

四川盆地泸州区块五峰组-龙马溪组页岩气储层 孔隙连通性特征及模式

赵圣贤^{1,2}, 刘勇³, 李博^{1,2}, 陈鑫^{1,2}, 刘东晨^{1,2}, 尹美璇^{1,2}, 常莹^{1,2}, 蒋睿^{1,2}

(1. 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院, 四川成都 610051; 2. 页岩气评价与开采四川省重点实验室, 四川成都 610051;
3. 中国石油西南油气田分公司, 四川成都 610051)

摘要:依据传统靶体优选指标优选的页岩甜点仍然存在产量低的情况, 诸多学者和工程师认为是孔隙连通性制约了产能。虽然水力压裂能够扩大页岩储层开发的有效面积, 但页岩气从基质向水力裂缝中的运移完全取决于页岩孔隙的连通性。揭示四川盆地泸州区块页岩储层的孔隙连通性, 建立页岩储层识别评价模式对页岩储层孔隙连通性判断和靶体优选具有重要指导作用。选取典型钻井样品, 利用核磁共振(NMR)、压汞法(MIP)、聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)和大面积图像拼接技术(MAPS)实验测试方法, 以连通性孔隙度和连通性孔隙占比为依据, 将泸州区块五峰组-龙马溪组页岩储层孔隙连通性划分为3级: A类储层(连通性孔隙体积 $>0.0067\text{ cm}^3/\text{g}$; 连通孔隙度 $>1.75\%$) NMR孔径分布曲线基本呈三峰分布, 小孔、中孔和大孔之间的连通性好, 发育大量连通性气胀型有机质孔和大量无机矿物孔隙; B类储层(连通性孔隙体积 $=0.0057\sim0.0067\text{ cm}^3/\text{g}$; 连通孔隙度 $=1.55\%\sim1.70\%$) NMR孔径分布曲线呈近似双峰分布, 小孔和中孔之间的连通性较好, 但中孔和大孔之间的连通性差, 以发育孤立海绵状有机质孔隙为主, 同时发育大量无机矿物孔隙; C类储层(连通性孔隙体积 $<0.0057\text{ cm}^3/\text{g}$; 连通孔隙度 $<1.55\%$) NMR孔径分布曲线呈单峰分布, 不同孔径孔隙之间的连通性差, 有机质多不发育孔隙, 无机矿物孔隙也不甚发育。研究结果表明: ①不同孔径孔隙之间的合理配置有助于页岩孔隙连通性的改善, 大量发育的无机矿物孔隙起到了沟通各局部连通的有机质孔隙的作用, 共同构成了页岩的连通性孔隙网络。②为富泥硅质页岩相的孔隙连通性最好。③基于储层孔隙连通性特征与MAPS和FIB-SEM数据建立的页岩储层孔隙连通性定性-定量识别图版及揭示的3类页岩储层孔隙连通性模式, 将为今后页岩储层孔隙连通性判断提供依据和为优质页岩储层靶体优选提供支撑。

关键词: 连通性模式; 孔隙连通性; 页岩气储层; 五峰组-龙马溪组; 泸州区块; 四川盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Characteristics and patterns of the pore connectivity in shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block, Sichuan Basin

ZHAO Shengxian^{1,2}, LIU Yong³, LI Bo^{1,2}, CHEN Xin^{1,2}, LIU Dongchen^{1,2}, YIN Meixuan^{1,2}, CHANG Ying^{1,2}, JIANG Rui^{1,2}

(1. Shale Gas Research Institute, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. Shale Gas Evaluation and Exploitation Key Laboratory of Sichuan Province, Chengdu, Sichuan 610051, China; 3. Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China)

Abstract: Some shale gas sweet spots preferentially selected based on traditional selection criteria are still of low production, the reason for which has been attributed to poor pore connectivity according to many researchers and engineers. Although hydraulic fracturing can enhance the effective exploitation area of shale reservoirs, the migration of shale gas from the matrix to hydraulic fractures depends solely on the pore connectivity within. For shale reservoirs in the Luzhou block of the Sichuan Basin, revealing the pore connectivity of the reservoirs and establishing reservoir identification and assessment model are crucial to guiding the pore connectivity assessment and selecting optimal target zones. In this study, we analyze typical shale samples collected from wells in the Luzhou block using experiments and

收稿日期: 2024-03-04; 修回日期: 2024-09-30。

第一作者简介: 赵圣贤(1987—), 男, 高级工程师, 页岩气勘探与开发。E-mail: zhaoshengxian@petrochina.com.cn。

通信作者简介: 李博(1987—), 男, 博士、高级工程师, 页岩气开发地质。E-mail: lib_2021@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油股份公司科技专项(2023ZZ21); 中国石油西南油气田公司科研项目(20220304-19, 20220304-08, 20210304-08)。

tests, including nuclear magnetic resonance (NMR), mercury intrusion porosimetry (MIP), focused ion beam-scanning electron microscopy (FIB-SEM), and large-field splicing scanning electron microscopy (MAPS). Based on connected porosity and the proportion of connected pores, the shale reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations in the Luzhou block are categorized into types A, B, and C in terms of pore connectivity. Type A reservoirs with connected pore volume exceeding $0.0067 \text{ cm}^3/\text{g}$ and connected porosity going beyond 1.75%, generally exhibit trimodal NMR-derived pore size distribution curves, suggesting high connectivity among small pores, mesopores, and macropores, together with well-developed connected, gas-expansion-type, organic matter-hosted pores, and inorganic mineral-hosted pores. Type B reservoirs, as characterized by connected pore volume ranging from 0.0057 to $0.0067 \text{ cm}^3/\text{g}$ and connected porosity from 1.55% to 1.70%, exhibit approximate bimodal NMR-derived pore size distribution curves, reflecting high connectivity among small pores and mesopores but low connectivity among mesopores and macropores. The pores in these reservoirs are dominated by isolated, sponge-like organic matter-hosted pores, with the presence of substantial inorganic mineral-hosted pores. Type C reservoirs, featuring connected pore volume of less than $0.0057 \text{ cm}^3/\text{g}$ and connected porosity below 1.55%, manifest unimodal NMR-derived pore size distribution curves, reflecting an absence of connectivity among pores with different sizes. In these reservoirs, organic matter generally contains no pores, and inorganic mineral-hosted pores are also poorly developed. The results of this study indicate that a reasonable configuration of pores with varying sizes contributes to pore connectivity improvement in shales. The extensively distributed inorganic mineral-hosted pores play a role in connecting locally connected organic matter-hosted pores, ultimately forming the interconnected pore networks in the shales. Among various shale facies, clay-rich siliceous shales demonstrate the highest pore connectivity. The chart for the qualitative and quantitative identification of the pore connectivity of shale reservoirs, established based on reservoir connectivity characteristics, and MAPS and FIB-SEM data, along with the three classes of pore connectivity pattern, provide a basis for determining the pore connectivity of shale reservoirs and offer support for selecting the optimal target zones of high-quality shale reservoirs in the future.

Key words: connectivity pattern, pore connectivity, shale gas reservoir, Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block, Sichuan Basin

引用格式:赵圣贤,刘勇,李博,等. 四川盆地泸州区块五峰组-龙马溪组页岩气储层孔隙连通性特征及模式[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(6): 1720-1735. DOI:10.11743/ogg20240617.

ZHAO Shengxian, LIU Yong, LI Bo, et al. Characteristics and patterns of the pore connectivity in shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1720-1735. DOI:10.11743/ogg20240617.

随着对非常规油气勘探力度的不断加大,页岩气在世界能源中的地位不断提高,世界各国对页岩储层开展的研究不断深入^[1-4]。近年来,中国能源需求年均增速超过9%,油气对外依存度居高不下。2022年,中国天然气产量 $2178 \times 10^8 \text{ m}^3$,进口天然气 $1518 \times 10^8 \text{ m}^3$,巨大的能源缺口严重制约了中国经济快速发展^[5]。“十三五”期间,中国已成为全球最大能源消费国和进口国,目前正处于“洁煤、稳油、增气”能源转型过程的关键时期,非常规油气理论、技术及管理创新,推动了中国从常规油气向非常规油气的跨越式发展。2022年中国非常规天然气产量为 $840 \times 10^8 \text{ m}^3$,占天然气总产量的38.2%^[6]。作为北美之外最大的页岩气生产国,随着页岩气勘探开发的持续快速推进,中国埋深3500 m以浅页岩气能否继续稳产上产,以及埋深超过3500 m的深层页岩气开发潜力如何,将直接影响对未

来中国页岩气资源的开发潜力和发展前景的评估和判断^[7-8]。

四川盆地五峰组-龙马溪组海相页岩是目前中国页岩气勘探开发的主力层系,具有高成熟度、大埋深、超高压、超低孔隙度和超低渗透率等特征^[9]。如何将致密页岩储层中的页岩气高效释放出来,对页岩储层进行高效开发一直是一个挑战。因此,水力压裂技术普遍应用于页岩气开发,以提高页岩储层的渗透率。以往的甜点评价体系或判断依据主要考虑2个方面:优良的含气性和可压性。参考的具体指标包括:有机质丰度、含气量、孔隙度、岩石力学参数、地应力条件、构造以及裂缝发育情况等^[9-12]。然而,即使依据这些指标定位甜点,依然存在不出气或产量不高的情况。这种情况在泸州区块尤其严重。随着勘探开发进程的推进和理论体系的日益精细和成熟,研究者和工程师

们逐渐认识到,页岩储层的孔隙连通性是一个关键的问题^[13-14]。虽然水力压裂可以形成宏观裂缝,从而扩大储层开发的有效面积,但页岩气从基质运移至水力压裂裂缝的过程依赖于页岩本身的孔隙连通性。孔隙连通性也是制约页岩气开发的重要因素。

泸州区块是四川盆地海相页岩气勘探开发的主力区块,但五峰组-龙马溪组页岩气储层的孔隙连通性特征尚未得到系统研究。目前,虽然关于页岩孔隙结构的研究较为丰富,但针对页岩孔隙连通性的研究仍然较少。以往对孔隙连通性的研究集中于探讨其影响因素^[15-16]以及对孔隙连通性的定量与定性表征^[17-20]。页岩孔隙连通性的研究方法主要包括基于计算机断层扫描方法(μ -CT)和聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)扫描结果的孔隙结构三维建模^[21],压汞法(MIP)(连通孔隙)与低场核磁共振(NMR)(总孔隙)方法联合表征^[22-23],自发渗吸实验、小角中子散射(所有孔隙)和低温液氮吸附实验(连通孔隙)孔隙结构对比^[24-25],以及示踪剂扩散方法^[25]。这些方法各有优缺点,目前尚未有标准推荐。本研究综合采用FIB-SEM,MAPS(大面积图像拼接技术),NMR和MIP方法,系统性、定性和定量地表征了页岩储层的孔隙连通性,并建立了泸州区块页岩储层孔隙连通性-定量评价图版,揭示了页岩孔隙连通性模式,明确了岩相与页岩孔隙连通性的关系。所建立的定性-定量评价图版以及揭示的岩相与孔隙连通性的关系为泸州区块页岩储层连通性判断、孔隙连通性评价和页岩甜点优选提供了指导。明确的页岩孔隙连通性模式具有重要的科学意义。

