

# 页岩储层超临界二氧化碳压裂裂缝形态研究

苏建政,李凤霞,周彤

(中国石化石油勘探开发研究院,北京100083)

**摘要:**目前超临界CO<sub>2</sub>压裂技术尚不成熟,裂缝形成与扩展机理尚不明确。为深入认识超临界CO<sub>2</sub>压裂裂缝延伸规律及空间形态,基于位移间断边界元方法,通过引入Pen-Robinson方程来实现超临界CO<sub>2</sub>压裂过程的模拟。结合室内物理模拟实验,初步探讨了页岩储层水力压裂与超临界CO<sub>2</sub>压裂裂缝扩展形态的差异。研究表明,由于超临界CO<sub>2</sub>的扩散性及良好的渗透能力,通过增加围岩孔隙压力,从而减少了地应力对裂缝扩展的约束,使裂缝起裂压力低于水力压裂。超临界CO<sub>2</sub>压裂时产生的体积应变增量与压后裂缝破坏程度比水力压裂更高,使得在裂缝形态复杂程度高于水基压裂液。同时,超临界CO<sub>2</sub>压裂裂缝断面复杂、不平整,裂缝表面粗糙度比水力压裂更大。

**关键词:**裂缝扩展;裂缝形态;天然弱面;超临界二氧化碳;水力压裂;页岩储层

中图分类号:TE357.1 文献标识码:A

## Hydraulic fracture propagation behaviour and geometry under supercritical CO<sub>2</sub> fracturing in shale reservoirs

Su Jianzheng, Li Fengxia, Zhou Tong

(Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

**Abstract:** The supercritical CO<sub>2</sub> fracturing technology is yet to be improved, and the mechanisms of fracture generation and propagation are still not clear at present. In order to get an in-depth understanding of hydraulic fracture propagation behaviors and geometry under supercritical CO<sub>2</sub> fracturing, we introduced the Pen-Robinson equation to simulate the process of supercritical CO<sub>2</sub> fracturing, based on the displacement discontinuity boundary element method. Combined with lab physical simulation experiments, the differences of hydraulic fracture propagation behaviors and geometry between conventional fracturing with water-based fluid and fracturing with supercritical CO<sub>2</sub> in the shale reservoir were discussed. The results show that the pressurization in the pores of surrounding rocks will function to reduce the constraint of in-situ stress on fracture propagation, thanks to the diffusivity and good permeability of supercritical CO<sub>2</sub>, and in turn the initiation pressure for fractures is lower than that of conventional fracturing. The incremental volumetric strain generated during and the failure of fractures after supercritical CO<sub>2</sub> fracturing are higher than those under conventional fracturing, thus the fracture geometry under supercritical CO<sub>2</sub> fracturing is more complex than that under fracturing with water-based fluid; meanwhile, the fracture plane under supercritical CO<sub>2</sub> fracturing is more complex and uneven, and has higher tortuosity than that under conventional fracturing with water-based fluid.

**Key words:** fracture propagation, fracture geometry, natural weak plane, supercritical CO<sub>2</sub>, hydraulic fracturing, shale reservoir

水平井分段分簇压裂技术的快速发展,为页岩油气等非常规致密油气储层的经济开发带来了可能<sup>[1-3]</sup>。目前,使用淡水作为压裂液的水力压裂,由于其低成本、易获得以及适合压裂的特点,经常用于商业

页岩气或石油生产中<sup>[4]</sup>。然而,水基压裂液带来了许多开发难题。首先,水力压裂会引起大量的水资源消耗,由于循环回收利用率较低,带来了水资源短缺的问题<sup>[5]</sup>。其次,水基压裂液会引起粘土矿物膨胀和水敏

收稿日期:2019-03-20;修订日期:2019-03-31。

第一作者简介:苏建政(1968—),男,教授级高级工程师,采油工程。E-mail:sujz\_syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05049003-005,2017ZX05049006-007)。

伤害等问题,降低了储层孔渗物性,影响后期产能<sup>[6]</sup>。另外,返排液的低循环回收利用率也会引发环境污染等问题<sup>[7]</sup>。超临界 CO<sub>2</sub> 与水基压裂液相比,其潜在优势主要包括<sup>[8-12]</sup>低伤害、低残渣、混相降粘、补充地层能量和助排等。

近年来,国内外学者针对超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝扩展规律,开展了一系列研究工作。在室内试验方面,Kizaki 等<sup>[13]</sup>和 Chen 等<sup>[14]</sup>分别对比了超临界 CO<sub>2</sub>、水和粘性油压裂裂缝扩展形态,发现超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝具有更多的分支,更倾向于产生复杂的裂缝形态。Inui 等<sup>[15]</sup>认为,低粘度的超临界 CO<sub>2</sub> 流体更容易诱导岩体发生剪切断裂,而高粘度流体易产生拉伸断裂。Zou 等人<sup>[16]</sup>发现,裂缝扩展方向虽然受到地应力方向与大小的控制,但超临界 CO<sub>2</sub> 受地应力的制约程度低于水基压裂液,同时超临界 CO<sub>2</sub> 压裂增压速率小,但裂缝起裂压力更低。

在数值模拟方面,Zhou 等<sup>[17]</sup>基于内聚力模型与孔弹性模型研究了流体性质对孔隙压力场和破裂压力的影响,发现超临界 CO<sub>2</sub> 压裂在裂缝侧向扩散距离远,而水的压裂扩散距离有限。Zhang 等<sup>[18]</sup>在传统破裂压力计算模型中考虑孔隙压力的影响,发现 CO<sub>2</sub> 压裂破裂压力更低。Wang 等<sup>[19]</sup>基于岩石损伤力学和流体流动的耦合模型,研究了水和超临界 CO<sub>2</sub> 压裂过程中的孔隙压力变化以及不同流体的破裂压力特征。上述研究主要针对简单裂缝,不考虑天然裂缝与岩石各向异性的影响。目前,关于天然裂缝与岩石各向异性影响下的扩展行为主要是针对水力压裂,对于超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝扩展的研究仍然存在不足<sup>[20-25]</sup>。因此,本文通过开展室内实验研究,研究不同层理角度下水力压裂与超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝扩展形态的差异,以及相应的泵注压力与应力动态变化特征。同时,基于位

移间断边界元方法,引入 Pen - Robinson 方程来实现超临界 CO<sub>2</sub> 压裂过程的模拟,研究地应力、排量和天然裂缝发育对页岩储层超临界 CO<sub>2</sub> 裂缝扩展形态的影响。

## 1 物理模拟

### 1.1 实验装置

水力压裂模拟装置主要由三轴应力加载系统、ISCO 液压泵、电器控制系统、数据采集系统、管阀件和辅助装置等部分组成。试验除了进行常规的水力压裂模拟之外,还通过在水力压裂装置基础上增加加热箱和 CO<sub>2</sub> 储罐等,来实现超临界 CO<sub>2</sub> 压裂模拟。压裂装置水压致裂最大泵压可达 80 MPa,超临界 CO<sub>2</sub> 致裂最大泵压可达 65 MPa(图 1)。在加载三轴应力后,通过注入水基压裂液或超临界 CO<sub>2</sub> 压裂液,从而模拟地应力条件下的水力致裂过程。

