



焦石坝地区页岩孔隙连通性及有效性评价

苟启洋, 徐尚, 郝芳, 舒志国

引用本文:

苟启洋, 徐尚, 郝芳, 舒志国. 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, HA0 Fang, SHU ZhiGuo. Evaluation of Shale Pore Connectivity and Effectiveness in the Jiaoshiba Area, Sichuan Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 40(5): 1419-1426.

相似文章推荐 (请使用火狐或IE浏览器查看文章)

Similar articles recommended (Please use Firefox or IE to view the article)

页岩纹层结构分类与储集性能差异——以四川盆地龙马溪组页岩为例

Lamination Texture and Its Effect on Reservoir Properties: A Case Study of Longmaxi Shale, Sichuan Basin

沉积学报. 2021, 39(2): 281-296 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2020.110>

龙马溪组页岩黄铁矿微观赋孔特征及地质意义

Micropore Characteristics and Geological Significance of Pyrite in Shale Rocks of Longmaxi Formation

沉积学报. 2018, 36(5): 864-876 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2018.077>

页岩孔隙度测量实验方法分析与评价

Analysis and Evaluation of Different Measuring Methods for Shale Porosity

沉积学报. 2015, 33(6): 1258-1264 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2015.06.018>

超压对川东南地区五峰组—龙马溪组页岩储层影响分析

Analyses of Influences on Shale Reservoirs of Wufeng-Longmaxi Formation by Overpressure in the South-eastern Part of Sichuan Basin

沉积学报. 2015, 33(4): 817-827 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2015.04.020>

鄂尔多斯盆地新安边地区长7致密油特征及控制因素

Characteristics & Controlling Factors of Chang 7 Tight Oil in Xin'anbian Area, Ordos Basin

沉积学报. 2015, 33(3): 625-632 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2015.03.021>

焦石坝地区页岩孔隙连通性及有效性评价

苟启洋¹,徐尚²,郝芳²,舒志国³

1.中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室,武汉 430074

2.中国石油大学(华东)地球科学与技术学院,山东青岛 266580

3.中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院,武汉 430070

摘要 页岩孔隙连通性直接影响油气分子在储层内的运移,从而控制页岩气产出的难易程度,是评价页岩气勘探开发潜力的重要参数之一。以焦石坝地区两口关键井(JYA井和JYB井)五峰组—龙马溪组主力层段页岩为例,开展柱塞样的氦气孔隙度与饱和盐水后的核磁共振孔隙度实验,确定页岩储层孔隙连通性特征,探讨孔隙连通性对页岩气开发的影响。研究结果显示:1)氦气膨胀法主要识别页岩储层中的连通孔隙,而核磁共振法可有效反映样品整体的孔隙空间,两者的比值可量化表征页岩孔隙连通性;2)JYA井氦气孔隙度和核磁孔隙度差异较小,具有强烈的正相关关系,页岩样品整体以连通孔隙为主,连通孔隙占比为69.13%~94.94%,平均为85.12%;3)JYB井页岩孔隙连通性相对较差,连通孔隙占比为36.15%~81.71%,均值为58.19%,仅依靠连通孔隙无法充分反映页岩样品的真实孔隙度,导致氦气孔隙度和核磁孔隙度无明显线性关系。纳米CT三维成像技术模拟的孔隙连通性特征及研究样品的脉冲渗透率差异证实了研究结果的有效性。

关键词 页岩;孔隙度;孔隙连通性;焦石坝地区;四川盆地

第一作者简介 苟启洋,男,1994年出生,博士研究生,非常规油气地质,E-mail: 1219294089@qq.com

通信作者 徐尚,男,教授,油气成藏机理和非常规油气地质,E-mail: xushang0222@163.com

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

页岩气主要以吸附态和游离态赋存于页岩微纳米孔隙—裂隙系统中,是一种典型的自生自储型非常规天然气^[1-2]。与常规碎屑岩储层相比,页岩储层非均质性较强,孔喉系统窄小、连通关系复杂^[3-4]。在页岩气生产开发过程中,甲烷分子通常需要沿着连通的孔隙网络运移至人工改造裂缝中才能被有效采出^[5]。因此,准确评价页岩储层孔隙连通性对于水平井的布置和页岩气勘探开发潜力评价具有重要现实意义。

目前,孔隙连通性分析技术主要有高压压汞(MICP)、流体—示踪剂运移、纳米CT扫描(Nano-CT)和聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)等^[6-8]。高压压汞根据页岩样品在不同压力条件下的进汞和退汞特征可以估算页岩孔隙曲折度,侧面反映页岩基质孔隙

连通程度^[9]。流体自吸实验是润湿相在毛细管压力作用下自发地驱替非润湿相的过程,自吸曲线斜率可用于评价孔隙连通性特征。一般而言,当页岩样品的自吸斜率大于0.5时,页岩孔隙连通性较好;反之,当自吸斜率小于0.5时,则认为页岩孔隙连通性较差^[7]。纳米CT通过X射线对页岩样品进行三维扫描,在三维建模和骨架模型的基础上可有效揭示页岩孔隙系统在空间中的连通程度^[6,10]。本文在前人研究基础上,以焦石坝区块为例,对比分析不同构造单元页岩样品氦气孔隙度和核磁孔隙度差异,试图建立一种准确、快速且有效评价页岩储层孔隙连通性的方法,为页岩储层研究提供理论依据。

