

DOI: 10.11779/CJGE202203002

考虑水力耦合的射孔围岩水力压裂破裂数值模拟方法

张 玉^{1,2}, 王鹏胜¹, 李大勇¹, 张雨坤², 魏 凯³

(1. 中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院, 山东 青岛 266580; 2. 山东科技大学山东省土木工程防灾减灾重点实验室, 山东 青岛 266590;
3. 长江大学石油工程学院, 湖北 武汉 430100)

摘 要: 以多孔介质流体渗流和围岩应力耦合理论为基础, 提出一种基于有限容积法(FVM)的水力耦合作用下射孔围岩水力压裂破裂数值模拟方法。首先, 考虑初始地应力和流体渗流对射孔围岩的影响, 运用坐标转换和叠加原理得到围岩应力分布。其次, 考虑围岩渗透率和孔隙度的应力敏感性, 通过渗流力学分析确定射孔围岩的流体压力。最后, 探讨水力压裂射孔围岩破裂准则的基础上, 构建考虑水力耦合的射孔围岩水力压裂力学模型, 并基于有限容积法对渗流方程和应力方程予以离散, 提出水力耦合作用下射孔围岩水力压裂破裂数值模拟方法。该方法实现了流体渗流与围岩应力的耦合, 可精确求解水力耦合作用下射孔围岩水力压裂破裂压力和破裂时间, 亦能对流体压力和围岩渗透率演化予以准确描述。相关成果丰富了水力压裂破裂机理的研究, 亦可对实际工程设计提供重要的参考。

关键词: 水力耦合; 水力压裂; 射孔围岩; 有限容积法; 破裂压力

中图分类号: TU452 **文献标识码:** A **文章编号:** 1000-4548(2022)03-0409-11

作者简介: 张 玉(1985—), 男, 博士, 副教授, 主要从事深部岩石力学与工程研究方面的工作。E-mail: zhangyu@upc.edu.cn.

Numerical simulation method for hydraulic fracture pressure of perforated surrounding rock under hydraulic coupling

ZHANG Yu^{1,2}, WANG Peng-sheng¹, LI Da-yong¹, ZHANG Yu-kun², WEI Kai³

(1. College of Pipeline and Civil Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China; 2. Key Laboratory of Civil Engineering Disaster Prevention and Mitigation, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China;
3. Petroleum Engineering College, Yangtze University, Wuhan 430100, China)

Abstract: A numerical simulation method for hydraulic fracture pressure of perforated surrounding rock under hydraulic coupling is proposed using the FVM based on the coupling theory of fluid flow of porous media and stress of surrounding rock. Firstly, considering the influences of the initial geo-stress and fluid flow in the perforated surrounding rock, the stress distribution of the surrounding rock is obtained through the coordinate conversion and superposition principle. Secondly, considering the stress sensitivity of permeability and porosity of surrounding rock, the fluid pressure field of perforated surrounding rock is determined through the fluid flow analysis. Finally, on the basis of discussing the fracture criteria for the perforated surrounding rock during hydraulic fracturing, a mechanical model for hydraulic fracture perforated surrounding rock considering hydraulic coupling is established. The flow equation and the stress equation are discretized by the finite volume method, and a numerical simulation method for hydraulic fracture under hydraulic coupling is proposed. The method realizes the coupling of fluid flow and stress of surrounding rock, which can accurately calculate the breakdown pressure and time of hydraulic fracture of perforated surrounding rock under hydraulic coupling, and can also accurately describe the fluid pressure field and permeability evolution of surrounding rock. The results illustrate that the stress sensitivity of permeability and porosity induces the more uniform distribution of fluid pressure, the permeability and fluid pressure near the well area increase, the seepage influence range expands, and the fracture pressure and time of surrounding rock decrease. The relevant results enrich the researches on breakdown mechanism of hydraulic fracture and also provide important reference for practical engineering.

Key words: hydraulic coupling; hydraulic fracture; perforated surrounding rock; finite volume method; fracture pressure

基金项目: 国家自然科学基金项目(51890914, 52179119); 山东省自然科学基金项目(ZR2019MEE001); 中石油科技创新基金项目(2017D-5007-0314)

收稿日期: 2021-05-10

0 引言

水力压裂技术被广泛应用于解决非常规油气资源开发中的增透提渗、矿山治理中的注浆加固及地应力测量等问题^[1-4]。水力压裂破裂压力是指井内流体压力不断增大使地层产生水力裂缝或张开原有裂缝时所达到的峰值压力,与围岩物理力学特性、地应力状态、流体压力及天然裂缝发育情况密切相关,是控制水力压裂设计和施工的重要参数^[5-7]。现有水力压裂破裂压力计算模型多基于应用广泛的 Hubbert-Willi (H-W) 模型和 Haimson-Fairhurst (H-F) 模型^[8-9],其中 H-W 模型未考虑围岩的渗透效应,可得到破裂压力的上限值;H-F 模型考虑了围岩的高渗透性,得到破裂压力的下限值^[10]。王六鹏等^[11]基于最优化理论扩展了 H-W 模型,利用井周围岩应力分布和张性破裂准则,分别建立了裸眼和射孔完井条件下破裂压力非线性约束优化计算模型;郭天魁等^[12]在 H-F 模型基础上考虑了渗流引起的应力,提出了新的水平井射孔孔壁的应力分布,建立了考虑页岩射孔水平井水力压裂在围岩内破裂、沿天然裂缝剪切破裂和沿天然裂缝张性破裂 3 种破裂压力计算模型。李传亮等^[13-14]基于双重有效应力概念,集合了 H-W 模型和 H-F 模型,建立了裸眼井完井条件下围岩破裂压力计算模型,由此提出了射孔完井条件下产生垂向裂缝和水平裂缝情况下围岩破裂压力计算模型。杨兆中等^[15]在井筒围岩应力场计算中,考虑套管和水泥环的影响,建立了煤层直井周围应力场解析模型。上述模型虽考虑了诸多影响因素,但水力压裂过程中注入流体渗流和围岩应力的耦合作用尚未涉及。

水力压裂是井内流体压力、围岩内流体渗流和围岩应力相互耦合的过程^[16-17];水力压裂过程中,随着流体注入,井内流体压力逐渐升高;压力驱动作用下流体持续注入井壁围岩内,导致围岩流体压力改变,围岩有效应力场亦改变,影响围岩内部结构的演化,引起流体应力场再次改变;当围岩应力状态达到破裂准则,射孔围岩破裂,此时井内流体压力即为水力压裂破裂压力。故水力压裂过程中,射孔围岩应力场和流体场处于相互联系、相互影响和相互制约的水力耦合状态。渗透率和孔隙度的应力敏感性是研究水力耦合问题的关键。黄远智等^[18]基于渗流-应力耦合试验,认为渗透率演化在于有效围压作用下岩石孔隙变形,且渗透率会随有效围压的增加呈指数下降。卢家亭等^[19]研究了低渗砂岩微观结构与渗透率应力敏感性的关系,认为乘幂函数可表述渗透率和有效应力的关系。薛永超等^[20]探讨了不同渗透率岩石的应力敏感

性规律,认为中高渗储层岩石应力敏感性符合“平缓型”模式,而低渗透储层岩石应力敏感性呈“先陡后缓”的规律,且低渗透岩石具有更强的应力敏感性。上述研究表明,岩石渗透率和孔隙度的应力敏感性研究取得了较多的成果,但将其考虑至水力压裂耦合的研究中鲜有成果。