1 地质背景

泸州区块位于四川盆地东南部川南低陡褶皱带,具有北北东向构造带、南北向构造带和东西向构造带衔接与叠加的特征;北部背斜紧凑,向斜较为宽缓,成排成带排列,由北东向近平行的高陡褶皱带向南呈帚状发散;南部发育东南走向平行排列的褶皱;断裂规模较小,多与褶皱走向平行,呈南北向或北北东向(图1)^[8, 26-27]。该区地层自前震旦系一新生界皆有沉积,其中泥盆系和石炭系剥蚀较重,仅部分区域零星发育,总沉积厚度约10 km。

川南地区五峰组-龙马溪组发育大套黑色页岩^[28],受构造位置和构造活动期次等因素影响,页岩气保存条件极为复杂^[29]。五峰组-龙马溪组一段1亚段(龙一¹亚段)是泸州区块页岩气勘探开发主力层段,

全区埋深介于1 500~6 000 m。根据岩性组合、电性、古生物和地球化学等特征,龙一¹亚段自下而上细分为4个小层;依据测井曲线、旋回和元素特征,进一步将第4小层划分成4个小层。即龙一¹亚段共划分为7个小层,龙一¹⁽¹⁻⁷⁾。五峰组-龙一¹⁽³⁾小层岩性以硅质页岩为主;龙一¹⁽⁴⁻⁷⁾小层岩性主要为页岩,夹杂钙质页岩^[30]。

2 样品信息

从泸州区块泸205井、阳101H10-3井和宜203井五峰组-龙一¹⁽¹⁻⁷⁾小层采集了共22块钻井岩心样品用于研究。阳101H10-3井、泸205井和宜203井五峰组-龙一¹⁽¹⁻⁷⁾小层样品埋深分别为3 816~3 887,3 975~4 040和3 730~3 785 m。阳101H10-3井、泸205井和宜203井各小层样品总有机碳含量(TOC)分别为0.54%~4.74%,1.21%~4.97%和0.73%~6.47%(图2)。总体上,龙一¹⁽¹⁻²⁾小层的TOC最高,为目前的主力勘探开发层系。阳101H10-3井、泸205井和宜203井各小层样品的矿物组分包括石英、长石、方解石、白云石、黄铁矿、氟磷石灰和黏土矿物(图3)。其中,石英含量最高,为14%~72%;黏土矿物次之,为6%~48%。依据矿物含量对各井各小层的岩相进行了划分(图4),结果表明3口井多数层位的页岩为硅质页岩、富泥硅质页岩和含硅/泥混合质页岩。

3 实验与分析方法

3.1 低场核磁共振(NMR)实验

沉积过程中,岩石的孤立孔隙饱含地层流体,将原始流体保留在孤立孔隙中的样品继续饱和水后对其开展NMR实验,则NMR实验可以反映页岩所有孔隙的结构特征,压汞法仅表征汞液注入的连通孔隙的孔隙结构。联合这两种实验结果进行比较分析,有助于定性和定量揭示页岩总孔隙和连通性孔隙结构特征^[23]。

用于NMR实验的样品规格为截面直径2.5 cm、高3~6 cm的柱状岩心。将样品在真空烘箱中在80℃下干燥至少24 h,再测量体积和重量并计算样品的干密度后,将这些样品用100%蒸馏水饱和至少24 h,重新测量体积和质量,计算湿密度。之后进行两组NMR测量:一组在100%水饱和条件下(含水饱和度 S_w),另一组在最佳束缚水条件下(含水饱和度 S_{ir})(逐渐增大离心力至样品含水量不再随离心力增大而减小)。样品

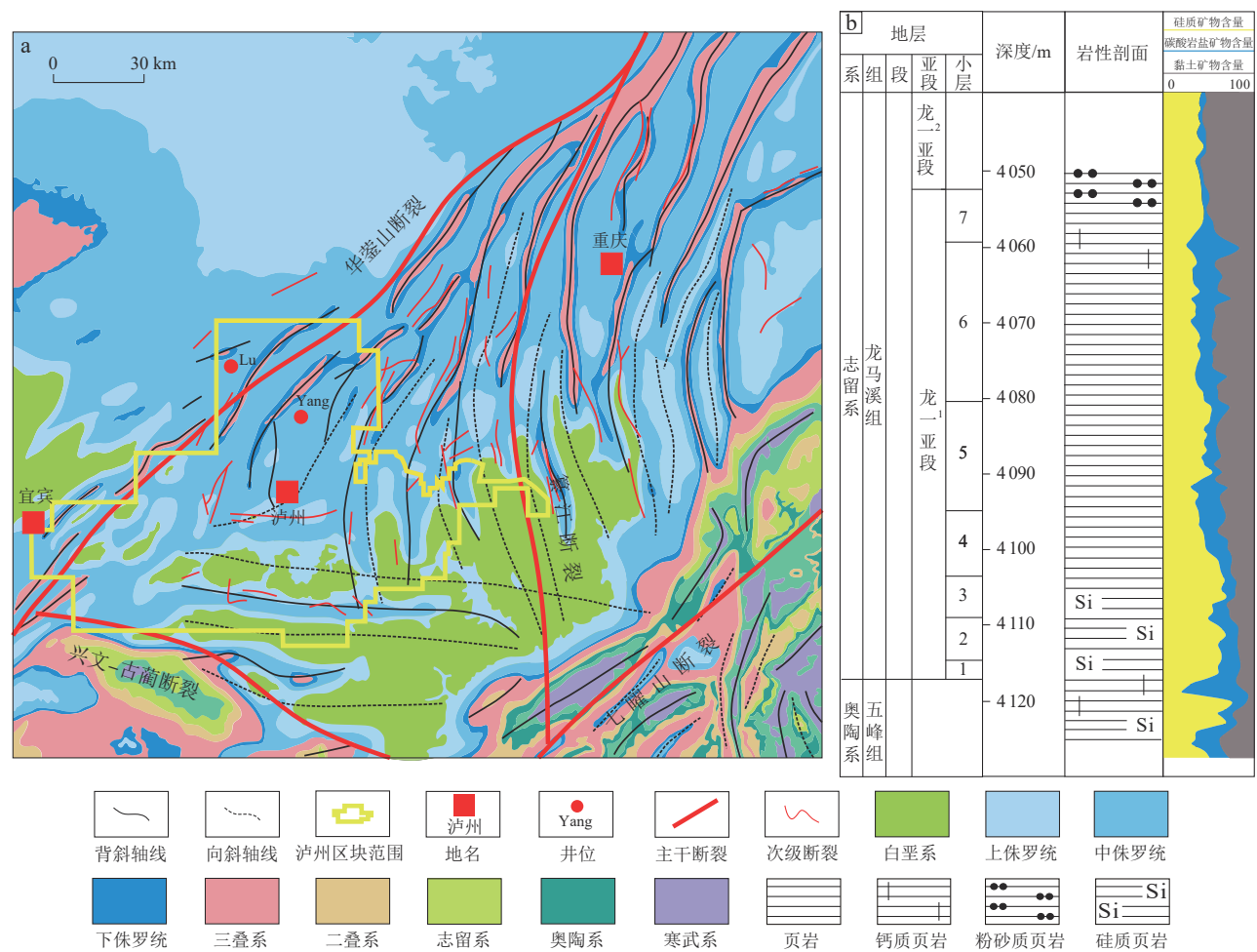


图 1 四川盆地泸州区块构造位置(a)及五峰组-龙马溪组综合柱状图(b)

Fig. 1 Tectonic location of the Luzhou block (a) and the composite stratigraphic column of the Wufeng-Longmaxi formations within the block (b), Sichuan Basin

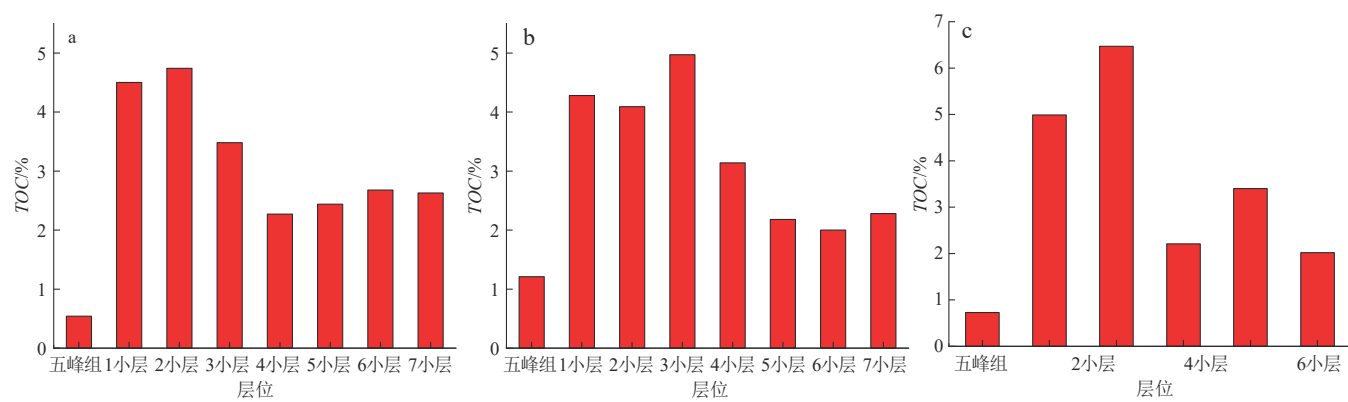


图 2 泸州区块五峰组-龙马溪组各井不同层位样品 TOC 柱状图

Fig. 2 Histograms showing the total organic carbon (TOC) content in samples from different horizons of the Wufeng-Longmaxi formations across various wells in the Luzhou block
a. 阳 101H10-3 井; b. 泸 205 井; c. 宜 203 井

在 S_w 条件下完成核磁共振测量后,用离心机对样品进行离心,在 7.26 MPa 的离心毛细管压力下获得最佳束缚水状态并测量 S_w 条件下核磁共振信号。核磁共振测量使用 MicroMR12-040V 核磁共振分析仪,检测参数采用 CPMG 序列参数,流程依据《岩样核磁共振参数实验室测量规范》(SY/T 6490—2023)。