1 区域地质背景

焦石坝区块整体位于四川盆地东南部(图1a),

收稿日期:2020-08-12; 收修改稿日期:2021-05-13

基金项目:国家自然科学基金(41690134,41821002);山东省重点研发计划项目(2020ZLYS08);中国石油大学(华东)自主创新研究计划项目(21CX06001A)[**Foundation:** National Natural Science Foundation of China, No. 41690134, 41821002; Shandong Provincial Key Research and Development Program, No. 2020ZLYS08; Independent Innovation Research Program of China University of Petroleum (East China), No. 21CX06001A]

属于川东高陡褶皱带内一个特殊的“洼中隆”正向构造,面积约为347 km²[11]。构造上,焦石坝区块整体呈北东向展布,东西两翼受北东向(大耳山西断层和石门断层)和近南北向(乌江断层)两组逆断层夹持围限,北侧与天台场断层相接。燕山早、中期是研究区构造强烈变形期,区域内发生基底叠瓦冲断、盖层滑脱、左行压扭3个构造变形幕^[2,12]。焦石坝断背斜核部变形程度整体较弱,背斜形态完整,顶部宽缓、地层倾角小(通常介于5°~10°),断层发育程度较低,翼部陡倾(可达30°以上)、断层较为发育(图1b,c)。

焦石坝地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组一段整体处于深水陆棚相沉积环境,岩性单一、细粒,以灰黑色含碳质放射虫笔石页岩为主^[11,13]。根据钻井资料显示,五峰组—龙马溪组页岩横向分布稳定,厚度分布范围为80~120 m。研究区页岩干酪根类型主要为I型, R_o为2.42%~2.80%(平均2.59%),处于热裂解生干气阶段^[2,14]。综合页岩矿物组成和岩性特征,五峰组—龙马溪组一段页岩可进一步划分为9个小层,

其中①~⑤小层有机碳含量较高,介于2%~5%(平均3.5%),脆性矿物(石英、长石、黄铁矿等)含量介于37.2%~83.4%(平均59.1%),具有较好的含气性和可压裂性,是目前页岩气探勘开发的主力层段^[14-15]。

2 样品及实验方法

2.1 页岩样品基本特征

本次研究从焦石坝区块JYA井(位于稳定区)和JYB井(位于变形区)五峰组—龙马溪组主力层段各选取了10块页岩岩心样品,陆续开展了氦气孔隙度和核磁孔隙度测试,样品位置及其对应编号如图2所示。焦石坝页岩样品矿物成分复杂,以石英和黏土矿物为主,所选样品的石英含量分布范围为34.6%~69.7%(平均48.76%),黏土含量介于18.3%~43.5%(平均30.31%)(图2)。页岩样品的有机碳含量较高,TOC分布范围为1.98%~4.97%,平均为3.37%(图2)。总的来说,焦石坝地区五峰组—龙马溪组主力层段页岩具有较强的生烃潜力和可压裂性。

