

DOI: 10.16788/j.hddz.32-1865/P.2024.06.002

引文格式: 刘桃, 廖圣兵, 邵威, 方朝刚, 章诚诚. 2025. 基于分形理论的下扬子地区孤峰组页岩孔隙结构研究[J]. 华东地质, 46(2): 238-251. (LIU T, LIAO S B, SHAO W, FANG C G, ZHANG C C. 2025. Research on the pore structure of Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area based on fractal theory [J]. East China Geology, 46(2): 238-251.)

基于分形理论的下扬子地区孤峰组页岩孔隙结构研究

刘桃, 廖圣兵, 邵威, 方朝刚, 章诚诚

(中国地质调查局南京地质调查中心, 江苏南京 210016)

摘要: 复杂的孔隙结构系统是制约页岩气富集成藏的主要因素, 但现有的孤峰组页岩孔隙结构研究尚较为薄弱。为明确下扬子地区孤峰组页岩储层的孔隙结构特征, 文章应用扫描电镜、高压压汞和氮气吸附等多种实验手段, 基于孔隙分形理论, 揭示了孤峰组页岩孔隙的多段分形特征, 建立了孤峰组页岩孔隙大小分类方案, 将孔隙按孔径大小划分为微孔($<2\text{ nm}$)、小孔($2\sim20\text{ nm}$)、中孔($20\sim50\text{ nm}$)、大孔($50\sim5\,000\text{ nm}$)及特大孔($>5\,000\text{ nm}$)等5类, 并讨论了不同类型孔隙的发育特征。研究结果显示, 孤峰组页岩储集空间类型多样, 主要包括有机质孔、矿物溶蚀孔及微裂缝等; 页岩孔径分布显示, 孤峰组页岩孔隙发育以小孔($2\sim20\text{ nm}$)为主, 平均体积分数达50.3%; 不同类型孔隙中, 20 nm 以下的微孔隙越发育, 则页岩孔隙系统的复杂程度越高, 吸附气赋存能力越强, 越有利于下扬子复杂构造区页岩气富集成藏。因此, 以发育小孔为主的孤峰组页岩具有良好的页岩气勘探前景。

关键词: 下扬子地区; 孤峰组页岩; 分形特征; 孔隙分类

中图分类号: P593; P624

文献标识码: A

文章编号: 2096-1871(2025)02-238-14

近年来, 随着非常规油气勘探理论的不断完善, 国内页岩气藏勘探开发取得了重大突破和飞速发展(金之钩等, 2021a, 2021b; 李佳玥等, 2024; 马永生等, 2022; 石刚等, 2023)。自2009年起, 先后建立了涪陵、长宁—威远和昭通3个国家级页岩气示范区(何佳伟等, 2023), 为我国页岩气增储上产、服务国家能源安全战略提供了有利支撑, 推动了页岩气勘探地质理论研究进入新的阶段。前人研究表明, 页岩储层的发育特征对于准确评价页岩气资源潜力具有重要意义(刘忠宝等, 2021; 王红岩等, 2021; 张梦琪等, 2019), 而复杂的孔喉结构系统影响着页岩储层油气的可动性及赋存状态(Tang et al., 2015; 陈洁, 2021; 姜振学等, 2020; 孙平等, 2023; 朱炎铭等, 2016), 是制约页岩气富集成藏的主要因素之一(Liu et al., 2017; Liu et al.,

2019; Zhang et al., 2019; 宋书伶等, 2023; 王晓明等, 2023)。因此, 厘清页岩孔隙的发育特征是页岩气资源潜力评价与成藏机理研究的前提。

目前, 页岩气藏的勘探研究工作主要集中于四川盆地及其周缘地区, 而海相页岩同样发育的下扬子地区研究工作则相对滞后, 页岩气勘探工作尚处于探索阶段, 暂未取得类似上扬子区的重大勘探突破(李建青等, 2021; 倪锋等, 2024), 但其良好的勘探前景可为页岩气增储上产提供新动力, 特别是以黑色富有机质页岩、硅质岩为主的孤峰组海相地层分布极为广泛, 具备良好的页岩气资源潜力(朱文博等, 2021)。为精细评价下扬子地区页岩气成藏潜力, 中国地质调查局南京地质调查中心在2019年度于安徽省安庆市望江县部署实施了皖望地1井(WWD-1)钻探工作, 并成功钻

* 收稿日期: 2024-06-11 修订日期: 2024-09-27 责任编辑: 石磊

基金项目: 中国地质调查局“无为—南陵地区盆地深部地质调查(编号: DD20243499)”和“苏皖地区页岩气资源调查评价(编号: DD20221662)”项目联合资助。

第一作者简介: 刘桃, 1994年生, 男, 工程师, 硕士, 主要从事油气地质研究工作。Email: 1115303614@qq.com。

通信作者简介: 邵威, 1988年生, 男, 工程师, 硕士, 主要从事页岩气地质研究工作。Email: 44252631@qq.com。

遇二叠纪孤峰组富有机质页岩,录井显示气测异常(廖圣兵等,2021),为下扬子地区二叠纪页岩气资源潜力评价打开了窗口。本文以WWD-1井钻探成果为基础,系统采集了该井孤峰组页岩岩心样品,借助扫描电子显微镜、高压压汞、气体吸附等实验手段,应用孔隙分形理论,建立孔隙大小分类方案,进一步明确孤峰组页岩的孔隙发育特征及影响因素,旨在丰富下扬子地区孤峰组页岩的地质认识,为该区下一步页岩气勘探工作提供理论依据。

1 区域地质背景

下扬子地区位于扬子地块东北缘,其西北以

郯庐断裂带与华北板块为界,东南以江山—绍兴断裂带与华夏地块为界,自古生代以来,该地区历经了多期地质构造事件的影响,遭受了多种地质作用的改造,整体具有构造复杂、变形强烈、岩浆活动剧烈等多期次改造的地质特征(李建青等,2021;朱文博等,2021)。二叠纪期间,下扬子地区基本处于连续下沉的海洋环境,广泛发育海相碎屑岩与碳酸盐岩;在中二叠世,下扬子地区相对海平面总体处于高位,除部分地区为水下低隆,沿江一带整体发育盆地相-深水陆棚相沉积(图1),有利于优质烃源岩的形成和保存(李建青等,2021),并沉积了一套以黑色富有机质页岩为主的孤峰组海相地层,为下扬子地区页岩气的生成提供了重要的物质基础。

