

https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.177



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

刘若冰¹, 魏志红¹, 加奥启², 何生², 侯宇光², 何庆², 王涛², 曾宇², 杨锐^{2*}

1. 中国石化勘探分公司, 四川成都 610041

2. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

摘要: 为明确川东南地区五峰—龙马溪组深层超压富有机质页岩的微观孔隙结构及其分形特征, 以丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压富有机质页岩为研究对象, 在查明页岩岩矿学和地球化学特征基础上, 综合运用高分辨率扫描电镜、低温气体(CO₂、N₂)吸附以及高压压汞等研究手段, 定量表征五峰—龙马溪组深层超压不同岩相富有机质页岩的微观孔隙结构特征。基于分形理论, 利用低温 CO₂、N₂ 吸附实验、高压压汞手段获得页岩不同尺度孔隙的分形维数, 揭示页岩孔隙结构特征、矿物组成、TOC 含量和分形维数的关系及其地质意义。研究表明, 川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组页岩样品普遍发育有机孔、无机孔(粒间孔和粒内孔)以及微裂缝; 孔隙形态主要为楔形、狭缝型以及平行板状等; 孔径分布呈多峰型, 中孔为总孔隙体积的主要贡献者(约占 59%), 微孔为总孔隙体积的次要贡献者(约占 35%), 大孔对总孔隙体积的贡献较小。受矿物类型和含量、TOC 含量和成岩作用等因素的共同影响, 不同岩相页岩孔隙演化存在差异, 最终造成现今储层的强非均质性和复杂的孔隙结构特征。研究区五峰—龙马溪组页岩孔隙具明显多尺度分形特征, 不同岩相和不同尺度孔隙分形维数特征均存在差异, 反映了页岩孔隙结构具有极强非均质性, 其中硅质页岩微孔分形维数 D_1 和中孔分形维数 D_2 最大, 发育更为复杂的微孔及中孔孔隙结构网络, 可提供大量气体吸附位点和富集空间; 而富硅泥质页岩具有最大的大孔分形维数 D_3 , 指示大孔孔隙空间结构相对更复杂, 可提供更大的孔隙容纳空间, 利于游离态页岩气的赋存。

关键词: 川东南地区; 五峰—龙马溪组; 深层超压页岩; 微观孔隙结构; 分形特征; 矿床学。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2023)04-1496-21

收稿日期: 2022-01-19

Fractal Characteristics of Pore Structure in Deep Overpressured Organic-Rich Shale in Wufeng-Longmaxi Formation in Southeast Sichuan and Its Geological Significance

Liu Ruobing¹, Wei Zhihong¹, Jia Aoqi², He Sheng², Hou Yuguang², He Qing², Wang Tao², Zeng Yu², Yang Rui^{2*}

1. SINOPEC Exploration Branch Company, Chengdu 610041, China

2. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

基金项目: 国家自然科学基金企业创新发展联合项目(No. U19B6003-03-03); 国家自然科学基金(Nos. 42172157, 41772143, 41902140); 中国石油科技创新基金项目(No. 2020D-5007-0103)。

作者简介: 刘若冰(1973—), 男, 博士, 研究员, 从事页岩气勘探评价研究及管理工作。ORCID:0000-0003-2245-6861。E-mail: liurb.ktnf@sinopec.com

* **通讯作者:** 杨锐, ORCID:0000-0002-7864-1727。E-mail: yangyingrui@cug.edu.cn

引用格式: 刘若冰, 魏志红, 加奥启, 何生, 侯宇光, 何庆, 王涛, 曾宇, 杨锐, 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. 地球科学, 48(4):1496-1516.

Citation: Liu Ruobing, Wei Zhihong, Jia Aoqi, He Sheng, Hou Yuguang, He Qing, Wang Tao, Zeng Yu, Yang Rui, 2023. Fractal Characteristics of Pore Structure in Deep Overpressured Organic-Rich Shale in Wufeng-Longmaxi Formation in Southeast Sichuan and Its Geological Significance. *Earth Science*, 48(4):1496-1516.

Abstract: To clarify the micropore structure and fractal characteristics of deep overpressured organic-rich shale in Wufeng and Longmaxi Formations in Southeast Sichuan basin, in this work it takes the organic-rich shales in Wufeng and Longmaxi Formations from four typical wells in the Dingshan and Dongxi areas as the research object. After ascertaining the mineralogical and geochemical characteristics of shale rocks, high-resolution scanning electron microscope, low-temperature gas (N_2 , CO_2) adsorption, and mercury intrusion porosimetry experiments are used to qualitatively and quantitatively characterize the micropore structure of organic shale from the Wufeng and Longmaxi Formations. Based on gas (CO_2 and N_2) adsorption, mercury intrusion porosimetry and fractal theory, the fractal dimensions of pores in shale are calculated, and the internal relations between pore structure parameters, mineral composition, total organic carbon (TOC) content and fractal dimension of shale in different lithofacies are discussed. Results show that organic pores, inorganic pores (intergranular pores and intragranular pores) and microfractures are widely developed in these shale samples from Wufeng and Longmaxi Formations in the Dingshan and Dongxi areas. The pore morphology is dominated by wedge-shaped, slit-shaped or some parallel plate pores. The pore size distribution is multimodal. Mesopore is the main contributor to the total pore volume (accounting for approximately 59%), and micropores are the minor contributor to the total pore volume (accounting for approximately 35%). The contribution of macropore to the total pore volume is relatively small. Influenced by the differences of rock composition, TOC content and diagenesis, the pores of different shale lithofacies show various evolution characteristics, resulting in strong heterogeneity and complex pore structure. The pores of the Wufeng-Longmaxi shale in the study area have obvious multi-scale fractal characteristics, and the pore fractal dimension characteristics between shale lithofacies at different scales are different, reflecting the extremely strong heterogeneous characteristics. Among them, the micropore fractal dimension D_1 and mesopore fractal dimension D_2 of siliceous shale are the largest, developing a more complex micropore and mesopore pore structure network, which can provide a large number of gas adsorption sites and storage space. In contrast, silicon-rich argillaceous shale has the largest macropore fractal dimension D_3 , indicating that the macropore pore structure is relatively more complex, which can provide more pore space and facilitate the storage of free shale gas.

Key words: Southeast Sichuan basin; Wufeng-Longmaxi Formation; deep overpressured organic-rich shale; microscopic pore structure; fractal dimension; mineralogy.

0 引言

四川盆地页岩气资源丰富,是我国目前最主要的页岩气勘探开发区域,历经十余年的技术攻关,我国已实现了涪陵、长宁—威远、昭通、威荣等页岩气田中浅层(埋深小于3 500 m)五峰组—龙马溪组页岩气的规模勘探开发(郭旭升等,2020;马永生等,2020),但无论是勘探开发趋势还是资源量规模,深层(埋藏大于3 500 m)页岩气都展示出巨大潜力(胡伟光等,2019)。四川盆地五峰—龙马溪组深层页岩展布面积较大,约为浅层页岩的两倍(邹晓艳等,2022)。不同于常规天然气藏,页岩气藏具有典型的“源储一体”的自生自储特征(Jarvie *et al.*, 2007; Loucks and Ruppel, 2007),页岩地层既是烃源岩又作为储集层,其分布受到暗色泥页岩展布的控制,一般呈区域性、连续性分布(Ross and Bustin, 2008; 邹才能等,2017)。页岩气主要包括游离态和吸附态两种赋存形式,其中吸附气可占据页岩总含气量的20%~85%(Curtis, 2002; Jarvie *et al.*, 2007),因此天然气的赋存形式和含量分布相对复

杂且与页岩储层孔隙结构特征密切相关(Jia *et al.*, 2020)。前人在浅层页岩储层空间表征方面已开展了大量研究工作,主要应用的技术手段包括获取直观二维、三维孔隙形貌图像进行分析的图像分析法(Loucks *et al.*, 2012; Guo *et al.*, 2019)(例如高分辨率显微镜、扫描电镜、透射电子显微镜等)、借助非润湿性流体探针介质(Zhang *et al.*, 2016; Guo *et al.*, 2019; 李乐等,2020)(氦气、氮气、二氧化碳、氙气和汞等)测试并根据相关模型计算得到孔隙结构定量信息参数的流体注入法,以及对样品几乎无损且可得到较真实孔隙结构信息的非物质注入法(Yang *et al.*, 2017; Sun *et al.*, 2019; Gou *et al.*, 2021; 王子萌等,2021)(如核磁共振、计算机断层成像技术、小角度X射线散射技术、小角度中子散射以及超小角度中子散射技术等),从定性描述和定量表征两个层面对页岩储层内部多尺度孔隙空间进行了精细刻画(刘成等,2021;徐洁等,2021;王子萌等,2022)。不同于浅层页岩,深层页岩常具有中等—超压的储层压力环境,可有效降低上覆地层的压实作用对孔隙空间的改造程度,有利于提供更多

的储集空间;此外,深层页岩储层的各类矿物在地质历史时期经历了多期矿物转化,复杂的成岩作用会影响页岩储层孔—缝网络的发育和页岩气的赋存(张成林等,2021)。因此,亟需综合利用多种互补的技术手段对深层页岩复杂的孔隙结构特征进行表征和刻画。

作为衡量多孔介质孔隙复杂程度与非均质性的方法和理论,基于压汞法、图像分析法和低压气体吸附法的分形理论在页岩储层研究中逐渐被广泛使用。分形维数计算方法主要有粒度法、分形FHH模型法、分形BET模型法以及热力学方法等(Tatlier and Erdem-Şenatarlar, 1999; 陈居凯等, 2018; 尹娜等, 2018),其中分形FHH模型使用最为普遍(Yang *et al.*, 2016; Jia *et al.*, 2020)。基于FHH模型的研究发现,浅层页岩气储层的孔隙体系具有多重分形特征且与页岩微观孔隙结构之间存在密切关系(李志清等, 2018),这为研究页岩非均质性特征提供了新思路。前人常通过气体吸附或高压压汞实验计算得到某一孔径范围内的分形维数,导致对页岩孔隙结构特征及其与分形特征之间的关系准确认识往往存在一定局限性。考虑到页岩发育不同尺度(包括纳米—微米—毫米等)孔隙空间,页岩复杂的孔隙结构会导致不同尺度孔隙结构分形特征存在差异,但目前针对页岩孔隙结构多尺度分形特征的量化表征以及各孔径范围内孔隙非均质性特征差异和影响因素的研究相对较少。

本文以川东南丁山—东溪地区五峰组—龙马溪组深层超压富有机质页岩为研究对象,在页岩岩石学、岩石地球化学等研究的基础上,结合低温气体(N_2 、 CO_2)物理吸附实验、高压压汞法和高分辨率扫描电镜等实验手段,采用定性描述与定量计算相结合的手段综合表征了页岩多尺度孔隙结构特征;同时,针对不同尺度孔隙结构差异分别选用针对性的分形模型确定了页岩不同尺度孔隙的分形特征;最后,探讨了不同岩相页岩的孔隙结构参数和岩矿学特征与分形维数之间的关系,以期为川东南地区深层超压页岩储层的有利区优选和资源潜力评价提供参考,具有重要的理论和实际价值。

1 区域地质背景

川东南地区位于四川盆地的东南部,是上扬子板块的重要组成部分,其北以华蓥山断裂为界与褶皱不发育的川中平缓隆褶带相邻,南至黔中古隆起

北缘下斜坡地带,东至齐岳山隐伏断裂,与滇黔川鄂台褶带相隔;西至兴文古蔺隐伏大断裂所限的川南低陡褶皱带区域。由于受到加里东海西期、印支期、燕山期和喜山期多期次构造运动的影响,川东南地区现今呈现一个较为复杂的构造形态(卢志远等, 2021; 吴娟等, 2022)。

丁山—东溪地区研究区位于四川盆地东南部拗陷褶皱区,地处齐岳山褶皱带以西、四川盆地内川东高陡构造带内(图1a)。丁山地区在平面上表现为NE-SW向的鼻状背斜,在剖面上表现为紧邻齐岳山断裂的盆缘推覆构造和盆内褶皱构造(邱楠生等, 2020),东溪地区则呈现出一个断背斜构造。受控于齐岳山断裂、南充—遵义断裂和华蓥山断裂的展布,现今东溪地区位于NE-SW向构造带和NW-SE向构造带的交汇区域(图1b)。丁山—东溪地区在晚白垩世经受江南隆起作用改造,早期形成NE向构造带(范存辉等, 2018; 何顺等, 2019),晚期叠加近SN向和NE向构造(汤济广等, 2021),平面展布上呈现出东部构造形态复杂、西部构造相对简单的特点。东部靠近齐岳山断裂带,地层褶皱变形剧烈,地表起伏大,地层埋深较浅,断层、裂缝发育;西部远离大型断裂带,地表相对平缓,断背斜形态较明显,地层埋藏渐增,构造变形较弱。

