

DOI: 10.11779/CJGE20240522

# 基于相场法的岩石预制裂纹定向水力压裂裂纹扩展规律研究

梁 鑫<sup>1,2</sup>, 侯 鹏<sup>\*3</sup>, 薛 煜<sup>1,2</sup>, 刘 嘉<sup>1,2</sup>, 高 峰<sup>4</sup>

(1. 西安理工大学西北旱区生态水利国家重点实验室, 陕西 西安 710048; 2. 西安理工大学土木建筑工程学院, 陕西 西安 710048;  
3. 武汉大学土木建筑工程学院, 湖北 武汉 430072; 4. 中国矿业大学力学与土木工程学院, 江苏 徐州 221116)

**摘要:** 为探究岩石在定向水力压裂下诱导裂纹的扩展演化规律, 建立了岩石预制裂纹定向水力压裂相场模型, 提出采用降维的界面相场模型表征预制裂纹以优化建模过程, 通过与砂岩压裂试验对比验证了模型的有效性。重点研究了预制裂纹倾角、压裂液黏度、流体注射速率、水平应力差以及天然裂隙对水力诱导裂隙扩展路径和岩石破裂压力的影响。结果表明: 改变预制裂纹倾角会导致水力诱导裂隙扩展路径发生不同程度的偏转; 压裂液黏度或注射速率越大, 岩石破裂压力越大, 但均不影响水力诱导裂隙扩展偏转角的改变; 随着水平应力差增大, 岩石破裂压力与水力诱导裂隙偏转角分别呈现线性递减和非线性递增趋势; 水力诱导裂隙与天然裂隙交汇的接近角不同导致其主要发生贯穿式扩展或延伸式扩展; 总体上, 水力诱导裂隙倾向于指向或偏向最大水平主应力方向扩展。

**关键词:** 定向水力压裂; 相场模拟; 裂纹扩展偏转角; 破裂压力; 裂隙交互

中图分类号: TE319; TU45 文献标识码: A 文章编号: 1000-4548(2025)09-1865-09

作者简介: 梁 鑫(1990—), 男, 博士, 讲师, 主要从事深部岩体多场耦合方面的研究工作。E-mail: xliang@xaut.edu.cn。

## Propagation law of hydraulic-induced fractures in directional hydraulic fracturing with prefabricated cracks based on phase-field method

LIANG Xin<sup>1,2</sup>, HOU Peng<sup>3</sup>, XUE Yi<sup>1,2</sup>, LIU Jia<sup>1,2</sup>, GAO Feng<sup>4</sup>

(1. State Key Laboratory of Eco-hydraulics in Northwest Arid Region, Xi'an University of Technology, Xi'an 710048, China; 2. School of Civil Engineering and Architecture, Xi'an University of Technology, Xi'an 710048, China; 3. School of Civil Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China; 4. School of Mechanics and Civil Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China)

**Abstract:** To investigate the propagation and evolution laws of induced cracks in rocks under directional hydraulic fracturing, a phase-field model is developed. A dimension-reduced interface phase field model is adopted to characterize prefabricated cracks in order to optimize the modeling process. The model's effectiveness is verified by comparison with hydraulic fracturing tests of sandstone. The model is used to study the effects of pre-crack inclination, fracturing fluid viscosity, fluid injection rate, horizontal stress difference, and natural fracture on the hydraulically induced fracture expansion path and rock fracture pressure. The results show that changing the inclination angle of the pre-crack will lead to different degrees of deflection of the hydraulic-induced crack propagation path. The larger the fracturing fluid viscosity or injection rate is, the larger the breakdown pressure is, but the change of hydraulic-induced fracture propagation deflection angle is not affected. With increase of horizontal stress difference, breakdown pressure and hydraulic-induced fracture deflection angle show linear decreasing and nonlinear increasing trends, respectively. The different approach angles at the intersection of hydraulically induced fractures and natural fractures lead to the penetration or extensional expansion mode. In general, hydraulically induced fractures tend to expand in the direction of the maximum horizontal principal stress.

**Key words:** directional hydraulic fracturing; phase-field simulation; crack propagation deflection angle; fracturing pressure; fracture interaction

基金项目: 国家自然科学基金项目(52204112, 12202353); 陕西省教育厅科研计划项目(22JK0480) This work was supported by the National Natural Science Foundation of China (Grant Nos. 52204112, 12202353), the Scientific Research Program Funded by Shaanxi Provincial Education Department (Grant No. 22JK0480).

收稿日期(Received): 2024-05-29 修回日期(Revised): 2024-11-01 接受日期(Accepted): 2024-11-01 网络出版日期(Online): 2024-11-02

\*通信作者 (E-mail: penghou@whu.edu.cn)

## 0 引言

水力压裂作为一项关键技术，广泛应用于油气工程、采矿工程和地热能开发等领域<sup>[1]</sup>。为使水力诱导裂隙扩展路径可控，工程上采用定向射孔或在钻孔两侧进行水力切槽（预制裂纹）的方式诱导水力裂隙沿着特定的方向向目标储层扩展，即定向水力压裂<sup>[2-3]</sup>。定向水力压裂可避免盲目施工以提高压裂效果和工作效率，因此近年来备受青睐。

针对定向水力压裂下裂纹的启裂扩展，学者们进行了大量研究。龙敏<sup>[4]</sup>采用混凝土开展了射孔定向水力压裂真三轴室内试验，系统分析了射孔方位角、孔深等对水力裂隙扩展形貌的影响。Liu 等<sup>[2]</sup>在假三轴条件下，针对页岩进行了钻孔割缝定向水力压裂试验，探究了层理效应对裂纹起始角的影响，结果显示水力裂缝的启裂偏转具有一定程度的各向异性。刘正和等<sup>[5-6]</sup>采用砂岩开展了一系列钻孔割缝定向水力压裂室内试验，探究了水力割缝倾角、水平应力差系数、压裂液黏度等对水力诱导裂隙延伸长度、偏转角以及试样起裂压力的影响。在现场尺度或工程领域，康红普等<sup>[7]</sup>和于斌等<sup>[8]</sup>通过定向钻孔或钻孔预割缝的方式将定向水力压裂技术应用于煤矿坚硬顶板弱化泄压以缓解原位高地应力，在煤炭开采围岩控制方面取得了很好的效果。然而，定向水力压裂是深部岩体和深部油气储层相对隐蔽性的工程，无论室内试验还是现场施工很难实时地对水力诱导裂纹的扩展当即立判给以评价，这不利于压裂工程高效施工和优化设计。因此，有必要采用数值模准确描述水力诱导裂隙的动态演化过程，以便为压裂方案优化设计提供理论指导。