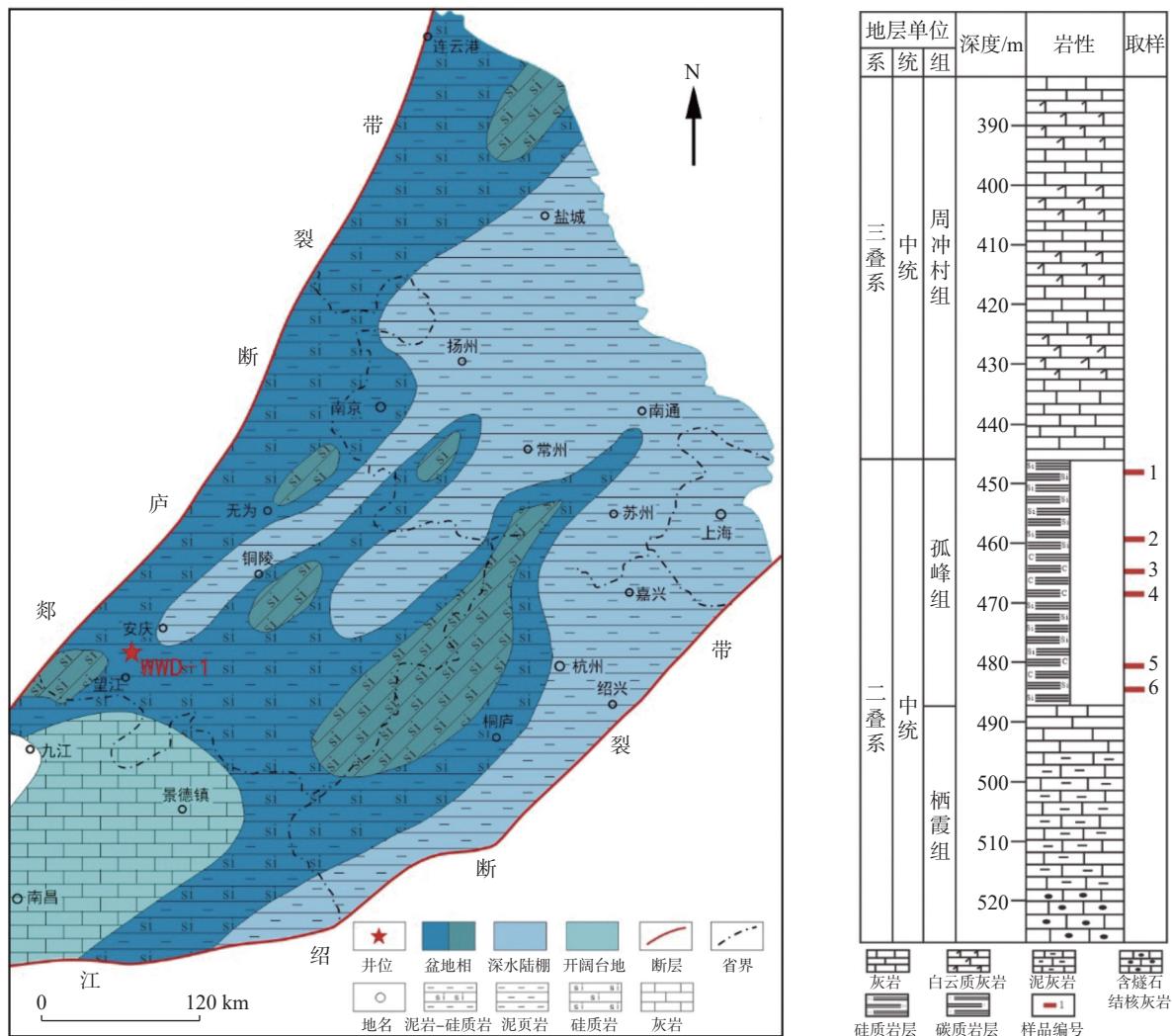


图1 下扬子地区二叠纪孤峰组岩相古地理图(a)及WWD-1井地层柱状图(b)(李建青等, 2021; 廖圣兵等, 2021)
Fig. 1 Lithofacies paleogeography of the Permian Gufeng Formation in the Lower Yangtze Region(a) and stratigraphic column of well WW-1(b) (Li et al., 2021; Liao et al., 2021)

2 样品采集与实验测试

孤峰组黑色页岩样品均采自 WWD-1 井岩心, 共计 6 块, 岩性为硅质页岩和碳质页岩, 取样深度及样品编号如图 1 所示。首先, 进行页岩有机地球化学和矿物组成分析, 有机地球化学分析主要包括有机质丰度(总有机碳 TOC)和热演化成熟度(镜质体反射率 Ro)的测定, 矿物组分分析则主要依据 X 射线衍射实验, 上述实验在四川省科源工程技术测试中心完成。其次, 为精确表征页岩的微观孔喉结构特征, 采用 ZEISS SIGMA 场发射扫描电子显微镜进行页岩孔隙形态、分布的观测, 该实验在中国石化华东油气分公司实验研究中心完成。最后, 开展孔隙结构定量评价, 主要依据的是高压压汞和低温氮气吸附实验, 在中国石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所实验研究中心完成实验, 高压压汞实验采用的仪器为 AUTOPORE IV 9520 型全自动压汞仪, 氮气吸附脱附实验采用仪器为 ASAP 2460 型微孔结构及比表面分析仪。各实验过程严格参照对应的实验标准进行, 以确保实验数据的准确合理, 其中总有机碳(TOC)参照《GB/T 19145—2003 沉积岩中总有机碳的测定》, 热演化成熟度(Ro)的测定参照《SY/T 5124—2012 沉积岩中镜质体反射率测定方法》, X 衍射实验参照《SY/T 5163—2018 沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物 X 射线衍射分析方法》, 扫描电镜实验参照《SY/T 5162—2014 岩石样品扫描电子显微镜分析方法》, 高压压汞实验参照《GB/T 29171—2012 岩石毛管压力曲线的测定》, 氮气吸附实验参照《GB/T 21650.2—2008 压汞法

和气体吸附法测定固体材料孔径分布和孔隙度第 2 部分: 气体吸附法分析介孔和大孔》。页岩最大吸附气含量表征主要借助 Rubotherm 等温吸附仪, 参照《NB/T 10117—2018 页岩甲烷等温吸附测定重量法》进行实验测定。

3 页岩有机地球化学与矿物组成

孤峰组页岩样品总有机碳(TOC)测试结果显示(表 1), 页岩样品的有机质丰度高, TOC 含量为 2.5%~8.2%, 平均值为 5.0% 左右, 属于优质烃源岩; 成熟度 Ro 值为 1.5%~1.8%, 表明有机质演化已经进入高成熟阶段, 完成了大量生烃。页岩的矿物组成以石英、碳酸盐矿物和黏土矿物为主(表 1), 含少量黄铁矿。其中, 石英平均含量为 46%, 碳酸盐矿物平均含量为 38%, 黏土矿物平均含量为 12%。

4 页岩孔隙发育类型

扫描电镜观察结果显示, 下扬子地区孤峰组页岩发育大量的有机孔隙、无机孔隙及微裂缝, 为页岩气赋存提供了储集空间。孤峰组页岩有机质孔隙十分发育, 多呈圆形-椭圆形, 少数呈狭长形, 孔径大小以纳米级为主, 多孤立分布于有机质内部(图 2(a)和图 2(b)); 无机孔隙以溶蚀孔隙及微裂缝为主, 如碳酸盐矿物表面发育大小不一的椭圆形溶蚀孔隙, 孤立分布于矿物内部, 溶蚀孔隙大小不一, 但单个孔隙的最大孔径明显优于有机质孔隙(图 2(c)和图 2(d)); 微裂缝是孤峰组页岩

表 1 下扬子地区孤峰组页岩 TOC 及矿物含量

Table 1 TOC and mineral composition contents of the Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area

样品编号	深度/m	TOC/%	Ro/%	矿物含量/%						
				石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	黏土矿物
样品 1	447	5.51	1.53	52	0	2	27	0	1	18
样品 2	459	5.56	1.64	58	0	0	9	2	6	25
样品 3	465	6.71	1.63	63	0	0	28	1	5	3
样品 4	468	4.89	1.65	58	0	0	29	2	2	9
样品 5	481	3.71	1.75	21	0	0	70	1	2	6
样品 6	483	3.33	1.77	25	0	0	55	7	3	10
平均值	—	4.95	1.66	46	0	0	36	2	3	12

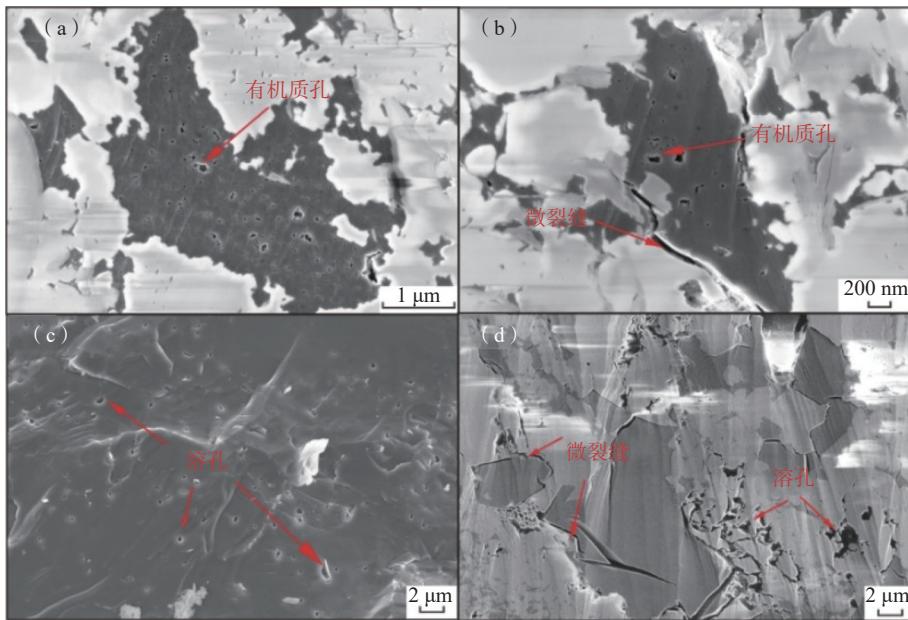


图2 孤峰组页岩孔隙类型

Fig. 2 Pore types of Gufeng Formation shale

孔隙类型的重要组成部分之一,其以矿物和有机质的收缩缝为主,主要发育于矿物颗粒和有机质边缘(图2(b)和图2(d))。

5 页岩孔隙分形特征

页岩孔隙具有明显的非均质性,从而发育复杂的孔隙网络系统。分形理论作为一种描述事物不规则程度的科学手段,对于不规则的几何形体具有很好的适用性,为定量表征页岩孔隙结构的复杂程度提供了一种有效途径。

