李磊, 郝景宇, 肖继林,等. 微米级 X 射线断层成像技术对四川元坝地区页岩微裂缝的定量表征[J]. 岩矿测试,2020,39(3): 362-372.

LI Lei, HAO Jing – yu, XIAO Ji – lin, et al. Quantitative Characterization of Shale Micro – fracture in the Yuanba Area of the Sichuan Basin by Micro X – ray Tomography [J]. Rock and Mineral Analysis, 2020, 39(3):362 – 372.

[DOI: 10.15898/j. cnki. 11 – 2131/td. 202001150011]

微米级 X 射线断层成像技术对四川元坝地区页岩微裂缝的 定量表征

李磊¹,郝景宇^{2*},肖继林²,李平平¹,张正辰¹,邹华耀¹ (1.中国石油大学(北京)地球科学学院,北京 102249; 2.中国石油化工股份有限公司勘探分公司,四川 成都 610041)

摘要:页岩中微裂缝的定量研究有利于认识储层类型与页岩气勘探潜力评价。微米级 X 射线断层成像 (微米 CT)技术是观测微裂缝最为直观的方法。本文以四川盆地元坝地区大安寨段页岩为研究对象,通过 微米 CT 二维图像上微裂缝的识别与统计,定量计算了页岩样品的微裂缝孔隙度,并结合氦气法获得的页岩 样品的总孔隙度,定量评价了微裂缝在页岩总孔隙空间的比例。结果表明:页岩中微裂缝主要为构造微裂 缝,缝宽主要在 0~12 µm, 三维空间内呈层状展布;页岩的氦气孔隙度为 2.24% ~4.60% (平均 3.48%), 其 中微裂缝孔隙度为 0.25% ~1.06% (平均 0.82%), 在总孔隙空间中占比平均 23.28%。与四川盆地焦石坝 地区海相龙马溪组页岩(微裂缝孔隙度平均 0.3% ~1.3%, 占总孔隙空间的 6.1% ~22.4%) 中微裂缝的发 育程度相当。元坝地区大安寨段页岩为孔隙型储层,发育丰富的纳米级基质孔隙,有利于页岩气的富集;同 时微裂缝发育,可以沟通众多孤立的基质孔隙,有利于页岩气的高产。元坝地区大安寨段页岩为孔隙型储层 同时微裂缝发育,表明具有页岩气高产稳产的孔隙条件和良好勘探潜力。

关键词:微米级 X 射线断层成像;微裂缝;定量表征;元坝地区;大安寨段;页岩 要点:

(1) 通过微米 CT 技术定量研究了元坝地区大安寨段页岩微裂缝。

(2) 本区页岩中基质孔隙平均占比为76.72%, 微裂缝平均占比为23.28%。

(3) 本区页岩为微裂缝发育的孔隙型储层利于页岩气高产稳产。

中图分类号: P619.227 文献标识码: A

微裂缝是页岩的重要孔隙类型^[1-3],可以形成 良好的渗流网络从而改善储层质量^[4-6],对其进行 定量研究有利于认识页岩储层类型与页岩气勘探潜 力评价。对于宏观裂缝,国内外主要通过线、面等维 度去描述裂缝的条数与密度等信息^[7-9],而页岩中 微裂缝尺度较小,缝宽约在 0.1mm 以下,长约在 50mm 以下^[10-12],分析微裂缝对孔隙度的影响为进 一步研究的难点。国外学者主要采用高分辨率的成 像与测试技术对微裂缝进行定性观察评价^[3,13-14], 如 Loucks 等^[14]通过大量的薄片与扫描电镜观察并 记载了页岩中的天然微裂缝,探讨了微裂缝的重要 性。我国学者尝试采用双孔隙介质模型法^[15-16]、

收稿日期: 2020-01-15;修回日期: 2020-02-16;接受日期: 2020-04-16

基金项目:国家科技重大专项"四川盆地侏罗系陆相页岩气目标评价"(2017ZX05036-004-004);国家科技重大专项 "南方海相碳酸盐岩油气成藏差异性及油气分布规律"(2017ZX05005-003-003)

作者简介:李磊,硕士研究生,研究方向为页岩气成藏机理与储层表征。E-mail: 2808942625@qq.com。

通讯作者:郝景宇,硕士,石油地质工程师,主要从事页岩油气保存及成藏机理、含油气远景区及区带优选等研究。 E-mail: 83962253@qq.com。

高压压汞^[17-19]以及微米级 X 射线断层成像(微米 CT)^[20-24]等方法对微裂缝进行定量研究。双孔隙 介质模型法通过建立物理模型定量计算页岩中的基 质孔隙度与微裂缝孔隙度^[16],由于需要大量配套的 岩石氦气孔隙度与矿物组成的资料,大大限制了其 在资料较少井区的使用。高压压汞法可对页岩中的 微裂缝进行研究,微裂缝在高压压汞曲线中表现为 进汞速率较高的斜线段,将该段的孔容与渗透率值 累积可分析微裂缝对总孔与渗透率的贡献^[17]。由 于高压压汞难以探测页岩的部分中 – 微孔隙,故其 方法可能存在一定误差。

