

doi: 10.12029/gc20220408004

刘桃, 廖圣兵, 方朝刚, 章诚诚, 周道容, 邵威, 王元俊. 2025. 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]. 中国地质, 52(4): 1469–1484.

Liu Tao, Liao Shenbing, Fang Chaogang, Zhang Chengcheng, Zhou Daorong, Shao Wei, Wang Yuanjun. 2025. Pore size distribution characteristics of the Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area and its effect on gas-bearing properties[J]. Geology in China, 52(4): 1469–1484(in Chinese with English abstract).

下扬子地区孤峰组页岩孔径分布特征及对含气性的影响

刘桃, 廖圣兵, 方朝刚, 章诚诚, 周道容, 邵威, 王元俊

(中国地质调查局南京地质调查中心, 江苏 南京 210016)

摘要:【研究目的】页岩储层孔径分布是影响页岩气赋存的关键要素,明确页岩孔径分布特征是研究页岩气富集规律的基础。【研究方法】本文以 WWD-1 井孤峰组页岩为例,借助 XRD、有机地球化学、高压压汞、N₂ 吸附及 CO₂ 吸附等实验,开展下扬子地区孤峰组页岩孔径分布特征研究,并进一步探讨了孔径分布对页岩含气性的影响。【研究结果】孤峰组页岩有机质丰度高,TOC 介于 2.72%~6.71%,具备良好的生烃潜力;孤峰组页岩孔径分布复杂,微孔、介孔与宏孔均有发育,但孤峰组页岩的孔隙体积主要由介孔贡献,介孔贡献率达 50%~68%;有机质生烃演化为孤峰组页岩提供了大量微孔和介孔,黏土矿物主要发育微孔,碳酸盐矿物则对宏孔发育具有重要意义;微孔与介孔控制着页岩储层比表面积的发育程度,同时介孔、宏孔对总孔体积具有重要影响,微孔与介孔的发育有利于吸附气的赋存,增加内在气体保存能力,而介孔、宏孔的发育可为游离气提供赋存空间,增加总含气量;在构造稳定区,介孔及宏孔储层可作为有利勘探对象,但在复杂构造区,则介孔储层具备更大优势。【结论】位于下扬子复杂构造区,以介孔为主的孤峰组页岩,可兼具吸附气与游离气混合赋存特征,在保证总含气量的同时,具备一定的抗逸散能力,可作为下扬子页岩气勘探开发的主力层位。

关键词: 页岩气; 孤峰组页岩; 孔径分布; 含气性; 油气勘查工程; 下扬子地区

创 新 点: 联合多种方法表征了下扬子地区孤峰组页岩全孔径分布特征;明确了孤峰组页岩不同类型孔隙发育的影响因素;提出了以介孔发育为主的孤峰组页岩为下扬子复杂构造区有利的油气勘探方向。

中图分类号: P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1000-3657(2025)04-1469-16

Pore size distribution characteristics of the Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area and its effect on gas-bearing properties

LIU Tao, LIAO Shenbing, FANG Chaogang, ZHANG Chengcheng, ZHOU Daorong,
SHAO Wei, WANG Yuanjun

(Nanjing Center, China Geological Survey, Nanjing 210016, Jiangsu, China)

Abstract: This paper is the result of oil and gas exploration engineering.

收稿日期: 2022-04-08; 改回日期: 2022-09-29

基金项目: 中国地质调查局项目(DD20221662)资助。

作者简介: 刘桃, 男, 1994 年生, 工程师, 主要从事油气地质研究工作; E-mail: 1115303614@qq.com。

通信作者: 廖圣兵, 男, 1979 年生, 正高级工程师, 主要从事基础地质研究工作; E-mail: 44252631@qq.com。

[Objective] The pore size distribution of shale reservoirs is a key factor affecting the occurrence of shale gas, and clarifying the pore size distribution characteristics of shale is the basis to study the law of shale gas enrichment. **[Methods]** By a case study of the Gufeng Formation shale in Well WWD-1, this paper studies the pore size distribution characteristics of the Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze region by means of XRD, organic geochemical, high pressure mercury injection, N₂ adsorption and CO₂ adsorption experiments, and further discusses the effect of pore size distribution on the gas-bearing properties of shale. **[Results]** The shale of the Gufeng Formation has an abundance of organic matter, and TOC is between 2.72% and 6.71% which has a good potential for hydrocarbon generation. The pore size distribution of Gufeng shale is complex, with micropores, mesopores and macropores widely developed. However, the pore volume of Gufeng shale is mainly contributed by mesopores, and the contribution rate of mesopores is 50%–68%. The hydrocarbon generation and evolution of organic matter provided a large number of micropores and mesopores for the shale of the Gufeng Formation. Clay minerals mainly developed micropores, and carbonate minerals were important for the development of macropores. Micropores and mesopores control the development of specific surface area of shale reservoirs, while mesopores and macropores have an important influence on the total pore volume. The development of micropores and mesopores is conducive to the occurrence of adsorbed gas and increases the preservation of internal gas. The development of mesopores and macropores can provide space for free gas and increase the total gas content. In the areas of structural stability, mesoporous and macroporous reservoirs can be used as advantageous exploration targets, but in complex structural areas, mesoporous reservoirs have an advantage. **[Conclusions]** The Gufeng Formation shale is located in the complex structural area of the Lower Yangtze. The pore types are mainly mesopores, with characteristics of mixed enrichment of adsorbed gas and free gas. The Gufeng Formation shale has a certain ability of anti-leaking under the guarantee of the total gas content, which is a target as the main layer of shale gas exploration and development in the Lower Yangtze.

Key words: shale gas; Gufeng Formation shale; pore size distribution; gas content; oil and gas exploration engineering; Lower Yangtze Region

Highlights: The full pore size distribution of the Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area is characterized by multiple methods; The factors influencing the development of different types of pores in the Gufeng Formation shale are clarified; It is proposed that the Gufeng Formation shale, which is dominated by mesopores, is an advantageous oil and gas exploration direction in the complex structural area of the Lower Yangtze.

About the first author: LIU Tao, male, born in 1994, engineer, mainly engaged in oil and gas geological research; E-mail: 1115303614@qq.com.

About the corresponding author: LIAO Shenbing, male, born in 1979, professor level senior engineer, mainly engaged in basic geological research; E-mail: 44252631@qq.com.

Fund support: Supported by the project of China Geological Survey (No.DD20221662).

1 引言

近年来,国内外页岩油气勘探开发取得了重大突破,推动了页岩油气理论研究(吴松涛等, 2015; 李琪琪等, 2022)。页岩气主要以吸附态、游离态及少量溶解态赋存于页岩孔隙中(姜振学等, 2016; Li et al., 2017),为典型的“原地滞留成藏”,页岩本身既具有烃源性又具备储集性(Hu et al., 2016; 邵新荷等, 2019),页岩孔隙空间的发育特征对于页岩油气富集成藏至关重要(Sun et al., 2017; Wang and Gao, 2018; 张保民等, 2021; 陈洁, 2021),厘清页岩储层

孔隙发育特征是页岩油气勘探开发的基础。

目前,多种定性-定量的实验手段被应用于页岩储层孔隙表征(Ritter and Drake, 1945; Liu et al., 2017; Zhang et al., 2019),定性表征手段包括光学显微镜、扫描电镜等,定量实验手段主要有高压压汞、气体吸附、核磁共振、小角散射、纳米 CT 等(刘伟新等, 2016; Liu et al., 2019)。前人研究表明,页岩孔喉参数中,页岩比表面积参数影响页岩吸附气含量,总孔体积大小则直接控制着游离气的赋存(李玉喜等, 2011; 熊伟等, 2012; 于炳松, 2012; 毕赫等, 2014; 姜振学等, 2016),而孔径分布特征对比表面

积及总孔体积等参数具有明显的控制作用。因此,页岩孔径分布的精细刻画对于研究页岩储层的含气潜力及页岩气的富集规律具有重要的指导意义。

下扬子二叠系孤峰组页岩作为下扬子页岩油气勘探开发的主力层位之一,具有厚度大、有机质丰度高、类型好、热演化程度适中等特点(朱文博等, 2021; 李琪琪等, 2022)。近些年,虽加强了下扬子二叠系页岩油气的勘探力度,但整体勘探工作仍处于探索阶段,针对二叠系孤峰组页岩储层全孔径分布特征的研究尚显薄弱。中国地质调查局南京地质调查中心长期致力于下扬子页岩油气勘探工作,实施部署的多口钻井成功钻遇二叠系页岩地层(廖圣兵等, 2021; 彭晓东等, 2022),对揭示二叠系页岩地质特征及后续的勘探开发部署具有重要意义。本研究系统采集了二叠系孤峰组页岩样品,重

点开展 XRD、有机地化、高压压汞、气体吸附等实验测试,定量评价孤峰组页岩孔径分布特征,探讨页岩孔径分布对页岩孔喉结构参数的影响,明确孔径分布对页岩储层含气性的控制作用,旨在为下扬子二叠系页岩油气勘探开发提供理论依据。

2 区域地质概况

下扬子地区位于长江下游,构造上位处扬子板块东北缘,其西北部以郯庐断裂、嘉山—响水断裂带为界,西南部以赣江大断裂为界,东南部以江绍断裂为界,向东与南黄海相接(图 1a)(黄保家等, 2013)。自古生代以来,下扬子地区经历了多期重大地质构造事件的影响,遭受挤压、推覆、隆升、剥蚀、走滑、伸展、岩浆侵入等多种地质作用,总体具有构造复杂、变形强烈、岩浆活动剧烈等多旋回叠

