

基于相场裂缝模型的酸化压裂孔洞沟通类型研究

戴一凡¹, 侯冰^{2,3*}, 琚宜文^{4,5}

1 浙江海洋大学石油化工与环境学院, 舟山 316022

2 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油工程学院, 克拉玛依 834000

3 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

4 地球系统数值模拟与应用全国重点实验室, 北京 100049

5 中国科学院大学地球与行星科学学院, 北京 100049

* 通信作者, binghou@vip.163.com

收稿日期: 2023-12-12; 修回日期: 2024-02-29

国家重点研发计划项目“深部含煤岩系超临界CO₂穿层压裂—驱替—封存评价技术研究”(2022YFE0129800)、国家自然科学基金项目“超深碳酸盐岩断缝体储层酸压裂缝与天然裂缝—溶洞相互作用机理”(52074311)和国家自然科学基金重点项目“提高超深大尺度井压裂效率的关键力学问题研究”(52334001)联合资助

摘要 塔河油田深层碳酸盐岩储层油气分布具有不均匀性, 大量油气资源储存在天然溶洞内部。通过酸压裂缝沟通尽可能多的孔洞结构, 建立孔洞与井筒之间的流通通道, 有利于提高深层碳酸盐岩储层开发改造效果。本文根据拉伸—剪切复合型裂缝扩展准则对传统相场裂缝模型能量方程进行修正, 开发了扩展自适应网格技术。基于相场法建立流—固—热—化多场耦合酸压裂缝扩展数值模型, 分析了地应力、孔洞结构与酸岩反应对酸压裂缝扩展路径的影响。根据模拟结果发现: (1) 根据相场法建立的酸压裂缝模型基于能量最小化原理求解裂缝扩展路径, 能够实现流—固—热—化多场耦合条件下酸压裂缝起裂与扩展模拟。(2) 地应力对酸压裂缝扩展起主导作用, 孔洞结构对酸压裂缝扩展起诱导作用, 酸岩反应对酸压裂缝扩展起辅助作用。(3) 酸压裂缝周边的孔洞可在酸液的扩散与酸蚀作用下与裂缝达成间接沟通, 孔洞内的油气资源可通过酸蚀后的基质进入酸压裂缝。有效识别孔洞结构分布位置是提升缝洞型储层酸压开发效果的基础。本文研究结果可为深层碳酸盐岩储层酸化压裂缝洞沟通行为提供理论依据。

关键词 碳酸盐岩储层; 酸化压裂; 孔洞沟通; 相场裂缝模型; 多物理场耦合

中图分类号: TE122.14

Connection types of natural holes and acid fractures based on a phase-field fracture model

DAI Yifan¹, HOU Bing^{2,3}, JU Yiwen^{4,5}

1 School of Petrochemical and Environment, Zhejiang Ocean University, Zhoushan 316022, China

2 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay 834000, China

3 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

4 Key Laboratory of Earth System Numerical Modeling and Application, Beijing 100049, China

引用格式: 戴一凡, 侯冰, 琚宜文. 基于相场裂缝模型的酸化压裂孔洞沟通类型研究. 石油科学通报, 2024, 09(05): 777-788

DAI Yifan, HOU Bing, JU Yiwen. Connection types of natural holes and acid fractures based on a phase-field fracture model. Petroleum Science Bulletin, 2024, 09(05): 777-788. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.05.059

5 College of Earth and Planetary Sciences, University of Chinese Academy of Sciences, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

Received: 2023-12-12; Revised: 2024-02-29

Abstract The significant amount of oil and gas resources in the Taha oilfield is stored in natural holes. Acid-fracturing can establish fluid communication pathways between natural holes and wellbores, which can increase the development of carbonate reservoirs. An extended adaptive meshing technique was developed in this paper. The multi-physics coupling model for acid-fracture propagation was established using the phase-field method. The interaction between acid fractures and natural holes was simulated. The effects of in-situ stress, hole structure, and acid-rock reactions on acid-fracture propagation were analyzed. Two communication modes between acid-fractures and natural holes, direct communication and indirect communication, were summarized. The simulation results reveal the following conclusions: (1) the acid fracture model based on the phase field method solves the fracture propagation path based on the principle of energy minimization, which can simulate the acid fracture initiation and propagation under multi-field coupling conditions. (2) In-situ stress plays a dominant role in acid-fracture propagation. Natural holes affect the propagation of acid fracturing, and acid rock reaction assists in the propagation of acid fracturing. (3) The acid diffusion and etching capabilities result in indirect communication between acid fractures and surrounding holes, The oil and gas resources in the holes can enter the acid fracture through the acid-etched matrix. The identification of the holes distribution is the basis of improving the acid fracturing result. It is believed that this finding can offer information for acid-fracturing study in deep carbonate reservoirs.

Keywords carbonate reservoir; acid fracturing; holes connection; phase field fracture model; multi-physical coupling model

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.05.059

0 引言

塔河油田深层碳酸盐岩储层具有埋藏深, 储层温度高, 非均质性强, 孔洞储集体发育且分布复杂等特征^[1-2]。储层中大量油气资源储存在孔洞结构内部。碳酸盐岩储层基础物性差, 亟需通过酸化压裂技术进行针对性改造^[3-5]。储集体发育不连续, 酸压裂缝起裂与扩展预测难度大^[6-7]。酸化压裂是一种被广泛应用于碳酸盐岩储层增产改造的技术, 通过将酸液注入并压裂地层, 形成复杂人工裂缝并沟通孔洞结构, 从而提高油气井产量^[8]。在酸化压裂过程中, 酸液会酸蚀裂缝周边岩石, 降低岩石破裂压裂并提高储层渗透率, 提升缝洞沟通效果^[9]。在油田生产过程中, 酸化压裂改造后的油气井产量均有显著提升。现阶段施工人员通常将酸压裂缝沟通尽可能多的孔洞结构作为改造目标, 因此本文针对酸化压裂过程中的孔洞沟通类型展开相应研究。

酸化压裂是一个典型多物理场问题, 涉及流体压力、地应力、温度以及酸岩反应等多个物理量之间的相互作用^[10]。这导致了酸压裂缝扩展形态更为复杂, 通过物理模拟进行研究常面临着岩样获取困难, 实验数量不足, 考虑因素不全等问题。本研究根据真实岩样中的孔洞形态与分布特征构建几何模型, 并建立裂缝扩展数值模型开展相应研究。目前为止, 研

究人员对多物理场耦合下裂缝扩展问题进行了大量研究。Zuorong Chen等人^[11]采用有限元模型模拟了流一固耦合条件下天然裂缝与水力裂缝的相互作用。A.R. Khoei等人^[12]采用扩展有限元方法建立了流一固一热耦合裂缝扩展模型, 并实现了土力学相关模拟。在多物理场模型中, 不同物理量之间的耦合通常是模型的一大难点^[13]。Lyons等人^[14]基于格子玻尔兹曼方法, 对酸液在岩石基质中的细观溶蚀特征进行了模拟研究。任冀川、郭建春等人^[15-16]采用半解析模型对裂缝型碳酸盐岩储层酸压裂缝扩展进行数值模拟研究, 并采用无因次产能指数对酸压改造效果进行分析。在酸化压裂过程中, 岩石基质的强度会随着酸岩反应逐渐变化, 因此对数值模型的稳定性与鲁棒性提出了更高的要求。

相场法近年来被广泛运用于裂缝扩展问题中^[17]。与传统模拟方法相比, 相场法提供了一个相场参数来表征模型中空间点的物理状态, 可利用该参数可作为指示函数搭建耦合系统^[18]。传统有限元裂缝模型采用拉格朗日法建立网格系统, 用网格的移动与断裂描述裂缝形态, 模拟过程中常面临网格迭代更新等问题。相场裂缝模型基于欧拉法建立网格系统, 并搭配相场参数对裂缝形态进行描述, 传统有限元裂缝模型相比, 网格细化处理更为简便^[19-20]。同时该方法采用基于能量最小化原理判断裂缝扩展, 因此在处理复杂地质结构、模拟裂缝分叉, 转向等问题时不需要添加额外的