相场法基于连续分布函数表征弥散裂纹面，能在全局连续域内通过能量函数直接导出裂纹演化控制方程<sup>[1]</sup>，且不需要繁琐的裂纹面追踪技术和复杂的断裂准则，因而在模拟涉及多场耦合的水力压裂问题具有明显的优势。典型的水力压裂相场模型涉及储层岩石位移场、压力场以及裂纹相场三者之间的耦合，相关工作如 Miehe 等<sup>[9]</sup>、Wick 等<sup>[10]</sup>、Yoshioka 等<sup>[11]</sup>、Zhou 等<sup>[12-14]</sup>建立的模型。以这些水力压裂相场模型为基础，学者们主要探究了天然裂隙、层理效应、初始应力以及岩石力学属性等对水力诱导裂隙启裂扩展的影响，而针对预制裂纹定向水力压裂下水力裂隙如何偏转、偏转程度多大等问题的研究相对较少，有必要进行深入探索。

基于此，本文将聚焦预制裂纹定向水力压裂问题进行相场模拟探究。论文的创新点包括：①提出采用降维的界面相场模型表征水力割缝（预制裂纹）的损

伤过程以提高计算效率；②综合考虑多种工程因素（如压裂液黏度和注射速率）和地质因素（水平应力差和天然裂隙）分析水力裂隙定向启裂扩展演化规律。

## 1 多孔介质水力压裂相场理论

### 1.1 变形场与裂纹相场控制方程

在岩石的水力压裂过程中，考虑岩石为流体饱和的多孔弹性介质，且在地应力作用下具有初始应力场  $\sigma_0$ 。则由 Griffith 能量理论构造能量泛函并另其一阶变分为 0，可获得岩石水力压裂过程的变形场和裂纹相场控制方程，如下所示<sup>[14]</sup>：

$$\left. \begin{aligned} & \nabla \cdot [((1-\kappa)(1-\phi)^2 + \kappa)(\sigma + \sigma_0) - \beta p I] + b = \rho \ddot{u}, \\ & (2(\phi-1)(1-\kappa))(\psi(\varepsilon) + \sigma_0 : \varepsilon) + \frac{G_c \phi}{l} - G_c l \Delta \phi = 0. \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

式中： $\phi$  为相场变量； $\kappa$  为避免数值计算过程中产生奇异值而引入的模型参数（取值  $10^{-9}$ ）； $\sigma$  为应力； $\sigma_0$  为初始应力； $\beta$  为毕奥系数； $b$  为体力； $\rho$  为多孔介质密度； $p$  为流体压力； $u$  为位移； $\varepsilon$  为应变； $G_c$  为临界能量释放率； $l$  为裂纹正则化长度。

考虑到裂纹在压缩状态下无法启裂扩展，且裂纹扩展具有不可逆性（即在裂纹扩展过程中相场变量应保持单调递增），依据文献[15]混合相场法的思想，并构造状态变量（或历史应变场） $H$ <sup>[13]</sup>，将式（1）改写为

$$\left. \begin{aligned} & \nabla \cdot [((1-\kappa)(1-\phi)^2 + \kappa)(\sigma + \sigma_0) - \beta p I] + b = \rho \ddot{u}, \\ & (2(\phi-1)(1-\kappa))H + \frac{G_c \phi}{l} - G_c l \Delta \phi = 0, \\ & \forall x : \psi^+(\varepsilon) < \psi^-(\varepsilon) \Rightarrow \phi = 0. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

式中： $\psi^+(\varepsilon)$  与  $\psi^-(\varepsilon)$  分别为拉伸和压缩应变能密度，条件  $\forall x : \psi^+(\varepsilon) < \psi^-(\varepsilon) \Rightarrow \phi = 0$  表示裂纹在压缩状态不扩展， $H$  为状态变量或历史应变场。

### 1.2 渗流场控制方程

假设流体在多孔岩石中的流动满足质量守恒定律，采用储水模型描述，表示为<sup>[1]</sup>

$$\rho_w S \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_w \mathbf{v}) = q - \rho_w \beta \chi_m \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t}. \quad (3)$$

式中： $\rho_w$  为流体密度； $S$  为储水系数； $q$  为流体质量源项； $\varepsilon_v$  为体积应变； $\mathbf{v} = -k \nabla p / \mu_w$  为流体速度；满足达西定律； $k$  为渗透率； $\mu_w$  为流体黏度。

式（3）储水系数  $S$  的表达式为

$$S = \theta_\phi c + \frac{(\beta - \theta_\phi)(1 - \beta)}{K_v}. \quad (4)$$

式中： $\theta_\phi$  为孔隙度； $c$  为流体的压缩系数； $K_v$  为多

孔岩石的体积模量。

此外, 依据文献[12], 定义指示函数  $\chi_m$  以区分水力压裂过程中, 流体在岩石基质区、裂隙区以及过渡区 3 个子域的不同流动属性, 表示为<sup>[12]</sup>

$$\chi_m = \begin{cases} 1 & (\phi \leq c_1, \text{ 基质区}) \\ \frac{c_2 - \phi}{c_2 - c_1} & (c_1 < \phi < c_2, \text{ 过渡区}) \\ 0 & (\phi \geq c_2, \text{ 裂隙区}) \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $c_1$  和  $c_2$  为两个相场阈值。

进一步, 应用指示函数  $\chi_m$ , 可以通过将基质区与裂隙区中的水力参数进行线性插值来近似构造过渡区中的水力参数, 这样整个岩石域中的水力参数可以表示为<sup>[13]</sup>

$$\left. \begin{array}{l} k = \chi_m k_m + (1 - \chi_m) k_f, \\ \beta = \chi_m \beta_m + (1 - \chi_m) \beta_f, \\ \theta_\phi = \chi_m \theta_{\phi m} + (1 - \chi_m) \theta_{\phi f} \end{array} \right\} \quad (6)$$

式中:  $k_m$  为基质的渗透率;  $k_f$  为裂隙的渗透率;  $\beta_m$  为基质的毕奥系数;  $\beta_f$  为裂隙的毕奥系数;  $\theta_{\phi m}$  为基质的孔隙度;  $\theta_{\phi f}$  为裂隙的孔隙度。