5.1 分形维数计算方法

5.1.1 高压压汞法计算分形维数

高压压汞实验数据计算孔隙分形维数的模型已经得到验证(Kumar et al., 2019; Li et al., 2017; Mendhe et al., 2017; Wang et al., 2019),笔者采用前人研究提出的模型计算分形维数(Wang et al., 2019):

$$S_{Hg} = aPc^{-(2-D)}, \quad (1)$$

式中,进汞饱和度 S_{Hg} 可以表征如下:

$$S_{Hg} = \frac{V_{Hg}}{V_p}. \quad (2)$$

结合公式(1)和公式(2)得到进汞体积 V_{Hg} 与分形维数 D 的关系式:

$$V_{Hg} = \alpha P c^{-(2-D)}. \quad (3)$$

随后,作 $\log(V_{Hg})$ - $\log(Pc)$ 双对数关系曲线,获得线性曲线斜率 H,则可依据下式计算分形维数 D:

$$D = H + 2, \quad (4)$$

式中: S_{Hg} 为进汞饱和度,单位为%; Pc 为进汞压力,单位为 MPa; V_{Hg} 为进汞体积,单位为 ml/g; V_p 为孔隙体积,单位为 ml/g; a、 α 为常数。

5.1.2 氮气吸附法计算分形维数

氮气吸附计算分形维数主要采用基于 FHH 模型的分形维数计算方法(李文镖等,2019; 张岩等,2017),即:

$$\ln V = K \ln [\ln(Po/P)] + C. \quad (5)$$

基于国内外学者的相关研究,确定页岩分形维数 D 为:

$$D = K + 3. \quad (6)$$

通过公式(5)作 $\ln V$ 与 $\ln[\ln(Po/P)]$ 的双对数曲线,可拟合得到曲线斜率 K,再利用公式(6)确定页岩孔隙分形维数。上述公式中: P 为平衡压力,单位为 MPa; Po 为饱和蒸汽压力,单位为 MPa; V 为平衡压力为 P 时的氮气吸附量,单位为 mL/g; C、K 为常数; D 为计算出的分形维数。

5.2 高压压汞法孔隙分形特征

如图3所示,孤峰组页岩的高压压汞进汞曲线揭示,在低压阶段(<10 Mpa),进汞增量并不明

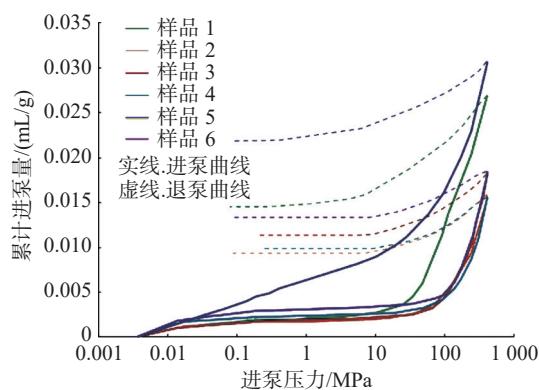


图3 孤峰组页岩高压压汞进汞-退汞曲线

Fig. 3 High pressure mercury injection and removal curves of Gufeng Formation shale

显;进入高压阶段(>10 MPa)后,进汞量开始迅速陡升,进汞曲线整体呈下凹形态,表明页岩储层主

要发育微纳孔隙,大孔隙的发育规模较小。退汞曲线显示早期退汞量相对较大,后逐渐趋于平缓,表明页岩孔隙具备一定的连通性,但由于微纳孔隙占较大比重,孔隙的系统连通性有限。

借助高压压汞数据可进一步获取孔隙的分形特征,如图4所示,孤峰组页岩孔隙高压压汞分形曲线可分为3段,按照进汞压力由小到大计算3段分形维数,分别定义为 $D_{\text{MICP-1}}$ 、 $D_{\text{MICP-2}}$ 、 $D_{\text{MICP-3}}$,3段曲线拟合相关系数 $R^2 > 0.9$,具备良好的分形性质。如表2所示,统计3段分形曲线分界点所对应的孔径,明确了3段分形曲线对应的孔径范围分别为 $>5 \mu\text{m}$ 、 $5 \sim 0.05 \mu\text{m}$ 以及 $<0.05 \mu\text{m}$ 。其中 $>5 \mu\text{m}$ 孔径段的分形维数 $D_{\text{MICP-1}}$ 为 $2.13 \sim 2.39$; $5 \sim 0.05 \mu\text{m}$ 孔径段的分形维数 $D_{\text{MICP-2}}$ 为 $2.04 \sim$

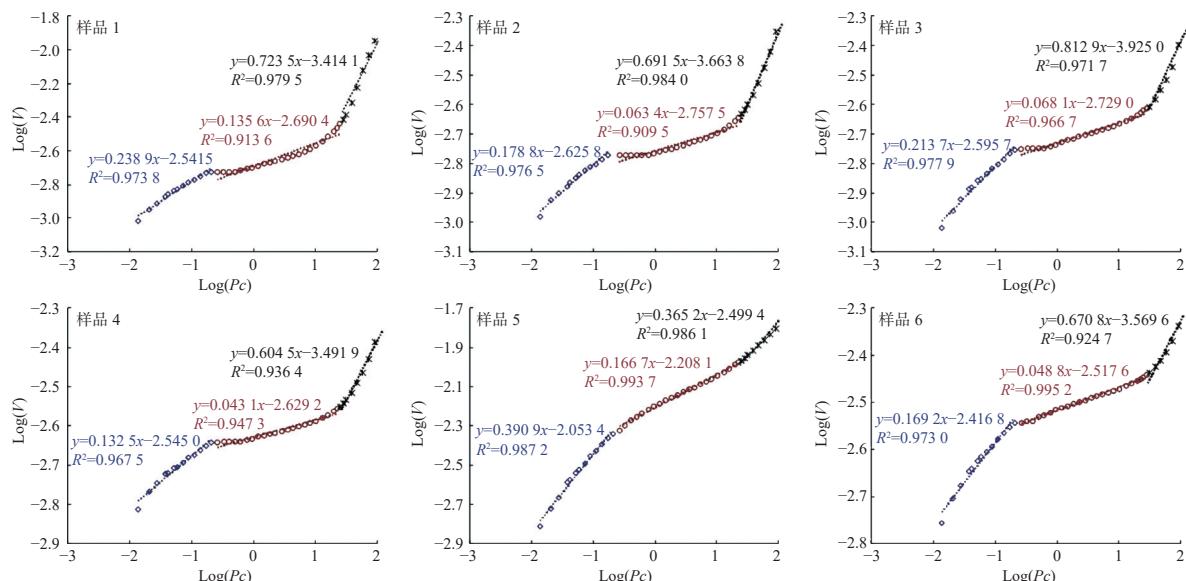


图4 孤峰组页岩高压压汞分形曲线

Fig. 4 High pressure mercury intrusion fractal curves of Gufeng Formation shale

表2 孤峰组页岩高压压汞分形维数

Table 2 Fractal dimension of high-pressure mercury intrusion in Gufeng Formation shale

样品编号	第1段分形		第2段分形		第3段分形		拐点直径/ μm	
	$D_{\text{MICP-1}}$	R^2	$D_{\text{MICP-2}}$	R^2	$D_{\text{MICP-3}}$	R^2	r_{1-2}	r_{2-3}
样品1	2.238 9	0.973 8	2.135 6	0.913 6	2.723 5	0.979 5	4.72~6.05	0.045~0.050
样品2	2.178 8	0.976 5	2.063 4	0.909 5	2.691 5	0.984 0	4.67~7.25	0.050~0.055
样品3	2.213 7	0.977 9	2.068 1	0.966 7	2.812 9	0.971 7	4.77~6.05	0.047~0.052
样品4	2.132 5	0.967 5	2.043 1	0.947 3	2.604 5	0.936 4	4.77~6.05	0.050~0.056
样品5	2.390 9	0.987 2	2.166 7	0.993 7	2.365 2	0.986 1	4.60~6.05	0.050~0.055
样品6	2.169 2	0.973 0	2.048 8	0.995 2	2.670 8	0.924 7	4.59~6.05	0.047~0.052

2.17; $<0.05 \mu\text{m}$ 孔径段的分形维数 $D_{\text{MICP-3}}$ 为 2.37~2.81。高压压汞曲线分形特征揭示,孤峰组页岩中 0~50 nm 的孔隙更容易形成较复杂的孔隙网络。

5.3 FHH 法孔隙分形特征

低温氮气吸附-脱附曲线揭示(图 5),页岩样品在低比压区($0 < P/P_o < 0.5$)吸附量增长缓慢,吸附-脱附可逆,表征微孔单层吸附;在中高比压区($0.5 < P/P_o < 0.9$),由于介孔的多层吸附,吸附量快速增加,吸附-脱附不可逆,形成迟滞回环,迟滞回环存在明显的下沉拐点,表明存在细颈广体的墨水瓶形孔隙;在相对压力为 0.9~1 时,吸附量陡增,但未达饱和,表明存在一定量的大孔,并发