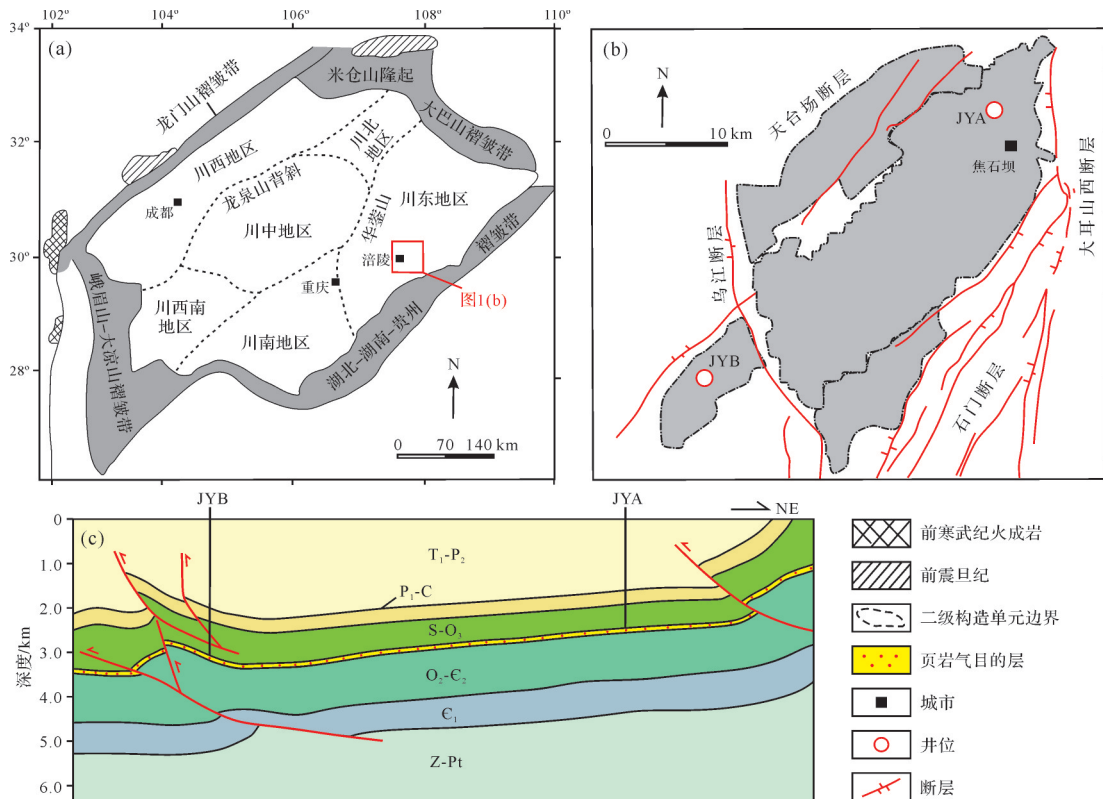


图1 (a)焦石坝地区在四川盆地的位置分布图,修改自文献[2];(b)研究区井位分布与构造纲要图;
(c)过JYA和JYB井的地质剖面图

Fig.1 (a) Location map of the Jiaoshiba area in Sichuan Basin, modified from reference[2]; (b) map of well locations and structure outline in Jiaoshiba area; (c) geological cross-section between wells in study area

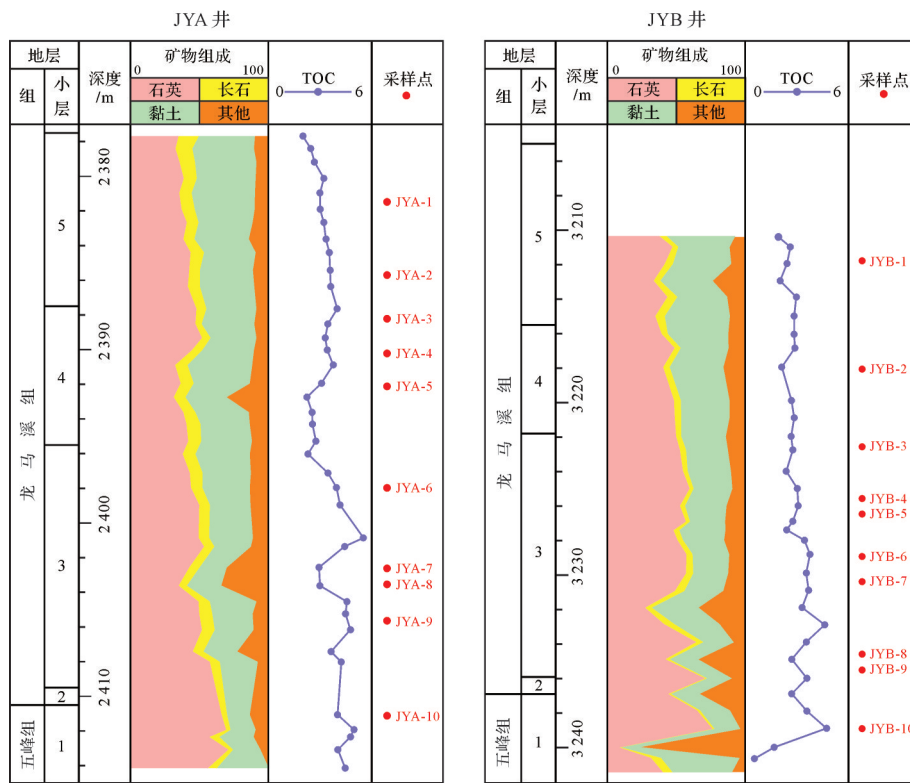


图2 焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩矿物组成和TOC特征
Fig.2 Mineralogical compositions and TOC of Wufeng-Longmaxi shales in Jiaoshiba area

2.2 实验流程

在测量页岩样品的氦气孔隙度之前,首先从新鲜的岩心样品上钻取直径约为2.5 cm、高度约为2.5 cm的柱状岩心样品。紧接着,将制备好的柱状岩心样品放入温度为110℃的干燥箱中干燥24 h^[16]。待页岩样品充分干燥后,取出样品并放入KX-90F型覆压孔隙度测量仪,选用纯度为99.99%的氦气作为工作介质进行氦气孔隙度测量,测试原理为波义耳气体膨胀定律^[17]。

氦气孔隙度测量完成后,将柱状岩心样品取出并重新放置于干燥箱充分干燥。与此同时,使用核磁共振仪测量孔隙度已知的标准岩样,获取孔隙度与核磁共振单位体积信号之间的定量关系^[18]。紧接着,将干燥后的页岩样品放入浓度为30 g/L的KCl溶液,在35 MPa的条件下对岩心样品进行加压饱和盐水处理,时间约为24 h。待样品达到充分饱和状态且重量不再发生变化时,将饱和盐水后的柱状岩心样品取出并置于核磁共振仪内部,获取岩心样品的核磁共振信号值,进而计算出页岩样品的核磁孔隙度^[18]。核磁共振实验测量过程中使用相对较低的磁场强度,约为0.3 T,共振频率为12.8 MHz,可识别孔