### 1.2 实验方法

试样为页岩露头,直径 50 mm、高 90 mm 的圆柱体。在围压 20 MPa、轴压 25 MPa、压裂液注入速率 0.3 mL/s 的条件下,采用不同层理面角度(0°, 30°, 45°, 60°, 90°)的页岩,在相同试验条件下,分别进行水力压裂试验及超临界 CO<sub>2</sub> 压裂试验。

超临界流体的物性兼具液体性质与气体性质,其粘度比液体小,扩散速度比液体快,所以具有较好的流动性和传递性能。当温度超过 31.1 °C、压力超过 7.38 MPa 时,CO<sub>2</sub> 进入超临界状态。因此,在试验过程中通过先增压、后升温的方式,使得液态 CO<sub>2</sub> 进入超临界状态,然后再将压裂液注入试样,从而保证 CO<sub>2</sub> 致裂时为超临界状态。

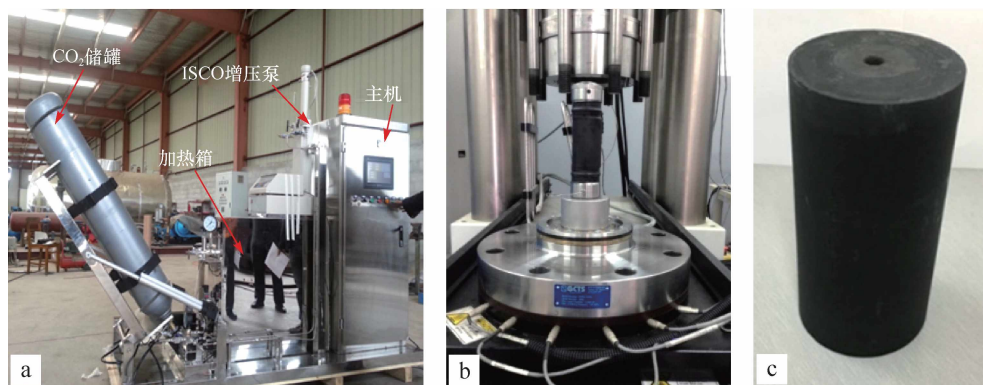


图 1 压裂装置(a,b)与实验试样(c)

Fig. 1 Fracturing experiment devices (a,b) and shale specimens (c)

### 1.3 实验结果

#### 1.3.1 泵压曲线及径向变形

相同条件下,水力压裂试验及超临界 CO<sub>2</sub> (SC - CO<sub>2</sub>) 压裂试验泵压曲线及径向变形曲线如图 2 所示。超临界 CO<sub>2</sub> 具有较高的压缩性,而水的体积几乎不可压缩。因此,在相同流速条件下,超临界 CO<sub>2</sub> 压裂的加压时间要多于水力压裂的加压时间。由于超临界 CO<sub>2</sub> 的扩散性及良好的渗透能力,可进入微裂隙及天然裂缝尖端,增加孔隙压力,从而降低围岩有效应力,减少了地应力对裂缝扩展的约束。因此,超临界 CO<sub>2</sub>

压裂起裂压力比水力压裂更低。超临界 CO<sub>2</sub> 致裂时,不同层理方向的试样破裂压力比水力致裂试样低 10% ~ 25% (图 3)。同时,超临界 CO<sub>2</sub> 压裂时产生的体积应变增量与压后裂缝破坏程度比水力压裂更高。另外,由于层理的影响,页岩的各向异性对破裂压力的影响显著,不同层理面角度的试样破裂压力值各异,90°时破裂压力最小。

当超临界 CO<sub>2</sub> 压裂达到试样的起裂压力后,泵压立即下降,与围压达到平衡;而水力压裂达到试样的起裂压力后,泵压下降速度相对较慢。当试样发生破裂之后,二者径向变形发生剧烈变化:超临界 CO<sub>2</sub> 压裂试样的径向变形曲线达到峰值后几乎立刻恢复,保持