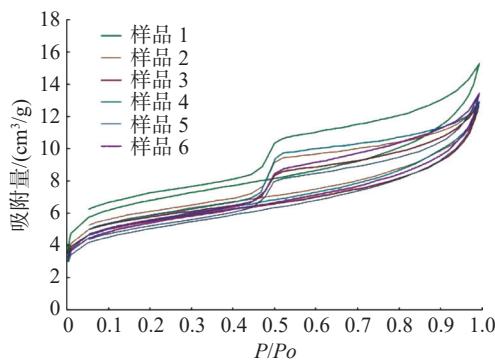


图5 孤峰组页岩低温氮气吸附-脱附曲线

Fig. 5 Low temperature N_2 adsorption-desorption isotherms curves of Gufeng Formation shale

生毛细凝聚现象。

应用 FHH 法表征孔隙分形特征,如图 6 所示,基于氮气吸附曲线得到的分形维数可分为 3 段,即 $0 < P/P_o < 0.5$ 、 $0.5 < P/P_o < 0.9$ 及 $0.9 < P/P_o < 1$,依据 Kelvin 方程(李文镖等,2019)计算可知 $P/P_o=0.5$ 和 $P/P_o=0.9$ 对应的孔隙直径分别为 2 nm 和 20 nm 左右。因此,3 段分形维数也可以反映直径 $<2 \text{ nm}$ 、 $2 \sim 20 \text{ nm}$ 和 $>20 \text{ nm}$ 的不同类型孔隙分形特征。为便于区分,笔者将上述 3 段分形曲线所得分形维数分别记为 $D_{\text{FHH-1}}$ 、 $D_{\text{FHH-2}}$ 和 $D_{\text{FHH-3}}$ 。

通过拟合孤峰组页岩 $\ln V$ 与 $\ln [\ln (P_o/P)]$ 双对数曲线,借助公式(5)和公式(6)计算得到 3 段相对压力区间的孔隙分形维数 $D_{\text{FHH-1}}$ 、 $D_{\text{FHH-2}}$ 和 $D_{\text{FHH-3}}$,3 段分形曲线拟合相关系数 R^2 均高于 0.9,表明该页岩具有较好的孔隙分形性质。如表 3 所示,页岩孔隙分形维数 $D_{\text{FHH-1}}$ 为 2.64~2.69,分形维数 $D_{\text{FHH-2}}$ 为 2.80~2.83,分形维数 $D_{\text{FHH-3}}$ 为 2.86~2.91,且 $D_{\text{FHH-3}} > D_{\text{FHH-2}} > D_{\text{FHH-1}}$,表明在氮气吸附表征的孔径范围内,孤峰组页岩孔喉结构的复杂程度随孔径的增加而增加。

6 讨论

6.1 孤峰组页岩孔隙大小分类及孔径分布

分形维数可以有效地反映不同类型孔隙的复

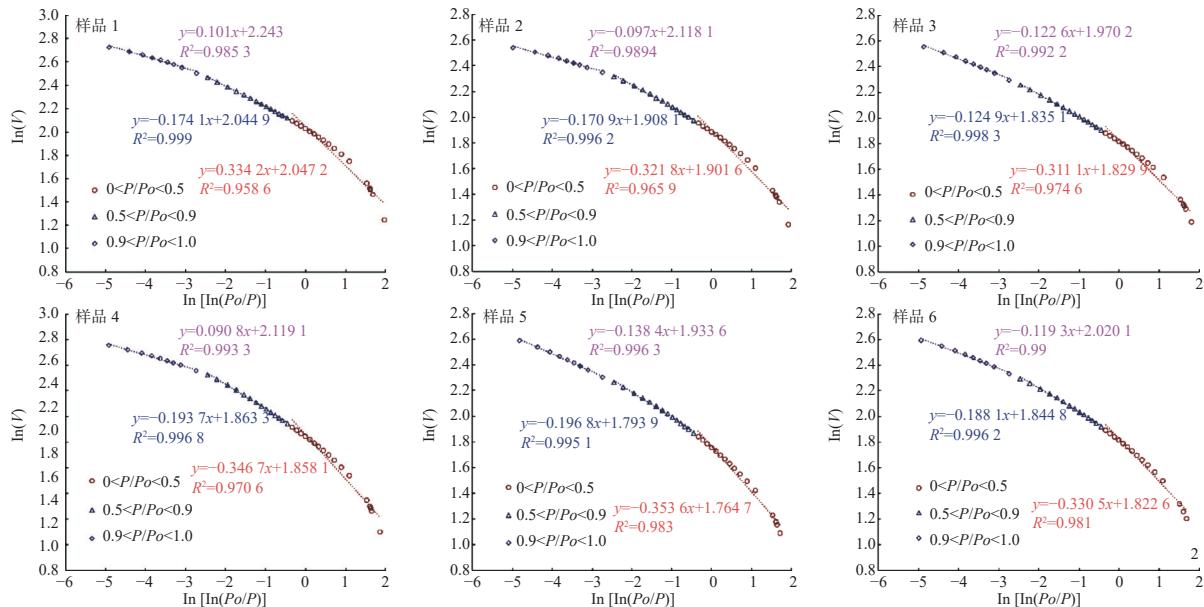


图6 孤峰组页岩 N_2 吸附分形曲线

Fig. 6 Fractal curve of N_2 adsorption in Gufeng Formation shale

表3 孤峰组页岩N₂吸附分形维数
Table 3 Fractal dimension of N₂ adsorption in Gufeng Formation shale

样品编号	0 < P/Po < 0.5			0.5 < P/Po < 0.9			0.9 < P/Po < 1		
	K ₁	R ²	D _{FHH-1}	K ₂	R ²	D _{FHH-2}	K ₃	R ²	D _{FHH-3}
样品1	-0.334 2	0.958 6	2.665 8	-0.174 1	0.999 0	2.825 9	-0.101 0	0.985 3	2.899 0
样品2	-0.321 8	0.965 9	2.678 2	-0.170 9	0.996 2	2.829 1	-0.087 0	0.989 4	2.913 0
样品3	-0.311 1	0.974 6	2.688 9	-0.174 4	0.998 3	2.825 6	-0.122 6	0.992 2	2.877 4
样品4	-0.346 7	0.970 6	2.653 3	-0.193 7	0.996 8	2.806 3	-0.090 8	0.993 3	2.909 2
样品5	-0.353 6	0.983 0	2.646 4	-0.196 8	0.995 1	2.803 2	-0.138 4	0.996 3	2.861 6
样品6	-0.330 5	0.981 0	2.669 5	-0.188 1	0.996 2	2.811 9	-0.119 3	0.990 0	2.880 7

杂程度(Wang et al., 2019; 李文镖等, 2019; 张岩等, 2017), 对于指导页岩孔隙分类具有重要意义。孤峰组页岩高压压汞与氮气吸附实验结果均具有多段分形的特征, 其中高压压汞实验3段分形曲线拐点对应的孔隙直径分别为0.05 μm和5 μm, 氮气吸附实验3段分形维数拐点对应的孔隙直径分别为2 nm和20 nm, 故综合高压压汞与氮气吸附分形特征, 将孤峰组页岩孔隙依据分形拐点对应的孔径大小划分为5类: 微孔(<2 nm)、小孔(2~20 nm)、中孔(20~50 nm)、大孔(50~5 000 nm)及特大孔(>5 000 nm)。

不同实验手段表征的孔径范围有时存在明显差异, 前人研究结果表明, 以高压压汞数据表征孔径>50 nm、低温氮气吸附数据表征孔径2~50 nm以及二氧化碳吸附数据表征孔径<2 nm的孔隙最为准确(俞雨溪等, 2020)。因此, 笔者综合利用上述3种实验方法实现了对下扬子孤峰组页岩孔隙的全孔径表征, 并结合上述孔隙分类结果, 刻画了不同类型孔隙的发育特征。如图7所示, 页岩储层微孔区间孔径分布峰值主要位于0.4~0.7 nm; 小孔区间孔径分布峰值主要位于2~4 nm和10~15 nm; 中孔区间无明显峰值, 孔隙体积分数随孔径增加而逐渐降低; 大孔区间孔径分布峰值为50~100 nm和1~5 μm; 特大孔主要发育于>100 μm的范围。不同类型孔隙的差异发育导致了孔隙系统的复杂性, 统计显示(表4), 孤峰组页岩微孔体积分数为8.5%~21.5%, 平均值为17.3%; 小孔体积分数为39.3%~54.9%, 平均值为50.3%; 中孔体积分数为10.6%~15.2%, 平均值为12.9%; 大孔体积分数为2.8%~23.5%, 平均值为7.5%; 特大孔体积分数为8.5%~18.0%, 平均值为11.9%。综合分析认为,