综上所述,现存水力压裂射孔围岩破裂模拟研究多考虑单纯的应力作用,与流体渗流耦合研究成果较少。射孔围岩流体渗流具有非稳态性,导致与围岩应力的水力耦合作用变得异常复杂,且相关围岩应力状态亦产生较大改变。本文基于渗透率和孔隙度的应力敏感性,构建了考虑流体渗流和围岩应力耦合的射孔围岩水力压裂破裂力学模型,并基于有限容积法提出了水力耦合作用下射孔围岩水力压裂破裂数值模拟方法,进而验证了方法的正确性。

1 射孔围岩应力分布

1.1 物理模型及假设

储层岩石处于垂向地应力 σ_v 、最大水平应力 σ_H 和最小水平应力 σ_h 状态下。假设射孔井是由井筒和射孔组成的正交系统,在远场地应力与井内流体压力作用下,近井区域围岩应力重分布,引起双重应力集中。

为了准确分析射孔围岩应力状态,提出以下假设:①储层岩石为均匀各向同性、线弹性多孔材料,且井壁围岩处于平面应变状态;②井筒与井壁胶结良好时,水力压裂过程中光滑接触;井筒与井壁胶结不好时,不考虑井筒与井壁的相互作用,认为井壁光滑且与井筒间存在微环隙,流体较容易流入微环隙;③在渗流计算时不考虑流体的压缩性;④井筒内和射孔内流体压力相等,储层内均产生渗流。

1.2 井筒围岩应力分布

考虑围岩在远场地应力和井筒内流体压力共同作用下(图1),结合井壁渗流状态,利用叠加原理得到极坐标系下围岩的应力分布^[21-22]:

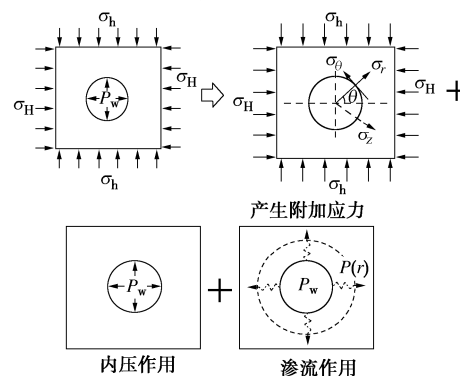


图1 井筒围岩力学模型

Fig. 1 Mechanical model for surrounding rock of well

$$\begin{aligned}
\sigma_r &= \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) + \\
&\frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 - \frac{4r_w^2}{r^2} + \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \cos 2\theta + \\
&\delta_1 \cdot P_w \frac{2(1-\nu')n \frac{r_b^2}{r^2}}{[1 + (1-2\nu')n] \frac{r_b^2}{r_a^2} - (1-n)} + (1-\delta_1) P_w \frac{r_w^2}{r^2} + \\
&\delta_2 \left[\frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (P(r) - P_0) r dr - \phi(P(r) - P_0) \right], \\
\sigma_\theta &= \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \\
&\delta_1 \cdot P_w \frac{2(1-\nu')n \frac{r_b^2}{r^2}}{[1 + (1-2\nu')n] \frac{r_b^2}{r_a^2} - (1-n)} - (1-\delta_1) P_w \frac{r_w^2}{r^2} - \\
&\delta_2 \left[\frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (P(r) - P_0) r dr - \right. \\
&\left. \left(\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} - \phi \right) (P(r) - P_0) \right], \\
\sigma_z &= \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta + \\
&\left(\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} - \phi \right) (P(r) - P_0), \\
\tau_{r\theta} &= -\frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{2r_w^2}{r^2} - \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \sin 2\theta, \\
\tau_{r\theta} &= \tau_{z\theta} = 0.
\end{aligned} \tag{1}$$

$$\begin{aligned}
\sigma_\theta &= \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \\
&\delta_1 \cdot P_w \frac{2(1-\nu')n \frac{r_b^2}{r^2}}{[1 + (1-2\nu')n] \frac{r_b^2}{r_a^2} - (1-n)} - (1-\delta_1) P_w \frac{r_w^2}{r^2} - \\
&\delta_2 \left[\frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (P(r) - P_0) r dr - \right. \\
&\left. \left(\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} - \phi \right) (P(r) - P_0) \right], \\
\sigma_z &= \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta + \\
&\left(\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} - \phi \right) (P(r) - P_0), \\
\tau_{r\theta} &= -\frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{2r_w^2}{r^2} - \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \sin 2\theta, \\
\tau_{r\theta} &= \tau_{z\theta} = 0.
\end{aligned} \tag{2}$$

$$\begin{aligned}
\sigma_z &= \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta + \\
&\left(\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} - \phi \right) (P(r) - P_0), \\
\tau_{r\theta} &= -\frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{2r_w^2}{r^2} - \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \sin 2\theta, \\
\tau_{r\theta} &= \tau_{z\theta} = 0.
\end{aligned} \tag{3}$$

$$\begin{aligned}
\tau_{r\theta} &= -\frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{2r_w^2}{r^2} - \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \sin 2\theta, \\
\tau_{r\theta} &= \tau_{z\theta} = 0.
\end{aligned} \tag{4}$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{z\theta} = 0. \tag{5}$$

式中, σ_r , σ_θ , σ_z 为井筒围岩的三向正应力, $\tau_{r\theta}$, τ_{rz} , $\tau_{z\theta}$ 为剪切应力, r_w 为井筒半径, θ 是与 σ_H 的极坐标角, ν 是泊松比, $n = E(1+\nu')/(E'(1+\nu))$ 为围岩和井筒剪切模量之比, E 和 E' 分别为围岩和井筒的弹性模量, ν 和 ν' 分别为围岩和井筒的泊松比, r_a 和 r_b 为井筒内径和外径, P_0 为初始流体压力, $P(r)$ 为实际流体压力, ϕ 为有效孔隙度, α 为有效应力系数。 δ_1 为井筒与井壁胶结状态系数, 胶结不好时取 0, 胶结良好时取 1; δ_2 为井壁的渗透性系数, 不渗透时取 0, 可渗透时取 1。当井筒与井壁胶结良好时, 井筒围岩不考虑渗流应力。