判别准则, 计算过程简单, 结果准确率高, 计算量相对较小^[21]。

到目前为止, 大量研究人员对相场裂缝模型进行了相关研究。Lee等^[31-32]搭建了流体驱动下的水力裂缝相场模型, 并对支撑剂的扩散及运移进行了相关研究。Noii等^[33]对非等温相场裂缝模型能量泛函进行了推导。Heider等^[34]、Nguyen等^[35]以及Suh等^[36]对多孔介质模型中流—固—热耦合相场裂缝模型进行了模拟研究。多物理场条件下相场裂缝模型的能量泛函扩展难度较大, 尚无流—固—热—化耦合的相场裂缝数值模型。本研究对相场裂缝模型进行了扩展以及修正, 首次搭建了适用于复杂碳酸盐岩储层酸化压裂的流—固—热—化耦合相场裂缝数值模型。采用该模型模拟了酸压裂缝扩展力学行为, 探究了碳酸盐岩储层酸压裂缝扩展的影响因素, 分析了地应力、孔洞结构与酸岩反应对酸压裂缝扩展的影响, 总结了酸压裂缝与孔洞结构的沟通类型。为现场酸压施工方案优化提供了参考。

1 数值模型

本文基于相场法建立了流—固—热—化多物理场耦合裂缝扩展数值模型, 模拟过程中的场变量包括位移(\mathbf{u})、相场参数(φ)、流体压力(p)、温度(Θ)、酸液浓度(c)。令 $\Lambda \in \mathbb{R}^2$ 为连续有界系统域, $\partial\Lambda$ 为模型边界, $t \in [0, T]$ 为系统模拟时间, C 为系统内狭长缝(见图1)。

在相场裂缝模型中, $\varphi=1$ 时表示基质, $\varphi=0$ 时表示裂缝或者破损, $0 < \varphi < 1$ 时表示裂缝相与完整固体相的界面, ε 为半缝宽。根据定义可知, 可利用相场参数描述裂缝扩展形态。同时通过相场参数 φ ($\varphi \in [0, 1]$)可构建指示函数将系统划分为基质域(Ω_s)与裂缝域(Ω_f), 即:

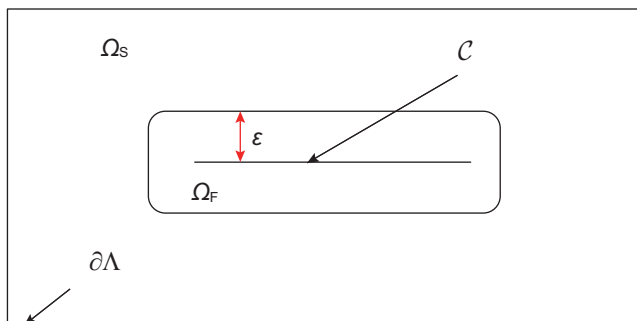


图1 相场裂缝模型几何示意图
Fig. 1 Diagram of phase field fracture model

$$\chi_F(x,t) := \begin{cases} 1 & \text{若 } \varphi < D_f \\ 1-\varphi(x,t) & \text{若 } D_f < \varphi < D_r \\ 0 & \text{若 } \varphi > D_r \end{cases} \quad (1)$$

$$\chi_R(x,t) := \begin{cases} 1 & \text{若 } \varphi < D_f \\ \varphi(x,t) & \text{若 } D_f < \varphi < D_r \\ 0 & \text{若 } \varphi > D_r \end{cases}$$

其中, $0 < D_f < D_r < 1$ 分别为裂缝域与相场域的区分参数。显然, 指示函数 χ_F 与 χ_R 在全域 Λ 内连续且满足 $\chi_F + \chi_R = 1$ 。在裂缝域内满足 $\chi_F = 1, \chi_R = 0$, 在基质域内满足 $\chi_F = 0, \chi_R = 1$ 。另外定义 $p_F := p|_{\Omega_f}, p_R := p|_{\Omega_r}, \Theta_F := \Theta|_{\Omega_f}, \Theta_R := \Theta|_{\Omega_r}, c_F := c|_{\Omega_f}, c_R := c|_{\Omega_r}$ 。

本模型除有限元基本假设^[22-24]外, 增加以下假设:

- (1) 裂缝扩展不可逆。
- (2) 流体压力与热应力对岩石所做功只能用于形成I型裂缝。
- (3) 裂缝内部时刻充满流体。
- (4) 酸岩反应影响下, 岩石基质的力学参数、孔隙度及渗透率的变化是连续的^[40]。

1.1 控制方程

1.1.1 位移—相场耦合方程

相场裂缝模型通过计算系统能量最小化问题来求解裂缝扩展, 在建模过程中不需要增加额外的裂缝扩展准则。考虑流体压力、温度、酸岩反应和裂缝表面能在内的非等温相场裂缝能量泛函可写为:

$$E(\mathbf{u}, p, c, \Theta, C) = \frac{1}{2}(\sigma(\mathbf{u}, c), e(\mathbf{u}))_{\Omega} - (\tau, \mathbf{u})_{\partial\Lambda} - (\alpha p, \nabla \cdot \mathbf{u})_{\Omega} - (3\alpha_{\Theta} K_d \Theta, \nabla \cdot \mathbf{u})_{\Omega} + G_c H^{d-1}(C) \quad (2)$$

其中 $\Omega = \Lambda \setminus C, H^{d-1}(C)$ 为裂缝长度, 单位为m; τ 为边界条件, 单位为Pa; G_c 为临界能量释放率, 单位为Pa·m; α 为Biot系数; $3\alpha_{\Theta}$ 为热膨胀系数, 单位为

$1/^{\circ}\text{C}$ 。在二维模型中 $K_d := \mu + \lambda, e(\mathbf{u}) = \frac{\nabla \mathbf{u} + \nabla \mathbf{u}^T}{2}$ 。基于Tortorelli等人提出的椭圆泛函^[25-26]可得:

$$G_c H^{d-1}(C) = \int_C G_c ds \approx \int_{\Lambda} G_c \left(\frac{1}{2\varepsilon} (1-\varphi)^2 + \frac{\varepsilon}{2} (\nabla \varphi)^2 \right) dx \quad (3)$$

根据裂缝扩展不可逆假设, $\partial_t \varphi \leq 0$ 。此时裂缝扩展问题转变为求解系统能量最小化问题。在 $\Lambda \times [0, T]$ 内, 给定 p, c, Θ , 对公式中的 \mathbf{u}, φ 求变分可得:

$$-\nabla \cdot \left(((1-k)\varphi^2 + k) \sigma^+(\mathbf{u}, c) + \sigma^-(\mathbf{u}, c) \right) - (\tau, \mathbf{u})_{\partial\Lambda} + (\alpha-1) \nabla(\varphi^2 p) + \varphi^2 \nabla p + (3\alpha_{\Theta} K_d + C_{\Theta}) \nabla(\varphi^2 \Theta) + \varphi^2 \nabla \Theta = 0 \quad (4)$$

$$-\left((1-k) \sigma^+(\mathbf{u}, c) : \mathbf{e}(\mathbf{u}) \varphi - \frac{G_c}{\varepsilon} (1-\varphi) - G_c \varepsilon \Delta \varphi - 2(\alpha-1) \varphi p \nabla \cdot \mathbf{u} + 2\varphi \nabla p \mathbf{u} - 2(3\alpha_{\Theta} K_d + C_{\Theta}) \varphi \Theta \nabla \cdot \mathbf{u} + 2C_{\Theta} \varphi \nabla \Theta \mathbf{u} \right) \leq 0 \quad (5)$$