孤峰组页岩孔隙发育以小孔(2~20 nm)为主, 微孔次之, 中孔、大孔及特大孔则对孔隙体积的贡献相对较小。

6.2 不同类型孔隙对页岩孔隙系统复杂程度的影响

分形维数是反映孔喉系统复杂程度的重要参数, 由于高压压汞与氮气吸附实验结果所计算的多段分形维数仅能体现一定孔径范围的孔隙复杂程度, 为表征孤峰组页岩孔隙的总体复杂程度, 笔者借鉴前人提出的总分形维数计算思路(Li et al., 2017), 依据不同类型孔隙含量加权平均计算出了孤峰组页岩孔隙的总分形维数D_T; 根据高压压汞与氮气吸附的有效孔径表征区间, 前者主要表征孔径>50 nm的孔隙分形特征, 后者则主要表征孔径<50 nm的孔隙分形特征, 总分形维数D_T计算公式如下:

$$D_T = D_{FHH-1} \frac{V_{\text{微孔}}}{V_{\text{总}}} + D_{FHH-2} \frac{V_{\text{小孔}}}{V_{\text{总}}} + D_{FHH-3} \frac{V_{\text{中孔}}}{V_{\text{总}}} + D_{MICP-2} \frac{V_{\text{大孔}}}{V_{\text{总}}} + D_{MICP-1} \frac{V_{\text{特大孔}}}{V_{\text{总}}}, \quad (7)$$

式中: V_总 = V_{微孔} + V_{小孔} + V_{中孔} + V_{大孔} + V_{特大孔}。

利用公式(7)计算总分形维数D_T, 结果显示孤峰组页岩总分形维数D_T为2.57~2.73。与不同类型孔隙发育相关性分析显示: 微孔、小孔的发育是导致孔隙结构复杂的主要因素, 而大孔、特大孔的发育则可有效降低孔隙结构的复杂程度; 中孔则与总分形维数呈弱正相关性(图8(a)和图8(b))。由此可见, 孔径<20 nm的微孔、小孔对孤峰组页岩孔隙总分形维数的影响尤为显著, 可极大地增强页岩孔隙系统的复杂程度。

不同类型孔隙的发育受控于有机质含量和无

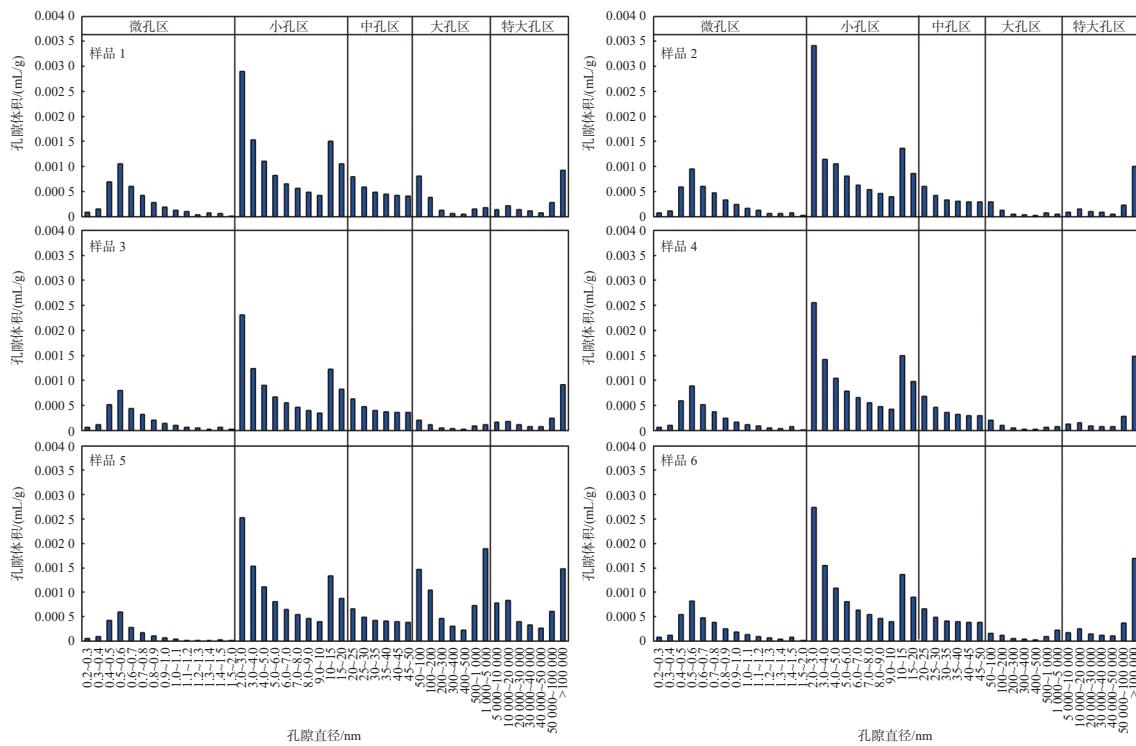


图7 孤峰组页岩不同类型孔隙孔径分布图

Fig. 7 Distribution of different types of pore size in Gufeng Formation shale

表4 孤峰组页岩不同类型孔隙体积分数

Table 4 Different types of pore volume fractions in Gufeng Formation shale

样品编号	孔隙体积分数/%				
	微孔	小孔	中孔	大孔	特大孔
样品1	19.0	50.2	14.3	8.0	8.5
样品2	21.5	54.9	11.6	3.3	8.7
样品3	18.5	52.3	15.1	3.7	10.4
样品4	18.8	53.9	12.6	2.8	11.8
样品5	8.5	39.3	10.6	23.5	18.0
样品6	17.6	51.4	13.4	3.6	14.0
平均值	17.3	50.3	12.9	7.5	11.9

机矿物组分变化。如图8所示,有机质含量越高,总分形维数越接近3,页岩孔隙系统的复杂程度越高(图8(c)),主要原因在于有机质孔隙是页岩孔隙的主要组成部分,仅赋存于有机质内部,有机质作为孤峰组微纳米孔隙的主要赋存载体,共同影响着页岩孔隙系统的复杂程度。黏土矿物含量与总分形维数相关性并不明显(图8(d)),分析认为孤峰组页岩黏土矿物含量不高(平均值为12%),黏土矿物提供的晶间孔隙有限,故而对于孔隙系统复杂程度的影响较弱。对于孤峰组生物成因硅

质岩、硅质页岩而言,石英含量增加意味着有机质含量升高,从而为纳米级孔隙的发育提供更多的赋存场所,有效地增加了孔隙系统的复杂程度(图8(e))。碳酸盐矿物的发育可一定程度上降低页岩孔隙总分形维数(图8(f)),主要原因在于碳酸盐矿物是溶蚀孔隙的主要赋存场所,溶蚀孔隙以椭圆形为主,孔径相对较大,孔隙复杂程度相对较低。作为页岩孔隙发育的载体,矿物及有机质越有利于微小孔隙发育,则对孔隙系统复杂程度的影响越大。

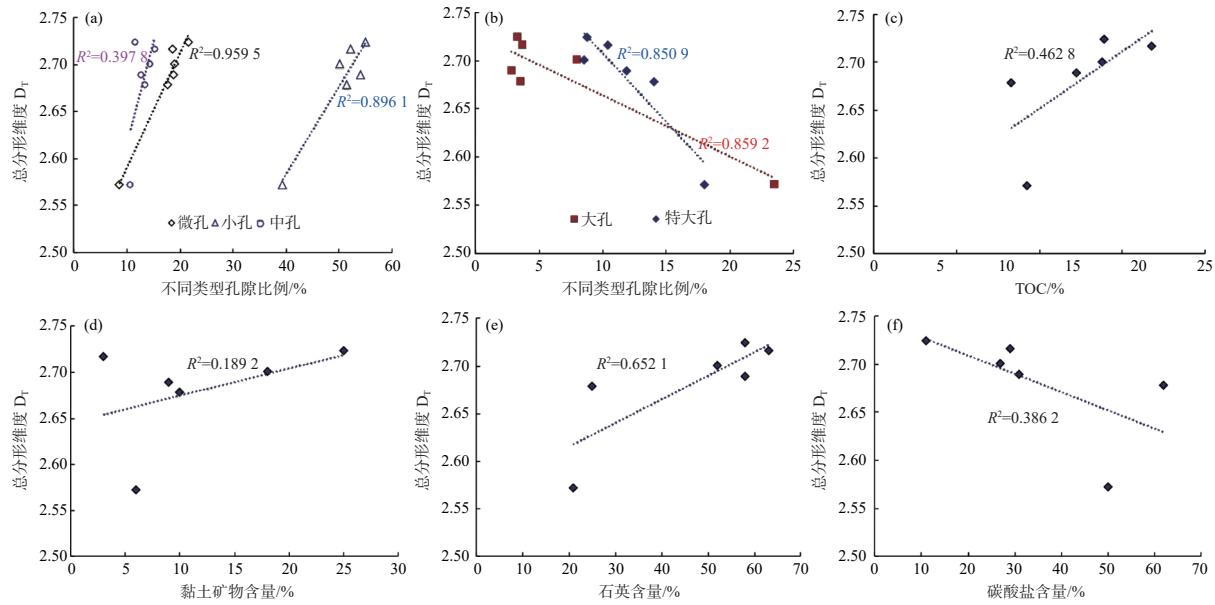


图8 孤峰组页岩总分形维数与孔隙发育(a)(b)、矿物组分(d)(e)(f)、TOC(c)的相关性分析

Fig. 8 Correlation between the total fractal dimension of Gufeng Formation shale and pore development (a) (b), mineral composition (d) (e) (f) and TOC(c)