丁山—东溪地区深层超压页岩气目的层为五峰组和龙马溪组下部,主要为一套浅水陆棚—深水陆棚相灰黑色炭质笔石页岩、含炭含粉砂泥岩,纵向分布较连续,无明显夹层,沉积的优质页岩厚度约为30~40 m,有机碳(TOC)含量 $\geq 2\%$,具有高硅、高碳、富含笔石的特征,在研究区大面积分布。页岩的热演化程度较高,等效镜质体反射率介于2.8%~3.5%,属于过成熟生干气阶段。研究区目的层顶部下志留统龙马溪组上段灰绿色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩和底部奥陶系临湘组、宝塔组连续沉积深灰色含泥瘤状灰岩具有良好的封隔性能,为研究区五峰组—龙马溪组页岩提供了极好的顶底板保存条件。页岩储层的压力系数与页岩气的保存密切相关,一般情况下页岩地层的压力系数越高,表明页岩气的保存条件越好,页岩气藏被破坏、页岩气得以逸散的可能性就越小,从而更易发现高产气井。根据丁山—东溪区块志留系龙马溪组页岩底部压力系数分布特征,将其分为6个区域:东溪东斜坡高压区、东溪断背斜高压区、丁山东翼高压区、丁山轴部高压区、丁山西翼高压区以及丁山东南常压区。

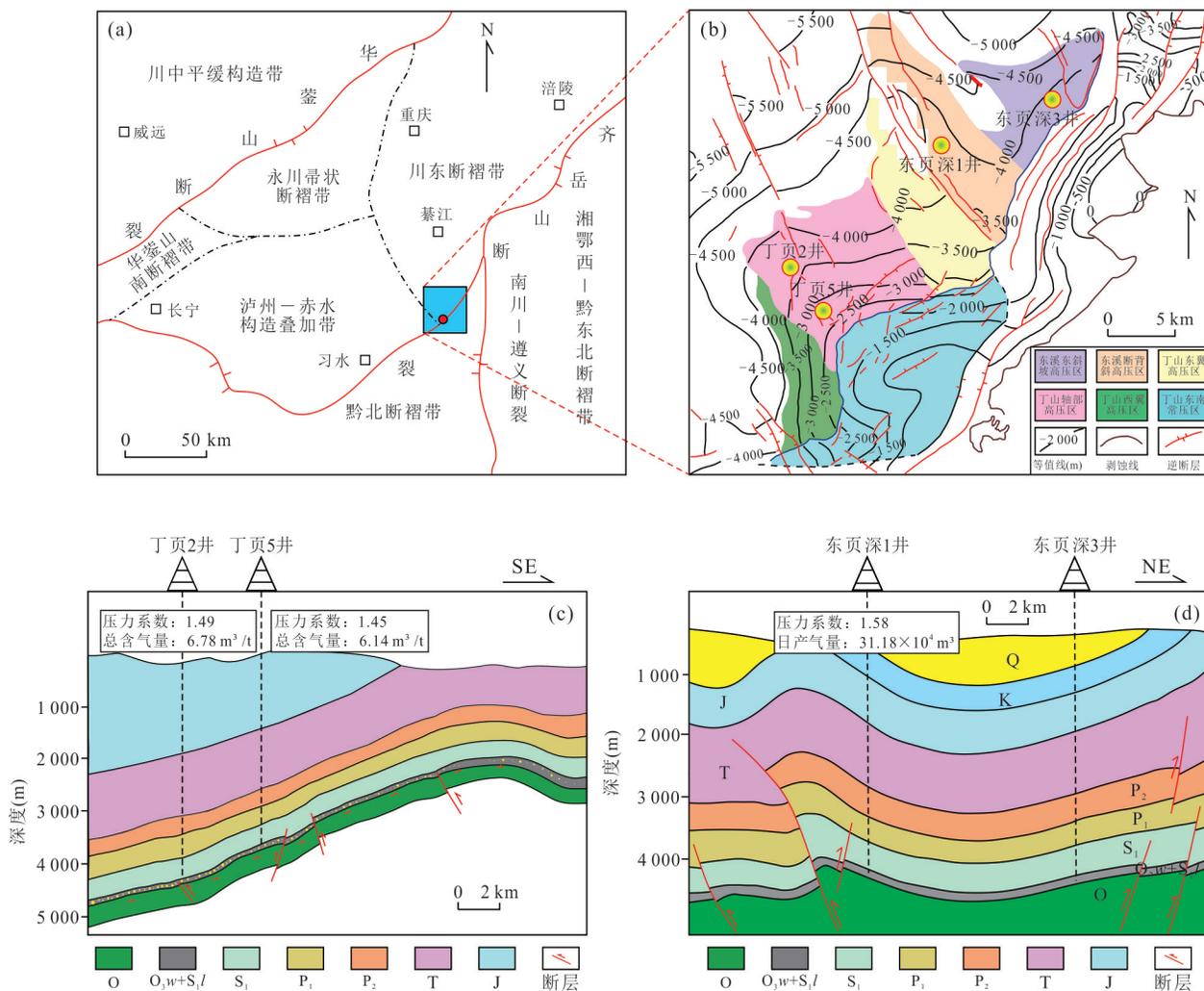


图1 川东南丁山—东溪地区区域位置、构造及典型钻井位置图

Fig.1 Locations of regional, structural, and well for the Dingshan and Dongxi areas from the Southeast Sichuan basin

a. 研究区区域构造位置; b. 川东南丁山—东溪地区构造分区及典型钻井位置; c, d. 川东南丁山—东溪地区地质剖面

位于东溪断背斜高压区的东页深1井与丁山轴部高压区的丁页5井(图1c, 1d),其压力系数分别为1.58和1.46,经测试分别获得了 $31.18 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $16.33 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的页岩气流。

2 样品与实验方法

2.1 样品

本次研究所使用的海相深层富有机质页岩样品分别取自川东南丁山—东溪地区4口典型深层超压钻井,包括丁页2井(3块)、丁页5井(5块)、东页深1井(5块)以及东页深3井(4块),样品深度、层位、岩相等信息见表1.针对所取页岩样品进行的相关测试主要包括:TOC含量测定、X射线衍射(X-ray diffraction, XRD)全岩矿物组分分析、普通薄片

观察、氩离子抛光—场发射扫描电镜(field emission scanning electron microscopy, FE-SEM)观察、低温气体(CO_2 、 N_2)吸附以及高压压汞(mercury intrusion porosimetry, MIP)实验.为保证样品具有代表性,样品选取时统筹兼顾了岩相、TOC含量和层位等具有明显差异的岩心样品,因此,本研究结果可在一定程度上反映研究区内目的层位页岩储层特征。

2.2 实验方法

2.2.1 有机碳含量测定 有机碳(TOC)含量是衡量有机质丰度的重要指标之一.本次研究采用中国地质大学(武汉)资源学院构造与油气资源教育部重点实验室Elementar公司生产的Rapid CS cube碳硫分析仪(仪器测定精度 $\leq 1\%$ RSD)对下志留统龙马溪组和上奥陶统五峰组页岩岩心样品进行TOC

表 1 丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压富有机质页岩样品基本参数

Table 1 Basic information for the deep organic-rich shale of Wufeng and Longmaxi Formations in the Dingshan and Dongxi areas

地区	井号	样品编号	深度 (m)	层位	TOC 含量 (%)	石英+长石+黄铁矿 (%)	黏土矿物 (%)	方解石+白云石 (%)	岩相类型
丁山地区	丁页 2 井	DS-1	4 360.0	S ₁ l	3.94	67.91	22.56	9.54	混合硅质页岩
		DS-2	4 363.3	S ₁ l	5.85	72.10	24.30	3.61	混合硅质页岩
		DS-3	4 366.9	O ₃ w	4.22	43.20	48.46	8.34	泥/硅混合质页岩
	丁页 5 井	DS-4	3 765.6	S ₁ l	1.26	35.57	59.71	4.73	富硅泥质页岩
		DS-5	3 799.3	S ₁ l	2.53	53.69	38.31	6.87	富泥硅质页岩
		DS-6	3 809.2	S ₁ l	4.25	64.99	29.16	4.49	富泥硅质页岩
		DS-7	3 812.4	S ₁ l	4.79	69.92	26.62	3.47	富泥硅质页岩
		DS-8	3 817.3	O ₃ w	5.03	43.99	50.59	5.43	富硅泥质页岩
东溪地区	东页深 1 井	DX-1	4 141.6	S ₁ l	0.99	26.88	48.92	24.2	富硅泥质页岩
		DX-2	4 201.4	S ₁ l	2.28	50.46	45.13	4.41	泥/硅混合质页岩
		DX-3	4 207.5	S ₁ l	3.19	64.83	28.89	6.28	富泥硅质页岩
		DX-4	4 220.4	S ₁ l	4.31	66.35	25.11	8.54	富泥硅质页岩
	东页深 3 井	DX-5	4 224.4	O ₃ w	6.15	76.79	20.28	2.93	硅质页岩
		DX-6	4 286.5	S ₁ l	1.14	45.02	52.15	2.83	富硅泥质页岩
		DX-7	4 306.4	S ₁ l	2.83	56.07	39.92	4.02	富泥硅质页岩
		DX-8	4 321.7	S ₁ l	4.48	67.45	25.29	7.26	富泥硅质页岩
		DX-9	4 331.6	O ₃ w	5.06	78.22	18.39	3.39	硅质页岩

含量测定,测试用样为 0.1~0.5 g 的粉末样(粒径 200 目).实验前需要将粉末样用体积比为 1:7 的稀盐酸处理以去除样品中的无机碳,处理完成后在 60~80 °C 条件下烘干,最后将样品置于高温(930 °C)氧气流中燃烧,经红外检测器检测 CO₂ 含量并依此计算得到样品 TOC 含量.

2.2.2 X 射线衍射全岩矿物组分分析 X 射线衍射全岩矿物组分分析采用 X' Pert PRO DY2198 型 X 射线衍射仪(PANalytical B.V.)按照 SY/T6201-1996《沉积岩中粘土矿物总量和常见非粘土矿物 X 射线衍射定量分析方法》标准对样品进行定量分析.测试分析时将适量 200 目粉末样在管电压 35 kV,管电流 30 mA,Cu 靶辐射源($\lambda=1.54 \text{ \AA}$),扫描范围 $2\theta=5^{\circ}\sim 80^{\circ}$,扫描速度 $2^{\circ}/\text{min}$ 的条件下进行测试,通过观测不同矿物晶体的 X 射线衍射图谱特征衍射峰强度确定样品中各类矿物含量.

2.2.3 氩离子抛光—场发射扫描电镜(FE-SEM)观察 本次研究采用高分辨率场发射扫描电镜对页岩样品孔隙形貌特征进行定性描述,获得页岩微观孔隙结构特征信息.实验前需将待观察样品制成 $1.5 \text{ cm}\times 1.0 \text{ cm}\times 0.5 \text{ cm}$ 规格的立方块,然后采用 HITACHI IM 4000 氩离子抛光仪对样品待观察面

进行抛光处理.处理完成后在蔡司 Gemini SEM 500 场发射扫描电镜下进行观察,其分辨率最高达 0.8 nm,放大倍数为 20~200 万倍,加速电压调整范围为 0.02~30 kV.在对页岩样品抛光面进行二次电子(SE)成像观察时可通过优化工作状态的加速电压和扫描速度等来获得较为清晰图像.

2.2.4 低温气体吸附实验 低温气体吸附法是测定多孔材料介质比表面积和孔径分布较为常见的表征方法,其中应用最为广泛的探测气体介质有 N₂ 和 CO₂.低温 N₂ 吸附实验采用中国地质大学(武汉)资源学院构造与油气资源教育部重点实验室 Quanta Chrome 公司的 Autosorb-iQ3 比表面积及孔径分析仪,测试样品粒径为 60~80 目(0.25~0.18 mm).开始分析前需将样品放入脱气站,置于 110 °C 下脱气 10 h 以除去样品中的水分和挥发性物质,随后将脱气完成的样品移入分析站,以高纯度 N₂(纯度 >99.99%)为吸附质在 77.3 K 下进行吸附测试.N₂ 吸附曲线记录的是从相对压力(P/P_0)为 0.001 开始逐渐增加到 0.998(N₂ 的饱和蒸气压)过程中页岩样品的 N₂ 吸附量与相对压力变化关系;反之,当相对压力从 N₂ 的饱和蒸气压逐渐降低即得到脱附曲线,低压 N₂ 吸附可探测的最小孔径约为

0.35 nm. 低温 CO₂ 吸附实验的样品预处理与低温 N₂ 吸附实验相似, 将 1~2 g 的 60~80 目粉末样品脱气 12 h, 随后在温度为 273.15 K、相对压力为 4×10^{-4} ~ 3.0×10^{-2} 的范围内, 获得 CO₂ 吸附曲线. 由于 CO₂ 的分子直径仅为 0.33 nm, 基于不同理论模型(例如 D-R 模型、DFT 模型、D-A 模型等), CO₂ 吸附法可用来表征微孔(<2 nm)的孔隙结构信息, 获得包括孔径分布、孔隙体积、孔隙比表面积等在内的结构参数.