其中 k 为正则化参数, 无量纲; C_{Θ} 为裂缝边界热应力系数, 单位为 $\text{Pa}/^\circ\text{C}$ 。上式仅考虑裂缝拉伸破坏情况下的扩展情况, 接下来根据I-II复合型裂缝扩展准则, 对 G_c 能量释放率项进行修正。首先引入I型临界能量释放率 G_{cI} 与II型临界能量释放率 G_{cII} , 由此可得适用于拉伸—剪切破坏的裂缝扩展因子 $F(\beta) = \frac{G_I(\beta)}{G_{cI}} + \frac{G_{II}(\beta)}{G_{cII}}$, 其中 β 为裂缝当前方向与裂缝扩展方向的夹角。修正后裂缝扩展准则变为: 当 $\max_{\beta \in [-\pi, \pi]} F(\beta) \geq 1$ 时, 裂缝扩展。此时公式(4)与公式(5)经过修正后为:

$$-\nabla \cdot \left(((1-k)\varphi^2 + k) \left(\sigma_I^+(\mathbf{u}, c) + \sigma_{II}^+(\mathbf{u}, c) \right) + \sigma^-(\mathbf{u}, c) \right) - (\tau, \mathbf{u})_{\partial\Lambda} + (\alpha-1) \nabla(\varphi^2 p) + \varphi^2 \nabla p + (3\alpha_{\Theta} K_d + C_{\Theta}) \nabla(\varphi^2 \Theta) + \varphi^2 \nabla \Theta = 0 \quad (6)$$

$$(1-k) \left(\frac{\sigma_I^+(\mathbf{u}, c)}{G_{cI}} + \frac{\sigma_{II}^+(\mathbf{u}, c)}{G_{cII}} \right) : \mathbf{e}(\mathbf{u}) \varphi - \frac{1}{\varepsilon} (1-\varphi) - \varepsilon \Delta \varphi - \frac{2(\alpha-1)}{G_{cI}} \varphi p \nabla \cdot \mathbf{u} + \frac{2}{G_{cI}} \varphi \nabla p \mathbf{u} - \frac{2(3\alpha_{\Theta} K_d + C_{\Theta})}{G_{cI}} \varphi \Theta \nabla \cdot \mathbf{u} + \frac{2C_{\Theta}}{G_{cI}} \varphi \nabla \Theta \mathbf{u} \geq 0 \quad (7)$$

其中 $\sigma_I^+(\mathbf{u}, c)$, $\sigma_{II}^+(\mathbf{u}, c)$, $\sigma^-(\mathbf{u}, c)$ 分别为I型裂缝驱动应力, II型裂缝驱动应力以及非裂缝驱动应力。本文采用Mixed-Freddi应力分解方法^[30], 即:

$$\mathbf{e}_I^+ = \begin{cases} \begin{pmatrix} e_{nn} & 0 \\ 0 & e_{ss} \end{pmatrix} & \text{若 } e_{nn} + \frac{\lambda}{\lambda+2\mu} e_{ss} > 0 \text{ 且 } e_{ss} > 0 \\ \begin{pmatrix} e_{nn} + \frac{\lambda}{\lambda+2\mu} e_{ss} & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} & \text{若 } e_{nn} + \frac{\lambda}{\lambda+2\mu} e_{ss} > 0 \text{ 且 } e_{ss} \leq 0 \\ 0 & \text{若 } e_{nn} + \frac{\lambda}{\lambda+2\mu} e_{ss} \leq 0 \end{cases} \quad (8)$$

$$\mathbf{e}_{II}^+ = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 0 & e_{ns} \\ e_{sn} & 0 \end{pmatrix} \quad (9)$$

$$\mathbf{e}^- = \mathbf{e} - \mathbf{e}_I^+ - \mathbf{e}_{II}^+ \quad (10)$$

$$\sigma_I^+ = \lambda \text{tr}(\mathbf{e}_I^+) \mathbf{I} + 2\mu \mathbf{e}_I^+ \quad (11)$$

$$\sigma_{II}^+ = \lambda \text{tr}(\mathbf{e}_{II}^+) \mathbf{I} + 2\mu \mathbf{e}_{II}^+ \quad (12)$$

$$\sigma^- = \lambda \text{tr}(\mathbf{e}^-) \mathbf{I} + 2\mu \mathbf{e}^- \quad (13)$$

其中 n 和 s 分别表示垂直和平行于裂缝扩展方向的方向。 λ , μ 为拉梅常数, 受酸岩反应影响逐渐变化, 根据虎克定律与假设(4):

$$E = E_0 - K_{\text{Etch}} \int_0^{t_{\text{etch}}} R_c dt, \nu = \nu_0 - K_{\text{vetch}} \int_0^{t_{\text{etch}}} R_c dt \quad (14)$$

$$\mu = \frac{E}{2(1+\nu)}, \lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$$

其中 R_c 为单位时间内酸液消耗量, E 为弹性模量, ν 为泊松比, E_0 , ν_0 为初始弹性模量与初始泊松比。 K_{Etch} , K_{vetch} 为酸蚀影响下岩石强度劣化率。

1.1.2 流体压力方程

在本文模型中, 根据流体质量守恒可得:

$$\text{在 } \Omega_F(t) \times [0, T] \text{ 内, } \frac{\partial}{\partial t} (\rho_{\text{Ff}} \varphi_F^*) + \nabla \cdot (\rho_{\text{Ff}} V_F) = q_{\text{Ff}} - q_L \quad (15)$$

$$\text{在 } \Omega_R(t) \times [0, T] \text{ 内, } \frac{\partial}{\partial t} (\rho_{\text{Rf}} \varphi_R^*) + \nabla \cdot (\rho_{\text{Rf}} V_R) = q_{\text{Rf}} \quad (16)$$

其中 q_{Ff} 与 q_{Rf} 分别为裂缝与基质中的流体注入项, q_L 为滤失项, 单位均为 mL/min 。 ρ_{Ff} , ρ_{Rf} 为流体在裂缝与基质中的密度, 单位均为 g/cm^3 。 φ_F^* , φ_R^* 为裂缝内与基质内的孔隙度, 在裂缝中满足 $\varphi_F^* = 1.0$, 在基质中孔隙度受位移, 压力, 温度, 酸蚀效果共同影响, 即:

$$\varphi_R^* = \varphi_R^0 + \alpha \nabla \cdot \mathbf{u} + \frac{1}{M} (p - p_0) + K_{\text{tc}} (\Theta - \Theta_0) + A_{\text{etch}}(c) \quad (17)$$

其中 M 为Biot模量, K_{tc} 为孔隙热膨胀系数, $A_{\text{etch}}(c)$ 为因酸岩反应造成的孔隙度变化率。令流体在裂缝内与基质中的可压缩系数分别为 K_{Ffc} 和 K_{Rfc} , 单位为 $1/\text{Pa}$, 则流体密度可分别表示为:

$$\rho_{\text{Ff}} = \rho_{\text{Ff}}^0 \left[1 + K_{\text{Ffc}} (p_F - p_F^0) \right] \quad (18)$$

$$\rho_{\text{Rf}} = \rho_{\text{Rf}}^0 \left(1 + K_{\text{Rfc}} (p_R - p_R^0) \right) \quad (19)$$

同时根据Darcy定律, 流体速度满足:

$$V_F = -\frac{K_F}{\eta_F} \nabla p_F, V_R = -\frac{K_R}{\eta_R} \nabla p_R \quad (20)$$

其中 K_F , K_R 分别为裂缝与岩石基质中的渗透率, 单位为 μm^2 ; η_F , η_R 为流体黏度, 单位为 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。考虑酸蚀影响下的岩石基质渗透率可表示为:

$$K_R = K_{R0} + K_{\text{Retch}} \int_0^{t_{\text{etch}}} R_c dt \quad (21)$$

其中 K_{R0} 为岩石基质初始渗透率, K_{Retch} 为酸蚀影响下渗透率变化率。在 $\Lambda \times [0, T]$ 内, 流体压力方程可写为:

$$\begin{aligned} & \chi_F \rho_{Ff}^0 K_{Ffc} \partial_t (p_F) - \chi_F \nabla \cdot \rho_{Ff}^0 \frac{K_F}{\eta_F} (\nabla p_F) \\ & + \chi_R \rho_{Rf}^0 \partial_t \left(\alpha \nabla \cdot \mathbf{u} + \frac{1}{M} p_R + K_{tc} \Theta_R + A_{etch} \right) \quad (22) \\ & - \chi_R \nabla \cdot \rho_{Rf}^0 \frac{K_R}{\eta_R} (\nabla p_R) = \chi_F (q_{Ff} - q_L) + \chi_R q_{Rf} \end{aligned}$$

1.1.3 温度方程

令岩石密度为 ρ_R ，由于裂缝内部饱和流体，裂缝密度满足 $\rho_F = \rho_{Ff}$ ，储层基质由岩石骨架与孔隙流体组成，因此基质密度为 $\rho_R = \varphi_R^* \rho_{Rf} + (1 - \varphi_R^*) \rho_{Rr}$ 。令热传导系数分别为 K_{Fd}, K_{Rd} ，则系统传热方程为：

$$\begin{aligned} \text{在 } \Omega_F(t) \times [0, T] \text{ 内, } & \frac{\partial}{\partial t} (\rho_F \Theta_F) = \nabla \cdot K_{Fd} \nabla \Theta_F \quad (23) \\ & - \rho_F V_F \cdot \nabla \Theta_F + q_{F\Theta} \end{aligned}$$

