

四川盆地海相页岩储层微裂缝类型及其对储层物性影响

汪虎^{1,2},何治亮²,张永贵²,苏坤²,王濡岳²,赵聪会³

[1. 中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083; 2. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083;

3. 中国石油渤海钻探第一录井公司,天津 300280]

摘要:为厘清地下页岩储层中微裂缝对页岩储层物性的影响,基于四川盆地涪陵页岩气田龙马溪组页岩岩心样品,以氩离子抛光-场发射扫描电镜观测、覆压孔、渗实验与CT扫描重构结合等手段为基础,利用图像拼接、图像灰度识别和阈值二值化分割技术,探讨裂缝类型及其对储渗的影响。结果显示:龙马溪组页岩样品中发育层理缝、贴粒缝、溶蚀缝、成岩收缩缝、异常压力缝及构造缝6种类型。在页岩储层中,微裂缝可以增加储层孔隙度,主要起增加储层导流能力的作用。微裂缝可以形成裂缝网络,连通页岩储层各个储集空间;贴粒缝是最主要纵向连通通道,页理缝是最主要横向连通通道,两者在空间上可以组合出最好的裂缝网络通道;贴粒缝本身可以组成以贴粒缝为主的微裂缝网络通道,溶蚀缝能在局部范围内组成裂缝网络,增加页岩储层连通性。有微裂缝样品渗透率均值是无微裂缝页岩样品渗透率均值的62.9倍,微裂缝对页岩储层渗透率具有很大影响。在地层条件下,页岩储层微裂缝在地下3 500 m以浅深度时,应为开启状态。考虑到页岩储层流体异常高压、沉积作用、构造作用及其他岩石矿物特征,页岩微裂缝开启状态的深度可以适当增大。

关键词:有效应力;裂缝网络;图像拼接;图像灰度;储层;页岩;龙马溪组;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Microfracture types of marine shale reservoir of Sichuan Basin and its influence on reservoir property

Wang Hu^{1,2}, He Zhiliang², Zhang Yonggui², Su Kun², Wang Ruyue², Zhao Conghui³

[1. School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China; 2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 3. No. 1 Mud Logging Company of Bohai Drilling Engineering Company Ltd., CNPC, Tianjin 300280, China]

Abstract: The study analyzed the core samples from the Longmaxi Formation to investigate the types of fractures and their effects on reservoir properties by means of argon ion polishing-field emission scanning electron microscopy observation, experimental measurement of the porosity and permeability with overburden pressure, CT scanning and reconstruction, image mosaic, image grayscale recognition and threshold binarization, with a view to clarify the influence of microfractures on the physical properties of subsurface shale reservoir in Fuling shale gas field, Sichuan Basin. The results show that the microfractures for the shale samples can be divided into 6 types, including bedding fracture, particle edge fracture, dissolution fracture, diagenetic contraction fracture, abnormal pressure fracture and structural fracture. Microfractures can function to improve reservoir porosity and play an important role in increasing conductivity in shale reservoirs. Microfractures may form a net of fractures, connecting the various pores throughout the shale reservoir. Among them, particle edge fractures are the main channels for vertical connection, while bedding fractures are mainly for lateral connection, both of which can be combined to form the best fracture network channels for shale reservoir. Effective fracture network can be composed by particle edge fractures in themselves, dissolution fractures can form fracture network in local area, improving the shale reservoir connectivity. The microfractures will exert a great influence on the permeability of shale reservoirs; the average permeability of microfracture samples is 62.9 times the mean permeability of microfracture-free shale samples. Under normal formation conditions, the microfractures in the shale reservoir should be open when they are shallow at a depth of 3,500 meters. Given the abnormal high pressure, sedimentation, tectonism and other rock mineral characteristics of

收稿日期:2017-12-28;修订日期:2018-08-29。

第一作者简介:汪虎(1986—),男,博士研究生,矿产普查与勘探专业,非常规资源勘探开发。E-mail:wanghu0622@cugb.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项项目(2016ZX05060-002)。

shale reservoir fluid, the depth of the shale microfracture opening can be increased appropriately.

Key words: effective stress, fracture network, image mosaic, image grayscale, reservoir, shale, Longmaxi Formation, Sichuan Basin

页岩储层的主要储集空间为有机孔、无机孔和天然裂缝^[1-4]。有机孔是页岩储层中最重要的储集空间类型,无机孔识别出了粒间残留孔隙、粒内孔隙和各种溶蚀孔隙等类型^[1-2],并认为无机孔主要受控于矿物类型、各种成岩作用以及成岩阶段等因素^[2,5]。在孔隙大小与孔隙结构方面的研究认为页岩孔隙以小于100 nm的孔隙为主,占总孔隙的90%以上^[6],进一步分析表明页岩储层微观类型以中孔(2~50 nm)和微孔(<2 nm)为主^[7-8],是比表面积和孔隙体积的主要贡献者,提供了页岩中主要的孔隙体积,并控制了游离气的含量^[9]。对页岩气天然裂缝系统的描述始于19世纪^[10],直到20世纪中期,天然裂缝作为低渗透率油气储层流体流动的通道才被重视起来^[11]。裂纹或裂隙增加了油气产量^[12],且许多种大型裂缝型油田和裂缝储层的研究都是和页岩密切相关的^[13-14]。Aplin等编辑了一本关于粘土岩和泥岩孔隙度和流动孔隙度的书,书中介绍了断层、裂缝及剪切缝做为渗流通道的作用^[15]。人工压裂缝是控制页岩气产气量的一个重要因素,天然裂缝的发育也很重要^[16-18]。

涪陵页岩气田焦石坝区块志留系龙马溪组为深水陆棚沉积,构造平缓(地层倾角 $5^{\circ} \sim 10^{\circ}$),断裂不发育,埋藏适中(2 250~3 500 m),微裂缝发育,含气量为 $2 \sim 6 \text{ m}^3/\text{t}$,含气页岩厚度平均值为89 m,分布稳定;有机质丰度平均值为2.54%,镜质体反射率平均值为2.5%;孔隙度平均值为4.61%,以纳米级中孔为主;脆性矿物含量平均值为56.53%。其中,下部优质页岩气层段厚度平均值为40 m,有机质丰度平均值为3.03%,孔隙度平均值为4.8%,含气量平均值为 $5 \sim 6 \text{ m}^3/\text{t}$,为富有机质富含气页岩段。气藏类型为中深层、异常高压、干气、页岩气藏^[3,7,9]。研究样品采自四川盆地涪陵页岩气田JY45井龙马溪组岩心,以氦离子抛光扫描电镜技术、覆压孔渗及CT扫描实验为基础,利用图像拼接技术、图像重构及图像灰度识别和二值化方法,定性描述了页岩储层微裂缝的类型,并定性、定量分析了微裂缝对页岩储层孔隙度和渗透率影响,推测了微裂缝在地层条件下的开启状态。