径约为0.4 nm的孔隙。此外,主要的实验参数还包括等待时间为5 000 ms,扫描次数为128次,回波个数为2 048个,测试温度为32℃。

纳米CT通过X射线扫描页岩样品,三维重建后可得到高分辨率和高衬度的无损3D图像,单个像素点分辨率约为65 nm。本次纳米CT扫描实验是在中国石油勘探开发研究院(北京)完成,扫描电压为8 kV,实验温度为20℃,单幅曝光时间为90 s。CT扫描工作流程主要包括:1)沿垂直层理方向在新鲜岩心样品上钻取直径为1 mm、长度为0.5 cm的圆柱状岩样;2)使用牛津激光制样系统(型号为A-532-DW)将岩样顶端制成直径约65 μm、高约300 μm的微型圆柱体;3)旋转样品夹持器,连续记录样品从-90°旋转到90°这个过程当中的X射线信息。扫描结束后,可获得一个以2D截面图片沿Z轴方向顺次叠加的圆柱形三维数据体,共计901张图像^[10]。

3 结果和讨论

3.1 页岩孔隙度及其连通性特征

3.1.1 孔隙度特征

图3显示,JYA井五峰组—龙马溪组页岩样品氦

气孔隙度较高,分布范围为2.78%~5.73%,平均为3.90%,孔隙度大于3%的页岩样品占比高达90%,表明JYA井页岩具有良好的储集空间。JYB井页岩样品氦气孔隙度相对较低,整体介于1.1%~2.5%,均值为1.60%,孔隙度小于2%的页岩样品占比约为80%,表明JYB井页岩储集空间较为局限(图3)。图4展示了焦石坝地区两口研究井页岩样品的核磁孔隙度特征。总的来说,各页岩样品的核磁孔隙度明显大于氦气孔隙度,但整体特征与氦气孔隙度相似,即JYA井的核磁孔隙度明显大于JYB井(图4)。其中JYA井核磁孔隙度介于3.78%~6.25%,均值为4.56%;而JYB井核磁孔隙度分布范围为2.14%~3.32%,平均为2.78%(图4)。基于孔隙度测试结果,建立了所有页岩样品核磁孔隙度与氦气孔隙度关系图(图5)。图5显示,核磁孔隙度与氦气孔隙度线性关系在不同研究井中具有显著差异,不同实验方法表征的孔隙度在JYA井中展现出强烈的正相关关系,拟合度 $R^2 > 0.8$,而在JYB井中则无明显耦合关系。

3.1.2 孔隙连通性特征及有效性评价

前人研究表明,用柱样测量氦气孔隙度时,微小的氦气分子在充注压力作用下可以自由进入页岩储层中连通的微纳米孔隙^[17]。换句话说,采用柱样测定的氦气孔隙度是页岩样品有效(连通)孔隙度。核

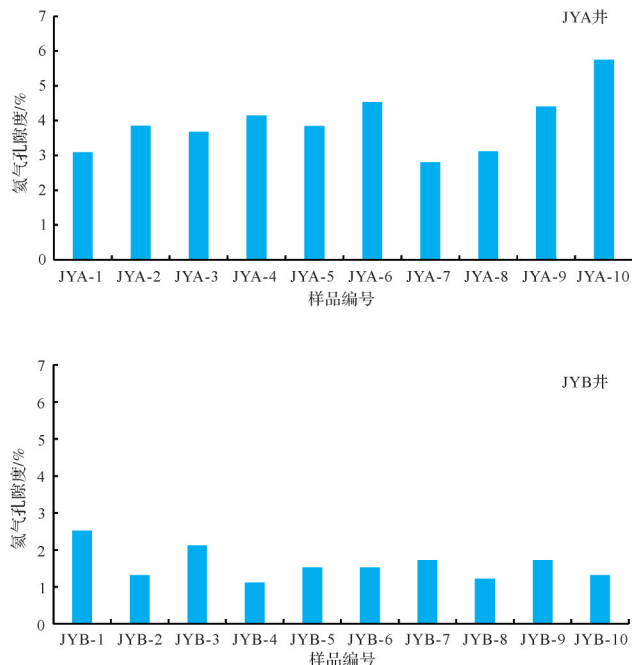


图3 焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩氦气孔隙度特征
Fig.3 Helium porosity of Wufeng-Longmaxi shales in Jiaoshiba area

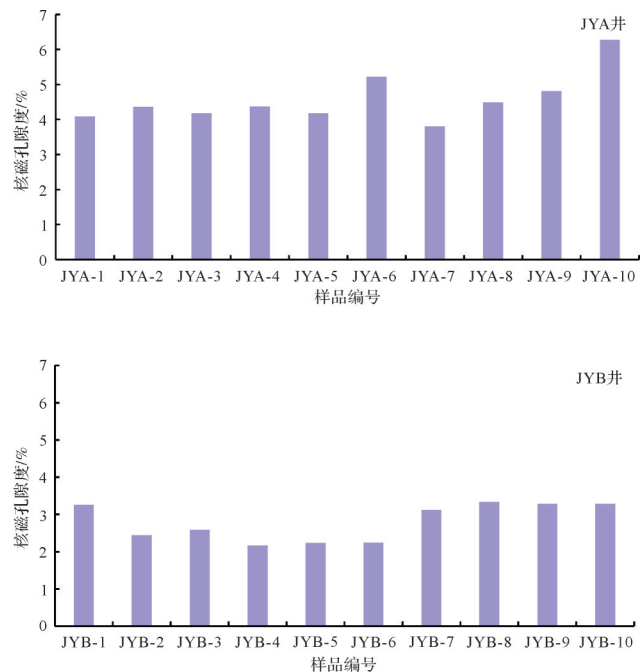


图4 焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩核磁孔隙度特征
Fig.4 NMR porosity of Wufeng-Longmaxi shales in Jiaoshiba area

