68.5	1.9	3.4	0.7	/	25.5	74.5	32	67	1
SH-2	5.93	1.78	62	1.2	6.6	/	/	30.2	69.8	44	55	1
SH-3	5.08	1.83	67.2	1.2	3.5	2.5	/	25.6	74.4	53	44	3
SH-4	3.79	1.76	77.5	1	2.0	/	/	19.5	80.5	39	57	4

12);伊利石含量介于 12%~65%,平均含量为 43.5% ($n=12$)。

3.2 龙马溪组孔隙形貌特征

FE-SEM 图像显示(图 2),渝东北地区龙马溪组页岩孔隙主要包括有机质孔、无机孔和微裂缝。

结合前人研究成果(谢国梁等, 2021; Nie et al., 2019),通过扫描电镜观察发现,龙马溪组页岩中主要包括了气泡状、海绵状和狭缝状的有机质孔(图 2a-f, 2i-l)。气泡状孔隙多呈圆形和椭圆形(图 2b, 2e, 2k),且以介孔和宏孔为主(20~300 nm),推测这些孔隙可能由多个小孔隙合并而成;而海绵状孔隙多呈不规则的狭缝形(图 2a, 2d, 2j, 2l),也普遍

以介孔和宏孔的形式出现,但其孔径明显小于气泡状孔隙,主要介于 20~200 nm。值得指出的是,与四川盆地川南地区成熟度相近的海相页岩相比(谢国梁等, 2021; 蔡苏阳等, 2021),渝东北地区龙马溪组海相页岩有机孔发育程度偏低,且孔隙规模偏小,推测这些现象均与构造挤压密切相关。

无机孔在龙马溪组页岩中也较为发育,根据各类型无机孔的发育特征,可以将无机孔分为三类:(1)粒间孔,主要发育于韧性矿物(黏土矿物和有机质)与脆性矿物之间(图 2i-k),形状不规则且多变,规模横跨几个数量级,介于 30 nm 到 1 μm 之间,由于受矿物种类和接触关系的显著影响,这些孔隙连

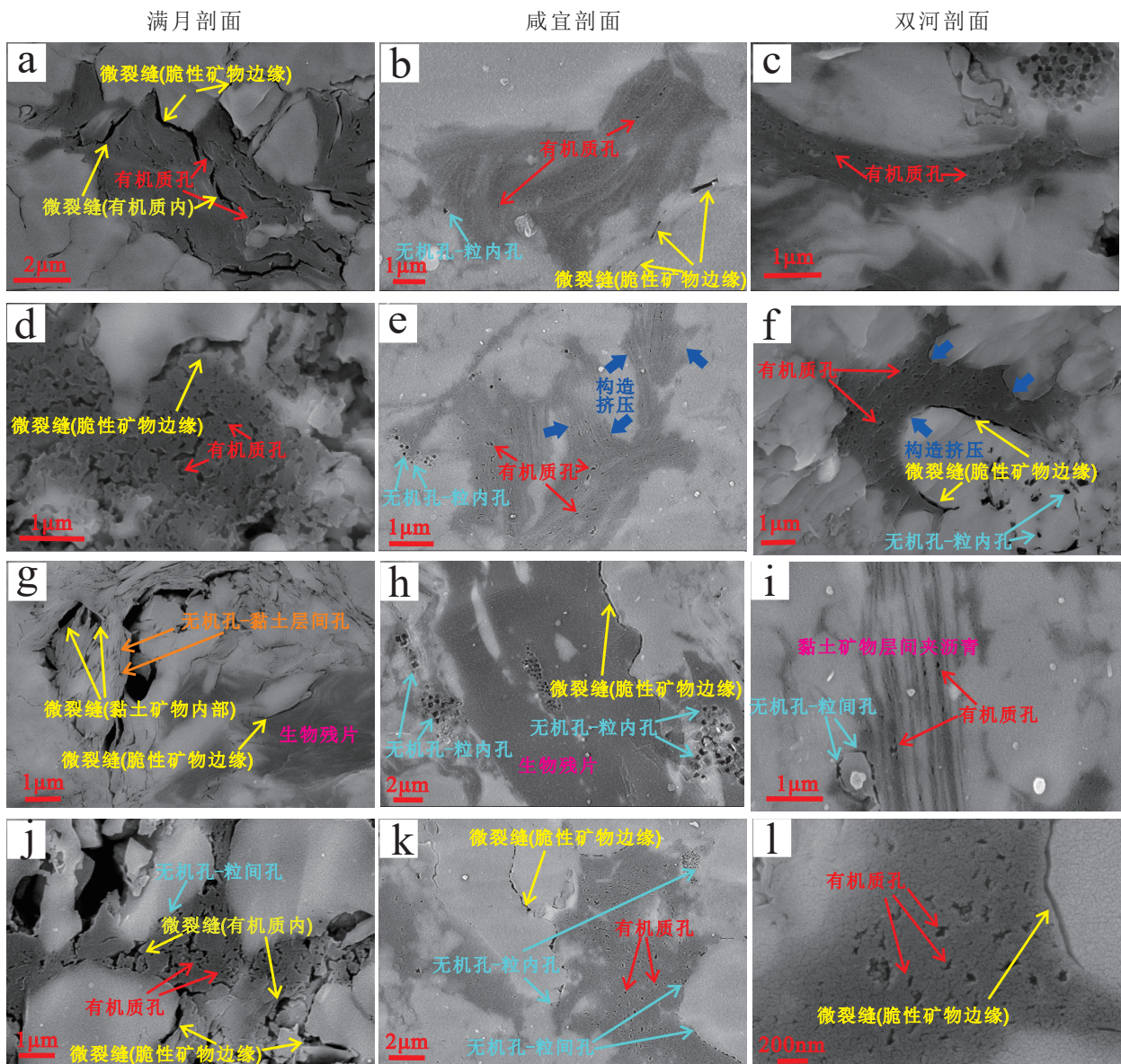


图 2 渝东北地区龙马溪组变形页岩纳米孔隙场发射扫描电镜观测图

Fig. 2 FE-SEM images of nanopores in shale samples from northeastern Chongqing

通性较好,可作为页岩气运移扩散的良好通道;(2)黏土矿物层间孔,主要位于层状或者纤维状的黏土矿物层间(图 2g),通常呈狭缝形或条带形,孔径普遍较小,但长轴相对较大,其规模和形状存在较大差异,连通性良好,这主要与构造作用导致黏土矿物的变形、破裂有关;(3)粒内孔(图 2b, 2e, 2f, 2h, 2k),主要存在于脆性矿物颗粒内(石英、长石以及碳酸盐矿物等),其通常呈方形和圆形,尺寸跨度较大,介于 50 nm~2 μm 之间,但连通性较差。