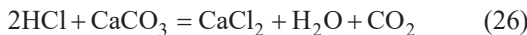
$$\begin{aligned} \text{在 } \Omega_R(t) \times [0, T] \text{ 内 } & \frac{\partial}{\partial t} (\rho_R \Theta_R) = \nabla \cdot K_{Rd} \nabla \Theta_R \quad (24) \\ & - \varphi_R^* \rho_R V_R \cdot \nabla \Theta_R + q_{R\Theta} \end{aligned}$$

其中 $q_{F\Theta}$ 与 $q_{R\Theta}$ 分别为裂缝与基质中的热源项，单位为 J 。则在 $\Lambda \times [0, T]$ 内，温度方程可写为：

$$\begin{aligned} & \chi_F \frac{\partial}{\partial t} (\rho_F \Theta_F) + \chi_R \frac{\partial}{\partial t} (\rho_R \Theta_R) = \\ & \chi_F \nabla \cdot K_{Fd} \nabla \Theta_F - \chi_F \rho_F V_F \cdot \nabla \Theta_F + \chi_F q_{F\Theta} \quad (25) \\ & + \chi_R \nabla \cdot K_{Rd} \nabla \Theta_R - \chi_R \rho_R \varphi_R^* V_R \cdot \nabla \Theta_R + \chi_R q_{R\Theta} \end{aligned}$$

1.1.4 酸浓度方程

以盐酸为基酸时，酸岩反应方程为：



酸岩反应速率受温度与压力控制，根据 Arrhenius 定理^[27]与反应方程(26)，模型中酸岩反应速率为

$$K_{ar}(p, \Theta) = k_{ar} \left(\frac{p}{p_r} \right)^{-\frac{1}{2}} \exp \left(-\frac{Ea}{R\Theta_T} \right), \text{ 则单位时间内酸}$$

液消耗量 $R_c = 2K_{ar}(p, \Theta)c_R^2$ 。根据酸的物质量守恒，可得酸液浓度方程为：

$$\begin{aligned} \text{在 } \Omega_F(t) \times [0, T] \text{ 内, } & \frac{\partial}{\partial t} (\varphi_F^* c_F) = K_{Fc} \nabla \cdot (\varphi_F^* c_F) \quad (27) \\ & - V_F \cdot \nabla c_F + q_{Fc} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{在 } \Omega_R(t) \times [0, T] \text{ 内, } & \frac{\partial}{\partial t} (\varphi_R^* c_R) = K_{Rc} \nabla \cdot (\varphi_R^* c_R) \quad (28) \\ & - V_R \cdot \nabla c_R + q_{Rc} - R_c \end{aligned}$$

其中 q_{Rc} 与 q_{Fc} 分别为裂缝与基质内的酸注入项。根据注液方式的不同，需要进行不同设置。对于胶凝酸而言，其受液体速度影响、初始浓度影响。对自生酸等类型的酸液而言，其受温度与压力影响，温度与压力越高，该项越大^[37]。若该项持续增大且扩散项

保持一定的情况下，酸液浓度会持续升高。酸液浓度需满足 $c \in [0, c_s]$ 的物理限制 (c_s 为酸饱和浓度)，为保证该模型能适用于复杂工程情况，因此引入补偿项 $\gamma_0[-c_i]^+ + \gamma_s[c_i - c_s]^+$ 将酸浓度解变量范围限制在 $[0, c_s]$ 。为避免出现补偿过度或补偿失效，补偿项设定为：

$$\begin{aligned} \gamma_0[-c_i]^+ &= \begin{cases} 0 & \text{若 } c_i > 0 \\ 0.1 & \text{若 } c_i < 0 \end{cases} \\ \gamma_s[c_i - c_s]^+ &= \begin{cases} 0 & \text{若 } c_i < c_s \\ 0.1 & \text{若 } c_i > c_s \end{cases} \end{aligned} \quad (29)$$

其中 i 为 F, R 。引入补偿项后，在 $\Lambda \times [0, T]$ 内，酸浓度方程为：

$$\begin{aligned} & \chi_F \frac{\partial}{\partial t} (\varphi_F^* c_F) + \chi_F \gamma_0[-c_i]^+ + \chi_F \gamma_s[c_i - c_s]^+ \\ & + \chi_R \frac{\partial}{\partial t} (\varphi_R^* c_R) + \chi_R \gamma_0[-c_i]^+ + \chi_R \gamma_s[c_i - c_s]^+ \quad (30) \\ & = \chi_F K_{Fc} \nabla \cdot (\varphi_F^* c_F) - \chi_F V_F \cdot \nabla c_F + \chi_F q_{Fc} \\ & + \chi_R K_{Rc} \nabla \cdot (\varphi_R^* c_R) - \chi_R V_R \cdot \nabla c_R + \chi_R q_{Rc} - \chi_R R_c \end{aligned}$$

1.2 多物理场耦合求解

在酸压裂缝扩展问题中，温度，压力与位移等多个控制方程相互影响。本模型时间步设定为 $0 := t^0 < \dots < t^n < \dots < t^N := T$ ，其中时间步长 $\delta t := t^n - t^{n-1}$ 。根据第 1.1 节可知，相场与位移场的解变量通过全耦合的形式求解，其他解变量则通过迭代耦合的方式进行求解。因此本模型在时间步 t^n 时，求解顺序如图 2 所示。

1.3 扩展自适应网格技术

有限元模拟精度受网格大小控制，小网格尺寸会提高模拟精度，但同时会导致模型自由度增大，计算

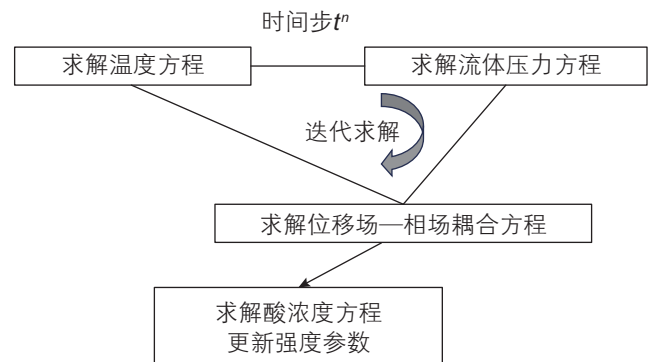


图 2 多场耦合求解顺序图
Fig. 2 Diagram of multi-physics solving sequence

成本上升。在裂缝扩展数值模型中,研究人员通常会 对裂缝扩展区域进行初步预测并细分网格。在酸化压 裂问题中,由于酸岩反应等因素,裂缝扩展的随机性 更强,裂缝扩展区域更难预测。同时由于酸液存在渗 透扩散的现象,因此需要同时对岩石酸蚀区域以及裂 缝区域展开精细研究。本文对预测—矫正自适应网格 技术进行了扩展^[28]。在任意时间步 t^n ,主要计算流程 如下:

(1) 给定初始网格尺寸 h_m 与细分网格尺寸 h_n 。

(2) 在初始网格尺寸的模型中计算时间步 t^{n+1} 的模 拟结果。

(3) 对时间步 t^{n+1} 的模拟结果进行扫描,若裂缝区 域或酸蚀区域内网格尺寸大于 h_n ,则标记区域并退回 时间步 t_n 。

(4) 在标记区域内细分网格直至网格尺寸小于 h_n , 并在细分的网格内重新计算时间步 t_{n+1} 的模拟结果。

(5) 重复步骤3、4直至裂缝区域和酸蚀区域内网格 尺寸均小于 h_n ,此时输出 t^{n+1} 步的模拟结果。

尽管该方法对同一时间步进行了多次求解,但可以 精准控制细分区域,在保证计算精度的前提下有效 节省计算成本^[29]。该扩展自适应网格技术在酸化压裂 模拟中的表现如图3所示。在初始时刻,酸液还未开 始注入,网格主要根据裂缝形态进行细分。在注液一 段时间后,酸液扩散至裂缝周边,网格主要依据酸液 扩散范围进行细分。该方法在缝洞型储层酸压过程中

有显著优势,可动态对酸扩展区域与缝洞区域进行网 格细分,有效平衡了计算成本与计算精度。

1.4 初始条件与边界条件

酸蚀区域大小受酸液扩散能力控制,为保证酸液 扩散区域的相对大小,便于观察并分析酸压裂缝扩展 情况,根据实验室尺度建立二维条件下酸压裂缝扩展 数值模型^[3-5]。模拟参数如表1所示。