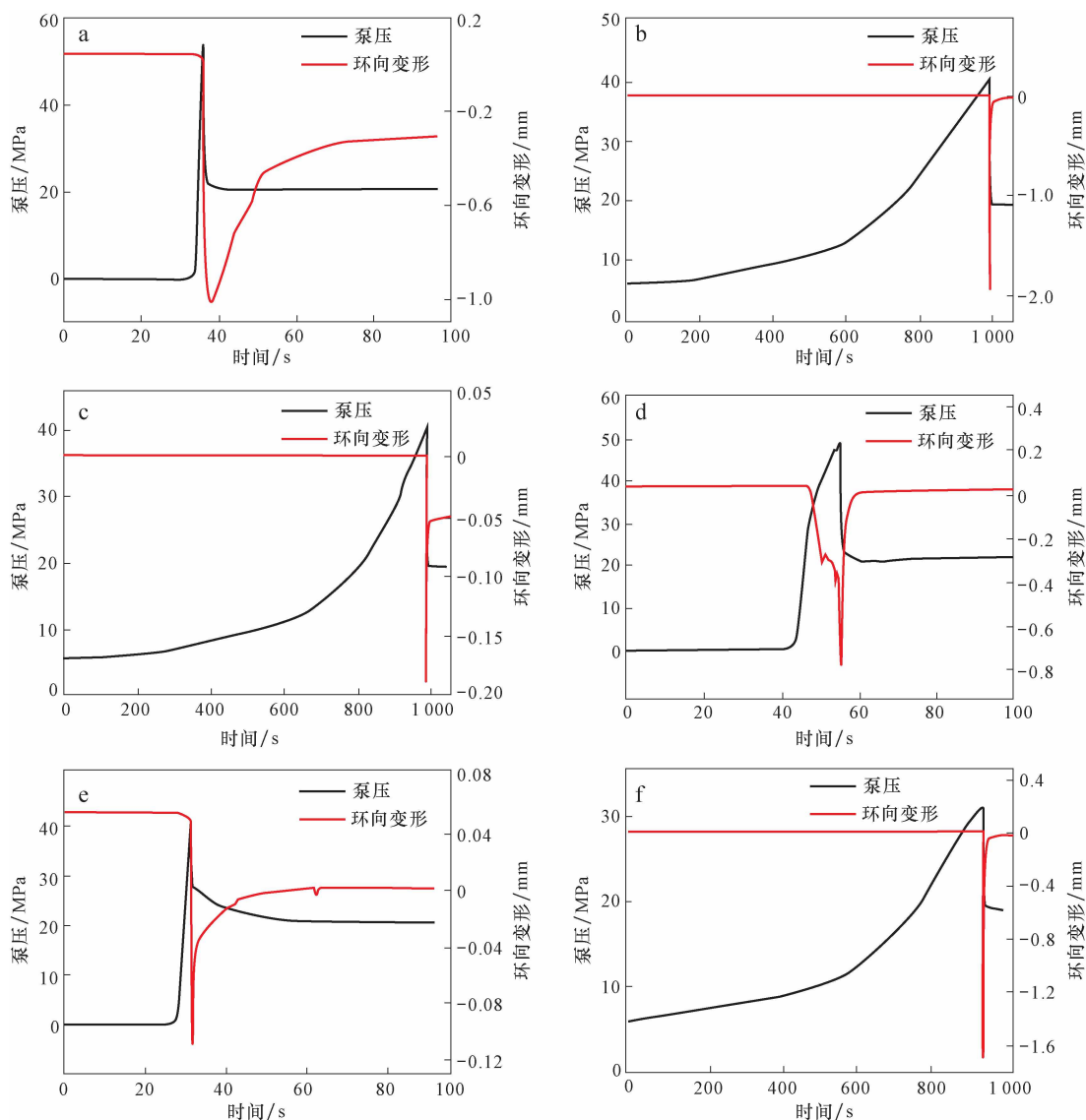


图 2 不同层理面角度试样泵注压力与环向变形曲线

Fig. 2 The pumping pressure and circumferential deformation curves of the specimens with different dip angles of bedding

- a. 水力致裂,层理面为 0°; b. SC - CO<sub>2</sub> 致裂,层理面为 0°; c. 水力致裂,层理面为 45°; d. SC - CO<sub>2</sub> 致裂,层理面为 45°;  
e. 水力致裂,层理面为 90°; f. SC - CO<sub>2</sub> 致裂,层理面为 90°

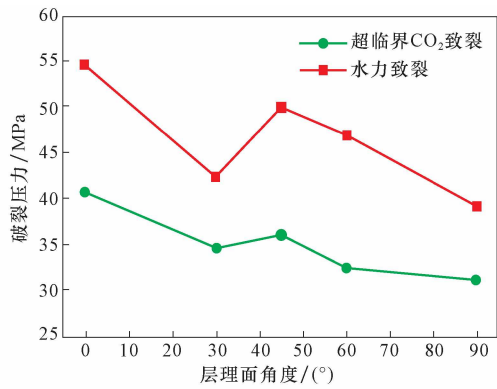


图 3 破裂压力随层理面角度变化

Fig. 3 The fracturing pressure vs. dip angle of bedding

稳定; 而水力压裂试样的径向变形曲线达到峰值后, 试样存在一个短暂的扩展过程, 然后恢复平衡。由于致裂后页岩本体产生破坏, 径向曲线均无法恢复到原始状态。

### 1.3.2 压裂试样裂缝形态观察

不同层理角度试样压后形态见表 1。当层理角度为 0° 时, 水力压裂裂缝直接穿过层理, 形成主裂缝; 而超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝发生偏转, 且被一条层理裂缝截断。层理角度为 30° 时, 水力压裂裂缝依然可以穿过

层理面。另外, 随着层理角度的增加, 天然层理结构的影响程度增大。当层理角度为 90° 时, 水力压裂与超临界 CO<sub>2</sub> 压裂均以层理裂缝开启为主。因此, 超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝比水力压裂裂缝更容易开启天然层理。这是由于超临界态 CO<sub>2</sub> 的扩散性好, 通过提高孔隙压力降低了外部应力, 从而降低层理裂缝临界开启条件。同时, 超临界 CO<sub>2</sub> 造缝时其流动前缘更接近裂缝尖端, 造缝效率更高<sup>[16]</sup>。

引入缝面粗糙度概念, 利用破裂面真实面积与投影面积来描述滑溜水压裂与超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝断面复杂程度的区别。破裂面粗糙度计算公式:

$$R_c = \frac{R_z}{R_l} \quad (1)$$

式中:  $R_c$  为破裂面粗糙度, 无量纲;  $R_z$  为破裂面真实面积,  $\text{mm}^2$ ;  $R_l$  为圆柱纵断投影面积,  $\text{mm}^2$ 。

不同层理角度试样压后粗糙度结果如图 4 所示。可以看出, 超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝相比水力压裂而言, 断面复杂、不平整, 裂缝表面粗糙度更大。同时, 层理面夹角越大, 裂缝表面粗糙度也越小。虽然超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝形态更为复杂, 但裂缝缝宽也极小。缝宽监测仪监测结果发现, 超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝相比水

表 1 不同层理面角度试样压后裂缝形态 (滑溜水和超临界 CO<sub>2</sub>)

Table 1 Fracture geometry of the specimens with diverse dip angles of bedding (slickwater and supercritical CO<sub>2</sub>)

压裂方式	不同层理角度试样压后裂缝形态示意				
超临界 CO <sub>2</sub> 压裂					
水力压裂					

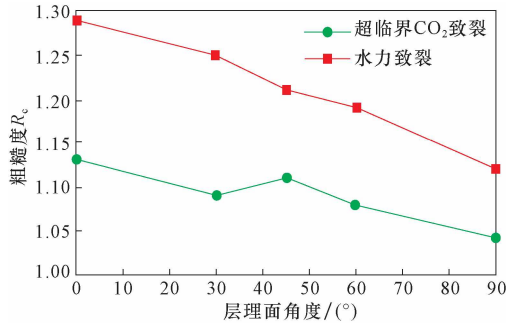


图4 不同层理面角度试样破裂面的粗糙度  
(滑溜水和超临界CO<sub>2</sub>)

Fig. 4 Tortuosity of the fracture planes of the specimens with diverse dip angles of bedding (slickwater vs. supercritical CO<sub>2</sub>)

力压裂而言,裂缝面迂曲度大,显示出剪切、张开复合裂缝特征,裂缝复杂程度大于水力压裂。同时,主裂缝缝宽比水力压裂裂缝缝宽更小,开度一般在 35 ~ 58 μm,而水力裂缝开度范围多在 100 μm 以上。对于页岩油储层而言,超临界 CO<sub>2</sub> 压后形成的窄裂缝在闭合应力作用下是否具有足够的导流能力尚需要研究。

图5为裂缝表面等高线平面图,图中数值差异可以反映裂缝的曲率。超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝轮廓波动明显大于滑溜水压裂产生的断裂面。超临界 CO<sub>2</sub> 压裂产生的断裂面更不规则,弯曲度更大。同时,层理角度越小,裂缝的轮廓波动幅度越大。这可归因于裂缝传播模式的不同。低层理角度时,裂缝扩展主要处于层状岩石基质拉伸和剪切混合模式;高层理角度时,裂缝扩展主要处于沿层面的拉伸模式。