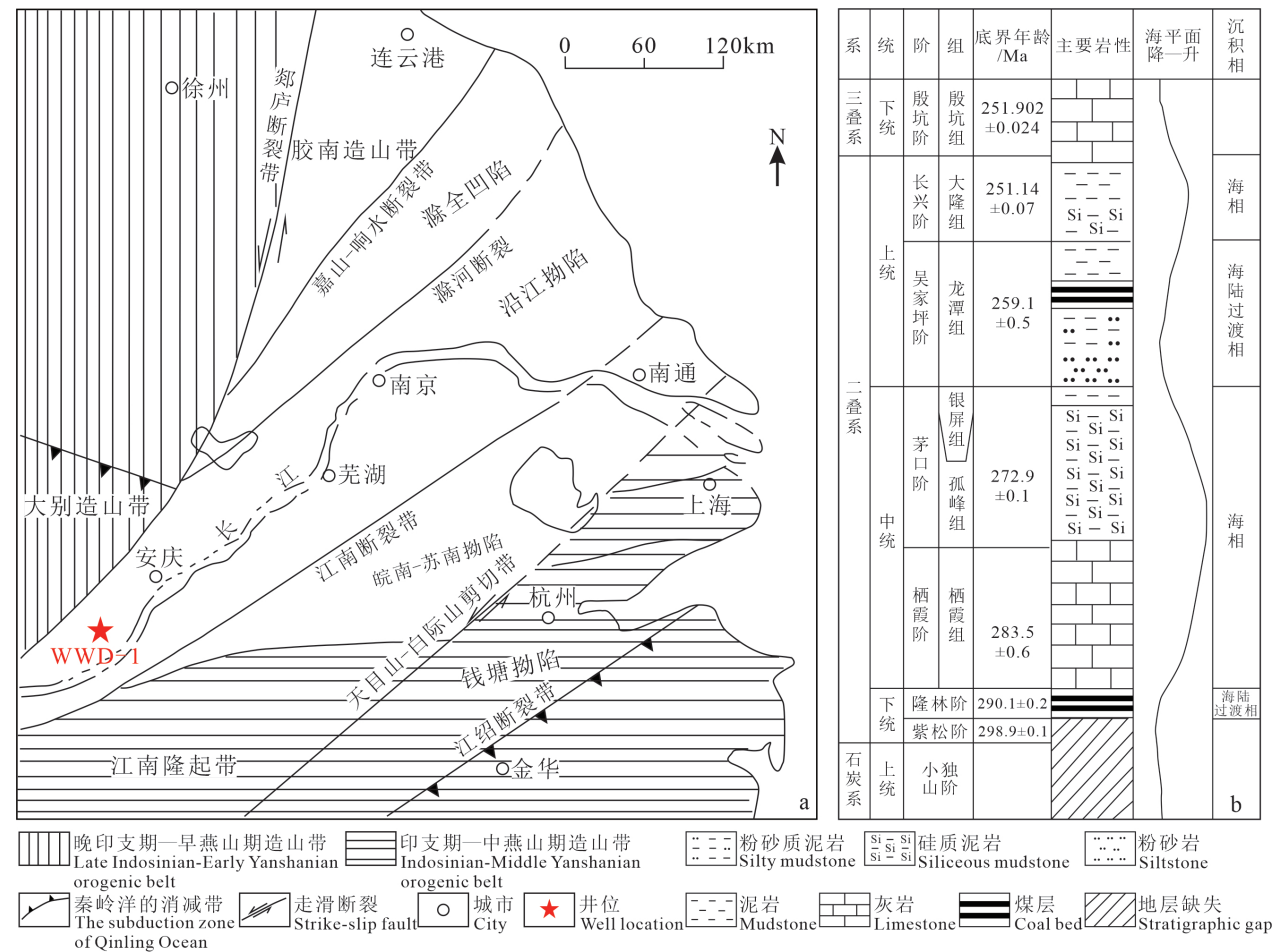


图 1 下扬子地区构造区划图(a, 据黄保家等, 2013)及二叠系综合柱状图(b, 据白卢恒等, 2021)

Fig.1 Structural zoning map (a, after Huang Baojia et al., 2013) and Permian stratigraphic column (b, after Bai Luheng et al., 2021) of the Lower Yangtze area

<http://geochina.cgs.gov.cn> 中国地质, 2025, 52(4)

合、多期次改造的地质特征(李建青等, 2021)。

在漫长的海相盆地演化过程中, 二叠纪期间下扬子地区基本处在连续下沉的海洋环境, 其中孤峰组以黑色富有机质碳质硅质页岩、硅质岩沉积为主(图 1b), 累计厚度可达 100 m 以上, 为下扬子地区主力烃源岩(朱文博等, 2021; 白卢恒等, 2021)。

3 样品与实验方法

3.1 实验样品

孤峰组页岩样品采自下扬子地区望江凹陷 WWD-1 井, 所有样品均为井下新鲜钻井岩心样。在进行孔径分布实验分析前, 对所有页岩样品进行了有机地化及矿物组分分析。如表 1 所示, 孤峰组页岩有机质丰度高, 总有机碳含量(TOC)介于 2.72%~6.71%, 具备良好的生烃潜力。矿物成分测量(XRD)结果显示, 下扬子地区孤峰组页岩矿物类型主要以石英、碳酸盐矿物及黏土矿物为主。其中石英含量介于 25%~79%, 平均为 54%; 碳酸盐矿物含量介于 11%~71%, 平均为 35%; 黏土矿物含量介于 1%~25%, 平均为 8%, 黏土矿物以伊利石及高岭石为主, 含少量伊蒙混层。随后挑选不同样品进行孔径分布实验, 实验均在中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所实验研究中心进行。

3.2 实验方法

本次孔径分布实验主要涉及高压压汞实

验、低温氮气吸附实验及 CO₂ 吸附实验, 不同实验方法所测量的孔径精度及孔径范围有所差异, 本文拟采用不同实验方法联合表征孤峰组页岩孔径分布特征。

其中, 高压压汞实验采用仪器为 AUTOPORE IV 9520 型全自动压汞仪, 检测依据为《岩石毛管压力曲线的测定》(GB/T 29171—2012), 该仪器最大进汞压力为 410 MPa, 可测定孔喉半径区间为 0.0015~170 μm。

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, 实验检测参照《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》(GB/T 21650.2—2008)进行, 实验相对压力(P/P₀)介于 0.005~0.995, 被吸附的气体的测定方法采用静态体积法, 吸附气体平衡时间为 10 s, 实验计算理论基于 BJH 及 BET 模型。

CO₂ 吸附脱附实验采用仪器为 JWBK-200C 型比表面及孔径分析仪, 实验检测依据为《压汞法和气体吸附法测定固体材料孔径分布和孔隙度 第 3 部分: 气体吸附法分析微孔》(GB/T 21650.3—2011), 实验相对压力(P/P₀)为 0.0002~0.03, 被吸附的气体的测定方法采用静态体积法, 吸附气体平衡时间为 10 s, 用 CO₂ 做为吸附介质检测微孔的计算是基于函数密度理论(DFT 模型)。

表 1 页岩样品有机质含量及矿物组分特征

Table 1 Organic matter content and mineral composition characteristics of shale samples

样品编号	TOC/%	矿物成分含量/%						黏土矿物相对含量/%			
		石英	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	黏土矿物	伊利石	高岭石	绿泥石	伊/蒙混层
样品1	3.46	52	2	27	0	1	18	60	15	22	3
样品3	4.36	66	/	31	0	1	2	/	/	/	/
样品5	3.75	79	/	17	1	2	1	/	/	/	/
样品9	6.26	72	/	25	0	2	1	/	/	/	/
样品11	5.56	58	/	9	2	6	25	36	60	0	4
样品15	5.13	52	/	21	23	2	2	/	/	/	/
样品17	6.71	63	/	28	1	5	3	32	66	0	2
样品19	4.89	58	/	29	2	2	9	26	71	0	3
样品21	5.77	69	/	23	2	3	3	/	/	/	/
样品23	5.23	56	/	17	3	7	17	27	70	0	3
样品34	2.72	67	/	25	5	2	1	/	/	/	/
样品35	3.29	37	/	44	3	2	14	/	/	/	/
样品36	3.71	21	/	70	1	2	6	/	/	/	/
样品37	5.48	39	/	49	1	4	7	/	/	/	/
样品38	3.33	25	/	55	7	3	10	/	/	/	/

4 页岩孔径分布特征

4.1 基于高压压汞表征孔径分布

高压压汞法是页岩孔径分布的常用实验分析方法,依据实验测得的进汞压力-进汞量,结合 Washburn 方程可计算样品孔隙半径与对应的孔隙体积(姜振学等, 2016)。高压压汞曲线分为进汞-退汞两部分,依据曲线形态可初步判断孔喉结构特征(田华等, 2012)。孤峰组页岩除样品 36 外,进汞-退汞曲线形态整体上较为一致,其中进汞曲线大致分为三段(图 2),即缓慢增加段—平台段—快速增加段:在低压区间($P < 0.2$ MPa)进汞量随进汞压力增加逐渐增加,表明孤峰组页岩发育微米级的大孔隙;随着压力的增加,进汞量增加变缓,形成进汞曲线平台段,表明该区间孔隙发育较少;当压力继续增加,大于 13~16 MPa 时,进汞量呈指数型快速增加,表征孤峰组页岩储层孔隙发育以纳米级孔隙为主。其中,样品 36 压汞曲线仅呈现两段式特征,即缓慢增加段($P < 16$ MPa)—快速增加段($P > 16$ MPa),缺少平台段表明样品 36 的孔径分布更为广泛,也反映了孤峰组页岩孔径分布的非均质性及复杂性。各页岩样品退汞曲线形态较为一致,均呈现高压段快速下降—中低压段缓慢下降至停止的下凹形态,退汞量占总进汞量的 27%~45%,表明孤峰组页岩孔隙具备一定的连通性。综合分析表明,孤峰组页岩微、纳米级孔隙均有发育,但以纳米级孔隙为主。

高压压汞法测得的孔径分布整体上呈现多峰特征(图 3),表明孤峰组页岩孔径分布的复杂性。据分段进汞体积曲线显示,孤峰组页岩以孔喉半径小于 $0.1\ \mu\text{m}$ 及大于 $10\ \mu\text{m}$ 的孔隙为主,除样品 36 外,其余样品曲线均显示孔喉半径介于 $0.1\sim 10\ \mu\text{m}$ 区间的孔隙分布并不突出。为更精确表征页岩孔径分布特征,引入孔体积随孔径的变化率曲线进行对比分析(Liu and Ostadhassan, 2019),其中,小孔区间的孔体积随孔径的变化率明显高于大孔,大孔区间变化率基本为 0,随着孔径降低,孔体积随孔径的变化率于孔喉半径 $0.03\sim 0.01\ \mu\text{m}$ 处发生突变并快速增加,由此可见孤峰组页岩孔体积主要由孔喉半径小于 $0.03\ \mu\text{m}$ 的孔隙控制,与前述压汞曲线分析