### 1.3 裂纹相场与渗流场的降维界面模型

如图 1(a) 所示, 考虑一种裂隙多孔介质, 裂隙将该多孔介质分为了  $\Omega_1$ ,  $\Omega_2$  和  $\Omega_3$  3 个子域, 当裂隙宽度  $d_f$  较小时, 近似认为在较小的扩散阻力下, 沿裂隙界面切向方向的物质输运占主导地位。基于这样的思想, 如图 1(b) 所示, Martin 等<sup>[16]</sup>采用降维的子域交互界面  $\gamma$  来替代裂隙域, 通过考虑裂隙与周围子域之间的相互作用, 建立了描述流体在裂隙中流动的低维界面裂隙流模型, 表示为

$$\rho_w d_f S \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla_\tau \cdot (\rho_w d_f v_\tau) = d_f q - \rho_w d_f \beta \chi_m \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \quad (7)$$

式中:  $d_f$  为裂隙宽度;  $\nabla_\tau$  为切向梯度;  $v_\tau = -k \nabla_\tau p / \mu_w$  为流体速度沿裂隙的切向分量。

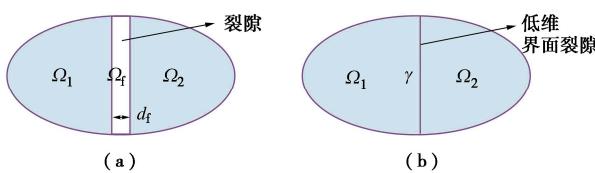


图 1 裂隙场的低维界面表征

Fig. 1 Fracture field characterization by a low dimensional interface model

将式(2)中的相场控制方程与式(3)进行对比, 不难发现, 其本质上与渗流控制方程一样, 均属于扩散守恒方程, 其通式可以表示如下:

$$\left. \begin{array}{l} \nabla \cdot \Phi = q_f, \\ \Phi = -\eta \nabla \Psi \end{array} \right\} \quad (8)$$

式中:  $q_f$  为源相;  $\Phi$  为类似于达西定律的本构方程;  $\eta$  为扩散系数;  $\Psi$  为扩散或输运物质的量 (在相场中为  $\phi$ , 在渗流场中为  $p$ )。

因此, 类比于低维界面裂隙流模型, 可获得低维界面裂隙相场模型, 表示为

$$\left[ \frac{2l(1-\kappa)H}{G_c} + 1 \right] d_f \phi - l^2 \nabla_\tau \cdot (d_f \nabla_\tau \phi) = \frac{2d_f l(1-\kappa)H}{G_c} \quad (9)$$

## 2 模型实施与验证

### 2.1 模型实施

图 2(a)示意了预制裂纹定向水力压裂几何模型, 其来源于文献[17]中的紫砂岩室内试验。首先, 将模型简化为平面应变问题, 如图 2(b) 所示; 然后, 在采用相场法进行数值模拟时, 将钻孔区域进行实体建模, 且矩形预制裂纹采用降维的一维直线代替, 如图 2(c) 所示。整个模型借助 COMSOL 软件进行求解。其中, 变形场控制方程采用固体力学模块求解; 由于裂纹相场控制方程与流体渗流场控制方程形式上的统一 (前述式(8)), 故均采用达西定律模块求解, 相应降维的预制裂纹域可采用该模块下的界面裂隙流子模块求解。此外, 由于在进行几何建模时, 钻孔和预制裂纹均采用实体建模, 因此初始时刻, 这些区域的相场变量  $\phi=1$ , 这可以通过设置较大的状态变量  $H$  的初始值实现 (本文设置为  $10^{19}$ ), 而岩石基质初始时刻未损伤, 相场变量  $\phi=0$ , 相应设置状态变量  $H$  的初始值为 0。

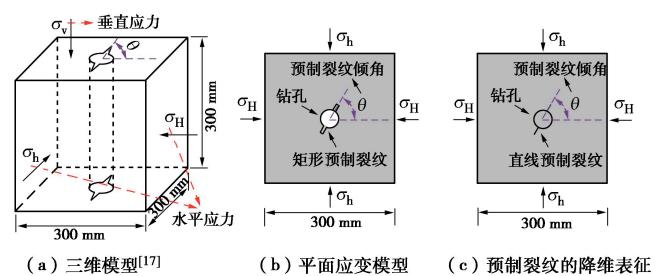


图 2 预制裂纹定向水力压裂几何模型

Fig. 2 Geometric model for directional hydraulic fracturing with prefabricated cracks

### 2.2 模型验证

依据文献[17]中的试验参数, 表 1 整理了本文模型求解的计算参数。其中,  $E$  为弹性模量,  $\mu$  为泊松比,  $K_{IC}$  为断裂韧度,  $a$  为预制裂纹长度,  $r$  为钻孔半径, 其余标识含义如前文所述。此外, 临界能量释放率  $G_c = (1 - \mu^2) K_{IC}^2 / E$ , 体积模量  $K_V = E / (3(1 - 2\mu))$ 。

表 1 计算参数<sup>[17]</sup>Table 1 Calculation parameters<sup>[17]</sup>

$E$	$r$	$G_c$	$\mu_w$	$K_v$	$k_m$	$c_2$	$\beta_m$
30.2 GPa	12.5 mm	29.1 N/m	1 mPa·s	18.64 GPa	$10^{-15}$ m <sup>2</sup>	1	0.002
$\mu$	$a$	$d_f$	$\sigma_h$	$\sigma_h$	$k_f$	$\theta_{\phi m}$	$\beta_f$
0.23	5 mm	2 mm	6 MPa	4 MPa	$10^{-6}$ m <sup>2</sup>	0.07	1
$K_{IC}$	$\rho_w$	$\rho$	$q$	$\sigma_v$	$c_1$	$\theta_{\phi f}$	$c$
0.963 MPa·m <sup>1/2</sup>	1000 kg/m <sup>3</sup>	2750 kg/m <sup>3</sup>	100 kg/m <sup>3</sup> /s	7 MPa	0.4	1	$10^{-8}$ 1/Pa
$\theta$							
							0°, 15°, 30°, 45°, 60°, 75°, 90°

图 3 对比了不同预制裂纹倾角下定向水力压裂的试验结果与相场模拟结果。其中, 模拟结果 1 为矩形预制裂纹情况下的计算结果, 模拟结果 2 为降维的直线预制裂纹情况下的计算结果。