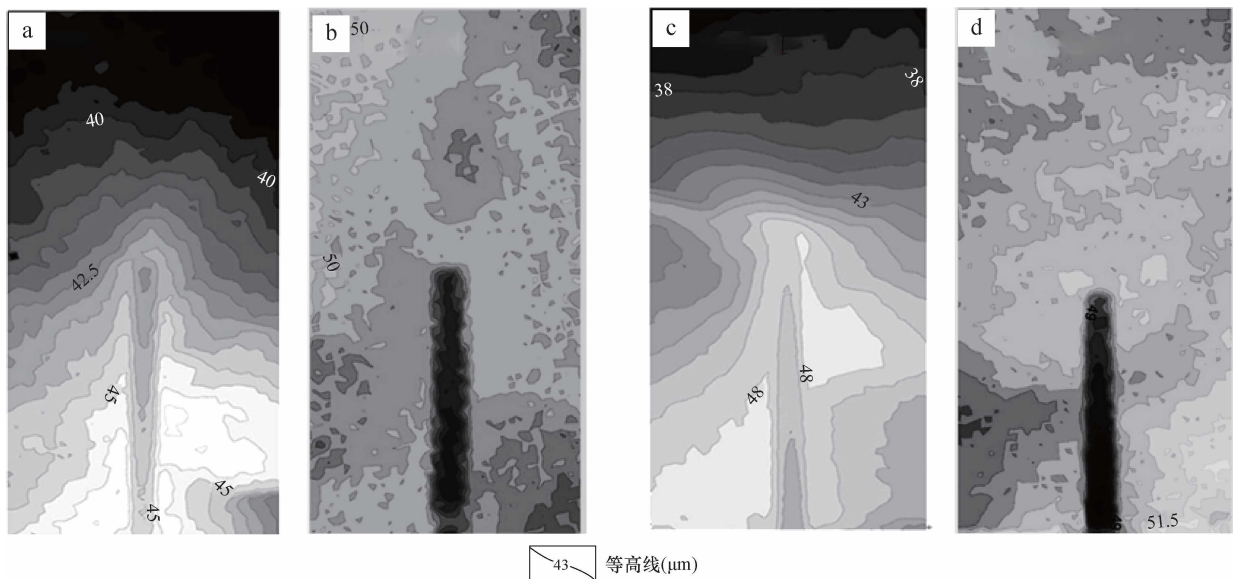


图5 水力压裂与超临界 CO<sub>2</sub> 压裂缝面粗糙度对比

Fig. 5 The tortuosity comparison of fracture plane between fracturing with water-based fluid and supercritical CO<sub>2</sub>

a. 水力压裂,层理面为 30°; b. 水力压裂,层理面为 90°; c. SC - CO<sub>2</sub> 压裂,层理面为 30°; d. SC - CO<sub>2</sub> 压裂,层理面为 90°

## 2 数值模拟

### 2.1 模型建立

利用位移间断边界元方法来实现超临界二氧化碳压裂过程的模拟。位移间断边界元方法利用位移间断的理论解直接积分得到缝网的张开和剪切所造成的诱导应力。裂缝的诱导应力满足<sup>[26]</sup>:

$$\begin{cases} \sigma_{xx} = 2GD_x(f_{xy} + yf_{xyy}) + 2GD_y(f_{yy} + yf_{yyy}) \\ \sigma_{yy} = 2GD_x(-yf_{xyy}) + 2GD_y(f_{yy} + yf_{yyy}) \\ \sigma_{xy} = 2GD_x(f_{yy} + yf_{yyy}) + 2GD_y(-yf_{xyy}) \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $\sigma_{xx}$  为单元的  $x$  方向正应力, MPa;  $\sigma_{yy}$  为单元的  $y$  方向正应力, MPa;  $\sigma_{xy}$  为单元的表面剪应力, MPa;  $G$  为岩石的剪切模量, MPa;  $D_x$  和  $D_y$  分别为不连续单元的切向和法向位移不连续量, 无量纲;  $f_{xy}$ ,  $f_{yy}$ ,  $f_{xyy}$ ,  $f_{yyy}$  为与单元点坐标有关的系数, 无量纲。计算过程中, 叠加所有裂缝单元的诱导应力, 可得任一点的诱导应力。

利用应力强度因子来判断裂缝尖端是否扩展, 并利用最大环向应力准则来计算裂缝扩展的方向。临界失稳条件为:

$$\frac{1}{2} \cos \frac{\theta}{2} [K_I (1 + \cos \theta) - 3K_{II} \sin \theta] = K_{IC} \quad (3)$$

裂缝扩展方向满足

$$K_I \sin \theta + K_{II} (3 \cos \theta - 1) = 0 \quad (4)$$

式(3)和(4)中:  $K_{IC}$  为断裂韧度, MPa · m<sup>1/2</sup>;  $K_I$  和  $K_{II}$

分别为 I 型和 II 型应力强度因子,  $\text{MPa} \cdot \text{m}^{1/2}$ , 可根据裂缝尖端单元的拉张和剪切位移来计算;  $\theta$  为裂缝扩展方向, ( $^\circ$ )。

对于已张开的裂缝, 由于裂缝面不接触, 裂缝面所受剪切应力为 0; 而对于闭合裂缝, 由于裂缝面间存在摩擦, 因此可能存在剪切应力。利用定常摩擦系数的 Coulomb 定律来判断裂缝面是否发生滑移。对任一裂缝单元

$$|\tau| \leq \mu_t \sigma'_n \quad (5)$$

式中:  $\tau$  为剪切应力,  $\text{MPa}$ ;  $\mu_t$  为滑动摩擦系数, 无量纲;  $\sigma'_n$  为有效正应力,  $\text{MPa}$ , 定义为

$$\sigma'_n = \sigma_n - p \quad (6)$$

式中:  $\sigma_n$  为天然裂缝面上的正应力,  $\text{MPa}$ ;  $p$  为流体压力,  $\text{MPa}$ , 以压缩为正。

考虑到裂缝表面的粗糙性, 假设天然裂缝具有一个最小开度, 允许流体通过, 但不产生应力和变形。裂缝中流体的体积流量  $q$  满足:

$$q = - \frac{(\omega + \omega_0)^3}{12\mu} \frac{\partial p_i}{\partial s} \quad (7)$$

式中:  $q$  为裂缝中流体的体积流量,  $\text{m}^2/\text{s}$ ;  $\mu$  为动力学粘性系数,  $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ;  $\omega$  为裂缝的开度,  $\text{m}$ ;  $\omega_0$  为天然裂缝的最小开度,  $\text{m}$ ;  $\partial p_i / \partial s$  为流动方向的压力梯度,  $\text{Pa}/\text{m}$ 。在实际的实验中可以观察到裂缝除了扩展、转向外, 还会发生分叉。因此, 在模拟中添加虚拟天然裂缝来模拟主裂缝附近的大量微裂缝。