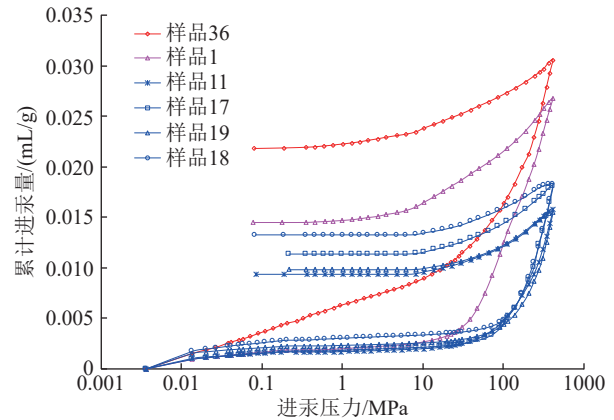


图 2 下扬子地区孤峰组页岩高压压汞曲线图

Fig.2 High pressure mercury intrusion curve of the Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area

结果较为一致,以纳米级孔隙为主。高压压汞虽然表征的孔径范围大,但由于随着进汞压力的增加极易破坏原始的孔隙结构,导致纳米级孔隙表征并不精准,因而针对纳米级孔隙的精确表征需依靠其他手段。

4.2 基于氮气吸附表征孔径分布

低温氮气吸附法是广泛应用于油气储层纳米孔隙表征的有效方法,也是页岩孔隙结构参数获取的首选方法之一(李腾飞等, 2015)。本次研究对孤峰组页岩样品开展低温氮气吸附实验,以精确评价其孔径分布特征。低温氮气吸附-脱附曲线的形态可以初步评价页岩样品的孔隙发育特征(姜涛等, 2021),孤峰组页岩吸附-脱附曲线特征相对较为均一(图 4),整体上呈“反 S”型,吸附曲线在相对压力较低($P/P_0 < 0.4$)的区域变化趋势相对较为平缓,吸附量稳定增加,表现出微上凸的形态特征,曲线拐点处是单分子层吸附向多分子层吸附转变的临界点(赵佩等, 2014; 姜涛等, 2021);在中高压段($0.4 < P/P_0 < 0.8$),吸附量增加速率变快,并开始出现回滞环,此阶段为多分子层吸附过程;在高相对压力($P/P_0 > 0.8$)下,吸附量开始突增,未出现吸附饱和现象,曲线呈下凹形态,该阶段表明孤峰组页岩样品中发育一定量的较大孔隙,使得 N_2 发生了毛细凝聚现象(赵佩等, 2014; 姜涛等, 2021)。前人研究表明,回滞环形态可表征页岩孔隙发育特征,根据国际理论与应用化学联合会(IUPAC)的分类(陈尚斌等, 2012)及孤峰组页岩回

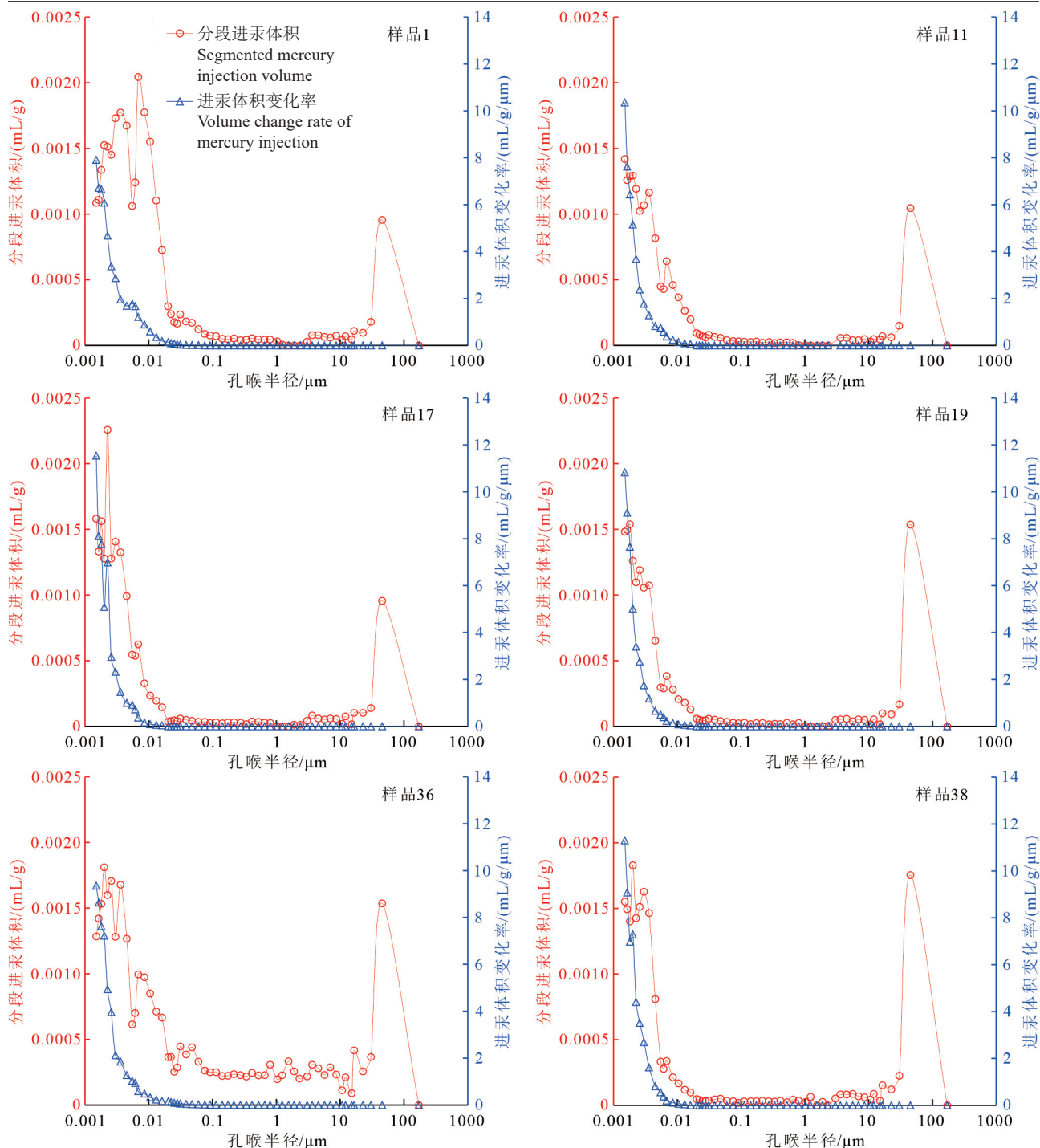


图3 高压压汞孔径分布及孔体积变化率分布图

Fig.3 High pressure mercury intrusion pore size distribution and pore volume change rate distribution map

滞环特征可知,孤峰组页岩回滞环普遍以H4型为主,H4型的主要特征是扁平的吸附—解吸回环,回滞环狭长,表明孤峰组页岩孔隙形态以狭缝状孔隙为主。

氮气吸附测量的孔径(直径)分布范围介于

1.7~188 nm,孔径分布曲线均呈现多峰特征,不同大小的孔隙对于页岩储层总孔体积均有贡献,表明孤峰组页岩孔径分布较为复杂(图5)。孔体积随孔径的变化率曲线显示,随着孔径减小,孔体积随孔径的变化率快速增加,无明显的峰值特征,整体变化

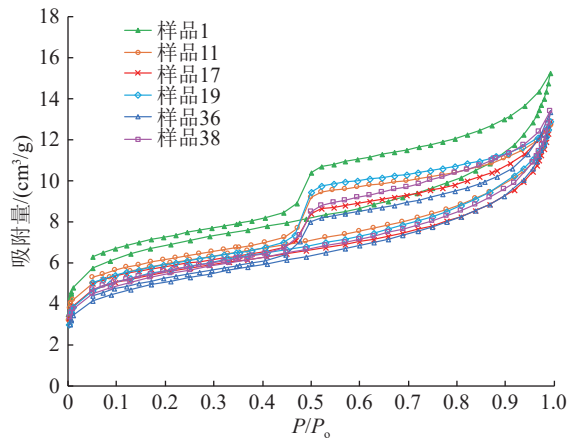


图 4 下扬子地区孤峰组页岩氮气吸附-脱附曲线图
Fig.4 Nitrogen adsorption-desorption curves of the Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area

较为单一,表明小孔径孔隙贡献了孤峰组页岩大部分的孔隙体积。氮气吸附与高压压汞相较而言,氮气吸附可表征的孔径范围要远小于高压压汞,尤其是对微米级的孔径分布,氮气吸附最大孔径仅 180 nm,表征的孔径范围较为有限,但氮气吸附并不会破坏原有孔隙结构,对于纳米级范围的孔隙具有较好的表征效果,可弥补高压压汞在纳米级孔隙表征中的不足。

4.3 基于 CO₂ 吸附表征孔径分布

CO₂ 吸附实验与氮气吸附实验原理相似,但由于 CO₂ 气体分子更小、扩散速率更快,可对小于 2 nm 的微孔进行测量(李阳等, 2019)。孤峰组页岩 CO₂ 吸附曲线于低压段快速上升,而中压及高压段则逐渐平缓,曲线形态整体呈现上凸的特征(图 6)。根据前人对吸附等温线的分类方案(Brunaue et al., 1940; 付常青, 2017),不同样品的吸附曲线均与 I 型吸附等温线相近,表明主要由微孔介质提供孔隙空间,而不同样品最大吸附量的差异,表明孤峰组页岩微孔体积发育存在差异。

CO₂ 吸附主要表征孔径范围介于 0~2 nm,其孔径分布范围与高压压汞及氮气吸附实验存在明显差异。孤峰组页岩孔径分布(图 7)显示,孤峰组页岩纳米级微孔较为发育,孔径分布曲线整体呈现多峰特征,表明微孔发育的复杂性,孔径分布曲线主体峰值位于 0.5~1 nm,孔体积变化率曲线显示较为统一的双峰特征,峰值均位于 0.4~0.5 nm。由于高压压汞与氮气吸附有效表征的孔径范围均在

2 nm 以上,但对于页岩气而言,2 nm 以下的孔隙同样具有重要的地质意义,CO₂ 吸附实验可有效弥补氮气吸附与高压压汞实验表征孔径的不足之处,为页岩全孔径分布研究奠定了基础。

