

页岩结构面特征及其对水力压裂的控制作用

李 晓^{1,2,3}, 赫建明^{1,2,3}, 尹 超^{1,2,3}, 黄北秀^{1,2,3}, 李关访^{1,2,3}, 张召彬^{1,2,3}, 李丽慧^{1,2,3}

(1. 中国科学院 地质与地球物理研究所页岩气与地质工程重点实验室, 北京 100029; 2. 中国科学院 地球科学研究院, 北京 100029; 3. 中国科学院大学 地球与行星科学学院, 北京 100049)

摘要:页岩是沉积岩中的一种,具有十分明显的层理构造。探究页岩层理结构面对其水力压裂行为的影响,对页岩气的开采具有重要意义。通过对鄂尔多斯盆地南部延长组页岩不同尺度下(米级到十微米级)沉积结构特点的分析,结合不同层理倾角条件下的大尺寸页岩试样水力压裂试验,研究了页岩结构面(层理面)的特征及其对水力压裂过程和控制作用。结果表明,米级、分米级、厘米级、毫米级和10微米级等不同研究尺度下的纹层平均厚度分别为2.26 m, 2.09 dm, 1.70 cm, 1.48 mm和11.7 μm,呈现出分形特征,且分形维数为1.06。页岩水力压裂行为受层理结构面影响显著,主要体现在压裂前后裂缝形态对比与破裂压力两个方面。层理倾角小于30°时,页岩试样压裂前后裂缝形态对比明显,新生裂缝较多,破裂压力较大,且随着层理倾角的增大急剧减小;大于45°时,压裂前后试样的裂缝形态几乎没有改变,破裂压力较小,且随着层理倾角的增大呈现小幅度的波动;整体上不同层理面角度下页岩的破裂压力呈斜“S”型变化。试验中的裂缝扩展,水压曲线以及破裂压力随层理倾角的不同均发生变化。

关键词:破裂压力;裂缝;结构面;纹层;页岩;水力压裂;延长组;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Characteristics of the shale bedding planes and their control on hydraulic fracturing

Li Xiao^{1,2,3}, He Jianming^{1,2,3}, Yin Chao^{1,2,3}, Huang Beixiu^{1,2,3}, Li Guanfang^{1,2,3}, Zhang Zhaobin^{1,2,3}, Li Lihui^{1,2,3}

(1. Key Laboratory of Shale Gas and Geoenvironment, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China;
2. Institutions of Earth Science, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China;
3. College of Earth and Planetary Sciences, University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

Abstract: Shale, a kind of sedimentary rocks, is characterized by significant bedding. The investigation of the impact of bedding planes of shale on hydraulic fracturing is of great significance for the exploitation of shale gas. The characteristics of sedimentary structures at various scales (ranging from meter to ten micron scales) of shale in the Yanchang Formation in southern Ordos Basin were analyzed, and the hydraulic fracturing tests for multi-sized shale specimens under different dip angles of bedding plane were carried out, both of which function to explain the characteristics of the bedding planes of shale and their controlling effects on hydraulic fracturing process and outcome. The results show that the average thickness of laminae is of fractal features with a fractal dimension of 1.06, and is 2.26 m, 2.09 dm, 1.70 cm, 1.48 mm and 11.7 μm, corresponding to meter, decimeter, centimeter, millimeter and 10-micron scales respectively. The behaviors of hydraulic fracturing are significantly influenced by the bedding planes of shale, clearly shown by the contrast of fracture geometry before and after fracturing and the fracturing pressure. When the dip angles of the bedding planes are less than 30°, the fractured shale specimen is remarkably different from its original one in fracture geometry, featuring much more artificial fractures, and higher fracturing pressure, which tends to slump as the dip angle of bedding plane increases; while when the dip angles of the shale specimens are above 45°, the fracture geometry of the shale specimens after fracturing is almost the same with that of the original specimens, featuring lower fracturing pressure which tends to fluctuate a little with the increase of the dip angle of the bedding planes. Generally, the fracturing pressures of shale under different dip angles of bedding plane fluctuates in the shape of oblique “S”. Besides, the controlling effects of structural dip angles of the bed-

收稿日期:2019-03-01; 修订日期:2019-03-20。

第一作者简介:李晓(1961—),男,博士、教授、博士生导师,工程地质力学。E-mail:lixiao@mail.iggcas.ac.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(51579137)。

ding planes on the fracture propagation, hydraulic pressure curve and fracturing pressure are also reflected in the tests.

Key words: fracturing pressure, fracture, bedding plane, lamina, shale, hydraulic fracturing; Yanchang Formation, Ordos Basin

页岩是一种典型的沉积岩,具有明显的层理结构面。层理的基本组成单位是纹层,纹层是肉眼可观察到的厚度最小的层,其厚度一般为数毫米至数厘米^[1]。纹层的定义可以扩展为“某一尺度下采用相关观测手段可识别的最小级别的层”^[2]。Li 等通过常规测井、钻孔电视、岩心观察、扫描电镜分析和颗粒(孔隙)及裂隙图像识别与分析系统(PACS)等不同尺度的观测手段对页岩内部的纹层进行了识别,发现纹层平均厚度与相应尺度之间具有明显的分形特征,即较大尺度下看似均一的单层放大观察后可见内部发育有更薄的纹层^[3]。已有的研究表明,页岩气储层中粉砂质纹层或凝灰质纹层较为常见,这些层理和纹层结构能够直接影响页岩气的生成和分布^[4-5],如美国德克萨斯州的 Mississippian Barnett 页岩^[6]、Haynesville 页岩^[7]。师良等通过研究发现页岩储层中砂质纹层的存在对天然气赋存和渗透性、页岩气产量都会产生一定的积极作用^[8]。