超临界  $\text{CO}_2$  流体的密度和粘性会随着压力和温度发生剧烈的变化, 流体的体积在计算过程中是变化的。而现有的水力压裂计算模型在体积守恒的基础上计算裂缝内的压力分布, 在超临界  $\text{CO}_2$  压裂模拟时不再适用。因此, 需要对迭代逻辑进行改进。在流体密度的计算方面, 传统的理想气体状态方程在计算超临界流体时具有计算结果偏差较大的缺点, 需要替代方程来计算气体密度。经对比发现, 在目前通用计算气体密度的方程中, Pen - Robinson 方程 (简称 P - R 方程) 适合应用于超临界  $\text{CO}_2$  流体的计算<sup>[27]</sup>。

P - R 状态方程如下:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(V + b) + b(V - b)} \quad (8)$$

其中:

$$\begin{cases} b = 0.0778 \frac{RT_c}{p_c} \\ a(T) = a(T_c) \times a(T_r, \omega) \\ a(T_c) = 0.45727 \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \\ a(T_r, \omega) = [1 + k'(1 - T_r^{0.5})]^2 \\ k' = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $p$  为流体压力,  $\text{MPa}$ ;  $R$  为通用气体常数,  $8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ;  $T$  为绝对温度,  $\text{K}$ ;  $V$  为气体摩尔体积,  $\text{cm}^3/\text{mol}$ ;  $T_c$  为临界温度,  $\text{K}$ ;  $p_c$  为临界压力,  $\text{MPa}$ ;  $T_r$  为对比温度, 无量纲,  $T_r = T/T_c$ ;  $\omega$  为偏心因子, 无量纲。对  $\text{CO}_2$ ,  $\omega = 0.225$ ,  $p_c = 7.377 \text{ MPa}$ ,  $T_c = 304.13 \text{ K}$ , 则:

$$p = \frac{8.314T}{V - 26.667} - \frac{396306.77[1 + 0.707979(1 - T_r^{0.5})]^2}{V(V + 26.667) + 26.667(V - 26.667)} \quad (10)$$

根据公式  $\rho = \frac{M}{V}$ , 只需要求出  $V$ , 便可以知道密度  $\rho$ 。

在流体粘性的计算方面, Chung 方法<sup>[28]</sup>是目前比较常用的计算高密度流体粘度的有效方法之一, 具体表达式如下:

$$\eta = \eta^* \frac{36.344(MT_c)^{1/2}}{V_c^{2/3}} \quad (11)$$

其中:

$$\begin{cases} \eta^* = \frac{T^{*1/2}}{\Omega_u} F_c (G_2^{-1} + E_6 y) + \eta^{**} \\ T^* = 1.2593 T_r \\ F_c = 1 - 0.2756\omega + 0.059035\mu_t^4 + \kappa \\ y = \frac{\rho V_c}{6} \\ G_1 = \frac{1 - 0.5y}{(1 - y)^3} \\ G_2 = \frac{E_1 [1 - \exp(-E_4 y)] / y + E_2 G_1 \exp(E_5 y) - E_3 G_1}{E_1 E_4 + E_2 + E_3} \\ \eta^{**} = E_7 y^2 G_2 \exp(E_8 + E_9 T^{*-1} + E_{10} T^{*-2}) \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $\eta$  为流体的粘度,  $\mu\text{Pa} \cdot \text{s}$ ;  $M$  为分子量,  $\text{g}/\text{mol}$ ;  $V_c$  为临界体积,  $\text{cm}^3/\text{mol}$ ;  $\Omega_u$  为碰撞积分, 无量纲;  $\mu_t$  为约化偶极矩, 无量纲;  $\kappa$  为高极性物质的关联因子, 无量纲;  $\rho$  为单位体积摩尔数,  $\text{mol}/\text{cm}^3$ ;  $E_1 - E_{10}$  为偏心因子  $\omega$  和关联因子  $\kappa$  的函数。

根据以上公式即可计算不同温度和压力条件下  $\text{CO}_2$  的物性参数。将该部分压裂介质的理论计算模型引入裂缝扩展模型, 便可实现对超临界  $\text{CO}_2$  压裂过程的数值模拟, 计算流程图如 6 所示。

## 2.2 模拟结果与分析

首先建立含有天然弱面的试样二维模型, 模型中央为压裂液注入与起裂位置, 天然裂缝均为闭合状态, 控制单一变量, 研究各个因素影响下裂缝的扩展形态及规律。继而, 开展不同地应力状态、排量、天然裂缝

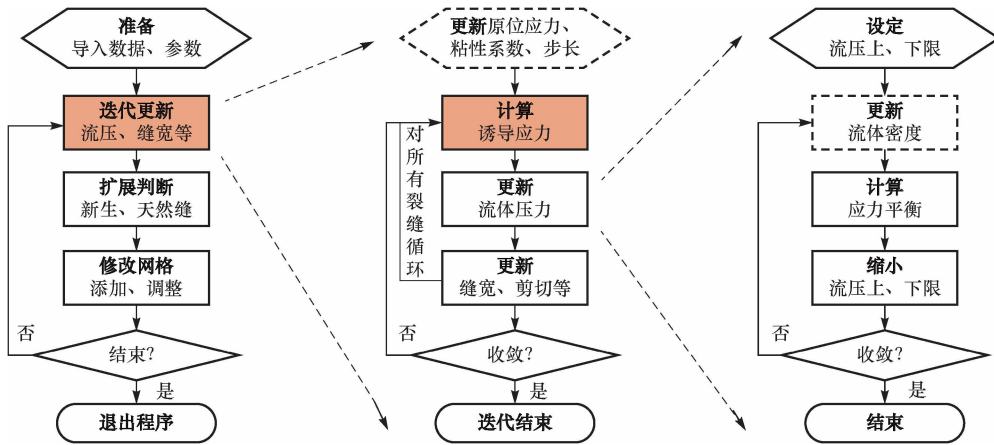


图6 计算流程图

Fig. 6 A flow chart of simulation

与层理弱面发育程度等条件下,不同压裂液类型对裂缝扩展形态的影响研究。根据储层参数设计模型进行模拟计算,具体的参数为:计算区域大小 $500\text{ m}\times 100\text{ m}$ ,层厚 $50\text{ m}$ ;基质的强度参数设定为:杨氏模量 $20\text{ GPa}$ ,泊松比 $0.25$ ;天然裂缝与层理的强度参数设定为:断裂韧度 $1\text{ MPa}\cdot\text{m}^{1/2}$ 。