2.2.5 高压压汞法实验 本次研究采用美国 Micromeritics Instrument 公司的 AutoPore 9510 型全自动压汞仪, 测试阶段仪器可提供的汞注入压力可达 60 000 psi(约 414 MPa), 相对应的测试孔径下限约为 3 nm. 测试前须将样品制成规格为 1 cm×1 cm×1 cm 的立方块, 立方块表面需保证平整以降低测试时“麻皮效应”(张关根和赖翔友, 1988)的影响, 同时样品还需在 60 °C 条件下持续烘干 48 h, 以确保样品原始孔隙不受高温破坏而又能有效去除其内部杂质气体. 测试时需保持仪器内部真空, 基于仪器自动记录的进汞和退汞过程数据, 结合 Washburn 方程即可得到孔隙体积和孔径分布等孔隙结构参数. Washburn 方程可用下式表示(Washburn, 1921):

$$D = -\frac{4\gamma \cos \theta}{P}, \quad (1)$$

式中: D 为孔隙直径; P 为汞注入的压力; γ 为汞的表面张力, 一般取 0.48 N/m; θ 为汞与固体介质材料的接触角.

3 分形理论

分形理论最早由法国数学家 Mandelbort 在 1975 年提出, 早期多应用于资源勘探领域内煤储层等多孔介质的孔隙结构表征研究. 分形理论是对自然界中零碎复杂却又具有自相似性、自反演性体系的一种研究方法, 其分形特征可通过分形维数值衡量. 分形维数可通过多种资料和模型计算得到, 如压汞法、低温气体吸附法(尹娜等, 2018)、高压压汞实验(Zhang *et al.*, 2020)与扫描电镜法等(李志清等, 2018). 其中基于低温 CO₂ 吸附实验的分形 V-S 模型(Mandelbrot, 1982)被应用于微孔尺度孔隙分形维数的确定, 计算公式为(Wang *et al.*, 2020):

$$\ln(V) = \frac{3}{D_c} \ln S + K, \quad (2)$$

式中: V 为气体吸附量; S 为孔隙累计比表面积; K

为常量; D_c 为微孔分形 V-S 模型分形维数.

此外, 基于低温 N₂ 吸附实验的分形 FHH 模型(Yang *et al.*, 2016; Li *et al.*, 2019; Jia *et al.*, 2020)同样被广泛应用于多孔固体介质孔隙结构的分形维数计算中, 其计算公式为(Liu *et al.*, 2020):

$$\ln\left(\frac{V}{V_0}\right) = C + k \times \ln\left(\ln\frac{P_0}{P}\right), \quad (3)$$

式中: V 为平衡压力 P 时气体吸附量; V_0 为单分子层覆盖体积; P_0 为气体饱和蒸汽压; P 为平衡压力; C 为常量; k 为 $\ln(V/V_0)$ 与 $\ln[\ln(P_0/P)]$ 双对数曲线的斜率, 可用于计算分形维数 D , 若页岩孔隙存在分形特征, 则 $\ln(V/V_0)$ 与 $\ln[\ln(P_0/P)]$ 呈线性关系(Yang *et al.*, 2016). 在本次研究中, 基于低温 N₂ 吸附实验的分形 FHH 模型用来计算中孔的分形维数, 考虑到 N₂ 在中孔的吸附过程存在多层吸附现象, 同时也会受到毛细管凝聚作用的影响, 因此采用 $D=3+K$ 计算中孔的分形维数(Zou *et al.*, 2019). 对于页岩内发育的大孔, 本次研究采用高压压汞实验数据确定其分形维数. 前人基于 Menger 的分形维数模型探讨了煤、粘土等材料的孔隙结构(Korvin, 1992), 指出分形维数与累计进汞量的导数与进汞压力的函数有关(Sun *et al.*, 2020):

$$\log\left[\left(\frac{dV_p/dV_{\max}}{d_p}\right)\right] \propto (D_s - 4) \log P, \quad (4)$$

式中: P 为进汞压力(MPa); V_p 为给定进汞压力 P 下的累计进汞体积; V_{\max} 为最大进汞压力 P 下的总进汞体积; D_s 为孔隙表面分形维数. 基于双对数曲线 $\log[(dV_p/dV_{\max})/d_p]$ 和 $\log P$ 的线性部分可获得自相似区间及不同类型孔隙的结构, 同时线性部分的斜率可计算得到分形维数值.

基于分形的几何定义, 三维多孔介质的分形维数值一般介于 2~3, 特别当分形维数越接近 2, 反映孔隙表面越光滑、孔隙结构越规则; 分形维数越靠近 3, 指示孔隙表面越粗糙、孔隙结构越复杂, 因此通过分形维数能在一定程度上反映多孔固体内孔隙结构和孔隙三维空间的非均质性及复杂程度(Li *et al.*, 2019; Jia *et al.*, 2020; 孙中良等, 2022). 因此, 借助多孔介质分形理论, 可以更好地分析页岩储层的孔隙结构特征, 加深对页岩吸附气体能力和储层非均质性方面的认识.

4 实验结果

4.1 页岩岩矿学和地球化学特征

川东南丁山—东溪地区五峰组—龙马溪组深层页岩样品 TOC 含量介于 0.99%~6.15%，平均值为 3.66%；丁山地区深层页岩样品 TOC 含量相对较高且分布集中，主要介于 1.26%~5.85%，平均值为 3.98%；而东溪地区深层页岩样品 TOC 含量则介于 0.99%~6.15%，平均值为 3.38%；研究区内五峰组页岩样品 TOC 含量高于龙马溪组页岩，分别介于 4.22%~6.15% (均值 5.12%) 和 0.99%~5.85% (均值 3.22%)。随埋藏深度增加，4 口井页岩样品 TOC 含量均呈现逐渐增大的趋势 (表 1)，与前人在浅层五峰—龙马溪组页岩的研究基本一致 (Yang *et al.*, 2016)。

全岩矿物组分分析结果显示，丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层页岩主要由石英和黏土矿物组成，且在纵向上随着深度的增加，石英含量呈增大趋势而黏土矿物含量则逐渐降低 (表 1)。其中，石英含量介于 13.28%~69.32%，均值为 44.59%；黏土矿物含量介于 18.39%~59.71%，均值为 36.16%。与涪陵气田江东区块页岩相比，研究区内页岩石英含量相对较高，而黏土矿物含量相对较低 (Jia *et al.*, 2020)。高硅质含量利于页岩储层成岩过程中形成抗压骨架进而保护孔隙空间，同时良好的储层脆性有利于页岩气的水平井压裂造缝。参照吴蓝宇

等 (2016) 的岩相划分方案，本文将丁山—东溪地区五峰组—龙马溪组深层页岩样品划分为三大类、五小类岩相类型 (图 2)。

对比发现，不同岩相页岩 TOC 含量存在明显差异。其中，富硅泥质页岩 TOC 含量最低 (介于 0.99%~5.03%)，平均值为 2.11%；硅质页岩 TOC 含量最高 (介于 5.06%~6.15%)，平均值为 5.61%；混合硅质页岩、富泥硅质页岩与泥/硅混合质页岩 TOC 含量依次降低，平均值分别为 4.90%、3.65% 和 3.25%。页岩硅质含量的增大与 TOC 含量的升高具有较好的一致性，这可能与大量笔石和放射虫等生物活动能导致生物硅的富集有关 (王淑芳等, 2014; Qiu *et al.*, 2020; 周志等, 2021)。研究区五峰—龙马溪组页岩干酪根类型主要为 I 型 (卢志远等, 2021)，同时结合样品等效镜质体反射率测定结果，随机测点镜质体反射率在 2.80%~3.70% 范围内均有分布，但主要集中在 3.10%~3.55%，平均反射率为 3.27%，表明五峰—龙马溪组页岩已处于过成熟生干气阶段，为深层页岩储层孔隙结构的发育提供了良好的基础条件。

4.2 页岩孔隙形貌特征

高分辨率扫描电子显微镜成像显示，川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压页岩样品发育有机孔、无机孔以及微裂缝三大类不同形态孔隙，其中无机孔还可进一步分为粒内孔和粒 (晶) 间孔。对比发现，丁山地区和东溪地区页岩在孔隙类

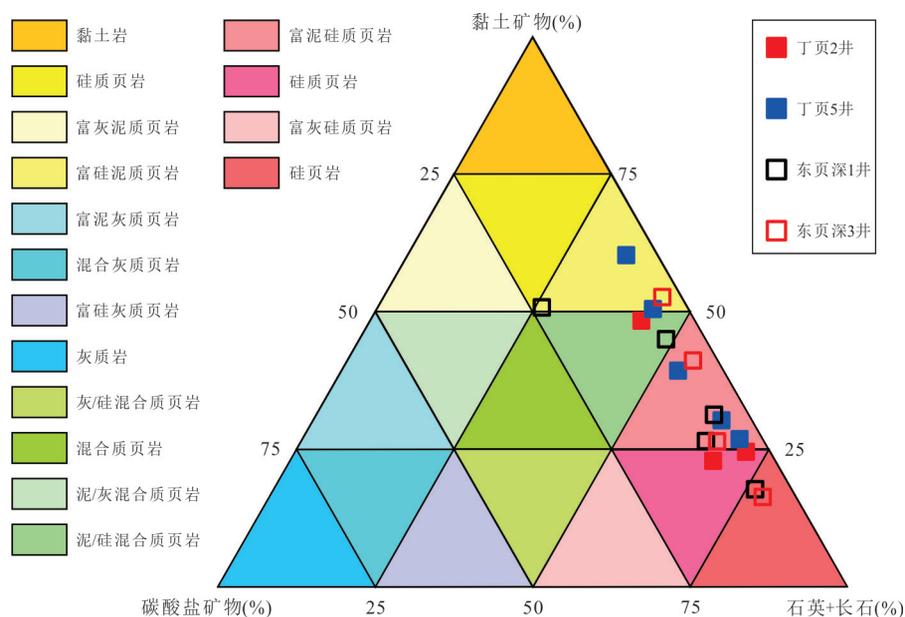


图 2 研究区五峰—龙马溪组深层页岩岩相划分

Fig. 2 Shale lithofacies classification of deep gas shale from Wufeng and Longmaxi Formations in the study area

型、形态、发育程度等方面存在一定差异。

4.2.1 丁山地区页岩孔隙形貌特征 丁山地区深层页岩孔隙结构发育特征较为复杂,普遍发育有机孔、粒内溶蚀孔以及微裂缝。丁山地区有机孔发育位置受到页岩有机质含量和分布的控制,部分页岩的有机孔存在定向排列与一定程度形变的现象(图3a~3c),有机孔多呈现出长条形、月牙形和纺锤状,局部见靠近刚性颗粒四周的有机孔呈现一定程度定向性,有机孔变形延伸的长轴方向可能指示了压实作用或者构造活动等应力方向,推测是由地层经历的多期次构造运动和沉积活动等外部因素以及成岩改造所导致(Xu *et al.*, 2020;Gou *et al.*, 2021)。丁山地区页岩定向排列的有机孔尺寸范围跨度较大,孔径介于几纳米至几微米之间的孔隙均可观察到。此外,也有一些有机孔呈完好的气泡状、椭圆状(图3f),形态较为规则,孔径尺寸较大,在几十纳米到几微米均有分布。

粒内孔在丁山地区深层页岩中也较为发育(图3e),形态多呈平行四边形或方形,大部分粒内溶蚀孔尺寸较小,只有几十纳米到几百纳米。微裂缝在丁山地区部分样品中也较发育,主要分布于刚性矿物颗粒周围或黏土矿物收缩缝内(图3d),微裂缝的张开度和延伸长度不一,但延伸方向一般与矿物颗粒边缘和黏土矿物片层方向相一致。基于扫描电镜、阴极发光、能谱元素面扫三者联合技术识别出深层页岩生物硅重结晶形成的次生石英格架能抵抗上覆地层的压实,使得深层页岩孔隙免遭挤压破坏(图3g,图3h,图3i),利于页岩孔隙的发育和保存。

4.2.2 东溪地区页岩孔隙形貌特征 与丁山地区相比,东溪地区深层页岩孔隙结构相对简单,孔隙未见明显形变现象,普遍发育有机孔、粒内孔、粒(晶)间孔缝以及微裂缝。有机孔十分发育且形变程度较小,在区域分布上同样受到有机质分布位置的