4.4 页岩全孔径分布特征

页岩孔隙分布复杂多样,各类表征方法均存在一定局限性,往往难以有效表征页岩孔隙分布,因此本文结合各实验手段的特点联合表征页岩孔隙大小分布,以精确刻画孤峰组页岩全孔径分布特征。按照国际理论与应用化学联合会(IUPAC)的孔隙分类方案,页岩孔隙可划分为微孔、介孔及宏孔,孔径分别对应<2 nm、2~50 nm 及>50 nm 范围(姜振学等, 2016; Hu et al., 2016)。俞雨溪等(2020)研究表明,高压压汞对于表征宏孔、低温氮气吸附表征介孔以及 CO₂ 吸附表征微孔最为准确。因此本研究参考前人研究成果,综合利用三种方法实现对下扬子孤峰组页岩的全孔径表征,明确其孔径分布特征。为消除不同实验数据点间隔差异的影响及保证数据统一性,本次采用直方图的形式对各实验结果进行联合。

孤峰组页岩全孔径分布曲线(图 8)表明其孔隙发育以介孔为主,微孔与宏孔比重相对较低。其中,介孔(2~50 nm)区间孔径峰值主要位于 2~4 nm 和 10~15 nm,微孔(0~2 nm)区间峰值位于 0.4~0.7 nm,宏孔(>50 nm)区间峰值大于 100 μm,仅样品 36 存在宏孔区间峰值为 100~500 nm、1~5 μm。孤峰组页岩储层微孔体积介于 0.0022~0.0042 mL/g,介孔体积介于 0.011~0.014 mL/g,宏孔体积介于 0.0023~0.0108 mL/g,整体上页岩总孔体积主要由介孔贡献,介孔贡献率达 50%~68%,微孔及宏孔对于孔体积的贡献率则相对较低,仅样品 36 宏孔贡献率达到 41.55%(表 2)。

5 孔径分布的影响因素

5.1 有机质对孔径分布的影响

有机质在热演化过程中逐渐向液态/气态烃类流体转化,并形成大小不一的有机质孔隙(杨锐等, 2015; Chen et al., 2020; 张吉振等, 2021; 曹涛涛等, 2021; 陈洋等, 2022)。孤峰组页岩有机地化分析显示,页岩 TOC 平均达 5%,在具备大量生烃潜力的同时,也为有机质孔隙的发育提供了先天条

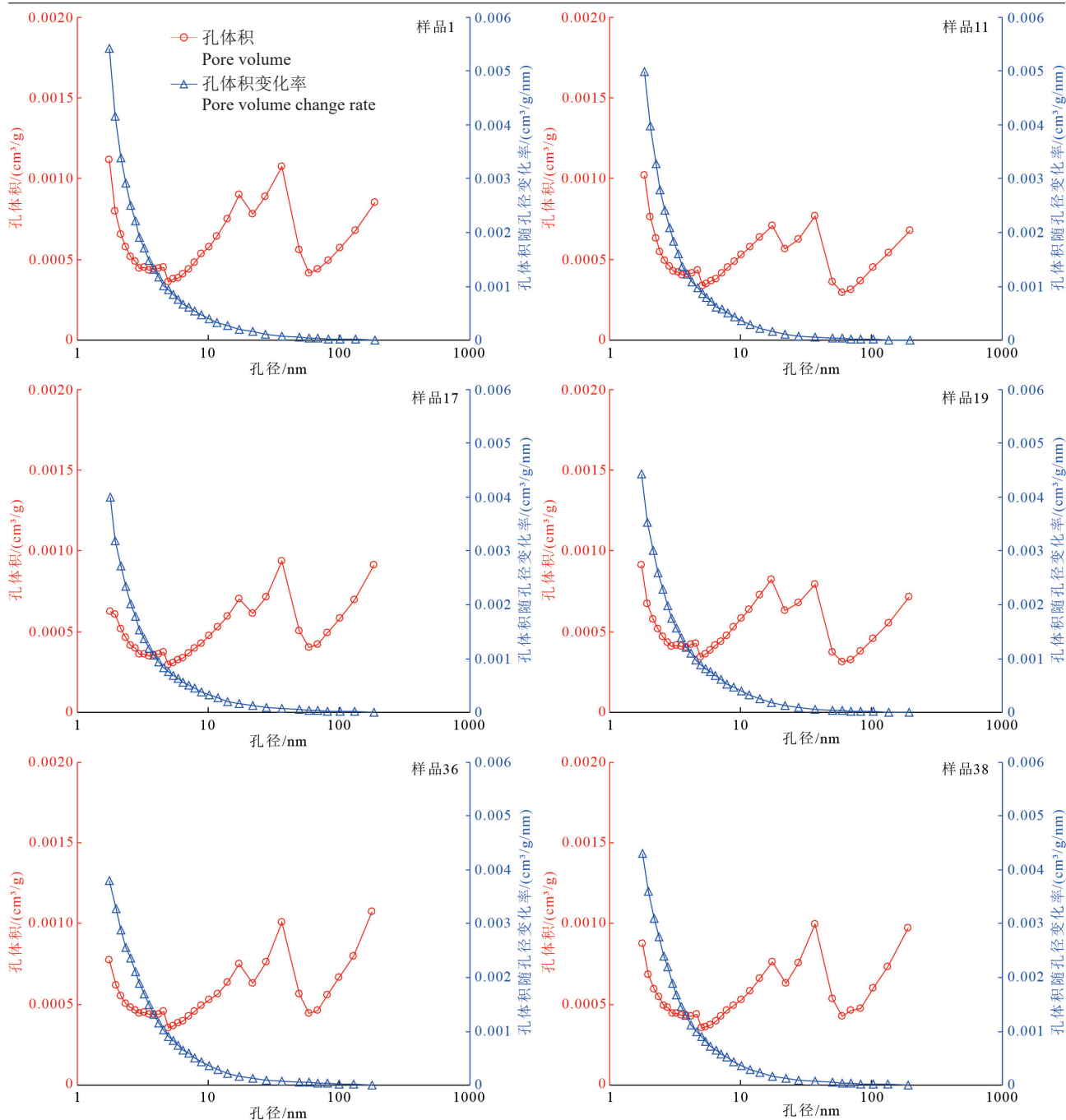


图5 氮气吸附孔径分布及孔体积变化率分布图

Fig.5 Nitrogen adsorption pore size distribution and pore volume change rate distribution

件。前述研究表明,孤峰组页岩孔径分布复杂,微孔、介孔及宏孔均有发育,有机质含量(TOC)主要与介孔具有良好的正相关性,而与宏孔则呈现负相关性,与微孔相关性不明显(图9)。可能原因有:①有机质在热演化过程中虽然可以形成大量孔隙,但孔径微小,主要以介孔为主,微孔为辅,极

少形成宏孔范围内的孔隙;②有机质主要赋存于储层基质孔隙中,占据了原本的宏孔空间,阻碍了宏孔的发育。

5.2 不同类型矿物对孔径分布的影响

孤峰组页岩矿物组分以石英、碳酸盐及黏土矿物为主,因此本文主要分析上述三类矿物对储

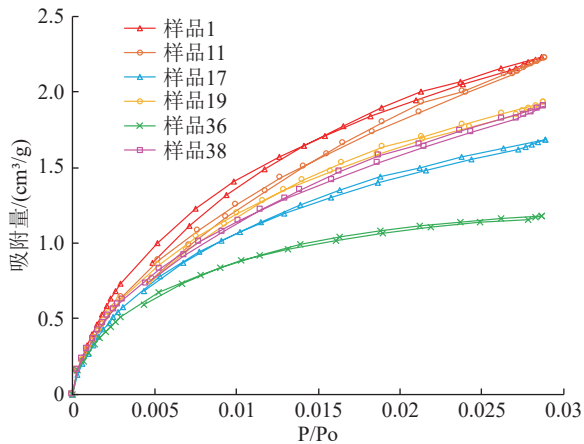


图 6 下扬子地区孤峰组页岩 CO₂ 吸附-脱附曲线图
Fig.6 CO₂ adsorption-desorption curves of the Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area

层孔径分布特征的影响。石英含量与微孔、介孔呈明显正相关性,而与宏孔呈负相关性(图 10)。主要原因在于,孤峰组页岩硅质来源以生物成因为主,硅质含量越高,越促进有机质的发育(于炳松, 2012; 朱文博等, 2021),从而有利于微孔、介孔的发育。碳酸盐矿物含量与微孔、介孔呈负相关性,与宏孔呈现正相关性,分析认为,碳酸盐矿物可发育溶蚀孔隙,对应宏孔范围,因而碳酸盐矿物含量越高,页岩储层宏孔越发育(图 11)。黏土矿物含量主要与微孔具有较为明显的正相关性,与介孔和宏孔相关性不明显(图 12)。分析认为,孤峰组黏土矿物含量低,黏土矿物所发育的晶间孔隙并非主体孔隙类型,且主要以微孔范围的孔隙为主,因而与微孔具有较强的正相关性,而与介孔、宏孔相关性较弱。