微米 CT 技术能够直观地展示微米级孔隙的三 维状态,统计出其孔径分布以及孔隙度[25-31],为页 岩中微裂缝的精细刻画提供了良好的技术手段。屈 乐等^[25-26]详细描述了微米 CT 技术的建模方法,实 现了对岩石孔隙结构与渗流特征等特性的表征,为 该方法应用于页岩储层中提供了良好的借鉴。黄振 凯等^[27]介绍了微米 CT 技术在松辽盆地白垩系页岩 中的应用,页岩孔隙类型以粒间孔隙和晶间孔隙为 主,直径在 0.7~25µm。苟启洋等^[30-31] 通过微米 CT 技术将页岩中识别出的微米级孔隙均归结为微 裂缝,认为四川涪陵地区页岩的微裂缝的孔隙度达 到1.24%^[30],而实际上应用该技术仍能识别出一 部分微米级孔隙,故微裂缝孔隙度应该小于该值。 根据已有的应用情况,微米 CT 技术是目前表征页 岩中微裂缝最为直观有效的方法,但是在微裂缝的 划分与孔隙度求取方面仍存在难题。

四川盆地北部元坝地区大安寨段低丰度总有机 碳(TOC 平均约1.12%)背景下多口井钻获了中高 产工业气流^[32-35],前人研究认为页岩中微裂缝非常 发育,发育构造微裂缝等多种微裂缝^[35]。但是在实 际勘探生产中,对于页岩储层类型的认识存在"孔 隙型"与"裂缝型"的疑惑,定量评价微裂缝的发育 程度影响着该区页岩气勘探开发潜力的评价。为了 定量评价元坝地区大安寨段页岩中微裂缝的发育程度,本文通过微米 CT 实验,采用二维图像上微裂缝的识别与统计,通过积分的方法精确计算三维空间下的微裂缝孔隙度,同时结合氦气孔隙度对其总孔隙进行评价,分析了微裂缝占页岩总孔隙空间的比例,从页岩孔隙的角度对页岩气勘探开发潜力进行了探讨。

1 实验部分

1.1 实验样品基本信息

实验样品主要为来自川北元坝地区大安寨段的 黑色页岩,共5块,样品基本信息见表1,部分样品 为来自川东涪陵地区弧形高陡褶皱带大安寨段的黑 色页岩(2块:FY1-9与FY1-13)。样品均为实际 勘探中的柱状钻井岩心,采样深度2605.70~ 4140.75m。编号FY1-X前面FY1代表井号,后面 X代表样品号,依此类推。页岩样品的TOC含量主 要在0.47%~1.48%,平均1.12%,为本区典型的 富有机质页岩^[36-38]。页岩的无机矿物组成具有高 黏土矿物与高脆性矿物含量的特点,黏土矿物含量 36.50%~61.90%,平均48.49%,脆性矿物含量 38.1%~63.5%,平均51.51%,主要为石英(平均 27.76%)与方解石(平均14.90%),并且含有少量 长石、黄铁矿、菱铁矿、白云石等矿物^[36-38]。

1.2 微米 CT 实验微裂缝孔隙度分析

微米 CT 实验在中国石油勘探开发研究院石油 地质实验中心进行,使用仪器为 Xradia Ultra – XRM L200 立体显微镜,使用电压为 8kV,仪器极限分辨 率为0.7μm。样品为垂直页岩层理制样,形态为高 约1cm 直径约4mm 的圆柱状。将样品竖直固定在 设备中用 X 射线扫描,获取岩心的三维数据体。本 文使用 Avizo 9.0 对三维数据体进行常规分析,根据 不同密度与厚度的物体吸收 X 射线能力不同,可将 页岩中的物质分为含铁矿物、矿物基质、孔隙和微裂

表 1 页岩样品基本信息

Table 1 Basic information of shale samples

研究地区	构造带	样品编号	采样深度(m)	层位	岩性
泣阹埘反	川东弧形高陡	FY1 – 9	2605.70	大安寨段	黑色页岩
伯攸地区	褶皱带	FY1 – 13	2636.00	大安寨段	黑色页岩
	巴中低缓构造带	YB102 – 7	3923.19	大安寨段	黑色页岩
	元坝东部断褶带	YL171 – 5	3885.28	大安寨段	黑色页岩
元坝地区		YL176 – 7	4140.75	大安寨段	黑色页岩
	元坝中部断褶带	YL4 – 6	3748.38	大安寨段	黑色页岩
		YL4 – 10	3752.18	大安寨段	黑色页岩

缝三部分^[25-28]:含铁矿物密度大,在图像中亮度最高,为亮白色;矿物基质主要为黏土矿物与碳酸盐岩 矿物等,密度中等,在图像中呈现为灰白色;孔隙和 微裂缝由于密度最小,常常呈现为灰黑色。根据图 像灰度的差异通过阈值分割的方法将三者进行区 分,可以建立页岩中微米级孔隙与微裂缝三维分布 的模型^[30-31]。

由于采用阈值分割方法无法将微裂缝与孔隙区 分开,故通过人工识别与统计的方法计算微裂缝的 孔隙度。将每个样品的三维数据体沿 Z 轴导出约 1000 张 TIFF 格式的二维灰度切片,在灰度切片上 可以清楚地看出微裂缝的形态(图 1a、c)。每 20 张 选出一张,选出等距离的 50 张图像。将图像导入 CoreDRAW 软件中,用发丝细的线条将微裂缝的边 缘勾勒出来(图 1c),利用一个 Visual Basic 编写的 宏程序插件可以对该软件中封闭曲线的像素面积进 行统计,通过公式(1)与公式(2)计算微裂缝孔隙 度。三维孔隙度计算的模型如图 1b 所示。

$$F_{n} = \frac{f_{1} + f_{2} + \dots + f_{i}}{S}$$
(1)

$$\phi_{f} = \frac{0.5 \times (F_{1} + F_{2}) \times h + \dots + 0.5 \times (F_{n-1} + F_{n}) \times h}{n \times h} (2)$$

