

引用格式:易良平,张丹,杨若愚,等.基于相场法的裂缝性地层压裂裂缝延伸特征研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(4):604-616.

YI Liangping, ZHANG Dan, YANG Ruoyu, et al. Hydraulic fracture extension characteristics of fractured formation based on phase field method[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(4): 604-616.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.04.008

基于相场法的裂缝性地层压裂裂缝延伸特征研究

易良平¹,张丹²,杨若愚³,肖佳林⁴,李小刚²,杨兆中²

(1.西南石油大学机电工程学院,四川成都610500;2.西南石油大学油气藏地质与开发国家重点实验室,四川成都610500;
3.中国石油西南油气田勘探事业部,四川成都610041;4.中国石化江汉油田分公司工程技术研究院,湖北武汉430035)

摘要:基于相场法理论建立了多孔弹性地层中压裂裂缝延伸模型,在该模型中,流体流动遵循达西定律,岩石的渗透率各向异性,且是岩石最大主应变的函数。通过3个不同时间步长算例验证了模型的收敛性,并基于建立的模型,研究了原地应力差、相交角、注入速率和压裂液黏度对水力裂缝与天然裂缝相交后延伸轨迹的影响。研究表明:①水力裂缝只能开启天然裂缝的一翼;②相交角和原地应力差越小,水力裂缝越容易开启天然裂缝;③提高注入速率有利于完全开启天然裂缝,因此,压裂施工过程中,在井口装备和地下管柱强度允许的条件下应尽量提高施工排量;④注入压力随注入速率和流体黏度的增加而增加。最后通过将研究模型模拟结果和前人物理模拟实验结果进行对比,验证了模型的可靠性。

关键词:相场法;水力压裂;裂缝延伸;天然裂缝;多孔介质

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Hydraulic fracture extension characteristics of fractured formation based on phase field method

YI Liangping¹, ZHANG Dan², YANG Ruoyu³, XIAO Jialin⁴, LI Xiaogang², YANG Zhaozhong²

(1. School of Mechatronic Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;
3. Exploration Division of PetroChina Southwest Oil and Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610041, China;
4. Institute of Engineering and Technology, Sinopec Jiangnan Oilfield Company, Wuhan, Hubei 430035, China)

Abstract: Based on the theory of phase field method, a model of fracture propagation in porous elastic formation is established. In the proposed model, the fluid flow in the porous rock obeys Darcy's seepage law, and the permeability of rock is anisotropic and a function of the maximum principal strain. The convergence of the model is verified by comparing the results of three different time steps cases. Meanwhile, based on the proposed model, the effects of the in-situ stress difference, intersection angle, injection rate, and fracturing fluid viscosity on the intersection behaviour of hydraulic and natural fractures are investigated. The results indicate that: ① The hydraulic fracturing can solely make one side of the natural fracture open; ② The smaller the intersection angle and in-situ stress difference, the easier the hydraulic fracture is to open the natural fracture; ③ Increasing injection rate is beneficial to completely open the natural fractures, therefore, in the process of fracturing construction, the construction displacement should be increased as much as possible under the conditions of wellhead equipment and underground string strength; ④ The injection pressure increases with the increase of injection rate and fluid viscosity. Finally, the reliability of this model is verified by comparing the simulation results of this model with those of previous laboratory experiments.

Keywords: phase-field method; hydraulic fracture; fracture propagation; natural fracture; porous media

收稿日期:2021-10-22。

第一作者简介:易良平(1991—),男,博士,讲师,主要从事油气藏增产技术方面的研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:ylpfrac@163.com

通信作者简介:张丹(1995—),女,在读博士研究生,主要从事油气藏增产技术方面的研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:18382237347@163.com

基金项目:四川省科技计划项目“页岩压裂的损伤力学特征研究”(2020JDJQ0059)。

水力压裂是低参与致密储层商业化开发的关键技术^[1-2]。对于孔隙型储层,水力裂缝形态较为单一,但在页岩、煤岩和其他具有天然裂缝的地层中,水力裂缝形态为复杂的裂缝网络。部分研究表明,水力裂缝沟通天然裂缝有利于低渗储层的经济开发^[3-4]。然而,实验研究表明,当水力裂缝与天然裂缝相交时,可能发生穿过天然裂缝、沿天然裂缝扩展或被天然裂缝捕获等现象^[5]。

近年来,虽然室内物理实验^[5-9]直观地呈现了天然裂缝影响下的水力裂缝的延伸特征,但由于室内物理实验装置尺寸的限制,难以直接观察到压裂裂缝延伸的动态过程,因此,部分研究者采用数值模拟手段仿真天然裂缝影响下水力裂缝延伸过程。

目前,用于研究水力裂缝和天然裂缝相交的数值模拟方法主要包括:位移不连续性方法^[10-13]、离散元方法^[14-15]、黏聚单元法^[16-18]、扩展有限元法^[19-21]。近年来,基于相场法(PFM)建立的水力裂缝延伸模型引起了研究人员的关注,在该理论框架中网格边界不需要和裂缝边界重合,因此,裂缝延伸后不需要重新剖分网格。该方法可以灵活地处理多物理场作用下裂缝的萌生、演化、汇集和延伸^[22-24]。

PFM是根据变分法原理建立的^[25-30],该方法使用连续扩散的相场变量 c 来描述裂缝, c 的变化范围在0和1之间,当 c 等于0或1时,分别代表岩石完好无损和完全破裂(图1)^[31]。

现有基于相场法建立的多孔弹性介质中压裂裂缝延伸模型^[22-24]的共同特征是:①需要通过计算裂缝宽度来计算水力裂缝渗透率,因此,需要通过额外的规则来追踪裂缝界面;②将天然裂缝的相场初始值设置为1(即天然裂缝处于未胶结状态)。

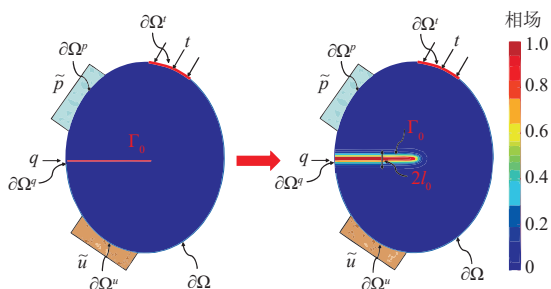


图1 相场法示意图^[31]

Fig. 1 Schematic of phase-field method^[31]

在现有研究基础之上,基于PFM建立了一套新的多孔弹性介质中水力裂缝扩展模型,模型的创新之处在于:①流体流动遵循达西定律,岩石的渗透率是各向异性的,且是最大主应变的函数,因此,不需要计算裂缝宽度;②由于地下天然裂缝通常是胶结的,因此,研究中天然裂缝单元初始状态是无损伤状态,即天然裂缝单元的初始相场值为0。另外,基于建立的模型,进一步系统研究了原地应力差、水力裂缝与天然裂缝相交角、注入速率和压裂液黏度对水力裂缝延伸轨迹的影响。

1 数值模型

1.1 控制方程强形式

1.1.1 多孔弹性介质应力平衡方程

将地下岩石视为完全饱和的多孔介质,根据BIOT^[32]提出的孔弹性力学理论,计算公式为:

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s} \quad (1)$$

$$\sigma = \sigma_{\text{eff}} - \alpha p \quad (2)$$

式(1)一式(2)中: α 为Biot系数; K 为多孔介质体积模量,MPa; K_s 为固体颗粒体积模量,MPa; σ 为总应力,MPa; σ_{eff} 为岩石骨架有效应力,MPa; p 为孔隙流体压力,MPa。

水力压裂可看作准静态和小变形过程,因此,在忽略体力条件下,多孔弹性岩石的应力平衡方程可写为:

$$\nabla \cdot \sigma = \nabla \cdot (\sigma_{\text{eff}} - \alpha p) = 0 \quad (3)$$

1.1.2 渗流控制方程

计算得到多孔介质的Biot模量,再结合达西定律和BIOT多孔弹性理论,可以得到多孔弹性介质中流体流动的连续性方程:

$$\frac{1}{M} = \frac{\varphi}{K_f} + \frac{\alpha - \varphi}{K_s} \quad (4)$$

$$\frac{1}{M} \frac{\partial p}{\partial t} + \alpha \frac{\partial \varepsilon_{ii}}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla p \right) = 0 \quad (5)$$

式(4)一式(5)中: M 为多孔介质的Biot模量,Pa; K_f 表示流体的体积模量,Pa; φ 表示多孔介质的孔隙度; t 为时间,s; μ 为流体黏度,Pa·s; ε_{ii} 为体积应变。

式(5)中的 \mathbf{k} 为各向异性渗透率张量,二维条件

下, \mathbf{k} 可表示为:

$$\mathbf{k} = \begin{bmatrix} k_x & 0 \\ 0 & k_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_0 + (k - k_0) \sin \theta & 0 \\ 0 & k_0 + (k - k_0) \cos \theta \end{bmatrix} \quad (6)$$

式中: k_x, k_y 分别为 x, y 方向渗透率, m^2 ; k_0 为岩石基质初始渗透率, m^2 ; k 为多孔介质渗透率, m^2 ; 其值取决于最大主应变 ε_1 。