6 孔径分布、比表面积对含气性的影响

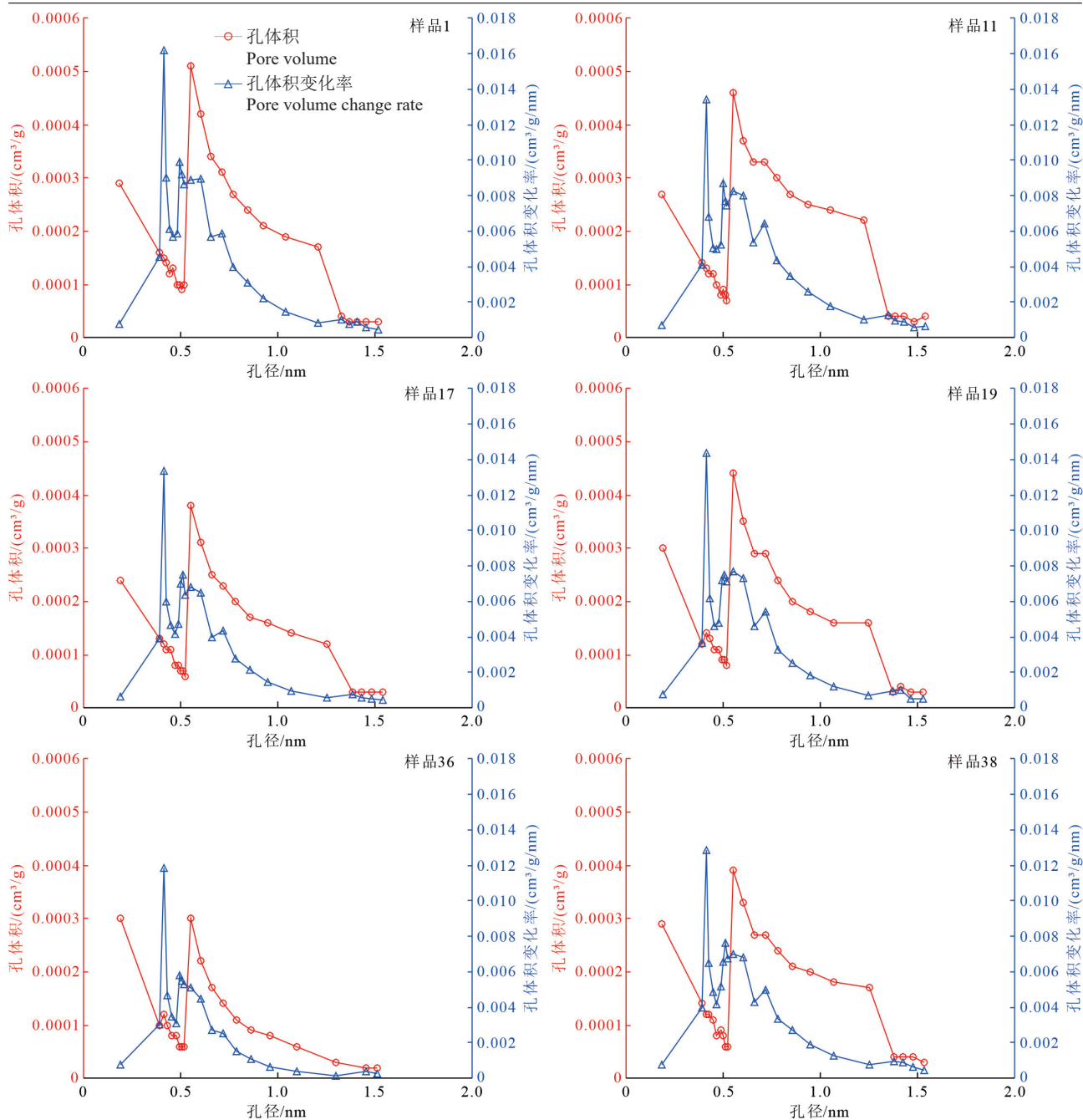
页岩气赋存状态主要以吸附气和游离气为主,随着生烃演化的进行,生成的气态烃优先在分子作用力的作用下吸附于页岩孔隙表面,满足孔隙吸附性后,多余的气态烃以游离态赋存于剩余孔隙空间中(杨钦等, 2022),甲烷分子粒径为 0.414 nm(张吉振等, 2021),在页岩孔隙中,微孔孔径范围介于 0~2 nm,在甲烷吸附后几乎没有多余空间容纳游离气,因此可赋存游离气的仅介孔及宏孔两类孔隙。前人研究表明吸附气与比表面积密切相关,而游离气则取决于总孔体积,大量研究结果揭示,比表面

积越大,吸附气含量越高,相对应的总孔体积越大则越有利于游离气的富集(图 13)(姜振学等, 2016; 李倩文等, 2020; 杨博伟等, 2024)。

不同类型孔隙与比表面积相关性表明,微孔、介孔均与比表面积呈现明显的正相关性,而宏孔与比表面积则呈负相关性(图 14),因而页岩比表面积主要由微孔与介孔所提供,相同体积下微孔与介孔的高比表面积可为页岩气提供更多的吸附点位,控制页岩吸附气含量。微孔、介孔、宏孔与总孔体积相关性分析表明(图 15),总孔体积与微孔含量呈负相关性,而与宏孔及介孔含量呈正相关性,介孔与宏孔均可作为游离气的赋存场所,但宏孔相对于微孔、介孔,其比表面积含量差异较大,宏孔所能提供的吸附点位远小于微孔、介孔,因而宏孔较为发育的储层,其游离气的比例要远高于以微孔、介孔为主的页岩储层,而吸附气含量则相对较低。综合研究表明,微孔以赋存吸附气为主,介孔可兼具吸附气和游离气赋存,而宏孔则以赋存游离气为主。

页岩总含气量为吸附气与游离气之和,其中以微孔为主的页岩储层,孔径小,比表面积相对较高,总孔体积含量低(图 16),页岩气以吸附态赋存于微孔中,几乎不含游离气,总体开发难度高,总含气量低,但在复杂构造区,以微孔为主的储层富含吸附气,使其抗散失能力相对较强;以宏孔为主的页岩储层则恰恰相反,其比表面积含量低,总孔体积相对较高,气体主要以游离态赋存于页岩孔隙中,在构造稳定、保存条件较好的地区,其含气量高、开发难度低,可作为页岩气勘探开发的主要目标储层,但对于复杂构造区,以赋存游离气为主的宏孔类储层,在地层封闭性被破坏时,游离气会快速逸散消亡;以介孔为主的页岩储层介于微孔类与宏孔类储层之间,其既可为吸附气提供大量吸附点位,也可为游离气提供多余的赋存空间,在构造稳定区,其含气量或略低于宏孔类储层,但却要高于微孔类储层,而在构造复杂区,其抗逸散能力又远高于宏孔类储层。因而,在复杂构造区,综合对比认为富含介孔类的页岩储层可作为勘探首选。

下扬子地区孤峰组页岩富含有机质,在生烃演化过程中发育大量纳米级孔隙,孔隙类型以介

图7 CO₂ 吸附孔径分布及孔体积变化率分布图Fig.7 CO₂ adsorption pore size distribution and pore volume change rate distribution

孔为主, 部分样品宏孔同样发育, 综合分析认为孤峰组页岩具备大量赋存吸附气与游离气的地质条件, 且在构造复杂的下扬子地区, 介孔极其发育的孤峰组页岩可赋存大量吸附气, 具备一定的抗散失能力, 因而孤峰组页岩具备良好的页岩气勘探开发前景, 可作为下扬子页岩气勘探的主力层位。

7 结论

(1) 孤峰组页岩孔径分布复杂, 微孔、介孔及宏孔均有发育, 其中微孔区间孔径分布峰值位于 0.4~0.7 nm, 介孔区间孔径分布峰值主要位于 2~4 nm 和 10~15 nm, 宏孔区间孔径分布峰值为 100~500 nm、1~5 μm 及 >100 μm, 页岩总孔体积主要由介孔贡献,

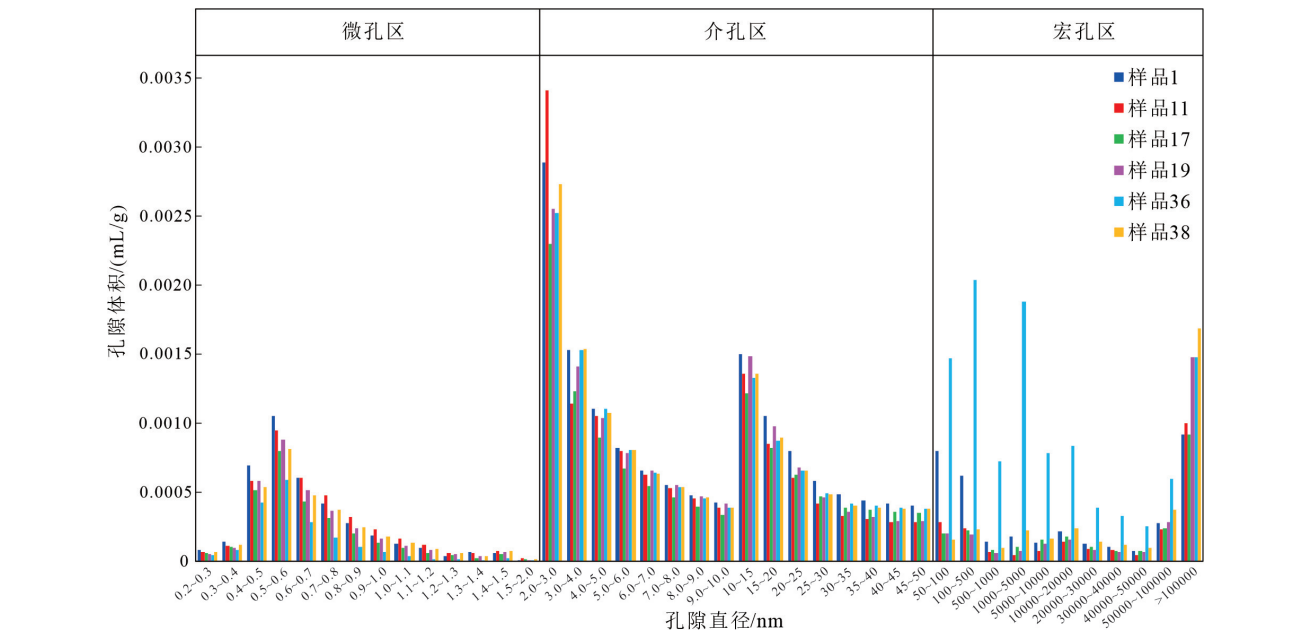


图 8 下扬子地区孤峰组页岩全孔径分布图
Fig.8 Full pore size distribution map of the Gufeng Formation shale in the Lower Yangtze area

表 2 下扬子地区孤峰组页岩不同类型孔隙分布

样品编号	孔隙体积/(mL/g)			总孔体积/(mL/g)	孔隙体积占比/%		
	微孔 (<2 nm)	介孔 (2~50 nm)	宏孔 (>50 nm)		微孔	介孔	宏孔
样品1	0.00419	0.0141823	0.0036346	0.0220069	19.04	64.44	16.52
样品11	0.00417	0.0128858	0.0023411	0.0193968	21.50	66.43	12.07
样品17	0.00316	0.0114927	0.0023991	0.0170517	18.53	67.40	14.07
样品19	0.00362	0.0128201	0.0028251	0.0192652	18.79	66.55	14.66
样品36	0.00222	0.0129889	0.01081	0.0260189	8.53	49.92	41.55
样品38	0.00358	0.0131805	0.0035787	0.0203392	17.60	64.80	17.59