碎屑沉积型矿床在矿物成分、力学性质等方面具有非均质性和各向异性,如页岩、粘土等^[9-10]。在沉积成岩作用的影响下,页岩的矿物组成也呈现出明显的定向性,因此页岩非均质性及各向异性特征会对其水力压裂的结果造成显著影响。研究发现,剪切面处的纹层类型会导致页岩的直接抗剪强度产生较大差异^[11-12]。对页岩进行沿不同层理角度的单轴压缩试验,结果表明随层理角度增大,页岩单轴抗压强度曲线呈斜“N”型变化。

由于页岩气储层渗透率低(存在上覆压力情况下小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、孔隙度小(低于 10%)的特点,通过压裂改造技术改善储层渗流条件成为页岩气开采的必要手段^[13-15],其中,水力压裂方法是现阶段使用最为广泛的开采手段。通过水力压裂可以在页岩气储层中形成新生裂缝,沟通原有的天然裂缝,从而形成复杂缝网,提高储层渗透率,实现页岩气的有效开采。

页岩的层理特征、非均质性及各向异性特征必然会对其水力压裂过程中的裂缝发展及压裂改造最终形成的缝网形态造成显著影响。研究发现,页岩水力压裂过程中沿主裂缝附近会形成大量微裂隙,这些微裂隙联通了储层内纳米尺度的储集空间,是缝网的重要组成部分^[16-17]。现场压裂试验和室内试验的结果显示,裂缝的扩展会受到多个因素的影响,如岩石的成分,节理,断层和层理等。Hsu 和 Nelson 提出储层中复杂的纹层应当成为压裂设计的考虑因素之一^[18]。Miskimins 和 Barree 通过分析 Green River 盆地 Mesa-

verde 水库的现场数据提出水力压裂模型,储层中纹层的存在会在一定程度上影响裂缝扩展形式,且有多种影响机制^[19]。赵海军等采用真实破裂过程分析软件 RFPA2D - Flow 通过数值模拟分析了含有不同尺度天然结构面的页岩水力压裂过程中裂缝的扩展与演化,发现页岩层理面是压裂过程中裂缝扩展及压裂完成后缝网形态的主要控制因素之一^[20]。Mendoza - Torres 等研究发现天然裂缝能够控制油气藏的流动性^[21]。Gong 和 Rossen 开发了非连续裂缝网络(DFN)建模方法实现对裂缝几何形状的模拟^[22],在此基础上,Nejadi 等通过对裂缝长度,方向,强度以及透射率等参数进行设定达到裂缝发展演化与实际压裂效果的动态匹配^[23]。

陈尚斌等人对中国四川盆地南缘长宁兴文地区下志留统龙马溪组页岩进行研究,发现由于其不同组成成分物理力学性质的差异,在水力压裂过程中会引起局部区域应力集中,形成密集裂纹^[24]。Renard 等采用同步加速器 CT 扫描进行了石灰岩水力压裂三维成像研究,结果表明流体会优先沿着岩体中已有的缺陷渗透形成裂缝,由此得出岩体非均质性特征对水力裂纹的形成与扩展有一定的控制作用^[25]。Kyoung 等利用虚拟多维内连结键模型(VMIB)方法进行数值模拟分析,对比了均质岩石与非均质岩石水力压裂试验的结果,证明了岩石非均质性特征对水力压裂的控制作用^[26]。

本文在鄂尔多斯盆地南部延长组页岩纹层观察的基础上,综合统计分析,总结页岩多尺度纹层厚度规律,得到其沉积结构特征。然后进行不同层理倾角条件下的页岩水力压裂试验,通过不同层理倾角下裂缝形态的对比,得到压裂裂缝随层理倾角的变化规律。最后,结合上述两方面的结果,分析得出页岩结构对水力压裂的控制作用。

1 页岩沉积结构特征

页岩在沉积中形成的层理和纹层结构是分析其力学特性时不可忽略的因素之一,对页岩水力压裂的结果也具有重要影响。在进行页岩水力压裂研究时,其结构参数设计的准确性对研究结果具有显著影响,通过分析页岩多尺度纹层厚度规律可以为物理模型试验及数值模拟提供可靠的参考依据,对页岩水力压裂研究具有重要意义。

利用常规测井和钻孔电视(宏观尺度)、岩心观察

和扫描电子显微镜(细观尺度)以及颗粒(孔隙)及裂隙图像识别与分析系统(微观尺度)这些不同尺度的观测手段观察页岩中矿物成分、有机质丰度、粒度分布、层面等特征可以识别出当前尺度下最小级别的层,获得由米级至十微米级的多尺度纹层,如图3所示。本文的研究对象为鄂尔多斯盆地南部延长组7段2亚段(长7²亚段)(图1,图2)。

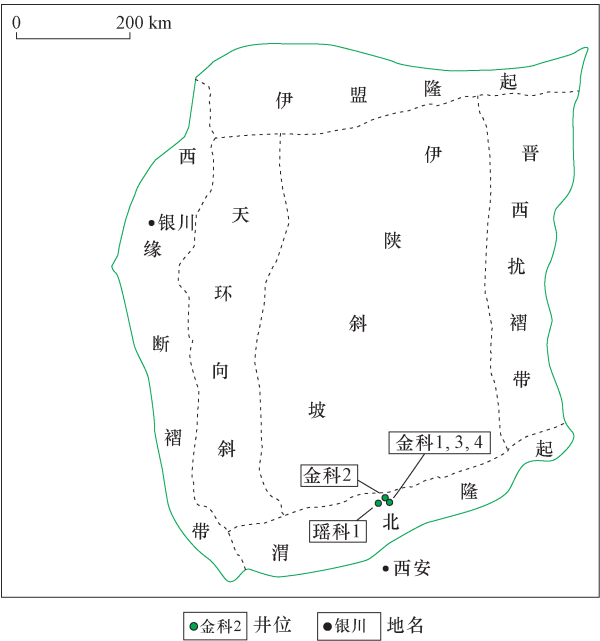


图1 鄂尔多斯盆地构造单元划分和钻井位置
Fig. 1 Classification of structural units and well locations in Ordos Basin.