### 2.2.1 压裂液类型的影响

将不同地应力差异条件下,采用不同压裂液进行压裂模拟的结果进行对比。图7a为初始的天然裂缝状态。图7b—g分别为使用胍胶、滑溜水和超临界 $\text{CO}_2$ 作为压裂液,在高、低两种地应力差异条件下进行的压裂模拟,模拟排量 $4\text{ m}^3/\text{min}$ ,模拟时长 $1.25\text{ h}$ ,高地应力差情况下最大主应力( $\sigma_1$ )为 $70\text{ MPa}$ 、最小主应力( $\sigma_3$ )为 $60\text{ MPa}$ ,低地应力差情况下最大主应力为 $65\text{ MPa}$ 、最小主应力为 $60\text{ MPa}$ 。可以看出,随着应力差异的降低,开启的天然裂缝与层理等弱面数量明显增加,裂缝复杂程度显著提高。另外,3种压裂液中,超临界 $\text{CO}_2$ 可以最大程度地开启天然弱面,形成的裂缝形态最为复杂。这是由于超临界 $\text{CO}_2$ 滑脱扩散等效应的存在,使得超临界 $\text{CO}_2$ 的流动呈现出一定的非线性特性,比水基压裂液更容易进入天然裂缝,促进天然弱面的开启,提高裂缝复杂性。相比之下,由于高粘度压裂液难以进入天然弱面,从而促使主裂缝进行优势扩展,抑制了复杂缝网的形成、演化,在不同应力差条件下所形成的裂缝形态均较简单。

### 2.2.2 排量的影响

压裂液的排量在水力压裂过程中对最终的造缝效果起着很关键的作用。通过设置多组不同排量的模型,根据缝网形态总结排量对缝网形成的作用效果。

在相同地应力状态(最大主应力 $70\text{ MPa}$ ,最小主应力 $60\text{ MPa}$ )与天然裂缝发育条件下,采用超临界 $\text{CO}_2$ 作为压裂液时,排量为 $1, 2, 4, 8\text{ m}^3/\text{min}$ 的缝网模拟结果见图8。可以看出,排量对缝网形成及扩展作用效果明显。随着排量的增加,通过 $\text{CO}_2$ 打开的天然裂缝明显增多,新生的裂缝数量增多、密集度增加,形成的缝网连通性增强。但是, $\text{CO}_2$ 摩阻较高,大注入排量会带来高施工压力。因此,在进行排量优化时需要综合考虑地面设备功率与井口装置限压状况。

### 2.2.3 天然裂缝发育程度的影响

3种发育程度不同的天然裂缝模型以及超临界 $\text{CO}_2$ 压裂后形成的裂缝扩展形态,如图9所示。地应力条件设定为:最大主应力 $70\text{ MPa}$ ,最小主应力 $60\text{ MPa}$ 。图9a代表层理发育、但天然裂缝不发育,层间沟通程度差;图9b代表层理发育、天然裂缝较发育,层间沟通程度相对较好;图9c代表天然裂缝与层理均发育,层间沟通较好。模拟结果表明,在压裂时间相同的情况下,天然裂缝的发育对于缝网形成的影响较为明显。首先,水力压裂裂缝开启层理后沿层理转向,提高了水力压裂裂缝遭遇天然裂缝的几率。随着层理之间天然裂缝发育程度的增加,大幅度提高了水力压裂裂缝开启天然裂缝和层理的数量(图9a,b)。因此,天然裂缝发育为形成密集的裂缝网络提供了优良的基础。但是,当天然裂缝与层理裂缝开启数量与程度过大时,会降低压裂改造范围(图9c)。

## 3 结论与认识

1) 由于超临界 $\text{CO}_2$ 的扩散性及良好的渗透能力,

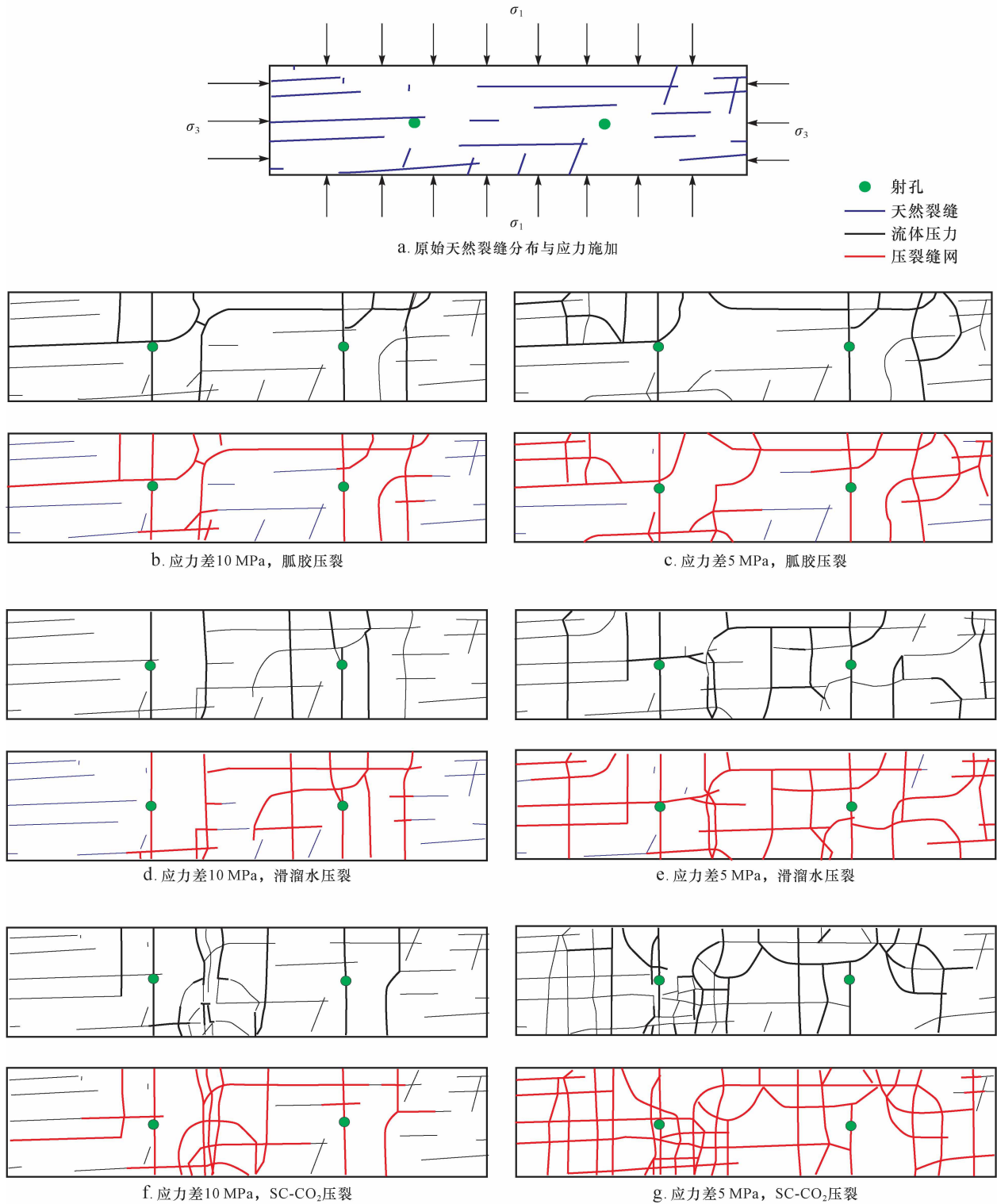


图 7 地应力与压裂液类型对裂缝扩展形态的影响

Fig. 7 The effect of in-situ stress and fracturing fluids on fracture propagation geometry