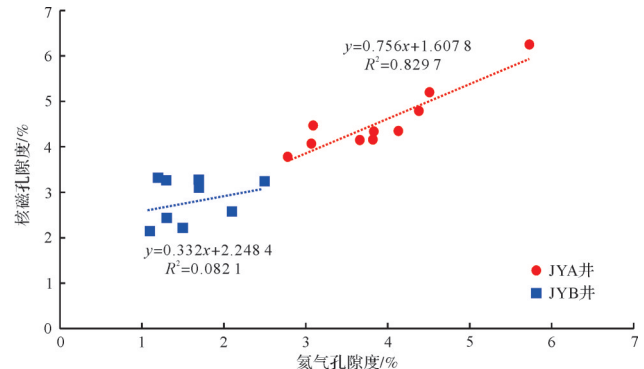


图5 页岩核磁孔隙度和氦气孔隙度关系
Fig.5 Comparison of porosity of shale samples

磁共振技术将饱和KCl溶液的柱状页岩样品置于均匀的静磁场中,基于样品中研究介质(如水)的氢原子核在磁场中的响应特征,不仅可以识别页岩储层中的连通孔隙,还可以表征常规实验方法无法测量的纳米级黏土束缚水孔隙(即所谓的闭孔),这也是核磁共振孔隙度普遍大于氦气孔隙度的主要原因^[16,18-19]。因此,根据柱样测量的氦气孔隙度与核磁孔隙度之间的比值可以代表页岩样品中孔隙连通性特征。

分析结果显示,焦石坝地区不同构造单元页岩样品孔隙连通性差异较大(图6)。其中,位于构造稳定区JYA井的页岩孔隙连通性较好,连通孔隙占比

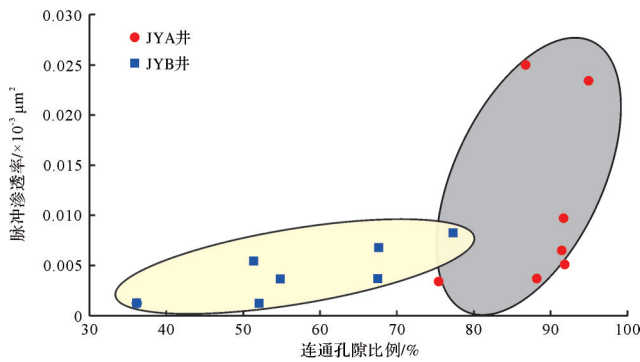


图6 页岩连通孔隙比例与脉冲渗透率关系

Fig.6 Relationship between the connected pores ratio and pulse permeability of shale samples

介于69.13%~94.94%,平均值为85.12%。较高含量的连通孔隙比例使得氦气孔隙度所表征的连通孔隙基本能反映页岩样品的真实孔隙度,因此氦气孔隙度与核磁孔隙度之间正相关关系明显(图5)。另一方面,位于焦石坝断背斜翼部的JYB井页岩孔隙连通性较差,连通孔隙占比分布范围为36.15%~81.71%,平均值为58.19%(图6)。较低的连通孔隙比例导致氦气法无法有效表征页岩孔隙结构特征,因此氦气孔隙度与核磁孔隙度无明显线性关系(图5)。页岩渗透率作为反映储层孔隙结构特征的重要指标之一,通常与孔隙连通性成正相关关系。从页岩样品的脉冲渗透率结果(非裂缝点渗透率测量结果)可以看出,JYA井页岩渗透率较高,整体介于 $(0.003\ 4\sim 0.025)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,均值为 $0.010\ 9\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,JYB井页岩渗透率较低,分布范围为 $(0.001\ 2\sim 0.008\ 2)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,均值为 $0.004\ 3\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ (图6),从而验证了根据核磁孔隙度和氦气孔隙度差异评价页岩孔隙连通性结果的有效性。

为了进一步评价该方法的适用性及结果的可靠性,本次研究对两口关键井同一小层的两块页岩样品(JYA-10和JYB-10)进行纳米CT扫描实验。由于不同物质组分对X射线具有不同的吸收效率,从而展现出不同的灰度差异。其中,组分密度越高,则灰度值越高(即越亮),如黄铁矿。反之,组分密度越低,相应的灰度值也越低(即越暗);如有机质,而孔隙则表现为深黑色^[10]。为了保证三维重构的感兴趣区域具有代表性以及降低样品边缘效应带来的误差,本次研究在原始圆柱形三维数据体中心区域提取最大内切立方体进行重构分析。孔隙、有机质、基质矿物(石英、长石和黏土等)以及高密度矿物分别