在本模型中, 采用如下公式进行计算:

$$\theta = \arctan \left(\frac{\gamma_{xy}}{2(\varepsilon_y - \varepsilon_1)} \right) \quad (7)$$

$$k = \begin{cases} (b_1 + b_2 \varepsilon_1 b_3) k_0 & \varepsilon_1 > 0 \\ k_0 & \varepsilon_1 \leq 0 \end{cases} \quad (8)$$

式(7)一式(8)中: θ 为裂缝面法向方向角或最大主应变方向角, $^\circ$; b_1, b_2, b_3 为常数, 需要通过实验数据拟合得到; γ_{xy} 为切应变; ε_y 为 y 方向的应变。

1.1.3 裂缝延伸相场演化模型

在水力压裂过程中, 多孔介质的总自由能密度可分解为3部分:

$$\psi(\boldsymbol{\varepsilon}, \zeta, c, \nabla c) = \psi_{\text{eff}}(\boldsymbol{\varepsilon}) + \psi_{\text{fluid}}(\boldsymbol{\varepsilon}, \zeta) + \psi_{\text{frac}}(c, \nabla c) \quad (9)$$

式中: ψ_{eff} 为储存于岩石骨架中的弹性应变能密度, Pa; ψ_{fluid} 为储存于流体中的能量密度, Pa; ψ_{frac} 为形成新裂缝面耗散的能量密度, Pa。

由于损伤会降低岩石的刚度和拉伸能量^[22-23], 被破坏的岩石不具有与完整岩石相同的弹性应变能的存储能力。因此, 将受损岩石的弹性应变能密度定义为^[23]:

$$\psi_{\text{eff}}^+(\boldsymbol{\varepsilon}) = \frac{\lambda \langle \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 \rangle_+^2}{2} + G \left(\langle \varepsilon_1 \rangle_+^2 + \langle \varepsilon_2 \rangle_+^2 + \langle \varepsilon_3 \rangle_+^2 \right) \quad (10)$$

$$\psi_{\text{eff}}^-(\boldsymbol{\varepsilon}, c) = g(c) \psi_{\text{eff}}^+(\boldsymbol{\varepsilon}) + \psi_{\text{eff}}^-(\boldsymbol{\varepsilon}) \quad (11)$$

式(10)一式(11)中: ψ_{eff}^+ 和 ψ_{eff}^- 分别表示拉伸和压缩弹性应变能密度, Pa; λ 和 G 是拉梅常数, Pa; 函数 $\langle x \rangle_+ = \frac{(|x| + x)}{2}$, $\langle x \rangle_- = \frac{(|x| - x)}{2}$; $\varepsilon_i (i=1, 2, 3)$ 为主应变; $g(c)$ 为衰减函数, 在式中 $g(c) = (1-c)^2$; c 为裂缝相场。

由式(11)可知, 式(3)中的有效应力可写为:

$$\boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}} = g(c) \boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}}^+ + \boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}}^- \quad (12)$$

储存于流体中的能量密度取决于流体体积分数增量 $\zeta = p/M + \alpha \varepsilon_{ii}$, 并且必须满足以下条件:

$$p = \frac{\partial \psi_{\text{fluid}}}{\partial \zeta} \quad (13)$$

因此, 储存于流体中的能量密度可定义为^[25]:

$$\psi_{\text{fluid}}(\boldsymbol{\varepsilon}, \zeta) = \frac{M}{2} (\zeta - \alpha \varepsilon_{ii})^2 \quad (14)$$

在相场法中, 产生新裂纹而导致的能量耗散密度公式为:

$$\psi_{\text{frac}}(c, \nabla c) = G_c \gamma(c, \nabla c) = \frac{G_c}{2l_0} (c^2 + l_0^2 \nabla c \cdot \nabla c) \quad (15)$$

根据 EMDADI 等^[33]的理论:

$$G_c = \frac{6l_0}{E} \left(\frac{16}{9} \sigma_c \right)^2 \quad (16)$$

式(15)一式(16)中: G_c 为 Griffith 临界能量释放速率, J/m^2 ; $\gamma(c, \nabla c)$ 为裂缝表面密度^[23], J/m^2 ; l_0 为长度尺度参数, m; E 为岩石的弹性模量, Pa; σ_c 为临界应力, Pa。

将式(11)、式(14)和式(15)代入式(9)可得总自由能密度 ψ 的表达式。在与速率无关的条件下, 可通过 Kuhn-Tucker 方程^[23-24]得到演化准则:

$$\dot{c} \geq 0; \quad -\delta_c \psi \leq 0; \quad \dot{c} (-\delta_c \psi) = 0 \quad (17)$$

进而可通过 ψ 的变分导数确定裂缝相场演化方程, 如式(18):

$$-\delta_c \psi = 2(1-c) \psi_{\text{eff}}^+(\boldsymbol{\varepsilon}) - \frac{G_c}{l_0} (c - l_0^2 \nabla^2 c) = 0 \quad (18)$$

但由于岩石损伤为不可逆过程, 因此, 式(18)可改写为如下形式:

$$H(x, t) = \max_{t \in [0, T]} (\psi_{\text{eff}}^+(x, t)) \quad (19)$$

$$\frac{G_c}{l_0} (c - l_0^2 \nabla^2 c) = 2(1-c) H(x, t) \quad (20)$$

式(19)一式(20)中: $H(x, t)$ 为整个过程中应变能密度函数的最大值。

1.1.4 控制方程汇总及边界条件

基于相场法的多孔弹性介质中水力裂缝延伸控制方程组由以下3个偏微分方程组成: ①应力平衡方程, 如式(3); ②多孔弹性介质中流体流动连续性方程, 如式(4); ③裂缝相场演化方程, 如式(19)。对应的边界条件分别如式(21)一(23):

$$\begin{cases} \mathbf{u} = \bar{\mathbf{u}}, & \text{in } \partial\Omega^u \\ \boldsymbol{\sigma} \cdot \mathbf{n} = \mathbf{t}, & \text{in } \partial\Omega^t \end{cases} \quad (21)$$

$$\begin{cases} p = \bar{p}, & \text{in } \partial\Omega^p \\ \left(-\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla p \right) \cdot \mathbf{n} = q, & \text{on } \partial\Omega^q \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} c = 1, & \text{in } \Gamma \\ \nabla c \cdot \mathbf{n} = 0, & \text{in } \partial\Omega \end{cases} \quad (23)$$

式(21)一式(23)中: $\tilde{\mathbf{u}}$ 为位移边界 $\partial\Omega^u$ 上的固定位移; \mathbf{t} 为应力边界 $\partial\Omega^t$ 上加载的应力,MPa; \bar{p} 为压力边界 $\partial\Omega^p$ 上加载的压力,MPa; q 为流量边界 $\partial\Omega^q$ 上加载的流量; Γ 代表裂缝; $\partial\Omega$ 表示整个计算区域的边界。

但式(21)一(23)中各边界需满足以下条件:

$$\begin{cases} \partial\Omega = \partial\Omega^u \cup \partial\Omega^t, \partial\Omega = \partial\Omega^p \cup \partial\Omega^q \\ \partial\Omega^u \cap \partial\Omega^t = \emptyset, \partial\Omega^p \cap \partial\Omega^q = \emptyset \end{cases} \quad (24)$$

1.2 控制方程弱形式

控制方程式(3)、式(4)、式(19)分别乘以权函数 w_u, w_p, w_c ,并在计算域 Ω 上积分,再利用高斯散度定理,结合相应的边界条件,可得到控制方程的等效积分“弱”形式:

$$\int_{\Omega} \nabla w_u^T \left[(1-c)^2 \boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}}^+ + \boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}}^- - \alpha \mathbf{I} p \right] d\Omega = \int_{\partial\Omega^t} w_u^T \mathbf{t} d\Gamma \quad (25)$$

$$\int_{\Omega} w_p^T \left\{ \frac{1}{M} \frac{\partial p}{\partial t} + \alpha \frac{\partial \varepsilon_{ii}}{\partial t} \right\} d\Omega + \int_{\Omega} \nabla w_p^T \left(\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla p \right) d\Omega = \int_{\partial\Omega^q} w_p^T q d\Gamma \quad (26)$$

$$\int_{\Omega} \left\{ w_c^T \left(\frac{G_c}{l_0} + 2H \right) c + G_c l_0 \nabla w_c^T \nabla c \right\} d\Omega = \int_{\Omega} 2w_c^T H d\Omega \quad (27)$$

1.3 控制方程有限元离散

采用有限元方法离散控制方程的弱形式。每个单元的位移、压力、相场及其梯度的插值形式如下:

$$\mathbf{u} = \mathbf{N}_u \mathbf{u}^h, \quad w_u = \mathbf{N}_u \mathbf{w}_u^h, \quad p = \mathbf{N}_p \mathbf{p}^h \quad (28)$$

$$w_p = \mathbf{N}_p \mathbf{w}_p^h, \quad c = \mathbf{N}_c \mathbf{c}^h, \quad w_c = \mathbf{N}_c \mathbf{w}_c^h$$