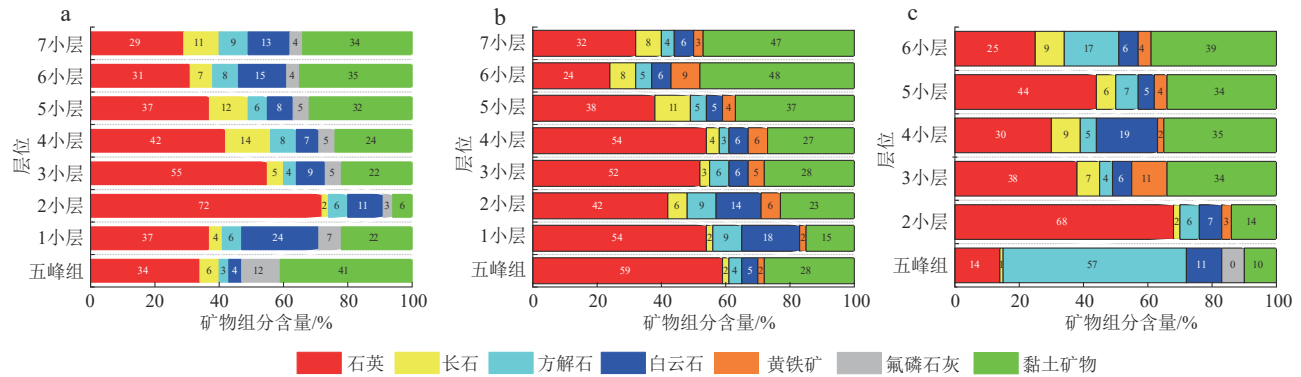


图3 泸州区块五峰组-龙马溪组各井不同层位样品矿物组分含量条形图

Fig. 3 Bar charts showing the mineral component contents in samples from different horizons of the Wufeng-Longmaxi formations across various wells in the Luzhou block

a. 阳101H10-3井; b. 泸205井; c. 宜203井

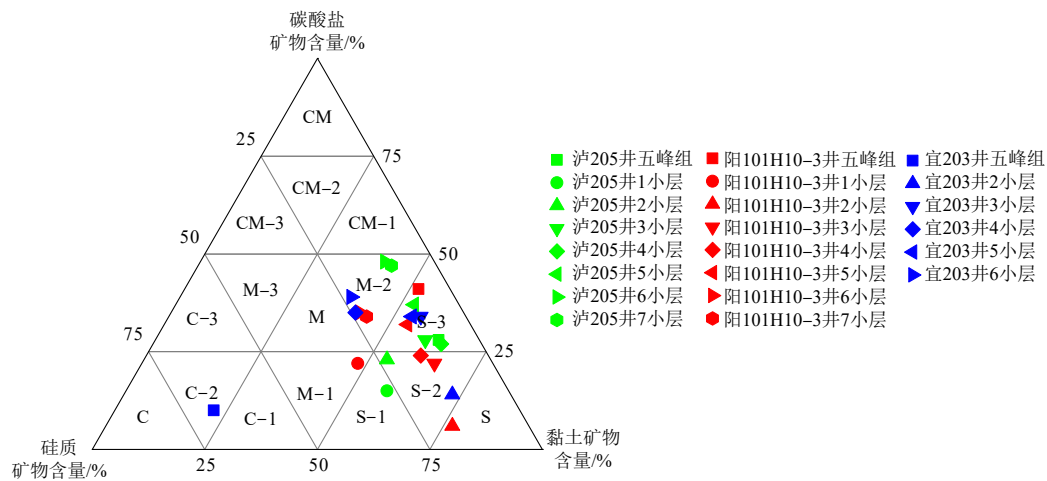


图4 泸州区块五峰组-龙马溪组泸205井、阳101H10-3井和宜203井样品岩相划分

Fig. 4 Lithofacies classification of samples from the Wufeng-Longmaxi formations in wells Lu 205, Yang 101H10-3, and Yi 203 in the Luzhou block

[硅质岩(S)、富灰硅质页岩(S-1)、硅质页岩(S-2)和富泥硅质页岩(S-3);黏土质页岩相组合:黏土岩或泥岩(CM)、富泥质页岩(CM-1)、泥质页岩(CM-2)和富灰泥质页岩(CM-3);灰质页岩相组合:灰岩(C)、富硅灰质页岩(C-1)、灰质页岩(C-2)和富泥灰质页岩(C-3);混合质页岩相组合:混合质页岩(M)、含灰/硅混合质页岩(M-1)、含硅/泥混合质页岩(M-2)和含泥/灰混合质页岩(M-3).]

将核磁共振 T_2 谱转换为孔径分布的关键在于弛豫时间-孔径、信号强度-孔隙体积之间的转换;采用煤岩研究中经典的弛豫时间和孔径的转换方法对页岩 NMR 测试结果进行分析。在煤岩 T_2 谱数据处理中,利用离心力(p_c)、孔径(R_c)和 T_2 截止值(T_{2c})的关系将弛豫时间转换为孔径^[31]。分别对 100% 水饱和条件(S_w)的页岩和最佳束缚水条件(S_{ir})下的页岩进行 NMR 测试,得到 T_2 谱的分布曲线并转换为累积 T_2 谱。通过 2 个投影过程确定 T_2 截止值(T_{2c}),对应于临界排水孔隙半径。

依据 Washburn 方程,离心力(p_c)和临界排水孔隙半径(R_c)之间具有以下关系:

$$R_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{P_c} \quad (1)$$

式中: R_c 是该排水压力下的排水孔隙半径,m; σ 是水的表面张力系数,N/m,取值 0.076 N/m; θ 是水与孔隙壁面之间的接触角度($^\circ$),取值 60° ; p_c 是离心力,MPa。

因此,可以计算出 T_{2c} 和临界排水孔隙半径(R_c)之间的转换系数 C_1 。如果假设孔隙为球形,那么这个转换系数 C_1 本质上是 3 倍的表面弛豫率。

$$C_1 = T_{2c}/R_c \quad (2)$$

利用该转换系数,完成弛豫时间(T_{2i})和孔径(R)之间的转换。

$$R = C_1 T_{2i} \quad (3)$$

通过样品干燥和饱水情况下的质量差得出吸水体积 V_{water} , 进一步计算出吸水体积 V_{water} 和样品饱和水条件 ($A_2(T_2)$)、干燥条件 ($A_1(T_2)$) 的核磁信号差值间的转换系数 C_2 [公式(4)]。利用该转换系数进行核磁信号强度与水体积之间的转换, 得到总孔隙体积 [公式(5)] 和 NMR 孔径分布 [公式(6)]。

$$V_{\text{water}} = C_2 \int_{T_{2,\min}}^{T_{2,\max}} [A_2(T_2) - A_1(T_2)] dT_2 \quad (4)$$

$$V_{\text{pore}} = C_2 \int_{T_{2,\min}}^{T_{2,\max}} A_2(T_2) dT_2 \quad (5)$$

$$V(T_{2i}) = C_2 A_2(T_{2i}) \quad (6)$$

对比了以上方法确定的页岩孔径分布和 MIP 孔径分布。NMR 孔径分布的右峰介于 1 000 ~ 10 000 nm, 和 MIP 孔径分布的右峰不对应。这是由于发生了弛豫耦合现象, 即由于孔隙之间的连通性和分子自身的热运动, 携带磁性 H 核的水分子在小孔和大孔之间扩散, 导致了不同孔径孔隙中的 NMR 信号发生耦合, 大孔孔径分布的峰形会向小孔方向偏移, 这同时也是 NMR 孔径分布峰形之间的耦合性能定性反映孔隙连通性的地球物理机制^[32]。另一个重要的现象是, 在 10 000 nm 左右孔径范围内, 核磁信号反映的孔隙体积低于压汞实验反映的孔隙体积。这是因为表面弛豫仅发生在孔壁表面厚度约 0.1 μm 的水膜中。小孔孔径较小, 其中所有水体中都发生表面弛豫, 因此 NMR 可以反映全部小孔体积。而在大孔中, 部分水体不靠近壁面, 不发生表面弛豫, 不产生弛豫信号或弛豫信号弱。由于页岩中宏孔发育较少, 主要发育微孔, 因此这两种效应对连通性表征结果影响较低。总体上, T_2 谱转换得到的孔径分布和 MIP 孔径分布具有可对比性, 较为准确。NMR 孔径分布中不同孔径峰形的耦合程度能够反映孔隙之间的连通性。

3.2 高压压汞(MIP)实验

高压压汞是表征孔隙结构最常用的实验手段。由于汞液只能注入连通性的孔隙, 因此压汞实验反映了连通孔隙的孔隙结构。实验所用仪器为 Poremaster PM-33-13 压汞仪, 测试方法执行中华人民共和国石油天然气行业标准《岩心常规分析方法》(SY/T5336—2006) 和《岩石毛管压力曲线的测定》(SY/T5346—2005), 注意避免高压导致样品破裂的情况。用于高压压汞实验的样品规格为切割成 1 cm^3 的立方体。所有页岩样品在 105 $^{\circ}\text{C}$ 下烘干至恒重, 以去除孔隙空间中的水分, 在相对湿度小于 10 % 的干燥器中冷却到室温 (约 23 $^{\circ}\text{C}$)。

3.3 FIB-SEM 实验

FIB-SEM 是聚焦离子束和扫描电镜的结合体, 有效结合聚焦离子束的精准刻蚀和扫描电镜的高分辨率, 聚焦离子束切割的同时扫描电镜进行成像, 实现样品内部三维立体成像^[21]。对用于 FIB-SEM 成像的立方体样品表面进行机械打磨和氩离子抛光后扫描成像, 借助 Avizo 软件打开扫描出的 FIB-SEM 数据, 按样品规格对体素单位和显示单位分别设置, 确保最终数据单位与扫描精度一致; 在去除因仪器操作等外部原因导致存在伪影后, 运用 Extract Subvolume 截取有效扫描数据, 删除无效数据, 保证截取部分均属于有效扫描数据; 通过 Interactive Thresholding 函数对图像进行阈值分割, 选取其中的孔裂隙进行标定, 建立三维孔隙网络模型, 定量表征页岩孔隙结构^[25,33]。

3.4 MAPS 技术

大面积图像拼接 (MAPS) 技术的运用使 FIB-SEM 分析样品的尺寸从厘米尺度向毫米尺度跨越, 且分辨率始终保持在纳米尺度, 对岩石非均质性研究起了重要作用。MAPS 技术有效克服了常规扫描电镜成像中存在的高分辨率与小视域的矛盾, 实现了自动对大面积的分析区域进行高分辨率成像^[21]。

4 结果

4.1 NMR 孔径分布

泸 205 井各小层核磁孔径分布 (总孔隙孔径分布) 呈双峰或三峰形态, 孔隙孔径范围介于 0.1 ~ 5 000 nm, 其中主体孔隙孔径介于 1 ~ 100 nm 和 100 ~ 2 000 nm (图 5a)。五峰组和龙一¹⁽⁷⁾ 小层内孔径 1 ~ 100 nm 的小孔体积较其他小层更大。由浅至深, 孔径范围位于 100 ~ 2 000 nm 内的大孔峰值有所下降, 峰的面积减小, 表明随埋深增大, 大孔体积略有减少。

宜 203 井各小层核磁孔径分布多呈三峰形态 ((图 5b))。孔径介于 0.1 ~ 9 000 nm, 其中主体孔隙孔径介于 1 ~ 100 nm 和 100 ~ 5 000 nm。孔径介于 1 ~ 100 nm 的孔隙提供了大量孔隙体积。龙一¹⁽⁴⁾ 小层和龙一¹⁽⁵⁾ 小层的峰值较低, 峰面积较小, 说明其孔隙体积较小。