用红色、蓝色、灰色和黄色表示(图7a,d)。与此同时,将数据体中的孔隙单独提取(图7b,e),并在此基础上根据Avizo 9.0软件中的骨架模型自动模拟页岩孔隙之间的连通性特征(图7c,f)。图7显示,JYA井页岩孔隙在三维空间中主要呈聚集的团块状和饱满的椭球状,大部分相对孤立的孔隙首先与小喉道(橘红色)连接,进一步汇聚于多个中喉道(橙黄色)或大喉道(亮白色)之上,形成连通性较好且连通范围较广的孔隙网络系统。仅少量孔隙通过单一的小喉道连接,较其他孔隙系统相对孤立。总的来说,JYA井页岩孔隙在空间上连通性较好,与通过氦气孔隙度和核磁孔隙度识别的高连通孔隙率(连通孔隙率约为91.68%)具有一致性(图6)。相反,JYB井页岩孔隙在三维空间上呈离散分离状,孔隙也相对扁平,且大部分孔隙仅通过相邻孔间单一的小喉道连接,连接的孔隙系统规模较小,表明JYB井页岩孔隙连通性较差,与孔隙度评价结果(连通孔隙率约为39.84%)相符(图6)。

3.2 对页岩气勘探开发的启示

与常规油气藏开发方式相比,页岩气的商业生产主要依赖于水平井和水力压裂改造技术^[4,21]。在压裂过程中,大量压裂液泵入页岩储层,并快速渗透到页岩内部,促进页岩气储层吸水产生微裂缝,改善页岩储层改造效果。然而,已有的研究指出,页岩气井压裂后返排难度大,返排率通常只有5%~40%,滞留的压裂液通过水相圈闭或储层结垢(如 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 生成碳酸盐和硫酸盐沉淀)等作用导致页岩孔隙和裂缝堵塞,不利于页岩气的产出^[22-24]。分析结果显示,焦石坝地区JYA井五峰组—龙马溪组主力层段页岩孔隙连通性较好,连通孔隙占比介于69.13%~94.94%(平均85.12%),大量发育的孔隙网络极大地改善了页岩储层渗透率(图6,7),进而增强了页岩储层的自吸能力^[7]。此外,压裂液可通过连通范围较广的孔隙网络进入页岩储层深部(图7),扩大压裂改造范围,有效地提高页岩气产量。更重要的是,在页岩储层压裂改造完成后,压裂液亦可通过连通的孔隙网络反排回收,基本不会引起水锁伤害^[21,24]。JYB井五峰组—龙马溪组页岩孔隙连通性较差,连通孔隙占比为36.15%~81.71%(平均58.19%),渗透率均值仅为 $0.004\ 3\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,页岩储层自吸能力相对较弱,且局限的孔隙网络导致压裂液扩散距离较短(图6,7),压裂改造范围和效果较差,不利于页岩气的高产^[17,22-23]。

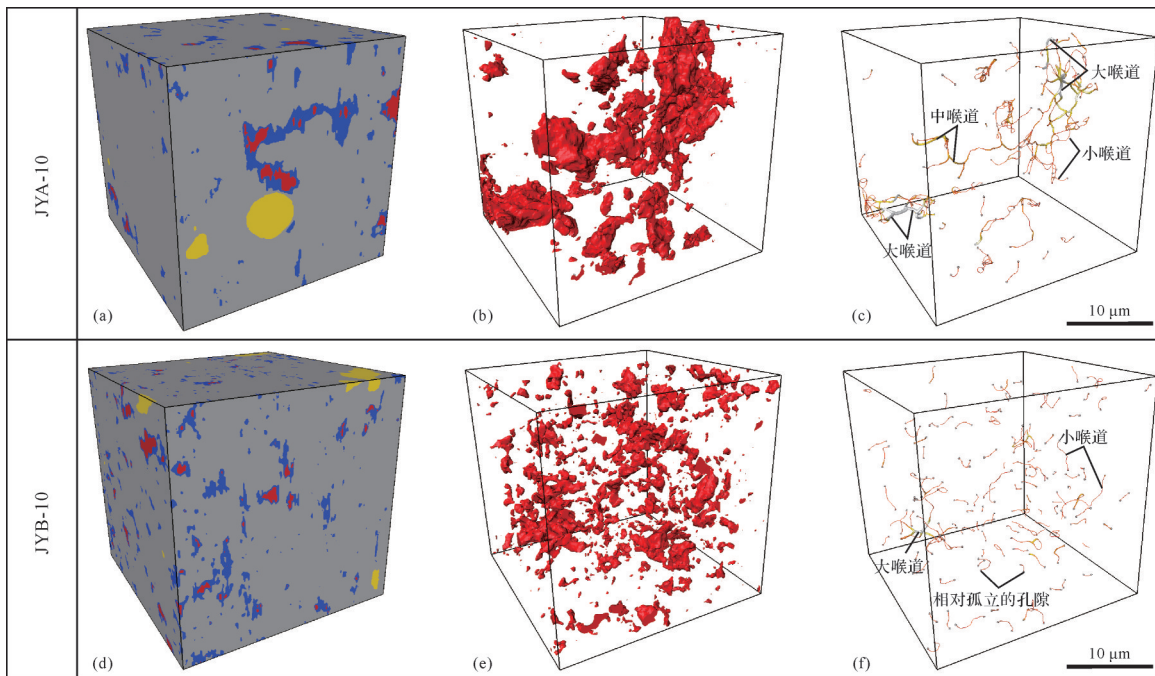


图7 焦石坝地区页岩样品和孔隙结构的三维重构

(a, d)为页岩样品的三维重构图,红色代表孔隙,蓝色代表有机质,灰色代表石英、长石等中等密度矿物,黄色代表黄铁矿等高密度矿物;(b, e)为页岩孔隙的三维重构图,修改自文献[20];(c, f)为骨架模型下孔隙连通性特征,修改自文献[20]