模型初始条件与应力加载方式如图4所示,其中 模型几何尺寸为 $400\text{ mm} \times 400\text{ mm}$,注液点位于模型 中心点,天然孔洞假设均为圆形。为保证应力边界条 件下位移解的唯一性,固定模型左下角位移。模拟过 程中时间步 $\delta t=1\text{ s}$,固定注液速度为 20 mL/min 。

模型中其余边界条件设置如下:

$$\text{在 } \partial\Lambda \times [0, T] \text{ 上, } \begin{cases} \partial_n \phi = 0 \\ p = f_p \\ \Theta = f_\Theta \\ c = 0 \end{cases} \quad (31)$$

其中, \mathbf{n} 为边界法向量, f_p 为储层孔隙压力,单位为 Pa, f_Θ 为储层温度,单位为 $^\circ\text{C}$ 。

2 模拟结果与分析

本文基于开源有限元库Deal.II搭建数值模型,进 行多组数值模拟,研究酸压裂缝与孔洞结构相互作用。

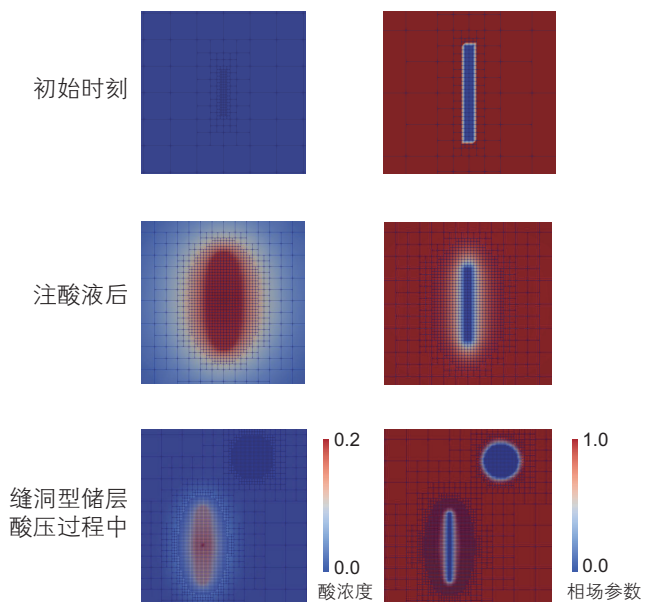


图3 扩展自适应网格在不同模拟时间的网格处理
Fig. 3 Extended adaptive mesh behaviors at different timesteps

表1 酸化压裂模拟参数表

Table 1 Acid fracturing simulation parameter

参数	初始值
初始弹性模量	40 GPa
初始泊松比	0.2
Biot系数	0.8
I型临界能量释放率 G_{cI}	10.0 Pa·m
II型临界能量释放率 G_{cII}	100.0 Pa·m
岩石密度	2.5 g/cm ³
渗透率	$1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
流体初始密度	1.0 g/cm ³
初始酸浓度	0.2
压裂液注入温度	20 $^\circ\text{C}$
酸扩散系数	$2.0 \times 10^{-7} \text{ cm}^2/\text{s}$
酸蚀影响下渗透率变化率 K_{Retch}	$1.0 \times 10^{-7}/\text{mol}$
酸蚀影响下弹性模量劣化率 K_{Eetch}	$2.0 \times 10^{-5}/\text{mol}$
酸蚀影响下泊松比劣化率 K_{Vetch}	$1.0 \times 10^{-5}/\text{mol/s}$
常温常压下酸岩反应速率	$1.0 \text{ J}/(10^{-5} \text{ mol} \cdot \text{cm}^2 \cdot \text{s}^{-1})$
Kar(101.325 kPa, 20 $^\circ\text{C}$)	

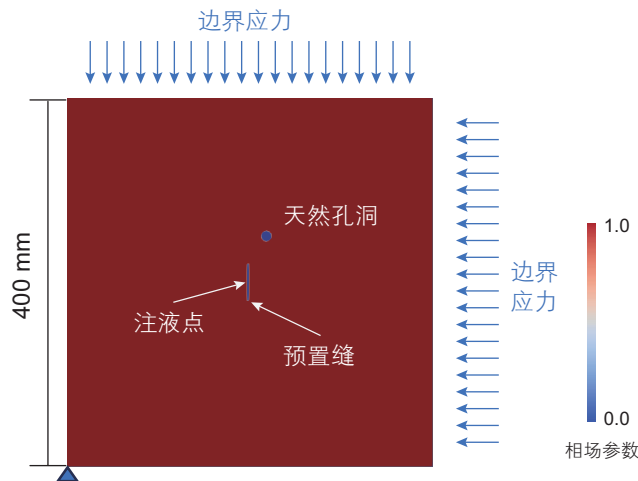


图4 模型初始几何
Fig. 4 Diagram of initial model

参考前人室内实验及数值模拟参数设置^[21], 测试案例参数如表2所示。

2.1 模型验证

到目前为止, 酸压裂缝扩展尚缺乏严格的解析解模型, 本文以数值逼近的方式对模型进行验证。基于有限元基本定理, 模型误差应随着网格尺寸的减小而减小^[39]。选取裂缝面积为目标函数, 采用不同的最小网格尺寸对案例1#进行重复模拟实验, 从而验证模型的收敛性与准确性。模拟结果如图5所示。

根据裂缝面积计算结果可知, 随着网格尺寸的逐渐减小, 裂缝面积的计算结果逐渐逼近甚至重合。由此可知, 酸压裂缝模型的解析解应位于曲线重合区域附近。同时该模型在细化网格前后裂缝面积曲线变化

较小, 趋势相符, 可证明模型的收敛性与准确性。

2.2 地应力对裂缝扩展的影响

水力裂缝通常沿最大水平主应力方向起裂并扩展,

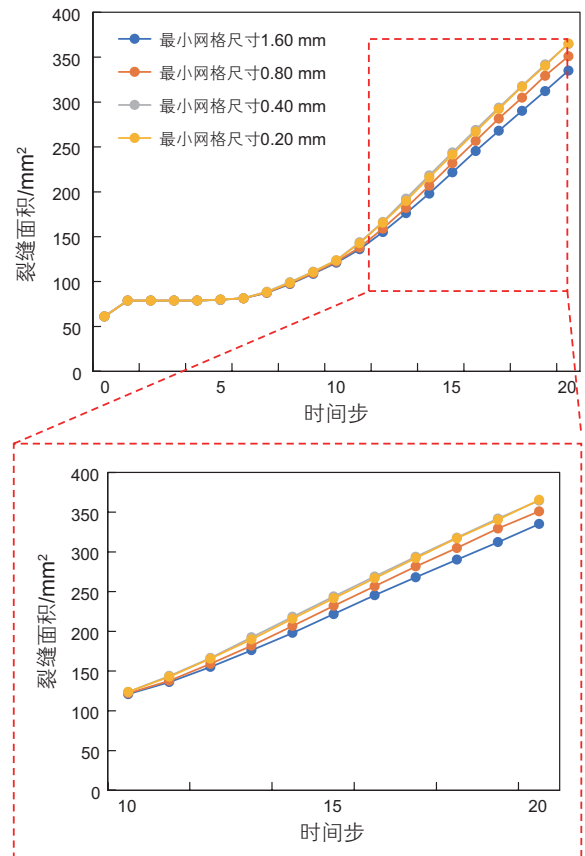


图5 案例1#不同最小网格尺寸下裂缝面积曲线图
Fig. 5 Fracture area curves plots of case 1# at different minimum mesh size

表2 测试案例参数表

Table 2 The parameters of testcases

编号	预置缝/ $^{\circ}$	上下边界应力/MPa	左右边界应力/MPa	天然孔洞直径/mm	天然孔洞位置
1#	/	1.5	1.0	/	/
2#	45	1.5	1.0	/	/
3#	45	3.0	1.0	/	/
4#	45	4.5	1.0	/	/
5#	0	1.5	1.0	3.0	(220 mm, 250 mm)
6#	0	1.5	1.0	3.0	(240 mm, 250 mm)
7#	0	1.5	1.0	3.0	(260 mm, 250 mm)
8#	0	1.5	1.0	3.0	(260 mm, 200 mm)
9#	0	1.5	1.0	3.5	(220 mm, 250 mm)
10#	0	1.5	1.0	4.0	(220 mm, 250 mm)
11#	45	1.5	1.0	3.0	(260 mm, 250 mm)
12#	45	3.0	1.0	3.0	(260 mm, 250 mm)
13#	45	4.5	1.0	3.0	(260 mm, 250 mm)