1 实验样品和测试方法

1.1 微图像拼接(MAPS)

页岩微图像拼接(MAPS)实验仪器使用的是FEI

公司产的Helios 650。在岩石样品上切下直径与原始样品相同,厚度为2~5 mm的子样,对表面进行氦离子抛光,然后在表面镀上碳导电膜(厚度为10~20 nm)确保样品表面导电性。将制备好的样品放进Helios仪器样品舱内,聚焦、选择背散射图像模式,选择合适的电压、束流值然后设置单张小图像的大小和扫描区域的大小,开始扫描。

1.2 CT扫描实验

CT设备为GE公司的nanotom M型纳米焦点工业CT,其最小体元像素尺寸为 $0.5 \mu\text{m}$,最大样品直径为120 mm。将样品制成立方体形状,对CT设备进行预热,并设定基本的电压、电流等参数。将样品固定于样品台上并调节样品位置,使之处于射线中心位置,且样品中心与旋转中心重叠。调整射线源、样品和探测器的远近距离,使之达到最佳状态。调节电压、电流、焦点大小、曝光时间和图像数量等参数以获取最佳图像。利用重构软件Avizo,将扫描完成的大量二维图片数据进行重构。利用图像分析软件识别出不同的组分,包括矿物和孔隙。然后利用数岩科技专利软件iCore对微观结构进行定性和定量分析。选取JY45井3 614.3 m深度样品分2.5,1,0.1 cm三个层次进行不同分辨率的扫描(图1)。

1.3 灰度识别和二值化

利用灰度分析法进行图像二值化是针对图像分割的一种快速有效方法(图2),也可以用于沉积地质领域进行沉积微相边缘的提取和分割。灰度图就是将白与黑中间的颜色等分为若干等级,绝大多数位256阶。图像的二值化处理就是将图像上的点的灰度置为0或255,也就是将整个图像呈现出明显的黑白效果。即将256个亮度等级的灰度图像通过适当的阈值选取而获得仍然可以反映图像整体和局部特征的二值化图像。本次统计孔隙空间使用的阈值为5,即灰度值在0~5的单元为黑色,大于等于5的单元格统一为白色。

2 页岩储层微裂缝类型

泥页岩内部的天然微裂缝能够极大提高水力压裂效应的有效性,从而改善泥页岩的渗流能力,为页岩气

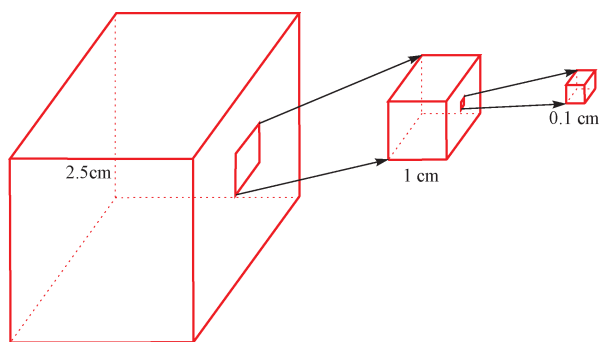


图1 CT扫描样品取样示意图

Fig. 1 Schematic diagram showing the sampling for CT scanning

从基岩孔隙进入井筒提供必要的运移通道^[19]。控制裂缝形成的因素复杂,从地质角度来看,主要受内因和外因控制。其中,外因主要包括区域构造应力、构造部位、沉积成岩作用和生烃过程中产生的高异常地层压力,内因主要包括岩石、岩相和岩石矿物组成特征^[20]。通过岩心和氩离子抛光扫描电镜观察发现,该地区主要发育以下几种类型的裂缝系统。

1) 构造缝

龙鹏宇等^[21]认为构造裂缝是页岩储层中最常见的裂缝类型,为构造应力作用形成,根据力学性质可分为张裂缝和剪裂缝。一般发育在构造应力释放点附近,规模较大,通常在镜下难于观察到^[22]。此种微裂缝多呈锯齿状,长度变化大,倾向不固定,倾角最常见为近垂直于层面,产状变化较大(图3a)。

2) 有机质演化异常压力缝

有机质在演化过程中产生局部异常压力使岩石破裂而形成的裂缝,有机质演化异常压力缝在有机碳含量较高的炭质泥页岩中普遍发育。张金功和袁政文^[23]认为页岩储层中超压微裂缝是油气侧向运移的主要通道,可以使页岩的渗透率超过 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,超过中等储层渗透率的标准。微裂缝形态受有机质形态

控制,多呈平直状,中间宽、两头窄、长度变化大,介于 $10 \sim 50 \mu\text{m}$,倾向和倾角不固定,缝宽 $0.1 \sim 2 \mu\text{m}$ 。该种裂缝一般缝面不规则,不成组系,多充填有机质,发育在有机质与其他矿物边缘(图3c)。

3) 成岩收缩缝

指成岩过程中由于岩石收缩体积减小而形成的裂缝。主要成因机制为干缩作用、脱水作用、矿物相变作用或热力收缩作用^[21-23],与构造作用无关。微裂缝多呈平直状,长度小于 $20 \mu\text{m}$,倾向和倾角不固定,缝宽 $0.01 \sim 2 \mu\text{m}$ 。在扫描电镜下该类裂缝较为常见,连通性好,开度变化大,龙马溪组底部硅质含量高的优质页岩段比较常见(图3f)。

4) 贴粒缝

是沿矿物、颗粒或有机质界面处形成的裂缝,在五峰组-龙马溪组底部有机碳含量较高的炭质泥岩中普遍发育^[22]。刘伟新等^[24]提出了“纳米孔储集、粒缘缝连通、页理缝渗流”的页岩气连通与流动模式。粘土矿物晶间微裂缝主要是成岩作用过程中由粘土矿物的脱水作用形成,包括粘土矿物晶间微裂缝、石英颗粒和方解石颗粒边缘微裂缝,微裂缝多呈一定弧度,倾向和倾角不固定,缝宽 $0.01 \sim 4 \mu\text{m}$ 。二维背散射高分辨率成像显示,粘土矿物晶间微裂缝发育在片状粘土矿物或椭球状矿物之间,延伸长度 $2 \sim 100 \mu\text{m}$,是很好的储集空间和运输通道。石英和方解石颗粒在受力时,边缘易产生微裂缝。这种微裂缝一般延伸不远,有利于改善页岩的孔渗条件,同时也有利于页岩储集层的改造压裂(图3d,e)。