Fig.7 Three-dimensional reconstruction of Wufeng-Longmaxi shale pore structure

(a, d) reconstructed 3D microstructures for shale samples (red = pores; blue = OM; gray = mineral matrix; yellow = pyrite); (b, e) 3D pores, modified from reference[20]; (c, f) pore connectivity in pore-throat skeletal model, modified from reference[20]

4 结论

(1) 采用柱样岩心测定的氦气孔隙度主要为页岩样品的连通孔隙度,而核磁共振实验可实现连通孔和闭孔的综合识别。因此,基于两种实验方法表征的孔隙度差异,可量化页岩储层孔隙连通性特征。

(2) 稳定区 JYA 井页岩样品氦气孔隙度为 2.78%~5.73% (平均 3.90%),核磁孔隙度为 3.78%~6.25% (平均 4.56%),计算出连通孔隙占比为 69.13%~94.94% (平均 85.12%)。较高含量的连通孔隙比例使得氦气孔隙度所表征的连通孔隙基本能反映页岩样品的真实孔隙度,因此氦气孔隙度与核磁孔隙度之间呈明显的正相关关系。

(3) 变形区 JYB 井页岩氦气孔隙度为 1.1%~2.5% (平均 1.60%),核磁孔隙度为 2.14%~3.32% (平均 2.78%),对应的连通孔隙占比为 36.15%~81.71% (平均 58.19%),孔隙之间连通性较差。较低的连通孔隙比例导致氦气孔隙度无法有效反映页岩孔隙结构特征,因此氦气孔隙度与核磁孔隙度无明显线性关系。

(4) 页岩储层中连通性较好的孔隙网络不仅有利于压裂液自吸、扩散,扩大水力压裂改造范围,还有利于压裂改造完成后压裂液的反排回收,防止水相圈闭或储层结垢等作用,从而有效地提高页岩气产量。

参考文献 (References)

- [1] Hao F, Zou H Y, Lu Y C. Mechanisms of shale gas storage: Implications for shale gas exploration in China [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(8): 1325-1346.
- [2] Xu S, Gou Q Y, Hao F, et al. Shale pore structure characteristics of the high and low productivity wells, Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin, China: Dominated by lithofacies or preservation condition? [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 114: 104211.
- [3] 马永生,蔡勋育,赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 561-574. [Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.]
- [4] 赵文智,贾爱林,位云生,等. 中国页岩气勘探开发进展及发展展望 [J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 31-44. [Zhao Wenzhi, Jia Ailin, Wei Yunsheng, et al. Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development [J]. China Petroleum