图3展示了采用多尺度观测手段进行纹层厚度识别的实验结果。通过金科1井的测井曲线(图3b)可以实现米级尺度下的纹层识别;通过钻孔摄像图(图3c)可区分不同的地层,并根据地层特征(如颜色、亮度、层理和粒度)的梯度变化来识别分界面,从而实现分米级尺度下的纹层识别;通过对岩心进行肉眼观察(图3d)可以识别不同类型的纹层,实现厘米级尺度下的纹层识别;通过薄片显微照片(图3e)可根据亮度和饱和度准确地分辨出不同的纹层,实现毫米级尺度下的纹层识别;通过颗粒(孔隙)及裂隙图像识别与分析系统(PACS)可对薄片显微照片进行矿物颗粒、裂隙、孔隙等的定量识别和结构分析(图4),实现十微米级尺度下的纹层识别。

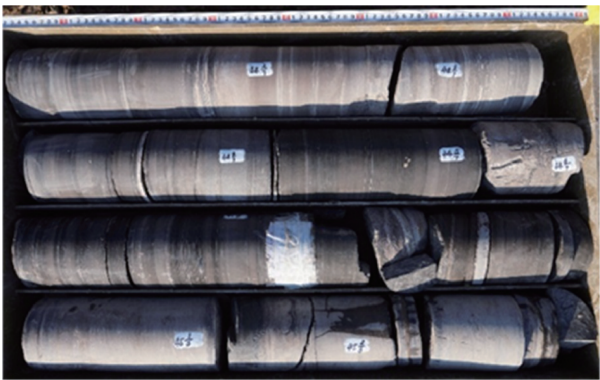


图2 鄂尔多斯盆地南部延长组7段2亚段岩心照片
Fig. 2 Core photos of Chang 7² (Yanchang Formation), southern Ordos Basin

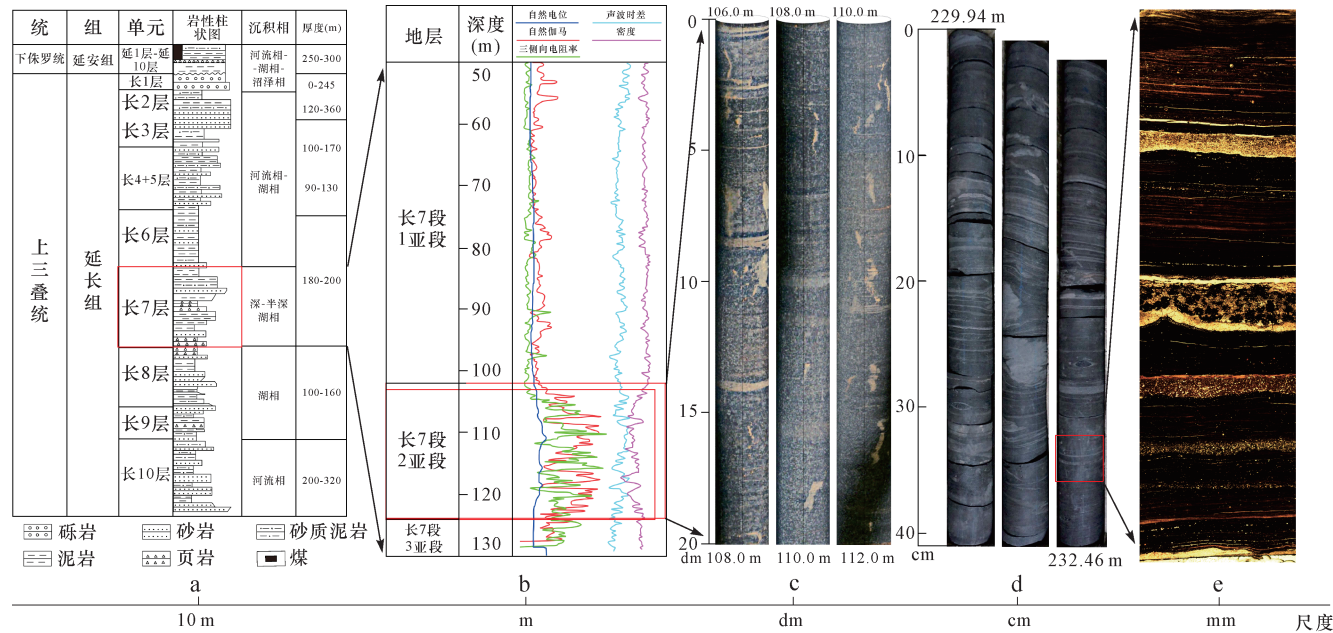


图3 鄂尔多斯盆地延长组7段页岩气藏的多尺度纹层

Fig. 3 Multi-scale laminae of the shale gas reservoir in Chang 7, Ordos Basin

a. 延长组地层柱状图(据 Guo 等,2014 修改),b. 金科1井长7段的测井曲线,c. 金科1井长7²亚段的钻孔摄像图,
d. 瑶科1井长7²亚段的岩心照片,e. 瑶科1井长7²亚段的页岩岩心显微照片。