5) 溶蚀缝

指成岩过程中溶蚀易溶矿物颗粒形成。黄潇等^[25]在陆相页岩储层中发现了大量的溶蚀缝,王同等^[26]也在筇竹寺组页岩储层中发现了溶蚀缝,溶蚀缝是提高页岩储层孔隙空间的重要因素之一。微裂缝的

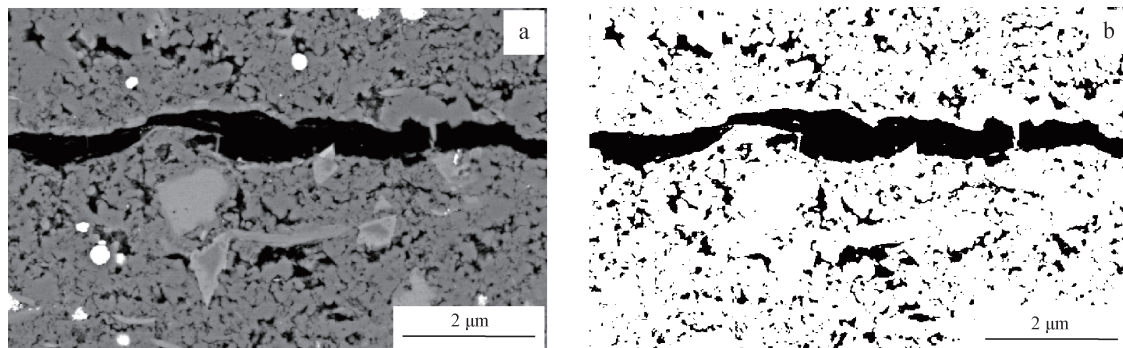


图2 灰度识别孔隙空间示意图

Fig. 2 Schematic diagram showing the pore space by grayscale recognition

a. 页岩储层微裂缝样品镜下特征; b. 图像灰度分析阈值分割后孔隙分布

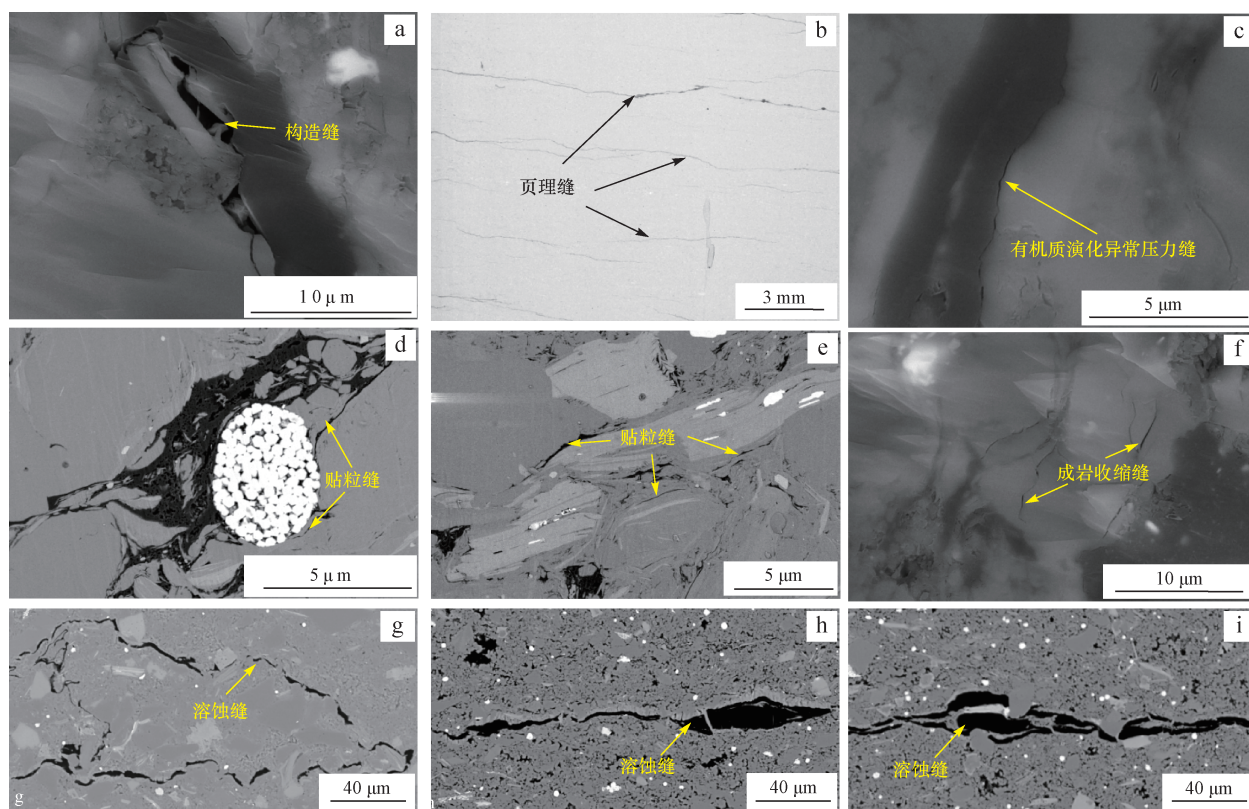


图3 四川盆地龙马溪组海相页岩储层微裂缝类型

Fig. 3 Microfracture types of marine shale reservoir in the Longmaxi Formation in Sichuan Basin

a. 构造缝, JY45 井, 埋深 3 608.2 m; b. 页理缝, JY45 井, 埋深 3 618.4 m; c. 有机质演化异常压力缝, JY45 井, 埋深 3 621.1 m; d. 贴粒缝, JY45 井, 埋深 3 617.6 m; e. 贴粒缝, JY45 井, 埋深 3 615.4 m; f. 成岩收缩缝, JY45 井, 3 619.3 m; g. 溶蚀缝, JY45 井, 埋深 3 624.6 m; h. 溶蚀缝, JY45 井, 埋深 3 628.2 m; i. 溶蚀缝, JY45 井, 埋深 3 627.8 m