阳 101H10-3 井各小层核磁孔径分布呈双峰或三峰形态 (图 5c), 孔径介于 0.1 ~ 5 000 nm, 其中主体孔

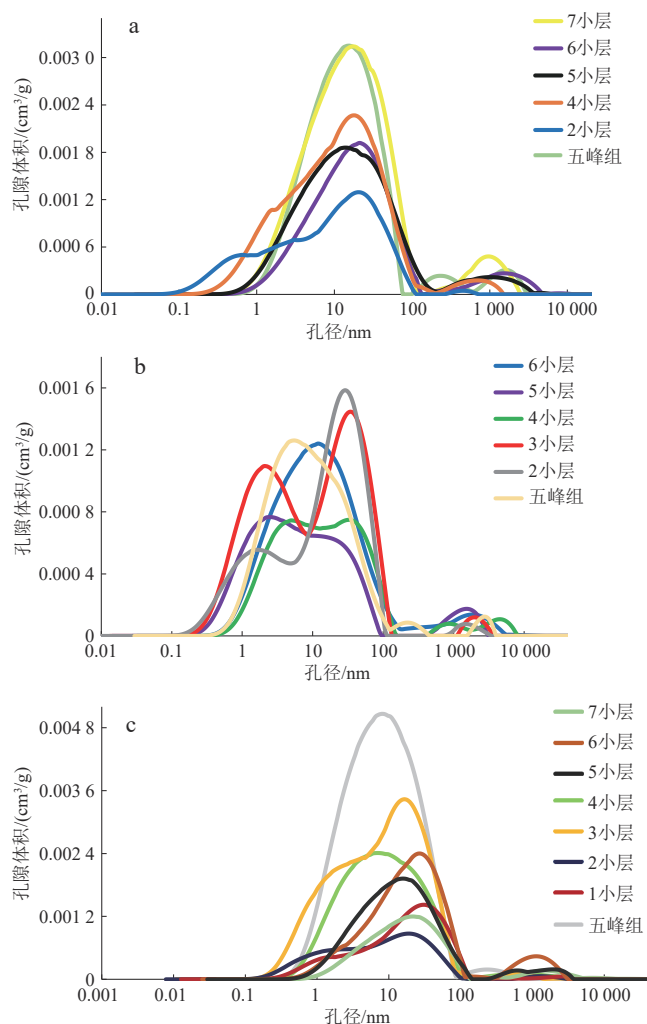


图5 泸州区块五峰组-龙马溪组各井NMR孔径分布

Fig. 5 NMR-derived pore size distribution curves of the Wufeng-Longmaxi formations in various wells in the Luzhou block

a. 泸205井; b. 宜203井; c. 阳101H10-3井

隙孔径介于1~100 nm和200~2 000 nm。孔隙体积主要由孔径介于1~100 nm的孔隙提供,五峰组孔径1~100 nm的孔隙体积最大。

4.2 MIP孔径分布

汞液仅能进入连通性孔隙,因此压汞实验反映了岩体中连通孔隙的特征。泸205井压汞(MIP)孔径分布呈双峰分布,小孔和大孔体积较大,孔径分别主要介于1~100 nm和大于1 000 nm。龙一⁽²⁾小层样品中,大孔体积明显较其他层位高,可能是由于微裂隙发育所致(图6)。宜203井岩心样品压汞孔径分布呈双峰分布,主体孔径分别主要介于1~20 nm和大于10 000 nm。龙一⁽³⁾小层样品大孔体积异常高,可能因发育裂隙所致,五峰组小孔体积较其他层位低。阳101H10-3井各小层页岩压汞孔径分布呈

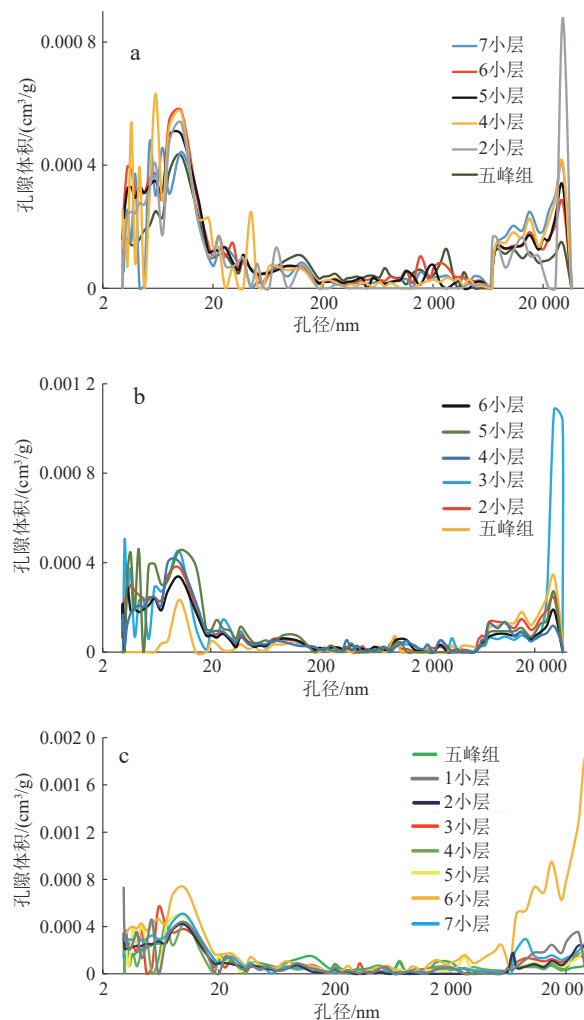


图6 泸州区块五峰组-龙马溪组各井MIP孔径分布

Fig. 6 MIP-derived pore size distribution curves of the Wufeng-Longmaxi formations in various wells in the Luzhou block

a. 泸205井; b. 宜203井; c. 阳101H10-3井

双峰分布,小孔和大孔体积较大,孔径分别主要介于3~50 nm和大于10 000 nm。

4.3 FIB-SEM观测结果

FIB-SEM实验结果表明微米尺度上不存在全局贯通的孔隙,可能是分辨率限制所致。FIB-SEM观测精度极高,极限空间分辨率为2.5 nm,需要选取极小的扫描区域。而随机选取的极小的扫描区域不一定具有贯通岩体的孔隙和裂隙。尽管如此,对许多样品的扫描和建模结果表明,页岩岩体中存在许多局部连通的孔隙,多为有机质孔。其中,两类典型的有机质孔隙结构如图7所示。图7a₁—a₄显示了典型的不连通孔隙,孤立孔孔隙度为4.72%。这些孔隙形状为圆形—次圆形、孔径大小相对均一的海绵状有机质孔隙在三维空间中是孤立、不连通的。图7b₁—b₄显示了典型的

孔隙类型

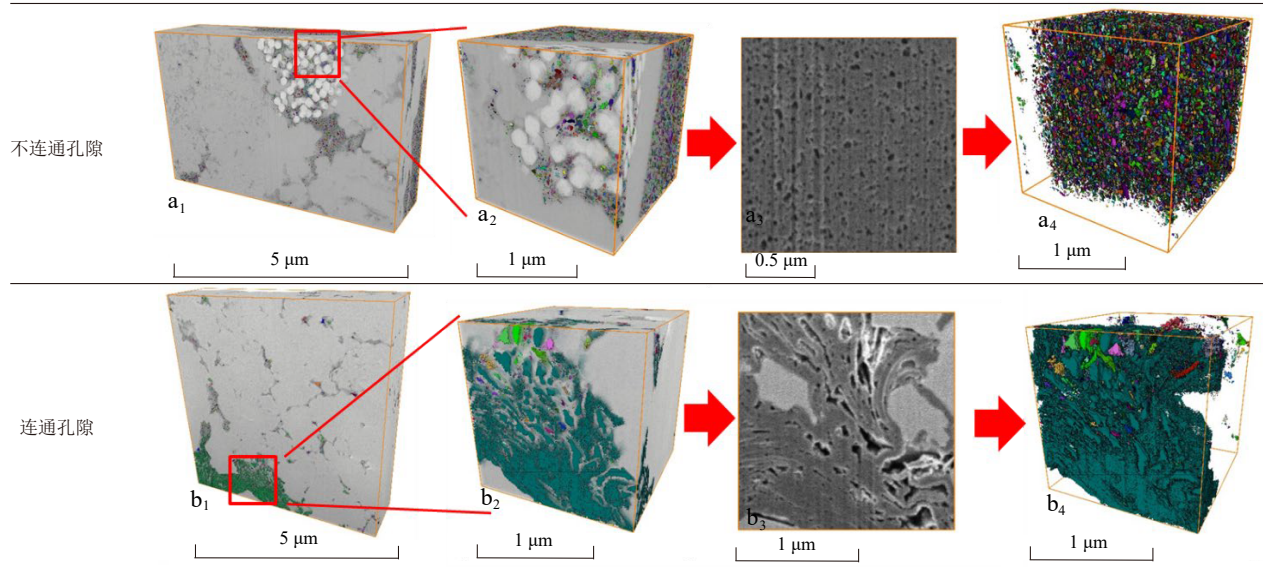


图7 泸州区块五峰组-龙马溪组典型有机质孔隙连通性特征

Fig. 7 Connectivity characteristics of typical organic matter-hosted pores in the Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block

a₁, b₁. 页岩三维重构图; a₂, b₂. 局部放大孔隙标注图; a₃, b₃. 孔隙分布平面图; a₄, b₄. 孔隙分布三维图

连通孔隙,孤立孔孔隙度为0.26%,连通孔孔隙度为8.27%。这些孔隙孔径大小不均一,呈现次圆形-次椭圆形,形状不规则的气泡状气胀型有机质孔隙呈现极好的连通性。

4.4 MAPS扫描结果

MAPS扫描结果显示,泸州区块页岩储层有机质孔隙主要分为2种类型。一种为海绵状有机质孔,孔径较小,多小于200 nm,形状不规则,密集发育于有机质团块中(图8a)。根据FIB-SEM三维孔隙结构扫描结果,发现这类孔隙多为孤立有机质孔。另一种有机质为气胀型孔隙,孔径较大,多介于400~650 nm,部分孔径可达微米级,呈气泡状,圆形或次圆形,稀疏发育于有机质团块中(图8c);部分气胀孔可在二维平面上直接看到连通现象。根据FIB-SEM三维孔隙结构扫描结果,这类孔隙多为连通有机质孔。另外,还有部分有机质团块不发育孔隙(图8b)。

无机孔、缝包括石英粒间孔、缝(图8d)、黏土矿物层间孔、缝(图8e)、黄铁矿晶间孔(图8f)、白云石和方解石粒内溶蚀孔(图8g,h)以及微裂隙(图8i)。尽管无法由MAPS扫描结果直接观察无机矿物孔隙的连通情况,但可由这些无机矿物孔隙的发育关系进行判断,发育于矿物内部的溶蚀孔和晶间孔等对页岩孔隙系统的连通性贡献很小;发育于矿物晶粒之间的孔隙和微裂隙对页岩孔隙-裂隙系统的连通性起到一定的积极作用。

5 讨论

NMR曲线形态和MAPS扫描结果提供了定性的孔隙连通性特征。MIP实验提供了孔隙连通性的定量特征(连通孔隙体积和孔隙度)。对比3种实验反映的孔隙连通性特征,发现它们具有良好的对应关系。选取适当的连通孔隙体积和连通孔隙度阈值,对各小层页岩孔隙连通性进行划分,阐明各类储层孔隙连通性的模式和特征及各类储层孔隙连通性之间的差异。