公式(1)为微裂缝的面孔率计算方法,公式(2)

为样品的微裂缝孔隙度计算方法。式中: F_n 为第n张切片的微裂缝面孔率,本文n等于 50;S为圆形灰 色视域的总像素面积; f_i 为第i条裂缝的像素值; ϕ_f 为第f个样品的微裂缝孔隙度值,本文f等于 7; h为任意两张切片之间的间距。

1.3 氦气法孔隙度测量

由于氦气法可以测量页岩的全尺度孔隙度,故 用该方法评价页岩的总孔隙空间的发育情况^[39-41]。 该方法根据波义耳定律通过氦气膨胀测量柱体岩石 骨架体积和孔隙体积,通过公式计算求出页岩的总 孔隙度。该实验在江汉油田分公司勘探开发研究院 石油地质测试中心进行,主要仪器为氦孔隙度测量 仪(JS100007),检测依据为国家标准《岩心分析 方法》(GB/T 29172—2012)。

2 结果与讨论

2.1 微米 CT 实验中页岩微裂缝的类型与分布

从微米 CT 实验获取的页岩二维灰度图像中 (图 2a、b、c、d、e、f)可见众多微裂缝,它们的形态蜿 蜒崎岖,缝面粗糙,偶见分叉状,均为区域构造应力 作用在页岩中形成的张性微裂缝^[42-44]。每个页岩 样品中均发育1~4条主要的微裂缝,呈线状切穿灰 白色矿物基质颗粒,微裂缝之间呈现为近平行状,沿



a--微米 CT 二维灰度图像; b--微裂缝孔隙度计算方法; c--微裂缝人工识别图像。

图1 微米 CT 微裂缝孔隙度计算方法

Fig. 1 Calculation method of micro – fracture porosity in micro – CT

着页岩的层理面延伸(图 2d)。由于页岩中含有大 量片状黏土矿物颗粒,矿物的排列呈层性,而矿物颗 粒边缘为力学薄弱面,成为微裂缝发育与延伸的主 要路径。微裂缝均呈现灰黑色,显示出密度低值,说 明其中无物质充填,能够成为页岩气储集与渗流的 孔隙空间。

从页岩孔隙与微裂缝的三维模型(图 2g、h、i) 来看,三维空间中弥散分布着大量微米级孔隙 (图 2g、h、i),这些孔隙呈现点状与近圆状,数量庞 大,粒径细小,相互之间存在一定距离,可以说明页 岩中大量的基质孔隙的连通性较弱,这与页岩储层 致密相对应。微裂缝在三维空间上呈现为层状(图 2h),相互交叉沟通,发育时形成网络状(图 2g),微 裂缝的发育有利于沟通页岩中的大量连通性较弱的 基质孔隙空间,提高储层整体的渗透性与储集能力。 根据对二维图像中微裂缝的缝宽的统计 (图3),微米CT中识别出的微裂缝缝宽主要位于 0~32μm(占比99.6%),其中缝宽在0~12μm的微 裂缝占比94.0%,缝宽在12~32μm的微裂缝占比 5.7%。说明页岩中微裂缝的缝宽在微米级,集中在 0~12μm,该实验结果与前人的认识一致^[30-31]。

2.2 微米 CT 实验微裂缝孔隙度计算的误差分析

微裂缝在微米 CT 图像上是连续变化的^[25-28], 在垂直方向的变化差异对微裂缝面孔率的统计存在 一定影响。理论上来说,每个样品中选取的切片越 密集,求取的微裂缝孔隙度越接近于真实的微裂缝 孔隙度,然而其工作量也越庞大。为了提高数据处 理的可操作性,本文采用每20 张选取一张切片的方 法,该方法求取的微裂缝孔隙度存在一定误差,此节 针对该方法的误差进行分析。



a—YL4-6,可见两条微裂缝,其中一条呈现分叉状;b—YL4-10,可见一条微裂缝;c—YB102-7,可见一条微裂缝;d—FY1-9,可见四条近 平行状微裂缝;e—FY1-13,可见两条微裂缝,微裂缝的开度较大;f—YB176-7,可见一条主要的微裂缝;g—FY1-13,可见两条主要的微裂 缝,三维空间呈层状并且相互连接;h—YL176-7,可见一条主要的微裂缝,三维空间呈层状,同时可见众多微米级孔隙;i—YL4-10,可见— 条微裂缝,三维空间内成层性不明显,同时可见众多微米级孔隙。

图 2 页岩样品中的典型微裂缝图版

Fig. 2 Typical micro - fracture plates in shale samples



图 3 微米 CT 实验微裂缝的缝宽统计

Fig. 3 Width statistics of micro – fractures in micro – CT experiment

为了形象地说明垂向上微裂缝的变化对统计结 果的影响,本文选取 YL176-7 样品的第0~20 张 切片进行分析与统计。二维图像中主要发育4条微 裂缝(图4b、c、d),其中主要为1号微裂缝与2号微 裂缝(图4a),其位于图像的中部,延伸较长,3号微 裂缝与4号微裂缝位于图像中下部,延伸较短。随 着图像序列的递增,1号微裂缝与2号微裂缝在每 张切片中的形态与长度变化不大,而从第10张切片 以后(图4b、c、d),图像中不仅有1号微裂缝与2号 微裂缝,3号微裂缝与4号微裂缝同时开始发育。