走向都是近水平方向, 形态近弧形, 缝宽 $0.5 \sim 10 \mu\text{m}$, 延伸长度在 $5 \sim 200 \mu\text{m}$ 。在微裂缝的两边会生长簇状的高岭石, 高岭石都生长到同一高度。这种微裂缝是页岩储层很好的储集空间和运输通道, 但一般会被方解石后期充填(图 3g—i)。

6) 层间页理缝

具有剥离线理的平行层纹理层面间的微裂缝类型, 是沉积、构造和成岩作用共同作用的结果^[27-28]。此类裂缝极为常见, 是影响储层渗流和后期压裂的关键因素^[29]。受外力作用影响, 缝宽范围较大。有些人认为页理缝开度较小, 在地层温度和压力条件下, 通常认为其没有张开, 为一闭合的界面^[22]; 也有学者认为构造抬升会使页理缝张开, 形成“裂而不破”的状态^[30]。在地表条件下, 镜下观察到的页理缝缝宽 $0.01 \sim 11.1 \mu\text{m}$, 延伸长度 $0.01 \sim 2.5 \text{ cm}$ (图 3b)。

3 页岩储层微裂缝对储层的物性影响

裂缝不仅是油气的主要储集空间类型, 也是油气运移的有效渗滤通道。特别是对于页岩储层这种致密

性储层, 当其发育足够的天然裂缝或岩石经压裂改造产生大量裂缝网络时, 页岩储层就能成为高效的油气储层。裂缝的存在既能增加油气的储集空间, 又能为油气和地层水在页岩储层中的运移和渗滤提供有效的通道。现阶段很多学者都对页岩天然微裂缝进行了描述, 也对裂缝对页岩储层储渗影响进行了一些定性和定量的分析^[31-33]。但对天然微裂缝在页岩储层中缝网形态和对物性影响的定量描述较少。

3.1 微裂缝对孔隙储集性能的影响

利用核磁共振技术测定五峰组—龙马溪组页岩储层孔隙结果表明: 页岩储层主要孔隙为低于 100 nm 的有机质孔隙, 微裂缝不是页岩储层的主要孔隙^[34]。利用多尺度联合表征和评价技术测试焦石坝龙马溪组页岩样品, 结果也显示页岩储层孔隙以 100 nm 以下中孔和微孔为主, 其中 10 nm 左右孔隙空间体积最大^[35]。刘伟新等^[24]利用 CT 扫描重构技术分析了页岩储层页理缝对页岩储集性能的影响, 认为页理缝在页岩储层中发育程度高, 但是对页岩储层孔隙空间贡献不大, 主要作为页岩储层渗滤通道存在。

本次研究采用 CT 扫描和重构方式测试了 3 块页岩储层样品,利用 3 个不同分辨率尺度进行 CT 扫描(图 1):边长 2.5 cm 立方体样品以 16 微米分辨率进行扫描;边长 1 cm 立方体样品以 5 μm 分辨率扫描;边长 0.1 cm 立方体以 600 nm 分辨率进行扫描;边长 2.5 cm 立方体样品可以识别两条层理缝空间,孔径大于 16 μm 的大孔隙和层理缝孔隙度 0.07%;边长 1 cm 立方体样品识别出大于 5 μm 孔径大孔隙和层理缝孔隙度为 0.08%;边长 0.1 cm 立方体样品识别出大于 600 μm 的大孔隙孔隙度为 0.03%。同时,层理缝内部连通率可以达到 78.5%,层理缝和大孔隙基本不连通。由 CT 测量实验结果可以知道:大于 600 nm 宽度裂缝和大孔隙只占页岩储层整体孔隙体积的 1~2%,不是主要的储集空间,只是作为页岩储层的渗流通道(表 1)。

3.2 微裂缝对页岩储层孔隙度的影响

由于上覆地层压力,页理缝和贴粒缝可能在地下状态下是关闭的^[22],但溶蚀缝在地层条件下应该是开

表 1 CT 测量孔隙度与气体测量孔隙度对比			
Table 1 Correlation table of porosity obtained by CT scanning and by gas measurement			
样品规格/cm	2.5	1.0	0.1
分辨率/ μm	16	5	600
CT 孔隙度/%	0.03	0.07	0.08
气体孔隙度/%	3.35	4.86	7.91

启的微裂缝类型,大孔径的孔缝有利于油气的集聚与运移^[26,36]。此次镜下观察在龙马溪组底部发现了大量开启的微裂缝,微裂缝是一个影响页岩储层储集物性特征的重要地质因素。那么,微裂缝在地层条件下对页岩储层储集空间的影响有多大?利用 MATLAB 工具,采用灰度识别的方法,我们定量测试了 6 组基质孔隙+微裂缝的二维孔隙空间占比(图 4,图 5)。图像大小为 2.1 $\mu\text{m} \times 2.5 \mu\text{m}$,图像分辨率为 2 nm/网格,整张图片灰度网格数量 1 312 500 个。