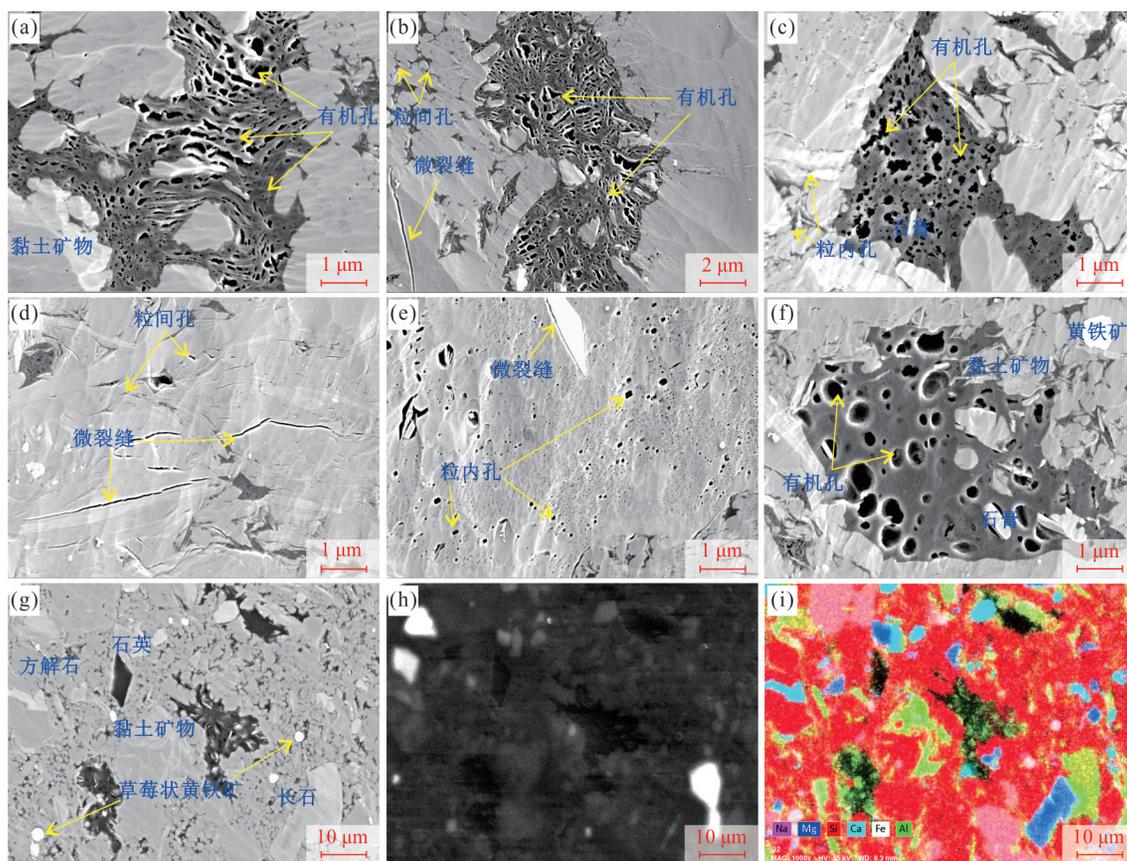


图3 丁山地区五峰—龙马溪组深层超压页岩样品高分辨率扫描电镜照片

Fig. 3 High resolution SEM images of overpressured deep shale samples of Wufeng and Longmaxi Formations in Dingshan area a, b. DS-1, 4 359.98 m, 龙马溪组, 形变有机孔; c. DS-6, 3 809.24 m, 龙马溪组, 有机孔; d. DS-4, 365.57 m, 龙马溪组, 微裂缝; e, f. DS-5, 3 799.28 m, 龙马溪组, 粒内溶蚀孔; g, h, i. DS-1, 4 359.98 m, 龙马溪组, 扫描电镜、阴极发光、能谱元素面扫联用

影响,形态上不均一,可见气泡状、椭圆状(图 4a, 图 4b),以及部分呈棒状、不规则状(图 4c),同时明显见部分有机孔形态较为破裂以及大的有机孔内部见更小尺度孔隙发育(图 4a, 图 4b),这可能与东溪地区深层页岩在成熟热演化过程中大量生气和成熟度过高后有机质内有机孔骨架的碳化坍塌有关(王宏坤等,2018;王玉满等,2020)。此外,黄铁矿晶体颗粒间填充的有机质内也发育大量有机孔(图 4e, 图 4f),这类有机孔的形态更不规则、孔壁也相对粗糙。

东溪地区深层页岩内的无机孔较为发育,其中粒内溶蚀孔在形态和大小上种类不一,呈现出圆形、四边形以及三角形(图 4d),孔径尺寸一般在 $0.5 \mu\text{m}$ 以下,发育位置较为随机,具有无序性分布特征;晶间孔主要发育在黄铁矿晶体之间,通常被有机质填充,且填充的有机质发育大量有机孔。微裂缝在东溪地区深层页岩内也可观察到,主要分布在矿物颗粒边缘、矿物颗粒之间(图 4b, 图 4d, 图

4f)。基于扫描电镜、阴极发光、能谱元素面扫联机成像显示,硅质胶结作用在东溪地区深层页岩同样较为常见(图 4g, 图 4h, 图 4i),形成的硅质骨架使得页岩孔隙免遭挤压破坏,对孔隙的保存具有重要意义。

4.3 孔隙结构特征

相较于利用高分辨率扫描电子显微镜对页岩样品进行定性观察得到的孔隙结构形貌学特征,低温气体(CO_2 和 N_2)吸附和高压压汞实验则能对岩样孔隙结构分布进行定量表征。由于 CO_2 和 N_2 分子直径不同(分别为 0.33 nm 和 0.36 nm),因此以 CO_2 和 N_2 为探测介质的气体吸附实验所能探测的页岩孔隙最小孔径尺寸存在差异。一般采用 CO_2 吸附实验表征微孔,采用 N_2 吸附实验表征中孔,采用高压压汞法表征大孔,然后综合3种技术手段可实现页岩全孔径范围内的孔隙结构定量表征。

川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层页岩样品的 CO_2 和 N_2 吸附等温曲线以及高压压汞曲线如图5所示。研究区深层页岩的 CO_2 等温吸附

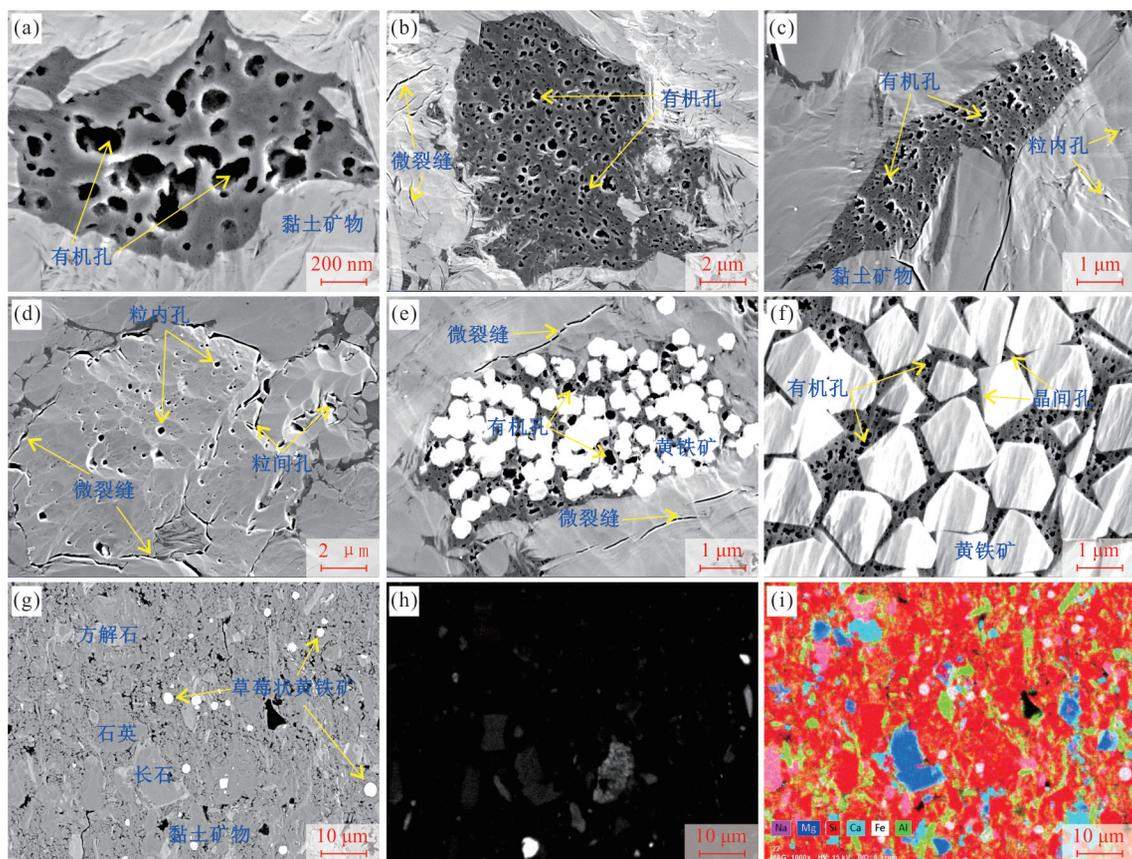


图4 东溪地区五峰—龙马溪组深层超压页岩样品高分辨率扫描电镜照片

Fig. 4 High resolution SEM images of overpressured deep shale samples of Wufeng and Longmaxi Formations in Dongxi area a, b. DX-2, 4 201.44 m, 龙马溪组;c. DX-6, 4 286.52 m, 龙马溪组;d. DX-5, 4 224.43 m, 五峰组;e. DX-7, 4 306.37 m, 龙马溪组;f. DX-8, 4 321.67 m, 龙马溪组;g~i. DX-9, 4 331.6 m, 五峰组,扫描电镜、阴极发光、能谱元素面扫联用

曲线均为 I 型,反映页岩样品存在微孔充填现象,指示页岩中发育一定数量的微孔(Thommes *et al.*, 2015).不同样品的 CO₂ 吸附曲线形态较为相似,但 CO₂ 的最大吸附量存在差异,反映了不同页岩样品微孔孔隙结构存在一定差异.低温 N₂ 吸附—脱附曲线在形态上均呈“反 S 型”(图 5),基于 IUPAC 提出的等温吸附曲线分类方案,认为本次研究中五峰—龙马溪组深层页岩 N₂ 等温吸附曲线为 IV 型,反映页岩样品中发育有一定中孔及大孔,同时回滞环具体 H3 或 H4 型特征,表明页岩中发育楔形、狭缝型以及平行板状等形态的孔隙.

根据 N₂ 等温吸附曲线的起伏变化趋势可大致将吸附过程分成 3 个阶段:(1)在相对压力介于 0~0.3 时,吸附曲线缓慢上升且呈略微上凸形态,相对压力达到 0.3 时孔隙表面的单分子层吸附基本饱和,随着相对压力增大逐渐向多分子层吸附过渡;(2)在相对压力介于 0.3~0.9 时,气体吸附量随着相对压力的增大平稳增加;(3)相对压力介于 0.9~1 时,吸附曲线快速变陡并且在接近饱和蒸汽压(相对压力接近 1)时也未达到吸附饱和,这主要是发生了气体的凝聚作用,表明页岩中含有一定量的大孔或微裂缝.其中,在相对压力介于 0.45~0.90 时,吸附曲线与脱附曲线发生分离,两条曲线之间形成滞后环,这是由于在该相对压力区间发生了毛细凝聚现象,吸附过程与脱附过程不能完全等同可逆.图 5 显示,高压压汞曲线具有两端陡、中部缓的特点.在初始阶段(压力 < 0.5 MPa),随着压力的升高,非润湿相的汞进入到岩样大孔或微裂缝,导致非润湿相

的汞饱和度快速增加;中间的平缓增加段为汞饱和度增加幅度较小,表明该部分孔隙相对不发育;随着压力的继续增大(压力 > 200 MPa),页岩进汞量快速增加反映页岩中发育大量的纳米尺度孔隙.

基于 DFT 和 BJH 理论模型以及 Washburn 方程,分别对低温气体(CO₂和N₂)吸附和高压压汞实验数据进行处理,得到页岩样品在不同孔径范围内的孔径分布曲线和孔隙结构参数(表 2).将不同孔径范围的孔径分布曲线进行拼接,得到川东南五峰—龙马溪组深层页岩的孔隙体积增量随孔径的变化曲线以及孔隙体积占比直方图,结果见图 6 和表 2.如图 6 所示,不同岩相样品的曲线形态虽存在一定差异,但各类岩相样品孔径峰值分布范围甚具有相似性.

由表 2 可知,川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组不同岩相页岩孔隙结构参数存在明显差异,表明页岩孔隙结构发育特征可能受到岩相控制.其中,富硅泥质页岩具有最小的微孔和中孔体积(均值分别为 7.89 cm³/10³ g 和 11.90 cm³/10³ g),而硅质页岩微孔和中孔体积最大(分别介于 10.69~11.81 cm³/10³ g 和 17.70~22.27 cm³/10³ g,均值为 11.25 cm³/10³ g 和 19.09 cm³/10³ g);硅质页岩大孔体积最较小(均值仅为 0.78 cm³/10³ g),富硅泥质页岩的大孔体积最大(介于 1.89~3.73 cm³/10³ g,均值为 2.68 cm³/10³ g).