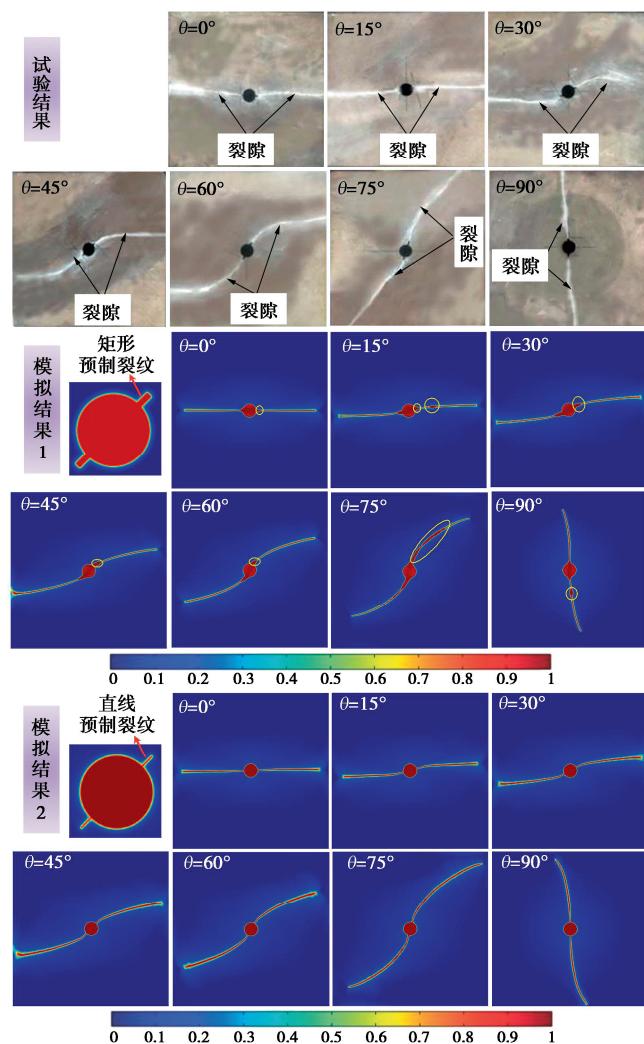
图 3 预制裂纹定向水力压裂相场模拟与试验结果<sup>[17]</sup>对比

Fig. 3 Comparison of phase field simulation and experimental results of directional hydraulic fracturing with prefabricated cracks<sup>[17]</sup>

可以看出, 相场模拟结果 1, 2 与试验结果均基本

保持一致, 从而验证了本文相场模型在模拟定向水力压裂方面的有效性。进一步对比模拟结果 1, 2, 对于矩形预制裂纹建模情况下, 在计算实施过程中需在裂隙扩展路径上进行局部网格细化(如图 4, 示意了  $\theta = 45^\circ$  时两种建模策略下的网格剖分图), 且其收敛性相较于直线预制裂纹建模情况仍显不足, 明显模拟结果 1 中的水力诱导裂隙会出现局部变粗的特点(图 3 黄色椭圆标记处)。总的来看, 采用降维的直线预制裂纹建模策略不仅建模过程简单而且可以保证较好的计算收敛性, 能更好地降低计算成本, 提高计算效率。

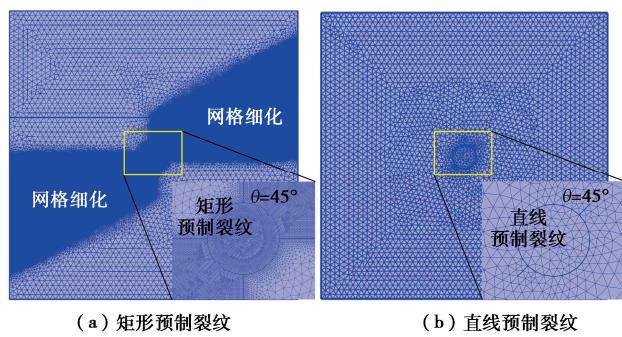


图 4 预制裂纹倾角 45° 时模型网格剖分图

Fig. 4 Model mesh generation diagram for prefabricated cracks with an inclination angle of 45°

图 5 显示出水力诱导裂隙的扩展走向与预制裂纹倾角密切相关。定义如图 5 (a) 所示的水力裂隙偏转角  $\alpha$ , 通过测量可知, 当预制裂纹倾角为  $0^\circ$  时, 水力诱导裂隙沿着预制裂纹方向扩展, 不发生偏转, 但随着预制裂纹倾角增大, 在  $15^\circ \sim 75^\circ$  范围内, 偏转角  $\alpha$  顺时针逐渐从  $12^\circ$  增大到  $43^\circ$ , 但在  $90^\circ$  时, 水力诱导裂隙扩展走向逆时针偏转角  $26^\circ$ 。造成上述水力诱导裂隙偏转的原因是预制裂纹倾角的改变导致相同地应力条件下岩石内部应力场的分布不同, 相应改变了第一主应力的位置, 由于水力诱导裂隙总是沿着第一主应力的方向扩展, 因此其扩展路径随主应力位置的变化而发生偏转。为直观起见, 图 6 给出了不同预制裂纹倾角不同时刻下, 试样第一主应力的分布情况。

### 3 算例与讨论

#### 3.1 工程因素(如压裂液黏度和注射速率)的影响

以前文预制裂纹倾角为  $45^\circ$  时的情况为例, 图 7 显示了在压裂液注射速率为  $100 \text{ kg}/\text{m}^3/\text{s}$  条件下, 岩石破裂压力与水力诱导裂纹扩展方向偏转角随压裂液黏度的变化规律。可以看出, 水力诱导裂纹扩展方向偏转角不受压裂液黏度的影响, 但岩石破裂压力随着压裂液黏度的增加而成正相关变化。例如当压裂液黏度