根据对每张切片的面孔率统计(图 5),随着图 像序列的递增,0~10 张切片的面孔率测量值基本 稳定在 0.578%~0.667%,说明当时微裂缝的面孔 率较为稳定。在第 10~20 张切片中,由于 3 号与 4 号微裂缝的发育,微裂缝的面孔率逐渐增长到 0.683%~0.805%。由此可见,20 张切片内,测得 微裂缝的面孔率约在 0.578%~0.805%,微裂缝的 面孔率变化较小,微裂缝在垂直方向的变化差异不 影响微裂缝面孔率统计。同时本文选取多张切片进 行测量,有利于提高孔隙度测量的精度。

2.3 页岩中微裂缝占总孔隙空间的比例分析

元坝地区大安寨段页岩中主要发育构造微裂缝 (图2),而微米 CT 实验无法给出其准确的微裂缝孔 隙度,因此通过人工方法对页岩中的构造微裂缝进 行精确统计(图1)。用页岩的氦气孔隙度评价页岩 的总孔隙度,微裂缝的孔隙度除以页岩的总孔隙度, 可以评价微裂缝占总孔隙空间的比例。

不同方法的测试结果(表2)显示,微米 CT 实验 测得的页岩孔隙度普遍小于2.50%,大多数在1.27% ~2.46%,由于其仅对页岩中微米级的孔隙与微裂缝 进行表征,故远小于页岩的氦气孔隙度值。由于微米



a-YL176-7-5,第5张切片可见1号微裂缝与2号微裂缝; b-YL176-7-10,第10张切片可见1号微裂缝、2号微裂缝、3号 微裂缝与4号微裂缝;c-YL176-7-15,第15张切片可见四条微 裂缝,其中3号微裂缝与4号微裂缝逐渐增长;d-YL176-7-20, 第20张切片可见四条微裂缝,其中3号微裂缝与4号微裂缝逐渐 增长。

图 4 YL176-7 样品的部分二维切片

Fig. 4 Part of the two – dimensional slices of YL176 – 7 sample



图 5 YL176-7 样品的前 20 张切片统计结果



CT 测量的主要是微裂缝,前人采用微米 CT 孔隙度评 价页岩的微裂缝发育程度具有一定的道理^[24-25]。通 过人工方法测得的微裂缝的孔隙度普遍小于 1.50%, 大多数在 0.25% ~1.06%,此值相比微米 CT 孔隙度 较小。由于针对页岩中构造微裂缝进行表征,除去了 部分微米级别孔隙的影响,该值对于微裂缝的定量评 价相对于微米 CT 孔隙度更加有效。 元坝地区大安寨段页岩孔隙组成的分析结果 (表 2)显示,页岩的氦气孔隙度为 2.24% ~ 4.60%,平均 3.48%,其中微裂缝孔隙度为 0.25% ~1.06%,平均 0.82%,在总孔隙空间中占比 11.16% ~35.49%,平均占比 23.28%;基质孔隙度 为 1.89% ~3.67%,平均占比 23.28%;基质孔隙度 为 1.89% ~3.67%,平均占比 76.72%。页岩 以基质孔隙为主,同时微裂缝发育,这与前人的基本 认识一致^[34-35]。涪陵地区大安寨段页岩中微裂缝 同样非常发育,FY1 -9 的实验结果显示,页岩的总 孔隙度为 5.02%,其中构造微裂缝的孔隙度为 0.78%,占比 15.54%;基质孔隙度为 4.24%,占比 84.46%。FY1 - 13 的构造微裂缝的孔隙度高达 4.32%,而导致氦气孔隙度无法准确测量。

邹才能等^[45]通过建立四川盆地龙马溪组页岩的双孔隙介质模型分析认为,页岩的总孔隙度平均为4.9%~5.8%,其中基质孔隙度平均为4.6%~ 5.4%,微裂缝孔隙度与区域构造有关。在构造条件 复杂的焦石坝地区,页岩中微裂缝孔隙非常发育,平 均孔隙度为0.3%~1.3%,占页岩总孔隙空间的 6.1%~22.4%,而在构造条件较为稳定的长宁与威 远等地区,页岩中微裂缝孔隙度仅为平均0.1%,占 页岩总孔隙空间的1.7%~2.0%。由此可见,元坝 地区陆相大安寨段页岩中微裂缝的发育程度与构造 条件复杂的焦石坝地区海相龙马溪组页岩相近。

表 2 页岩孔隙组成分析结果

研究 地区	样品编号	CT 孔隙度 (%)	氦气 孔隙度 (%)	微裂缝 孔隙度 (%)	微裂缝 占总孔 的比例 (%)	基质 孔隙度 (%)	基质孔隙 占总孔的 比例 (%)
涪陵	FY1 – 9	1.49	5.02	0.78	15.54	4.24	84.46
地区	FY1 – 13	4.74	-	4.32	-	-	-
元坝 地区	YB102 – 7	2.46	4.60	0.93	20.22	3.67	79.78
	YL171 – 5	1.27	2.24	0.25	11.16	1.99	88.84
	YL176 – 7	1.84	3.45	0.83	24.06	2.62	75.94
	YL4 – 6	1.69	2.93	1.04	35.49	1.89	64.51
	YL4 – 10	1.53	4.16	1.06	25.48	3.10	74.52