1.3 射孔围岩应力分布

假设射孔孔眼和井眼正交, 力学模型及坐标转换如图 2 所示, 基于井筒围岩应力可得到射孔围岩应力:

$$\begin{aligned}
\sigma_s &= \frac{(\sigma_z + \sigma_\theta)}{2} \left(1 - \frac{s_w^2}{s^2} \right) + \\
&\frac{(\sigma_\theta - \sigma_z)}{2} \left(1 - \frac{4s_w^2}{s^2} + \frac{3s_w^4}{s^4} \right) \cos 2\varphi + P_w \frac{s_w^2}{s^2} +
\end{aligned}$$

$$\frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (P(r) - P_0) r dr - \phi(P(r) - P_0), \tag{6}$$

$$\begin{aligned}
\sigma_\varphi &= \frac{(\sigma_z + \sigma_\theta)}{2} \left(1 + \frac{s_w^2}{s^2} \right) - \frac{(\sigma_\theta - \sigma_z)}{2} \left(1 + \frac{3s_w^4}{s^4} \right) \cos 2\varphi - \\
&P_w \frac{s_w^2}{s^2} - \frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (P(r) - P_0) r dr + \\
&\left(\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} - \phi \right) (P(r) - P_0), \\
\sigma_z &= \sigma_r - 2\nu(\sigma_\theta - \sigma_z) \frac{s_w^2}{s^2} \cos 2\theta + \\
&\left(\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} - \phi \right) (P(r) - P_0), \\
\tau_{z\varphi} &= 2\tau_{r\theta} \sin \varphi, \\
\tau_{sz} &= \tau_{s\varphi} = 0.
\end{aligned} \tag{7}$$

$$\begin{aligned}
\sigma_z &= \sigma_r - 2\nu(\sigma_\theta - \sigma_z) \frac{s_w^2}{s^2} \cos 2\theta + \\
&\left(\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} - \phi \right) (P(r) - P_0), \\
\tau_{z\varphi} &= 2\tau_{r\theta} \sin \varphi, \\
\tau_{sz} &= \tau_{s\varphi} = 0.
\end{aligned} \tag{8}$$

$$\tau_{z\varphi} = 2\tau_{r\theta} \sin \varphi, \tag{9}$$

$$\tau_{sz} = \tau_{s\varphi} = 0. \tag{10}$$

式中, σ_s , σ_φ 分别为射孔横截面上的径向应力和周向应力, σ_{zz} 为轴向应力, $\tau_{z\varphi}$, τ_{sz} , $\tau_{s\varphi}$ 为剪切应力; s_w 是射孔半径; φ 是 σ_s 与 σ_θ 方向的夹角。

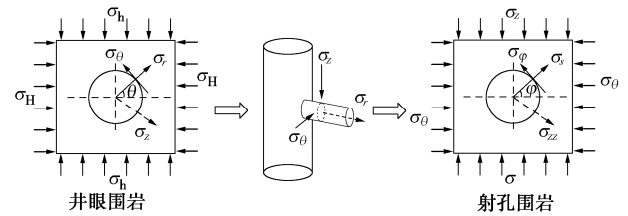


图2 射孔围岩力学模型及坐标转换

Fig. 2 Mechanical model and coordinate transformation

2 射孔围岩流体压力

2.1 非 Darcy 渗流方程

射孔围岩不是完全刚性的, 流体压力改变引起有效应力变化, 导致围岩渗透率 K 和孔隙度 ϕ 呈现敏感性。流体在多孔介质中的渗流可用 Darcy 定律描述; 对于非 Darcy 渗流(雷诺数 $Re > 10^{[23]}$), Forchheimer^[24] 公式被用于代替 Darcy 定律:

$$\left. \begin{aligned}
-\frac{\partial P}{\partial x} &= \frac{\mu}{K_x} v_x + \beta \rho v_x^2, \\
-\frac{\partial P}{\partial y} &= \frac{\mu}{K_y} v_y + \beta \rho v_y^2, \\
-\frac{\partial P}{\partial z} &= \frac{\mu}{K_z} v_z + \beta \rho v_z^2,
\end{aligned} \right\} \tag{11}$$

式中, v_x , v_y , v_z 分别为流体的三向渗流速度, K_x , K_y , K_z 分别为介质的三向渗透率, ρ 为流体密度, μ 为流体黏度。该方程比 Darcy 定律多一个渗流速度的二次方项, 代表惯性力影响, β 被称为惯性系数。本文采用适用于致密和松散的砂岩惯性系数公式^[25]:

$$\beta = \frac{1.59 \times 10^3}{\sqrt{K} \phi^{5.5}}, \tag{12}$$

式中, 渗透率 K 的单位为 mD。

为了与 Darcy 定律对比分析, 引入非 Darcy 渗透率 K_N :

$$K_N = \frac{K}{1 + \frac{\beta \rho K v}{\mu}} \quad (13)$$

式 (11) 可简化为

$$\left. \begin{aligned} v_x &= -\frac{K_{Nx}}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \\ v_y &= -\frac{K_{Ny}}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \\ v_z &= -\frac{K_{Nz}}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z} \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

2.2 渗流偏微分方程

储层围岩中的流体压力可通过渗流偏微分方程得到; 将围岩中的流体视为单相微可压缩牛顿流体, 在等温无源非稳态渗流下的连续性方程可表示为

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho\vec{v}) = 0 \quad (15)$$

考虑 Darcy 定律和非 Darcy 定律, 认为流体黏度 μ 与空间位置无关, 得到二维非稳态渗流偏微分方程:

$$c_t \mu \phi \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(K_x \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_y \frac{\partial P}{\partial y} \right) \quad (16)$$

$$c_t \mu \phi \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(K_{Nx} \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_{Ny} \frac{\partial P}{\partial y} \right) \quad (17)$$

式中, $c_t = c_f + c_\phi$ 为综合压缩系数, c_f 为流体压缩系数, c_ϕ 为围岩孔隙压缩系数。渗流开始时, 认为储层围岩内任意位置的流体压力均为初始孔隙压力, 即初始条件为 $P(r, 0) = P_0$; 其边界条件如表 1 所示。

表 1 渗流分析的边界条件

Table 1 Boundary conditions of fluid flow analysis

外边界	自由边界	$P(r_e, t) = 0$
内边界	射孔壁和井壁压力	$P(r_w, t) = P_w(t), P(s_w, t) = P_w(t)$

2.3 渗透率和孔隙度的应力敏感性

渗透率和孔隙度的应力敏感性直接影响围岩内流体压力。现有研究表明围岩渗透率随有效应力增加呈指数降低^[26-27]:

$$K = K_0 e^{-M\sigma'} = K_0 e^{-M(\sigma - \alpha P)} \quad (18)$$

式中, K_0 为初始渗透率, M 为渗透率应力敏感性系数, σ' 为 Terzaghi 有效正应力, P 为孔隙压力, α 为 Biot's 系数。基于多孔介质双重有效应力概念, 孔隙度与 α 紧密相关^[28]:

$$\left. \begin{aligned} \alpha &= \left(\frac{\phi}{\phi_c} \right)^{\frac{2}{3}} & \phi \leq \phi_c \\ \alpha &= 1 & \phi > \phi_c \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

式中, ϕ_c 为多孔介质材料的临界孔隙度。Nur^[29]基于大量室内试验研究, 给出了 ϕ_c 的建议值为 0.4。基于 Kozeny-Carman 方程^[30], 得到渗透率和孔隙度的关系:

$$K = \frac{\phi}{k_2 S_p^2} \quad (20)$$

式中 S_p 为固体颗粒表面积与孔隙体积的比值; 水力压裂过程中, 假设注入流体后围岩变形为小变形, S_p 认为不变。 k_2 为常数, 由此得到渗透率 K 与孔隙度 ϕ 成正比:

$$\phi = \phi_0 e^{-M\sigma'} = \phi_0 e^{-M(\sigma - \alpha P)} \quad (21)$$

2.4 破裂力学准则

Hossain 等^[31]认为最大拉应力准则对于预测破裂压力是准确的。由于井筒和射孔相交的双重应力集中, 最大拉应力发生在近交点围岩区域内; 当水平方向存在主应力差, 射孔方位与最大水平应力方向垂直时, 破裂发生在井筒围岩最大水平应力处。针对射孔围岩应力分布, 需采用复合应力理论先求出最大拉应力, 即第三主应力 σ_3 对于角度 φ 的极值 $\sigma_{3,\min}$, 然后利用最大拉应力准则 (22) 判定围岩破裂和位置^[32]。

$$\sigma_{3,\min} - \alpha P = -\sigma_t \quad (22)$$

随着射孔方位角 θ 的增大, $\sigma_{3,\min}$ 逐渐增大, 破裂压力亦逐渐增大; 当井筒与井壁胶结不好时, 最大水平应力方向井壁处围岩应力不会随射孔方位角 θ 变化; 当射孔方位角 θ 增大时, 最大水平应力方向的井壁处围岩会首先达到破裂条件, 破裂准则也应该包括如下判据:

$$\begin{aligned} &(\sigma_H + \sigma_h) - 2(\sigma_H - \sigma_h) - P_w - \delta_2 \left(\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} - \phi \right) P - \alpha P \\ &= -\sigma_t \end{aligned} \quad (23)$$