微裂缝也是龙马溪组页岩孔裂隙系统的重要组成部分(图 2a, 2b, 2d, 2f, 2g, 2h, 2j, 2k, 2l),主要包括了有机质相关微裂缝和无机矿物相关微裂缝,有机质相关微裂缝通常位于有机颗粒内部,而无机矿物相关微裂缝通常位于黏土矿物内部和脆性矿物周缘。事实上,由于有机质和黏土矿物易于破裂,因此其形成的相关微裂隙通常规模较大(图 2a, 2j),长度最大可达到 10 μm,这类微裂隙可以连通有机质与黏土矿物内部的原始孔隙,对游离气运移至关重要。此外,位于脆性矿物周缘的微裂缝则形状不定、规模不定(图 2a, 2b, 2d, 2f, 2g, 2h, 2j, 2l),但它们也能显著提高页岩储层的孔渗条件。

3.3 龙马溪组孔隙定量化表征

渝东北地区龙马溪组页岩孔隙结构参数如表 2 所示。本次选择采样的页岩变形程度存在显著差异,自西南向东北,变形程度逐渐增强(图 1a)。表中数据显示:满月剖面微孔体积介于 0.002 1~0.003 0 cm³/g,平均值为 0.002 5 cm³/g;微孔比表面积介于 12.624~16.618 m²/g,平均值为 14.196 m²/g;

介孔体积介于 0.014~0.027 cm³/g,平均值为 0.017 6 cm³/g;介孔比表面积介于 8.241~13.981 m²/g,平均值为 10.082 m²/g。咸宜剖面微孔体积介于 0.003 5~0.003 6 cm³/g,平均值为 0.003 55 cm³/g;微孔比表面积介于 18.009~19.073 m²/g,平均值为 18.547 m²/g;介孔体积介于 0.011 9~0.012 8 cm³/g,平均值为 0.012 3 cm³/g;介孔比表面积介于 6.197~8.357 m²/g,平均值为 6.819 m²/g。双河剖面微孔体积介于 0.002 8~0.005 7 cm³/g,平均值为 0.004 3 cm³/g;微孔比表面积介于 15.233~28.807 m²/g,平均值为 22.246 m²/g;介孔体积介于 0.010 5~0.016 cm³/g,平均值为 0.013 2 cm³/g;介孔比表面积介于 9.107~12.554 m²/g,平均值为 10.133 m²/g。

4 讨论

4.1 物质组成对于孔隙结构的影响

4.1.1 有机质含量对于孔隙结构的影响

前人研究认为,有机质含量是控制龙马溪组海相页岩孔隙结构的主要因素,例如,汪洋(2020)和王阳(2017)发现四川盆地川南地区和东北部田坝地区龙马溪组富有机质页岩微孔参数与 TOC 含量之间具有明显的正相关关系,这主要是因为有机质颗粒是纳米孔隙发育的主要载体。本次研究却发现二者之间并不存在单调递增关系,而是呈现出阶段式变化,当 TOC<5.93% 时,TOC 含量与微孔体积、比表面积之间呈现出较强的正相关关系;当 TOC>5.93% 时,则呈现负相关关系(图 3a-b)。此外,介孔孔隙参数与 TOC 含量之间也不存在明显

表 2 渝东北地区龙马溪组变形页岩孔隙结构参数
Table 2 Pore structure characteristic parameters of the Longmaxi shales in northeastern Chongqing

样品	TOC/%	二氧化碳吸附实验		氮气吸附实验	
		微孔体积/(cm ³ /g)	微孔比表面积/(m ² /g)	介孔体积/(cm ³ /g)	介孔比表面积/(m ² /g)
MY-1	2.78	0.002 1	11.826	0.014	8.241
MY-2	3.08	0.003 0	16.618	0.014 1	9.028
MY-3	2.81	0.002 8	15.716	0.027	13.981
MY-4	2.13	0.002 2	12.624	0.015 3	9.077
XY-1	6.50	0.003 6	18.882	0.012 6	6.264
XY-2	6.19	0.003 5	18.009	0.012 2	6.458
XY-3	6.11	0.003 6	19.073	0.012 8	8.357
XY-4	5.95	0.003 5	18.225	0.011 9	6.197
SH-1	5.02	0.004 6	23.304	0.013 8	9.229
SH-2	5.93	0.005 7	28.807	0.016	12.554
SH-3	5.08	0.004 1	21.641	0.012 5	9.107
SH-4	3.79	0.002 8	15.233	0.010 5	9.643

的相关性(图 3c-d), 只有川南构造相对稳定地区的样品具有一定的正相关关系(汪洋等, 2020), 可以推测构造改造会显著波及有机质含量对于孔隙结构的影响。

此外, 本次研究利用扫描电镜观察了渝东北不同构造带(叠瓦断层带、断层褶皱带和滑脱褶皱带)龙马溪组富有机质页岩的孔隙结构特征, 发现构造挤压可以改变有机质颗粒和有机-黏土复合体的应力-应变环境, 从而显著改变页岩的孔隙结构, 使有机质颗粒相关的孔隙变小, 甚至闭合(图 2e-f)。前人也发现, 有机质相关的孔隙很容易受到构造改造作用的影响, 一方面可以相互连通形成规模更大的宏孔, 另一方面也可以被挤压成规模更小的微孔(韦国栋等, 2023; 张闯辉等, 2017; Liang et al., 2017; Zhu et al., 2018; Ma et al., 2020; Sun et al., 2020)。事实上, 构造改造也是导致在 TOC 相似情况下, 四

川盆地东北缘龙马溪组页岩普遍具有相对更小的孔体积和孔比表面积的重要原因(图 3)。

4.1.2 矿物含量对于孔隙结构的影响

(1) 黏土矿物对孔隙结构的影响

前人研究发现, 黏土矿物也通常是影响页岩孔隙结构的重要因素, 但由于黏土矿物多变的性质, 研究结果并不一致(Curtis, 2002; Loucks et al., 2012; 孔祥晔等, 2023; 刘若冰等, 2023; 梅启亮等, 2023)。例如, 刘若冰等(2023)研究发现, 川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组页岩随着黏土矿物含量增加, 页岩微孔体积和介孔体积都会出现减小现象, 并认为这与构造挤压导致孔隙空间减小以及塑性黏土矿物变形堵塞孔隙有关。然而, 梅启亮等(2023)却研究发现黏土矿物含量主要与微孔发育有关且呈现出弱正相关关系, 且这种关系与以下两个原因密切相关: (1)在成岩演化过程中, 蒙脱石向