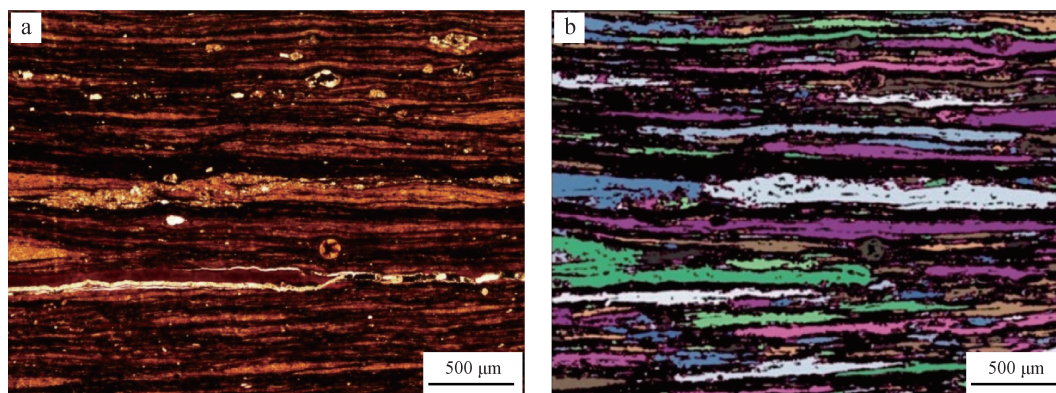


图4 鄂尔多斯盆地瑶科1井埋深240 m处延长组7段2亚段页岩显微照片(a)及PCAS处理后的图像(b)

Fig. 4 A potomicrograph showing the Chang 7² shales at a depth of 240 m in Well Yaoke1 (a) and its corresponding color image processed by PCAS (b), Ordos Basin

由观测手段得到研究对象对应于十微米级、毫米级、厘米级、分米级和米级各个尺度的纹层平均厚度分别为11.70 μm, 1 479.97 μm, 16 986.89 μm, 208 977.78 μm 和 2 260 000.00 μm。绘制不同尺度下的纹层厚度分布图和纹层厚度与对应测量尺度的双对数曲线图(图5),可看出纹层厚度与测量尺度两者呈线性关系,也即页岩纹层厚度具有分形特征,且分形维数 $D = 1.06$ 。根据自相似的分形理论模型可以得到纹层厚度的分形规律:

$$D = \lg(H)/\lg(S) = 1.06 \quad (1)$$

$$H = S^{1.06} \quad (2)$$

式中: D 是分形维数,无因数; H 是纹层厚度,μm; S 是尺度大小,μm。

页岩以层理结构发育为显著特征,纹层作为层理的基本组成单位,其厚度特征一定程度上反映了页岩沉积结构的特点。通过对页岩多尺度纹层厚度的研究,总结纹层厚度的分形规律,基于所得到的规律进行页岩各个尺度下的数值模型或试验模型设计,可使得数值模拟或模型试验的结果更加准确,更具有实际参考意义。

2 水力压裂试验及结果

基于页岩的层理和纹层结构特点和各向异性特征,设计不同层理倾角条件下的页岩水力压裂试验探讨页岩结构面对水力压裂的控制作用。本次试验采用100 mm × 200 mm的较大尺寸试样,在试样中心钻孔并泵入清水实施压裂试验,钻孔孔径和孔深分别为10 mm和100 mm。本次水力压裂试验采用的较大尺寸试样更能够反映页岩的层理结构,一定程度上减小了尺寸效应对试验结果的影响,与大型模型试验相比,更加

节省时间与经济成本;试验在非贯通性钻孔的条件下进行,能够反映裂缝的起裂以及扩展前进过程,更加符合储层压裂的实际情况。

2.1 试样准备

在野外页岩露头开采得到大型页岩块体,之后在层理面与水平方向的夹角分别为0°、15°、30°、45°、60°、75°、90° 7种情况下进行取心,如图6所示。取心后的试样按照岩石力学试验标准加工成直径为φ100 mm,高度为200 mm的标准页岩试样。试件两端面不平行度误差控制在小于0.05 mm。采用中心钻孔并注入清水来完成页岩水力压裂试验。在页岩试样一端中心位置沿轴向钻孔至一半长度,钻孔直径为10 mm,用于注入压裂液,如图7所示。

2.2 试验方法及步骤

将三轴岩石试验系统与压裂液注入系统相结合进行了水力压裂试验,该系统允许在注入压裂液的同时对岩石试样进行三轴加载。为防止压裂过程中压裂液的泄漏,将中心钻孔岩样的端部用环氧树脂固定在金属加载块上。通过向中央钻孔注入加压压裂液进行压裂。根据实际地应力条件,试验过程中围压设置为20 MPa,轴向应力设置为30 MPa。具体的实验步骤如下:

- 1) 以0.1 MPa/s的速度将围压增至20 MPa;
- 2) 以0.2 MPa/s的速度将轴向应力增至30 MPa;
- 3) 将当前应力状态稳定维持数分钟后,以0.1 ml/s的恒定入射速率进行压裂试验;
- 4) 页岩样品中形成缝网,达到破坏状态后,待水压、围压稳定,卸压并取出试件。