超临界 CO<sub>2</sub> 压裂通过增加孔隙压力,降低了围岩的有效应力,使得起裂压力比水力压裂更低。

2) 超临界 CO<sub>2</sub> 压裂裂缝相比水力压裂而言,断面复杂、不平整,裂缝表面粗糙度更大。

3) 超临界 CO<sub>2</sub> 存在滑脱扩散等效应,使其流动呈

现出一定的非线性特性,比水基压裂液更容易进入天然裂缝,促进天然弱面的开启,提高裂缝复杂性。

4) 排量对缝网形成及扩展作用效果明显,随着排量的增加,开启天然裂缝明显增多,形成的缝网连通性大幅度提高。

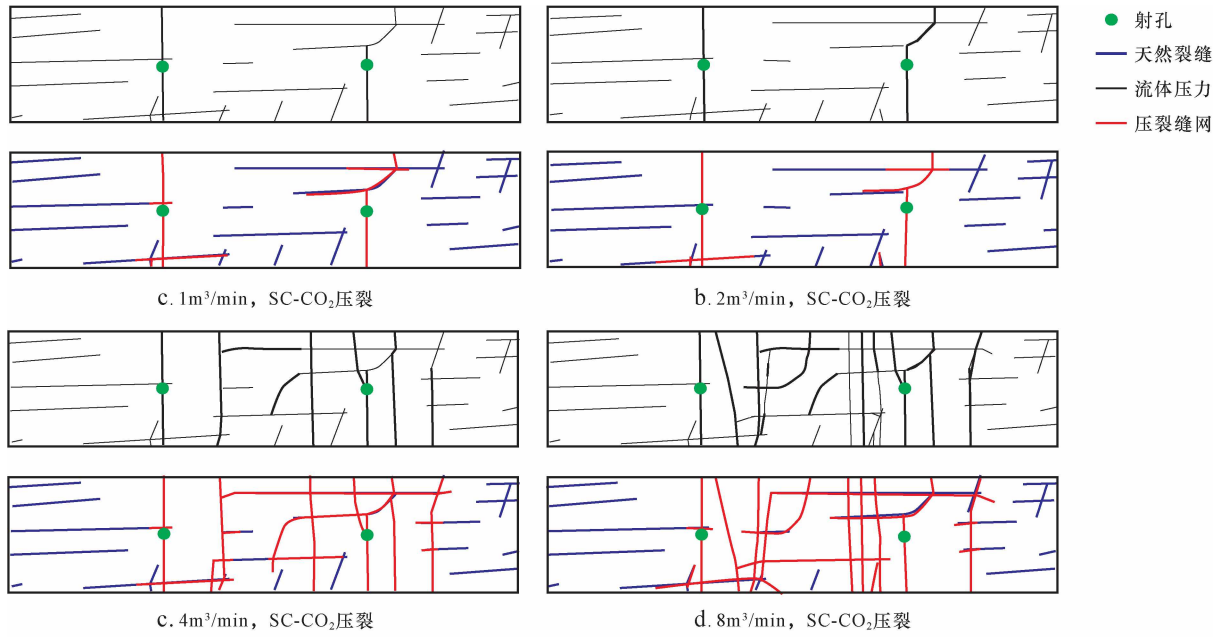


图8 排量对裂缝扩展形态的影响

Fig. 8 The effect of injection rate on fracture propagation geometry

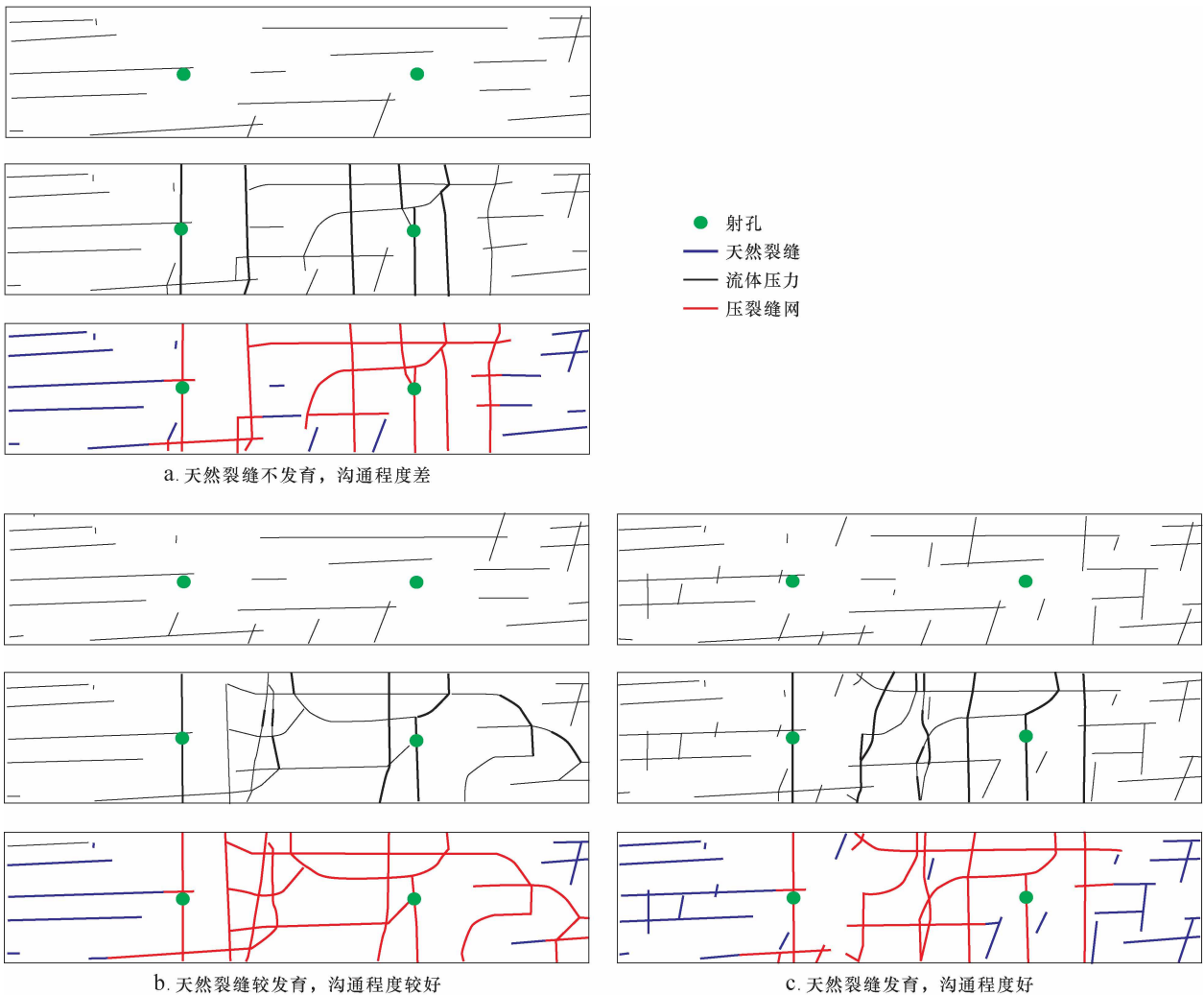


图9 天然裂缝发育对裂缝扩展形态的影响

Fig. 9 The effect of natural fracture on fracture propagation geometry

## 参 考 文 献

- [1] Beckwith R. Hydraulic fracturing: The fuss, the facts, the future[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2010, 62: 34-40.
- [2] Peng P, Ling K, He J, et al. Shale gas reservoir treatment by a CO<sub>2</sub>-based technology[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2015, 26: 1595-1606.
- [3] 王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(3): 425-430.  
Wang Zhigang. Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling area[J]. *Oil and Gas Geology*, 2014, 35(3): 425-430.
- [4] Liu L, Zhu W, Wei C, et al. Microcrack-based geomechanical modeling of rock-gas interaction during supercritical CO<sub>2</sub> fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 164: 91-102.
- [5] Scanlon B R, Reedy R C, Nicot J P. Comparison of water use for hydraulic fracturing for unconventional oil and gas versus conventional oil[J]. *Environmental Science & Technology*, 2014, 48(20): 12386-12393.
- [6] Wang H, Li G, Shen Z. A feasibility analysis on shale gas exploitation with supercritical carbon dioxide[J]. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2012, 34(15): 1426-1435.
- [7] Jackson R E, Gorody A W, Mayer B, et al. Groundwater protection and unconventional gas extraction: The critical need for field-based hydrogeological research[J]. *Ground Water*, 2013, 51(4): 488-510.
- [8] Jung J W, Espinoza D N, Santamarina J C. Properties and phenomena relevant to CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> replacement in hydrate-bearing sediments[J]. *Journal of Geophysical Research Atmospheres*, 2010, 115: 155-162.
- [9] Heller R, Zoback M. Adsorption of methane and CO<sub>2</sub> on gas shale and pure mineral samples[J]. *Journal of Unconventional Oil & Gas Resources*, 2014, 8: 14-24.
- [10] Dehghanpour H, Zubair H A, Chhabra A, et al. Liquid intake of organic shales[J]. *Energy Fuels*, 2012, 26: 5750-5758.
- [11] Frieauff K E, Sharma M M. Fluid selection for energized hydraulic fractures[R]. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2019.
- [12] Gupta A P, Gupta A, Langlinais J. Feasibility of supercritical CO<sub>2</sub> as a drilling fluid for deep underbalanced drilling operation[R]. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2005.
- [13] Kizaki A, Tanaka H, Ohashi K, et al. Hydraulic fracturing in Inadagranite and Ogino tuff with supercritical CO<sub>2</sub>[C]. // *ISRM regional symposium—7<sup>th</sup> Asian rock mechanics symposium*. International Society for Rock Mechanics, 2012.
- [14] Chen Y, Nagaya Y, Ishida T. Observations of fractures induced by hydraulic fracturing in anisotropic granite[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2015, 48: 1455-1461.