Table 2 Analytical results of porosity compositions of shale

2.4 页岩的储集空间对于页岩气富集高产的影响

如2.3节所述,元坝地区大安寨段页岩主要为 孔隙型储层(基质孔隙占总孔隙度的比例平均为 76.72%),其储集空间主要为大量纳米尺度的基质 孔隙,在扫描电镜下可以看到大量的有机质孔隙、黏 土矿物晶间孔隙与脆性矿物颗粒间孔隙等多种类 型^[38],在页岩的高压压汞和气体吸附综合分析中, 页岩的总孔隙度达到平均11.6×10³ cc/g,孔径集中 在0~50nm^[46-48],基质孔隙的发育有利于页岩气在 孔隙空间中的吸附与游离,页岩的基质孔隙度 (1.89%~3.67%,平均2.65%)适中,具备页岩气 稳产的孔隙条件与良好的页岩气勘探潜力。元坝地 区位于四川盆地内部的川北坳陷与川中低缓构造带 结合部,区内构造变形弱,与孔隙型储层相对应,页 岩气的保存条件良好。

同时,页岩中发育微米尺度的构造微裂缝,并且 微裂缝占总孔隙度的比例平均为23.28%,微裂缝 的发育程度适当,有利于沟通页岩中大量孤立的纳 米基质孔隙空间,改善页岩的储集性能利于页岩气 的高产。本区页岩气富集模式属于"构造型甜点", 后期的区域构造运动是页岩中微裂缝形成的主因, 成岩收缩与有机质生烃等作用为页岩中微裂缝形成 的次要因素,区内大安寨段经历燕山、喜山多期次的 构造运动,构造抬升岩石卸压而在页岩中产生大量 的构造微裂缝(图 $2a_b,c_d,e_f$)。页岩的组成、结 构与岩性组合是微裂缝形成的内因,区内大安寨段 页岩中含有较多的黏土矿物与脆性矿物,层理发育, 非均质性强,常夹有较多灰岩条带,页岩的层理与岩 性的突变界面处为微裂缝形成的有利位置(图 2g、 h,i)。元坝地区多口钻井在大安寨段常规直井测试 获得中高产工业气流,这进一步证实微裂缝对页岩 气高产的贡献^[49]。

3 结论

利用微米 CT 技术可以实现对页岩中微裂缝的 定量表征。本文以四川盆地元坝地区大安寨段页岩 为研究对象,通过二维图像识别微裂缝的方法积分 计算出了微裂缝的孔隙度,结合氦气法孔隙度分析 了微裂缝占页岩总孔隙度的比例,从孔隙角度探讨 了本区的页岩气勘探潜力。同时解决了微米 CT 实 验中页岩微裂缝识别、分离与孔隙度分析的难题,该 计算微裂缝孔隙度的方法可以在其他区域页岩的研 究中推广使用。

元坝地区大安寨段页岩中基质孔隙的比例平均 为76.72%,说明页岩为孔隙型储层,发育众多的纳 米级孔隙空间,页岩的基质孔隙度适中,具备页岩气 稳产的孔隙条件。微裂缝占总孔隙度的比例平均为 23.28%,微裂缝的发育有利于页岩气的高产。本区 页岩具备页岩气的高产稳产的孔隙条件,具有良好 的页岩气勘探开发潜力。

— 367 —

4 参考文献

- 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] 戴方尧,郝芳,胡海燕,等. 川东焦石坝五峰—龙马溪 组页岩气赋存机理及其主控因素[J]. 地球科学, 2017,42(7):1185-1194.

Dai F Y, Hao F, Hu H Y, et al. Occurrence mechanism and key controlling factors of Wufeng—Longmaxi shale gas[J]. Earth Science, 2017, 42(7):1185 - 1194.

- [3] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix – related mudrock pores [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6):1071 – 1098.
- [4] Nelson R A, Moldovanyi E P, Matcek C C, et al. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo Basin, Venezuela [J]. AAPG Bulletin, 2000, 84 (11): 1791 - 1809.
- [5] Zhu H, Ju Y, Huang C, et al. Pore structure variations across structural deformation of Silurian Longmaxi shale: An example from the Chuandong thrust – fold belt [J]. Fuel, 2019, 241:914 – 932.
- [6] Gale J F W, Reed R M, Holder J. Natural fractures in the Barnett shale and their importance for hydraulic fracture treatments [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91 (4): 603-622.
- [7] Rohrbaugh M B J, Dunne W M, Mauldon M. Estimating fracture trace intensity, density, and mean length using circular scan lines and windows [J]. AAPG Bulletin, 2002,86(12):2089-2104.
- [8] Ortega O J, Marrett R A, Laubach S E. A scale independent approach to fracture intensity and average spacing measurement [J]. AAPG Bulletin, 2006, 90 (2):193-208.
- [9] Zeng L B, Su H, Tang X M, et al. Fractured tight sandstone oil and gas reservoirs: A new play type in the Dongpu Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. AAPG Bulletin, 2013,97(3):363-377.
- [10] Anders M H, Laubach S E, Scholz C H. Microfractures: A review [J]. Journal of Structural Geology, 2014, 69: 377-394.
- [11] Ougier Simonin A, Renard F, Boehm C, et al. Microfracturing and microporosity in shales[J]. Earth -Science Reviews, 2016, 162:198 - 226.
- [12] 李长海,赵伦,刘波,等. 微裂缝研究进展、意义及发展趋势[J]. 天然气地球科学, 2020, 31 (3): 402-416.

Li C H, Zhao L, Liu B, et al. Research status,

significance and development trend of microfractures [J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(3);402-416.