在整个压裂试验过程中,每隔0.1 s记录一次轴向应力、围压、水压及径向位移。

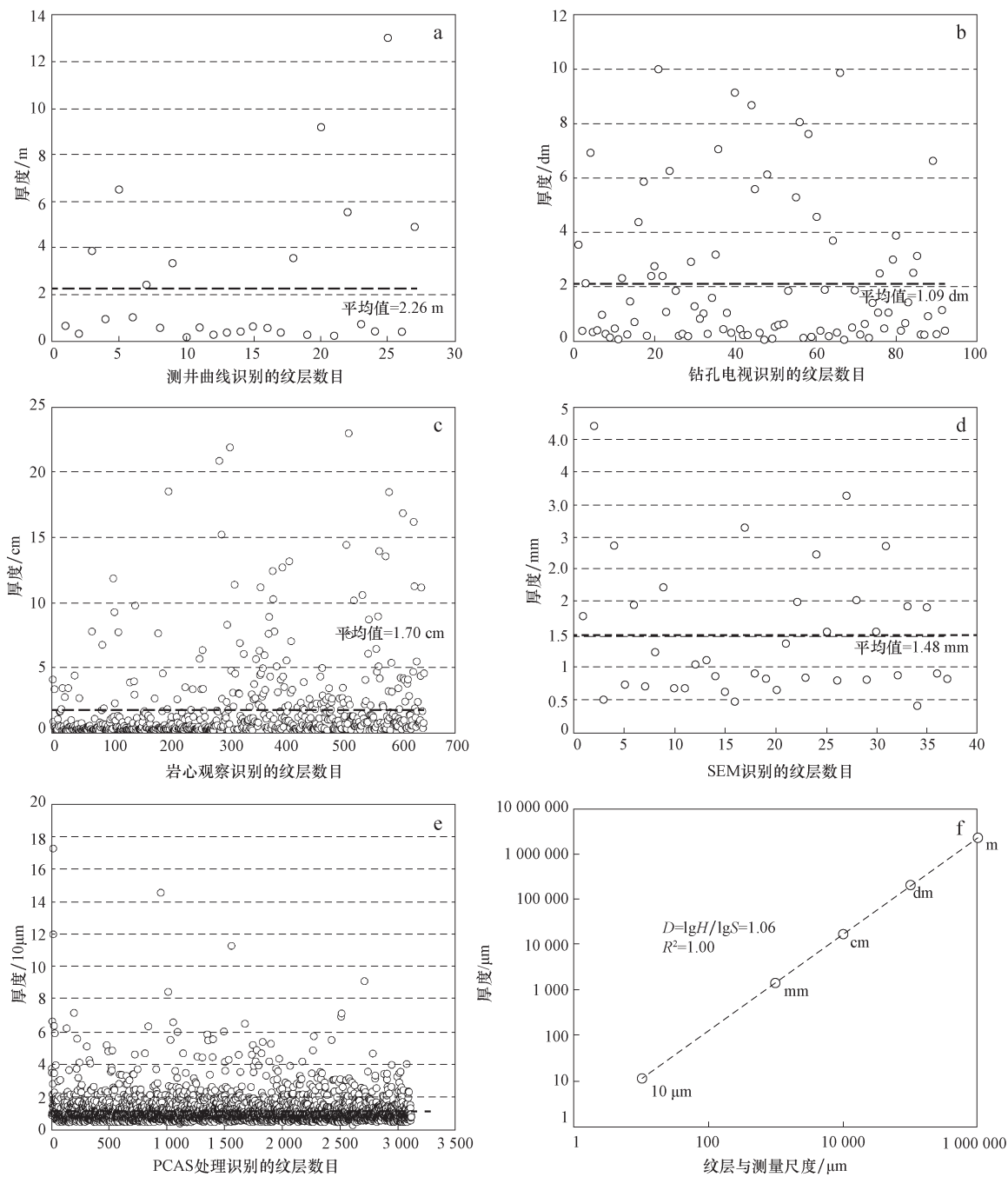


图5 鄂尔多斯盆地延长组7段2亚段页岩的多尺度纹层厚度与分形特征

Fig. 5 Multi-scale laminae thickness and fractal features in Chang 7² shale, Ordos Basin

a. 米级尺度下的纹层厚度分布;b. 分米级尺度下的纹层厚度分布;c. 厘米级尺度下的纹层厚度分布;d. 毫米级尺度下的纹层厚度分布;
e. 十微米级尺度下的纹层厚度分布;f. 纹层厚度与测量尺度的双对数曲线图