不同岩相页岩孔隙体积占比对比发现,硅质页岩中孔体积占比最大,大孔体积占比最小;泥/硅混合质页岩微孔体积占比最大;富硅泥质页岩大孔体

表 2 丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压页岩孔隙结构参数

Table 2 Pore structure parameters of overpressured deep shale of Wufeng and Longmaxi Formations in Dingshan and Dongxi areas

岩相类型	微孔体积 (cm ³ /10 ³ g)	中孔体积 (cm ³ /10 ³ g)	大孔体积 (cm ³ /10 ³ g)	微孔体积占比 (%)	中孔体积占比 (%)	大孔体积占比 (%)
富硅泥质页岩	5.58~11.43 (7.89)	9.69~13.83 (11.90)	1.89~3.73 (2.68)	29.37~43.74 (34.55)	48.08~60.76 (53.06)	8.18~19.62 (12.39)
富泥硅质页岩	7.12~10.96 (9.84)	12.76~17.86 (15.50)	0.73~4.03 (1.84)	31.42~39.02 (36.08)	50.73~61.54 (56.95)	2.55~14.54 (6.96)
泥/硅混合质页岩	8.61~9.57 (9.09)	13.81~14.67 (14.24)	0.68~1.82 (1.25)	35.94~37.99 (36.97)	54.79~61.21 (58.00)	2.85~7.22 (5.03)
混合硅质页岩	7.69~12.34 (10.01)	16.34~19.83 (18.08)	1.16~1.64 (1.40)	29.96~37.02 (33.49)	59.50~63.65 (61.57)	3.49~6.39 (4.94)
硅质页岩	10.69~11.81 (11.25)	17.70~22.27 (19.99)	0.56~0.99 (0.78)	33.67~36.92 (35.29)	61.14~63.51 (62.32)	1.95~2.82 (2.38)

注:括号中为平均值.

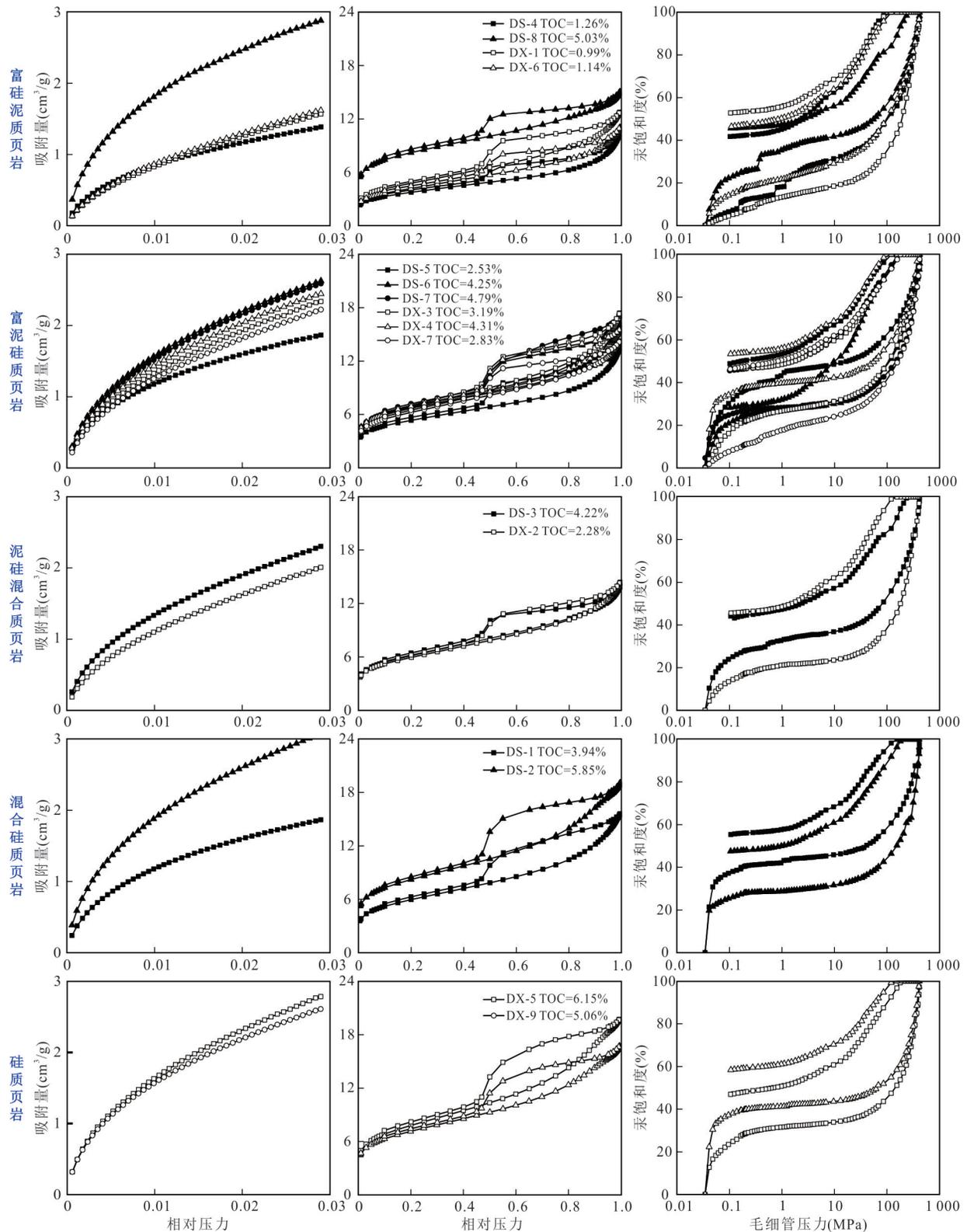


图5 丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压页岩 CO₂(左)、N₂(中)吸附及高压压汞(右)曲线

Fig. 5 CO₂ adsorption, N₂ physisorption and MICP curves for overpressured deep shale of Wufeng and Longmaxi Formations from the Dingshan and Dongxi areas

积占比最大. 在所有的岩相类型中, 微孔和中孔体积占据了绝大部分总孔隙体积, 且中孔为总孔隙体

积的主要贡献者 (体积占比介于 53.06%~62.32%), 微孔为总孔隙体积的次要贡献者 (体积占

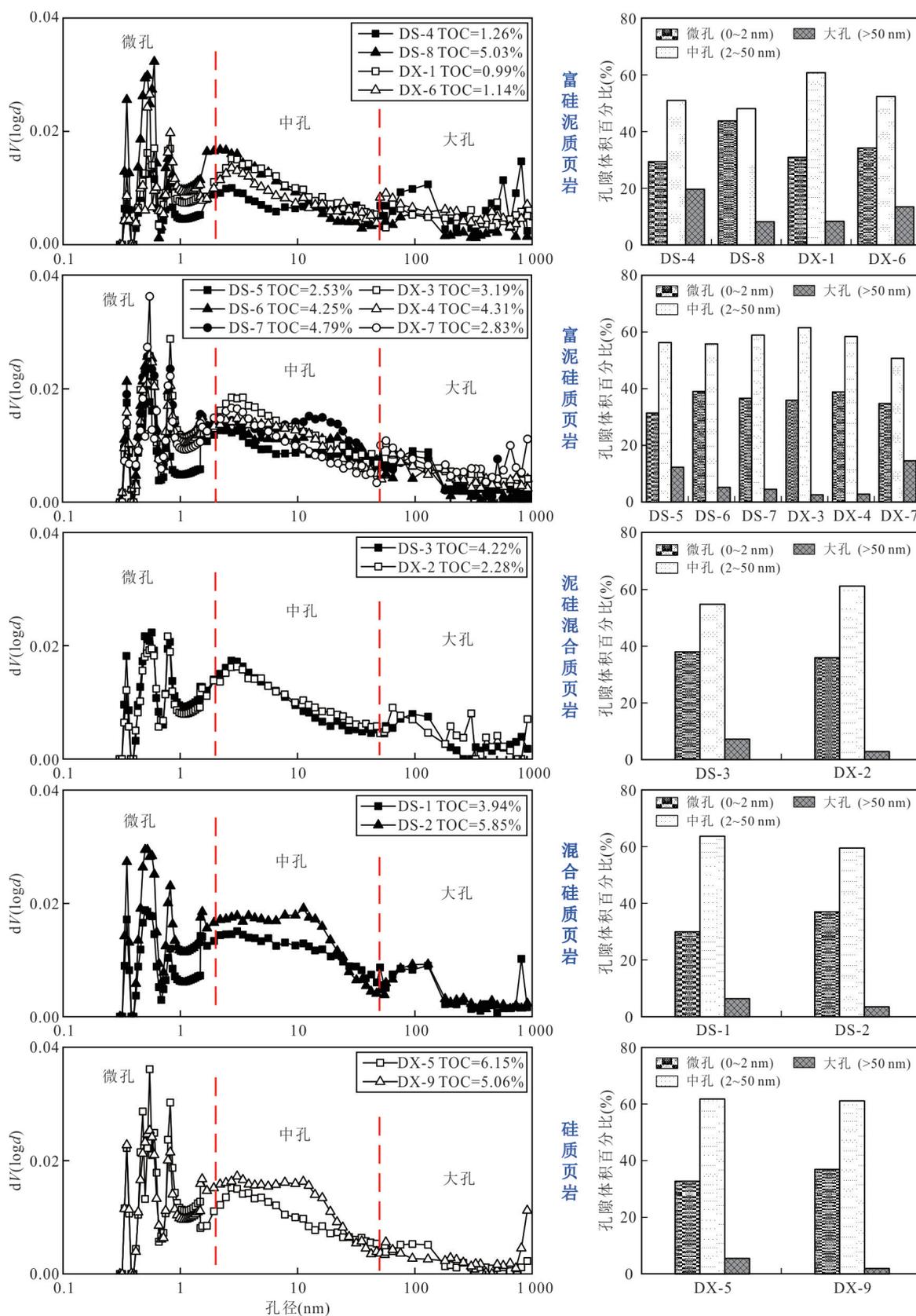


图 6 丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压页岩孔径分布曲线及孔隙体积占比直方图

Fig. 6 Pore size distribution and histograms of pore volume for overpressured deep shale from Wufeng and Longmaxi Formations in Dingshan and Dongxi areas

比介于 33.49%~36.97%),大孔对总孔隙体积的贡献相对较小(体积占比介于 2.38%~12.39%).

4.4 孔隙分形特征

基于高分辨率扫描电镜,可观察到川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层页岩储层内发育丰富的微纳米孔隙,页岩内发育的孔隙不仅在尺度上存在差异,同时孔隙形态也具有很大差别.由于孔隙的表面微观形态及空间结构对页岩气的运移聚集有着重要影响,为了更好地表征页岩孔隙结构特征,厘清不同尺度孔隙在结构上的复杂程度,分别对不同尺度深层页岩孔隙分形特征进行了表征分析.

本次研究采用基于 CO₂ 吸附实验的分形 V-S 模型获取了微孔的分形维数(D_1),采用基于 N₂ 吸附实验的分形 FHH 模型获取了中孔的分形维数(D_2),同时采用高压压汞实验和基于 Menger 的分形维数模型确定了大孔的分形维数(D_3),结果如表 3 所示.本次研究基于不同实验测试数据和分形模型的分形拟合结果拟合度($R^2 > 0.9$)均较好(图 7),表明页岩不同尺度孔隙均具有分形特征.川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层页岩中,富硅泥质页岩的 D_1 最小(介于 2.391 6~2.485 1,均值为 2.437 6),硅质页岩的 D_1 最大(介于 2.506 9~2.512 1,均值为 2.509 5);富硅泥质页岩的 D_2 同样最小(介于 2.769 2~2.784 8,均值为 2.777 3),硅质页岩的 D_2 也最大(介于 2.804 1~2.814 3,均值为 2.809 2);然而硅质页岩的 D_3 最小(介于 2.202 2~2.326 7,均值为 2.264 5),富硅泥质页岩的 D_3 最大(介于 2.832 1~2.897 4,均值为 2.860 5).研究区深

层页岩在岩相和孔隙尺度上的分形维数差异指示了页岩内发育的微孔、中孔及大孔孔隙结构在不同岩相页岩发育的复杂程度存在显著差异.

5 讨论

5.1 页岩 TOC 含量及矿物组分与孔隙结构参数的关系

研究区不同岩相富有机质页岩的孔隙结构具有明显差异性,且页岩 TOC 含量是影响页岩孔隙结构的主要因素之一.研究区五峰—龙马溪组深层页岩 TOC 含量与其微孔、中孔呈较好正相关性(相关性系数 R^2 分别为 0.78 和 0.57),而与大孔体积呈较弱负相关性(图 8).页岩的 TOC 含量反映了页岩有机质富集程度.同时,普遍认为富有机质页岩内有机质的热演化生烃过程促进了微纳米尺度孔隙的发育(饶松等,2022),且增加的这部分孔隙主要为微孔和中孔,从而可导致大孔体积比例相对降低.研究区页岩中孔体积与 TOC 含量的良好相关性,指示研究区页岩内中孔发育程度受 TOC 含量影响较大,也反映了页岩内有机质成熟过程中烃类生成及排出对孔隙结构的改造可能是以增加中孔为主,其中包括部分微孔在烃类的充注下扩张而向中孔转化(尹娜等,2018)以及有机质内烃类直接形成的中孔,即中孔的发育对 TOC 含量变化较微孔、大孔更敏感.