- [13] Slatt R M, O' Brien N R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine – grained rocks
 [J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12):2017 – 2030.
- [14] Loucks R G, Reed R M. Natural microfractures in unconventional shale - oil and shale - gas systems: Real, hypothetical, or wrongly defined? [J]. GCAGS Journal, 2016, 5:64 - 72.
- [15] 王玉满,董大忠,杨桦,等.川南下志留统龙马溪组页 岩储集空间定量表征[J].中国科学(地球科学), 2014,44(6):1348-1356.
 Wang Y M, Dong D Z, Yang H, et al. Quantitative characterization of reservoir space in the Lower Silurian Longmaxi Shale, southern Sichuan, China [J]. Science China (Earth Sciences),2014,44(6):1348-1356.
- [16] 王玉满,王宏坤,张晨晨,等.四川盆地南部深层五峰 组一龙马溪组裂缝孔隙评价[J].石油勘探与开发, 2017,44(4):531-539.
 Wang Y M, Wang H K, Zhang C C, et al. Fracture pore evaluation of the Upper Ordovician Wufeng to Lower Silurian Longmaxi Formations in southern Sichuan

Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and

- Development,2017,44(4):531-539.
 [17] 臧士宾,崔俊,郑永仙,等. 柴达木盆地南翼山油田新 近系油砂山组低渗微裂缝储集层特征及成因分析
 [J].古地理学报,2012,14(1):133-141.
 Zang S B, Cui J, Zheng Y X, et al. Analysis of characteristics of low - permeable reservoir with micro fractureand their origins of the Neogene Youshashan Formation in Nanyishan oilfield, Qaidam Basin [J].
 Journal of Palaeogeography,2012,14(1):133-141.
- [18] 孙文峰,李玮,李卓,等. 页岩储层微裂缝发育程度预测方法[J]. 科学技术与工程, 2019, 19 (19): 118-123.
 Sun W F, Li W, Li Z, et al. Prediction method of micro - fracture development degree of shale reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19 (19): 118-123.
- [19] 董大忠,施振生,孙莎莎,等.黑色页岩微裂缝发育控制因素——以长宁双河剖面五峰组—龙马溪组为例
 [J].石油勘探与开发,2018,45(5):763-774.
 Dong D Z, Shi Z S, Sun S S, et al. Factors controlling microfractures in black shale: A case study of Ordovician Wufeng Formation—Silurian Longmaxi Formation in Shuanghe Profile, Changning area, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and

— 368 —

Development, 2018, 45(5): 763 - 774.

[20] 方辉煌,桑树勋,刘世奇,等.基于微米焦点 CT 技术的煤岩数字岩石物理分析方法——以沁水盆地伯方3号煤为例[J].煤田地质与勘探,2018,46(5):167-174.

Fang H H, Sang S X, Liu S Q, et al. Study of digital petrophysical analysis method based on micro – focus X – ray tomography: A case study from No. 3 coal seam of Bofang mining area in southern Qinshui Basin [J].
Coal Geology & Exploration, 2018, 46(5):167 – 174.

[21] 王羽,汪丽华,王建强,等.利用纳米 CT 研究石柱龙 马溪组页岩有机孔三维结构特征[J]. 岩矿测试, 2017,36(6):580-590.

Wang Y, Wang L H, Wang J Q, et al. Investigation of organic matter pore structures of shale in three dimensions of shale using nano – X – ray microscopy [J]. Rock and Mineral Analysis, 2017, 36 (6): 580 – 590.

[22] 黄家国,许开明,郭少斌,等.基于 SEM、NMR 和 X-CT的页岩储层孔隙结构综合研究[J].现代地 质,2015,29(1):198-205.

> Huang J G, Xu K M, Guo S B, et al. Comprehensive study on pore structures of shale reservoirs based on SEM, NMR and X – CT[J]. Geoscience, 2015, 29(1): 198 – 205.

[23] 徐祖新,郭少斌. 基于 NMR 和 X - CT 的页岩储层孔 隙结构 研究 [J]. 地球科学进展, 2014, 29 (5):
 624-631.

Xu Z X, Guo S B. Application of NMR and X – CT technology in the pore structure study of shale gas reservoirs [J]. Advances in Earth Science, 2014, 29 (5):624-631.

[24] 张平,王登科,于充,等. 基于工业 CT 扫描的数字煤
 心构建过程及裂缝形态表征[J].河南理工大学学报
 (自然科学版),2019,38(6):10-16.

Zhang P, Wang D K, Yu C, et al. Digital coal core construction process and crack characterization based on industrial CT scanning [J]. Journal of Henan Polytechnic University (Natural Science), 2019, 38 (6):10-16.

[25] 屈乐.基于低渗透储层的三维数字岩心建模及应用 [D].西安:西北大学,2014.

> Qu L. 3D Digital core modeling and application based on low permeability reservoir [D]. Xi' an: Northwest University,2014.

[26] 屈乐,孙卫,杜环虹,等. 基于 CT 扫描的三维数字岩 心孔隙结构表征方法及应用——以莫北油田 116 井 区三工河组为例[J].现代地质,2014,28(1): 190 – 196.

Qu L, Sun W, Du H H, et al. Characterization technique of pore structure by 3D digital core based on CT scanning and its application: An example from Sangonghe Formation of 116 Well Field in Mobei Oilfield[J]. Geoscience, 2014, 28(1):190 – 196.