测试结果表明,图像中没有微裂缝样本的二维孔隙面积占整个图像面积在 0.018~0.025,均值 0.02;有微裂缝存在的部分,二维孔隙面积占整个图像面积

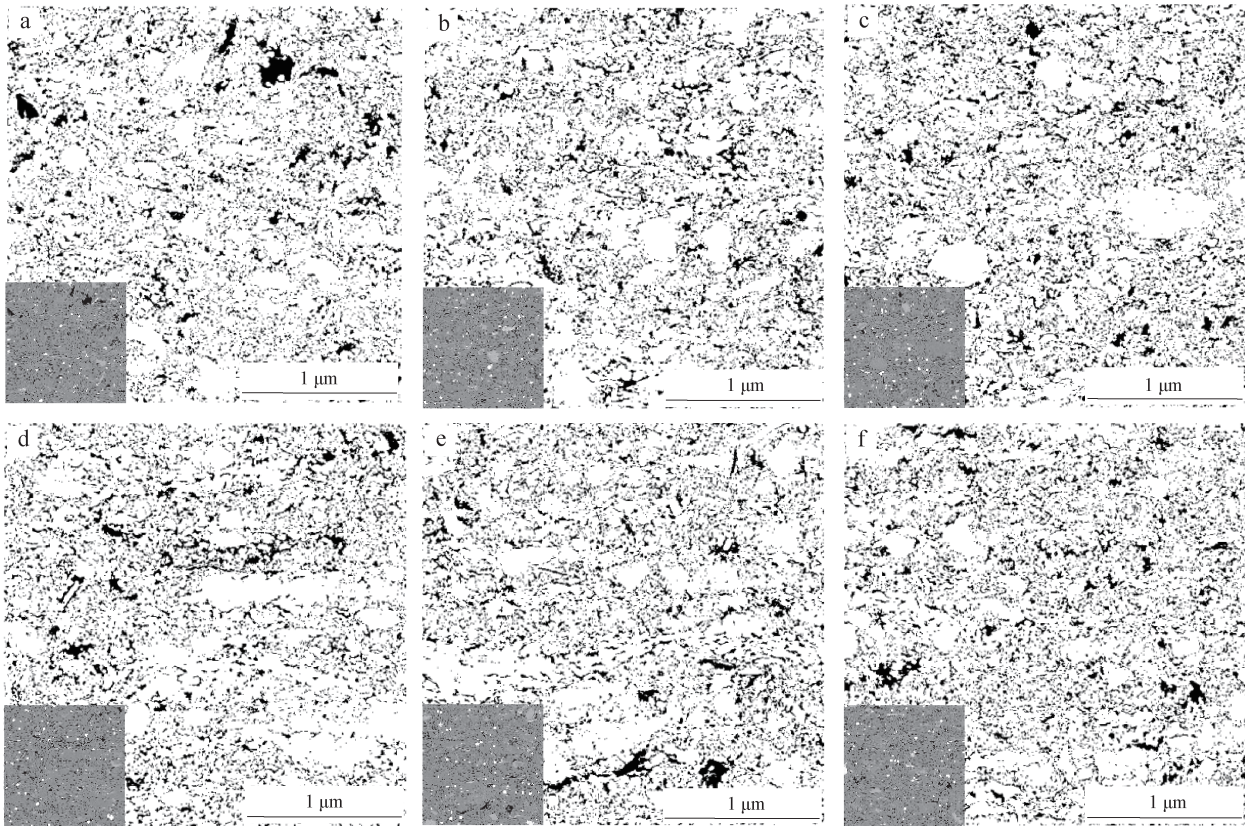


图 4 四川盆地龙马溪组海相页岩储层基质孔隙空间二维分布

Fig. 4 2D distribution of matrix pore space of marine shale reservoir in the Longmaxi Formation in Sichuan Basin

a—f. MAPS 采集图片无微裂缝发育区域, JY45 井, 埋深 3 618.4 m

(左下角阴影区为电镜扫描岩样图片, 非阴影区为阴影区岩样图片灰度和二值化处理结果, 黑色对应页岩储层孔隙空间, 白色为岩石骨架, 黑色孔隙空间面积占比统计结果见表 2)

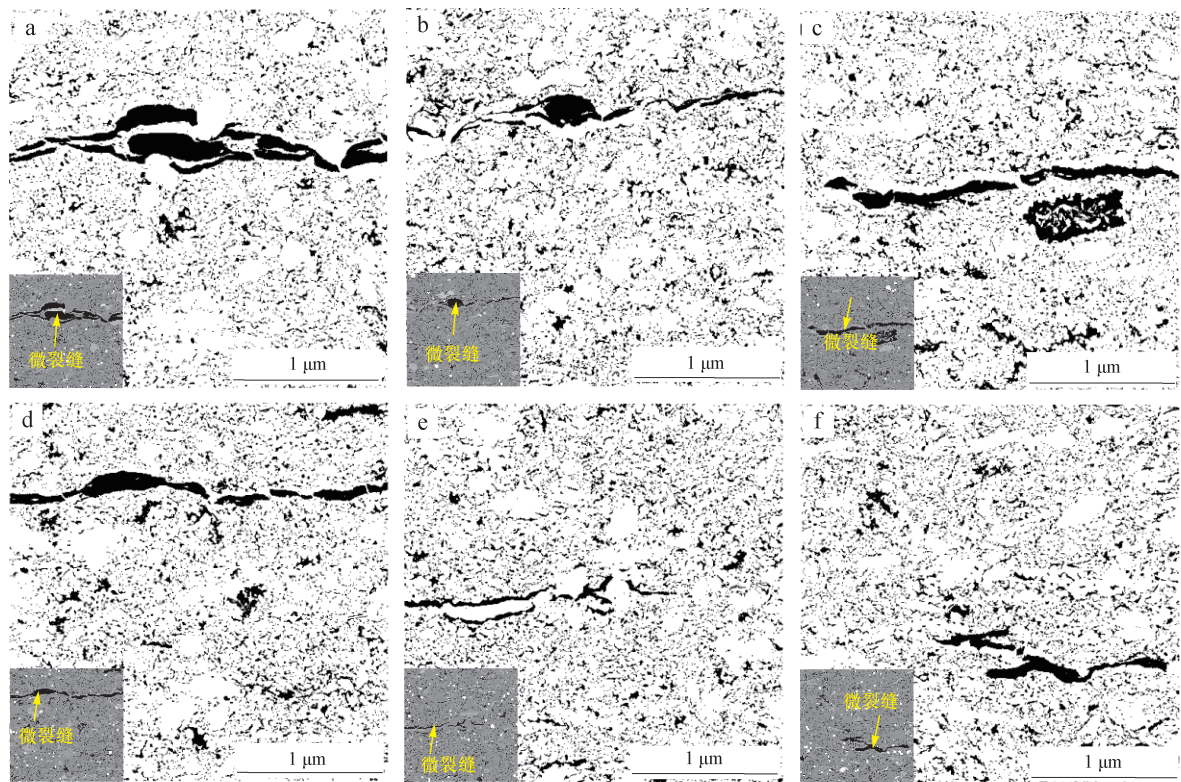


图 5 四川盆地龙马溪组海相页岩储层基质 + 溶蚀缝孔隙空间二维分布

Fig. 5 2D distribution of matrix and dissolution pores of the marine shale reservoir in the Longmaxi Formation in Sichuan Basin
a—f. MAPS 采集图片中见微裂缝发育区域, JY45 井, 埋深 3618.4m
(左下角阴影区为电镜扫描岩样图片, 非阴影区为阴影区岩样图片灰度和二值化处理结果, 黑色对应页岩储层孔隙空间, 白色为岩石骨架, 黑色孔隙空间面积占比统计结果见表 2)