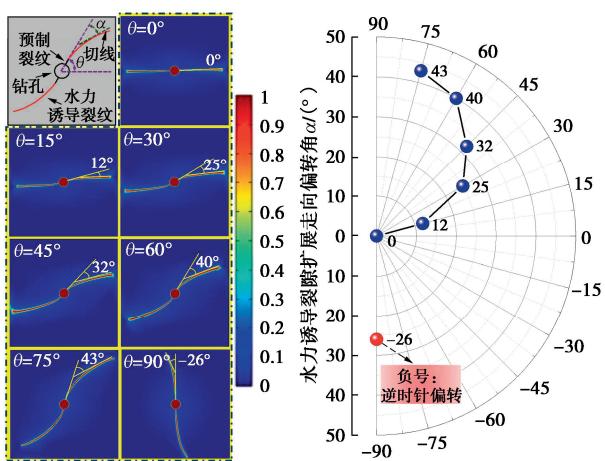


图 5 水力诱导裂隙偏转角变化规律

Fig. 5 Variation law of hydraulically induced fracture deflection angles

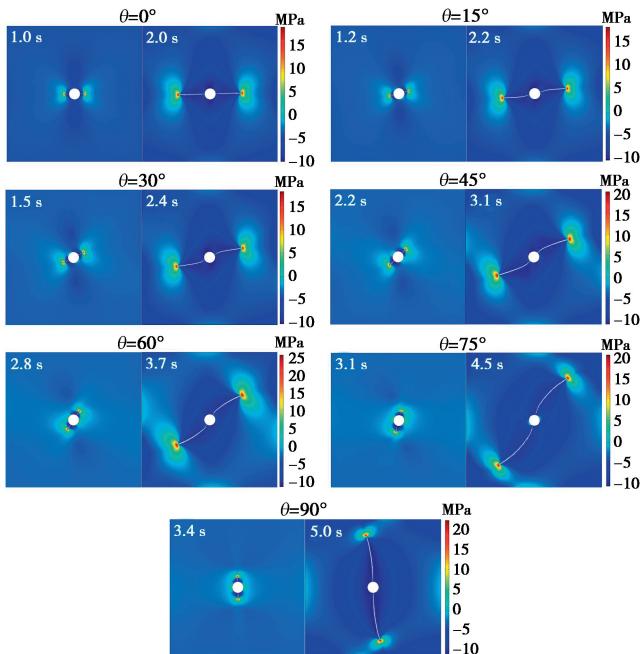


图 6 试样水力压裂过程中第一主应力的演化规律

Fig. 6 Evolution law of major principal stress during hydraulic fracturing process of sample

从  $1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  逐渐增大到  $150 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  时, 岩石破裂压力从  $14.3 \text{ MPa}$  逐渐增大到  $21.3 \text{ MPa}$ , 最大增幅近  $50\%$ 。此外, 压裂液黏度越大, 岩石在水力压裂下诱导裂纹的启裂和完全破裂时间越短, 如图 8 所示, 以黏度为  $1, 150 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  对比说明为例, 其分别为  $2, 3.6 \text{ s}$  和  $0.005, 0.045 \text{ s}$ 。这是由于压裂液黏度越大, 阻碍了其快速且广范围的在岩石中渗流扩散, 明显黏度为  $150 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  的压裂液在岩石内的渗流区域较小(见图 8), 导致流体压力在预制裂纹尖端快速集聚而压裂岩石。

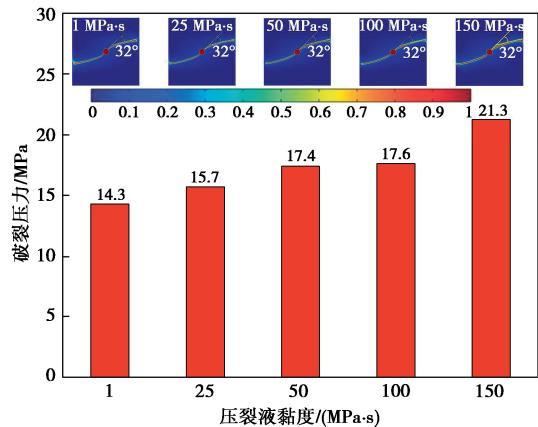


图 7 试样破裂压力与水力诱导裂隙偏转角随压裂液黏度的变化规律

Fig. 7 Variation law of fracture pressure and hydraulic-induced crack deflection angle with viscosity of fracturing fluid

以前文预制裂纹倾角为  $45^\circ$  时的情况为例, 图 9 显示了在压裂液黏度为  $1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  条件下, 岩石破裂压力随压裂液加载速率的变化曲线和相对应的水力诱导裂隙扩展方向偏转角测量结果。可以看出, 压裂液加载速率越大, 岩石破裂压力越大, 当压裂液加载速率从  $80 \text{ kg/m}^3/\text{s}$  增大到  $120 \text{ kg/m}^3/\text{s}$  时, 岩石破裂压力从  $13.8 \text{ MPa}$  增大到  $15.2 \text{ MPa}$ , 但水力诱导裂隙扩展方向偏转角几乎不受压裂液加载速率的影响。此外, 本文也进行了  $20 \text{ kg/m}^3/\text{s}$  加载速率下的模拟计算, 结果显示岩石试样很难被压裂。以上分析表明, 为保证水力压裂的成功实施, 增大压裂液注射速率不失为一种有效的方式, 但由于压裂液注射速率越大会引起岩石破裂压力越大, 亦会造成水资源浪费, 因此, 工程中应根据情况合理设计压裂液注射速率。

### 3.2 地质因素(如水平应力差和天然裂隙)的影响

以前文预制裂纹倾角为  $45^\circ$  时的情况为例, 图 10(a) 显示了岩石破裂压力与定向水力诱导裂隙扩展方向角随水平应力差的变化曲线, 图 10(b) 给出了不同水平应力差下岩石的破坏形态和诱导裂隙扩展方向角测试过程。其中, 水平应力差定义为  $\Delta\sigma = \sigma_h - \sigma_{\text{h}}$ ,  $\sigma_h$  取值  $6 \text{ MPa}$ ,  $\sigma_{\text{h}}$  依次取值为  $6 \text{ MPa} \rightarrow 1 \text{ MPa}$ , 相应  $\Delta\sigma$  在  $0 \sim 5 \text{ MPa}$  范围内以  $1 \text{ MPa}$  的间隔变化。从图 10(a) 可以看出, 岩石破裂压力随水平应力差的增加而几乎呈线性递减的趋势, 例如, 当  $\Delta\sigma$  从  $0 \text{ MPa} \rightarrow 5 \text{ MPa}$  时, 岩石破裂压力从  $15.3 \text{ MPa}$  减小到  $12.6 \text{ MPa}$ 。然而, 水力诱导裂隙扩展方向偏转角随水平应力差的增大而呈正相关增大的趋势。值得注意的是, 在低水平应力差范围内, 偏转角随水平应力差的增大而大幅增加, 例如  $\Delta\sigma$  从  $0 \text{ MPa} \rightarrow 2 \text{ MPa}$ , 偏转角快速从  $0^\circ$  增加到  $32^\circ$ ; 但当  $\Delta\sigma > 2 \text{ MPa}$  后, 偏转角