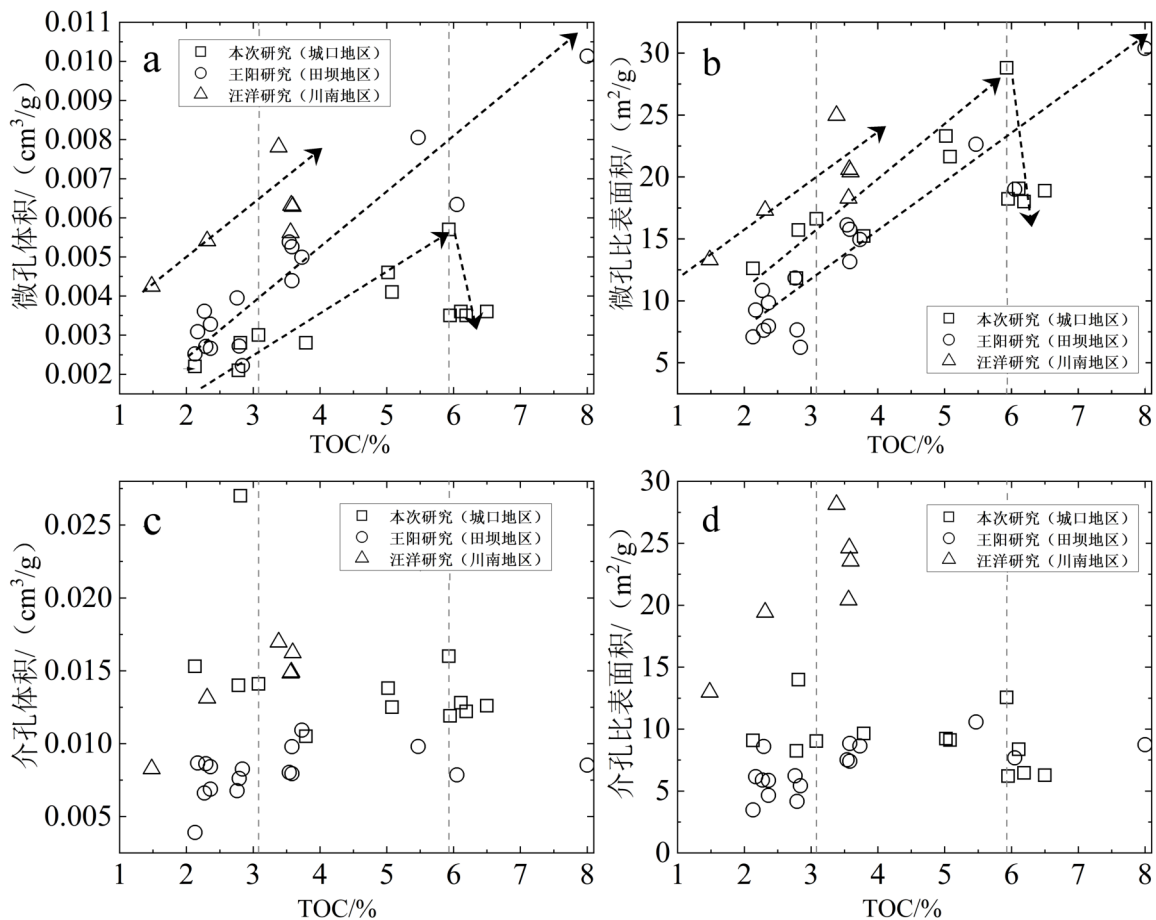


图 3 四川盆地不同构造变形带龙马溪组页岩孔隙结构参数与 TOC 关系图 (据王阳, 2017; 汪洋, 2020 修改)

Fig. 3 Relationship between pore structure parameters and TOC contents of the Longmaxi shales in different tectonic deformation zones of the Sichuan Basin (modified from Wang, 2017; Wang, 2020)

伊利石转化,会脱出层间水,从而导致颗粒收缩和层间垮塌,进而显著增加了微孔体积和比表面积;(2)黏土矿物可以催化有机质生烃,从而形成更多的有机质微孔。本次研究表明,渝东北地区龙马溪组页岩黏土矿物含量与微孔和介孔参数并无明显相关性(图4)。这种无明显相关性现象的出现可能有两个原因:一方面,黏土矿物相关的孔隙通常规模相对较大,因此黏土矿物对于微孔发育的控制相对较弱;另一方面,构造挤压也会改造黏土矿物相关的孔隙-裂隙系统,从而使黏土矿物含量与介孔参数之间的关系变得复杂。FE-SEM 图像 2b、2g、2i 显示,构造挤压既可以压缩黏土矿物相关的孔隙,也可以导致黏土矿物破裂,从而产生新的孔隙-裂隙系统。

(2)脆性矿物对孔隙结构的影响

脆性矿物也被认为是影响页岩孔隙结构的重

要因素(Curtis, 2002; Loucks et al., 2012; Liang et al., 2017; Zhu et al., 2018; 尚福华等, 2023),但由于脆性矿物本身并不会贡献较多数量的孔隙,因此脆性矿物含量与孔隙结构参数之间的关系通常并不紧密。例如,石砥石等(2022)发现大隆组页岩的脆性矿物含量与孔隙参数之间的相关性较弱。本次研究表明,渝东北龙马溪组页岩中脆性矿物含量与孔隙结构参数之间不存在显著的相关性(图5),主要有以下两个原因:(1)FE-SEM 图像显示脆性矿物相关孔隙主要为粒内孔或粒间孔(图 2f, 2j, 2k),尽管其单个孔隙规模较大,但这些孔隙连通性较差,因此对于整体孔隙系统的影响较小。(2)脆性矿物主要是通过间接控制其他矿物而影响孔隙系统,既存在对相关孔隙的保护,也存在对相关孔隙的挤压,因此,这种双重作用使得二者之间不存在显著的相关性。