在 0.025 ~ 0.063, 均值 0.041。这说明微裂缝的存在可以大大提高页岩储层的孔隙空间, 平均能提高 1 倍的孔隙空间(表 2)。

3.3 微裂缝对页岩储层渗透率的影响

页岩储层必须经过人工压裂才能形成工业气流并进行工业生产, 天然裂缝缝网的存在可以为后期页岩气的生产提供持续的动力^[37-38]。本次研究在页岩储层中观察到了很好的缝网结构, 缝网结构主体为微米级的贴粒缝和页理缝, 局部可见一些溶蚀缝组成的溶蚀缝缝网体系。贴粒缝和页理缝可以组成裂缝网络, 连通页岩储层其他孔隙空间(图 6a); 贴粒缝也可以作为主要通道形成裂缝网络, 直接连通页岩储层各个孔

隙空间(图 6b); 溶蚀缝也有一些高角度的微裂缝, 可以在局部形成微裂缝网络, 在局部沟通页岩储层其他孔隙空间(图 6c)。

为了弄清页岩储层微裂缝对储层渗透率的影响, 本次研究还利用渗透率实验定量测定了 19 个带微裂缝页岩样品和 37 个无微裂缝样品的孔隙度和渗透率(图 7)。带微裂缝页岩样品孔隙度最小值为 1.32%, 最大值为 4.81%, 均值为 2.69%; 渗透率最小值为 $1.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大值为 $27.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 均值为 $5.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。无微裂缝页岩样品孔隙度最小值为 0.7%, 最大值为 8.6%, 均值为 2.77%; 渗透率最小值为 $0.004 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大值为 $0.324 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 均值为 $0.089 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。带微裂缝和不带微裂缝页岩样品孔隙度均值基本没有差别, 有微裂缝样品渗透率均值是无微裂缝页岩样品渗透率均值的 62.9 倍, 可见微裂缝对页岩储层渗透率具有很大影响。

3.4 微裂缝地层条件下状态

现在的孔渗实验都是基于常温常压条件下进行的, 大多数学者认为裂缝在地层条件下为闭合状

表 2 四川盆地龙马溪组海相页岩储层孔隙二维空间占比统计

Table 2 Statistical table of 2D ratio of the marine shale reservoir in the Longmaxi Formation in Sichuan Basin

编号	a	b	c	d	e	f	均值
基质孔隙占比	0.025	0.018	0.018	0.022	0.020	0.019	0.020
基质 + 裂缝孔隙占比	0.063	0.032	0.053	0.043	0.025	0.033	0.041

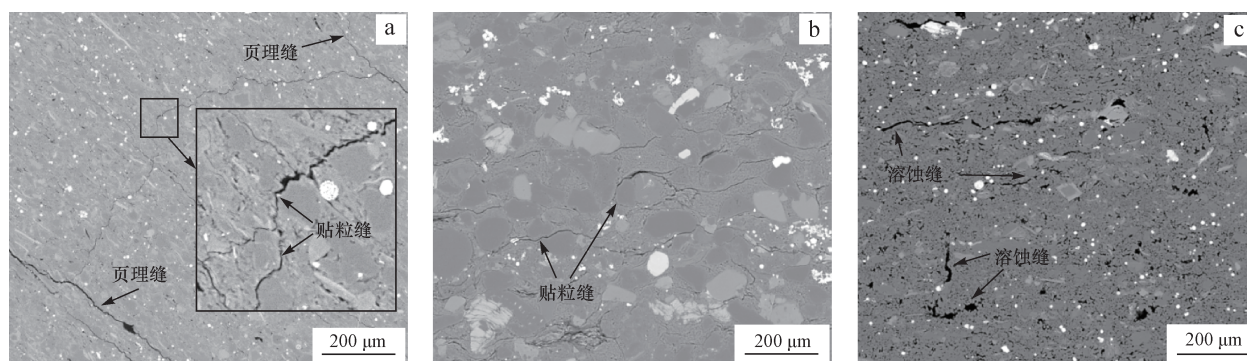


图 6 四川盆地龙马溪组海相页岩储层微裂缝缝网体系

Fig. 6 Microfracture network system of the marine shale reservoir in the Longmaxi Formation in Sichuan Basin

a. 页理缝和贴粒缝缝网体系, JY45 井, 埋深 3 615.7 m; b. 贴粒缝缝网体系, JY45 井, 埋深 3 619.4 m;

c. 区域溶蚀缝缝网体系, JY45 井, 埋深 3 627.9 m

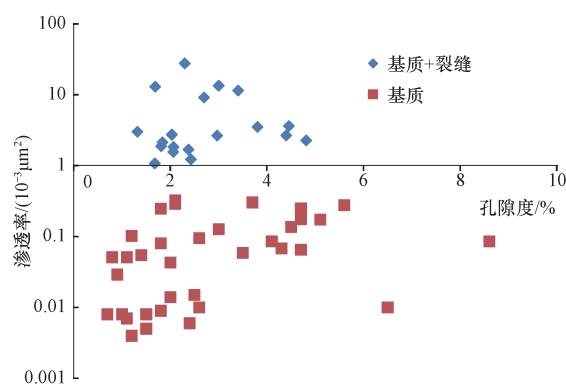


图 7 四川盆地龙马溪组海相页岩储层基质和裂缝渗透率对比

Fig. 7 Comparison between matrix and fracture permeability of the marine shale reservoir in the Longmaxi Formation in Sichuan Basin

态^[22,27],也有人认为在储层构造抬升的过程中裂缝会张开^[30]。关于弄清微裂缝在地下储层中的真实状态,本次研究还进行了覆压实验调研和实际操作。前人有效应力只测到 25 MPa,现在钻井深度已经向深层发展,为了更好地应用和指导后期勘探开发方向,本次研究将压力加到 40 MPa。实验结果表明,随着压力的增加,页岩储层渗透率逐渐减小(图 8a),当有效应力增加到 35 MPa 以上时微裂缝压缩比接近 0(图 8b),即微裂缝呈闭合状态。按照这个有效应力计算,当页岩储层埋深达到 3 500 m 左右时,假如孔隙流体压力为 0 MPa 的情况下,地下储层微裂缝为闭合状态。焦石坝页岩储层为超压状态^[30],可以推测页岩储层中微裂缝应为开启状态。