- [15] Inui S, Ishida T, Nagaya Y, et al. AE monitoring of hydraulic fracturing experiment in granite blocks using supercritical CO<sub>2</sub>, water and viscous oil[C]. // *48th US rock mechanics/geomechanics symposium*. American Rock Mechanics Association, 2014.
- [16] Zou Yushi, Li Ning, Ma Xinfang, et al. Experimental study on the growth behavior of supercritical CO<sub>2</sub>-induced fractures in a layered tight sandstone formation[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 49: 145-156.
- [17] Zhou X, Burbey T J. Fluid effect on hydraulic fracture propagation behavior: A comparison between water and supercritical CO<sub>2</sub>-like fluid[J]. *Geofluids*, 2014, 14(2): 174-188.
- [18] Zhang X, Lu Y, Tang J, et al. Experimental study on fracture initiation and propagation in shale using supercritical carbon dioxide fracturing[J]. *Fuel*, 2016, 190(15): 370-378.
- [19] Wang J, Elsworth D, Wu Y, et al. The influence of fracturing fluids on fracturing processes: A comparison between water, oil and SC-CO<sub>2</sub>[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2018, 51(1): 299-313.
- [20] Wu K, Olson J E. A simplified three-dimensional displacement discontinuity method for multiple fracture simulations[J]. *International Journal of Fracture*, 2015, 193(2): 191-204.
- [21] 刘国威, 李庆斌, 左正. 相场断裂模型分步算法在 ABAQUS 中的实现[J]. *岩石力学与工程学报*, 2016, 35(5): 1019-1030.  
Liu Guowei, Li Qingbin, Zuo Zheng. Implementation of a staggered algorithm for a phase field model in ABAQUS[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2016, 35(5): 1019-1030.
- [22] Xu G, Wong S W. Interaction of multiple non-planar hydraulic fractures in horizontal wells[C]. *International Petroleum Technology Conference*, 2013.
- [23] Zou Y S, Ma X F, Zhang S C, et al. Numerical investigation into the influence of bedding plane on hydraulic fracture network propagation in shale formations[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2016, 49(9): 3597-3614.
- [24] Ma X, Zhou T, Zou Y S. Experimental and numerical study of hydraulic fracture geometry in shale formations with complex geologic conditions[J]. *Journal of Structural Geology*, 2017, 98: 53-66.
- [25] 周彤, 张士诚, 邹雨时, 等. 四川盆地东北缘强应力大倾角页岩储层水力压裂裂缝形态[J]. *新疆石油地质*, 2016, 37(3): 336-341.  
Zhou Tong, Zhang Shicheng, Zou Yushi, et al. Hydraulic fracture geometry of shale gas reservoirs with strong tectonic stress and large dip angle in northeastern margin of Sichuan Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2016, 37(3): 336-341.
- [26] 王飞. 位移不连续法及其在岩体工程中的应用[D]. 上海交通大学, 2010.  
Wang Fei. Displacement discontinuity method and its application on rock engineering[D]. Shanghai Jiao Tong University, 2010.
- [27] 王在明. 超临界二氧化碳钻井液特性研究[D]. 中国石油大学, 2008.  
Wang Zaiming. Study on characteristics of supercritical carbon dioxide drilling fluid[D]. China University of Petroleum, 2008.
- [28] 里德 R C, 普劳斯尼茨 J M. 气体和液体性质[M]. 李芝芬, 杨怡生, 译. 北京: 石油工业出版社, 1994.  
Reid R C, Prausnitz J M. The properties of gases and liquids[M]. Li Zhifeng, Yang Yisheng, translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.