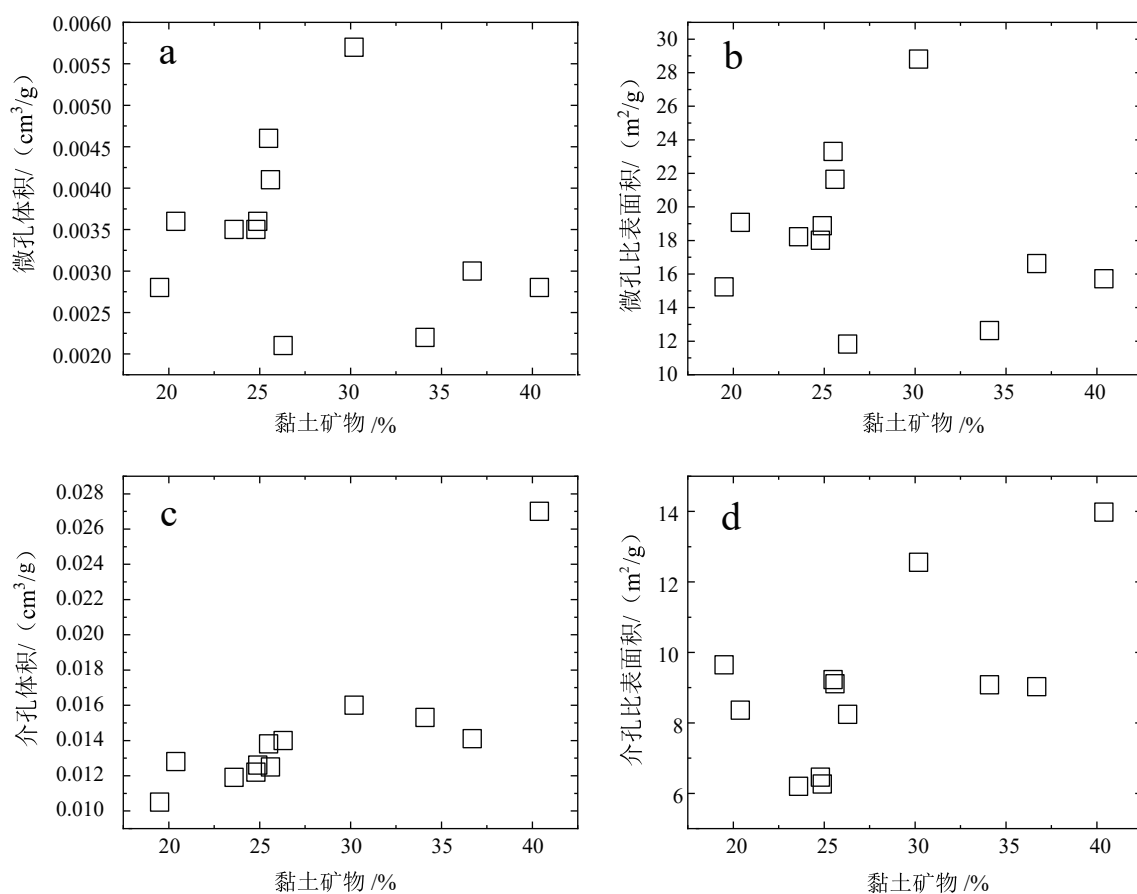


图4 渝东北地区龙马溪组页岩孔隙结构参数与黏土矿物含量关系图

Fig. 4 Relationship between shale pore structure parameters and clay mineral contents in the Longmaxi shales, northeastern Chongqing

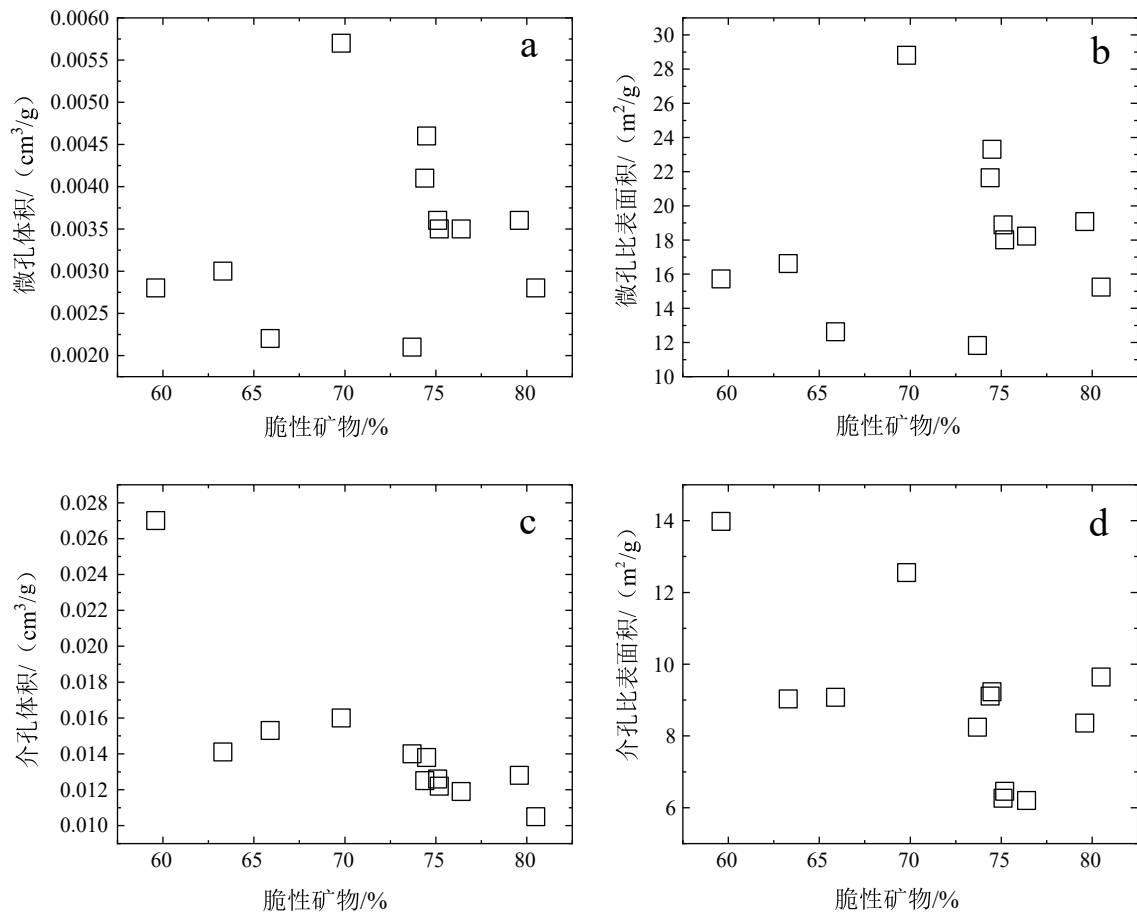


图5 渝东北地区龙马溪组页岩孔隙结构参数与脆性矿物含量关系图

Fig. 5 Relationship between pore structure parameters of shales and brittle mineral contents in the Longmaxi Formation, northeastern Chongqing