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{B}_u \mathbf{u}^h, \quad \boldsymbol{\varepsilon}_{ii} = \mathbf{B}_u^{\text{vol}} \mathbf{u}^h, \quad \nabla p = \mathbf{B}_p \mathbf{p}^h, \quad \nabla c = \mathbf{B}_c \mathbf{c}^h \quad (29)$$

$$\nabla w_u = \mathbf{B}_u \mathbf{w}_u^h, \quad \nabla w_p = \mathbf{B}_p \mathbf{w}_p^h, \quad \nabla w_c = \mathbf{B}_c \mathbf{w}_c^h$$

式(28)一式(29)中: $\mathbf{u}^h, \mathbf{p}^h$ 和 \mathbf{c}^h 分别表示单元节点上的位移、压力和裂缝相场; $\mathbf{N}_u, \mathbf{N}_p$ 和 \mathbf{N}_c 分别为位移、压力和裂缝相场的插值形函数,且均为四节点双线性函数; $\mathbf{B}_u, \mathbf{B}_p$ 和 \mathbf{B}_c 分别表示形函数的导数矩阵; $\mathbf{B}_u^{\text{vol}}$ 为体积应变矩阵。

将式(28)和式(29)代入式(25)一(27)中,并采用后向欧拉法离散公式式(26)中与时间有关的项,得到:

$$\int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T \left[(1 - \mathbf{N}_c \mathbf{c}^h)^2 \frac{\partial \boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}}^+}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}} + \frac{\partial \boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}}^-}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}} \right] \mathbf{B}_u \mathbf{u}^h d\Omega - \int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T \alpha \mathbf{I} \mathbf{N}_p \mathbf{p}^h d\Omega = \int_{\partial\Omega^t} \mathbf{N}_u^T \mathbf{t} d\Gamma \quad (30)$$

$$\int_{\Omega} \mathbf{B}_p^T \alpha \mathbf{I} \mathbf{N}_p \mathbf{p}^h d\Omega = \int_{\partial\Omega^q} \mathbf{N}_p^T q d\Gamma$$

$$\int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \left\{ \frac{\mathbf{N}_p \mathbf{p}_{n+1}^h - \mathbf{p}_n^h}{\Delta t} + \alpha \mathbf{B}_u^{\text{vol}} \frac{\mathbf{u}_{n+1}^h - \mathbf{u}_n^h}{\Delta t} \right\} d\Omega + \int_{\Omega} \mathbf{B}_p^T \frac{\mathbf{k}}{\mu} \mathbf{B}_p \mathbf{p}^h d\Omega = \int_{\partial\Omega^q} \mathbf{N}_p^T q d\Gamma \quad (31)$$

$$\int_{\Omega} \left\{ \mathbf{N}_c^T \left(\frac{G_c}{l_0} + 2H \right) \mathbf{N}_c \mathbf{c}^h + G_c l_0 \mathbf{B}_c^T \mathbf{B}_c \mathbf{c}^h \right\} d\Omega = \int_{\Omega} 2 \mathbf{N}_c^T H d\Omega \quad (32)$$

为了表达方便,将所有在第 $n+1$ 个时间步未知量的下标删掉,则式(31)可改写为:

$$\int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \left\{ \frac{\mathbf{N}_p}{M} \mathbf{P}^h + \alpha \mathbf{B}_u^{\text{vol}} \mathbf{u}^h \right\} d\Omega + \int_{\Omega} \mathbf{B}_p^T \frac{\mathbf{k}}{\mu} \mathbf{B}_p \mathbf{P}^h \Delta t d\Omega - \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \left\{ \frac{\mathbf{N}_p}{M} \mathbf{P}_n^h + \alpha \mathbf{B}_u^{\text{vol}} \mathbf{u}_n^h \right\} d\Omega = \int_{\partial\Omega^q} \mathbf{N}_p^T q \Delta t d\Gamma \quad (33)$$

1.4 控制方程求解

控制方程式(30)、式(32)和式(33)相互耦合形成非线性方程组。为了方便求解,在每一个迭代步中先将裂缝相场值设为固定值,并采用Newton-Raphson(NR)迭代法求解渗流-应力耦合方程组式(30)和式(33),求得压力和位移后,再求解裂缝相场演化方程。则渗流-应力耦合方程组在第 i 个迭代步NR迭代格式可写为:

$$R_u = \int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T \left[(1 - \mathbf{N}_c \mathbf{c}^h)^2 \frac{\partial \boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}}^+}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}} + \frac{\partial \boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}}^-}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}} \right] \mathbf{B}_u \mathbf{u}^h d\Omega - \int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T \alpha \mathbf{I} \mathbf{N}_p \mathbf{p}^h d\Omega - \int_{\partial\Omega^t} \mathbf{N}_u^T \mathbf{t} d\Gamma \quad (34)$$

$$R_p = \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \left\{ \frac{\mathbf{N}_p}{M} \mathbf{P}^h + \alpha \mathbf{B}_u^{\text{vol}} \mathbf{u}^h \right\} d\Omega + \int_{\Omega} \mathbf{B}_p^T \frac{\mathbf{k}}{\mu} \mathbf{B}_p \mathbf{P}^h \Delta t d\Omega - \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \left\{ \frac{\mathbf{N}_p}{M} \mathbf{P}_n^h + \alpha \mathbf{B}_u^{\text{vol}} \mathbf{u}_n^h \right\} d\Omega - \int_{\partial\Omega^q} \mathbf{N}_p^T q \Delta t d\Gamma \quad (35)$$

$$J^{uu} = \frac{\partial R_u}{\partial \mathbf{u}} = \int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T \left[(1 - \mathbf{N}_c \mathbf{c}^h)^2 \frac{\partial \boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}}^+}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}} + \frac{\partial \boldsymbol{\sigma}_{\text{eff}}^-}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}} \right] \mathbf{B}_u d\Omega \quad (36)$$

$$J^{up} = \frac{\partial R_u}{\partial p} = - \int_{\Omega} \mathbf{B}_u^T \alpha \mathbf{I} \mathbf{N}_p d\Omega \quad (37)$$

$$J^{pp} = \frac{\partial R_p}{\partial \mathbf{u}} = \int_{\Omega} \mathbf{B}_p^T \frac{\partial \mathbf{k}}{\partial \varepsilon_1} \frac{\mathbf{B}_p \mathbf{P}^h \Delta t}{\mu} \left(\frac{\partial \varepsilon_1}{\partial \varepsilon_{xx}} \mathbf{B}_p^{\text{xx}} + \frac{\partial \varepsilon_1}{\partial \varepsilon_{yy}} \mathbf{B}_p^{\text{yy}} + \frac{\partial \varepsilon_1}{\partial \gamma_{xy}} \mathbf{B}_p^{\text{xy}} \right) d\Omega + \int_{\Omega} \mathbf{N}_p^T \mathbf{B}_u^{\text{vol}} \alpha d\Omega \quad (38)$$

$$J^{pp} = \frac{\partial R_p}{\partial p} = \int_{\Omega} \frac{\mathbf{N}_p^T \mathbf{N}_p}{M} d\Omega + \int_{\Omega} \mathbf{B}_p^T \frac{\mathbf{k}}{\mu} \mathbf{B}_p \Delta t d\Omega \quad (39)$$

$$\begin{bmatrix} J^{uu} & J^{up} \\ J^{pu} & J^{pp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta \mathbf{u}^h \\ \delta p^h \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_u \\ R_p \end{bmatrix} = 0 \quad (40)$$

式(34)一式(40)中: R_u 为应力方程的余量形式; R_p 为渗流方程的余量形式; $J^{uu}, J^{up}, J^{pu}, J^{pp}$ 为雅可比矩阵中的分项。

通过式(40)求得位移增量 $\delta \mathbf{u}^h$ 和压力增量 δp^h

后,第*i*+1个迭代步的位移和压力试探解可写为:

$$\mathbf{u}_{i+1}^h = \mathbf{u}_i^h + \delta \mathbf{u}_i^h, \mathbf{P}_{i+1}^h = \mathbf{P}_i^h + \delta \mathbf{P}_i^h \quad (41)$$

获得第*i*+1个迭代步位移和压力试探解后,通过求解方程可得到裂缝相场值,在该过程中位移和压力值是固定的:

$$K_c = \int_{\Omega} \left\{ \mathbf{N}_c^T \left(\frac{G_c}{l_0} + 2H_{i+1} \right) \mathbf{N}_c + G_c l_0 \mathbf{B}_c^T \mathbf{B}_c \right\} d\Omega \quad (42)$$

$$f_c = \int_{\Omega} 2\mathbf{N}_c^T H_{i+1} d\Omega \quad (43)$$

$$K_c \mathbf{c}_{i+1}^h = f_c \quad (44)$$

在每个时间步内,当位移、压力和裂缝相场都满足式(44)所示的收敛条件时,则迭代结束,进入下一时间步的计算,否则迭代继续进行:

$$\|R_u\| \leq \text{tol} \|R_{u0}\|, \|R_p\| \leq \text{tol} \|R_{p0}\|, \|c_{i+1} - c_i\| \leq \text{tol} \|R_{c0}\| \quad (45)$$