- [27] 黄振凯,陈建平,王义军,等. 微米 CT 在烃源岩微观 结构表征方面的应用[J]. 石油实验地质,2016,38 (3):418-422.
 Huang Z K, Chen J P, Wang Y J, et al. Application of micro CT in the characterization of microstructure in source rocks [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016,38(3):418-422.
- [28] 戚超,王晓琦,王威,等.页岩储层微观裂缝三维精细 表征方法[J].石油学报,2018,39(10):1175-1185.
 Qi C, Wang X Q, Wang W, et al. Three - dimensional fine characterization method of micro - fractures in shale reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39 (10): 1175-1185.
- [29] 陈彦君,苏雪峰,王钧剑,等.基于X射线微米CT扫 描技术的煤岩孔裂隙多尺度精细表征——以沁水盆 地南部马必东区块为例[J].油气地质与采收率, 2019,26(5):66-72.

Chen Y J, Su X F, Wang J J, et al. Multi – scale fine characterization of coal pore – fracture structure based on X – ray micro – CT scanning: A case study of Mabidong Block, southern Qinshui Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26 (5): 66–72.

[30] 苟启洋,徐尚,郝芳,等. 基于微米 CT 页岩微裂缝表 征方法研究[J]. 地质学报, 2019, 93 (9):
2372-2382.
Gou Q Y, Xu S, Hao F, et al. Study on characterization

of micro – fracture of shale based on micro – CT[J]. Acta Geologica Sinica, 2019,93(9):2372 – 2382.

- [31] Gou Q Y, Xu S, Hao F, et al. Full scale pores and micro – fractures 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.
- [32] 邹才能,杨智,王红岩,等."进源找油":论四川盆地 非常规陆相大型页岩油气田[J].地质学报,2019,93
 (7):1551-1562.
 Zou C N, Yang Z, Wang H Y, et al. "Exploring petroleum inside source kitchen": Jurassic unconventional continental giant shale oil & gas field in Sichuan Basin, China[J]. Acta Geologica Sinica, 2019,

93(7):1551-1562.

[33] 邹才能,杨智,孙莎莎,等."进源找油":论四川盆地 页岩油气[J].中国科学(地球科学),2020,doi:10. 1360/SSTe-2019-0246.

> Zou C N, Yang Z, Sun S S, et al. "Exploring petroleum inside source kitchen": Shale oil and gas in Sichuan Basin[J]. Science China (Earth Sciences), 2020, doi: 10.1360/SSTe - 2019 - 0246.

[34] 肖继林,魏祥峰,李海军,等. 涪陵海相页岩气和元 坝一兴隆场湖相页岩气富集条件差异性分析[J]. 天然气勘探与开发,2018,41(4):8-17.

> Xiao J L, Wei X F, Li H J, et al. Difference of accumulation conditions between Fuling marine shale gas and Yuanba—Xinglongchang lacustrine shale gas [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 41(4):8-17.

 [35] 魏祥峰,黄静,李宇平,等.元坝地区大安寨段陆相页 岩气富集高产主控因素[J].中国地质,2014,41(3): 970-981.

Wei X F, Huang J, Li Y P, et al. The main factors controlling the enrichment and high production of Da'anzhai Member continental shale gas in Yuanba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3):970-981.

[36] 刘忠宝,刘光祥,胡宗全,等.陆相页岩层系岩相类型、组合特征及其油气勘探意义——以四川盆地中下侏罗统为例[J].天然气工业,2019,39(12):10-21.

Liu Z B, Liu G X, Hu Z Q, et al. Lithofacies types and assemblage features of continental shale strata and their significance for shale gas exploration: A case study of the Middle and Lower Jurassic strata in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39 (12): 10-21.

[37] 曹香妮,姜振学,朱德宇,等.川东北地区自流井组陆 相页岩岩相类型及储层发育特征[J].天然气地球科 学,2019,30(12):1782-1793.

> Cao X N, Jiang Z X, Zhu D Y, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of continental shales of Ziliujing Formation in northeastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(12):1782 – 1793.

[38] 赵梦莹.川北地区下侏罗统大安寨段页岩气藏发育 特征及富集规律研究[D].成都:成都理工大学, 2014.

> Zhao M Y. Research on shale gas reservoir development characteristics and enrichment regularity of Da'anzhai segment in Early Jurassic in northern Sichuan, China [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2014.

- [39] 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 W, Xue L H, Tang J, et al. Analysis and evaluation of different measuring methods for shaleporosity [J].
 Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33 (6): 1258-1264.
- [40] 王世谦.页岩岩心样品分析数据对比及其影响因素 分析[J].天然气工业,2020(1):160-174.
 Wang S Q. Correlation of shale core analysis results and its influencing factors[J]. Natural Gas Industry, 2020 (1):160-174.
- [41] 徐旭辉,申宝剑,李志明,等.页岩气实验地质评价技术研究现状及展望[J].油气藏评价与开发,2020,10
 (1):1-8.
 Xu X H, Shen B J, Li Z M, et al. Status and prospect of

xu X II, Sheh B J, II Z M, et al. Status and prospect of experimental technologies of geological evaluation for shale gas [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020,10(1):1-8.