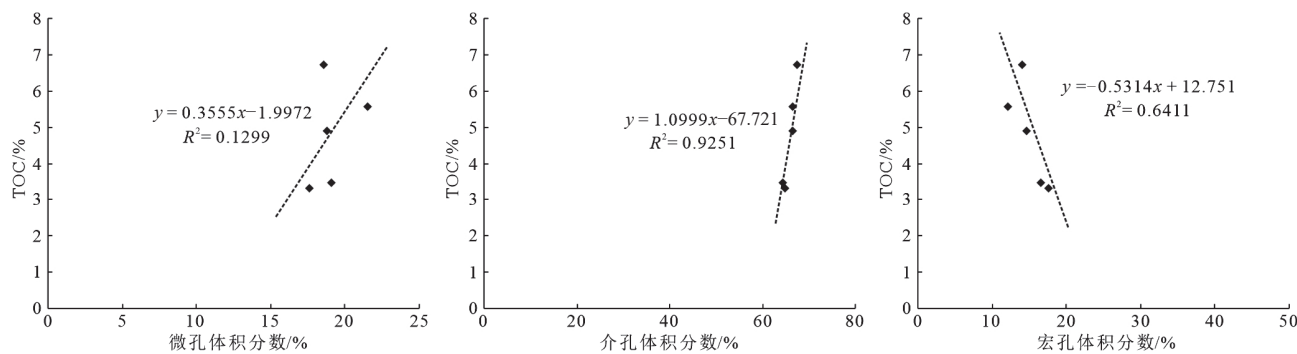


图 9 TOC 与不同类型孔隙的相关性分析
Fig.9 Correlation analysis between TOC and different types of pores

介孔贡献率达 50%~68%, 微孔及宏孔对于孔体积的贡献率则相对较低。

(2)页岩生烃演化形成的有机质孔隙主要以微孔、介孔为主, 有机质含量越高则微孔、介孔含量越

高; 黏土矿物主要发育微孔, 并降低了宏孔的含量; 孤峰组生物成因硅质有利于有机质富集, 因而石英含量越高, 有机质孔隙越发育, 微孔及介孔含量越高; 碳酸盐矿物则可有效增加宏孔含量。

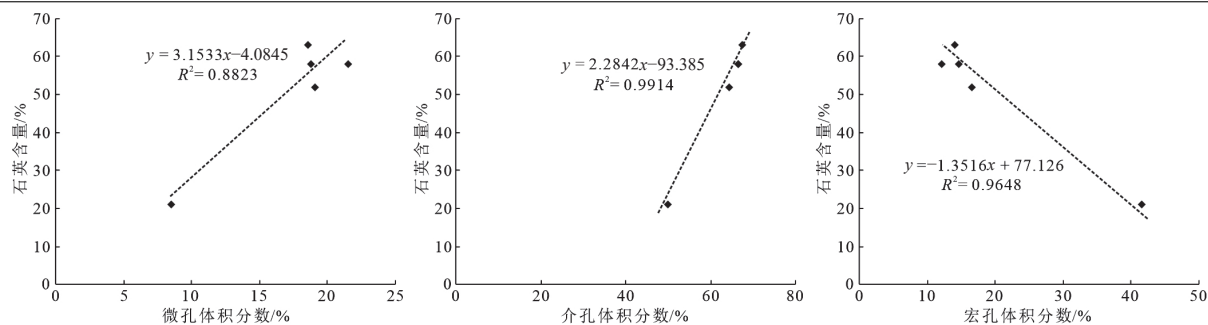


图 10 石英含量与不同类型孔隙的相关性分析

Fig.10 Correlation analysis between quartz content and different types of pores

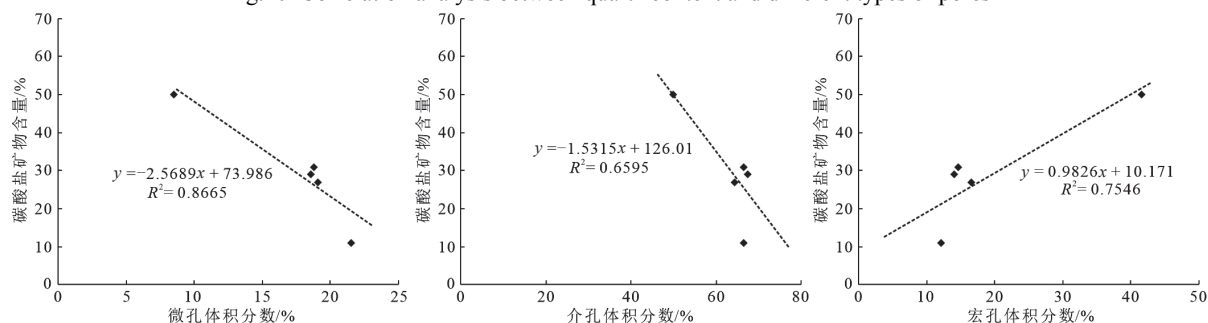


图 11 碳酸盐矿物含量与不同类型孔隙的相关性分析

Fig.11 Correlation analysis between carbonate mineral content and different types of pores

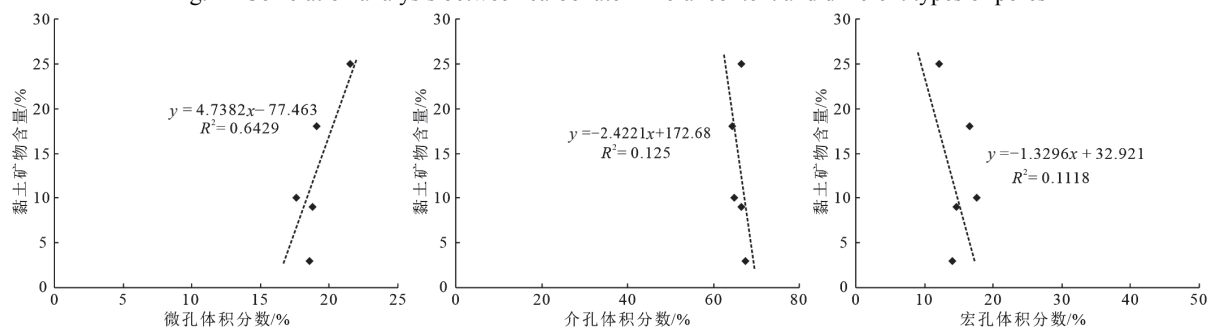


图 12 黏土矿物含量与不同类型孔隙的相关性分析

Fig.12 Correlation analysis between clay mineral content and different types of pores

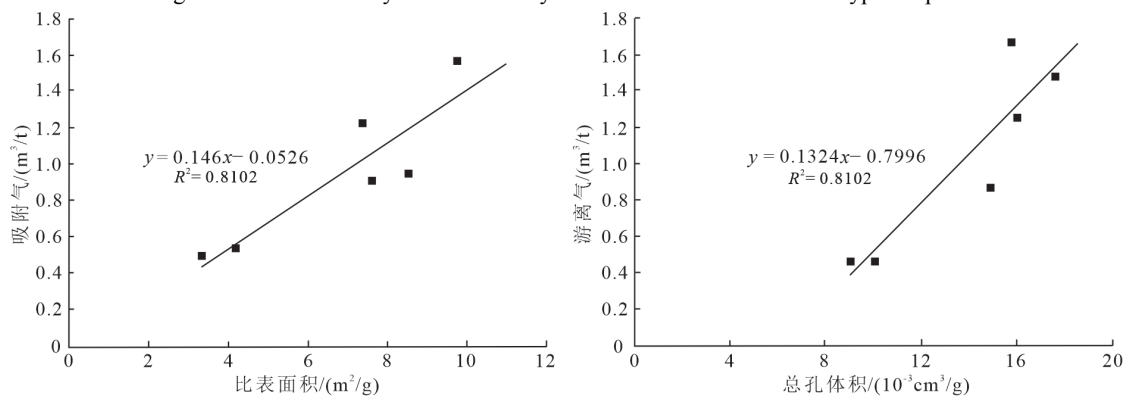


图 13 页岩比表面积、总孔体积与含气性的关系(据杨博伟等, 2024 修改)

Fig.13 Relationship between shale specific surface area, total pore volume, and gas content(after Yang Bowei et al., 2024)

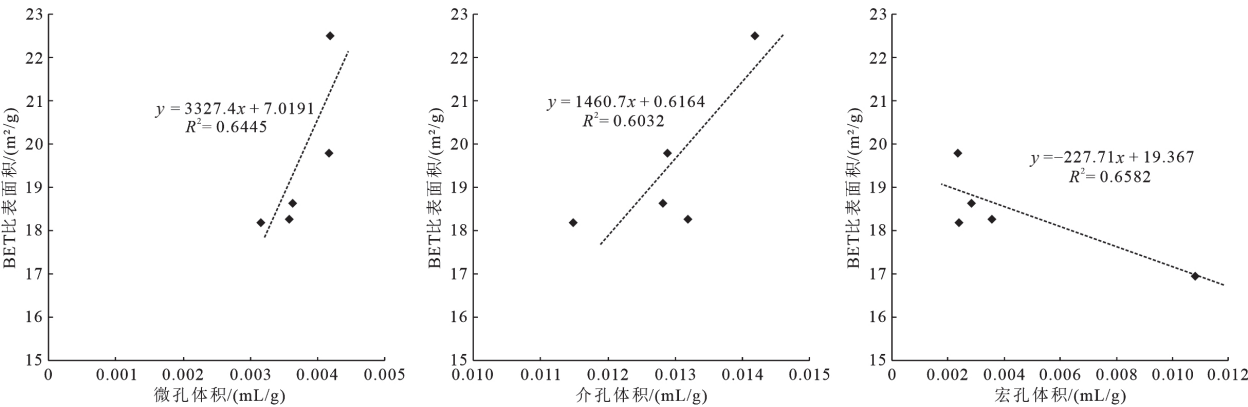


图 14 孤峰组页岩微孔、介孔、宏孔与比表面积相关性
Fig.14 Correlation between micropores, mesopores, macropores and specific surface area of shale in the Gufeng Formation

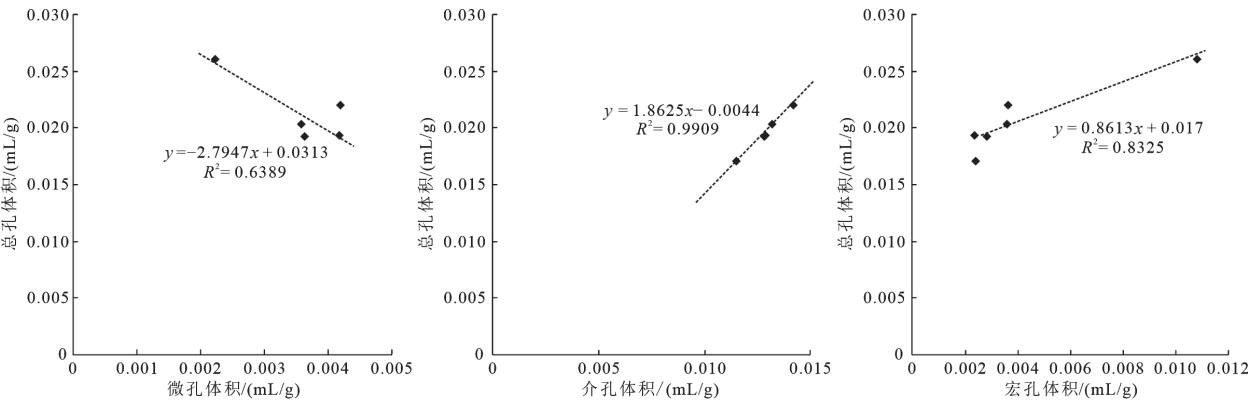


图 15 孤峰组页岩微孔、介孔、宏孔与总孔体积相关性
Fig.15 Correlation between micropores, mesopores, macropores and total pore volume of shale in the Gufeng Formation