3 水力压裂破裂数值模拟方法

3.1 有限容积法空间区域及控制方程离散化

流体在围岩内渗流属非稳态过程, 采用有限容积法 (FVM) 开展数值模拟计算^[33]。首先, 将计算区域离散为互不重叠的控制容积, 且使每个网格节点周围有一个控制容积 (U, W, E, S, N 点)。采用单元中心法对整个计算区域开展离散, 即单元位于子区域中心, 此时子区域就是控制容积 (N_1, N_2, N_3, N_4 点组成的阴影区域), 且网格线与界面线 (线段 w, e, s, n) 重合, 故采用单元代表整个控制容积上的力学属性 (图 3)。其次, 将守恒型的控制方程 (微分方程) 对每个控制容积积分, 离散化后转化成各节点上的离散方程组, 离散方程中的未知数就是节点上因变量的数值。

控制方程积分和离散后, 需要假定被求函数的型线, 求出控制容积积分。本模型选用分段线性分布型

线, 即假定界面线上被求函数本身及其一阶导数 (包括对时间和空间) 均在节点间的线性分布上。

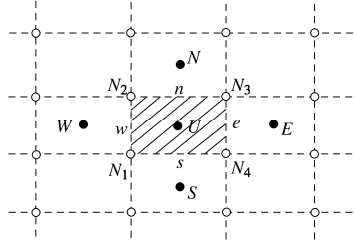


图3 网格单元中心法离散

Fig. 3 Discrete mesh by center element method

3.2 数值计算模型及参数

取垂直井, 考虑对称布置的两个射孔, 射孔方位角为 θ , 选取井筒和射孔围岩的四分之一 ($\varphi=90^\circ$) 构建模型 (图 4), 压裂液体为水, 注入流量为 15 mL/min, 泵容量为 200 mL; 模型计算参数见表 2。

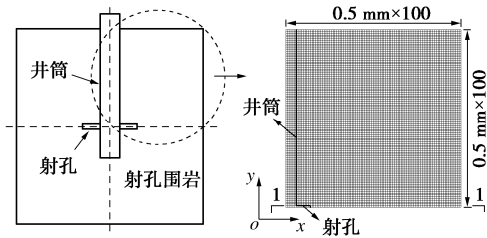


图4 模型及网格划分示意图

Fig. 4 Meshing of numerical model

表2 FVM 模拟计算模型参数

井筒 外径 /mm	井筒 内径 /mm	射孔 直径 /mm	射孔 长度 /mm	模型尺寸 /(mm×mm)	网格尺寸 /(mm×mm)
6	4	1	4	50×50	0.5×0.5
最大 水平 主应 力 /MPa	最小 水平 主应 力 /MPa	垂向 主应 力 /MPa	围岩 泊松 比	井筒弹性模 量 /GPa	井筒泊松比
8.53	6.57	9.85	0.25	200	0.15
弹性 模量 /MPa	抗拉 强度 /MPa	初始 孔隙 度	应力 敏感 性模 数M	初始渗透率 /10 ⁻¹⁷ m ²	
368.79	0.715	0.124	0.3	27.194	

求解过程中, 该数值方法亦存在一定的假设: ①模型为二维渗流问题, 控制容积界面线上的渗流是均匀的, 即渗透速度在界面线上处处相同; ②模型左边界和下边界为对称边界, 对称边界不发生垂直于边界的渗流; 射孔井壁存在渗流; ③应力边界在模型无穷远处。

3.3 二维非稳态渗流方程离散

渗流偏微分方程是由控制容积的质量守恒推导

的连续性方程, 对渗流控制方程离散, 即把渗流偏微分方程转换为控制容积节点上的离散方程组 (图 5)。

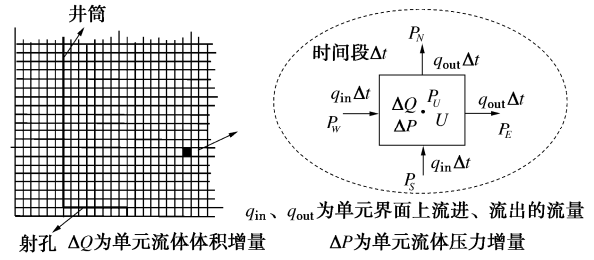


图5 控制容积内质量守恒示意图

Fig. 5 Mass conservation in controlling volume

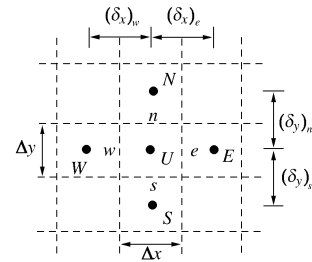


图6 控制容积示意图

Fig. 6 Schematic diagram of controlling volume

时间间隔 $[t, t + \Delta t]$ 内, 在控制容积 U 上 (图 6), 对渗流偏微分方程 (16) 积分:

$$\int_s^n \int_w^e \int_t^{t+\Delta t} c_t \mu \phi \frac{\partial P}{\partial t} dx dy dt = \int_t^{t+\Delta t} \int_s^n \int_w^e \frac{\partial}{\partial x} \left(K_x \frac{\partial P}{\partial x} \right) dx dy dt + \int_t^{t+\Delta t} \int_s^n \int_w^e \frac{\partial}{\partial y} \left(K_y \frac{\partial P}{\partial y} \right) dx dy dt, \quad (24)$$

左侧非稳态项可直接离散为

$$\int_s^n \int_w^e \int_t^{t+\Delta t} c_t \mu \phi \frac{\partial P}{\partial t} dx dy dt = (\mu \phi^t c_t)_U \times (P_U^{t+\Delta t} - P_U^t) \Delta x \Delta y, \quad (25)$$

右侧扩散项可离散为

$$\begin{aligned} \int_t^{t+\Delta t} \int_s^n \int_w^e \frac{\partial}{\partial x} \left(K_x \frac{\partial P}{\partial x} \right) dx dy dt + \int_t^{t+\Delta t} \int_s^n \int_w^e \frac{\partial}{\partial y} \left(K_y \frac{\partial P}{\partial y} \right) dx dy dt \\ = \left[K_{xe} \frac{P_E - P_U}{(\delta x)_e} - K_{xw} \frac{P_U - P_W}{(\delta x)_w} \right] \Delta y \Delta t + \\ \left[K_{yn} \frac{P_N - P_U}{(\delta y)_n} - K_{ys} \frac{P_U - P_S}{(\delta y)_s} \right] \Delta x \Delta t, \quad (26) \end{aligned}$$