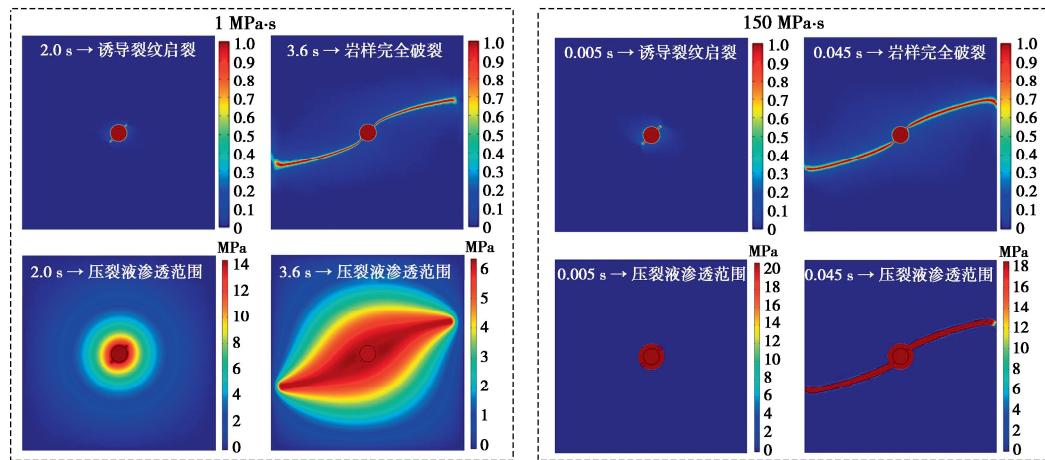


图 8 压裂液黏度为  $1 \text{ MPa}\cdot\text{s}$  和  $150 \text{ MPa}\cdot\text{s}$  时水力诱导裂纹启裂与试样完全破裂时间及黏度为  $1 \text{ MPa}\cdot\text{s}$  和  $150 \text{ MPa}\cdot\text{s}$  时的压裂液渗透范围

Fig. 8 Hydraulic-induced crack initiation and complete fracture time of sample and permeability range of fracturing fluid

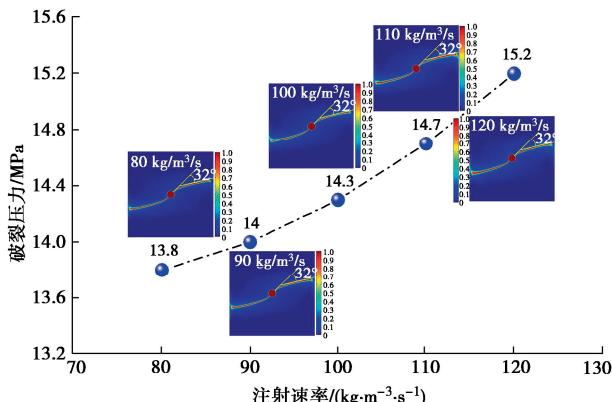


图 9 试样破裂压力与水力诱导裂隙偏转角随压裂液注射速率的变化规律

Fig. 9 Variation law of sample fracture pressure and hydraulic-induced crack deflection angle with different injection rates of fracturing fluid

随水平应力差的增大而增加平缓，应力差每增加  $1 \text{ MPa}$ ，偏转角仅仅增加  $2^\circ$  或  $3^\circ$ 。此外，从图 10 (b) 还可以看出，随着应力差的不断增大，水力诱导裂隙的宽度越来越大。基于上述分析，在工程实际中进行定向水力压裂来调控水力诱导裂隙扩展走向时，应充分考虑地质条件，准确确定地应力的大小。

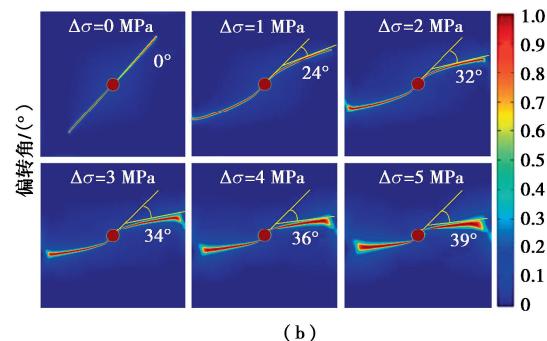
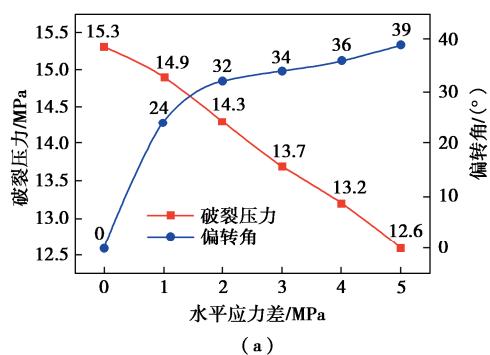


图 10 试样破裂压力与水力诱导裂隙偏转角随水平应力差的变化规律

Fig. 10 Variation law of sample fracture pressure and hydraulic-induced crack deflection angle with horizontal stress difference

图 11 显示了不同预制裂纹倾角下，定向水力压裂诱导裂纹与单条天然裂隙的交互情况。其中，天然裂隙位于钻孔边缘右侧  $50 \text{ mm}$  处，长度为  $100 \text{ mm}$ ，基本计算参数与表 1 保持一致。从图 11 可以看出，水力诱导裂隙与天然裂隙的交互受预制裂纹倾角的影响呈现不同的模式，可分为 3 类，即交叉贯穿型（类型 1）、交汇延伸扩展型（类型 2）以及未交汇型（类型 3）。其中，类型 1 发生在预制裂纹倾角为  $0^\circ \sim 30^\circ$  范围内，这种情况下，水力诱导裂隙在与天然裂隙交汇前，主要在钻孔两侧对称扩展延伸，当与天然裂隙交汇时，明显交汇侧（钻孔右侧）的水力诱导裂隙经历了短暂的止裂，此时仅仅钻孔左侧水力裂隙继续扩展，随后水力诱导裂隙贯穿天然裂隙沿着最大水平主应力方向继续扩展，相应由于天然裂隙的短暂止裂过程导致钻孔右侧的水力诱导裂隙延伸长度相较于左侧的较短；类型 2 发生在预制裂纹倾角为  $45^\circ \sim 60^\circ$  范围内，不同于类型 1，这种情况下，当水力诱导裂隙与天然裂