5.1 孔隙连通性分类

根据MIP实验结果计算了宜203井、泸205井和阳101H10-3井连通孔隙体积和连通孔隙度(图9)。综合考虑连通孔隙体积、连通孔隙度、NMR孔径分布曲线的形态、FIM-SEM和MPAS图像所反映的孔隙结构差异,选取连通孔隙体积和连通孔隙度阈值,使得阈值能够突出这几类特征之间的差异。按照连通孔隙体积和连通孔隙度的差异将储层分为3类:A类储层孔隙连通性最好,连通孔隙体积>0.0067 cm³/g,连通孔隙度>1.75%;B类储层孔隙连通性次之,连通孔隙体积=0.0057~0.0067 cm³/g,连通孔隙度=1.55%~1.75%;C类储层孔隙连通性较差,连通孔隙体积<0.0057 cm³/g,连通孔隙度<1.55%。

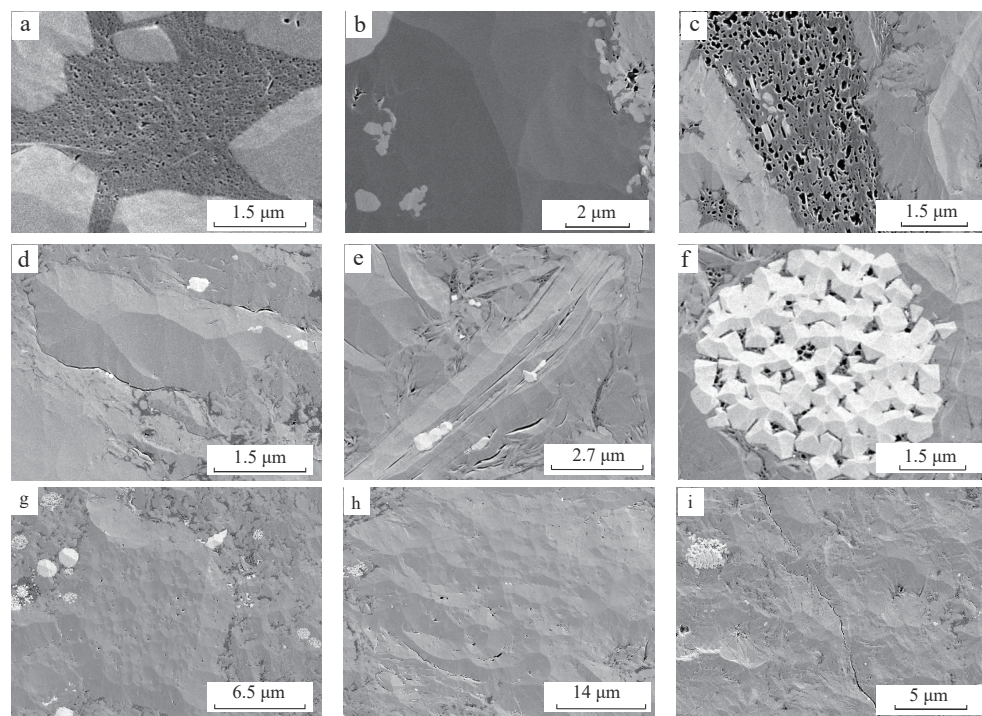


图8 泸州区块五峰组-龙马溪组页岩MAPS扫描(有机质孔隙和无机质孔隙)照片

Fig. 8 MAPS images showing organic matter- and inorganic mineral-hosted pores in shales from the Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block
a. 泸205井,埋深3 816~3 887 m,海绵状有机质孔;b. 阳101H10-3井,埋深3 975~4 040 m,未发育孔隙的有机质团块;c. 泸205井,埋深3 816~3 887 m,气胀型有机质孔;d. 宜203井,埋深3 730~3 785 m,石英粒间孔缝;e. 泸205井,埋深3 816~3 887 m,黏土矿物层间孔缝;f. 阳101H10-3井,埋深3 975~4 040 m,黄铁矿晶间孔;g. 泸205井,埋深3 816~3 887 m,白云石粒内溶蚀孔;h. 宜203井,埋深3 730~3 785 m,方解石粒内溶蚀孔;i. 宜203井,埋深3 730~3 785 m,微裂缝

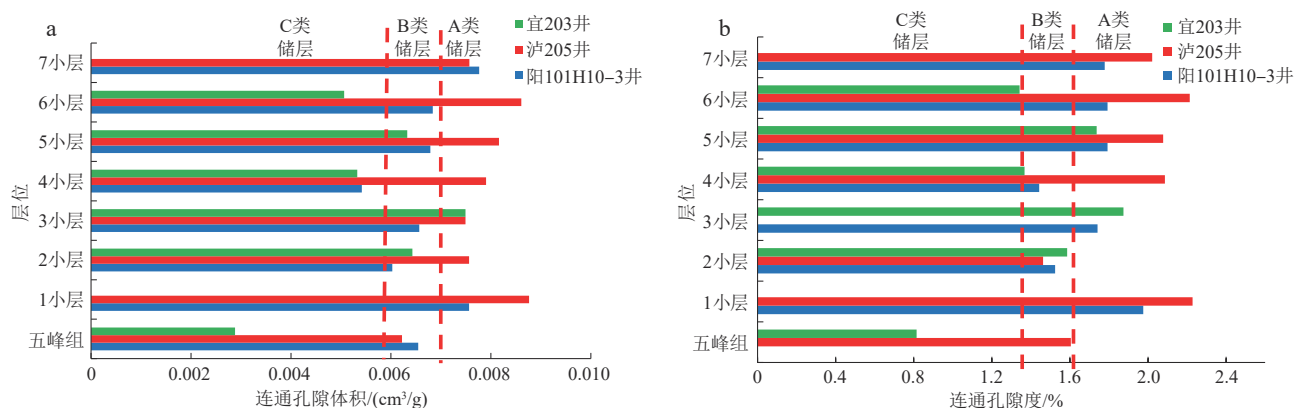


图9 泸州区块五峰组-龙马溪组页岩储层孔隙连通性分级

Fig. 9 Pore connectivity classification of shale reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block

a. 连通孔隙体积;b. 连通孔隙度

5.2 储层NMR、压汞孔径分布曲线形态特征对比

前已述及,虽然NMR表征的是岩体内全部的孔隙,但理论和实验研究表明NMR孔径分布图中不同峰形之间的耦合程度能够定性地反映页岩的孔隙连通性程度^[32]。如果两组不同孔径的孔隙之间的连通性极好,则不同孔径的峰形之间会相互耦合,甚至表现为单

峰。如果两组不同孔径的孔隙之间完全不连通,则NMR孔径分布会表现为两个单独的峰。按照5.1节中的3类储层划分,将它们的NMR孔径分布曲线提取出来进行对比,3类储层的NMR孔径分布表现出较为明显的差异。

A类储层NMR孔径分布曲线形态特征非常一致,表现为三峰分布(图10a),左峰峰值较低,孔径介于

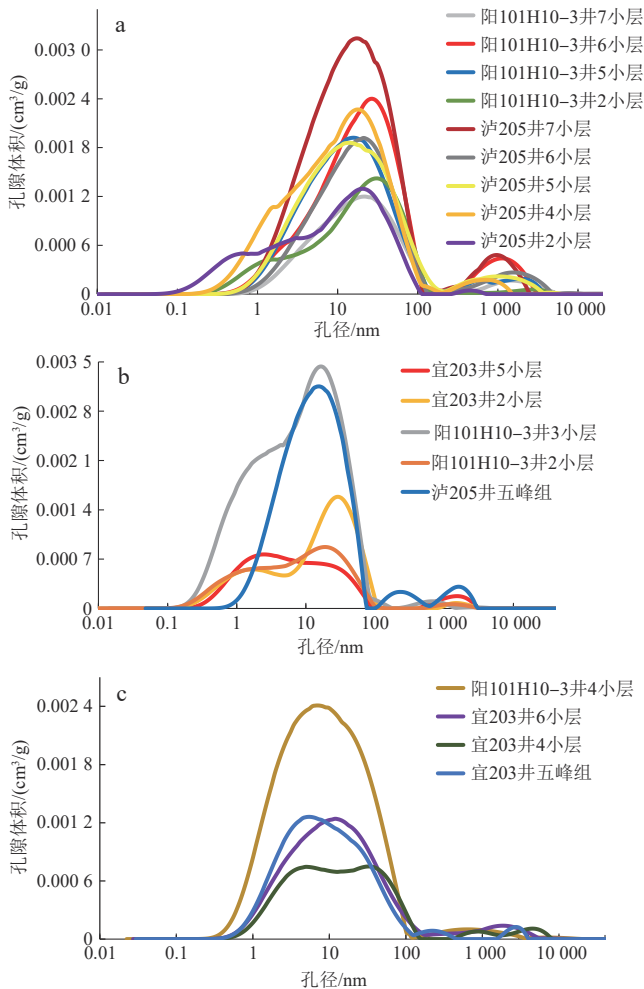


图10 泸州区块五峰组-龙马溪组3类储层各层位NMR曲线形态对比

Fig. 10 Comparison of the NMR-derived curve morphologies of the three types of reservoirs across various horizons of the Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block
a. A类储层; b. B类储层; c. C类储层

0.1~2 nm;中峰峰值最高,孔径介于2~100 nm;右峰峰值低,孔径主要介于200~400 nm。3个孔径分布峰之间耦合良好,尤其是左峰与中峰之间几乎耦合为单峰,说明小孔、中孔和大孔相互之间的连通性好,小孔和中孔之间的连通性极好。

B类储层NMR孔径分布曲线形态多样,呈双峰或三峰分布(图10b)。左峰和中峰孔径主要介于0.1~100 nm,右峰孔径介于100~4000 nm。左峰与中峰间的耦合较好,几乎耦合为单个峰,说明小孔和中孔连通性较好。但相较A类储层,B类储层的中峰和右峰之间的间距较大,耦合较差,说明中孔和大孔之间的连通性不理想。

C类储层NMR孔径曲线形态主要表现为单峰分布(图10c),孔径主要介于0.1~100 nm。NMR孔径分

布曲线并未体现不同峰之间的耦合,说明孔隙连通性较差。另外,相较A类和B类储层,C类储层的大孔峰值极低,即大孔体积小。

NMR孔径分布曲线定性反映的孔隙连通性相对优劣情况与根据MIP实验数据计算的连通孔隙体积和连通孔隙度所反映的孔隙连通性相对优劣情况相一致。另外,NMR孔径分布曲线进一步表明,不同孔径的孔隙相互搭配才能形成连通性较好的孔隙网络。

将3类储层NMR和MIP孔径分布曲线对比可进一步看出差异(图11)。A类储层的弛豫耦合效应十分明显(图11)。MIP孔径分布基本表现为三峰分布,小孔、中孔和大孔的孔径分别为小于10 nm,10~100 nm和10000 nm以上。NMR的孔径分布本应与MIP孔径分布相对应,然而由于弛豫耦合效应,NMR的左峰孔径介于0.01~100 nm,右峰孔径介于200~1200 nm,NMR的大孔孔峰发生明显偏移,以至于和中孔的孔径分布峰耦合、相接,小孔孔径分布峰和中孔孔径分布峰几乎耦合,合并为左边的单峰。这种明显的弛豫耦合效应也说明A类储层孔隙的连通性极好。