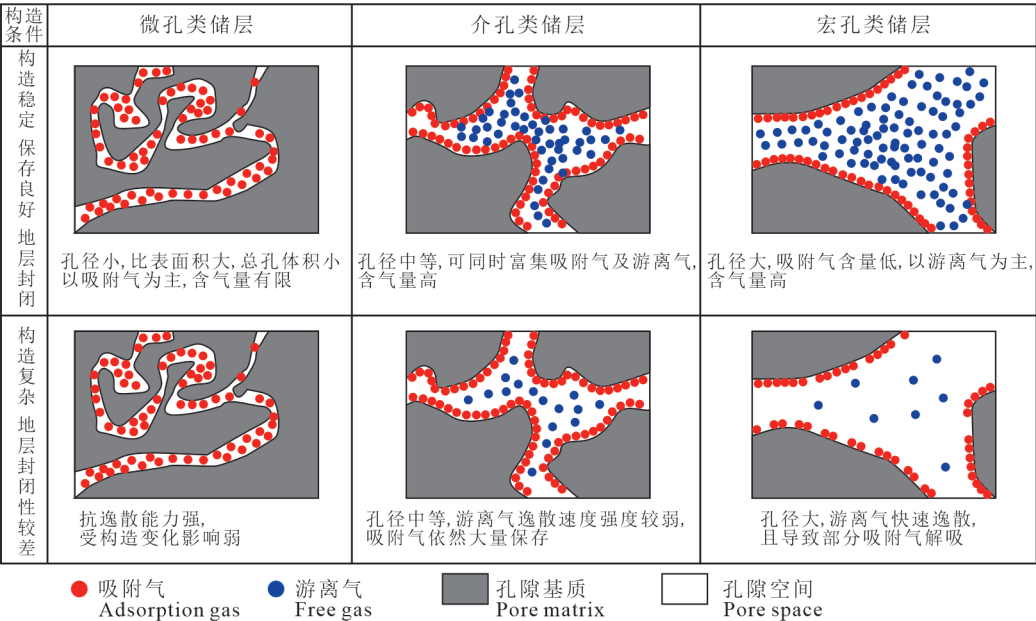


图 16 不同类型孔隙储层含气性对比
Fig.16 Comparison of gas-bearing properties of different types of pore reservoirs

(3)微孔与介孔控制着页岩储层比表面积的发育程度,是吸附气赋存的主要孔隙类型,介孔与宏孔则对总孔体积具有重要影响,可为游离气提供富集空间;在构造稳定区,介孔类与宏孔类储层均可作为有利勘探方向,但在下扬子复杂构造区,以介孔为主的孤峰组页岩,可兼具吸附气及游离气大量赋存,并具备一定抗逸散能力,相较于宏孔类储层则更具优势。

References

- Bai Luheng, Shi Wanzhong, Zhang Xiaoming, Xu Xiaofeng, Liu Yuzuo, Yang Yang, Feng Qian, Cao Shenting. 2021. Characteristics of Permian marine shale and its sedimentary environment in Xuanjing area, South Anhui Province, Lower Yangtze Area[J]. *Earth Science*, 46(6): 2204–2217 (in Chinese with English abstract).
- Bi He, Jiang Zhenxue, Li Peng, Li Zhuo, Tang Xianglu, Zhang Dingyu, Xu Ye. 2014. Shale reservoir characteristics and its influence on gas content of Wufeng–Longmaxi Formation in the southeastern Chongqing[J]. *Natural Gas Geoscience*, 25(8): 1275–1283 (in Chinese with English abstract).
- Brunauer S, Deming L S, Deming W E, Teller E. 1940. On a theory of the van der Waals adsorption of gases[J]. *Journal of the American Chemical Society*, 62(7): 1723–1732.
- Cao Taotao, Deng Mo, Liu Hu, Cao Qingu, Liu Guangxiang. 2021. Reservoir characteristics and methane adsorption capacity of the Wujiaping formation shale: A case study in Lichuan area, Western Hubei[J]. *Journal of China University of Mining and Technology*, 50(1): 138–153 (in Chinese with English abstract).
- Chen F W, Zheng Q, Ding X, Lu S F, Zhao H Q. 2020. Pore size distributions contributed by OM, clay and other minerals in over-mature marine shale: A case study of the Longmaxi shale from Southeast Chongqing, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 122: 104679.
- Chen Jie. 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).
- Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, Liu Honglin, Wei Wei, Fang Junhua. 2012. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 37(3): 438–444 (in Chinese with English abstract).
- Chen Yang, Tang Hongming, Liao Jijia, Luo Chao, Zhao Shengxian, Zheng Majia, Zhong Quan. 2022. Analysis of shale pore characteristics and controlling factors based on variation of buried depth in the Longmaxi Formation, Southern Sichuan Basin[J]. *Geology in China*, 49(2): 472–484 (in Chinese with English abstract).
- Fu Changqing. 2017. Study on Reservoir Characteristics and Shale Gas Enrichment of Wufeng–Longmaxi Formation Shale in Southeast Chongqing[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 1–209 (in Chinese with English abstract).
- Hu J G, Tang S H, Zhang S H. 2016. Investigation of pore structure and fractal characteristics of the Lower Silurian Longmaxi shales in western Hunan and Hubei Provinces in China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 28: 522–535.
- Huang Baojia, Shi Rongfu, Zhao Xinbing, Zhou Gang. 2013. Geological conditions of Paleozoic shale gas formation and its exploration potential in the South Anhui, Lower Yangtze area[J]. *Journal of China Coal Society*, 38(5): 877–882 (in Chinese with English abstract).
- Jiang Tao, Jin Zhijun, Liu Guangxiang, Hu Zongquan, Liu Quanyou, Liu Zhongbao, Wang Pengwei, Wang Ruyue, Yang Tao, Wang Guanping. 2021. Pore structure characteristics of shale reservoirs in the Ziliujing Formation in Yuanba area, Sichuan Basin[J]. *Oil and Gas Geology*, 42(4): 909–918 (in Chinese with English abstract).
- Jiang Zhenxue, Tang Xianglu, Li Zhuo, Huang Hexing, Yang Peipei, Yang Xiao, Li Weibing, Hao Jin. 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).
- Li J Q, Lu S F, Xie L J, Zhang J, Xue H T, Zhang P F, Tian S S. 2017. Modeling of hydrocarbon adsorption on continental oil shale: A case study on n-alkane[J]. *Fuel*, 206: 603–613.
- Li Jianqing, Zhang Chengcheng, Huang Zhengqing, Fang Chaogang, Wu Tong, Shao Wei, Zhou Daorong, Teng Long, Wang Yuanjun, Huang Ning. 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 Qianwen, Tang Ling, Pang Xiongqi. 2020. Dynamic evolution model of shale gas occurrence and quantitative evaluation of gas-bearing properties[J]. *Geological Review*, 66(2): 457–466 (in Chinese with English abstract).
- Li Qiqi, Xu Shang, Chen Ke, Song Teng, Meng Fanyang, He Sheng, Lu Yongchao, Shi Wanzhong, Gou Qiyang, Wang Yuxuan. 2022. Analysis of shale gas accumulation conditions of the Upper Permian in the Lower Yangtze Region[J]. *Geology in China*, 49(2): 383–397 (in Chinese with English abstract).
- Li Tengfei, Tian Hui, Chen Ji, Chen Lijun. 2015. The application of low pressure gas adsorption to the characterization of pore size distribution for shales: An example from southeastern Chongqing area[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26(9): 1719–1728 (in Chinese with English abstract).
- Li Yang, Zhang Yugui, Zhang Lang, Hou Jingling. 2019. Characterization on pore structure of tectonic coals based on the method of mercury intrusion, carbon dioxide adsorption and nitrogen adsorption[J]. *Journal of China Coal Society*, 44(4): 1188–1196 (in Chinese with English abstract).
- Li Yuxi, Qiao Dewen, Jiang Wenli, Zhang Chunhe. 2011. Gas content of gas-bearing shale and its geological evaluation summary[J].