但复杂地质工程条件下人工裂缝形态往往更为复杂。不同地区的地应力场分布和预置缝方向等因素会导致酸压裂缝最终形态存在差异。地应力差对酸压裂缝扩展影响如图6所示。

根据案例1#可知,当无预置缝时,酸压裂缝沿最大水平主应力方向起裂并扩展,裂缝扩展速度较慢。根据案例2#、3#、4#可知,当存在预置缝时,酸压裂缝将沿预置缝方向起裂,并向最大水平主应力方向偏转。地应力差越大,酸压裂缝转向半径越小,转向越快。与案例1#相比,相同时间内裂缝扩展距离更长。

2.3 孔洞结构对酸压裂缝的影响

在案例5#至案例10#中,令预置缝方向与最大水平主应力方向夹角为 0° ,改变孔洞结构位置、大小与数量等因素,分析孔洞结构对酸压裂缝扩展的影响。模拟结果如图7所示。

根据案例5#至10#模拟结果可知,当最大水平主应力方向一定范围内存在孔洞时,会受孔洞影响发生

相互作用,包括偏转、穿洞、止裂等行为。在最大水平主应力方向上,孔洞结构距离裂缝扩展路径越近,越易诱导酸压裂缝转向并贯穿;距离越远,酸压裂缝与孔洞相互作用效果越不明显。当孔洞结构在最小水平主应力方向上时(案例8#),则不会影响酸压裂缝扩展形态。案例9#、案例10#中孔洞位置与案例5#保持一致,孔洞尺寸分别为3.5 mm与4.0 mm。根据模拟结果可知,当孔洞与酸压裂缝发生相互作用时,孔洞尺寸越大,洞体周边应力扰动越大,酸压裂缝转向效果越明显,越易偏转甚至贯穿孔洞结构。孔洞尺寸越小,对酸压裂缝影响越小。同时在案例10#中,孔洞尺寸较大,酸压裂缝贯穿孔洞后水力能量损失大,二次起裂难度较高。

案例11#、案例12#与案例13#模拟了地应力与孔洞结构共同作用下酸压裂缝扩展情况。孔洞位置与半径保持不变,地应力逐渐增加。模拟结果如图8所示。根据模拟结果可知,地应力对酸压裂缝扩展起主导作用。地应力差越大,地应力的主导作用越明显,孔洞

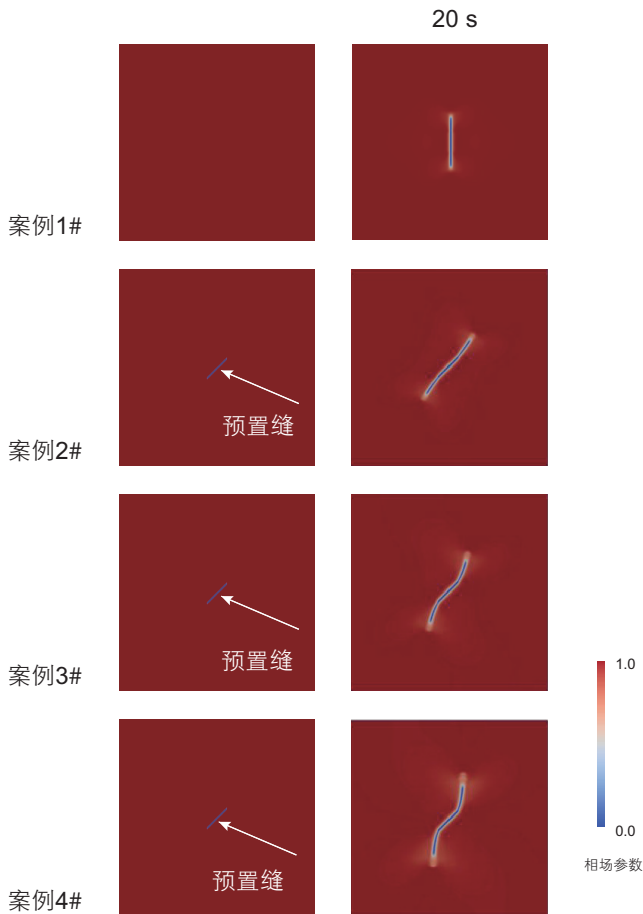


图6 地应力影响下酸压裂缝扩展模拟

Fig. 6 Simulation of acid fracture propagation under different in-situ stress

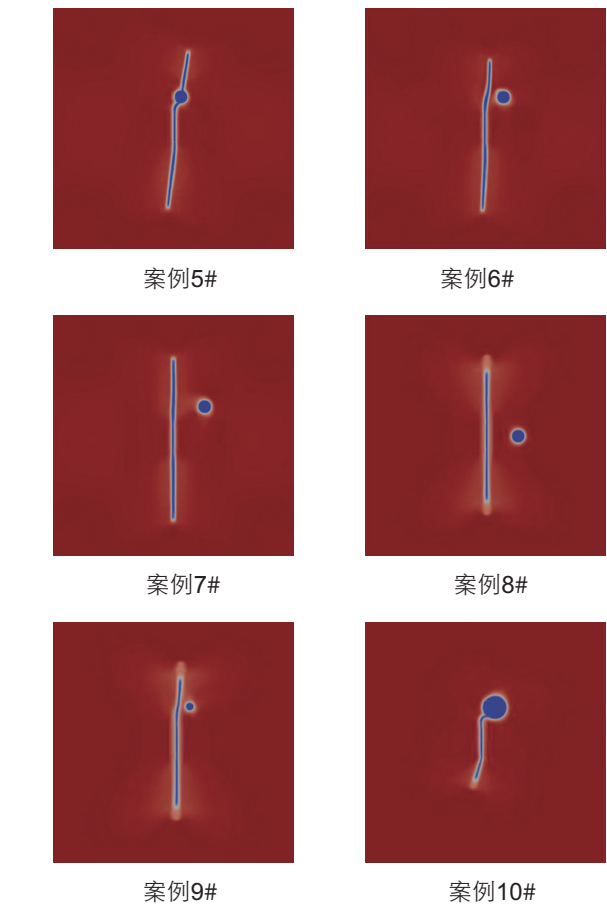


图7 孔洞结构影响下酸压裂缝扩展模拟

Fig. 7 Simulation of acid fracture propagation with different natural holes

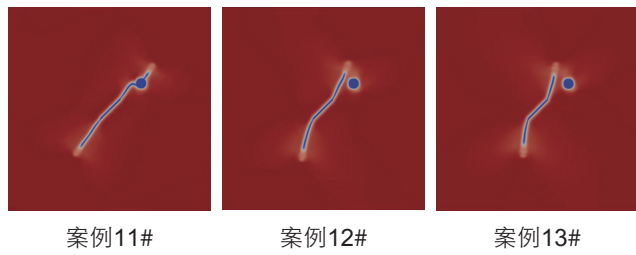


图 8 注液 40 s 后, 地应力与孔洞结构共同影响下酸压裂缝扩展形态

Fig. 8 After acid injection 40 s, the effect of geo-stress and natural holes structure on acid fracture expansion morphology

越难与酸压裂缝发生相互作用。裂缝只有扩展到孔洞周边区域时才会被孔洞影响并转变扩展方向, 当远离孔洞后裂缝扩展方向依旧受地应力控制。

2.4 酸岩反应对裂缝扩展的影响

酸液的扩散分布情况是酸化压裂模拟过程中的重点, 不同模拟过程中的酸液分布情况如图 9 所示。

根据以上可知, 除裂缝与孔洞沟通外, 酸液与孔洞也会产生相互作用。当裂缝直接贯穿孔洞时, 酸液会直接进入孔洞内部并酸蚀周边岩石基质(案例 5#)。当裂缝绕洞时, 酸液会向周边岩石基质扩散。若孔洞与裂缝距离较近, 酸液则会扩散并与孔洞形成水力学连通, 连通路径上岩石基质均被酸蚀(案例 6#); 若孔洞与裂缝距离较远, 酸液仅能酸蚀裂缝周边基质, 无法与孔洞形成水力学连通(案例 7#)。在酸压结束后, 酸液扩散停止, 但酸蚀仍在继续, 酸蚀基质的孔隙度渗透率将明显提高。缝洞型碳酸盐岩储层中储量分布不均匀, 其中大部分储量分布在孔洞储集体中。针对以上特点, 施工人员多以人工裂缝沟通尽可能多的孔洞为开发目标。酸化压裂过程中, 酸压裂缝与孔洞结构存在直接与间接两种沟通类型。在直接沟通类型中, 酸压裂缝直接贯穿孔洞结构。在间接沟通类型中, 酸压裂缝未能直接贯穿孔洞, 但在酸液扩散影响下与孔洞形成水力学连通。