B类储层MIP孔径分布基本呈三峰分布,小孔、中孔和大孔的孔径分别为2~10 nm,10~100 nm和10000 nm以上。NMR的孔径分布呈三峰形态,小孔孔径介于0.1~10 nm,中孔孔径介于10~100 nm,大孔孔径介于800~1200 nm。NMR曲线的弛豫耦合效应不如A类储层明显,多数样品的小孔孔径分布峰和中孔孔径分布峰并未像A类储层那样耦合为单峰,中孔孔径分布峰和大孔孔径分布峰之间有一定距离。这说明B类储层的连通性不如A类储层。

C类储层MIP孔径分布呈三峰分布,孔径分别主要为2~10 nm,10~100 nm和10000 nm以上。NMR的中孔孔径分布峰和大孔孔径分布峰之间间距较大,弛豫耦合效应不明显,说明C类储层的孔隙连通性较差。

总体上,NMR孔径分布曲线弛豫耦合效应定性反映的孔隙连通性和依据连通孔隙度、连通孔隙体积定量反映的孔隙连通性具有一致性。

5.3 孔隙结构MAPS特征对比

3类储层MAPS图像显示的孔隙度和形态特征差异较为明显(图12)。A类储层发育大量孔径不均一、圆形或次圆形的气胀型、气泡状有机质孔隙,孔径一般较B类和C类储层大。根据FIB-SEM结果,这类孔隙为局部连通有机质孔隙。同时,A类储层无机孔隙大量发育,类型较丰富,包括碳酸盐矿物粒内溶蚀孔、石

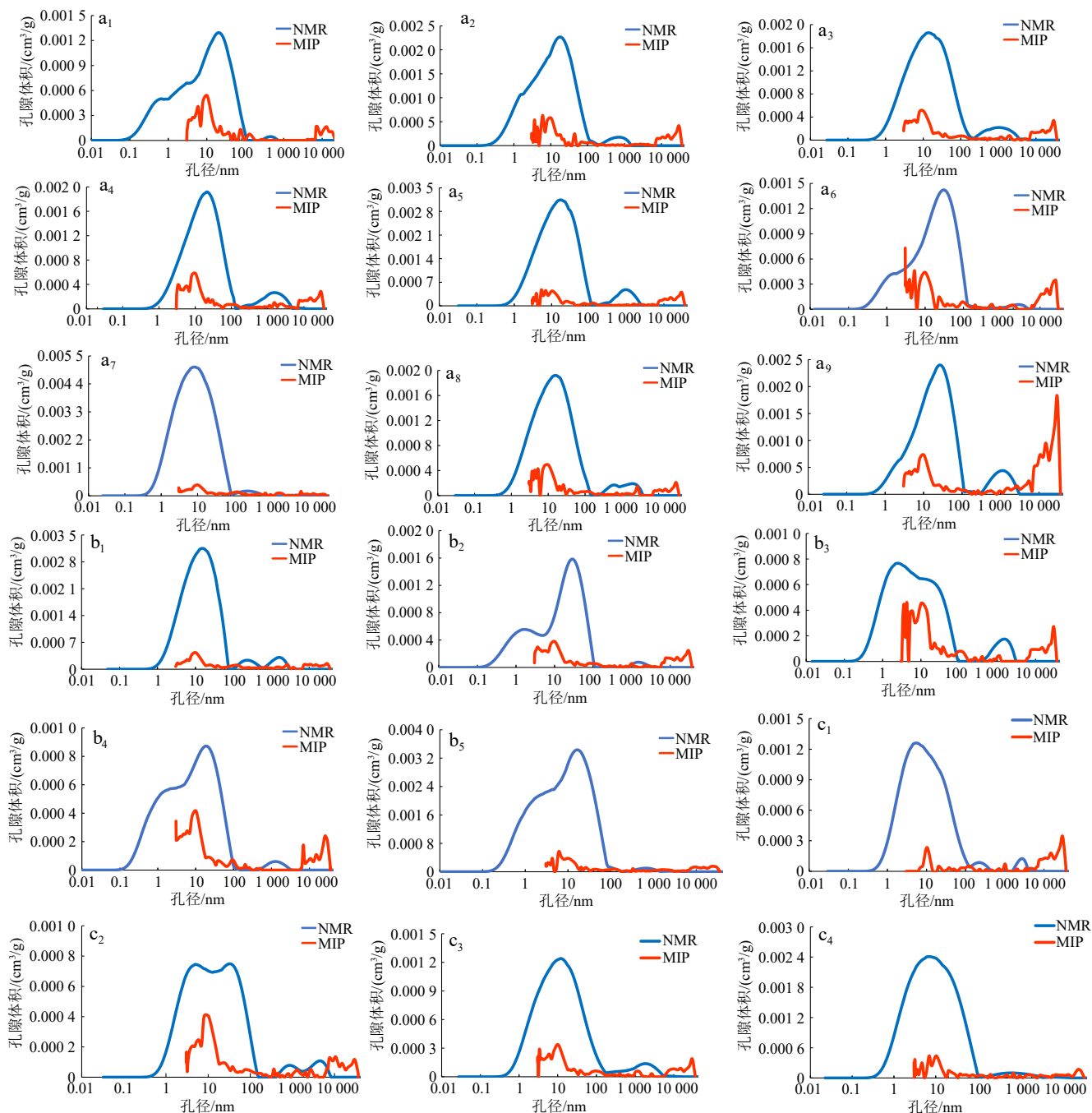


图 11 泸州区块五峰组-龙马溪组 3 类储层 NMR-MIP 孔径分布曲线对比

Fig. 11 Comparison of the NMR-MIP-derived pore size distribution curves of the three types of reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block

a_1 — a_9 . A 类储层(a_1 . 泸 205 井, 2 小层; a_2 . 泸 205 井, 4 小层; a_3 . 泸 205 井, 5 小层; a_4 . 泸 205 井, 6 小层; a_5 . 泸 205 井, 7 小层; a_6 . 阳 101H10-3 井, 1 小层; a_7 . 阳 101H10-3 井, 5 小层; a_8 . 阳 101H10-3 井, 6 小层; a_9 . 阳 101H10-3 井, 7 小层); b_1 — b_5 . B 类储层(b_1 . 泸 205 井, 8 小层; b_2 . 宜 203 井, 2 小层; b_3 . 宜 203 井, 5 小层; b_4 . 阳 101H10-3 井, 2 小层; b_5 . 阳 101H10-3 井, 3 小层); c_1 — c_4 . C 类储层(c_1 . 宜 203 井, 8 小层; c_2 . 宜 203 井, 4 小层; c_3 . 宜 203 井, 6 小层; c_4 . 阳 101H10-3 井, 4 小层)

(NMR 曲线以下面积为总孔隙体积, MIP 曲线以下面积为连通孔隙体积。)

英、长石、黄铁矿粒间孔缝和黏土矿物层间孔缝。此外, A 类储层还发育大量微裂缝。

相较 A 类储层, B 类储层有机质孔隙较少, 有机质

孔隙多数为形态不规则, 大小相对均一的海绵状孔隙。根据 FIB-SEM 扫描结果, 这类孔隙为孤立孔隙, 不连通。这种特征和 A 类储层具有明显差异。另外, 部分

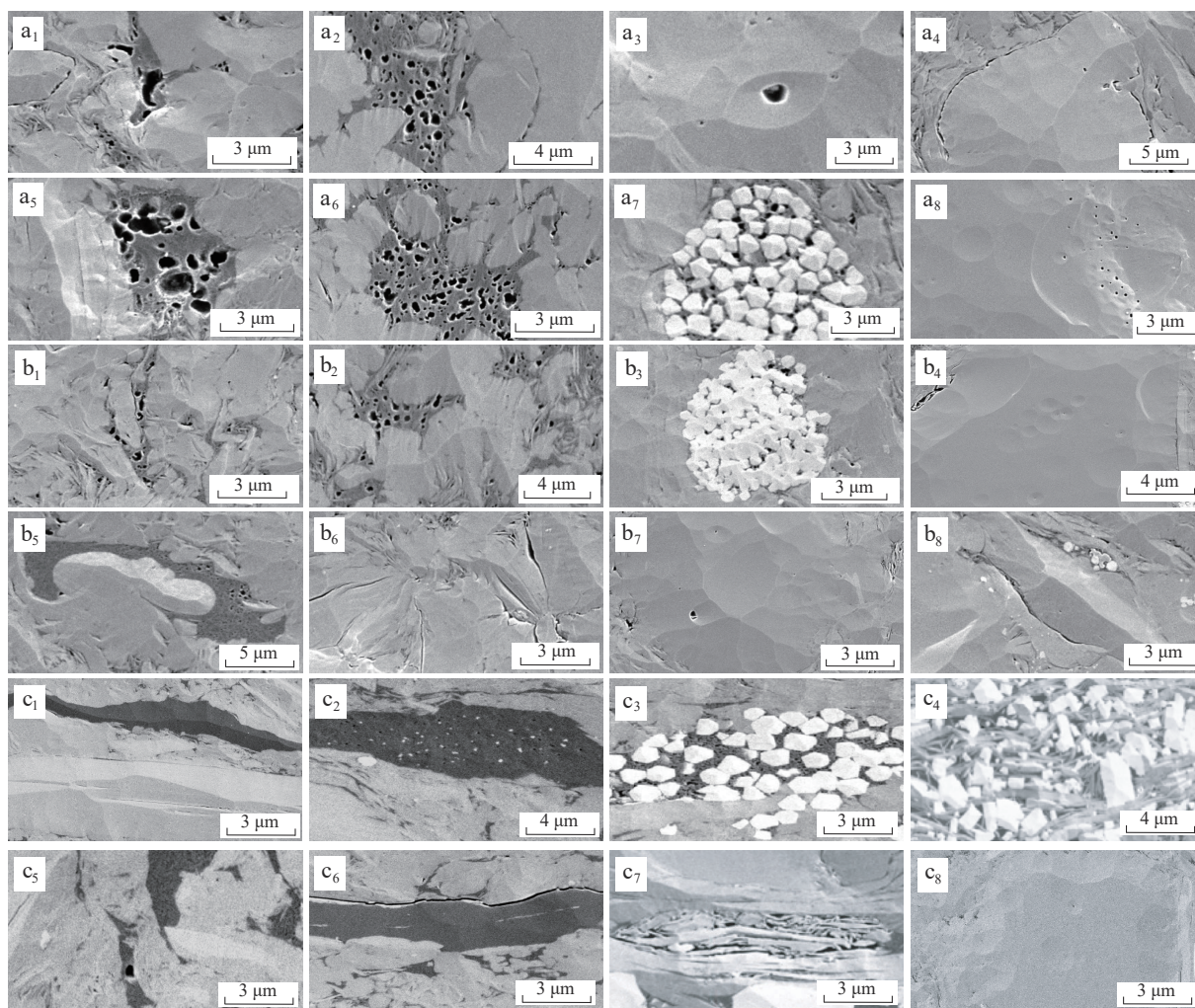


图12 泸州区块五峰组-龙马溪组3类储层孔隙结构特征 MAPS图像

Fig. 12 MAPS images showing the pore structure characteristics of the three types of reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block

a₁—a₈. A类储层(a₁. 气泡状有机质孔隙;a₂. 气泡状有机质孔隙;a₃. 长石溶蚀孔;a₄. 石英粒间孔;a₅. 气泡状有机质孔隙;a₆. 气泡状有机质孔隙;a₇. 黄铁矿晶间孔;a₈. 方解石粒内溶蚀孔);b₁—b₈. B类储层(b₁. 大小不均一的次圆形气泡孔;b₂. 大小不均一的次圆形气泡孔;b₃. 黄铁矿粒内孔;b₄. 石英粒间孔隙;b₅. 有机质小孔;b₆. 微裂隙;b₇. 石英粒内孔隙;b₈. 晶间孔、缝);c₁—c₈. C类储层(c₁. 不发育孔隙的条带状有机质;c₂. 少量发育的有机质海绵状孔隙;c₃. 不发育孔隙的条带状有机质;c₄. 少量发育的有机质海绵状孔隙;c₅. 极少气泡状孔隙;c₆. 沿有机质方向延伸的微裂缝;c₇. 极少气泡状孔隙;c₈. 沿有机质方向延伸的微裂缝)