由此得到离散方程:

$$\left. \begin{aligned} a_U P_U &= a_E P_E + a_W P_W + a_N P_N + a_S P_S + a_U^t P_U^t, \\ a_U &= a_E + a_W + a_N + a_S + a_U^t, \end{aligned} \right\} \quad (27)$$

式 (27) 中离散方程系数计算方法如下:

$$\begin{aligned} a_E &= \frac{\Delta y}{(\delta x)_e / K_{xe}}, \quad a_W = \frac{\Delta y}{(\delta x)_w / K_{xw}}, \quad a_N = \frac{\Delta x}{(\delta y)_n / K_{yn}}, \\ a_S &= \frac{\Delta x}{(\delta y)_s / K_{ys}}, \quad a_U^t = \frac{(\mu \phi^t c_t)_U \Delta x \Delta y}{\Delta t}. \quad (28) \end{aligned}$$

3.4 应力方程的迭代

对于每个控制容积 U (图6), 其应力状态 $\sigma_U^{t+\Delta t}$ 是关于井内流体压力 $P_w(t)$ 、孔隙度 ϕ^t 和流体压力 P_U^t 的函数, 可直接参与每一时间步的迭代计算:

$$\sigma_U^{t+\Delta t} = f(P_w(t), \phi^t, P_U^t) \quad (29)$$

为耦合围岩应力分布与流体渗流状态, 需修正渗透率和孔隙度与有效应力的关系:

$$K_U^{t+\Delta t} = K_0 e^{-M(\sigma_U^{t+\Delta t} - \alpha_U^t P_U^t)} \quad (30)$$

$$\phi_U^{t+\Delta t} = \phi_0 e^{-M(\sigma_U^{t+\Delta t} - \alpha_U^t P_U^t)} \quad (31)$$

$$\alpha^{t+\Delta t} = \begin{cases} \left(\frac{\phi^{t+\Delta t}}{\phi_c} \right)^{\frac{2}{3}} & \phi^{t+\Delta t} \leq \phi_c \\ 1 & \phi^{t+\Delta t} > \phi_c \end{cases} \quad (32)$$

且考虑非 Darcy 渗透时, 应对渗透率予以非 Darcy 修正:

$$v_U^t = \frac{K_{NU}^t}{\mu} (P_{U-1}^t - P_U^t) \quad (33)$$

$$v_U^t > v_L, Re > 10 \quad (34)$$

$$\left. \begin{aligned} \beta_U^{t+\Delta t} &= \frac{1.59 \times 10^3}{\sqrt{K_U^t (K_U^t)^{5.5}}} \\ K_{NU}^{t+\Delta t} &= \frac{K_U^t}{1 + \frac{\beta_U^{t+\Delta t} \rho K_U^t v_U^t}{\mu}} \end{aligned} \right\} \quad (35)$$

式中, v_U^t 为控制单元流速, v_L 为临界流速, 可由 $v_L = Re\phi_c\mu/(\rho d)$ 得到, 其中 d 为岩石孔隙直径。

3.5 边界条件及初始条件

针对上述离散方程, 须考虑相应的边界条件予以求解; 包括对称边界条件、内边界条件和外边界条件。其中对称边界处不发生垂直于边界的渗流, 故边界节点系数满足: $a_{\text{sym}} = 0$; 针对内边界, 由于井筒和射孔内节点的整个控制容积内流体压力均为 $P_w(t)$, 且直接作用在界面线上 (图7)。

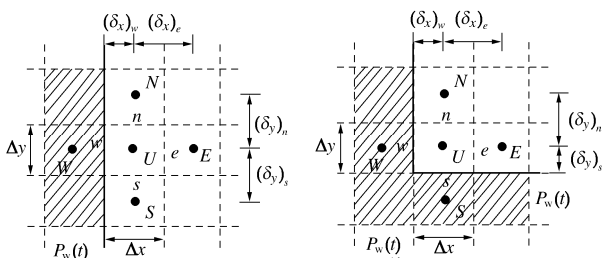


图7 内边界网格系统示意图

Fig. 7 Mesh system of inner boundary

与内边界相邻节点的 $(\delta x)_w$ 或 $(\delta y)_s$ 为原来的一半, 其系数变为

$$a_{\text{in},w} = \frac{2\Delta y}{(\delta x)_{\text{in},w} / K_{\text{in},w}}, a_{\text{in},s} = \frac{2\Delta x}{(\delta y)_{\text{in},s} / K_{\text{in},s}} \quad (36)$$

外边界节点实际为宏观内部节点, 故可补充边界节点代数方程对其处理:

$$P_M = \frac{P_{M+1} + P_{M-1}}{2}, a_{M+1} = a_M \quad (37)$$

针对初始条件, 当 $t = 0$, $\phi^t = \phi^0$, 那么对于确定的控制容积尺寸, $a_U^t = a_U^0$, $P_U^t = P_U^0 = P_0$; 对于井内和射孔内流体压力始终满足: $P(r_w, t) = P_w(t)$, $P(s_w, t) = P_w(t)$, 且 $P_w(0) = 0$ 。

3.6 数值模拟迭代流程

根据上述离散方程、边界条件和初始条件, 结合破裂准则, 可迭代计算出井内流体压力、围岩流体压力和应力, 由此得到破裂时间和破裂位置。每一时间步的具体迭代流程如下:

(1) 输入围岩力学参数及流体参数, 计算临界流速; 判断流体是否符合 Darcy 定律, 进而修正非 Darcy 渗透率 K_N 。

(2) 考虑参数应力敏感性, 修正渗透率 K' 和孔隙度 ϕ' (若不考虑应力敏感性, 可跳过参数修正); 基于井筒内流体压力 P_w , 计算围岩流体压力 P' , 得到渗流场分布。

(3) 基于流体压力 P' , 计算围岩应力分布, 判断第三有效主应力和最小有效周向应力是否满足破裂条件。

(4) 若满足破裂条件, 则输出破裂压力和破裂时间等结果, 结束计算; 若不满足则重复迭代计算, 直至满足破裂条件。

4 数值模拟结果

4.1 模型验证

考虑达西渗流的情况下, 基于广泛使用的 Hubbert-Willis (H-W) 和 Haimson-Fairhurst (H-F) 解析模型对本文数值模拟方法予以验证。H-W 模型不考虑岩石的渗透性, 其结果可作为验证的上限, 计算公式如下^[8]:

$$p_b = 3\sigma_h - \sigma_H + \sigma_t - P_0 \quad (38)$$

式中, p_b 为破裂压力。H-W 模型计算得到的破裂压力为 11.90 MPa。

H-F 模型考虑岩石的高渗透性, 结果可作为验证的下限, 计算公式如下^[9]:

$$p_b = \frac{3\sigma_h - \sigma_H + \sigma_t - 2\eta P_0}{2(1-\eta)} \quad (39)$$

$$\eta = \frac{\phi_0(1-2\nu)}{2(1-\nu)} \quad (40)$$

式中, ϕ_0 为储层初始孔隙度, η 为模型参数。相同条件下, H-F 模型计算得到的破裂压力为 6.20 MPa。

在射孔方位角为 0° , 考虑井筒与井壁胶结良好、井筒与井壁胶结不好且不考虑井壁渗透、井筒与井壁胶结不好且考虑井壁渗透条件下, 本文数值模拟得到的破裂压力分别为 11.56, 6.25, 6.74 MPa。对比上述结果, 当井筒与井壁胶结良好, 流体经射孔直接作用于围岩上, 破裂压力计算结果接近于 H-W 模型; 当井筒与井壁胶结不好时, 井内流体易进入井壁裂隙中, 流体直接作用在井壁围岩上, 导致破裂压力的降低, 计算结果接近于 H-F 模型。且井筒与井壁胶结不好时, 考虑井壁渗透条件下计算得到的破裂压力高于不考虑井壁渗透; 主要原因在于井壁渗流条件下考虑了渗透作用引起的附加压应力。3 种条件下得到的破裂压力计算结果均处于 H-W 模型和 H-F 模型破裂压力计算结果之间, 验证了模型的正确性。