式中:tol为收敛容差,取值为 1×10^{-5} 。

最后,优选 MATLAB 软件编写相应数值计算程序求解上述数值计算模型。

2 数值算例

2.1 模型收敛性验证

为了验证模型的收敛性,模拟时间步长分别为2 s、1 s和0.5 s的裂缝扩展情况。模拟所采用的计算区域及边界条件如图2所示,计算区域是边长为20 m的正方形,其中心有1条长度为2 m的初始裂缝。计算区域被均匀剖分为 80×80 个正方形单元,左边界*x*方向的位移和下边界*y*方向的位移固定,分别对右边界和上边界施加25 MPa和20 MPa的压应力,初始孔

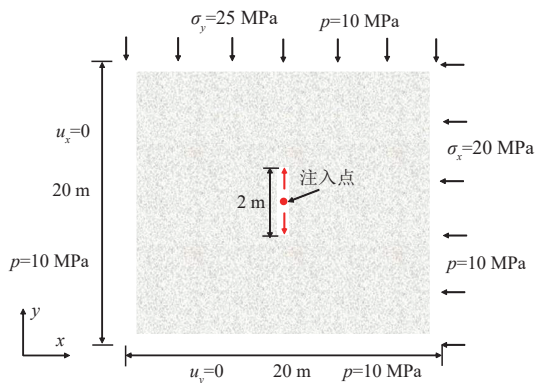


图2 模型收敛性分析算例中计算域和边界条件示意图
Fig. 2 Schematic of computational domain and boundary conditions for model convergence example

隙流体压力为10 MPa。整个计算过程中,外边界流体压力保持为10 MPa,流体从注入点以 $0.003 \text{ m}^2/\text{s}$ 的速度注入,总注入时间为24 s,长度尺度参数 l_0 设为0.5 m,其他输入参数见表1。

由3种不同时间步长算例中注入结束时裂缝相场云图和流体压力云图(图3、图4)可知,两者具有相同特征。具体表现为:①压裂裂缝沿最大水平应力方向(*y*方向)直线延伸;②由于压裂液滤失,裂缝周围流体压力略高于初始压力,但流体压力升高区域主要集中在裂缝区域。从3种不同时间步长算例中注入点压力随时间的变化曲线可知,3条曲线几乎重合,由此可验证数值模型的收敛性(图5)。

2.2 水力裂缝延伸轨迹影响因素分析

模拟分析影响水力裂缝延伸轨迹的几个关键因素。模型的计算区域为 $20 \text{ m} \times 20 \text{ m}$ 的正方形(图6),其中心有一条长为2 m的初始裂缝,流体从注入点注入,在距注入点3 m处存在与初始裂缝成一定相交角的天然裂缝,将该计算域均匀剖分为 80×80 个正方形单元,最大水平地应力和最小水平地应力分别作用于上边界和右边界,长度尺度参数 l_0 设为0.5 m,其他输入参数见表2。

2.2.1 原地应力差和相交角的影响

将 σ_x 设为20 MPa, σ_y 分别设为22.5 MPa、25 MPa和30 MPa,研究原地应力差($\sigma_y - \sigma_x$)和相交角(β)对裂缝延伸轨迹的影响。

相交角为 30° 时,由3种不同应力差下水力裂缝

表1 模型收敛性分析算例中输入参数
Table 1 Input data for convergence study example

参数	符号	取值
临界应力(MPa)	σ_c	3
杨氏模量(MPa)	E	23 500
泊松比	ν	0.21
流体体积模量(MPa)	K_f	2 200
孔隙度	φ	0.05
Biot系数	α	0.95
初始渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	k_0	0.50
流体黏度($10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s}$)	μ	1
式(7)中的常数	b_1	1
式(7)中的常数	b_2	1×10^8
式(7)中的常数	b_3	1.50

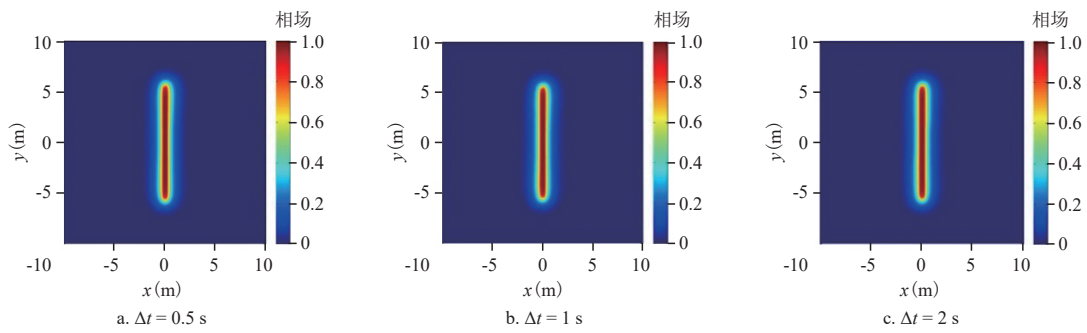


图3 3种不同时间步长情况下注入结束时裂缝相场分布

Fig. 3 Fracture phase field distribution contours at the end of injection under three different time steps

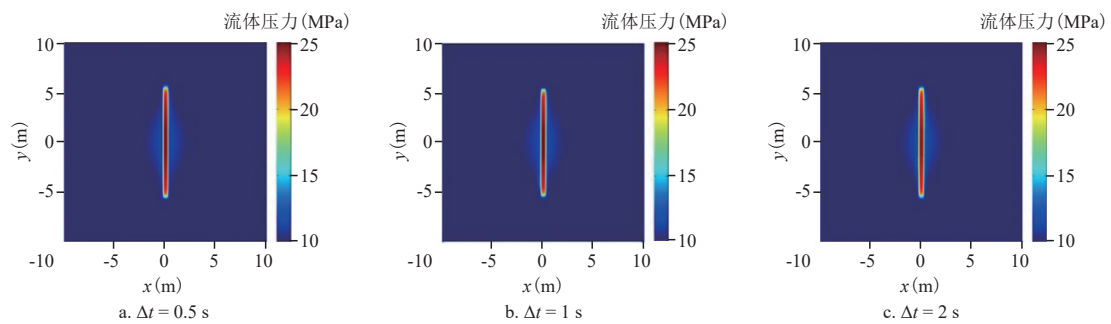


图4 3种不同时间步长情况下注入结束时流体压力分布

Fig. 4 Fluid pressure distribution contours at the end of injection under three different time steps

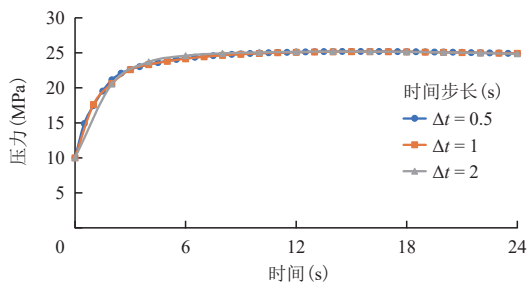
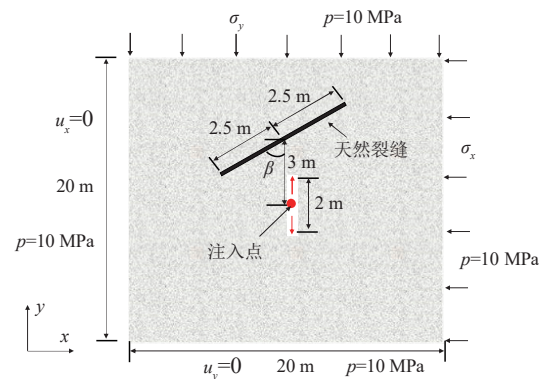


图5 3种不同时间步长情况下注入点压力随注入时间变化

Fig. 5 Pressure at injection point versus injection time with three different time steps



注: p 为流体压力, MPa; u_x, u_y 分别为 x, y 方向的位移。

图6 影响因素分析算例所采用计算域和边界条件
Fig. 6 Schematic of computational domain and boundary conditions for influencing factors study

延伸情况可知:原地应力差为 2.5 MPa 和 5 MPa 时,水力裂缝与天然裂缝相交前沿直线扩展(图 7a、图 7d),随着流体继续注入,水力裂缝沿天然裂缝的右翼延伸(图 7b、图 7e),直到水力裂缝延伸到天然裂缝右翼尖端后再转向沿最大地应力方向(y 方向)延伸(图 7c、图 7f)。当原地应力差增大到 10 MPa 时,水力裂缝将直线穿过天然裂缝,这种情况下水力裂缝无

法激活天然裂缝(图 7g,图 7i)。

相交角为 45° 时,由 3 种不同应力差下水力裂缝延伸情况可知:相交角为 45° 时与相交角为 30° 时水力裂缝延伸特征具有相似性。即原地应力差为 2.5 MPa 和 5 MPa 时(图 8a—图 8f),水力裂缝沿天然裂缝右翼

表2 影响水力裂缝延伸轨迹的模拟参数
Table 2 Simulation parameters which affect hydraulic fracture extension trajectory