4.2 构造改造对于孔隙结构的影响

页岩气通常以吸附态、游离态以及少量溶解态赋存于页岩纳米孔隙中,因此探究后期构造改造对孔隙结构的影响对于准确评估复杂构造区页岩气资源量具有重要的意义(刘文平等, 2017; 马勇等, 2014; 李恒超等, 2015; 曹琰等, 2023; Liang et al., 2017; Zhu et al., 2018; Ma et al., 2020; Sun et al., 2020; Xu et al., 2020; Gou et al., 2021; Li et al., 2021; Shi et al., 2021)。近年来,学者们主要通过两个方面的研究来探讨构造作用对于孔隙结构的改造。一方面,通过对比不同构造带页岩样品的孔隙结构(李恒超等, 2015; 陆亚秋, 2021; Ma et al., 2020; Sun et al., 2020; Xu et al., 2020; Gou et al., 2021),例如,李恒超等(2015)对比了重庆及其邻区龙马溪组页岩孔隙结构特征,发现强构造改造地区的页岩中以微孔和较小的介孔为主,且孔隙形状多变,构造作

用会导致总孔体积显著减小,造成页岩有效储集空间缩减,不利于页岩气聚集。另一方面,通过对比同一剖面不同构造部位页岩样品的孔隙特征,综合分析了构造变形对于孔隙结构的影响(Liang et al., 2017; Zhu et al., 2018; Li et al., 2021; Shi et al., 2021)。例如,Shi et al.(2021)针对川东南变形小背斜不同部位龙马溪组页岩孔隙结构特征开展了研究,发现从挤压程度最强的核部到翼部,孔体积和比表面积都出现了减小,且主要发育微孔和介孔,特别是<10 nm的孔隙。

在前文 4.1.1 部分,本次研究分析了 TOC 含量对渝东北地区龙马溪组页岩孔隙结构的控制作用。为了综合讨论构造作用对于孔隙结构的改造,降低 TOC 含量对于孔隙结构的影响,笔者进一步绘制了渝东北地区龙马溪组页岩 TOC 均一化孔隙结构参数图(图 6)。图 6a 显示,在 TOC 含量相同的

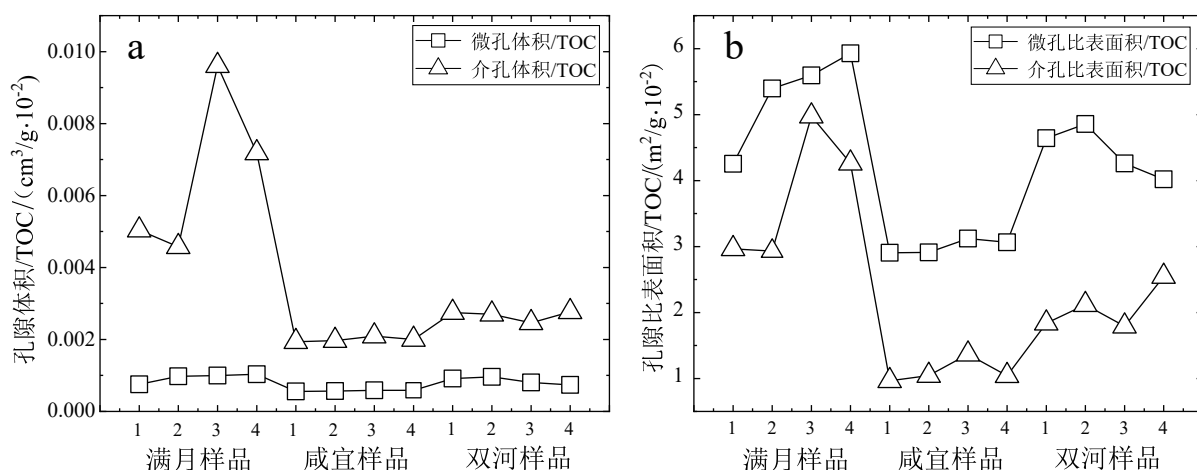


图6 渝东北地区龙马溪组页岩 TOC 均一化孔隙结构参数图

Fig. 6 Pore structure parameters of the Longmaxi shales in northeastern Chongqing after TOC content homogenization

情况下,变形程度相对较弱的满月剖面样品具有相对较大介孔体积和变化不显著的微孔体积,这也说明构造挤压会显著改造介孔的发育特征。前人也发现,构造作用会显著影响宏孔和介孔,并且影响作用会随着孔径的减小而减弱(李恒超等, 2015; Zhu et al., 2018)。同时,满月剖面龙马溪组页岩样品也具有相对更大的介孔比表面积和微孔比表面积,这也进一步证实了构造挤压对于各个孔径范围孔隙的压缩作用。此外,扫描电镜观察也发现,构造挤压会导致渝东北地区龙马溪组页岩中孔隙数量减少,且孔隙连通性在一定程度上被破坏(图2)。

基于上述讨论,笔者认为,后期构造挤压对于龙马溪组页岩孔隙结构的改造必然会显著改变页岩气的赋存状态(图7),导致页岩储层中游离态页

岩气向吸附态页岩气转化,从而使气体发生强烈的吸附作用,并且主要以吸附态的形式封存起来,这可能也是四川盆地东北缘构造复杂区鲁家坪组页岩具有较高解吸气含量的重要原因(马勇等, 2014; 万洪程等, 2012)。

5 结论

(1)渝东北地区龙马溪组页岩孔隙主要包括有机质孔、无机孔和微裂缝。与四川盆地川南地区成熟度相近的海相页岩相比,有机质孔发育程度偏低,且孔隙规模偏小。而无机孔、微裂缝都较为发育,根据孔裂隙发育特征,可以将无机孔分为粒间孔、黏土矿物层间孔、粒内孔三类,将微裂缝划分为有机质相关微裂缝和无机矿物相关微裂缝。

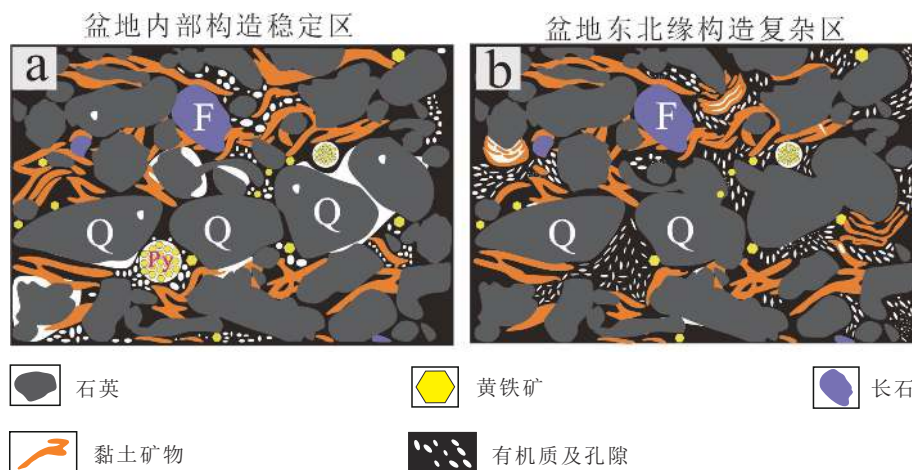


图7 四川盆地不同构造带龙马溪组页岩孔隙结构示意图

Fig. 7 Schematic diagrams of pore structures in the Longmaxi shales of different structural zones in the Sichuan Basin