有机质孔隙为连通性的气泡状气胀孔,部分有机质不发育孔隙。与A类储层类似的是,B类储层无机孔隙同样丰富,主要为长石粒间孔缝和长石解理孔缝,其次发育少量碳酸盐矿物粒内孔、黄铁矿粒内孔和部分微裂缝。

C类储层中有机质孔发育较少,多数有机质中不发育孔隙。MAPS图像显示有机质孔隙多呈密集发育、大小均一及孔径极小的海绵状孔隙。根据FIB-SEM观测结果,这类孔隙为孤立孔隙。C类储层中无机矿物孔隙也发育较少,发育少量石英和长石粒间孔缝、碳酸盐矿物粒内溶蚀孔、长石解理缝,还存在黄铁矿粒间孔被有

有机质充填现象。该类储层中同时分布有少量微裂缝,长度较短,且存在被其他矿物填充的现象。

这同样反映了3类储层的孔隙连通性逐渐变差。

5.4 岩相与连通性

将不同岩相的连通孔隙度、连通孔隙体积和连通孔隙体积占比进行对比(图13),硅质岩、硅质页岩、富泥硅质页岩、含灰/硅混合质页岩、含硅/泥混合质页岩和灰质页岩的平均连通孔隙体积占比分别为31.83%,28.96%,33.18%,33.63%,30.44%和31.08%,平均连通孔隙体积分别为0.006 0,0.006 5,0.006 9,

0.007 6, 0.006 9和0.002 9 cm³/g, 平均连通孔隙度分别为1.52%, 1.56%, 1.83%, 1.98%, 1.78%和0.81%。总体上, 富泥硅质页岩的连通孔隙体积占比、连通孔隙体积和连通孔隙度都是最高的, 孔隙连通性最好, 其次是含硅/泥混合质页岩, 而硅质岩的孔隙连通性较差。另外, 图中还标出了3类储层的分类界限, 可见, A类储层的岩相多数为富泥硅质页岩或含硅/泥混合质页岩, B类储层的岩相多数为硅质页岩和富泥硅质页岩, 而C类储层的岩相中并不包含富泥硅质页岩。这说明岩相为富泥硅质页岩的小层在连通性意义上属于最优质的储层。

5.5 泸州区块页岩储层孔隙连通性模式

MIP, NMR 和 MAPS 揭示的各类储层孔隙连通性的定性和定量特征具有明显的可对比性, 揭示的页岩储层孔隙连通性特征一致。基于储层连通性特征与MAPS和FIB-SEM数据, 构建3类页岩储层孔隙连通性模

式(表1)。

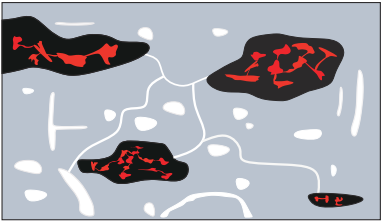
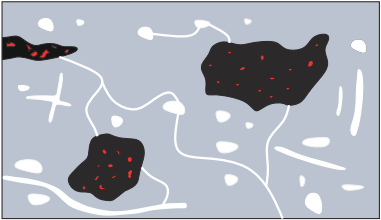
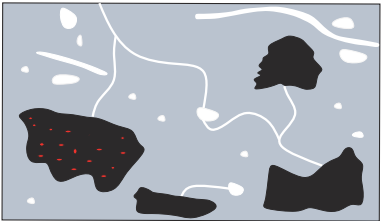
A类储层孔隙连通性最好。其连通孔隙体积大于0.006 7 cm³/g, 连通孔隙度大于1.75%; NMR孔径分布曲线呈三峰分布, 三峰之间的耦合良好, 小孔、中孔和大孔之间的连通性好。有机质孔隙以连通性气胀型有机质孔为主, 大量发育无机矿物孔隙; 分布广泛的无机矿物孔隙沟通了局部的有机质孔隙, 形成了良好的连通性孔隙网络。

B类储层孔隙连通性次之。其连通孔隙体积介于0.005 7~0.006 7 cm³/g, 连通孔隙度介于1.55%~1.75%; NMR孔径分布曲线近似呈双峰分布, 小孔和中孔之间的连通性较好, 但中孔和大孔之间的连通性较差。连通性的气胀型有机质孔与孤立的海绵状有机质孔均发育, 但以孤立的海绵状有机质孔为主; 无机矿物孔隙丰富, 无机矿物孔隙起到沟通不同区域的有机质孔隙的作用, 形成部分连通性孔隙网络。

C类储层孔隙连通性最差。其连通孔隙体积小于

表1 泸州区块页岩储层连通性特征及连通性模式

Table 1 Connectivity characteristics of and diagrams showing pore connectivity in the shale reservoirs in the Luzhou block

孔隙结构 分类	定性评价 (孔隙结构描述)	定量评价 (连通孔隙体积分布范围)	孔隙连通性模式示意图
A类储层	多为气胀状连通有机质孔, 大量矿物粒间孔缝	连通孔隙体积>0.006 7 cm ³ /g, 连通孔隙度>1.75 %	 有机质 有机质孔隙 无机矿物粒间孔缝
B类储层	部分为连通气胀状有机质孔, 多为大小均一的孤立有机质孔, 大量矿物粒间孔缝	连通孔隙体积0.005 7~0.006 7 cm ³ /g, 连通孔隙度1.55 %~1.75 %	 有机质 有机质孔隙 无机矿物粒间孔缝
C类储层	多为不发育有机质孔, 无机矿物孔较少	连通孔隙体积<0.005 7 cm ³ /g, 连通孔隙度<1.55 %	 有机质 有机质孔隙 无机矿物粒间孔缝

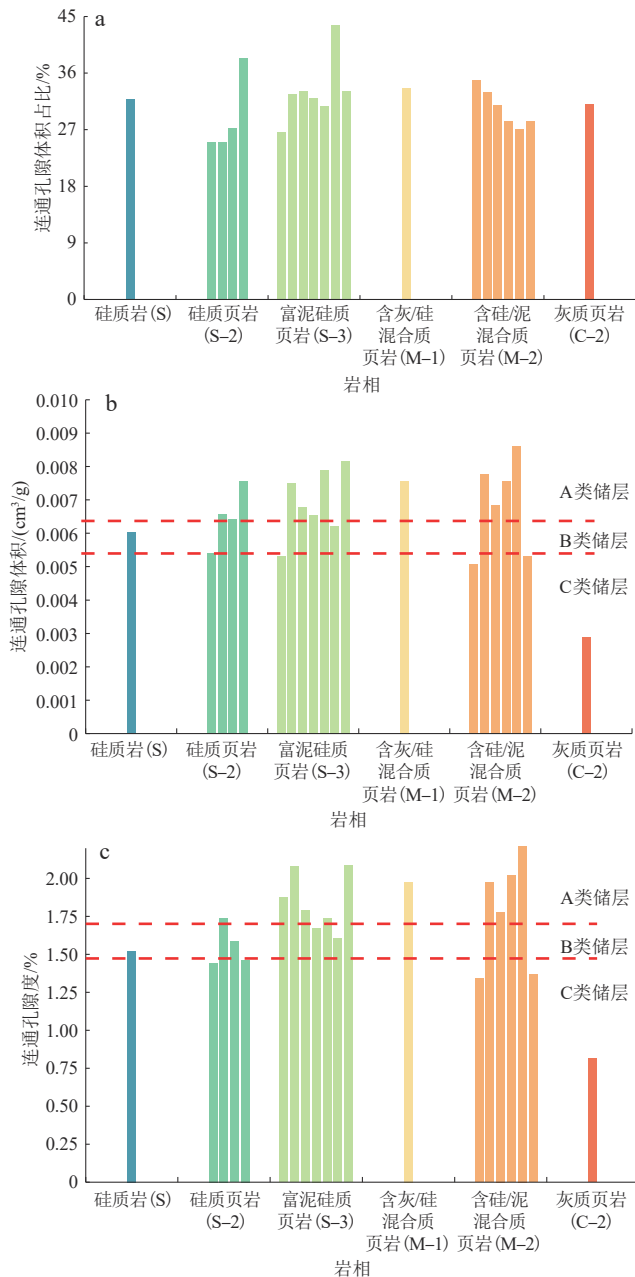


图13 泸州区块五峰组-龙马溪组不同岩相的孔隙连通性

Fig. 13 Pore connectivity of different lithofacies in the Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block

a. 连通孔隙体积占比; b. 连通孔隙体积; c. 连通孔隙度

0.005 7 cm³/g, 连通孔隙度小于 1.55 %; NMR 孔径分布曲线呈单峰分布, 大孔不甚发育, 不同孔径的孔隙之间的连通性差。有机质多不发育孔隙; 无机矿物孔隙也不丰富, 未形成良好的连通孔隙网络。

可见, 连通性好的储层中发育大量气泡状连通有机质孔, 连通性较差的储层中有机质孔隙发育较少, 或发育孤立的海绵状有机质孔, 表明有机质孔隙的发育程度和发育类型是决定页岩储层孔隙连通性的关键因

素。FIB-SEM 揭示了纳米级的连通气泡状有机质孔仅是局部连通, 但 NMR 却反应出小孔、中孔和大孔之间具有一定的连通性, 表明矿物孔隙 (孔径较大的孔隙、裂隙) 起到了沟通各局部连通的有机质孔隙的作用。

6 结论

泸州区块页岩储层孔隙连通性可分为 3 类: A 类储层, NMR 孔径分布曲线呈双峰分布, 小孔—中孔—大孔间的连通性好, 发育大量连通的气泡状有机质孔, 连通孔隙体积大于 0.006 7 cm³/g; B 类储层, NMR 孔径分布呈三峰或近似双峰分布, 小孔和中孔间的连通性较好, 但中孔和大孔之间的连通性较差, 以气泡状连通有机质孔为主, 同时还发育部分海绵状不连通有机质孔, 连通孔隙体积介于 0.005 7 ~ 0.006 7 cm³/g; C 类储层, NMR 孔径分布曲线呈三峰或双峰分布, 小孔和中孔连通性较好, 但中孔和大孔间的连通性很差, 发育少量孤立的海绵状有机质孔隙, 连通孔隙体积小于 0.005 7 cm³/g。总体上, 岩相为富泥硅质页岩的小层在连通性上属于最优质的储层, 有机质孔隙类型和发育程度是决定页岩储层孔隙连通性的关键因素。同时, 无机矿物孔隙和裂隙在沟通有机质孔隙方面起到重要作用。