隙交汇经过短暂止裂后并没有贯穿天然裂隙, 而是通过在天然裂隙面上增加交汇点处的流体压力而与天然裂隙融为一体, 致使天然裂隙打开直至到达天然裂隙末端, 然后向最大水平主应力方向偏转并继续扩展延伸, 同样由于天然裂隙的短暂止裂过程导致钻孔右侧的水力诱导裂隙延伸长度相较于左侧的较短; 类型 3 发生在预制裂纹倾角为  $75^\circ \sim 90^\circ$  范围内, 这种情况下, 水力诱导裂隙与天然裂隙不发生交汇, 其扩展路径与无天然裂隙时差别不大。

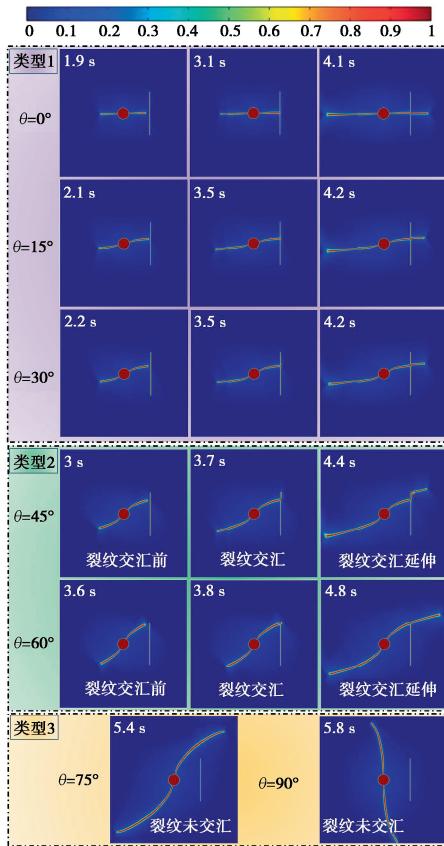


图 11 水力诱导裂隙与天然裂隙的交互情况

Fig. 11 Interaction between hydraulic-induced fractures and natural fractures

造成上述类型 1 和类型 2 模式不同的原因是由于不同预制裂纹倾角下水力诱导裂隙偏转扩展时与天然裂隙交汇的接近角不同。这里依据文献[18]定义接近角为水力诱导裂隙与天然裂隙的夹角, 如图 12 所示。结合图 5 中测得的偏转角可计算出  $\theta$  为  $0^\circ \sim 60^\circ$  时相对应的接近角分别为  $90^\circ, 87^\circ, 85^\circ, 77^\circ, 70^\circ$ 。通常接近角小于  $90^\circ$  且越小, 水力诱导裂隙越不容易贯穿天然裂隙而发生类型 2 模式。相反, 当接近角越大且越接近  $90^\circ$  时, 水力诱导裂隙将较容易贯穿天然裂隙而发生类型 1 模式。由于  $\theta$  为  $0^\circ \sim 30^\circ$  的接近角均接近  $90^\circ$ , 因此水力诱导裂隙更容易贯穿天然裂隙而延伸扩展, 该模拟结果与文献的试验结果具有类

似的结论, 从侧面再次验证了本文模型的有效性。值得注意的是, 上述分析是以天然裂隙垂直于最大水平主应力  $\sigma_h$  布置为前提的, 在下文中, 水平主应力作用位置对水力诱导裂隙与天然裂隙交互的影响也被分析。

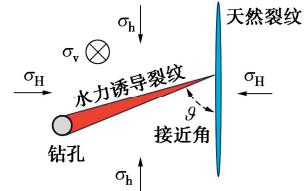


图 12 接近角示意图

Fig. 12 Approach angle diagram

针对类型 3 的未交汇型, 本文通过改变天然裂隙的位置来探究水力诱导裂隙于天然裂隙的交互情况, 设定天然裂隙位于钻孔边缘上侧 50 mm 处, 长度为 100 mm。事实上, 这相当于将图 12 中预制裂纹倾角为  $0^\circ$  和  $15^\circ$  的试样互换了最大和最小水平主应力的作用位置。

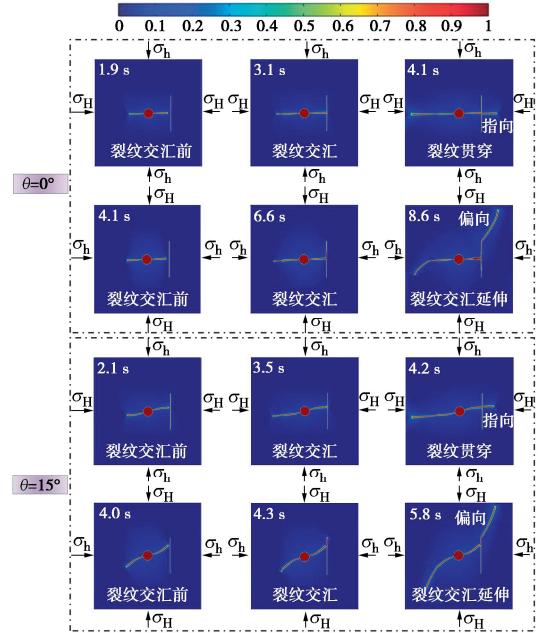


图 13 不同水平应力加载下试样水力诱导裂隙与天然裂隙的交互情况

Fig. 13 Interaction between hydraulic-induced fractures and natural fractures in specimens under different horizontal stress loading

图 13 为互换水平主应力作用位置且预制裂纹倾角  $\theta$  为  $0^\circ$  和  $15^\circ$  时水力诱导裂隙与天然裂隙交互的模拟结果对比图。可以看出, 受水平主应力作用位置的影响, 水力诱导裂隙与天然裂隙交互过程明显不同。当天然裂隙垂直于最大水平主应力布置时, 水力诱导裂隙将贯穿天然裂隙并继续延伸扩展, 呈现类型 1 模

式；然而当天然裂隙垂直于最小水平主应力布置时，水力诱导裂隙无法贯穿天然裂隙，其与天然裂隙交汇后，将沿着天然裂隙路径快速到达其尖端而发生偏转延伸，呈现类型 2 模式。尽管上述两种情况下水力诱导裂隙与天然裂隙的交互模式不同，但无论类型 1 模式还是类型 2 模式，诱导裂纹的交汇延伸主要受最大水平主应力作用位置来调控，其总是指向或偏向最大水平主应力的方向扩展，如图 13 的最后一列模拟结果所示。因此，在工程中采用预制裂纹定向水力压裂进行诱导裂纹扩展方向调控时应特别注意最大水平主应力的作用位置。

## 4 结 论

(1) 以降维的界面相场模型可有效描述预制裂隙或天然裂隙的损伤演化过程；定向水力压裂中，水力诱导裂隙的扩展方向与预制裂纹倾角有关，扩展方向偏转角范围主要在  $0^\circ \sim 43^\circ$ 。