(2)渝东北地区龙马溪组页岩 TOC 对微孔发育的影响并不呈简单的正相关关系,而是表现出阶段性变化,当 $\text{TOC} < 5.93\%$ 时, TOC 与微孔体积、比表面积之间呈现出较强的正相关关系;当 $\text{TOC} > 5.93\%$ 时,则呈现出负相关关系,而黏土矿物、脆性矿物含量与微孔、介孔参数均无明显相关性。

(3)构造挤压导致渝东北强构造变形区龙马溪组页岩中孔隙数量减少,孔隙连通性也会在一定程度上被破坏;同时,页岩气的赋存状态也会发生显著的变化,从游离态页岩气迅速向吸附态页岩气转化。

References

- Curtis J B, 2002. Fractured shale-gas systems[J]. *AAPG Bulletin*, 86 (11): 1921–1938.
- 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 Microstructure of Gas Shales[J]. *AAPG Bulletin*, 96 (4): 665–677.
- Cai S Y, Xiao Q L, Zhu W P, et al., 2021. Nanopore structure characteristics and impacting factors of Wufeng-Longmaxi Formation shale in Southeast Chongqing: A case study of Shizhu Outcrop[J]. *Science Technology and Engineering*, 21 (25): 10603–10612 (in Chinese with English abstract).
- Cao Y, Jin Z J, Zhu R K, et al., 2024. Progress and prospects in the research on pore structures of organic-rich mud shales[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 44 (2): 231–252 (in Chinese with English abstract).
- Du H F, Hou R Q, Sun X, et al., 2023. Study on pore structure characteristics of shale based on nuclear magnetic resonance[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 10 (5): 38–47 (in Chinese with English abstract).
- Gou Q Y, Xu S, Hao F, et al., 2021. The effect of tectonic deformation and preservation condition on the shale pore structure using adsorption-based textural quantification and 3D image observation[J]. *Energy*, 219: 119579.
- Guo T L, 2016. Key geological problems of Chinese-style shale gas and the main controlling factors of accumulation and enrichment[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 43 (3): 317–326 (in Chinese with English abstract).
- He H Q, Xiao J F, Yang H Y, et al., 2024. Sedimentary environment and shale gas exploration potential of Lower Cambrian Niutitang Formation in northern Guizhou[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 44(2): 267–277 (in Chinese with English abstract).
- Hu Z Q, 2011. Tectonic evolution and thermochronology in the northern part of the Upper Yangtze region[D]. Hefei: Hefei University of Technology (in Chinese with English abstract).
- International union of pure and applied chemistry (IUPAC), 1994. Compendium of Chemical Terminology (the "Gold Book") [M]. 2nd ed. Blackwell Scientific Publications.
- Kong X Y, Zeng J H, Luo Q, et al., 2023. Control of the relative pore structure of continental shale rocks in the Da'anzhai member of central Sichuan[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 44 (4): 392–403 (in Chinese with English abstract).
- Li J X, Li Z W, Liu S G, et al., 2018. Kinematics of the Chengkou fault in the south Qinling orogen, Central China[J]. *Journal of Structural Geology*, 114: 64–75.
- Li X S, Zhu H J, Zhang K X, et al., 2021. Pore characteristics and pore structure deformation evolution of ductile deformed shales in the Wufeng-Longmaxi Formation, southern China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 127: 104992.
- Liang M L, Wang Z X, Gao L, et al., 2017. Evolution of pore structure in gas shale related to structural deformation[J]. *Fuel*, 197: 310–319.
- Liu D H, Xiao X M, Tian H, et al., 2013. Sample maturation calculated using Raman spectroscopic parameters for solid organics: Methodology and geological applications[J]. *Chinese Science Bulletin*, 58 (11): 1285–1298.
- Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al., 2012. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. *AAPG Bulletin*, 96 (6): 1071–1098.
- Li H C, Liu D Y, Peng P A, et al., 2015. Influence of tectonic action on spatial characteristics of shale reservoirs in Longmaxi Formation in Chongqing and adjacent areas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26 (9): 1705–1711 (in Chinese with English abstract).
- Liang F, Bai W H, Zou C N, et al., 2016. Shale gas enrichment model and exploration significance of Well Wuxi 2 in northeast Chongqing[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 43 (3): 350–358 (in Chinese with English abstract).
- Liu R B, Wei Z H, Jia A Q, et al., 2023. Fractal characteristics of deep overpressure organic-rich shale pore structure and its geological significance in the Wufeng-Longmaxi Formation in southeast Sichuan[J]. *Earth Science*, 48 (4): 1496–1516 (in Chinese with English abstract).
- Liu W P, Zhang C L, Gao G D, et al., 2017. Controlling factors and evolution of shale porosity of Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 38 (2): 175–184 (in Chinese with English abstract).
- Lu Y Q, 2021. Pore structure characteristics of shale reservoirs at the margin of structurally stable area: A case study of Well JY41-5 in Fuling shale gas field[J]. *Journal of Jiangnan Petroleum Staff University*, 34 (5): 8–10 (in Chinese with English abstract).
- Ma Y, Ardakani O H, Zhong N N, et al., 2020. Possible pore structure deformation effects on the shale gas enrichment: An example from the Lower Cambrian shales of the Eastern Upper Yangtze Platform, South China[J]. *International Journal of Coal Geology*, 217: 103349.
- Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D N, et al., 2013. Organic matter-hosted pore system, Marcellus formation (Devonian), Pennsylvania[J]. *AAPG bulletin*, 97 (2): 177–200.
- Ma Y, Zhong N N, Han H, et al., 2014. Pore structure characteristics