除 TOC 含量外,川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组页岩孔隙结构受矿物组分含量影响.研究区页岩组成矿物以石英和黏土矿物为主,故本次研究重点对石英及黏土矿物含量进行讨论.图 8

表 3 丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压页岩孔隙结构分形特征参数

Table 3 Fractal dimension values for overpressured deep shale of Wufeng and Longmaxi Formations in Dingshan and Dongxi areas

岩相类型	分形维数					
	D_1	R^2	D_2	R^2	D_3	R^2
富硅泥质页岩	2.391 6~2.485 1 (2.437 6)	0.995 4	2.769 2~2.784 8 (2.777 3)	0.980 5	2.832 1~2.897 4 (2.860 5)	0.959 8
富泥硅质页岩	2.431 9~2.483 2 (2.461 1)	0.995 1	2.769 7~2.808 8 (2.790 4)	0.983 5	2.105 7~2.758 7 (2.463 0)	0.962 6
泥/硅混合质页岩	2.453 6~2.456 4 (2.455 0)	0.995 6	2.793 4~2.811 7 (2.802 6)	0.964 2	2.329 6~2.636 8 (2.483 2)	0.967 6
混合硅质页岩	2.463 1~2.466 7 (2.464 9)	0.994 6	2.798 0~2.805 3 (2.801 7)	0.981 6	2.332 6~2.682 8 (2.507 7)	0.923 4
硅质页岩	2.506 9~2.512 1 (2.509 5)	0.996 0	2.804 1~2.814 3 (2.809 2)	0.964 0	2.202 2~2.326 7 (2.264 5)	0.966 4

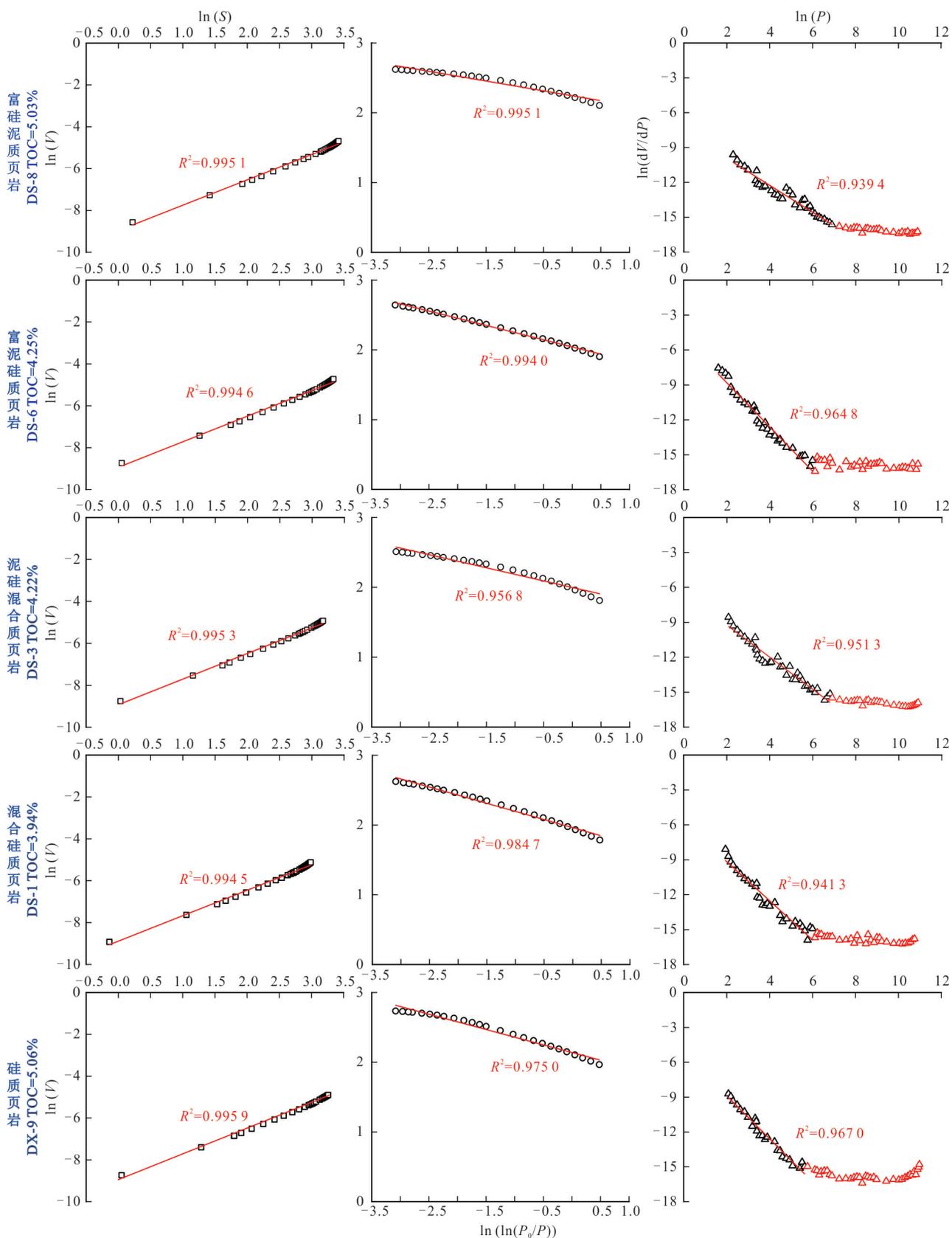


图 7 五峰—龙马溪组深层超压不同岩相页岩样品分形拟合

Fig.7 Fractal fitting for different shale lithofacies of overpressured deep shale of Wufeng and Longmaxi Formations
CO₂吸附微孔分形拟合(左);N₂吸附中孔分形拟合(中);MIP大孔分形拟合(右)

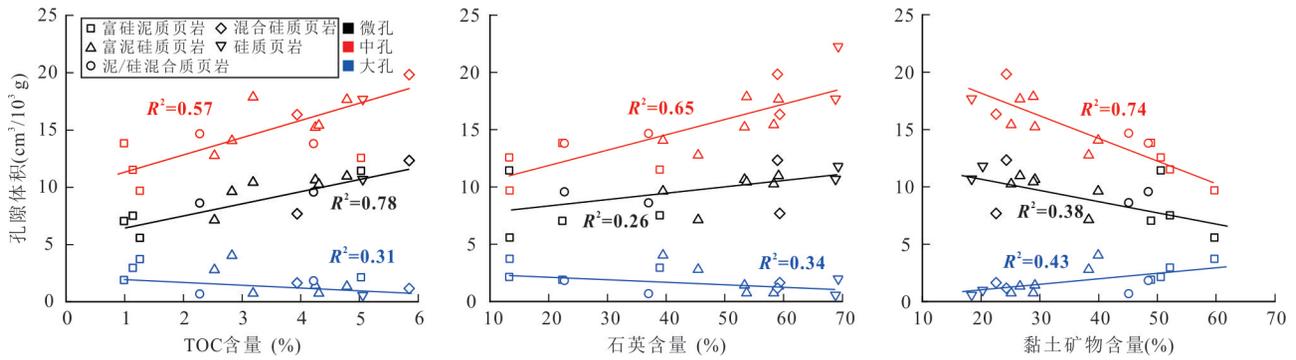


图8 丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压页岩 TOC 及矿物组分含量与孔隙结构参数关系

Fig. 8 Relationships between TOC contents, mineral composition, and pore structure parameters of overpressured deep shale from Wufeng and Longmaxi Formations in Dingshan and Dongxi areas

中矿物组分含量与孔隙体积的相关性分析显示,不同岩相深层页岩中石英含量均与中孔体积呈正相关($R^2=0.65$),而与微孔、大孔体积相关性较弱.随着石英含量增加,页岩微孔体积呈现增大、而大孔体积呈现减小的趋势.页岩石英含量对孔隙体积的影响同 TOC 含量有着近似的效果,推测可能是由生物成因硅质富集的同时有机质含量也逐渐增大,在有机质成熟热演化过程中产生大量纳米级微孔,使得微孔数量增多,引起了微孔、中孔体积的增大.随黏土矿物含量增大,深层页岩微孔和中孔体积减小,大孔体积增大,这可能与富含黏土矿物的页岩缺少刚性硅质岩石骨架而导致页岩孔隙结构较容易受压实作用影响破坏而使孔隙空间减小有关.此外,黏土矿物含量的增高也会导致页岩在压实作用下塑性黏土矿物易变形充填封堵孔隙,从而抑制富黏土页岩孔隙的发育.富泥硅质页岩内孔隙体积与 TOC 含量、石英及黏土矿物含量的相关性更强,指示 TOC 含量、石英及黏土矿物含量共同控制了富泥硅质页岩孔隙结构的发育程度.

5.2 页岩 TOC 含量及矿物组分与页岩孔隙分形特征的关系

川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压不同岩相页岩样品孔隙分形维数与 TOC 含量、石英及黏土矿物含量的相关关系如图 9 所示.微孔分形维数 D_1 随 TOC 含量和石英含量的增加呈现增大趋势,随黏土矿物含量的增大有减小的趋势,中孔分形维数 D_2 与 TOC、石英及黏土矿物含量相关性不明显,大孔分形维数 D_3 随 TOC 和石英含量增大而有减小的趋势,随黏土矿物含量的增大有增大的趋势.页岩储层是一个结构复杂的地质体,在各类有机、无机组分的共同作用下形成了复杂多样

的孔隙空间网络,页岩有机质埋藏会逐渐成熟生烃,有机质含量越高,在热成熟生—排烃过程中产生的微纳米有机质孔隙也就越多,使得页岩微孔尺度孔隙网络趋于复杂,孔隙空间形态更加无序化,从而体现在微孔分形维数 D_1 相对较大.中孔分形维数 D_2 与 TOC 含量相关性,这可能是因为页岩内中孔的形成更加复杂,推测中孔的非均质性除了受到 TOC 含量影响以外,还受到其他因素的控制.富有机质页岩随着沉积成岩演化过程的进行,大孔可能被固体沥青或生物成因硅质充填、胶结,导致页岩大孔孔隙结构非均质性降低,反映分形维数 D_3 的减小.

页岩石英及黏土矿物含量对微孔、大孔分形维数的影响相反.石英含量的增加伴随着有机质的富集,在成熟热演化过程中产生大量微纳米孔隙,多种形态的微孔使得页岩孔隙网络中微小尺寸孔的结构趋于复杂化,这也就导致微孔分形维数 D_1 的增大;而黏土含量的增加使得页岩内发育较多的黏土矿物片层间孔缝,同时塑性的黏土矿物极易发生形变,从而使黏土矿物层间缝网构型更加复杂,进而导致大孔分形维数 D_3 的增大.川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层页岩石英含量与黏土矿物含量此消彼长,页岩内大孔一般为黏土矿物片层间孔隙或黏土矿物转化、脱水收缩后的缝网,因此在高硅质含量页岩发育较少且大孔的复杂程度降低,造成富硅页岩大孔分形维数 D_3 相对较低.

5.3 页岩孔隙结构与孔隙分形特征的关系及其地质意义

川东南丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压不同岩相页岩样品孔隙分形维数与孔隙结构参数的相关关系见图 10 所示.页岩微孔、中孔及大

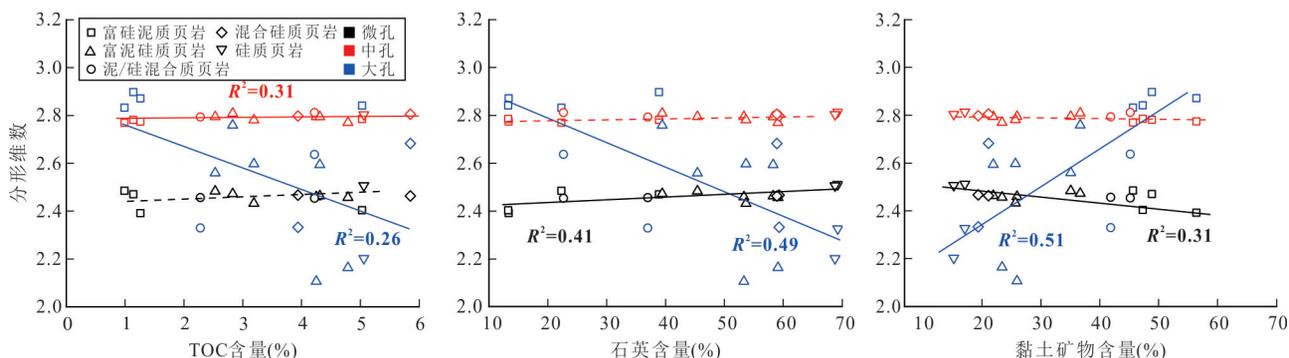


图9 丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压页岩 TOC 及矿物组分含量与分形维数的关系

Fig. 9 Relationships between TOC content, mineral composition, and fractal dimension of overpressured deep shale from Wufeng and Longmaxi Formations in Dingshan and Dongxi areas

孔分形维数与其对应的孔径之间的关系差异较大,在分形维数—孔隙体积交会图的界限明显(图10)。其中,微孔具有中等大小的分形维数和孔隙体积,在图10中数据点的分布较为集中;中孔的分形维数值较大,相应的孔隙体积分布范围更广;大孔具有较小孔隙体积,但分形维数分布较为分散,分形维数与孔隙体积的相关性不明显。这可能与研究区五峰—龙马溪组深层超压页岩内微孔、中孔和大孔的强非均质性有关。对于同类岩相页岩,其内部发育丰富的微孔和中孔,大孔相对发育较少,且页岩微孔和中孔多为有机质孔,具有多样的孔隙喉道组合,在多尺度孔喉系统的叠加下孔隙非均质性得到极大提高,同时孔隙体积和比表面积也较大。此外,在有机质演化和地质历史时期改造过程中,有机孔隙的挤压变形也会加剧页岩孔隙构型的复杂程度,造成页岩微孔和中孔分布的强非均质性。然而,大孔的孔隙形态较为简单,多由粒间孔、黏土矿物层间孔等无机孔隙和微裂缝构成,且发育较小的孔隙体积和比表面积。