4 结论

1) 龙马溪组海相页岩储层微裂缝主要类型有 6

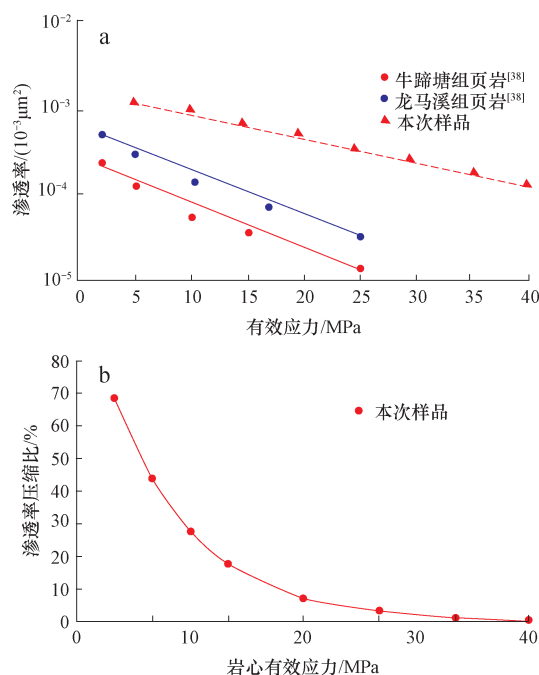


图 8 四川盆地龙马溪组海相页岩储层有效应力与微裂缝渗透率关系

Fig. 8 Correlation between effective stress and microfracture permeability of the marine shale reservoir in the Longmaxi Formation in Sichuan Basin

a. 有效应力大小与渗透性变化关系, 样品取自 JY45 井, 埋深 3 618.4 m; b. 有效应力大小与渗透性压缩比关系

种:构造缝、有机质演化异常压力缝、成岩收缩缝、贴粒缝、溶蚀缝及页理缝,常见的裂缝类型为贴粒缝、页理缝及溶蚀缝,溶蚀缝主要分布在龙马溪组底部。

2) 在二维平面上,龙马溪组海相页岩储层宽度为 250 ~ 600 nm 的微裂缝中,微裂缝的孔隙体积能占到整个孔隙体积的 50% 左右,是一个重要的储集空间。宽度在 600 nm 以上微裂缝只占整体孔隙度的 1% ~ 2%,在页岩储层中以增加渗透率为主。有微裂缝样品

渗透率均值是无微裂缝页岩样品渗透率均值的 62.9 倍,微裂缝对页岩储层渗透率具有很大影响。

3) 微裂缝可以形成良好的裂缝网络,沟通页岩储层的各个储集空间;贴粒缝是最主要的纵向连通通道,页理缝是最主要的横向连通通道,两者在空间上可以组合出最好的裂缝网络通道;贴粒缝本身可以组成以贴粒缝为主的微裂缝网络通道,溶蚀缝能在局部范围内组成裂缝网络,增加页岩储层连通性。

4) 在地层条件下,页岩储层微裂缝在地下 3 500 m 以浅深度时,应为开启状态。考虑到页岩储层流体异常高压、沉积作用、构造作用及其他岩石矿物特征,页岩微裂缝开启状态的深度可以适当增大。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 于炳松. 页岩气储层的特殊性及其评价思路和内容 [J]. 地学前缘, 2012, 19 (3): 252 - 258.
Yu Bingsong. Particularity of shale gas reservoir and its evaluation [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19 (3): 252 - 258.
- [3] Nie H, Zhang J, Jiang S. Types and characteristics of the lower Silurian shale gas reservoirs in and around the Sichuan Basin [J]. Acta Geologica Sinica (English), 2015, 89 (6): 1973 - 1985.
- [4] He Z, Nie H, Zhao J, et al. Types and origin of nanoscale pores and fractures in Wufeng and Longmaxi shale in Sichuan Basin and its periphery [J]. Journal of Nanoscience & Nanotechnology, 2017, 17 (9): 6626 - 6633.
- [5] 张哨楠, 丁晓琪, 万友利, 等. 致密碎屑岩中粘土矿物的形成机理与分布规律 [J]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2012, 34 (3): 174 - 182.
Zhang Shaonan, Ding Xiaoqi, Wan Youli, et al. Formation mechanism and distribution of clay minerals of deeply tight siliciclastic reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2012, 34 (3): 174 - 182.
- [6] Chalmers G R, Bustin R M, Power I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig unit [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96 (6): 1099 - 1119.
- [7] 路菁, 李军, 武清钊, 等. 页岩油气储层有机碳含量测井评价方法研究及应用 [J]. 科学技术与工程, 2016, 16 (6): 143 - 147.
Lu Jing, Li Jun, Wu Qingzhao, et al. A study and an application on logging evaluation method of TOC in shale oil and gas reservoir [J]. Science Technology & Engineering, 2016, 16 (6): 143 - 147.
- [8] 邵龙义, 刘磊, 文怀军, 等. 柴北缘盆地 YQ-1 井中侏罗统石门沟组泥页岩纳米孔隙特征及影响因素 [J]. 地学前缘, 2016, 23 (1): 164 - 173.
Shao Longyi, Liu Lei, Wen Huaijun, et al. Characteristics and influencing factors of nanopores in the Middle Jurassic Shimengou shale in well YQ-1 of the northern Qaidam Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23 (1): 164 - 173.
- [9] 金武军, 李军, 王亮, 等. 页岩气储层孔隙系统的多尺度联合表征及评价——以焦石坝龙马溪组为例 [J]. 科学技术与工程, 2016, 16 (24): 35 - 41.
Jin Wujun, Li Jun, Wang Liang, et al. Multiscale joint characterization and evaluation of pore system in shale gas reservoir——Taking Jiaoshiba Longmaxi Formation as an Example [J]. Science Technology & Engineering, 2016, 2016, 16 (24): 35 - 41.
- [10] Ronald a. Nelson. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs [M]. Gulf, 1985 (04): 1 - 38.
- [11] Webster T. Observations on the Purbeck and Portland Beds [J]. Transactions of the Geological Society of London (Part 1): 37 - 44.
- [12] Prutzmen P W. Petroleum in southern California [M] Superintendent of State Printing, 1913.
- [13] Narr W, Schechter D W, Thompson L B. Naturally fractured reservoir characterization [C]. 2006.
- [14] Laubach S E, Eichhubl P, Hilgers C, et al. Structural diagenesis [J]. Journal of Structural Geology, 2010, 32 (12): 1866 - 1872.
- [15] Aplin A C, Fleet A J, Macquaker J H S. Muds and mudstones: Physical and fluid-flow properties [J]. Geological Society London Special Publications, 1999, 158 (1): 1 - 8.
- [16] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86 (11): 1921 - 1938.
- [17] King G E. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned? [C] // Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [18] Yan B, Wang Y, Killough J E. Beyond dual-porosity modeling for the simulation of complex flow mechanisms in shale reservoirs [J]. Computational Geosciences, 2016, 20 (1): 69 - 91.
- [19] 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, 2015, 91 (4): 603 - 622.
- [20] Wenlong, Ding, Chao, et al. Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation [J]. Geoscience Frontiers (English), 2012, 3 (1): 97 - 105.
- [21] 龙鹏宇. 泥页岩裂缝发育特征及其对页岩气勘探和开发的影响 [J]. 天然气地球科学, 2011, 22 (3): 525 - 532.
Long Pengyu. Feature of muddy shale fissure and its effect for shale gas exploration and development [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22 (3): 525 - 532.
- [22] 郭旭升, 胡东风, 魏祥峰, 等. 四川盆地焦石坝地区页岩裂缝发育主控因素及对产能的影响 [J]. 石油与天然气地质, 2016, 37 (6): 799 - 808.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Xiangfeng, et al. Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshiba area, the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37 (6): 799 - 808.
- [23] 张金功, 袁政文. 泥质岩裂缝油气藏的成藏条件及资源潜力 [J]. 石油与天然气地质, 2002, 23 (4): 336 - 338.
Zhang Jingong, Yuan Zhengwen. Formation and potential of fractured mudstone reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23 (4): 336 -