- and implications of organicized organic-rich shale[J]. *Science China: Earth Sciences*, 44 (10) : 2202 – 2209 (in Chinese with English abstract).
- Mei Q L, Guo R L, Zhou X P, et al., 2023. Pore structure characteristics and impact factors of laminated shale oil reservoir in Chang 7₃ sub-member of Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 34 (5) : 851 – 867 (in Chinese with English abstract).
- Men Y P, Zhang H Q, Yan J F, et al., 2023. Specific surface area characteristics of organic-rich shale of Niutitang Formation in southeast Guizhou[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 10 (5) : 24 – 29 (in Chinese with English abstract).
- Mou C L, Zhou K K, Liang W, et al., 2011. Early Paleozoic sedimentary environment of hydrocarbon source rocks in the Middle-Upper Yangtze region and petroleum and gas exploration[J]. *Acta Geologica Sinica*, 85 (4) : 526 – 532 (in Chinese with English abstract).
- Nie H K, Jin Z J, Sun C X, et al., 2019. Organic matter types of the Wufeng and Longmaxi Formations in the Sichuan Basin, South China: Implications for the formation of organic matter pores[J]. *Energy & Fuels*, 33 (9) : 8076 – 8100.
- Peng Y J, Zhu Y M, 2016. Effect of compressive stress on shale porosity of Longmaxi Formation in southern Chongqing, eastern Sichuan[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 23 (2) : 132 (in Chinese with English abstract).
- Schoenherr J, Littke R, Urai J L, et al., 2007. Polyphase thermal evolution in the Infra-Cambrian Ara Group (South Oman Salt Basin) as deduced by maturity of solid reservoir bitumen[J]. *Organic Geochemistry*, 38 (8) : 1293 – 1318.
- Shi S, Wang Y, Guo H, et al., 2021. Variations in pore structure of marine shale from the same horizon of the Longmaxi Formation with changing position in a small-scale anticline: Implications for the influence of structural deformation[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 124: 104837.
- Sun W, Zuo Y, Wang S, et al., 2020. Pore structures of shale cores in different tectonic locations in the complex tectonic region: A case study of the Niutitang Formation in Northern Guizhou, Southwest China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 80: 103398.
- Shang F H, Miao K, Zhu Y M, et al., 2023. Shale pore structure, adsorption characteristics and influencing factors in complex structural area[J]. *Coal Science and Technology*, 51 (2) : 269 – 282 (in Chinese with English abstract).
- Shi D S, Xu Q C, Guo R L, et al., 2022. Pore structure characteristics and influencing factors of Permian organic-rich shale in Wangjiang depression in Lower Yangtze area[J]. *Natural Gas Geoscience*, 33 (12) : 1911 – 1925 (in Chinese with English abstract).
- Wei G D, Tan X C, Liu R, et al., 2024. The coupling mechanism between geomorphology of shale sedimentary and differential enrichment of shale gas in Longmaxi Formation in Changning area[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 44(2): 253–266 (in Chinese with English abstract).
- Wan H C, Sun W, Liu S G, et al., 2012. Overview and prospect evaluation of shale gas in Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Natural Science Edition)*, 39 (2) : 176 – 181 (in Chinese with English abstract).
- Wang Y, 2020. Hydrocarbon formation evolution of shale diagenesis in the Wufeng-Longmaxi Formation in southern Sichuan and its influence on shale gas occurrence state[D]. *China University of Petroleum (Beijing)* (in Chinese with English abstract).
- Wang Y, 2017. Evolution of shale microporous fracture structure and occurrence of shale gas in Longmaxi Formation in Upper Yangtze area[D]. *China University of Mining and Technology* (in Chinese with English abstract).
- Xu S, Gou Q Y, Hao F, et al., 2020. Shale pore structure characteristics of the high and low productivity wells, Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin, China: Dominated by lithofacies or preservation condition?[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 114: 104211.
- Xie G L, Liu S G, Jiao K, et al., 2021. Organic matter porosity in deep shale controlled by microscopic components: Classification of organic matter components and pore structure characteristics of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 41 (9) : 23 – 34 (in Chinese with English abstract).
- Xing X, Wang W X, 2020. Shale-rich gas structure types and main controlling factors of preservation in the southeastern margin of Sichuan Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 44 (2) : 1 – 10+133 (in Chinese with English abstract).
- Xiong X H, Wang J, Xiong G Q, et al., 2018. Geological characteristics and exploration direction of shale gas of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in northeast Chongqing[J]. *Acta Geologica Sinica*, 92 (9) : 1948 – 1958 (in Chinese with English abstract).
- Zhao J H, Jin Z J, Hu Q H, et al., 2018. Mineral composition and seal condition implicated in pore structure development of organic-rich Longmaxi shales, Sichuan Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 98: 507 – 522.
- Zhu H J, Ju Y W, Qi Y, et al., 2018. 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*, 228: 272 – 289.
- Zhang C H, Zhu Y M, Chen J K, et al., 2017. Analysis of comprehensive fractal characteristics of shale pores and their influencing factors[J]. *Journal of Henan Polytechnic University (Natural Science Edition)*, 36 (4) : 42 – 47 (in Chinese with English abstract).
- Zhang H R, Hou Z Q, 2023. Metallogenesis within collisional orogen: the deep dynamics and formation of mineral deposits[J]. *Journal of East China University of Technology (Natural Science Edition)*, 46 (6) : 525 – 536 (in Chinese with English abstract).
- Zhang P P, Liu X P, Wang Y J, et al., 2014. New progress in the study of shale nanopores[J]. *Advances in Earth Science*, 29 (11) : 1242 – 1249 (in Chinese with English abstract).
- Zhao D F, Guo Y H, Zhu Y M, et al., 2022. A review on the evaluation system of accurate evaluation and development and selection of deep marine shale reservoirs[J]. *Unconventional Oil &*