参数	符号	值	参数	符号	值
最小水平主应力(MPa)	σ_x	20	天然裂缝初始渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	k_{n0}	20
临界应力(MPa)	σ_c	3	注入速率(m^2/s)	q	0.003
天然裂缝临界应力(MPa)	σ_{cf}	1	流体黏度($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	μ	1
杨氏模量(MPa)	E	23 500	时间步长(s)	Δt	2
泊松比	ν	0.21	总注入时间(s)	T_{total}	24
流体体积模量(MPa)	K_f	2 200	式(7)中的常数	b_1	1
孔隙度	φ	0.05	式(7)中的常数	b_2	1×10^8
Biot系数	α	0.95	式(7)中的常数	b_3	1.5
基质初始渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	k_0	0.50			

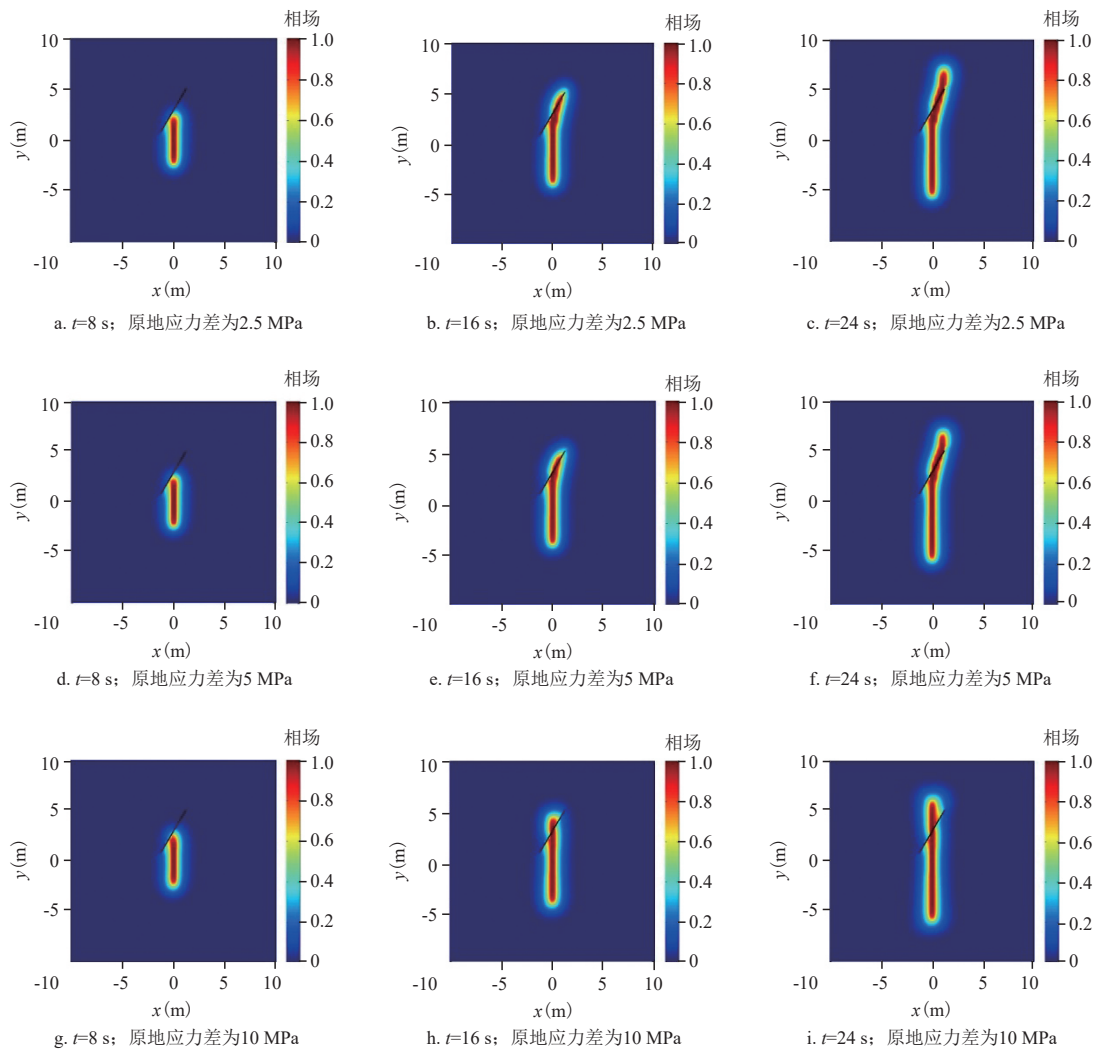


图7 相交角为 30° 时不同原地应力差条件下裂缝相场演化

Fig. 7 Fracture propagation processes for different in-situ stresses at an approach angle of 30°

扩展,随后在天然裂缝右翼尖端沿 y 方向扩展。当地应力差为10 MPa时(图8g—图8i),天然裂缝不会影响水力裂缝的延伸轨迹,水力裂缝将直线穿过天然裂缝。

相交角为 60° 时,由3种不同应力差下水力裂缝延伸情况可知:原地应力差为2.5 MPa和5 MPa条件下水力裂缝延伸特征具有相似性(图9a—图9f)。具体表现为:水力裂缝与天然裂缝相交后将沿天然裂缝右翼延伸一定距离,然后再转向沿 y 方向延伸。但原地应力差为2.5 MPa时,水力裂缝沿天然裂缝的延伸距离略大于应力差为5 MPa时的延伸距离。当应力差进一步增加到10 MPa时,水力裂缝将直线穿过天然裂缝(图9g—图9i)。

综合分析上述模拟结果可知:相交角和原地应

力差越小,天然裂缝越容易被水力裂缝开启(表3)。

2.2.2 注入速率的影响

将相交角和原地应力差分别设置为 45° 和5 MPa,分别模拟注入速率为 $0.0015\text{ m}^2/\text{s}$ 和 $0.006\text{ m}^2/\text{s}$ 时的裂缝延伸情况,再与注入速率为 $0.003\text{ m}^2/\text{s}$ 时的裂缝延伸情况(图8d—图8f)进行对比。为了确保流体加载强度和总注入量相同,注入速率为 $0.0015\text{ m}^2/\text{s}$ 算例中时间步长和注入时间分别设置为4 s和48 s,注入速率为 $0.006\text{ m}^2/\text{s}$,算例中时间步长和注入时间分别设置为1 s和12 s。即3种注入速率条件下每个时间步的流体加载强度均为 0.006 m^2 ,总注入量均为 0.072 m^2 ,模拟输入的其他参数见表2。