4.2 井筒与井壁胶结状态的影响

不考虑渗透率和孔隙度应力敏感性, 对井筒与井壁不同胶结状态条件下的射孔围岩水力压裂破裂压力、破裂时间和破裂位置开展模拟研究; 主要考虑井与壁胶结良好、井与壁胶结不好但井壁不可渗、井与壁胶结不好且井壁可渗 3 种工况。3 种工况下, 射孔围岩破裂压力和破裂时间随射孔方位角增大而增加 (图 8); 破裂压力越大, 破裂需要的流体压力越高, 破裂时间越长。当射孔方位角小于 45° , 破裂压力和破裂时间增长幅度较大, 当射孔方位角大于 45° , 破裂压力和破裂时间增长速度趋于稳定, 由此认为水力压裂宜采用略低的射孔方位角。

井与壁胶结良好时的破裂压力最大, 井筒内流体压力对围岩的影响可以忽略, 破裂位置位于射孔顶端。井筒与井壁胶结不好时, 不考虑井壁渗透作用, 流体通过围岩裂隙直接作用于井壁上, 与射孔内的流体在井筒与射孔相交处形成双重应力集中, 故在低射孔方位角下, 破裂位置会在射孔末端; 随着射孔方位角的增大, 最大水平应力方向近井处的孔隙流体压力会逐渐减小, 破裂位置开始转向最大水平应力方向的井壁处, 故高射孔方位角时破裂压力呈现增大趋势。井筒与井壁胶结不好时, 考虑井壁渗透作用, 最大水平应力方向井壁处的破裂条件与射孔方向角无关, 破裂均发生在最大水平主应力方向井壁处; 且井壁渗透导致井内流体压力增长缓慢, 渗透作用有效延迟了围岩破裂时间。

此外, 射孔方位角 0° 条件下, 井筒与井壁胶结良好时, 流体通过射孔进入地层, 流体压力呈关于射孔段的椭圆形分布 (图 9); 随着压裂时间的增长, 流体压力分布沿椭圆形扩展, 渗流影响范围增加。当井筒与井壁胶结不好且不考虑井壁渗透时, 虽然最大流

体压力不同, 但渗流规律与井壁胶结良好时基本一致。当井筒与井壁胶结不好且考虑井壁渗透时, 流体渗透面积增加, 不仅在射孔处产生渗流, 井壁处亦产生渗流, 故流体压力分布是沿井眼向外扩散的, 渗流影响范围大幅度增加 (图 9)。

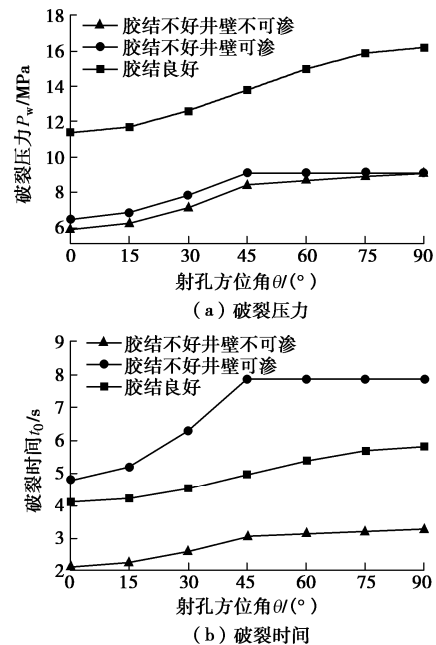


图 8 不同射孔方位角下射孔围岩破裂规律

Fig. 8 Breakdown of perforated surrounding rock under different perforation azimuths

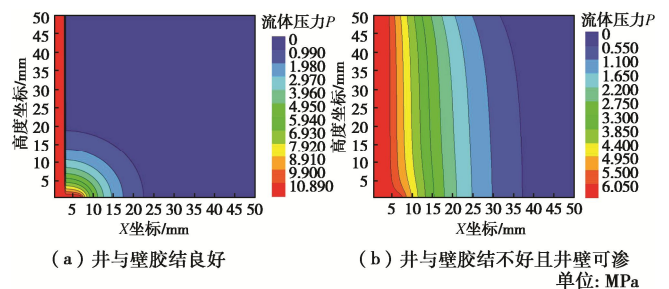


图 9 射孔围岩破裂时流体压力分布图

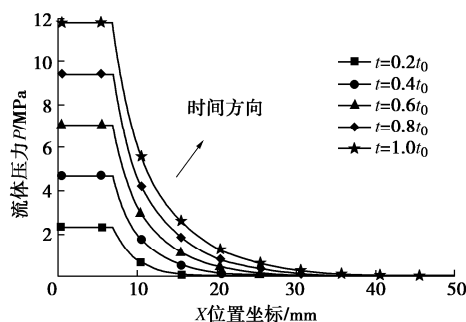
Fig. 9 Distribution of fluid pressure during breakdown of perforated surrounding rock

监测不同压裂时刻典型截面 (图 4, 截面 1—1, 坐标: $y=0.5$ mm) 流体压力的时空演化 (图 10)。流体进入射孔围岩后, 流体压力大幅度降低; 当达到破裂时间 t_0 , 射孔围岩流体压力显著增加, 直接影响射孔围岩的破裂。当井筒与井壁胶结不好且考虑井壁渗透时, 流体压力时空演化曲线较井筒与井壁胶结良好时平缓, 印证了井筒与井壁胶结不好且考虑井壁渗透时渗流影响范围增加显著。

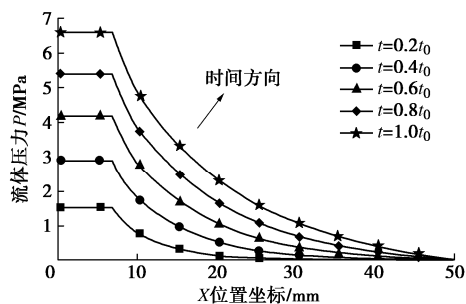
4.3 应力敏感性的影响

渗流影响射孔围岩水力压裂的破裂压力和破裂

时间,考虑渗透率和孔隙度应力敏感性的条件下,井筒与井壁胶结良好时,破裂压力和破裂时间均随射孔方位角的增大而增加(图11)。但考虑应力敏感性时,围岩破裂压力和破裂时间均小于不考虑应力敏感性的状态;且考虑应力敏感性时,随着射孔方位角增大,破裂压力增长幅度降低显著,射孔方位角越大,考虑应力敏感性引起的围岩破裂压力和破裂时间降低越明显。其原因在于围岩流体压力增大,有效应力系数 α 增加,井壁围岩有效周向应力减小,产生应力集中,直至达到抗拉强度准则开始破裂,导致破裂压力和破裂时间的降低。井筒与井壁胶结不好且不考虑井壁渗透作用下,应力敏感性对不同射孔方位角下围岩破裂压力和破裂时间基本不存在影响。井筒与井壁胶结不好且考虑井壁渗透作用下,考虑应力敏感性,围岩破裂压力和破裂时间均降低;且在高射孔方位角下,降低明显(图12)。