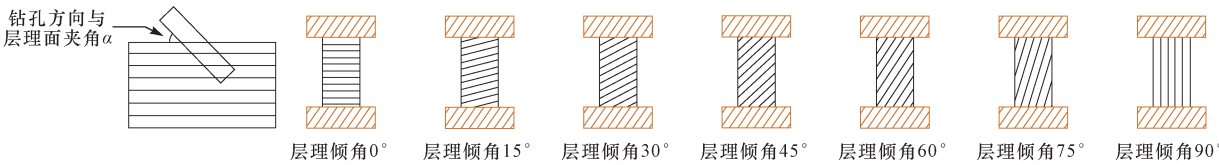


图6 对页岩按照层理与水平面夹角变化进行取心

Fig. 6 Coring with the varying dip angles between bedding and horizontal plane

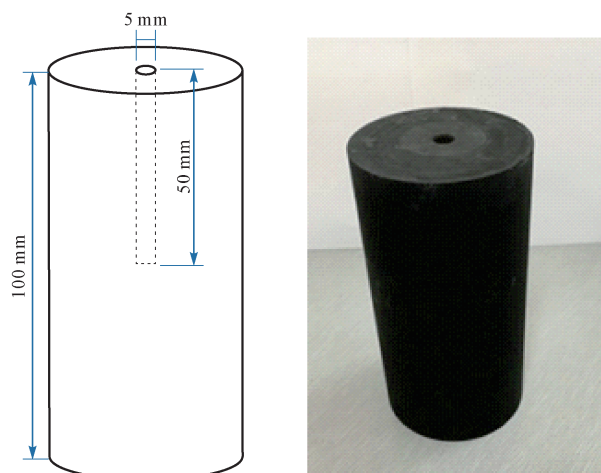


图7 带中心钻孔的页岩试样

Fig. 7 Shale core specimen with a borehole in the center

2.3 试验结果

在水力压裂条件下,页岩试样试验前后的裂缝形态对比受层理倾角影响显著。图8为试验前后页岩裂缝形态对比图,其中,白色画线部分为页岩试样表面的裂缝。在层理倾角小于 30° 时,页岩压裂前后的裂缝分布对比为明显,水力压裂导致的新生裂缝较多,而在层理倾角大于 45° 时水力压裂后的试样变化不大,表明页岩结构面对水力压裂结果具有比较明显的控制作用,页岩呈现出鲜明的各向异性特征。

3 结构对水力压裂的控制作用

页岩作为一种典型的横观各向同性材料,具有极其发育的层理结构。大量研究表明层理结构对页岩物理力学性质的影响是不可忽略的。通过对不同层理倾角的页岩水力压裂试验结果进行分析,探究页岩结构对水力压裂的控制作用。

3.1 水压曲线分析

由图9可知,各向异性页岩试样水力压裂试验的水压曲线可以分为4个阶段。第一阶段为压裂液充满钻孔的过程,此过程中水压基本为零;第二阶段为试样在压裂液的作用下产生裂缝的过程,此过程中水压逐渐上升,直至到达顶点;第三阶段为试样压裂缝网形成,发生破坏的过程,此过程中水压超过页岩的破裂压力,迅速降低;第四阶段为试样破裂后持续注入压裂液的过程,此过程中水压保持恒定且与围压保持平衡。在层理倾角小于 75° 时,第一阶段持续时间较短,压裂开始后迅速进入第二阶段,但在层理倾角为 30° 时,曲线也可见明显的第一阶段;在层理倾角大于等于 75°

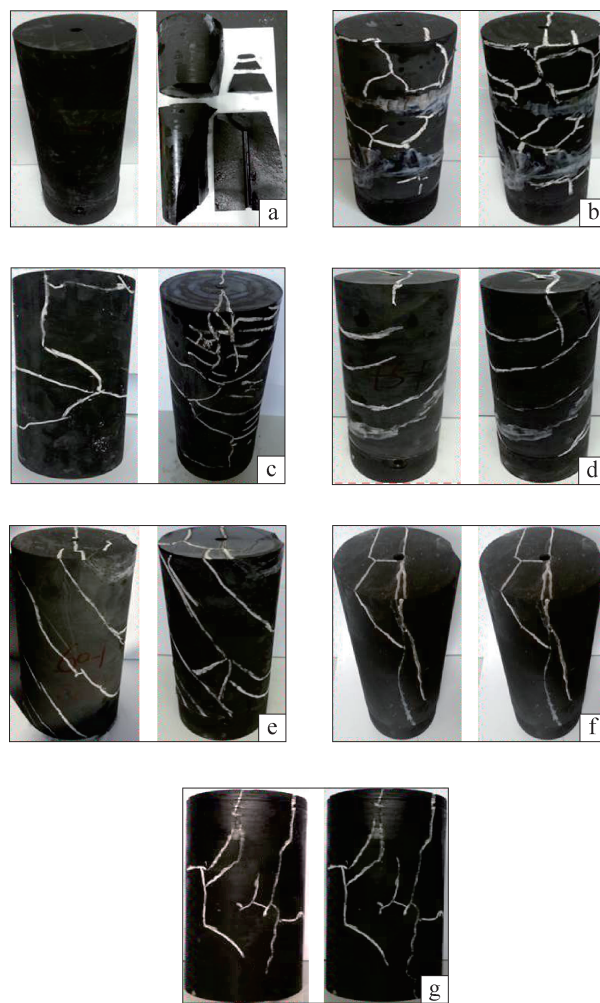


图8 不同层理倾角下页岩水力压裂前后的裂缝形态

Fig. 8 Fracture geometry comparison before and after hydraulic fracturing under different dip angles of the bedding

a. 层理倾角 0° 下的压裂裂缝形态;b. 层理倾角 15° 下的压裂裂缝形态;c. 层理倾角 30° 下的压裂裂缝形态;d. 层理倾角 45° 下的压裂裂缝形态;e. 层理倾角 60° 下的压裂裂缝形态;f. 层理倾角 75° 下的压裂裂缝形态;g. 层理倾角 90° 下的压裂裂缝形态

的条件下,第一阶段持续时间较长,曲线特征明显。

3.2 不同层理倾角下页岩破裂压力变化规律

图10展示了页岩破裂压力随不同层理倾角的变化情况。 0° 时页岩试样的破裂压力最大, 45° 时页岩试样的破裂压力最小,层理倾角大于 30° 后页岩破裂压力变化不大,曲线整体上呈现斜“S”型变化,表明页岩水力压裂试验的破裂压力会受到层理倾角的影响,页岩水力压裂的结果与其各向异性特征显著相关。在层理倾角小于 30° 时,随着层理倾角的改变,页岩破裂压力变化剧烈,但在层理倾角大于 30° 时,层理倾角改变,页岩破裂压力变化趋于平缓。同时,破裂压力的结果与上述压裂前后页岩试样裂缝形态对比情况吻合良好。