6.3 孔隙网络复杂程度对页岩气富集的影响

吸附气是页岩气最主要的赋存状态之一, 吸附气量也是气井能否稳产的重要因素之一。前人研究表明, 吸附气量与比表面积密切相关(姜振学等, 2016)。如图9(a)所示, 孤峰组页岩孔径<20 nm的微孔、小孔的体积与比表面积具有一定的正相关性, 可见微孔、小孔为页岩气吸附提供了主要的赋存场所; 大孔与特大孔则对页岩比表面积贡献相对较弱(图9(b)), 不利于吸附气的赋存; 中孔含量与比表面积相关性不强, 可见中孔是孔隙系统吸附性能转变的过渡区。孤峰组页岩有机质含量高, 可为页岩储层提供大量的纳米孔隙, 极大增加了页岩孔隙系统的总体复杂程度, 为页岩气吸附提供了更大的比表面积和更多的吸附点位

(图9(c)), 有效增强了页岩孔隙的吸附能力, 有利于吸附气的赋存。

为进一步研究孤峰组页岩吸附气的赋存特征, 本文选取了总孔体积相近的2个典型页岩样品进行甲烷等温吸附实验, 测定了甲烷吸附曲线(图10)。实验结果显示, 样品2与样品4的甲烷绝对吸附量 V_{abs} (最大吸附量)分别为3.17 cm³/g和2.93 cm³/g。通过对比两者的孔隙发育特征(表4), 明确了样品2的微孔和小孔(孔径<20 nm)的体积分数均高于样品4, 且样品2的总分形维数为2.724, 同样高于样品4(总分形维数 $D_T=2.689$)。由此可见, 对于总孔体积相近的样品, 孔径<20 nm的微孔隙体积分数占比越高, 页岩孔隙系统复杂程度越高, 越有利于吸附气的赋存, 复杂的纳米级

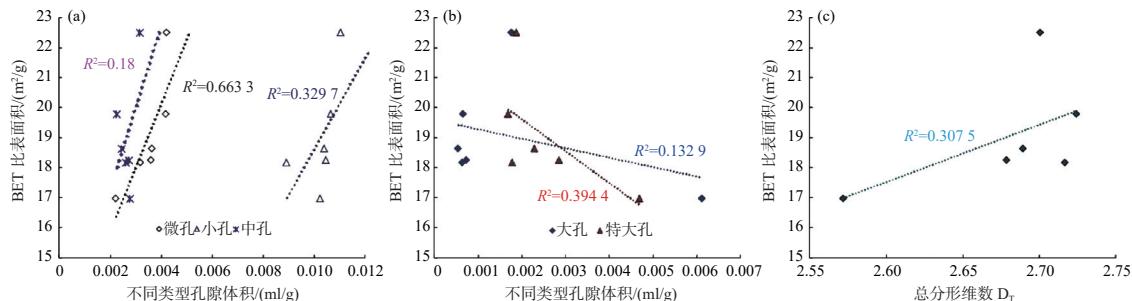


图9 孤峰组页岩孔隙分布与BET比表面积的相关性

Fig. 9 Correlation between pore distribution and BET specific surface area of Gufeng Formation shale

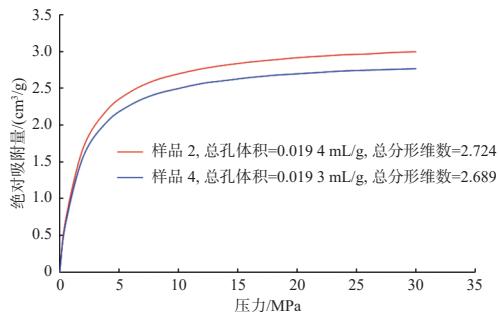


图10 孤峰组页岩甲烷等温吸附曲线

Fig. 10 Methane isotherm adsorption curve of Gufeng Formation shale

孔隙网络是吸附气大量赋存的地质基础。

下扬子地区孤峰组发育有高品质的富有机质页岩,可为页岩气成藏提供充足的烃类来源;但下扬子地区经历多期构造运动,能否有效保存是页岩气能否富集的关键(李建青等,2021;刘桃等,2023;王佳龙等,2020;吴通等,2020;殷启春等,2020;俞凌杰等,2016;赵可英和牟凯,2023)。另一方面,在保存条件一定的情况下,页岩气的抗逸散能力对于总含气量具有重要影响(刘桃等,2022;饶勇等,2023;唐令等,2018;魏志红,2015),而吸附气的赋存可有效防止页岩气的逸散,有利于提升页岩储层总含气量。下扬子地区孤峰组页岩储层主要发育以小孔($2\sim20\text{ nm}$)为主的复杂孔隙网络,为吸附气赋存提供了优势条件,这对于下扬子复杂构造区的页岩气勘探开发具有重要意义。综上,孤峰组页岩具备良好的勘探前景,但鉴于其尚未取得重大突破,今后可与已取得突破的五峰组—龙马溪组加强对比研究,在相互印证中进一步厘定有利勘探靶区。

7 结论

(1)孤峰组页岩孔隙发育类型多样,具备多重分形特征,分形曲线拐点对应的孔径分别为 2 nm 、 20 nm 、 50 nm 和 $5\,000\text{ nm}$;依据分形拐点对应的孔径大小可将孔隙类型划分为微孔($<2\text{ nm}$)、小孔($2\sim20\text{ nm}$)、中孔($20\sim50\text{ nm}$)、大孔($50\sim5\,000\text{ nm}$)及特大孔($>5\,000\text{ nm}$)等5类。

(2)孤峰组页岩主要发育纳米级孔隙网络系统,小孔($2\sim20\text{ nm}$)是孔隙空间的主要贡献者,平均体积分数达50.3%;微孔、中孔、大孔及特大孔

对孔隙体积的贡献率相对较低。

(3)以发育小孔为主的孤峰组页岩,孔隙系统的复杂程度高,可有效增强页岩气吸附能力、提高页岩储层自封闭性,有利于下扬子复杂构造区页岩气富集成藏。

References

- CHEN J. 2021. Pore structure characteristics of shale in Early Cambrian Niutitang Formation in Fenggang area, Guizhou Province[J]. East China Geology, 42(3): 359-366(in Chinese with English abstract).
- HE J W, XIE Y, LIU J Q, HE L. 2023. Geological characteristics of ultra-deep Longmaxi Formation shale reservoirs in the southwest margin of Sichuan Basin: case study of Leibo block in Zhaotong National Shale Gas Demonstration area. Natural Gas Geoscience, 34(7): 1260-1273 (in Chinese with English abstract).
- JIANG Z X, LI T W, GONG H J, JIANG T, CHANG J Q, NING C X, SU S Y, CHEN W T. 2020. Characteristics of low-mature shale reservoirs in Zanhua sag and their influence on the mobility of shale oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 41(12): 1587-1600 (in Chinese with English abstract).
- JIANG Z X, TANG X L, LI Z, HUANG H X, YANG P P, YANG X, LI W B, HAO J. 2016. The whole-aperture pore structure characteristics and its effect on gas content of the Longmaxi Formation shale in the southeastern Sichuan basin[J]. Earth Science Frontiers, 23(2): 126-134 (in Chinese with English abstract).
- JIN Z J, WANG G P, LIU G X, GAO B, LIU Q Y, WANG H L, LIANG X P, WANG R Y. 2021b. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 42(7): 821-835 (in Chinese with English abstract).
- JIN Z J, ZHU R K, LIANG X P, SHEN Y Q. 2021a. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 48(6): 1276-1287 (in Chinese with English abstract).
- KUMAR S, MENDHE V A, KAMBLE A D, VARMA A K, MISHRA D K, BANNERJEE M, BURAGOHAIN J, PRASAD A K. 2019. Geochemical attributes, pore structures and fractal characteristics of Barakar shale deposits of Mand-Raigarh Basin, India[J]. Marine and Petroleum Geology, 103: 377-396.
- LI J Y, LI W B, ZHANG P F, CHEN G H, WANG J, LIU L Q.