2.5 酸压裂缝孔洞沟通类型分析

总结本文多场耦合模拟结果, 酸压裂缝孔洞沟通范围与类型如图 10 所示。

在储层中根据地应力方向与孔洞结构, 可将储层划分为最大水平主应力区与非最大水平主应力区, 其中角度 ω 受地应力差控制, 地应力差越大, ω 越小。当孔洞分布在最大水平主应力区时, 可通过调节工程参数, 促使酸压裂缝直接贯穿孔洞形成直接沟通。最

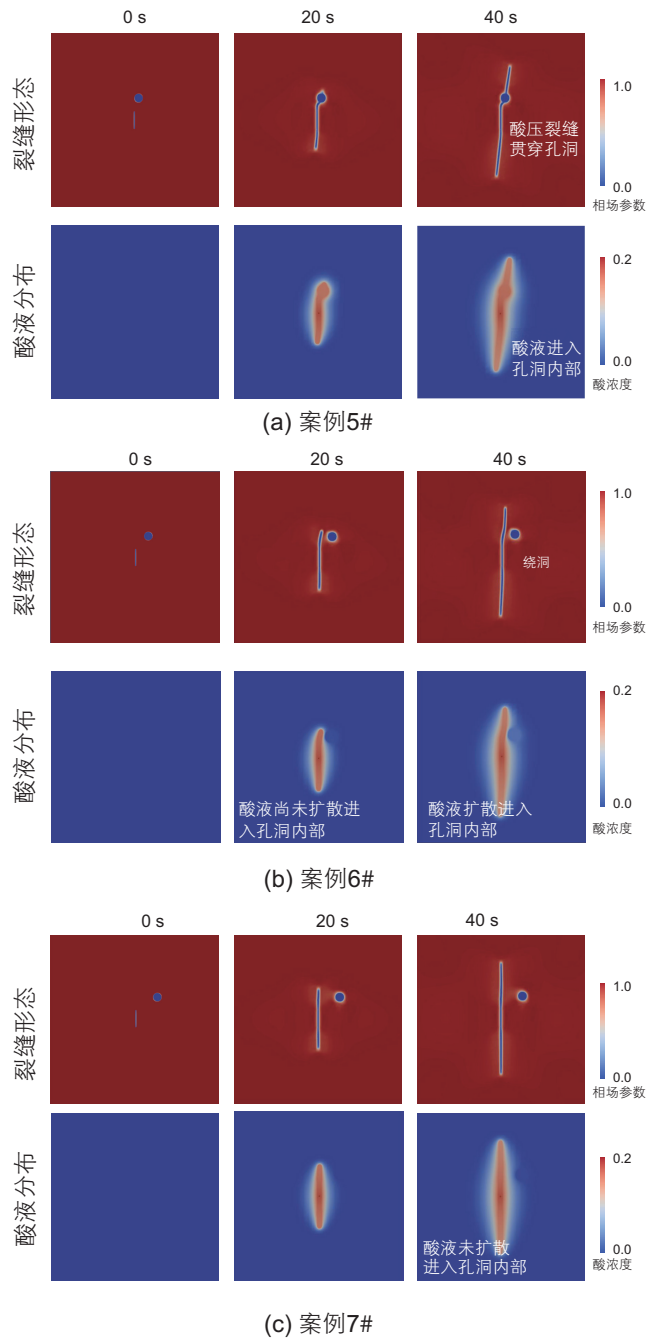


图 9 酸压裂缝形态与酸液分布模拟结果

Fig. 9 Simulation results of acid fracture morphology and acid distribution

大水平主应力区两侧 d 范围内为间接沟通区, 分布于该区域的孔洞较难与酸压裂缝形成直接沟通, 但在开发过程中可以利用酸液酸蚀缝洞之间的岩石基质, 从而与酸压裂缝形成间接沟通。间接沟通区域的大小受酸液性质控制, 酸液扩散能力与酸蚀能力越强, 间接沟通区域越大。当孔洞分布在非最大水平主应力区时, 则需要通过暂堵等施工方式才能促使酸压裂缝沟通该区域的孔洞结构。酸岩反应在酸压结束后仍会继续进

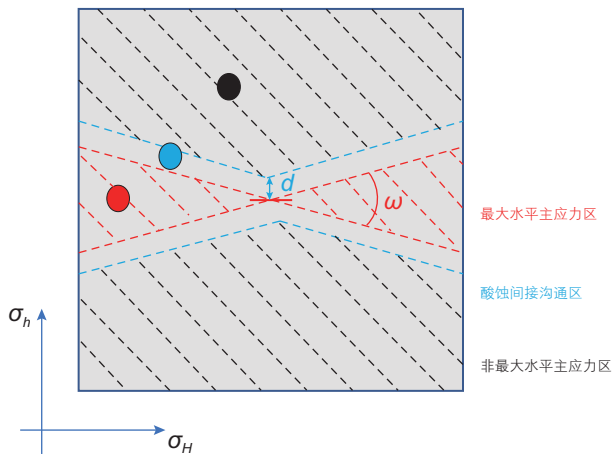


图 10 酸化压裂孔洞连通区域划分示意图

Fig. 10 Division diagram of the natural holes connected area of acid fracturing

行, 因此酸压结束后焖井一段时间能够帮助酸液更好地酸蚀岩石基质, 提高间接沟通的效果。

3 结论

本研究对相场裂缝模型进行了扩展以及修正, 首次搭建了适用于复杂碳酸盐岩储层酸化压裂的流—

固—热—化耦合相场裂缝数值模型。采用该模型模拟了酸压裂缝扩展力学行为, 总结了酸压裂缝与孔洞结构的沟通类型。研究结论如下所示:

(1) 根据相场法建立的酸压裂缝模型基于能量最小化原理求解裂缝扩展路径, 裂缝扩展判别准则更为简单, 本文搭建的数值模型成功实现了流—固—热—化多场耦合条件下酸压裂缝起裂与扩展模拟。

(2) 地应力对酸压裂缝扩展起主导作用, 孔洞结构对酸压裂缝扩展起诱导作用, 酸岩反应对酸压裂缝扩展起辅助作用。地应力差越大, 地应力的主导作用越明显, 孔洞越难与酸压裂缝发生相互作用。裂缝只有扩展到孔洞周边区域时才会被孔洞影响并转变扩展方向, 当远离孔洞后酸压裂缝扩展方向依旧受地应力控制。间接沟通效果受酸岩反应控制, 酸液扩散能力与酸蚀能力越强, 间接沟通区域越大, 沟通效果越好。

(3) 有效识别孔洞结构分布位置是提升缝洞型储层酸压开发效果的基础。在酸压施工方案设计过程中, 施工人员需要根据孔洞实际分布情况合理选择施工方案, 以直接沟通的方式沟通最大水平主应力区的孔洞结构, 以间接沟通的方式沟通酸蚀区域的孔洞结构。当大部分孔洞分布在非最大水平主应力区时, 需要采用暂堵等施工方式提升裂缝的转向能力。