- Geological Bulletin of China, 30(Z1): 308–317 (in Chinese with English abstract).
- Liao Shenbing, Shi Gang, Li Jianqing, Zhen Hongjun, Zhou Daorong, Wang Cunzhi, Huang Ning. 2021. Well WWD1 encountered Permian Gufeng Formation shale gas in Wangjiang area, Anhui[J]. *Geology in China*, 48(5): 1657–1658 (in Chinese).
- 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 K, Ostadhassan M. 2019. The impact of pore size distribution data presentation format on pore structure interpretation of shales[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 3(2): 187–197.
- Liu K, Ostadhassan M, Sun L, Zou J, Yuan Y, Gentzis T, Zhang Y, 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 Weixin, Yu Linjie, Zhang Wentao, Fan Ming, Bao Fang. 2016. Characteristics of microscopic pore structure of shale of Longmaxi Formation in Southeast Sichuan[J]. *Marine Geology and Quaternary Geology*, 36(3): 127–134 (in Chinese with English abstract).
- Peng Xiaodong, Xu Jinlong, Fang Chaogang, Shen Shihao. 2022. Sequence stratigraphic characteristics and shale gas exploration prospect of Middle Permian Qixia Formation in the Xuancheng-Guangde Basin[J]. *East China Geology*, 43(2): 154–166 (in Chinese with English abstract).
- Ritter H L, Drake L C. 1945. Pressure porosimeter and determination of complete macropore-size distributions[J]. *Industrial and Engineering Chemistry Analytical Edition*, 17(12): 782–786.
- Shao Xinhe, Pang Xiongqi, Hu Tao, Xu Tianwu, Xu Yuan, Tang Ling, Li Hui, Li Longlong. 2019. Microscopic characteristics of pores in Es3 shales and its significances for hydrocarbon retention in Dongpu Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil and Gas Geology*, 40(1): 67–77 (in Chinese with English abstract).
- Sun M D, Yu B S, Hu Q H, Zhang Y F, Li B, Yang R, Yuri B M, Cheng G. 2017. Pore characteristics of Longmaxi shale gas reservoir in the Northwest of Guizhou, China: Investigations using small-angle neutron scattering (SANS), helium pycnometry, and gas sorption isotherm[J]. *International Journal of Coal Geology*, 171: 61–68.
- Tian Hua, Zhang Shuichang, Liu Shaobo, Zhang Hong. 2012. Determination of organic-rich shale pore features by mercury injection and gas adsorption methods[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 33(3): 419–427 (in Chinese with English abstract).
- Wang F T, Guo S B. 2018. Influential factors and model of shale pore evolution: A case study of a continental shale from the Ordos Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 102: 271–282.
- Wu Songtao, Zou Caineng, Zhu Rukai, Yuan Xuanjun, Yao Jinli, Yang Zhi, Sun Liang, Bai Bin. 2015. Reservoir quality characterization of upper Triassic Chang 7 shale in Ordos Basin[J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 40(11): 1810–1823 (in Chinese with English abstract).
- Xiong Wei, Guo Wei, Liu Honglin, Gao Shusheng, Hu Zhiming, Yang Farong. 2012. Reservoir characteristics and isothermal adsorption characteristics of shale[J]. *Natural Gas Industry*, 32(1): 113–116, 130 (in Chinese with English abstract).
- Yang Bowei, Shi Wanzhong, Zhang Xiaoming, Xu Xiaofeng, Liu Yuzuo, Bai Luheng, Yang Yang, Chen Xianglin. 2024. Pore structure characteristics and gas-bearing properties of shale gas reservoirs of Lower Carboniferous Dawuba Formation in southern Guizhou[J]. *Lithologic Reservoirs*, 36(1): 45–58 (in Chinese with English abstract).
- Yang Qin, Su Siyuan, Li Ang, Zhao Zhenduo, Xin Jian, Li Xuesong, Jing Cui, Zhang Jiahao, Liang Chao, Sun Yue. 2022. Influence of pore type on the occurrence state of shale gas: Taking Wufeng-Longmaxi formation shale in Changning area of southern Sichuan as an example[J]. *Journal of China University of Mining and Technology*, 51(4): 704–717 (in Chinese with English abstract).
- Yang Rui, He Sheng, Hu Dongfeng, Zhang Hanrong, Zhang Jiankun. 2015. Pore structure characteristics and main controlling factors of Wufeng-Longmaxi shale in Jiaoshiba area[J]. *Geological Science and Technology Information*, 34(5): 105–113 (in Chinese with English abstract).
- Yu Bingsong. 2012. Particularity of shale gas reservoir and its evaluation[J]. *Earth Science Frontiers*, 19(3): 252–258 (in Chinese with English abstract).
- Yu Yuxi, Wang Zongxiu, Zhang Kaixun, Chen Ming. 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 Baomin, Cai Quansheng, Chen Xiaohong, Wang Chuanshang, Zhang Guotao, Chen Lin, Li Peijun, Li Yangui. 2021. Reservoir characteristics and gas-bearing capacity of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Well Eyy2, east Huangling Uplift, western Hubei Province[J]. *Geology in China*, 48(5): 1485–1498 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Jizhen, Li Xianqi, Zou Xiaoyan, Xie Zengye, Zhang Xueqing, Li Yangyang, Wang Feiyu. 2021. Pore structure characteristics of a marine-continental coal-bearing shale reservoir and its effect on the shale gas-containing property[J]. *Geochimica*, 50(5): 478–491 (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.
- Zhao Pei, Li Xianqing, Tian Xingwang, Su Guiping, Zhang Mingyang, Guo Man, Dong Zeliang, Sun Mengmeng, Wang Feiyu. 2014. Study on micropore structure characteristics of Longmaxi Formation shale gas reservoirs in the southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 25(6): 947–956 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Wenbo, Zhang Xunhua, Zhou Daorong, Fang Chaogang, Li Jianqing, Huang Zhenqing. 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

- 白卢恒, 石万忠, 张晓明, 徐笑丰, 刘俞佐, 杨洋, 冯芊, 曹沈厅. 2021. 下扬子皖南宣泾地区二叠系海相页岩特征及其沉积环境[J]. 地球科学, 46(6): 2204–2217.
- 毕赫, 姜振学, 李鹏, 李卓, 唐相路, 张定宇, 许野. 2014. 渝东南地区黔江凹陷五峰组——龙马溪组页岩储层特征及其对含气量的影响[J]. 天然气地球科学, 25(8): 1275–1283.
- 曹涛涛, 邓模, 刘虎, 曹清古, 刘光祥. 2021. 吴家坪组页岩储层特征及甲烷吸附能力——以鄂西利川地区为例[J]. 中国矿业大学学报, 50(1): 138–153.
- 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.
- 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 刘洪林, 魏伟, 方俊华. 2012. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. 煤炭学报, 37(3): 438–444.
- 陈洋, 唐洪明, 廖纪佳, 罗超, 赵圣贤, 郑马嘉, 钟权. 2022. 基于埋深变化的川南龙马溪组页岩孔隙特征及控制因素分析[J]. 中国地质, 49(2): 472–484.
- 付常青. 2017. 渝东南五峰组—龙马溪组页岩储层特征与页岩气富集研究[D]. 徐州: 中国矿业大学, 1–209.
- 黄保家, 施荣富, 赵幸滨, 周刚. 2013. 下扬子皖南地区古生界页岩气形成条件及勘探潜力评价[J]. 煤炭学报, 38(5): 877–882.
- 姜涛, 金之钧, 刘光祥, 胡宗全, 刘全有, 刘忠宝, 王鹏威, 王濡岳, 杨滔, 王冠平. 2021. 四川盆地元坝地区自流井组页岩储层孔隙结构特征[J]. 石油与天然气地质, 42(4): 909–918.
- 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.
- 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.
- 李倩文, 唐令, 庞雄奇. 2020. 页岩气赋存动态演化模式及含气性定量评价[J]. 地质评论, 66(2): 457–466.
- 李琪琪, 徐尚, 陈科, 宋腾, 孟凡洋, 何生, 陆永潮, 石万忠, 苟启洋, 王雨轩. 2022. 下扬子地区上二叠统页岩气成藏条件分析[J]. 中国地质, 49(2): 383–397.
- 李腾飞, 田辉, 陈吉, 程礼军. 2015. 低压气体吸附法在页岩孔径表征中的应用——以渝东南地区页岩样品为例[J]. 天然气地球科学, 26(9): 1719–1728.
- 李阳, 张玉贵, 张浪, 侯金玲. 2019. 基于压汞、低温 N_2 吸附和 CO_2 吸附的构造煤孔隙结构表征[J]. 煤炭学报, 44(4): 1188–1196.
- 李玉喜, 乔德武, 姜文利, 张春贺. 2011. 页岩气含气量和页岩气地质评价综述[J]. 地质通报, 30(Z1): 308–317.
- 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.
- 刘伟新, 俞凌杰, 张文涛, 范明, 鲍芳. 2016. 川东南龙马溪组页岩微观孔隙结构特征[J]. 海洋地质与第四纪地质, 36(3): 127–134.
- 彭晓东, 徐锦龙, 方朝刚, 沈仕豪, 章诚诚. 2022. 宣广盆地中二叠世栖霞组层序地层特征及页岩气勘探前景[J]. 华东地质, 43(2): 154–166.
- 邵新荷, 庞雄奇, 胡涛, 徐田武, 徐源, 唐令, 李慧, 李龙龙. 2019. 渤海湾盆地东濮凹陷沙三段泥页岩储层孔隙微观特征及其对油气滞留的意义[J]. 石油与天然气地质, 40(1): 67–77.
- 田华, 张水昌, 柳少波, 张洪. 2012. 压汞法和气体吸附法研究富有机质页岩孔隙特征[J]. 石油学报, 33(3): 419–427.
- 吴松涛, 邹才能, 朱如凯, 袁选俊, 姚绍利, 杨智, 孙亮, 白斌. 2015. 鄂尔多斯盆地上三叠统长 7 段泥页岩储集性能[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 40(11): 1810–1823.
- 熊伟, 郭为, 刘洪林, 高树生, 胡志明, 杨发荣. 2012. 页岩的储层特征以及等温吸附特征[J]. 天然气工业, 32(1): 113–116, 130.
- 杨博伟, 石万忠, 张晓明, 徐笑丰, 刘俞佐, 白卢恒, 杨洋, 陈相霖. 2024. 黔南地区下石炭统打屋坝组页岩气储层孔隙结构特征及含气性评价[J]. 岩性油气藏, 36(1): 45–58.
- 杨钦, 苏思远, 李昂, 赵振铎, 邢健, 李雪松, 井翠, 张家浩, 梁超, 孙越. 2022. 孔隙类型对页岩气赋存状态的影响——以川南长宁地区五峰组—龙马溪组页岩为例[J]. 中国矿业大学学报, 51(4): 704–717.
- 杨锐, 何生, 胡东风, 张汉荣, 张建坤. 2015. 焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩孔隙结构特征及其主控因素[J]. 地质科技情报, 34(5): 105–113.
- 于炳松. 2012. 页岩气储层的特殊性及其评价思路和内容[J]. 地学前缘, 19(3): 252–258.
- 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.
- 张保民, 蔡全升, 陈孝红, 王传尚, 张国涛, 陈林, 李培军, 李炎桂. 2021. 鄂西黄陵隆起东缘鄂宜页 2 井五峰组—龙马溪组页岩气储层特征与含气性[J]. 中国地质, 48(5): 1485–1498.
- 张吉振, 李贤庆, 邹晓艳, 谢增业, 张学庆, 李阳阳, 王飞宇. 2021. 海陆过渡相煤系页岩孔隙结构特征及其对含气性的影响[J]. 地球化学, 50(5): 478–491.
- 赵佩, 李贤庆, 田兴旺, 苏桂萍, 张明扬, 郭曼, 董泽亮, 孙萌萌, 王飞宇. 2014. 川南地区龙马溪组页岩气储层微孔隙结构特征[J]. 天然气地球科学, 25(6): 947–956.
- 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.