对比发现,硅质页岩具有最大的微孔分形维数 D_1 和微孔体积,指示高硅质含量的页岩更易发育更复杂的孔隙结构网络,这可能与研究区海相深层页岩的硅质多为生物成因来源有关(Qiu *et al.*, 2020),高硅质含量引起了页岩内有机质含量的升高,有机质在热演化成熟过程中不断生一排烃,因此在富有机质页岩中形成丰富且形态复杂的微纳米级孔隙及喉道网络,从而明显影响到微孔尺度孔隙的分形维数 D_1 ;富泥硅质页岩微孔体积与微孔分形维数 D_1 呈负相关性,推测可能与页岩内有机质成熟热演化过程中气泡状有机孔的大量发育有关,气泡状有机孔形态较规则,如果能够得到有效保存,

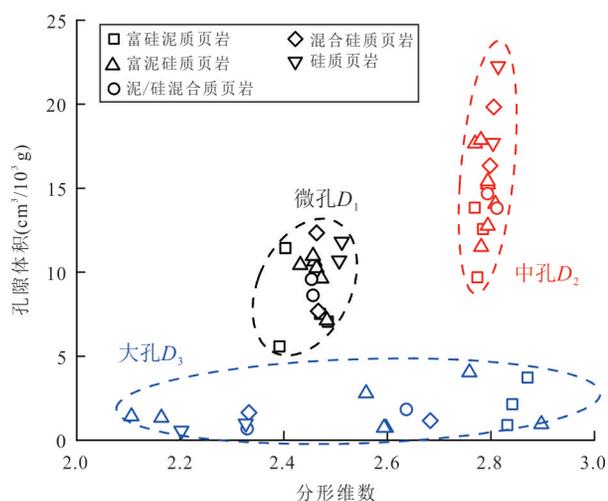


图10 丁山—东溪地区五峰—龙马溪组深层超压页岩分形维数与孔隙体积关系

Fig. 10 Relationships between pore volume and fractal dimension of overpressured deep shale from Wufeng and Longmaxi Formations in Dingshan and Dongxi areas

将会使页岩孔隙空间的复杂程度和非均质性降低,导致微孔分形维数 D_1 随微孔孔隙体积增大反而减小的现象。

硅质页岩的中孔分形维数 D_2 和中孔体积也同样最大,反映硅质含量的升高利于页岩内复杂孔隙空间的形成与保存;而富泥硅质页岩显示出中孔分形维数随黏土矿物含量升高而增大,中孔体积却随着黏土矿物含量的升高而降低(图8),表明川东南地区五峰—龙马溪组深层页岩黏土矿物含量的升高不利于孔隙体积的增加,然而黏土矿物的强塑性、易变形特性导致孔隙表面粗糙起伏程度增加,从而增强了中孔尺度孔隙的非均质性。

富硅泥质页岩的大孔分形维数 D_3 最大,同时其

大孔体积也最大。大孔分形维数 D_3 与大孔体积呈弱正相关性(图 10), 同时与黏土矿物含量呈较好正相关性(图 9), 指示页岩内黏土矿物的存在可促进大孔的发育, 一方面能形成矿物层间缝等大孔, 另一方面黏土矿物能够在页岩成岩或构造形变过程中对已有孔隙进行改造修饰, 易于形变的塑性黏土矿物可使大孔内部、孔隙表面形态更加无序、复杂化, 进而导致页岩内大孔在发育过程中, 体积增大的同时, 孔隙空间的非均质性也逐渐增强, 造成大孔分形维数 D_3 的增大。

由此可见, 川东南丁山—东溪地区深层超压页岩孔隙结构具有明显的非均质性, 不仅表现为不同岩相页岩之间孔隙类型、发育程度、孔径占比的显著差异, 还体现在页岩多尺度孔隙分形特征的明显区别。页岩孔隙非均质程度受页岩经历的沉积成岩作用、热演化程度和页岩矿物组成、有机碳含量、后期孔隙改造变形等因素的综合控制(胡忠贵等, 2018; 王川等, 2022)。不同岩相深层超压页岩孔隙空间的分形特征反映了孔隙非均质性差异发育规律, 研究区五峰—龙马溪组深层超压富有机质页岩具有明显多尺度分形特征, 且各类岩相页岩不同尺度(微孔 D_1 、中孔 D_2 、大孔 D_3) 孔隙分形维数与地层各项参数(TOC 含量、石英及黏土矿物含量、孔隙结构参数等) 具有良好相关性, 因此综合页岩品质特征分析与页岩孔隙分形维数计算可为有利储集层段的优选提供重要参考依据。

6 结论

(1) 川东南研究区五峰—龙马溪组深层超压富有机质页岩普遍发育有机孔、无机孔(粒间孔和粒内孔)及微裂缝; 页岩样品发育楔形、狭缝型以及平行板状等形态的孔隙; 不同岩相页岩孔径分布型式均为多峰型, 其中中孔为总孔隙体积的主要贡献者(体积占比约为 59%), 微孔为总孔隙体积的次要贡献者(体积占比约为 35%), 大孔对总孔隙体积的贡献相对较小。

(2) 川东南研究区五峰—龙马溪组深层超压富有机质页岩孔隙具明显多尺度分形特征, 微孔、中孔和大孔的分形维数分别反映了不同尺度孔隙的复杂程度。不同岩相页岩的分形维数存在明显差异, 揭示了不同岩相页岩内孔隙发育过程的差异性, 其中具有最大微孔分形维数 D_1 和中孔分形维数 D_2 的硅质页岩微孔和中孔体积也最大, 指示其发育

更为复杂的孔隙结构网络, 提供了更多的气体吸附点位和富集空间, 利于页岩气的吸附赋存; 而具有最大大孔分形维数 D_3 的富硅泥质页岩内发育体积更大、孔隙空间结构更复杂的大孔, 提供了庞大的孔隙容纳空间, 较利于游离态页岩气贮存。

(3) 川东南研究区五峰—龙马溪组深层超压富有机质页岩孔隙结构发育主要受 TOC、石英及黏土矿物含量的影响, 且 TOC、石英及黏土矿物含量对不同岩相页岩的微孔、中孔和大孔发育特征的影响程度不同。分形维数可用来表征不同岩相页岩孔隙结构的发育程度, 石英含量升高会引起微孔体积与分形维数 D_1 增大, 大孔体积与分形维数 D_3 减小, 而对中孔的影响不明显; 黏土矿物含量对于分形维数的影响与石英含量相反; TOC 含量升高会导致微孔、中孔体积增大。川东南五峰—龙马溪组深层超压富有机质页岩分形维数与孔隙结构参数具良好相关性, 综合页岩品质特征分析与页岩孔隙分形维数计算可为有利储集层段的优选提供重要参考依据。

References

- Chen, J.K., Zhu, Y.M., Cui, Z.B., et al., 2018. Pore Structure and Fractal Characteristics of Longmaxi Shale in Southern Sichuan Basin. *Lithologic Reservoirs*, 30(1): 55–62 (in Chinese with English abstract).
- Curtis, J. B., 2002. Fractured Shale-Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1921–1938. <https://doi.org/10.1306/61eeddbbe-173e-11d7-8645000102c1865d>
- Fan, C.H., Li, H., Zhong, C., et al., 2018. Tectonic Fracture Stages and Evolution Model of Longmaxi Formation Shale, Dingshan Structure, Southeast Sichuan. *Acta Petrolei Sinica*, 39(4): 379–390 (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. *Energy*, 219: 119579. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119579>
- Guo, X.S., Hu, D.F., Huang, R.C., et al., 2020. Deep and Ultra-Deep Natural Gas Exploration in the Sichuan Basin: Progress and Prospect. *Natural Gas Industry*, 40(5): 1–14 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X.W., Qin, Z.J., Yang, R., et al., 2019. Comparison of Pore Systems of Clay-Rich and Silica-Rich Gas Shales in the Lower Silurian Longmaxi Formation from the

- Jiaoshiba Area in the Eastern Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 101: 265–280. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.11.038>
- He, S., Qin, Q. R., Fan, C. H., et al., 2019. Shale Gas Preservation Conditions in Dingshan Area, Southeastern Sichuan. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 26(2): 24–31 (in Chinese with English abstract).
- Hu, Z. G., Qin, P., Hu, M. Y., et al., 2018. The Distribution and Heterogeneity Characteristics of Shale Reservoirs in Lower Cambrian Shuijingtuo Formation in Western Hunan–Hubei Region. *China Petroleum Exploration*, 23(4): 39–50 (in Chinese with English abstract).
- Hu, W. G., Li, F. G., Fan, C. H., et al., 2019. Prediction and Evaluation on Deeper Marine Shale–Gas Reservoirs, Dingshan Area, Sichuan Basin. *Natural Gas Exploration and Development*, 42(3): 66–77 (in Chinese with English abstract).
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., et al., 2007. Unconventional Shale–Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North–Central Texas as One Model for Thermogenic Shale–Gas Assessment. *AAPG Bulletin*, 91(4): 475–499. <https://doi.org/10.1306/12190606068>
- Jia, A. Q., Hu, D. F., He, S., et al., 2020. Variations of Pore Structure in Organic–Rich Shales with Different Lithofacies from the Jiangdong Block, Fuling Shale Gas Field, SW China: Insights into Gas Storage and Pore Evolution. *Energy & Fuels*, 34(10): 12457–12475. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02529>
- Korvin, G., 1992. *Fractal Models in the Earth Sciences*. Elsevier, Amsterdam, 396.
- Li, L., Liu, A. W., Qi, Z. X., et al., 2020. Pore Structure Characteristics of Shale Reservoir of the Lower Qian 4 Member in the Wangchang Anticline of the Qianjiang Sag. *Earth Science*, 45(2): 602–616 (in Chinese with English abstract).
- Li, Z., Liang, Z. K., Jiang, Z. X., et al., 2019. The Impacts of Matrix Compositions on Nanopore Structure and Fractal Characteristics of Lacustrine Shales from the Changling Fault Depression, Songliao Basin, China. *Minerals*, 9(2): 127. <https://doi.org/10.3390/min9020127>
- Li, Z. Q., Wang, W., Wang, X. M., et al., 2018. Study on Fractal Characteristics of Micro–Nano Pore Structure of Shale. *Journal of Engineering Geology*, 26(2): 494–503 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Z. X., Yan, D. T., Niu, X., 2020. Insights into Pore Structure and Fractal Characteristics of the Lower Cambrian Niutitang Formation Shale on the Yangtze Platform, South China. *Journal of Earth Science*, 31(1): 169–180. <https://doi.org/10.1007/s12583-020-1259-0>
- Liu, C., Ding, W. G., Zhang, J., et al., 2021. Qualitative–Quantitative Multiscale Characteristics of Shale Pore Structure from Upper Paleozoic Coal–Measures in Linxing Area. *Coal Geology & Exploration*, 49(6): 46–57 (in Chinese with English abstract).
- 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. *AAPG Bulletin*, 96(6): 1071–1098. <https://doi.org/10.1306/08171111061>
- Loucks, R. G., Ruppel, S. C., 2007. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and Depositional Setting of a Deep–Water Shale–Gas Succession in the Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, 91(4): 579–601. <https://doi.org/10.1306/11020606059>
- Lu, Z. Y., He, Z. L., Yu, C., et al., 2021. Characteristics of Shale Gas Enrichment in Tectonically Complex Regions—A Case Study of the Wufeng–Longmaxi Formations of Lower Paleozoic in Southeastern Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 42(1): 86–97 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Y. S., Li, M. W., Cai, X. Y., et al., 2020. Mechanisms and Exploitation of Deep Marine Petroleum Accumulations in China: Advances, Technological Bottlenecks and Basic Scientific Problems. *Oil & Gas Geology*, 41(4): 655–672, 683 (in Chinese with English abstract).
- Mandelbrot, B. B., 1982. *Fractal Geometry of Nature*. W. H. Freeman, New York.
- Qiu, N. S., Feng, Q. Q., Teng, G., et al., 2020. Yanshanian–Himalayan Differential Tectono–Thermal Evolution and Shale Gas Preservation in Dingshan Area, Southeastern Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 41(12): 1610–1622 (in Chinese with English abstract).
- Qiu, Z., Liu, B., Dong, D., et al., 2020. Silica Diagenesis in the Lower Paleozoic Wufeng and Longmaxi Formations in the Sichuan Basin, South China: Implications for Reservoir Properties and Paleoproductivity. *Marine and Petroleum Geology*, 121: 104594. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104594>
- Rao, S., Yang, Y. N., Hu, S. B., et al., 2022. Thermal Evolution History and Shale Gas Accumulation Signifi-