参考文献

- [1] 李阳. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 115–121. [LI Y. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 115–121.]
- [2] 焦方正. 塔里木盆地深层碳酸盐岩缝洞型油藏体积开发实践与认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 552–558. [JIAO F. Practice and knowledge of volumetric development of deep fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(3): 552–558.]
- [3] DAI Y, HOU B, ZHOU C, et al. Interaction law between natural fractures-vugs and acid-etched fracture during steering acid fracturing in carbonate reservoirs[J]. Geofluids, 2021, 2021(5): 1–16.
- [4] HOU B, ZHANG R, CHEN M, et al. Investigation on acid fracturing treatment in limestone formation based on true tri-axial experiment[J]. Fuel, 2019, 235: 473–484.
- [5] ZHANG R, HOU B, ZHOU B, et al. Effect of acid fracturing on carbonate formation in southwest China based on experimental investigations[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2020, 73: 1–13.
- [6] 任勇, 郭建春, 赵金洲, 等. 酸化压裂井停泵压力三维分析模型和解释方法[J]. 石油勘探与开发, 2006(5): 634–637. [REN Y; GUO J; ZHAO J, et al. A 3-D analytical model and interpretation method of pressure decline for acid fracturing well[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006(5): 634–637.]
- [7] 杨寒. MM油田碳酸盐岩储层酸压效果评估研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017. [YANG H. Acid Fracturing Effect Evaluation Study of Carbonate Reservoirs in the MM Oilfield [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.]
- [8] ZHANG K, CHEN M, ZHOU C, et al. Study of alternating acid fracturing treatment in carbonate formation based on true tri-axial experiment[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 192.
- [9] MELENDEZ M G, POURNIK M, ZHU D, et al. The effects of acid contact time and the resulting weakening of the rock surfaces on acid-fracture conductivity[C]//SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. SPE, 2007: SPE-107772-MS.
- [10] ALJAWAD M S, SCHWALBERT M P, ZHU D, et al. Improving acid fracture design in dolomite formations utilizing a fully integrated acid fracture model[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 184: 106481.

- [11] CHEN Z, Jeffrey R G, ZHANGS X, et al. Finite-element simulation of a hydraulic fracture interacting with a natural fracture[J]. *SPE Journal*, 2017, 22(01): 219–234.
- [12] KHOEI A R, MOALLEMI S, HAGHIGHAT E. Thermo-hydro-mechanical modeling of impermeable discontinuity in saturated porous media with X-FEM technique[J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2012, 96: 701–723.
- [13] FAN C, LUO M, LI S, et al. A thermo-hydro-mechanical-chemical coupling model and its application in acid fracturing enhanced coalbed methane recovery simulation[J]. *Energies*, 2019, 12(4): 626.
- [14] LYONS J, NASRABADI H, NASR-EL-DIN H A. A novel pore-scale thermal-fracture-acidizing model with heterogeneous rock properties[J]. *SPE Journal*, 2016, 21(1): 280–292.
- [15] 任冀川, 郭建春, 苟波, 等. 深层裂缝性碳酸盐岩油气藏立体酸压数值模拟[J]. *天然气工业*, 2021, 41(4): 61–71. [REN J, GUO J, GOU B, et al. Numerical simulation on three-dimensional acid fracturing of deep fractured carbonate oil and gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(4): 61–71.]
- [16] 郭建春, 管晨呈, 李骁, 等. 四川盆地深层含硫碳酸盐岩储层立体酸压核心理念与关键技术[J]. *天然气工业*, 2023, 43(9): 14–24. [GUO J, GUAN C, LI X, et al. Core concept and key technology of three-dimensional acid-fracturing technology for deep carbonate reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(9): 14–24.]
- [17] WILSON Z A, LANDIS C M. Phase-field modeling of hydraulic fracture[J]. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 2016, 96: 264–290.
- [18] WU J Y, NGUYEN V P, NGUYEN C T, et al. Phase-field modeling of fracture[J]. *Advances in applied mechanics*, 2020, 53: 1–183.
- [19] WICK T. Multiphysics phase-field fracture: modeling, adaptive discretizations, and solvers[M]. *Walter de Gruyter GmbH & Co KG*, 2020.
- [20] KHODADADIAN A, NOII N, PARVIZI M, et al. A Bayesian estimation method for variational phase-field fracture problems[J]. *Computational Mechanics*, 2020, 66: 827–849.
- [21] 侯冰, 戴一凡, 范濛, 等. 基于相场法的酸压裂缝连通孔洞数值模拟[J]. *石油学报*, 2022, 43(6): 849–859. [HOU B, DAI Y, FAN M, et al. Numerical simulation of pores connection by acid fracturing based on phase-field method [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(6): 849–859.]
- [22] SANGHYUN, LEE, MARY F. et al. Pressure and fluid-driven fracture propagation in porous media using an adaptive finite element phase field model[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2016, 305.
- [23] 杜春志, 茅献彪, 卜万奎. 水力压裂时煤层缝裂的扩展分析[J]. *采矿与安全工程学报*, 2008, 25(2): 231–234. [DU C, MAO X, BU W. Analysis of fracture propagation in coal seams during hydraulic fracturing[J]. *Journal of Mining and Safety Engineering*, 2008, 25(2): 231–234.]
- [24] 连志龙, 张劲, 吴恒安, 等. 水力压裂扩展的流固耦合数值模拟研究[J]. *岩土力学*, 2008, 29(11): 3021–3026. [LIAN Z, ZHANG J, WU H, et al. A simulation study of hydraulic fracturing propagation with a solid-fluid coupling model[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2008, 29(11): 3021–3026.]
- [25] TAKAISHI T, KIMURA M. Phase field model for mode III crack growth in two dimensional elasticity[J]. *Kybernetika*, 2009, 45(4): 605–614.
- [26] BOURDIN B, CHAMBOLLE A. Implementation of an adaptive finite-element approximation of the Mumford-Shah functional[J]. *Numerische Mathematik*, 2000, 85: 609–646.
- [27] SMITH I W M. The temperature-dependence of elementary reaction rates: beyond Arrhenius[J]. *Chemical Society Reviews*, 2008, 37(4): 812–826.
- [28] WICK T. Goal functional evaluations for phase-field fracture using PU-based DWR mesh adaptivity[J]. *Computational Mechanics*, 2016, 57(6): 1017–1035.
- [29] HEISTER T, WHEELER F M, WICK T. A primal-dual active set method and predictor-corrector mesh adaptivity for computing fracture propagation using a phase-field approach[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2015, 290: 466–495.
- [30] FAN M, JIN Y, WICK T. A quasi-monolithic phase-field description for mixed-mode fracture using predictor-corrector mesh adaptivity[J]. *Engineering with Computers*, 2022, 38(S4): 2879–2903.
- [31] LEE S, WHEELER F M, WICK T. Pressure and fluid-driven fracture propagation in porous media using an adaptive finite element phase field model[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2016, 305111–305132.
- [32] LEE S, Mikelić A, Wheeler F M, et al. Phase-field modeling of proppant-filled fractures in a poroelastic medium[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2016, 312509–312541.
- [33] NOII N, WICK T. A phase-field description for pressurized and non-isothermal propagating fractures[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2019, 351860–351890.
- [34] HEIDER P M B. Modeling of hydraulic fracturing using a porous-media phase-field approach with reference to experimental data[J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2018, 202.

- [35] NGUYEN C L, HEIDER Y, MARKERT B. A non-isothermal phase-field hydraulic fracture modeling in saturated porous media with convection-dominated heat transport[J]. *Acta Geotechnica*, 2023, 18(9): 4515–4538.
- [36] SUH H S, SUN W C. Asynchronous phase field fracture model for porous media with thermally non-equilibrated constituents[J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2021, 387: 114182.
- [37] 刘友权, 王琳, 熊颖, 等. 高温碳酸盐岩自生酸液体系研究[J]. *石油与天然气化工*, 2011, 40(4): 367–369. [LIU Y Q, WANG, XIONG Y, et al. Study on acid fluid system of authigenic acid in High temperature carbonate rocks[J]. *Oil & Gas Chemical Industry*, 2011, 40(4): 367–369.]
- [38] LIU Y, WANG L, XIONG Y, et al. Study on acid fluid system of authigenic acid in high temperature carbonate rocks [J]. *Oil & Gas Chemical Industry*, 2011, 40(4): 367–369.
- [39] A V M, A M D, C A K, et al. An asymptotic analysis and numerical simulation of a prostate tumor growth model via the generalized moving least squares approximation combined with semi-implicit time integration[J]. 2021. 104, 2022, 826–849
- [40] 张鲲鹏, 陈勉, 戴一凡, 等. 碳酸盐岩酸化压裂力学性质劣化效应试验[J]. *实验室研究与探索*, 2020, 39(3): 30–34. [ZHANG K P, CHEN M, DAI Y F, et al. Experiments on the Deterioration Effects of Carbonate During Acid Fracturing[J]. *Research and Exploration in Laboratory*, 2020, 39(3): 30–34.]

(编辑 杨雅露)