综上所述,由注入速率为 $0.0015\text{ m}^2/\text{s}$ 、 $0.006\text{ m}^2/\text{s}$

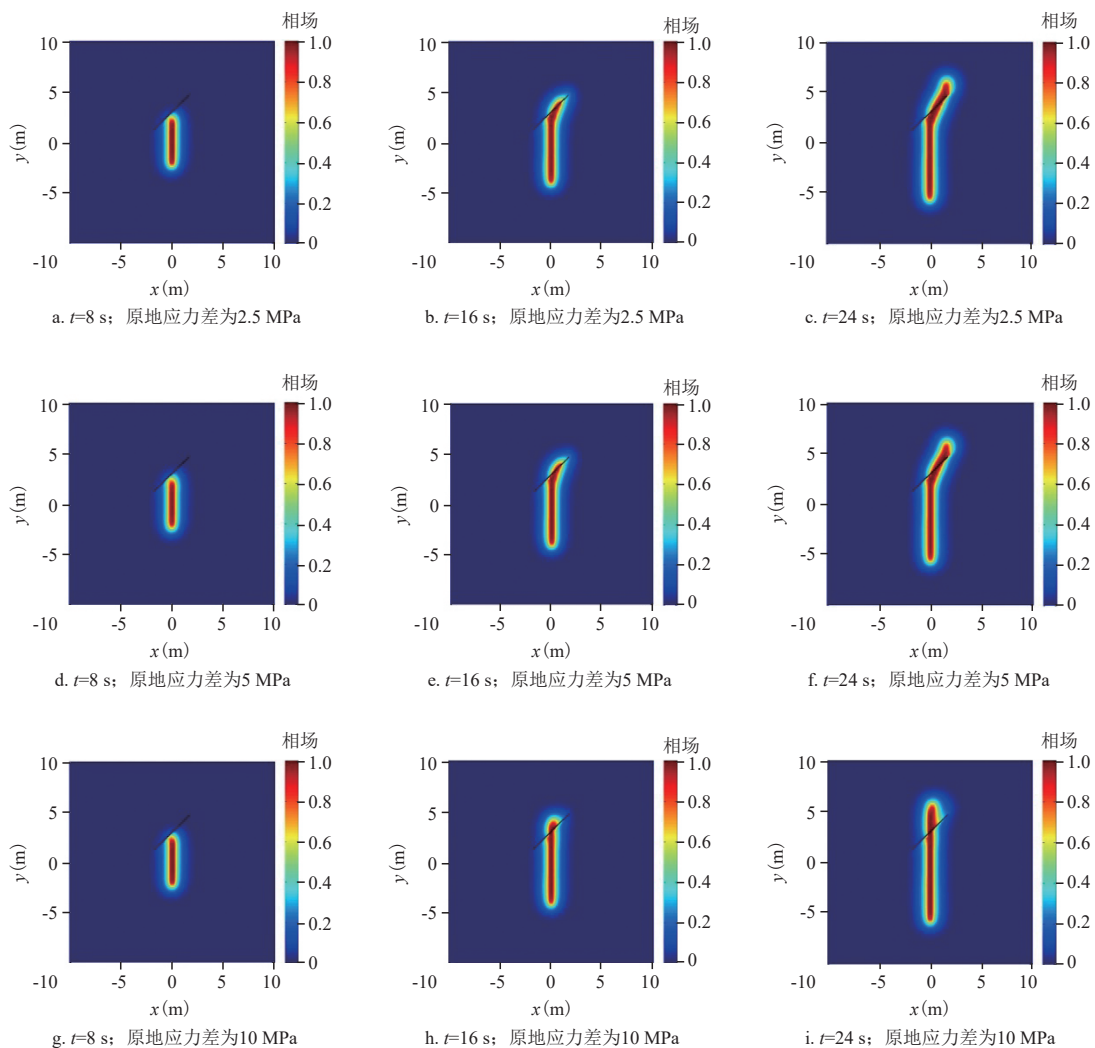


图8 相交角为 45° 时不同原地应力差下裂缝相场演化

Fig. 8 Fracture propagation processes for different in-situ stresses at an approach angle of 45°

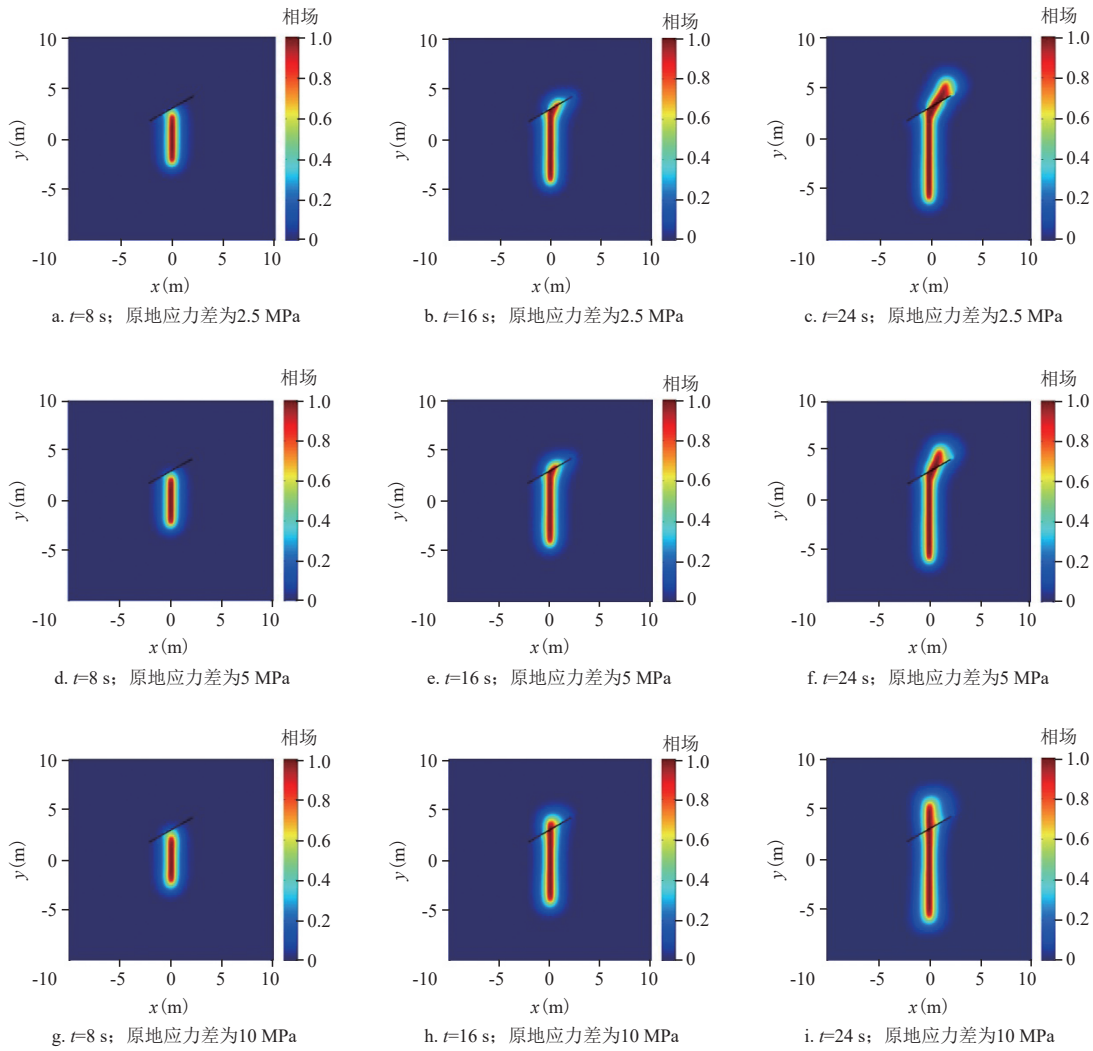


图9 相交角为60°时不同原地应力差下裂缝相场演化

Fig. 9 Fracture propagation processes for different in-situ stresses at an approach angle of 60°

表3 水力裂缝与天然裂缝在不同相交角和原地应力差条件下的相交情况

Table 3 Intersection behaviours of the hydraulic and natural fractures for different approach angles and in-situ stress differences

相交角(°)	原地应力差(MPa)	结果
30	2.5	开启天然裂缝
	5.0	开启天然裂缝
	10.0	穿过天然裂缝
45	2.5	开启天然裂缝
	5.0	开启天然裂缝
	10.0	穿过天然裂缝
60	2.5	部分开启
	5.0	部分开启
	10.0	穿过天然裂缝

时的裂缝相场演化(图10—图11)可知:3个不同注入速率下裂缝延伸轨迹具有相似性,即水力裂缝将转向沿天然裂缝右翼扩展,但在这3种不同注入速率条件下,裂缝相场变化存在一定差异。在0.003 m²/s和0.006 m²/s注入速率条件下,水力裂缝扩展到天然裂缝右翼最顶端后再转向沿y方向扩展;在0.0015 m²/s的注入速率条件下,水力裂缝沿天然裂缝右翼延伸一定距离后(未到顶端)即转向沿y方向扩展。另外,由3种不同注入速率条件下注入点压力随注入量的变化关系可知(图12):3条曲线具有相同趋势,在初始阶段,注入点压力随注入量增加而增加,但较低的注入速率不利于完全开启天然裂缝,而过高的注入速率会导致注入压力较高,这对压裂施工管柱和地面设备的要求较高。因此,在压裂施工过程中,在井口装备和

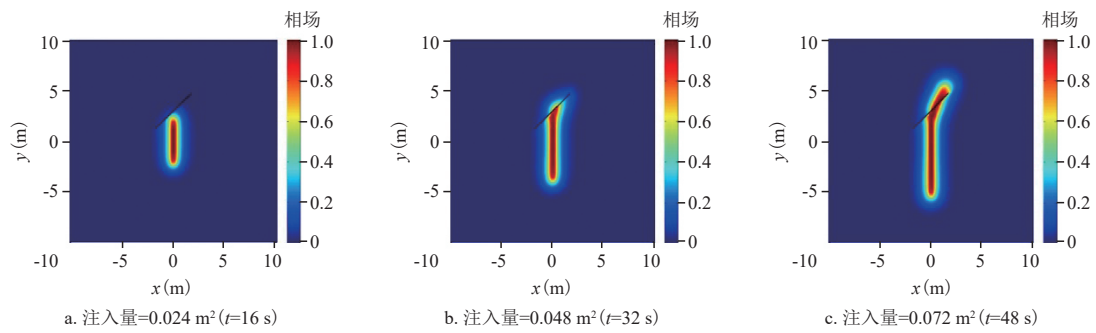


图10 注入速率为0.0015 m²/s时裂缝相场演化

Fig. 10 Snapshots of fracture phase-field evolution contours corresponding to injection rate of 0.0015 m²/s

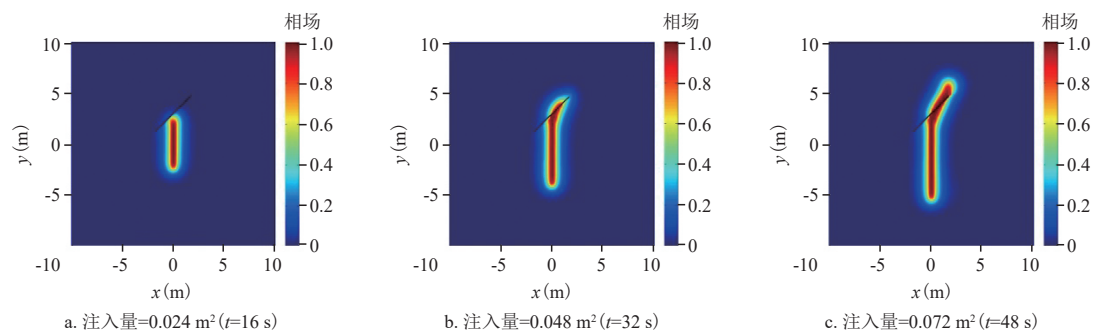


图11 注入速率为0.006 m²/s时裂缝相场演化

Fig. 11 Snapshots of fracture phase-field evolution contours corresponding to injection rate of 0.006 m²/s