- Gas, 9 (2): 1–7 (in Chinese with English abstract).
- Zhao J H, Jin Z J, 2021. Research progress and prospect of mudstone diagenesis[J]. *Journal of Sedimentology*, 39 (1): 58–72 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Y M, Wang Y, Chen S B, et al., 2016. Multi-scale qualitative and quantitative comprehensive characterization of shale reservoir pore structure: A case study of the Longmaxi Formation of the upper Yangtze marine facies[J]. *Earth Science Frontiers*, 23 (1): 154–163 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Z J, 2010. Evolution characteristics of sedimentary system under the sequence lattice of the Silurian sequence lattice in northern Guizhou and southeastern Sichuan and prediction of favorable zones[J]. *Journal of Sedimentology*, 28 (2): 243–253 (in Chinese with English abstract).
- Zou Y X, Chen S P, 2023. Evolution and hydrocarbon prospects of Pucheng structure in Dongpu sag[J]. *Journal of East China University of Technology (Natural Science Edition)*, 46 (1): 21–29 (in Chinese with English abstract).
- ## 附中文参考文献
- 蔡苏阳, 肖七林, 朱卫平, 等, 2021. 渝东南地区五峰-龙马溪组页岩储层纳米孔隙发育特征及影响因素——以重庆石柱剖面为例[J]. *科学技术与工程*, 21 (25): 10603–10612.
- 曹琰, 金之钧, 朱如凯, 等, 2024. 富有机质泥页岩孔隙结构研究进展及展望[J]. *沉积与特提斯地质*, 44 (2): 231–252.
- 杜焕福, 侯瑞卿, 孙鑫, 等, 2023. 基于核磁共振的页岩孔隙结构特征研究[J]. *非常规油气*, 10 (5): 38–47.
- 郭彤楼, 2016. 中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 43 (3): 317–326.
- 何洪茜, 肖加飞, 杨海英, 等, 2024. 黔北地区下寒武统牛蹄塘组泥岩沉积环境及页岩气勘探潜力[J]. *沉积与特提斯地质*, 44(2): 267–277.
- 胡召齐, 2011. 上扬子地区北部构造演化与热年代学研究[D]. 合肥: 合肥工业大学.
- 孔祥晔, 曾溅辉, 罗群, 等, 2023. 川中地区大安寨段陆相页岩岩相对孔隙结构的控制作用[J]. *新疆石油地质*, 44 (4): 392–403.
- 李恒超, 刘大永, 彭平安, 等, 2015. 构造作用对重庆及邻区龙马溪组页岩储集空间特征的影响[J]. *天然气地球科学*, 26 (9): 1705–1711.
- 梁峰, 拜文华, 邹才能, 等, 2016. 渝东北地区巫溪2井页岩气富集模式及勘探意义[J]. *石油勘探与开发*, 43 (3): 350–358.
- 刘若冰, 魏志红, 加奥启, 等, 2023. 川东南地区五峰-龙马溪组深层超压富有机质页岩孔隙结构分形特征及其地质意义[J]. *地球科学*, 48 (4): 1496–1516.
- 刘文平, 张成林, 高贵冬, 等, 2017. 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*, 38 (2): 175–184.
- 陆亚秋, 2021. 构造稳定区边缘页岩储层孔隙结构特征——以涪陵页岩气田JY41-5井为例[J]. *江汉石油职工大学学报*, 34 (5): 8–10.
- 马勇, 钟宁宁, 韩辉, 等, 2014. 糜棱化富有机质页岩孔隙结构特征及其含义[J]. *中国科学: 地球科学*, 44 (10): 2202–2209.
- 梅启亮, 郭睿良, 周新平, 等, 2023. 鄂尔多斯盆地延长组长7₃亚段纹层型页岩油储层孔隙结构特征与影响因素[J]. *天然气地球科学*, 34 (5): 851–867.
- 门玉澎, 张海全, 闫剑飞, 等, 2023. 黔东南牛蹄塘组富有机质页岩比表面积特征[J]. *非常规油气*, 10 (5): 24–29.
- 牟传龙, 周恩恩, 梁薇, 等, 2011. 中上扬子地区早古生代烃源岩沉积环境与油气勘探[J]. *地质学报*, 85 (4): 526–532.
- 彭钰洁, 朱炎铭, 2016. 挤压应力对川东渝南龙马溪组页岩孔隙的影响[J]. *特种油气藏*, 23 (2): 132.
- 尚福华, 苗科, 朱炎铭, 等, 2023. 复杂构造区页岩孔隙结构、吸附特征及其影响因素[J]. *煤炭科学技术*, 51 (2): 269–282.
- 石砥石, 徐秋晨, 郭睿良, 等, 2022. 下扬子地区望江坳陷二叠系富有机质页岩孔隙结构特征与影响因素[J]. *天然气地球科学*, 33 (12): 1911–1925.
- 韦国栋, 谭秀成, 刘睿, 等, 2024. 长宁地区龙马溪组页岩沉积古地貌与页岩气差异富集的耦合机制[J]. *沉积与特提斯地质*, 44(2): 253–266.
- 万洪程, 孙玮, 刘树根, 等, 2012. 四川盆地及周缘地区五峰-龙马溪组页岩气概况及前景评价[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 39 (2): 176–181.
- 汪洋, 2020. 川南地区五峰-龙马溪组页岩成岩成烃演化及对页岩气赋存状态的影响[D]. 中国石油大学(北京).
- 王阳, 2017. 上扬子区龙马溪组页岩微孔缝结构演化与页岩气赋存[D]. 中国矿业大学.
- 谢国梁, 刘树根, 焦堃, 等, 2021. 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*, 41 (9): 23–34.
- 邢翔, 王文希, 2020. 四川盆地东南缘富页岩气构造类型及保存主控因素[J]. *东北石油大学学报*, 44 (2): 1–10+133.
- 熊小辉, 王剑, 熊国庆, 等, 2018. 渝东北地区五峰组-龙马溪组页岩气地质特征及其勘探方向探讨[J]. *地质学报*, 92 (9): 1948–1958.
- 张闯辉, 朱炎铭, 陈居凯, 等, 2017. 页岩孔隙综合分形特征及其影响因素分析[J]. *河南理工大学学报: 自然科学版*, 36 (4): 42–47.
- 张洪瑞, 侯增谦, 2023. 大陆碰撞成矿作用: 深部动力学机制与成矿[J]. *东华理工大学学报: 自然科学版*, 46 (6): 525–536.
- 张盼盼, 刘小平, 王雅杰, 等, 2014. 页岩纳米孔隙研究新进展[J]. *地球科学进展*, 29 (11): 1242–1249.
- 赵迪斐, 郭英海, 朱炎铭, 等, 2022. 深层海相页岩储层精准评价与开发选层的评价体系问题评述[J]. *非常规油气*, 9 (2): 1–7.
- 赵建华, 金之钧, 2021. 泥岩成岩作用研究进展与展望[J]. *沉积学报*, 39 (1): 58–72.
- 朱炎铭, 王阳, 陈尚斌, 等, 2016. 页岩储层孔隙结构多尺度定性-定量综合表征: 以上扬子海相龙马溪组为例[J]. *地学前缘*, 23 (1): 154–163.
- 朱志军, 2010. 黔北—川东南志留系层序格架下的沉积体系演化特征及有利区带预测[J]. *沉积学报*, 28 (2): 243–253.
- 邹宇轩, 陈书平, 2023. 东濮凹陷濮城构造形成演化及油气前景[J]. *东华理工大学学报: 自然科学版*, 46 (1): 21–29.