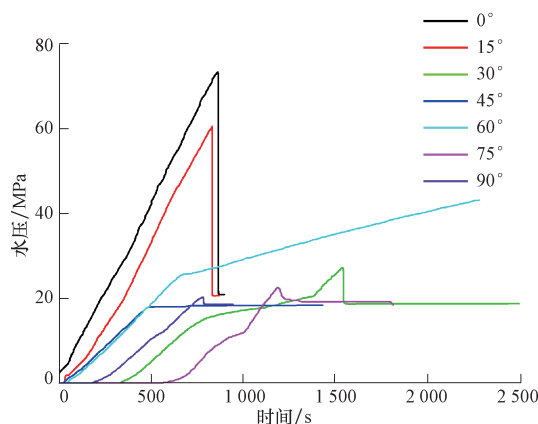


图9 不同层理面倾角下页岩水压曲线

Fig. 9 The hydraulic pressure curve for shale under different dip angles of the bedding

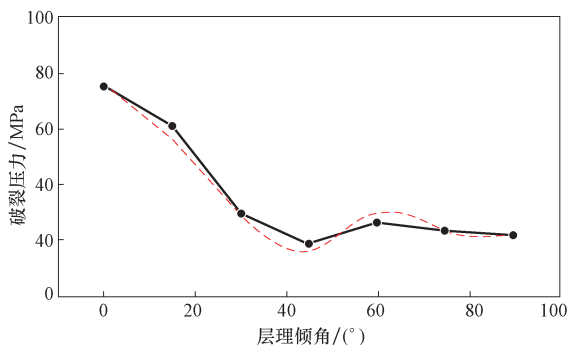


图10 页岩破裂压力随层理倾角变化规律

Fig. 10 The variation of shale fracturing pressure with the bedding dip angle

4 结论

1) 利用常规测井、钻孔电视、岩心观察及扫描电子显微镜等手段分别观察和测量了由十微米级至米级的页岩多尺度纹层,测得的纹层平均厚度分别为 $11.70\ \mu\text{m}$, $1\ 479.97\ \mu\text{m}$, $16\ 986.89\ \mu\text{m}$, $208\ 977.78\ \mu\text{m}$ 和 $2\ 260\ 000.00\ \mu\text{m}$,具有分形规律,反映了页岩沉积结构特征。

2) 各向异性页岩试样水力压裂试验的水压曲线可以分为基本为零—逐渐上升—超过页岩破裂压力后迅速降低—与围压保持平衡的4个阶段,分别对应于压裂液充满钻孔、裂缝产生、压裂缝网形成并产生破坏和压裂液持续注入4个过程。

3) 页岩水力压裂的破裂压力与其层理结构倾角显著相关:0°时页岩试样的破裂压力最大,45°时页岩试样的破裂压力最小,层理倾角大于30°后页岩破裂压力变化不大,破裂压力曲线整体上呈现斜“S”型变化。

参 考 文 献

[1] 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 第4版,北京:石油工业出版社,2008:81.

Zhu Xiaomin, Sedimentary petrology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 81.

- [2] Li L, Huang B, Li Y. Multi-scale modeling of shale laminas and fracture networks in the Yanchang Formation, Southern Ordos Basin, China[J]. Engineering Geology, 2018, 243: 231–240.
- [3] Li L, Huang B, Tan Y. Geometric heterogeneity of continental shale in the Yanchang Formation, Southern Ordos Basin, China[J]. Scientific Reports, 2017, 7(1): 6006.
- [4] Hammes U, Hamlin H S. Geologic analysis of the Upper Jurassic haynesville shale in east Texas and west Louisiana[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(10): 1643–1666.
- [5] Slatt R M, Abousleiman Y. Merging sequence stratigraphy and geomechanics for unconventional gas shales[J]. Leading Edge, 2011, 30(3): 274–282.
- [6] 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.
- [7] Brittenham M D. Geologic analysis of the upper Jurassic Haynesville shale in East Texas and West Louisiana; discussion[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(3): 525–528.
- [8] 师良, 王香增, 范柏江, 等. 鄂尔多斯盆地延长组砂质纹层发育特征与油气成藏[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(3): 522–530.
Shi Liang, Wang Xiangzeng, Fan Bojiang, et al. Characteristics of sandy lamination and its hydrocarbon accumulation, Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 522–530.
- [9] Mitchell J K, Soga K. Fundamentals of soil behavior[M]. New York: Wiley, 2005: 369.
- [10] Favero V, Ferrari A, Laloui L. On the hydro-mechanical behaviour of remoulded and natural Opalinus clay shale[J]. Engineering Geology, 2016, 208: 128–135.
- [11] Mousavi N M, Fisher Q J. Experimental study and numerical modeling of fracture propagation in shale rocks during Brazilian disk test[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2018, 51(6): 1755–1775.
- [12] Jaeger J C. Shear failure of anisotropic rocks[J]. Geological Magazine, 1960, 97(1): 65–72.
- [13] 涂乙, 邹海燕, 孟海平, 等. 页岩气评价标准与储层分类[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 153–158.
Tu Yi, Zou Haiyan, Meng Haiping, et al. Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 153–158.
- [14] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129–136.
Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129–136.
- [15] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术: 兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385–399, 454.
Zou Caineng, Zhang Guosheng, Yang Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385–399, 454.
- [16] Singh H, Javadpour F. Langmuir slip-Langmuir sorption permeability