- Exploration, 2020, 25(1): 31-44.]
- [5] 邹才能,潘松圻,荆振华,等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12. [Zou Caineng, Pan Songqi, Jing Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.]
- [6] 吴松涛,朱如凯,李勋,等. 致密储层孔隙结构表征技术有效性评价与应用[J]. 地学前缘, 2018, 25(2): 191-203. [Wu Songtao, Zhu Rukai, Li Xun, et al. Evaluation and application of porous structure characterization technologies in unconventional tight reservoirs[J]. Earth Science Frontiers, 2018, 25(2): 191-203.]
- [7] Hu Q H, Zhou W, Huggins P, et al. Pore structure and fluid uptake of the Springer/Goddard shale formation in southeastern Oklahoma, USA[J]. Geofluids, 2018, 2018: 5381735.
- [8] 宋董军,妥进才,王晔桐,等. 富有机质页岩纳米级孔隙结构特征研究进展[J]. 沉积学报, 2019, 37(6): 1309-1324. [Song Dongjun, Tuo Jincai, Wang Yetong, et al. Research advances on characteristics of nanopore structure of organic-rich shales[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019, 37(6): 1309-1324.]
- [9] Gao Z Y, Hu Q H, Liang H C. Gas diffusivity in porous media: Determination by mercury intrusion porosimetry and correlation to porosity and permeability[J]. Journal of Porous Media, 2013, 16(7): 607-617.
- [10] 苟启洋,徐尚,郝芳,等. 纳米CT页岩孔隙结构表征方法:以JY-1井为例[J]. 石油学报, 2018, 39(11): 1253-1261. [Gou Qiyang, Xu Shang, Hao Fang, et al. Characterization method of shale pore structure based on nano-CT: A case study of well JY-1[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(11): 1253-1261.]
- [11] 郭彤楼,张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 28-36. [Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.]
- [12] 苟启洋,徐尚,郝芳,等. 基于灰色关联的页岩储层含气性综合评价因子及应用:以四川盆地焦石坝区块为例[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(7): 1045-1052. [Gou Qiyang, Xu Shang, Hao Fang, et al. A comprehensive evaluation index of gas-bearing property of shale reservoirs based on grey relation and its application: Case study of Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(7): 1045-1052.]
- [13] 刘若冰. 超压对川东南地区五峰组—龙马溪组页岩储层影响分析[J]. 沉积学报, 2015, 33(4): 817-827. [Liu Ruobing. Analyses of influences on shale reservoirs of Wufeng-Longmaxi Formation by overpressure in the south-eastern part of Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(4): 817-827.]
- [14] Gou Q Y, Xu S, Hao F, et al. Full-scale pores and microfractures characterization using FE-SEM, gas adsorption, nano-CT and micro-CT: A case study of the Silurian Longmaxi Formation shale in the Fuling area, Sichuan Basin, China[J]. Fuel, 2019, 253: 167-179.
- [15] Wang Y X, Xu S, Hao F, et al. Geochemical and petrographic characteristics of Wufeng-Longmaxi shales, Jiaoshiba area, Southwest China: Implications for organic matter differential accumulation[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 102: 138-154.
- [16] 付永红,司马立强,张楷晨,等. 页岩岩心气测孔隙度测量参数初探与对比[J]. 特种油气藏, 2018, 25(3): 144-148, 174. [Fu Yonghong, Sima Liqiang, Zhang Kaichen, et al. Preliminary study and comparison of shale core gas-porosity test parameters[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 144-148, 174.]
- [17] 杨巍,薛莲花,唐俊,等. 页岩孔隙度测量实验方法分析与评价[J]. 沉积学报, 2015, 33(6): 1258-1264. [Yang Wei, Xue Lianhua, Tang Jun, et al. Analysis and evaluation of different measuring methods for shale porosity[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(6): 1258-1264.]
- [18] 姚艳斌,刘大锰. 基于核磁共振弛豫谱技术的页岩储层物性与流体特征研究[J]. 煤炭学报, 2018, 43(1): 181-189. [Yao Yanbin, Liu Dameng. Petrophysical properties and fluids transportation in gas shale: A NMR relaxation spectrum analysis method[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(1): 181-189.]
- [19] 李新,刘鹏,罗燕颖,等. 页岩气储层岩心孔隙度测量影响因素分析[J]. 地球物理学进展, 2015, 30(5): 2181-2187. [Li Xin, Liu Peng, Luo Yanying, et al. Analysis of influencing factors on porosity measurement of shale gas reservoir core[J]. Progress in Geophysics, 2015, 30(5): 2181-2187.]
- [20] Gou Q Y, Xu S, Hao F, et al. The effect of tectonic deformation and preservation condition on the shale pore structure using adsorption-based textural quantification and 3D image observation[J]. Energy, 2021, 219: 119579.
- [21] Dehghanpour H, Lan Q, Saeed Y, et al. Spontaneous imbibition of brine and oil in gas shales: Effect of water adsorption and resulting microfractures[J]. Energy & Fuels, 2013, 27(6): 3039-3049.
- [22] 游利军,谢本彬,杨建,等. 页岩气井压裂液返排对储层裂缝的损害机理[J]. 天然气工业, 2018, 38(12): 61-69. [You Lijun, Xie Benbin, Yang Jian, et al. Mechanism of fracture damage induced by fracturing fluid flowback in shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(12): 61-69.]
- [23] 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:以四川盆地南部下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.]
- [24] 肖佃师,卢双舫,房大志,等. 海相高成熟页岩气储层孔隙连通关系:以彭水地区龙马溪组为例[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 45-53. [Xiao Dianshi, Lu Shuangfang, Fang Dazhi, et al. Pore connectivity of marine high-maturity shale gas reservoirs: A case study in Longmaxi Formation, Pengshui area[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 45-53.]

Evaluation of Shale Pore Connectivity and Effectiveness in the Jiaoshiba Area, Sichuan Basin

GOU QiYang¹, XU Shang², HAO Fang², SHU ZhiGuo³

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

2. School of Geosciences, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong 266580, China

3. Research Institute of Exploration and Development, Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Wuhan 430070, China

Abstract: Shale pore connectivity directly affects the migration of oil and gas in a reservoir, thus influencing the level of difficulty in shale gas production. It is an important consideration in the evaluation of exploration and development potential of shale gas. Samples from two key wells (JYA and JYB) in the Jiaoshiba area of the Sichuan Basin were tested by helium porosity of plunger samples and nuclear magnetic resonance (NMR) saturated brine porosity to determine the pore connectivity of shale in the reservoir; the influence of pore connectivity on shale gas development is discussed. The results show that the helium expansion method mainly identifies the connected pores in the shale, while the NMR test reflects the overall pore space of the sample. Thus, the ratio of helium porosity to NMR porosity quantitatively characterizes pore connectivity. Only a small difference was found between helium porosity and NMR porosity in well JYA, and they both have a strong positive correlation, suggesting that the pores are mainly connected (69.13%-94.94%, average 85.12%). Conversely, the pore connectivity of shale samples from well JYB was relatively poor (about 36.15%-81.71%, average 58.19%). Therefore, the proportion of connected pores does not fully reflect the true porosity of these samples, and no obvious linear relationship was evident in either the helium porosity or the NMR porosity. These findings were confirmed by nano-computed tomography (nano-CT) and pulse permeability difference tests.

Key words: shale gas; porosity; pore connectivity; Jiaoshiba area; Sichuan Basin