- 338.
- [24] 刘伟新, 鲍芳, 俞俊杰, 等. 川东南志留系龙马溪组页岩储层微孔隙结构及连通性研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(4): 453–459.
- Liu Weixin, Bao Fang, Yu Lingjie, et al. Micro-pore structure and connectivity of the Silurian Longmaxi shales, southeastern Sichuan area[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(4): 453–459.
- [25] 黄潇, 张金川, 李晓光, 等. 陆相页岩孔隙类型、特征及油气共聚过程探讨——以辽河坳陷西部凹陷为例[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(7): 1422–1432.
- Huang Xiao, Zhang Jinchuan, Li Xiaoguang, et al. Pore types and characteristics of continental shale and discussion on the process of oil and gas accumulation: A case study of the western sag of Liaohedepression[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(7): 1422–1432.
- [26] 王同, 熊亮, 徐猛, 等. 川南地区下寒武统筇竹寺组页岩储层特征[J]. 石油实验地质, 2016, 38(2): 197–203.
- Wang T, Xiong Liang, Xu Meng, et al. Shale reservoir characteristics of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(2): 197–203.
- [27] 王濡岳, 丁文龙, 龚大建, 等. 渝东南—黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩裂缝发育特征与主控因素分析[J]. 石油学报, 2016, 37(7): 832–845.
- Wang Ruyue, Ding Wenlong, Gong Dajian, et al. Characteristics and controlling factors of fractures in Lower Cambrian Niutitang shale in southeastern Chongqing and northern Guizhou area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(7): 832–845.
- [28] 梁超, 姜在兴, 杨懿婷, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相及储集空间特征[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 691–698.
- Liang Chao, Jiang Zaixing, Yang Yiting, et al. Shale lithofacies and reservoir space of the Wufeng–Longmaxi Formation, Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration & Development Online, 2012, 39(6): 736–743.
- [29] 衡帅, 杨春和, 郭印同, 等. 层理对页岩水力裂缝扩展的影响研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2015, 34(2): 228–237.
- Heng Shuai, Yang Chunhe, Guo Yintong, et al. Influence of bedding planes on hydraulic fracture propagation in shale formations[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics Engineering, 2015, 34(2): 228–237.
- [30] 何治亮, 聂海宽, 张钰莹. 四川盆地及其周缘奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 8–17.
- He Zhiliang, Nie Haikuan, Zhang Yuying. The main factors of shale gas enrichment of Ordovician Wufeng Formation–Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 8–17.
- [31] 曲冠政, 曲占庆, Hazlett R D, 等. 页岩拉张型微裂缝几何特征描述及渗透率计算[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1): 115–120.
- Guanzheng Q U, Zhanqing Q U, Hazlett R D, et al. Geometrical description and permeability calculation about shale tensile micro-fractures[J]. Petroleum Exploration & Development, 2016, 43(1): 124–130.
- [32] 吴聃, 鞠斌山. 页岩储层的微观孔渗特征分析[J]. 资源开发与市场, 2013, 29(5): 520–522.
- Wu Dan, Ju Fushan. Research on micro-porosity and permeability of shale reservoir[J]. Resource Development & Market, 2013, 29(5): 520–522.
- [33] 何岩峰, 成景烨, 宴祥骥, 等. 页岩天然裂缝网络渗透率模型研究[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(2): 280–286.
- He Yanfeng, Cheng Jinghua, Dou Xiangji, et al. Shale formation natural fracture network permeability model research[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(2): 280–286.
- [34] Wang L, Fu Y, Li J, et al. Mineral and pore structure characteristics of gas shale in Longmaxi formation: A case study of Jiaoshiba gas field in the southern Sichuan Basin, China[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2016, 9(19): 733.
- [35] 岳锋, 焦伟伟, 郭淑军. 渝东南牛蹄塘组页岩裂缝及其分布控制因素[J]. 煤田地质与勘探, 2015(6): 39–44.
- Yue Feng, Jiao Weiwei, Guo Shujun. Controlling factors of fracture distribution of shale in Lower Cambrian Niutitang Formation in southeast Chongqing[J]. Coal Geology & Exploration, 2015(6): 39–44.
- [36] 尹丛彬, 李彦超, 王素兵, 等. 页岩压裂裂缝网络预测方法及其应用[J]. 天然气工业, 2017, 37(4): 60–6.
- Yin Congbin, Li Yanchao, Wang Subing, et al. Methodology of hydraulic fracture network prediction in shale reservoirs and its application[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4): 60–68.
- [37] 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, 2015, 91(4): 603–622.
- [38] 张睿, 宁正福, 杨峰, 等. 页岩应力敏感实验与机理[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 224–231.
- Zhang Rui, Ning Zhengfu, Yang Feng, et al. Shale stress sensitivity experiment and mechanism[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 224–231.

(编辑 张玉银)