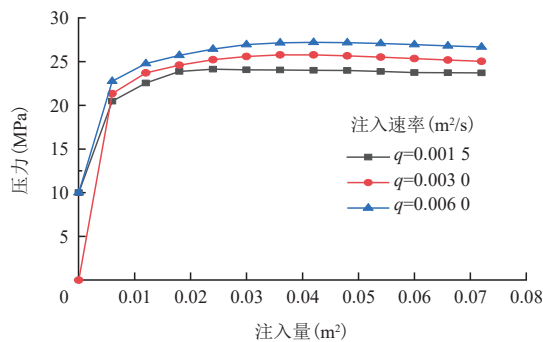


图12 在3种不同注入速率下注入点压力与注入量关系
Fig. 12 Pressure at injection point versus injection volume for three different injection rates

地下管柱强度允许的条件下应尽量提高施工排量。

2.2.3 压裂液黏度的影响

将相交角和原地应力差分别设置为45°和5 MPa,模拟压裂液黏度为3 mPa·s和5 mPa·s时的裂缝扩展

情况,再与压裂液黏度为1 mPa·s时的裂缝扩展情况(图8d—图8f)进行对比,其他模拟输入参数见表2。

压裂液黏度为1 mPa·s、3 mPa·s和5 mPa·s时的裂缝相场分布(图8b、图13、图14)可知:3种不同压裂液黏度条件下水力裂缝延伸特征具有相似性,水力裂缝沿天然裂缝右翼延伸,随后在天然裂缝右翼顶端再转向沿y方向扩展。但也有不同点,具体表现为随着压裂液黏度的增加,水力裂缝的长度略有减少。由3种不同压裂液黏度条件下注入点压力随注入时间变化特征(图15)可知,注入压力随压裂液黏度的增加而增加。

2.3 模型验证

对比研究模型的模拟结果(表3)与ZHOU^[5]等物理模拟实验结果(图16)可知:虽然存在异常点,但模型模拟结果与实验结果吻合较好,进而验证了模型的可靠性。

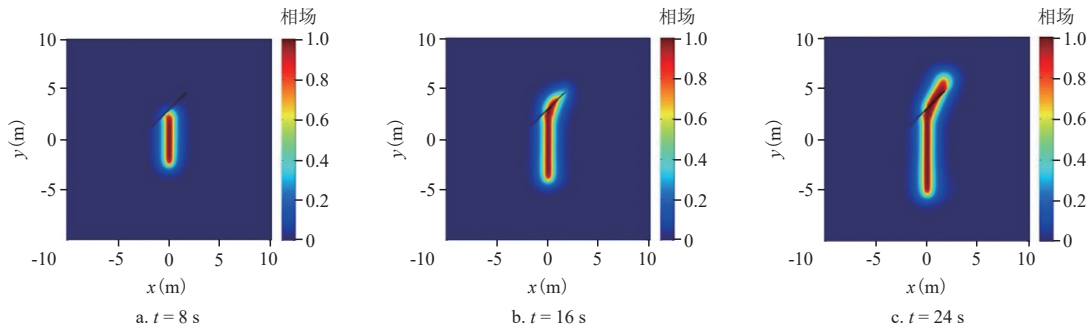


图13 压裂液黏度为3 mPa·s时裂缝相场演化

Fig. 13 Snapshots of fracture phase-field evolution contours corresponding to fluid viscosity of 3 mPa·s

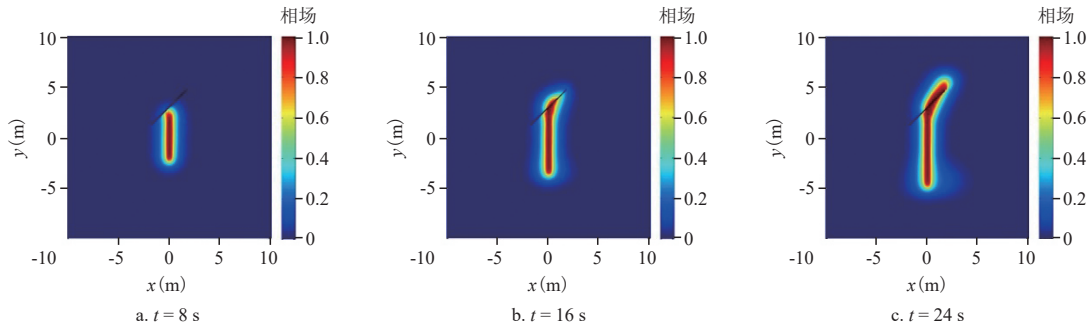


图14 压裂液黏度为5 mPa·s时裂缝相场演化

Fig. 14 Snapshots of fracture phase-field evolution contours corresponding to fluid viscosity of 5 mPa·s

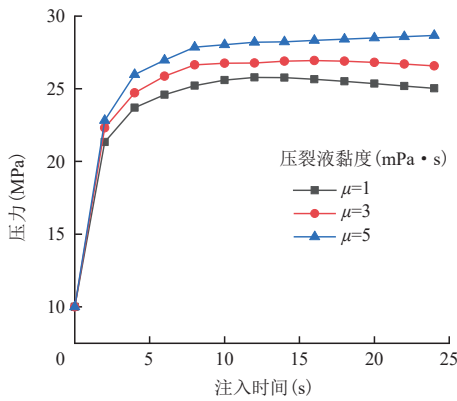


图15 3种不同压裂液黏度下注入点压力与注入时间关系

Fig. 15 Pressure at the injection point versus the injection time for three different fluid viscosities

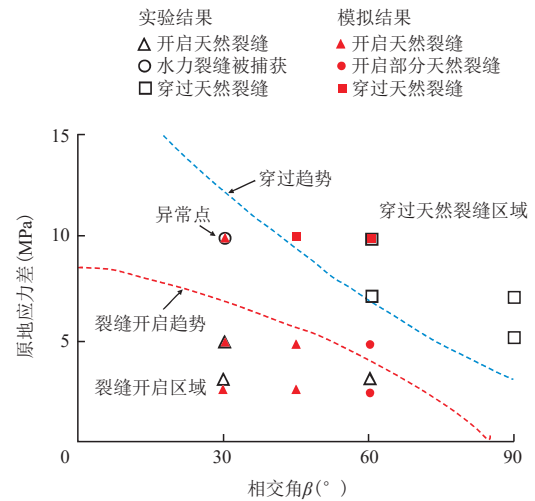


图16 模型计算结果与实验结果对比

Fig. 16 Comparison diagram of model calculation results and experimental results

3 结论

基于相场法理论建立了多孔介质中水力压裂裂缝延伸模型,通过3个不同时间步长算例验证了研究

模型的收敛性。将模型计算结果与前人物理模拟实验结果进行对比,验证了模型的正确性。另外,利用该模型研究了原地应力差、相交角、注入速率和压裂

液黏度对含天然裂缝地层中水力裂缝延伸特征的影响,得到的主要认识如下:

1) 相交角和原地应力差越小,水力裂缝越容易开启天然裂缝,但即使相交角和原地应力差很小,水力裂缝也只能开启天然裂缝的一翼。

2) 较高的注入速率有利于完全开启天然裂缝。注入压力随注入速率的增加而增加。因此,在压裂施工过程中,在井口装备和地下管柱强度允许的条件下应尽量提高施工排量。

3) 注入压力随着压裂液黏度增加而增加,水力裂缝长度随着压裂液黏度增加而略有减小。

参考文献

- [1] 李英杰,钟立博,左建平.页岩I型裂纹遇层理起裂扩展准则研究[J].中国矿业大学学报,2020,49(3):488-498.
LI Yingjie, ZHONG Libo, ZUO Jianping. Crack initiation and propagation criteria of mode I crack encountering bedding plane for shale[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(3): 488-498.
- [2] 张丰收,吴建发,黄浩勇,等.提高深层页岩裂缝扩展复杂程度的工艺参数优化[J].天然气工业,2021,41(1):125-135.
ZHANG Fengshou, WU Jianfa, HUANG Haoyong, et al. Technological parameter optimization for improving the complexity of hydraulic fractures in deep shale reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 125-135.
- [3] 郭建春,赵志红,路千里,等.深层页岩缝网压裂关键力学理论研究进展[J].天然气工业,2021,41(1):102-117.
GUO Jianchun, ZHAO Zhihong, LU Qianli, et al. Research progress in key mechanical theories of deep shale network fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 102-117.
- [4] 刘顺,何衡,赵倩云,等.水力裂缝与天然裂缝交错延伸规律[J].石油学报,2018,39(3):320-326.
LIU Shun, HE Heng, ZHAO Qianyun, et al. Staggered extension laws of hydraulic fracture and natural fracture[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(1): 320-326.
- [5] ZHOU J, CHEN M, JIN Y, et al. Analysis of fracture propagation behaviour and fracture geometry using a tri-axial fracturing system in naturally fractured reservoirs[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2008, 45(7): 1143-1152.
- [6] 范铁刚,张广清.注液速率及压裂液黏度对煤层水力裂缝形态的影响[J].中国石油大学学报(自然科学版),2014,38(4):117-123.
FAN Tiegang, ZHANG Guangqing. Influence of injection rate and fracturing fluid viscosity on hydraulic fracture geometry in coal[J]. Journal of China University of Petroleum, 2014, 38(4): 117-123.
- [7] 考佳玮,金衍,付卫能,等.深层页岩在高水平应力差作用下压裂裂缝形态实验研究[J].岩石力学与工程学报,2018,37(6):37-44.
KAO Jiawei, JIN Yan, FU Weineng, et al. Experimental research on the morphology of hydraulic fractures in deep shale under high difference of in-situ horizontal stresses[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2018, 37(6): 37-44.
- [8] 侯冰,程万,陈勉,等.裂缝性页岩储层水力裂缝非平面扩展实验[J].天然气工业,2014,34(12):81-86.
HOU Bing, CHENG Wan, CHEN Mian, et al. Experiments on the non-planar extension of hydraulic fractures in fractured shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 81-86.
- [9] 曾义金,周俊,王海涛,等.深层页岩真三轴变排量水力压裂物理模拟研究[J].岩石力学与工程学报,2019,38(9):1758-1766.
ZENG Yijin, ZHOU Jun, WANG Haitao, et al. Research on true triaxial hydraulic fracturing in deep shale with varying pumping rates[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2019, 38(9): 1758-1766.
- [10] BEHNIA M, GOSHTASBI K, MARJI M F, et al. Numerical simulation of interaction between hydraulic and natural fractures in discontinuous media[J]. Acta Geotechnica, 2015, 10(4): 533-546.
- [11] WU K, OLSON J E. Numerical investigation of complex hydraulic-fracture development in naturally fractured reservoirs[J]. SPE Production & Operations, 2016, 31(4): 38-52.
- [12] TANG J Z, WU K, LI Y C, et al. Numerical investigation of the interactions between hydraulic fracture and bedding planes with non-orthogonal approach angle[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2018, 200: 1-16.
- [13] CHANG X, GUO Y, ZHOU J, et al. Numerical and experimental investigations of the interactions between hydraulic and natural fractures in shale formations[J]. Energies, 2018, 11(10): 2541.
- [14] CHEN Z, YANG Z, WANG M. Hydro-mechanical coupled mechanisms of hydraulic fracture propagation in rocks with cemented natural fractures[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2018, 163: 421-434.
- [15] LIU Z, XU H, ZHAO Z, et al. Modeling of interaction between the propagating fracture and multiple pre-existing cemented discontinuities in shale[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2019, 52(6): 1993-2001.
- [16] GUO J C, ZHAO X, ZHU H Y, et al. Numerical simulation of interaction of hydraulic fracture and natural fracture based on the cohesive zone finite element method[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2015, 25: 180-188.
- [17] CORDERO J A R, SANCHEZ E C M, ROEHL D, et al. Hydro-mechanical modeling of hydraulic fracture propagation and its interactions with frictional natural fractures[J]. Computers and Geotechnics, 2019, 111: 290-300.
- [18] SUO Y, CHEN Z X, YAN H, et al. Using cohesive zone model to simulate the hydraulic fracture interaction with natural fracture in poro-viscoelastic formation[J]. Energies, 2019, 12(7): 1254.
- [19] DAHI-TALEGHANI A, OLSON J E. Numerical modeling of multi-stranded-hydraulic-fracture propagation: Accounting for the interaction between induced and natural fractures[J]. SPE Journal, 2011, 16(3): 575-581.
- [20] WANG X L, SHI F, LIU C, et al. Extended finite element

- simulation of fracture network propagation in formation containing frictional and cemented natural fractures[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 50: 309-324.
- [21] SHI F, WANG X, LIU C, et al. An XFEM-based method with reduction technique for modeling hydraulic fracture propagation in formations containing frictional natural fractures[J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2017, 173: 64-90.
- [22] NGUYEN T T, YVONNET J, ZHU Q Z, et al. A phase-field method for computational modeling of interfacial damage interacting with crack propagation in realistic microstructures obtained by microtomography[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics & Engineering*, 2016, 312: 567-595.
- [23] LIANG X, YVONNET J, GHABEZLOO S. Phase field modeling of hydraulic fracturing with interfacial damage in highly heterogeneous fluid-saturated porous media[J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2017, 186: 158-180.
- [24] 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(1): 619-655.
- [25] 易良平,胡滨,李小刚,等.基于相场法的煤砂互层水力裂缝纵向延伸计算模型[J].*煤炭学报*,2020,45(S2):706-716.
YI Liangping, HU Bin, LI Xiaogang, et al. Calculation model of hydraulic crack vertical propagation in coal-sand interbedded formation based on the phase field method[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(S2): 706-716.
- [26] FRANCFORT G A, MARIGO J J. Revisiting brittle fracture as an energy minimization problem[J]. *Journal of the Mechanics & Physics of Solids*, 1998, 46(8): 1319-1342.
- [27] BOURDIN B, FRANFORT G A, MARIGO J J. The variational approach to fracture[J]. *Journal of Elasticity*, 2008, 91(1): 5-148.
- [28] MIEHE C, WELSCHINGER F, HOFACKER M. Thermodynamically consistent phase-field models of fracture: Variational principles and multi-field FE implementations[J]. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 2010, 83(10): 1273-1311.
- [29] ZHOU S W, RABCZUK T, ZHUANG X Y. Phase field modeling of quasi-static and dynamic crack propagation: COMSOL implementation and case studies[J]. *Advances in Engineering Software*, 2018, 122: 31-49.
- [30] ZHOU S W, ZHUANG X Y, RABCZUK T. A phase-field modeling approach of fracture propagation in poroelastic media[J]. *Engineering Geology*, 2018, 240(5): 189-203.
- [31] 易良平.致密砂岩储层水力压裂裂缝延伸关键理论问题研究[D].成都:西南石油大学,2020.
YI Liangping. Study on key theoretical problems of hydraulic fracture extension in the tight sandstone reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2020.
- [32] BIOT M A. General theory of three-dimensional consolidation [J]. *Journal of Applied Physics*, 1941, 12(2): 155-164.
- [33] EMDADI A, FAHRENHOLTZ W G, HILMAS G E, et al. A modified phase-field model for quantitative simulation of crack propagation in single-phase and multi-phase materials[J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2018, 200: 339-354.

(编辑 余聪)

(上接第603页)

- area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2021, 44(3): 87-95.
- [25] 来鹏,杜世涛,杨曙光,等.博乐盆地石炭系阿克沙克组沉积演化及页岩气有利区预测[J].*非常规油气*,2020,7(5):32-40.
LAI Peng, DU Shitao, YANG Shuguang, et al. Sedimentary evolution of Carboniferous Akshak Formation and prediction of favorable shale gas areas in Bole Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2020, 7(5): 32-40.
- [26] 朱庆忠,胡秋嘉,杜海为,等.基于随机森林算法的煤层气直井产气量模型[J].*煤炭学报*,2020,45(8):2846-2855.
ZHU Qingzhong, HU Qiujia, DU Haiwei, et al. A gas production model of vertical coalbed methane well based on random forest algorithm[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(8): 2846-2855.
- [27] 蒯亚兵,宋一民,蒋同昌,等.黄陇煤田永陇矿区煤层气成藏条件及主控因素研究[J].*煤炭科学技术*,2018,46(3):168-175.
LIAN Yabing, SONG Yimin, JIANG Tongchang, et al. Study on forming conditions and main controlling factors of CBM reservoirs in Yonglong Mining Area of Huanglong Coalfield[J]. *Coal Science and Technology*, 2018, 46(3): 168-175.
- [28] 高正,马东民,陈跃,等.含水率对不同宏观煤岩类型甲烷吸附/解吸特征的影响[J].*煤炭科学技术*,2020,48(8):97-105.
GAO Zheng, MA Dongmin, CHEN Yue, et al. Effect of water content on adsorption/desorption of methane of different macroscopic lithotypes [J]. *Coal Science and Technology*, 2020, 48(8): 97-105.
- [29] 马东民,王传涛,夏玉成,等.大佛寺井田煤层气井压裂参数优化方案[J].*西安科技大学学报*,2019,39(2):263-269.
MA Dongmin, WANG Chuantao, XIA Yucheng, et al. Optimization program of fracturing parameters for coalbed methane wells in Dafosi Minefield[J]. *Journal of Xi'an University of Science and Technology*, 2019, 39(2): 263-269.
- [30] 彭文利,薛冽,马效杰,等.准噶尔盆地南缘齐古地区煤层气地质特征[J].*非常规油气*,2021,8(1):8-14.
PENG Wenli, XUE Lie, MA Xiaojie, et al. Geological characteristics of coalbed methane in Qigu area, southern Margin of Junggar Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(1): 8-14.

(编辑 余聪)