- cance of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southwest Sichuan Basin. *Earth Science*, 47(11): 4319–4335(in Chinese with English abstract).
- Ross, D. J. K., Bustin, R. M., 2008. Characterizing the Shale Gas Resource Potential of Devonian–Mississippian Strata in the Western Canada Sedimentary Basin: Application of an Integrated Formation Evaluation. *AAPG Bulletin*, 92(1): 87–125. <https://doi.org/10.1306/09040707048>
- Sun, H. Q., Mašin, D., Najser, J., et al., 2020. Fractal Characteristics of Pore Structure of Compacted Bentonite Studied by ESEM and MIP Methods. *Acta Geotechnica*, 15(6): 1655–1671. <https://doi.org/10.1007/s11440-019-00857-z>
- Sun, Z.L., Wang, F.R., Han, Y.J., et al., 2022. Characterization and Evaluation of Fractal Dimension of Intersalt Shale Oil Reservoirs in Qianjiang Depression. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 41(4): 125–137 (in Chinese with English abstract).
- Sun, M.D., Zhang, L.H., Hu, Q.H., et al., 2019. Pore Connectivity and Water Accessibility in Upper Permian Transitional Shales, Southern China. *Marine and Petroleum Geology*, 107: 407–422. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.05.035>
- Tang, J.G., Wang, K.M., Qin, D.C., et al., 2021. Tectonic Deformation and Its Constraints to Shale Gas Accumulation in Nanchuan Area, Southeastern Sichuan Basin. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 40(5): 11–21 (in Chinese with English abstract).
- Tatler, M., Erdem–Şenatarlar, A., 1999. Method to Evaluate the Fractal Dimensions of Solid Adsorbents. *The Journal of Physical Chemistry B*, 103(21): 4360–4365. <https://doi.org/10.1021/jp983179x>
- Thommes, M., Kaneko, K., Neimark, A. V., et al., 2015. Physisorption of Gases, with Special Reference to the Evaluation of Surface Area and Pore Size Distribution (IUPAC Technical Report). *Pure and Applied Chemistry*, 87(9/10): 1051–1069. <https://doi.org/10.1515/pac-2014-1117>
- Wang, C., Dong, T., Jiang, S., et al., 2022. Vertical Heterogeneity and the Main Controlling Factors of the Upper Ordovician–Lower Silurian Wufeng–Longmaxi Shales in the Middle Yangtze Region. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 41(3): 108–121(in Chinese with English abstract).
- Wang, H.K., Lü, X.X., Wang, Y.M., et al., 2018. The Reservoir Characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in Western Hubei. *Natural Gas Geoscience*, 29(3): 415–423 (in Chinese with English abstract).
- Wang, S.F., Zou, C.N., Dong, D.Z., et al., 2014. Biogenic Silica of Organic–Rich Shale in Sichuan Basin and Its Significance for Shale Gas. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 50(3): 476–486 (in Chinese with English abstract).
- Wang, X. Q., Zhu, Y. M., Wang, Y., 2020. Fractal Characteristics of Micro– and Mesopores in the Longmaxi Shale. *Energies*, 13(6): 1349. <https://doi.org/10.3390/en13061349>
- Wang, Y.M., Li, X.J., Wang, H., et al., 2020. Prediction of Organic Matter Carbonization Zones for Lower Silurian Longmaxi Formation in Middle–Upper Yangtze Region. *Natural Gas Geoscience*, 31(2): 151–162 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z.M., Jiang, Y.Q., Fu, Y.H., et al., 2022. Characterization of Pore Structure and Heterogeneity of Shale Reservoir from Wufeng Formation–Sublayers Long–11 in Western Chongqing Based on Nuclear Magnetic Resonance. *Earth Science*, 47(2): 490–504 (in Chinese with English abstract).
- Washburn, E. W., 1921. The Dynamics of Capillary Flow. *Physical Review*, 17(3): 273–283. <https://doi.org/10.1103/physrev.17.273>
- Wu, J., Chen, X. Z., Liu, W. P., et al., 2022. Fluid Activity and Pressure Evolution Process of Wufeng–Longmaxi Shales, Southern Sichuan Basin. *Earth Science*, 47(2): 518–531 (in Chinese with English abstract).
- Wu, L. Y., Hu, D. F., Lu, Y. C., et al., 2016. Advantageous Shale Lithofacies of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Fuling Gas Field of Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(2): 189–197 (in Chinese with English abstract).
- Xu, J., Guo, W.H., Liu, H.T., et al., 2021. Micro–Pore Structure Characteristics and Quantitative Characterization of Silurian Longmaxi Shale in Western Hubei and Hunan Areas. *Natural Gas Geoscience*, 32(4): 611–622 (in Chinese with English abstract).
- Xu, S., Hao, F., Shu, Z., et al., 2020. Pore Structures of Different Types of Shales and Shale Gas Exploration of the Ordovician Wufeng and Silurian Longmaxi Successions in the Eastern Sichuan Basin, South China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 193: 104271. <https://doi.org/>

- 10.1016/j.jseaeas.2020.104271
- Yang, R., He, S., Hu, Q., et al., 2017. Applying SANS Technique to Characterize Nano-Scale Pore Structure of Longmaxi Shale, Sichuan Basin (China). *Fuel*, 197: 91–99. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.02.005>
- Yang, R., He, S., Yi, J. Z., et al., 2016. Nano-Scale Pore Structure and Fractal Dimension of Organic-Rich Wufeng-Longmaxi Shale from Jiaoshiba Area, Sichuan Basin: Investigations Using FE-SEM, Gas Adsorption and Helium Pycnometry. *Marine and Petroleum Geology*, 70: 27–45. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.11.019>
- Yin, N., Xue, L.H., Jiang, C.F., et al., 2018. The Porous Evolution and Fractal Dimension of the Organic-Rich Shale at the Stage of Hydrocarbon Generation. *Natural Gas Geoscience*, 29(12): 1817–1828 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, C.L., Zhao, S.X., Zhang, J., et al., 2021. Analysis and Enlightenment of the Difference of Enrichment Conditions for Deep Shale Gas in Southern Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 32(2): 248–261 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, G.G., Lai, X.Y., 1988. Influence of Hemp Skin Effect on Mercury Injection Data. *Petroleum Exploration and Development*, 15(6): 80–82 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, N., He, M. C., Zhang, B., et al., 2016. Pore Structure Characteristics and Permeability of Deep Sedimentary Rocks Determined by Mercury Intrusion Porosimetry. *Journal of Earth Science*, 27(4): 670–676. <https://doi.org/10.1007/s12583-016-0662-z>
- Zhang, J.Z., Tang, Y.J., He, D.X., et al., 2020. Full-Scale Nanopore System and Fractal Characteristics of Clay-Rich Lacustrine Shale Combining FE-SEM, Nano-CT, Gas Adsorption and Mercury Intrusion Porosimetry. *Applied Clay Science*, 196: 105758. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2020.105758>
- Zhou, Z., Jiang, Z.X., Li, S.Z., et al., 2021. Biostratigraphic Characteristics of Black Graptolite Shale in Wufeng Formation and Longmaxi Formation in Jianshi Area of West Hubei. *Earth Science*, 46(2): 432–443 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C.N., Zhao, Q., Dong, D.Z., et al., 2017. Geological Characteristics, Main Challenges and Future Prospect of Shale Gas. *Natural Gas Geoscience*, 28(12): 1781–1796 (in Chinese with English abstract).
- Zou, J. P., Chen, W. Z., Yang, D. S., et al., 2019. Fractal Characteristics of the Anisotropic Microstructure and Pore Distribution of Low-Rank Coal. *AAPG Bulletin*, 103(6): 1297–1319. <https://doi.org/10.1306/11151817226>
- Zou, X.Y., Li, X.Q., Wang, Y., et al., 2022. Reservoir Characteristics and Gas Content of Wufeng-Longmaxi Formations Deep Shale in Southern Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 33(4): 654–665 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈居凯, 朱炎铭, 崔兆帮, 等, 2018. 川南龙马溪组页岩孔隙结构综合表征及其分形特征. *岩性油气藏*, 30(1): 55–62.
- 范存辉, 李虎, 钟城, 等, 2018. 川东南丁山构造龙马溪组页岩构造裂缝期次及演化模式. *石油学报*, 39(4): 379–390.
- 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等, 2020. 四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望. *天然气工业*, 40(5): 1–14.
- 何顺, 秦启荣, 范存辉, 等, 2019. 川东南丁山地区页岩气保存条件分析. *油气地质与采收率*, 26(2): 24–31.
- 胡伟光, 李发贵, 范春华, 等, 2019. 四川盆地海相深层页岩气储层预测与评价——以丁山地区为例. *天然气勘探与开发*, 42(3): 66–77.
- 胡忠贵, 秦鹏, 胡明毅, 等, 2018. 湘鄂西地区下寒武统水井沱组页岩储层分布及非均质性特征. *中国石油勘探*, 23(4): 39–50.
- 李乐, 刘爱武, 漆智先, 等, 2020. 潜江凹陷王场背斜潜四下段盐韵律层页岩储层孔隙结构特征. *地球科学*, 45(2): 602–616.
- 李志清, 王伟, 王晓明, 等, 2018. 页岩微米级孔隙结构分形特征研究. *工程地质学报*, 26(2): 494–503.
- 刘成, 丁万贵, 张健, 等, 2021. 临兴区块上古生界煤系页岩孔隙结构多尺度定性—定量综合表征. *煤田地质与勘探*, 49(6): 46–57.
- 卢志远, 何治亮, 余川, 等, 2021. 复杂构造区页岩气富集特征: 以四川盆地东南部丁山地区下古生界五峰组—龙马溪组为例. *石油与天然气地质*, 42(1): 86–97.
- 马永生, 黎茂稳, 蔡勋育, 等, 2020. 中国海相深层油气富集机理与勘探开发: 研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题. *石油与天然气地质*, 41(4): 655–672, 683.
- 邱楠生, 冯乾乾, 腾格尔, 等, 2020. 川东南丁山地区燕山期—喜马拉雅期差异构造—热演化与页岩气保存. *石油学报*, 41(12): 1610–1622.
- 饶松, 杨铁南, 胡圣标, 等, 2022. 川西南地区下寒武统筇竹

- 寺组页岩热演化史及页岩气成藏意义. 地球科学, 47(11): 4319—4335.
- 孙中良, 王芙蓉, 韩元佳, 等, 2022. 潜江凹陷盐间页岩油储层孔隙结构分形表征与评价. 地质科技通报, 41(4): 125—137.
- 汤济广, 汪凯明, 秦德超, 等, 2021. 川东南南川地区构造变形与页岩气富集. 地质科技通报, 40(5): 11—21.
- 王川, 董田, 蒋恕, 等, 2022. 中扬子地区上奥陶统一下志留统五峰组—龙马溪组页岩纵向非均质性及主控因素. 地质科技通报, 41(3): 108—121.
- 王宏坤, 吕修祥, 王玉满, 等, 2018. 鄂西下志留统龙马溪组页岩储集特征. 天然气地球科学, 29(3): 415—423.
- 王淑芳, 邹才能, 董大忠, 等, 2014. 四川盆地富有机质页岩硅质生物成因及对页岩气开发的意义. 北京大学学报(自然科学版), 50(3): 476—486.
- 王玉满, 李新景, 王皓, 等, 2020. 中上扬子地区下志留统龙马溪组有机质碳化区预测. 天然气地球科学, 31(2): 151—162.
- 王子萌, 蒋裕强, 付永红, 等, 2022. 基于核磁共振表征渝西地区五峰组—龙-11亚段页岩储层孔隙结构及非均质性. 地球科学, 47(2): 490—504.
- 吴娟, 陈学忠, 刘文平, 等, 2022. 川南五峰组—龙马溪组页岩流体活动及压力演化过程. 地球科学, 47(2): 518—531.
- 吴蓝宇, 胡东风, 陆永潮, 等, 2016. 四川盆地涪陵气田五峰组—龙马溪组页岩优势岩相. 石油勘探与开发, 43(2): 189—197.
- 徐洁, 郭维华, 刘皓天, 等, 2021. 湘鄂西地区志留系龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及定量表征. 天然气地球科学, 32(4): 611—622.
- 尹娜, 薛莲花, 姜呈馥, 等, 2018. 富有机质页岩生烃阶段孔隙演化及分形特征. 天然气地球科学, 29(12): 1817—1828.
- 张成林, 赵圣贤, 张鉴, 等, 2021. 川南地区深层页岩气富集条件差异分析与启示. 天然气地球科学, 32(2): 248—261.
- 张关根, 赖翔友, 1988. 麻皮效应对压汞资料的影响. 石油勘探与开发, 15(6): 80—82.
- 周志, 姜振学, 李世臻, 等, 2021. 鄂西建始地区五峰—龙马溪组黑色页岩生物地层特征. 地球科学, 46(2): 432—443.
- 邹才能, 赵群, 董大忠, 等, 2017. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景. 天然气地球科学, 28(12): 1781—1796.
- 邹晓艳, 李贤庆, 王元, 等, 2022. 川南地区五峰组—龙马溪组深层页岩储层特征和含气性. 天然气地球科学, 33(4): 654—665.