- model of shale[J]. *Fuel*, 2016, 164: 28–37.
- [17] 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 Hu, He Zhiliang, Zhang Yonggui, et al. Microfracture types of marine shale reservoir of Sichuan Basin and its influence on reservoir property[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(1): 41–49.
- [18] Hsu S C, Nelson P P. Characterization of eagle ford Shale[J]. *Engineering Geology*, 2002, 67(1): 169–183.
- [19] Miskimins J L, Barree R D. Modeling of hydraulic fracture height containment in laminated sand and shale sequences[C]//SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [20] 赵海军, 马凤山, 刘港, 等. 不同尺度岩体结构面对页岩气储层水力压裂裂缝扩展的影响[J]. *工程地质学报*, 2016, 24(5): 992–1007.
Zhao Haijun, Ma Fengshan, Liu Gang, et al. Influence of different scales of structural planes on propagation mechanism of hydraulic fracturing[J]. *Journal of Engineering Geology*, 2016, 24(5): 992–1007.
- [21] Mendoza-Torres F, Díaz-Viera M A, Erdely A. Bernstein copula modeling for 2D discrete fracture network simulations[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2017, 156: 710–720.
- [22] Gong J, Rossen W R. Shape factor for dual-permeability fractured reservoir simulation: effect of non-uniform flow in 2D fracture network[J]. *Fuel*, 2016, 184: 81–88.
- [23] Nejadi S, Trivedi J J, Leung J. History matching and uncertainty quantification of discrete fracture network models in fractured reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2017, 152: 21–32.
- [24] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分特征及意义[J]. *石油学报*, 2011, 32(5): 775–782.
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Characteristics and significance of mineral compositions of Lower Silurian Longmaxi Formation shale gas reservoir in the southern margin of Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(5): 775–782.
- [25] Renard F, Bernard D, Desrues J, et al. 3D imaging of fracture propagation using synchrotron X-ray microtomography[J]. *Earth & Planetary Science Letters*, 2009, 286(1): 285–291.
- [26] Min K S, Zhang Z N, Ghassemi A. Hydraulic fracture propagation in heterogeneous rock using the VMIB method[C]//Proceedings, Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California: Stanford University, 2010.

(编辑 张亚雄)

(上接第652页)

- [4] Wang S, Javadpour F, Feng Q. Molecular dynamics simulations of oil transport through inorganic nanopores in shale[J]. *Fuel*, 2016, 171: 74–86.
- [5] Wang S, Javadpour F, Feng Q. Fast mass transport of oil and supercritical carbon dioxide through organic nanopores in shale[J]. *Fuel*, 2016, 181: 741–758.
- [6] Yan B, Alfi M, Wang Y, et al. A new approach for the simulation of fluid flow in unconventional reservoirs through multiple permeability modeling[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA: SPE, 2013.
- [7] Wu K, Chen Z, Li X, et al. A model for multiple transport mechanisms through nanopores of shale gas reservoirs with real gas effect-adsorption-mechanic coupling[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2016, 93: 408–26.
- [8] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. *石油学报*, 2012, 33(2): 173–187.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(2): 173–187.
- [9] Ambrose R J, Hartman R C, Diaz Campos M, et al. New pore-scale considerations for shale gas in place calculations[C]//SPE Unconventional Gas Conference. Pittsburgh, PA: SPE, 2010.
- [10] Wu K, Chen Z, Li X, et al. Flow behavior of gas confined in nanoporous shale at high pressure: Real gas effect[J]. *Fuel*, 2017, 205: 173–183.
- [11] Wu K, Chen Z, Li X. Real gas transport through nanopores of varying cross-section type and shape in shale gas reservoirs[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2015, 281: 813–825.
- [12] Mattia D, Calabro F. Explaining high flow rate of water in carbon nanotubes via solid-liquid molecular interactions[J]. *Microfluidics & Nanofluidics*, 2012, 13: 125–30.
- [13] Wang S, Feng Q, Javadpour F, et al. Oil adsorption in shale nanopores and its effect on recoverable oil-in-place[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 147: 148:9–24.
- [14] Afsharpoor A, Javadpour F. Liquid slip flow in a network of shale noncircular nanopores[J]. *Fuel*, 2016, 180: 580–90.
- [15] Whitby M, Quirke N. Fluid flow in carbon nanotubes and nanopipes[J]. *Nature Nanotechnology*, 2007, 2(2): 87–94.
- [16] Barrat J, Bocquet Lydéric. Large slip effect at a nonwetting fluid-solid interface[J]. *Physical Review Letters*, 1999, 82(23): 4671–4674.
- [17] Falk K, Sedlmeier F, Joly L, et al. Ultralow liquid/solid friction in carbon nanotubes: comprehensive theory for alcohols, alkanes, OMCTS, and water[J]. *Langmuir*, 2012, 28(40): 14261–72.
- [18] Mattia D. Explaining high flow rate of water in carbon nanotubes via solid-liquid molecular interactions[J]. *Microfluidics & Nanofluidics*, 2012, 13(1): 125–130.
- [19] Cui J, Sang Q, Li Y. Liquid permeability of organic nanopores in shale: Calculation and analysis[J]. *Fuel*, 2017, 202: 426–434.
- [20] Wang S, Javadpour F, Feng Q. Fast mass transport of oil and supercritical carbon dioxide through organic nanopores in shale[J]. *Fuel*, 2016, 181: 741–758.

(编辑 张亚雄)