2024. Isotope fractionation during the formation-decomposition of natural gas hydrate and its energy-environmental implications[J]. *East China Geology*, 45(4): 387-401 (in Chinese with English abstract).
- LI W B, LU S F, LI J Q, ZHANG P F, CHEN C, WANG S Y. 2019. The coupling relationship between material composition and pore microstructure of southern China marine shale[J]. *Natural Gas Geoscience*, 30(1): 27-38 (in Chinese with English abstract).
- LI J Q, ZHANG C C, HUANG Z Q, FANG C G, WU T, SHAO W, ZHOU D R, TENG L, WANG Y J, HUANG N. 2021. Discovery of overpressure gas reservoirs in the complex structural area of the Lower Yangtze and its key elements of hydrocarbon enrichment[J]. *Geological Bulletin of China*, 40(4): 577-585 (in Chinese with English abstract).
- LI P, ZHENG M, BI H, WU S T, WANG X R. 2017. Pore throat structure and fractal characteristics of tight oil sandstone: a case study in the Ordos Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 149: 665-674.
- LIAO S B, SHI G, LI J Q, ZHEN H J, ZHOU D R, WANG C Z, HUANG N. 2021. Shale gas drilled by well WWD1 in the Wangjiang area of Anhui Province[J]. *Geology in China*, 48(5): 1657-1658 (in Chinese with English abstract).
- LIU Z B, HU Z Q, LIU G X, LIU Z J, LIU H T, HAO J Y, WANG P W, LI P. 2021. Pore characteristics and controlling factors of continental shale reservoirs in the Lower Jurassic Ziliujing Formation, northeastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 42(1): 136-145 (in Chinese with English abstract).
- LIU J W, LI P C, SUN Z Y, LU Z W, DU Z H, LIANG H B, LU D T. 2017. A new method for analysis of dual pore size distributions in shale using nitrogen adsorption measurements[J]. *Fuel*, 210: 446-454.
- LIU T, LIAO S B, FANG C G, ZHANG C C, ZHOU D R, SHAO W, WANG Y J. (2022-10-09). Pore size distribution characteristics of the Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area and its effect on gas-bearing properties[J/OL]. *Geology in China*. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20221008.1820.004.html> (in Chinese with English abstract).
- LIU K Q, OSTADHASSAN M, SUN L W, ZOU J, YUAN Y J, GENTZIS T, ZHANG Y X, CARVAJAL-ORTIZ H, REZAEE R. 2019. A comprehensive pore structure study of the Bakken Shale with SANS, N₂ adsorption and mercury intrusion[J]. *Fuel*, 245: 274-285.
- LIU T, WU T, FANG C G, ZHANG C C, SHAO W, LIAO S B. 2023. Overpressure characteristics and genesis of the Triassic gas reservoirs in Wuwei Depression of Lower Yangtze Region[J]. *East China Geology*, 44(4): 415-423 (in Chinese with English abstract).
- MA Y S, CAI X Y, ZHAO P R, HU Z Q, LIU H M, GAO B, WANG W Q, LI Z M, ZHANG Z L. 2022. Geological characteristics and exploration practices of continental shale oil in China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 96(1): 155-171 (in Chinese with English abstract).
- MENDHE V A, BANNERJEE M, VARMA A K, KAMBLE A D, MISHRA S, SINGH B D. 2017. Fractal and pore dispositions of coal seams with significance to coalbed methane plays of East Bokaro, Jharkhand, India[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38: 412-433.
- NI F, ZHU F, MENG Q L. 2024. Analysis of knee fold structure model in Nanchuan Block of southeastern Chongqing[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 14(3): 373-381 (in Chinese with English abstract).
- RAO Y, CHENG T, YANG S L, ZHAO H Y, LI Q, CHEN Q H. 2023. Hydrocarbon accumulation characteristics and controlling factors of the Doseo Basin in Central Africa[J]. *Geology and Exploration*, 59(5): 1117-1127 (in Chinese with English abstract).
- SHI G, GONG Z, HUANG N, YE J, ZHOU D R, SHAO W, TENG L, LIAO S B, LI J Q. 2023. The main controlling factors of the gas content in the Permian Dalong Formation of the Xuanjing area, the Lower Yangtze region: a case study of Gangdi 1 Well[J]. *East China Geology*, 44(1): 93-102 (in Chinese with English abstract).
- SONG S L, YANG E L, SHA M Y. 2023. Influencing factors of occurrence state of shale oil based on molecular simulation[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 13(1): 31-38 (in Chinese with English abstract).
- SUN P, WANG Q, WANG C Y, LIU J B, CHEN F, ZHANG J. 2023. Application of geophysical method in the interface exploration between backfill soil rock and bedrock of the mine pit[J]. *East China Geology*, 44(4): 439-447 (in Chinese with English abstract).
- TANG X L, JIANG Z X, LI Z, GAO Z Y, BAI Y Q, ZHAO S, FENG J. 2015. The effect of the variation in material composition on the heterogeneous pore structure of high-maturity shale of the Silurian Longmaxi Formation in the southeastern Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 23: 464-473.
- TANG L, SONG Y, JIANG Z X, TANG X L, LI Z, LI Q W, CHANAG J Q, SUN Y. 2018. Diffusion process and capacity of Longmaxi shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing and their controlling factors[J]. *Nat-*

- ural Gas Industry, 38(12): 37-47 (in Chinese with English abstract).
- WANG X M, CHEN J B, REN D Z. 2023. Research progress and prospect of pore structure representation and seepage law of continental shale oil reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 13(1): 23-30(in Chinese with English abstract).
- WANG H Y, SHI Z S, SUN S S, ZHANG L F. 2021. Characterization and genesis of deep shale reservoirs in the first member of the Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 42(1): 66-75 (in Chinese with English abstract).
- WANG H J, WU W, CHEN T, YU J, PAN J N. 2019. Pore structure and fractal analysis of shale oil reservoirs: a case study of the Paleogene Shahejie Formation in the Dongying Depression, Bohai Bay, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 177: 711-723.
- WANG J L, ZHANG B S, CHEN J W, SHI G. 2020. Comparison of application effect of magnetotelluric sounding using different inversion methods in shale gas investigation in Wanjiang area of Anhui Province[J]. East China Geology, 41(1): 79-87(in Chinese with English abstract).
- WEI Z H. 2015. Late fugitive emission of shale gas from Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 36(4): 659-665 (in Chinese with English abstract).
- WU T, LI J Q, ZHANG C C, SHAO W, FANG C G, ZHOU D R, HUANG N. 2020. Analysis on the gas reservoir forming conditions of Middle Triassic Zhuchongcun Formation in Wuwei Depression, Lower Yangtze Basin[J]. East China Geology, 41(4): 425-433 (in Chinese with English abstract).
- YIN Q C, FANG C G, ZHENG H J, WANG J D, WANG F. 2020. Geological conditions of Ordovician shale gas and optimization for prospective areas in the Lower Yangtze region[J]. East China Geology, 41(1): 70-78(in Chinese with English abstract).
- YU L J, FAN M, TENTER, LIU Y X. 2016. Shale gas occurrence under burial conditions[J]. Petroleum Geology & Experiment, 38(4): 438-444,452 (in Chinese with English abstract).
- YU Y X, WANG Z X, ZHANG K X, CHENG M. 2020. Advances in quantitative characterization of shale pore structure by using fluid injection methods[J]. Journal of Geomechanics, 26(2): 201-210 (in Chinese with English abstract).
- ZHANG Y, LIU J C, XU H, NIU X L, QIN G H, CAO D Y. 2017. Comparison between pore structure and fractal characteristics of continental and transitional coal measures shale: a case study of Yan'an and Taiyuan Formations at the northeastern margin of Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 38(9): 1036-1046 (in Chinese with English abstract).
- ZHANG P F, LU S F, LI J Q. 2019. Characterization of pore size distributions of shale oil reservoirs: a case study from Dongying sag, Bohai Bay basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 100: 297-308.
- ZHANG M Q, ZOU C N, GUAN P, DONG D Z, SUN S S, SHI Z S, LI Z X, FENG Z Q, LILAMAOCIDAN. 2019. Pore-throat characteristics of deep shale gas reservoirs in south of Sichuan Basin: case study of Longmaxi Formation in Well Z201 of Zigong area[J]. Natural Gas Geoscience, 30(9): 1349-1361 (in Chinese with English abstract).
- ZHAO K Y, MU K. 2023. Evaluation of shale reservoirs based on grey relation analysis and principal component analysis[J]. Geology and Exploration, 59(2): 443-450(in Chinese with English abstract).
- ZHU Y M, WANG Y, CHEN S B, ZHANG H, FU C Q. 2016. Qualitative-quantitative multiscale characterization of pore structures in shale reservoirs: a case study of Longmaxi Formation in the Upper Yangtze area[J]. Earth Science Frontiers, 23(1): 154-163 (in Chinese with English abstract).
- ZHU W B, ZHANG X H, ZHOU D R, FANG C G, LI J Q, HUANG Z Q. 2021. New cognition on pore structure characteristics of Permian marine shale in the Lower Yangtze Region and its implications for shale gas exploration[J]. Natural Gas Industry, 41(7): 41-55 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈洁. 2021. 贵州凤冈地区早寒武世牛蹄塘组页岩孔隙结构特征[J]. 华东地质, 42(3): 359-366.
- 何佳伟, 谢渊, 刘建清, 何利. 2023. 四川盆地西南缘深层龙马溪组页岩储层地质特征——以昭通页岩气示范区雷波地区为例[J]. 天然气地球科学, 34(7): 1260-1273.
- 姜振学, 李廷微, 宫厚健, 姜涛, 常佳琦, 宁传祥, 苏思远, 陈委涛. 2020. 沾化凹陷低熟页岩储层特征及其对页岩油可动性的影响[J]. 石油学报, 41(12): 1587-1600.
- 姜振学, 唐相路, 李卓, 黄何鑫, 杨佩佩, 杨潇, 李卫兵, 郝进. 2016. 川东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制[J]. 地学前缘, 23(2): 126-134.
- 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 高波, 刘全有, 王红亮, 梁新平, 王濡岳. 2021b. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. 石油学报, 42(7): 821-835.