(2) 压裂液黏度或压裂液注射速率越大，岩石破裂压力越大，但二者对水力诱导裂隙的扩展方向偏转角几乎无影响。

(3) 岩石破裂压力随水平应力差的增大而近似线性减小，但水力诱导裂纹扩展方向偏转角随水平应力差的增大而呈现非线性增大的趋势，其中在低水平应力差下，偏转角的增幅较大，在高水平应力差下，偏转角平缓增大。

(4) 当天然裂隙垂直于最大水平主应力分布时，在较小的预制裂纹倾角下水力诱导裂隙与天然裂隙交汇后将贯穿天然裂隙扩展延伸，但在较大预制裂纹倾角下水力裂隙与天然裂隙交汇后将与天然裂隙融为一体并从天然裂隙尖端继续扩展延伸。当天然裂隙垂直于最小水平主应力分布时，与上述规律相反。总的来看，水力诱导裂隙与天然裂隙交汇后倾向于指向或偏向最大水平主应力的方向扩展延伸。

**利益冲突声明/Conflict of Interests:** 所有作者声明不存在利益冲突。All authors disclose no relevant conflict of interest.

**作者贡献/Authors' Contributions:** 梁鑫设计研究内容，侯鹏提供研究指导，薛熠和刘嘉参与模型调试，梁鑫完成计算分析，梁鑫和高峰完成论文的写作与修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。This study was designed by LIANG Xin and supervised by HOU Peng. The model debugging was conducted by XUE Yi and LIU Jia. The numerical analyses were conducted by LIANG Xin. The manuscript writing was drafted and revised by LIANG Xin and GAO Feng. All the authors have read the last version of manuscript and consented for submission.

## 参考文献:

- [1] 刘 嘉, 薛 熠, 高 峰, 等. 层理页岩水力裂缝扩展规律的相场法研究[J]. 岩土工程学报, 2022, 44(3): 464-473. (LIU Jia, XUE Yi, GAO Feng, et al. Propagation of hydraulic fractures in bedded shale based on phase-field method[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2022, 44(3): 464-473. (in Chinese))
- [2] LIU D A, SHI X S, ZHANG X, et al. Hydraulic fracturing test with prefabricated crack on anisotropic shale: Laboratory testing and numerical simulation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 168: 409-418.
- [3] 吴拥政, 杨建威. 煤矿砂岩横向切槽真三轴定向水力压裂试验[J]. 煤炭学报, 2020, 45(3): 927-935. (WU Yongzheng, YANG Jianwei. True tri-axial directional hydraulic fracturing test on sandstone with transverse grooves in coal mine[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(3): 927-935. (in Chinese))
- [4] 龙 敏. 非常规储层定向压裂水力裂缝起裂及扩展规律研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2021. (LONG Min. Study on Initiation and Propagation of Oriented Fracturing Hydraulic Fracture for Unconventional Reservoir[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2021. (in Chinese))
- [5] 刘正和, 杨录胜, 廉浩杰, 等. 砂岩钻孔轴向预制裂缝定向压裂试验研究[J]. 煤炭学报, 2019, 44(7): 2057-2065. (LIU Zhenghe, YANG Lusheng, LIAN Haojie, et al. Experimental study of directional fracturing in sandstones with prefabricated cracks in the axial direction of borehole[J]. Journal of China Coal Society, 2019, 44(7): 2057-2065. (in Chinese))
- [6] LIU Z H, REN X K, LIN X, et al. Effects of confining stresses, pre-crack inclination angles and injection rates: observations from large-scale true triaxial and hydraulic fracturing tests in laboratory[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2020, 53(4): 1991-2000.
- [7] 康红普, 冯彦军, 张 震, 等. 煤矿井下定向钻孔水力压裂岩层控制技术及应用[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(1): 31-44. (KANG Hongpu, FENG Yanjun, ZHANG Zhen, et al. Hydraulic fracturing technology with directional boreholes for strata control in underground coal mines and its application[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(1): 31-44. (in Chinese))
- [8] 于 斌, 段宏飞. 特厚煤层高强度综放开采水力压裂顶板控制技术研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2014, 33(4):

- 778-785. (YU Bin, DUAN Hongfei. Study of roof control by hydraulic fracturing in full-mechanized caving mining with high strength in extra-thick coal layer[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2014, 33(4): 778-785. (in Chinese))
- [9] MIEHE C, MAUTHE S. Phase field modeling of fracture in multi-physics problems. Part III. Crack driving forces in hydro-poro-elasticity and hydraulic fracturing of fluid-saturated porous media[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2016, 304: 619-655.
- [10] WICK T, SINGH G, WHEELER M F. Fluid-filled fracture propagation with a phase-field approach and coupling to a reservoir simulator[J]. SPE Journal, 2016, 21(3): 981-999.
- [11] YOSHIOKA K, BOURDIN B. A variational hydraulic fracturing model coupled to a reservoir simulator[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2016, 88: 137-150.
- [12] ZHOU S W, ZHUANG X Y, RABCZUK T. Phase-field modeling of fluid-driven dynamic cracking in porous media[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2019, 350: 169-198.
- [13] ZHOU S W, ZHUANG X Y, RABCZUK T. A phase-field modeling approach of fracture propagation in poroelastic media[J]. Engineering Geology, 2018, 240: 189-203.
- [14] ZHOU S W, ZHUANG X Y, RABCZUK T. Phase field method for quasi-static hydro-fracture in porous media under stress boundary condition considering the effect of initial stress field[J]. Theoretical and Applied Fracture Mechanics, 2020, 107: 102523.
- [15] AMBATI M, GERASIMOV T, DE LORENZIS L. A review on phase-field models of brittle fracture and a new fast hybrid formulation[J]. Computational Mechanics, 2015, 55(2): 383-405.
- [16] MARTIN V, JAFFRÉ J, ROBERTS J E. Modeling fractures and barriers as interfaces for flow in porous media[J]. SIAM Journal on Scientific Computing, 2005, 26(5): 1667-1691.
- [17] LIU Z H, WANG S H, YE H L, et al. Experimental study on the effects of pre-cracks, fracturing fluid, and rock mechanical characteristics on directional hydraulic fracturing with axial pre-cracks[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 2021, 7(2): 29.
- [18] DEHGHAN A N. An experimental investigation into the influence of pre-existing natural fracture on the behavior and length of propagating hydraulic fracture[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2020, 240: 107330.