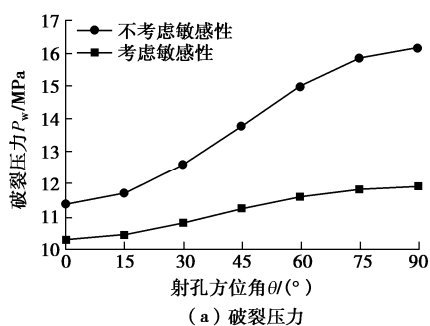
(a) 井与壁胶结良好



(b) 井与壁胶结不好

图10 不同压裂时刻典型截面流体压力时空演化曲线

Fig. 10 Time-space evolution curves of fluid pressure of typical section



(a) 破裂压力

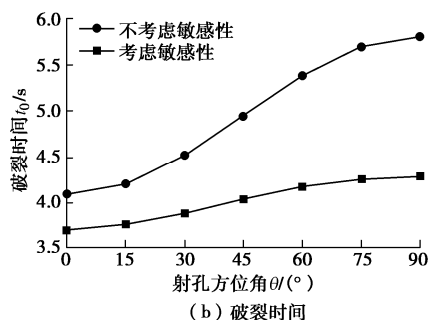
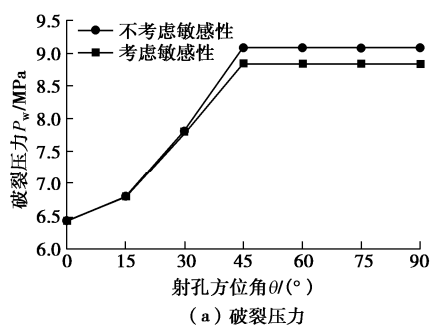
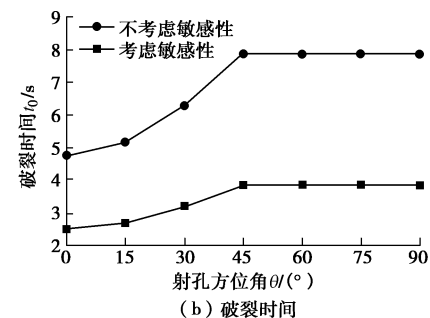


图11 井筒与井壁胶结良好时破裂规律

Fig. 11 Breakdown under good cementation of wellbore with well



(a) 破裂压力



(b) 破裂时间

图12 井筒与井壁胶结不好时破裂规律

Fig. 12 Breakdown under bad cementation of wellbore with well

射孔方位角 0° 条件下,考虑渗透率和孔隙度应力敏感性,井筒与井壁胶结良好时,围岩内流体压力亦呈关于射孔段的椭圆形分布(图13)。但相对于不考虑应力敏感性,渗流影响范围大幅度增加,原因在于围岩流体压力增大,导致有效应力降低,由于渗透率应力敏感性的存在,其渗透率不断增大,流体渗流范围随之增大,且渗透率演化规律和流体压力分布规律基本一致。井筒与井壁胶结不好且考虑井壁渗透时,流体压力分布规律与不考虑应力敏感性时基本一致,但渗流影响范围扩大,渗透率的演化规律亦与流体压力分布规律基本一致,均沿水平方向变化(图14)。

监测不同压裂时刻典型截面(图4,截面1—1,坐标: $y=0.5\text{ mm}$)流体压力的时空演化。考虑渗透率和孔隙度应力敏感性,井筒与井壁胶结良好和井筒与井壁胶结不好时(图15),由于近井围岩渗透率增大,围岩流体压力时空演化曲线均趋于平缓,流体压力分

布更加均匀, 导致流体压力的降低速率变缓。

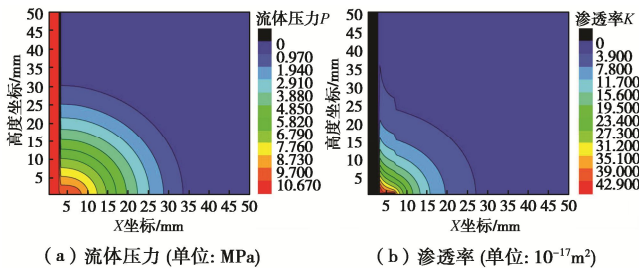


图 13 井筒与井壁胶结良好时流体压力及渗透率分布

Fig. 13 Distribution of fluid pressure and permeability under good cementation of wellbore with well

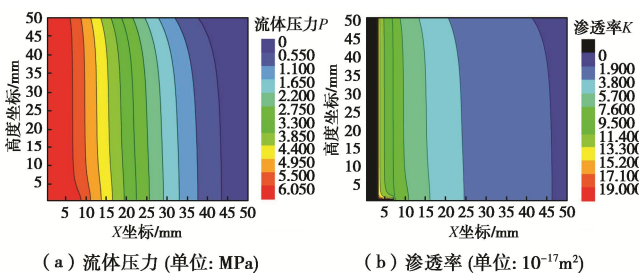


图 14 井筒与井壁胶结不好且井壁可渗流体压力及渗透率分布
Fig. 14 Distribution of fluid pressure and permeability under bad cementation of wellbore with well

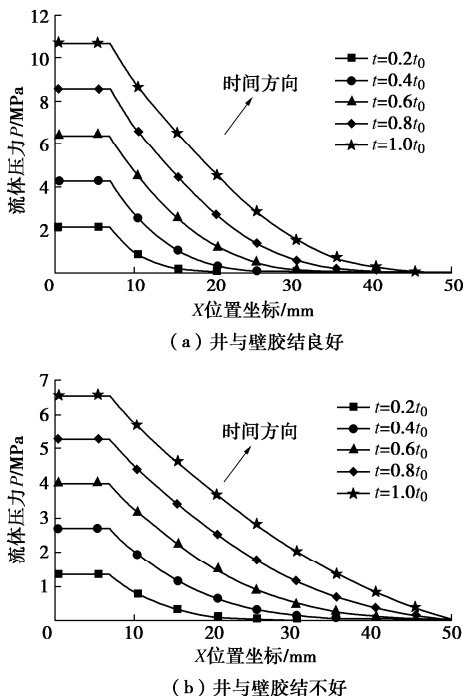


图 15 考虑应力敏感性下典型截面流体压力时空演化曲线
Fig. 15 Time-space evolution curves of fluid pressure of typical section considering stress sensitivity

5 结 论

考虑流体渗流和围岩渗透率、孔隙度的应力敏感

性, 构建考虑水力耦合的下射孔围岩水力压裂破裂力学模型的基础上, 采用有限容积法提出了相关数值模拟方法; 主要结论如下:

(1) 考虑初始地应力和流体渗流对射孔围岩的影响, 应用力学叠加原理得到了射孔围岩的应力分布; 且提出了射孔围岩水力压裂破裂准则不仅应包括满足围岩破裂的最大拉应力准则, 亦应考虑最大水平应力方向井壁处围岩的破裂判据。

(2) 考虑围岩渗透率和孔隙度的应力敏感性, 确定了射孔围岩的流体压力; 由此构建了水力耦合作用下射孔围岩水力压裂破裂力学模型; 并基于有限容积法 (FVM) 提出了水力耦合作用下射孔围岩水力压裂破裂数值模拟方法。

(3) 基于上述方法开展数值模拟计算, 射孔围岩破裂压力和破裂时间随射孔方位角的增大而增加; 且井筒与井壁胶结良好时破裂压力大于井筒与井壁胶结不好时; 考虑渗透率和孔隙度的应力敏感性, 围岩破裂压力和破裂时间均降低; 考虑渗透率和孔隙度的应力敏感性导致流体压力分布更加均匀, 近井区域流体压力增大, 围岩渗透率增加, 引起渗流影响范围扩大。

参考文献:

[1] LI M, GUO P J, STOLLE D, et al. Development of hydraulic fracture zone in heterogeneous material based on smeared crack method[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 35: 761 - 774.