- 金之钧,朱如凯,梁新平,沈云琦. 2021a. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. 石油勘探与开发, 48(6): 1276-1287.
- 李佳玥,李文镖,张鹏飞,陈国辉,王峻,刘灵奇. 2024. 天然气水合物形成/分解过程中的同位素分馏效应及其能源-环境意义[J]. 华东地质, 45(4): 387-401.
- 李文镖,卢双舫,李俊乾,张鹏飞,陈晨,王思远. 2019. 南方海相页岩物质组成与孔隙微观结构耦合关系[J]. 天然气地球科学, 30(1): 27-38.
- 李建青,章诚诚,黄正清,方朝刚,吴通,邵威,周道容,滕龙,王元俊,黄宁. 2021. 下扬子复杂构造区超高压含气层的发现及油气富集关键要素[J]. 地质通报, 40(4): 577-585.
- 廖圣兵,石刚,李建青,郑红军,周道容,王存智,黄宁. 2021. 安徽望江地区 WWD1 井钻遇二叠系孤峰组页岩气[J]. 中国地质, 48(5): 1657-1658.
- 刘忠宝,胡宗全,刘光祥,刘珠江,刘皓天,郝景宇,王鹏威,李鹏. 2021. 四川盆地东北部下侏罗统自流井组陆相页岩储层孔隙特征及形成控制因素[J]. 石油与天然气地质, 42(1): 136-145.
- 刘桃,廖圣兵,方朝刚,章诚诚,周道容,邵威,王元俊. (2022-10-09) [2024-08-27]. 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. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20221008.1820.004.html>.
- 刘桃,吴通,方朝刚,章诚诚,邵威,廖圣兵. 2023. 下扬子地区无为凹陷三叠系气藏超压特征及其成因分析[J]. 华东地质, 44(4): 415-423.
- 马永生,蔡勋育,赵培荣,胡宗全,刘惠民,高波,王伟庆,李志明,张子麟. 2022. 中国陆相页岩油地质特征与勘探实践[J]. 地质学报, 96(1): 155-171.
- 倪锋,朱峰,孟庆利. 2024. 渝东南地区南川区块膝折构造模式解析[J]. 油气藏评价与开发, 14(3): 373-381.
- 饶勇,程涛,杨松岭,赵红岩,李全,陈全红. 2023. 中非 Doseo 盆地油气地质条件及成藏控制因素分析[J]. 地质与勘探, 59(5): 1117-1127.
- 石刚,龚赞,黄宁,叶隽,周道容,邵威,滕龙,廖圣兵,李建青. 2023. 下扬子宣泾地区二叠系大隆组页岩含气量主控因素分析——以港地 1 井为例[J]. 华东地质, 44(1): 93-102.
- 宋书伶,杨二龙,沙明宇. 2023. 基于分子模拟的页岩油赋存状态影响因素研究[J]. 油气藏评价与开发, 13(1): 31-38.
- 孙平,王谦,王重阳,刘俊伯,陈峰,张建. 2023. 物探方法在采矿坑回填土石与基岩分界面勘探中的应用[J]. 华东地质, 44(4): 439-447.
- 唐令,宋岩,姜振学,唐相路,李卓,李倩文,常佳琦,孙玥. 2018. 渝东南盆缘转换带龙马溪组页岩气散失过程、能力及其主控因素[J]. 天然气工业, 38(12): 37-47.
- 王晓明,陈军斌,任大忠. 2023. 陆相页岩油储层孔隙结构表征和渗流规律研究进展及展望[J]. 油气藏评价与开发, 13(1): 23-30.
- 王红岩,施振生,孙莎莎,张磊夫. 2021. 四川盆地及周缘志留系龙马溪组一段深层页岩储层特征及其成因[J]. 石油与天然气地质, 42(1): 66-75.
- 王佳龙,张宝松,陈基炜,石刚. 2020. 大地电磁测深不同反演方法的应用效果对比——以安徽皖江地区页岩气调查为例[J]. 华东地质, 41(1): 79-87.
- 魏志红. 2015. 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气的晚期逸散[J]. 石油与天然气地质, 36(4): 659-665.
- 吴通,李建青,章诚诚,邵威,方朝刚,周道容,黄宁. 2020. 下扬子无为凹陷中三叠世周冲村组天然气成藏物质基础分析[J]. 华东地质, 41(4): 425-433.
- 殷启春,方朝刚,郑红军,王敬东,王丰. 2020. 下扬子地区奥陶纪页岩气地质条件及远景区优选[J]. 华东地质, 41(1): 70-78.
- 俞凌杰,范明,腾格尔,刘友祥. 2016. 埋藏条件下页岩气赋存形式研究[J]. 石油实验地质, 38(4): 438-444,452.
- 俞雨溪,王宗秀,张凯逊,程明. 2020. 流体注入法定量表征页岩孔隙结构测试方法研究进展[J]. 地质力学学报, 26(2): 201-210.
- 张岩,刘金城,徐浩,牛鑫磊,秦国红,曹代勇. 2017. 陆相与过渡相煤系页岩孔隙结构及分形特征对比——以鄂尔多斯盆地东北缘延安组与太原组为例[J]. 石油学报, 38(9): 1036-1046.
- 张梦琪,邹才能,关平,董大忠,孙莎莎,施振生,李志欣,冯子齐,李拉毛才旦. 2019. 四川盆地深层页岩储层孔喉特征——以自贡地区自 201 井龙马溪组为例[J]. 天然气地球科学, 30(9): 1349-1361.
- 赵可英,牟凯. 2023. 基于灰色关联度分析法和主成分分析法对泥页岩储层评价方法的探讨[J]. 地质与勘探, 59(2): 443-450.
- 朱炎铭,王阳,陈尚斌,张寒,付常青. 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.
- 朱文博,张训华,周道容,方朝刚,李建青,黄正清. 2021. 下扬子地区二叠系海相页岩孔隙特征新认识及页岩气勘探启示[J]. 天然气工业, 41(7): 41-55.

Research on the pore structure of Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area based on fractal theory

LIU Tao, LIAO Shengbing, SHAO Wei, FANG Chaogang, ZHANG Chengcheng
(Nanjing Center, China Geological Survey, Nanjing 210016, Jiangsu, China)

Abstract: The complex pore structure system is the main controlling factor restricting the accumulation of shale gas, but there is less research on the pore structure of Gufeng Formation shale. In order to clarify the pore structure characteristics of the Gufeng Formation shale reservoir in the Lower Yangtze Region, we applied various experimental methods such as scanning electron microscopy, high-pressure mercury injection and nitrogen adsorption, to reveal the multi-stage fractal characteristics of the Gufeng Formation shale pores in combination with the pore fractal theory. This article establishes a classification scheme for pore size of Gufeng Formation shale, which consists of five categories with description of various development features: micropores (<2 nm), micropores ($2\sim20$ nm), mesopores ($20\sim50$ nm), macropores ($50\sim5\ 000$ nm), and macropores (>5000 nm). The results showcase diverse reservoir space of Gufeng Formation shale, including organic pores, mineral dissolution pores and micro-fractures. The distribution of the pore size in the shale shows that the Gufeng Formation are dominated by small pores ($2\sim20$ nm), whose volume fraction is 50.3% on average. In different types of pores, with the development of micropores below 20nm, the shale pore system became more complex and the adsorbed gas capacity strengthened, which is more conducive to enriching the shale gas and integrating reservoirs in the Lower Yangtze complex structure area. Therefore, the small pores-dominated Gufeng Formation shale has a good shale gas exploration prospect.

Key words: Lower Yangtze Region; Gufeng Formation shale; fractal features; pore classification