- [42] 王幸蒙,姜振学,王世骋,等. 泥页岩天然裂缝特征及 其对页岩气成藏、开发的控制作用[J]. 科学技术与 工程,2018,18(8):34-42.
 Wang X M, Jiang Z X, Wang S C, et al. Characteristics of natural fractures in shale and their control effect on shale gas accumulation and development [J]. Science Technology and Engineering,2018,18(8):34-42.
- [43] 汪虎,何治亮,张永贵,等.四川盆地海相页岩储层微裂缝类型及其对储层物性影响[J].石油与天然气地质,2019,40(1):41-49.
 Wang H,He Z L,Zhang Y G, et al. Microfracture types of marine shale reservoir of Sichuan Basin and its influence on reservoir property [J]. Oil and Gas Geology,2019,40(1):41-49.
- [44] 王玉满,李新景,董大忠,等. 海相页岩裂缝孔隙发育 机制及地质意义[J]. 天然气地球科学,2016,27(9): 1602-1610.
 Wang Y M, Li X J, Dong D Z, et al. Development

mechanism of fracture pores in marine shale and its geological significance [J]. Natural Gas Geoscience, 2016,27(9):1602 – 1610.

[45] 邹才能,董大忠,王玉满,等.中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J].石油勘探与开发,2015,42(6):
 689-701.

Zou C N, Dong D Z, Wang Y M, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (I) [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42 (6):689-701.

[46] 姜伟佳. 川东北大安寨段陆相页岩孔隙结构特征及 储集能力评价[D]. 北京:中国石油大学(北京), 2017.

Jiang W J. The pore structure characteristics and reservoir capacity evaluation of continental shale of Da' anzhai Formation in the northeast of Sichuan Basin[D]. Beijing:China University of Petroleum (Beijing),2017.

 [47] 马真乾,王英滨,于炳松,等. 渝东南地区下寒武统牛 蹄塘组页岩孔径分布测试方法研究[J]. 岩矿测试, 2018,37(3):244-255.

> Ma Z Q, Wang Y B, Yu B S, et al. Study on analytical method for pore size distribution of the Lower Cambrian Niutitang Formation shale in southeastern Chongqing [J]. Rock and Mineral Analysis, 2018, 37 (3): 244-255.

[48] 刘振庄,白名岗,杨玉茹,等.龙马溪组页岩不同显微

形态有机质成因及其勘探潜力探讨[J]. 岩矿测试, 2020,39(2):199-207.

Liu Z Z, Bai M G, Yang Y R, et al. Discussion on the genesis and exploration potential of eifferent microscopic forms of organic matters in the Longmaxi Formation shale [J]. Rock and Mineral Analysis, 2020, 39 (2): 199 – 207.

[49] 彭嫦姿,彭俊,陈燕辉,等.四川盆地元坝地区大安寨 段页岩气"甜点"地震预测[J].天然气工业,2014,34
(6):42-47.
Peng C Z,Peng J,Chen Y H,et al. Seismic prediction of sweet spots in the Da'anzhai shale play,Yuanba area, the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2014,34
(6):42-47.

Quantitative Characterization of Shale Micro – fracture in the Yuanba Area of the Sichuan Basin by Micro X – ray Tomography

LI Lei¹, HAO Jing – yu²*, XIAO Ji – lin², LI Ping – ping¹, ZHANG Zheng – chen¹, ZOU Hua – yao¹

- (1. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
- 2. Exploration Company of China Petroleum & Chemical Corporation, Chengdu 610041, China)

HIGHLIGHTS

- Micro X ray tomography technique was used to quantitatively study the shale micro fracture in the Da'anzhai Member of the Yuanba area.
- (2) The average porosity of matrix in shale in this area was 76.72% and the average micro fracture was 23.28%.
- (3) The shale in this area was a pore reservoir with micro fracture, which was conducive to high and stable shale gas production.



ABSTRACT

BACKGROUND: Quantitative study of micro – fracture in shale is conducive to understanding reservoir type and evaluating the shale gas exploration potential. Micrometer X – ray tomography (micro – CT) is currently the most direct way to observe and measure micro – fracture.

OBJECTIVES: To qualitatively and quantitatively characterize the micro – fracture in the shale of the Da' anzhai Member of the Yuanba area of the Sichuan Basin, and to evaluate the exploration potential of shale gas.

METHODS: Micro – CT technology was used, through the identification and statistics of micro – fracture on the micrometer CT two – dimensional image. The micro – fracture porosity of shale samples was calculated quantitatively. Combined with the total porosity of shale samples obtained by porosimetry, the proportion of micro – fracture in the total pore space of shale was quantitatively evaluated.

RESULTS: The micro – fracture in shale were mainly structural micro – fracture with the width of $0 - 12 \mu m$. They were layered in three – dimensional space. The total porosity of shale was 2.24% - 4.60% (average 3.48%), in which the micro – fracture porosity was 0.25% - 1.06% (average 0.82%), accounting for an average of 23.28% in the total pore space. The development degree of micro – fracture was similar to that of the marine Longmaxi Shale in the Jiaoshiba area of the Sichuan Basin with the average micro – fracture porosity of 0.3% - 1.3% that accounted for 6.1% - 22.4% of the total porosity. The shale in the Da'anzhai Member of the Yuanba area was a pore – type reservoir with abundant nano – scale matrix pores, which was conducive to the enrichment of shale gas. Meanwhile, the development of micro – fracture can communicate with many isolated matrix pores, which was conducive to high shale gas production.

CONCLUSIONS: The shale in the Da' anzhai Member of the Yuanba area is a pore – type reservoir with widespread micro – fracture, indicating that the area has high and stable shale gas pore conditions and good exploration potential.

KEY WORDS: micro X – ray tomography; micro – fracture; quantitative characterization; Yuanba area; Da'anzhai Member; shale