参 考 文 献

- [1] 王红岩, 周尚文, 赵群, 等. 川南地区深层页岩气富集特征、勘探开发进展及展望[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1430-1441.
WANG Hongyan, ZHOU Shangwen, ZHAO Qun, et al. Enrichment characteristics, exploration and exploitation progress, and prospects of deep shale gas in the southern Sichuan Basin, China[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1430-1441.
- [2] 王志伟, 赵永刚, 阴钰毅, 等. 页岩气“甜点”地震预测研究——以鄂尔多斯盆地西缘中上奥陶统为例[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(1): 37-41.
WANG Zhiwei, ZHAO Yonggang, YIN Yuyi, et al. Seismic prediction of “sweet spots” for shale gas[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2020, 34(1): 37-41.
- [3] 叶成林, 刘应忠, 杨家伟. 西加盆地 Duvernay 页岩气开发对川南页岩气勘探开发的几点启示[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(2): 168-174.
YE Chenglin, LIU Yingzhong, YANG Jiawei. Enlightenments of Duvernay shale gas development in the western Canada basin on the shale gas exploration and development in South Sichuan[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40

- (2): 168-174.
- [4] 贾连超, 刘鹏飞, 袁丹, 等. 注CO₂提高页岩吸附气采收率实验——以鄂尔多斯盆地延长组长7页岩气为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(2): 153-159.
- JIA Lianchao, LIU Pengfei, YUAN Dan, et al. Experiment of enhancing the recovery of the shale adsorbed gas by CO₂ injection: Taking Yanchang-Formation Chang-7 shale gas in Ordos Basin as an example [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(2): 153-159.
- [5] 国家统计局. 国家数据[EB/OL]. [2023-01-18]. <https://www.stats.gov.cn/>.
- National Bureau of Statistics. National data[EB/OL]. [2023-01-18]. <https://www.stats.gov.cn/>.
- [6] 中国石油. 石油商报[EB/OL]. [2023-03-16]. <https://www.cnpc.com.cn/>.
- China Petroleum. Oil business daily [EB/OL]. [2023-03-16]. <https://www.cnpc.com.cn/>.
- [7] 邹才能, 赵群, 王红岩, 等. 非常规油气勘探开发理论技术助力我国油气增储上产[J]. 石油科技论坛, 2021, 40(3): 72-79.
- ZOU Caineng, ZHAO Qun, WANG Hongyan, et al. Theory and technology of unconventional oil and gas exploration and development helps China increase oil and gas reserves and production [J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2021, 40(3): 72-79.
- [8] 吴建发, 张成林, 赵圣贤, 等. 川南地区典型页岩气藏类型及勘探开发启示[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(8): 1385-1400.
- WU Jianfa, ZHANG Chenglin, ZHAO Shengxian, et al. Typical types of shale gas reservoirs in southern Sichuan Basin and enlightenment of exploration and development [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(8): 1385-1400.
- [9] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 166-178.
- ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43 (2) : 166-178.
- [10] 梁博, 刘友南, 封宇博, 等. 页岩气储层评价参数研究概述[J]. 石油化工应用, 2023, 42(9): 1-7.
- LIANG Bo, LIU Younan, FENG Yubo, et al. Overview of the study of shale gas reservoir evaluation parameters [J]. Petrochemical Industry Application, 2023, 42(9): 1-7.
- [11] 蒋裕强, 董大忠, 漆麟, 等. 页岩气储层的基本特征及其评价[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 7-12.
- JIANG Yuqiang, DONG Dazhong, QI Lin, et al. Basic features and evaluation of shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 7-12.
- [12] 李玉喜, 乔德武, 姜文利, 等. 页岩气含气量和页岩气地质评价综述[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 308-317.
- LI Yuxi, QIAO Dewu, JIANG Wenli, et al. Gas content of gas-bearing shale and its geological evaluation summary [J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 308-317.
- [13] 腾格尔, 卢龙飞, 俞凌杰, 等. 页岩有机质孔隙形成、保持及其连通性的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 687-699.
- BORJIGIN Tenger, LU Longfei, YU Lingjie, et al. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48 (4) : 687-699.
- [14] 赵明珠, 杨威, 王耀华, 等. 陆相页岩储层连通孔隙系统分布与形成机制——以川西坳陷上三叠统须家河组为例[J]. 石油实验地质, 2022, 44(1): 170-179, 198.
- ZHAO Mingzhu, YANG Wei, WANG Yaohua, et al. Distribution and genetic mechanisms of connected pore systems in continental shale reservoirs: A case study of Xujiahe Formation of Upper Triassic, Western Sichuan Depression [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2022, 44(1): 170-179, 198.
- [15] 郝绵柱, 姜振学, 聂舟, 等. 深层页岩储层孔隙连通性发育特征及其控制因素——以川南地区龙马溪组为例[J]. 断块油气田, 2022, 29(6): 761-768.
- HAO Mianzhu, JIANG Zhenxue, NIE Zhou, et al. Development characteristics of pore connectivity in deep shale reservoirs and its controlling factors: A case study of Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(6): 761-768.
- [16] 腾格尔, 卢龙飞, 俞凌杰, 等. 页岩有机质孔隙形成、保持及其连通性的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 687-699.
- BORJIGIN Tenger, LU Longfei, YU Lingjie, et al. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48 (4) : 687-699.
- [17] 苟启洋, 徐尚, 郝芳, 等. 焦石坝地区页岩孔隙连通性及有效性评价[J]. 沉积学报, 2022, 40(5): 1419-1426.
- GOU Qiyang, XU Shang, HAO Fang, et al. Evaluation of shale pore connectivity and effectiveness in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2022, 40 (5) : 1419-1426.
- [18] 张海杰, 蒋裕强, 周克明, 等. 页岩气储层孔隙连通性及其对页岩气开发的启示——以四川盆地南部志留统龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(12): 22-31.
- ZHANG Haijie, JIANG Yuqiang, ZHOU Keming, et al. Connectivity of pores in shale reservoirs and its implications for the development of shale gas: A case study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(12): 22-31.
- [19] 孙亮, 王晓琦, 金旭, 等. 微纳米孔隙空间三维表征与连通性定量分析[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 490-498.
- SUN Liang, WANG Xiaoqi, JIN Xu, et al. Three dimensional

- characterization and quantitative connectivity analysis of micro/nano pore space [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(3): 490-498.
- [20] 宁传祥, 姜振学, 高之业, 等. 用核磁共振和高压压汞定量评价储层孔隙连通性——以沾化凹陷沙三下亚段为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(3): 578-585.
- NING Chuanxiang, JIANG Zhenxue, GAO Zhiye, et al. Quantitative evaluation of pore connectivity with nuclear magnetic resonance and high pressure mercury injection: A case study of the lower section of Es₃ in Zhanhua Sag [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(3): 578-585.
- [21] 王晓琦, 金旭, 李建明, 等. 聚焦离子束扫描电镜在石油地质研究中的综合应用[J]. *电子显微学报*, 2019, 38(3): 303-319.
- WANG Xiaoqi, JIN Xu, LI Jianming, et al. FIB-SEM applications in petroleum geology research [J]. *Journal of Chinese Electron Microscopy Society*, 2019, 38(3): 303-319.
- [22] 宁传祥, 姜振学, 高之业, 等. 用核磁共振和高压压汞定量评价储层孔隙连通性——以沾化凹陷沙三下亚段为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(3): 578-585.
- NING Chuanxiang, JIANG Zhenxue, GAO Zhiye, et al. Quantitative evaluation of pore connectivity with nuclear magnetic resonance and high pressure mercury injection: A case study of the lower section of Es₃ in Zhanhua Sag [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(3): 578-585.
- [23] GAO Fenglin, SONG Yan, LI Zhuo, et al. Quantitative characterization of pore connectivity using NMR and MIP: A case study of the Wangyinpu and Guanyintang shales in the Xiuwu basin, Southern China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2018, 197: 53-65.
- [24] BAHADUR J, RADLINSKI A P, MELNICHENKO Y B, et al. Small-angle and ultrasmall-angle neutron scattering (SANS/USANS) study of New Albany shale: A treatise on microporosity [J]. *Energy & Fuels*, 2015, 29(2): 567-576.
- [25] SUN Mengdi, ZHANG Linhao, HU Qinrong, et al. Multiscale connectivity characterization of marine shales in southern China by fluid intrusion, small-angle neutron scattering (SANS), and FIB-SEM [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 112: 104101.
- [26] 黄涵宇, 何登发, 李英强, 等. 四川盆地东南部泸州古隆起的厘定及其成因机制[J]. *地学前缘*, 2019, 26(1): 102-120.
- HUANG Hanyu, HE Dengfa, LI Yingqiang, et al. Determination and formation mechanism of the Luzhou paleo-uplift in the southeastern Sichuan Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2019, 26(1): 102-120.
- [27] 朱逸青. 四川盆地及周缘下志留统龙马溪组沉积相及其与页岩气耦合关系研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2018.
- ZHU Yiqing. Coupling relationship between sedimentary facies and shale gas related parameters of the lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [28] 施振生, 赵圣贤, 周天琪, 等. 海相含气页岩水平层理类型、成因及其页岩气意义——以川南地区古生界五峰组-龙马溪组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1499-1514.
- SHI Zhensheng, ZHAO Shengxian, ZHOU Tianqi, et al. Types and genesis of horizontal bedding of marine gas-bearing shale and its significance for shale gas: A case study of the Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin, China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1499-1514.
- [29] 王光付, 李凤霞, 王海波, 等. 四川盆地不同类型页岩气压裂难点和对策[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1378-1392.
- WANG Guangfu, LI Fengxia, WANG Haibo, et al. Difficulties and countermeasures for fracturing of various shale gas reservoirs in the Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1378-1392.
- [30] 杨洪志, 赵圣贤, 夏自强, 等. 四川盆地南部泸州区块深层页岩气立体开发目标优选[J]. *天然气工业*, 2022, 42(8): 162-174.
- YANG Hongzhi, ZHAO Shengxian, XIA Ziqiang, et al. Target selection of tridimensional development of deep shale gas in the Luzhou region, South Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(8): 162-174.
- [31] YAO Yanbin, LIU Dameng, CHE Yao, et al. Petrophysical characterization of coals by low-field nuclear magnetic resonance (NMR) [J]. *Fuel*, 2010, 89(7): 1371-1380.
- [32] VINCENT B, FLEURY M, SANTERRE Y, et al. NMR relaxation of neritic carbonates: An integrated petrophysical and petrographical approach [J]. *Journal of Applied Geophysics*, 2011, 74(1): 38-58.
- [33] 邵国勇, 沈瑞, 熊伟, 等. 页岩油储层多尺度孔隙结构三维表征及应用[J]. *天然气与石油*, 2023, 41(1): 89-97.
- SHAO Guoyong, SHEN Rui, XIONG Wei, et al. Three-dimensional characterization and application of multi-scale pore structure in shale oil reservoir [J]. *Natural Gas and Oil*, 2023, 41(1): 89-97.

(编辑 董奕含)