[2] WANG Z C, BI L P, KWON S, et al. The effects of hydro-mechanical coupling in fractured rock mass on groundwater inflow into underground openings[J]. Tunnelling and Underground Space Technology, 2020, 103: 103489.

[3] 秦 勇, 申 建. 论深部煤层气基本地质问题[J]. 石油学报, 2016, 37(1): 125 - 136. (QING Yong, SHENG Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 125 - 136. (in Chinese))

[4] FU P, JOHNSON S M, CARRIGAN C R. An explicitly coupled hydro-geomechanical model for simulating hydraulic fracturing in arbitrary discrete fracture networks[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 2013, 37(14): 2278 - 2300.

[5] 张建光, 李湘萍, 王传睿, 等. 页岩气藏水力压裂中应力-流压耦合效应及人工裂缝扩展规律[J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2018, 42(6): 96 - 105. (ZHANG Jian-guang, LI Xiang-ping, WANG Chuan-rui, et al. Numerical

- simulation of rock formation stress-fluid pressure coupling and development of artificial fractures during hydraulic fracturing of shale gas reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2018, 42(6): 96 - 105. (in Chinese))
- [6] 陈 勉, 陈治喜, 黄荣樽. 大斜度井水压裂缝破裂研究[J]. 石油大学学报 (自然科学版), 1995, 19(2): 30 - 35. (CHEN Mian, CHEN Zhi-xi, HUANG Rong-zun. Hydraulic fracturing of highly deviated wells[J]. Journal of University of Petroleum (Natural Science), 1995, 19(2): 30 - 35. (in Chinese))
- [7] 朱海燕, 邓金根, 刘书杰, 等. 定向射孔水力压裂破裂压力的预测模型[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 556 - 562. (ZHU Hai-yan, DENG Jin-gen, LIU Shu-jie, et al. A prediction model of the hydraulic fracture initiation pressure in oriented perforation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3): 556 - 562. (in Chinese))
- [8] KING H M, DAVID G W. Mechanics of hydraulic fracturing[J]. Transactions of the AIME, 1957, 210(1): 153 - 168.
- [9] HAIMSON B, FAIRHURST C. Initiation and extension of hydraulic fractures in rocks[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1967, 7(3): 310 - 318.
- [10] 任 岚, 赵金洲, 胡永全, 等. 水力压裂时岩石破裂压力数值计算[J]. 岩石力学与工程学报, 2009, 28(增刊 2): 3427 - 3422. (REN Lan, ZHAO Jin-zhou, HU Yong-quan, et al. Numerical calculation of rock breakdown pressure during hydraulic fracturing process[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2009, 28(S2): 3417 - 3422. (in Chinese))
- [11] 王六鹏, 李 琪, 张绍云, 等. 基于约束优化方法的水力压裂破裂压力计算模型[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2014, 29(1): 49 - 51. (WANG Liu-peng, LI Qi, ZHANG Shao-yun, et al. Calculation model for hydraulic fracture initiation pressure based on constraint optimization method[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2014, 29(1): 49 - 51. (in Chinese))
- [12] 郭天魁, 张士诚, 刘卫来, 等. 页岩储层射孔水平井分段压裂的破裂压力[J]. 天然气工业, 2013, 33(12): 1 - 6. (GUO Tian-kui, ZHANG Shi-cheng, LIU Wei-lai, et al. Initiation pressure of multi-stage fracking for perforated horizontal wells of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(12): 1 - 6. (in Chinese))
- [13] 李传亮, 孔祥言. 油井压裂过程中岩石破裂压力计算公式的理论研究[J]. 石油钻采工艺, 2000, 22(2): 54 - 56. (LI Chuan-liang, KONG Xiang-yan. A theoretical study on rock breakdown pressure calculation equations of fracturing process[J]. Oil Drilling and Production Technology, 2000, 22(2): 54 - 56. (in Chinese))
- [14] 李传亮. 射孔完井条件下的岩石破裂压力计算公式[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(2): 37 - 38. (LI Chuan-liang. Rock breakdown pressure calculation equations for perforated wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(2): 37 - 38. (in Chinese))
- [15] 杨兆中, 刘云锐, 张 平, 等. 煤层气直井地层破裂压力计算模型[J]. 石油学报, 2018, 39(5): 578 - 586. (YANG Zhao-zhong, LIU Yun-rui, ZHANG Ping, et al. A model for calculating formation breakdown pressure in CBM vertical wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(5): 578 - 586. (in Chinese))
- [16] LLANOS E M, JEFFREY R G, HILLIS R, et al. Hydraulic fracture propagation through an orthogonal discontinuity: a laboratory, analytical and numerical study[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2017, 50(8): 2101 - 2118.
- [17] ZENG Q D, LIU W Z, YAO J. Hydro-mechanical modeling of hydraulic fracture propagation based on embedded discrete fracture model and extended finite element method[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 167: 64 - 77.
- [18] 黄远智, 王恩志. 低渗透岩石渗透率与有效围压关系的实验研究[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2007, 27(3): 340-343. (HUANG Yuan-zhi, WANG En-zhi. Experimental study of the laws between the effective confining pressure and rock permeability[J]. Journal of Tsinghua University (Science and Technology), 2007, 27(3): 340 - 343. (in Chinese))
- [19] 卢家亭, 李 闽. 低渗砂岩渗透率应力敏感性实验研究[J]. 天然气地球科学, 2007, 19(3): 339 - 341. (LU Jia-ting, LI Min. Experimental research on permeability sensitivity of low-permeability sand rock[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 19(3): 339 - 341. (in Chinese))
- [20] 薛永超, 程林松. 不同级别渗透率岩心应力敏感实验对比研究[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(3): 38 - 41. (XUE Yong-chao, CHENG Lin-song. Experimental comparison study on stress sensitivity of different permeability cores[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(3): 38 - 41.

- (in Chinese))
- [21] 荣传新, 程 桦. 地下水渗流对巷道围岩稳定性影响的理论解[J]. 岩石力学与工程学报, 2004, **23**(5): 741 - 744. (RONG Chuan-xin, CHENG Hua. Stability analysis of rocks around tunnel with ground water permeation[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2004, **23**(5): 741 - 744. (in Chinese))
- [22] 李敬元, 李子丰. 渗流作用下井筒周围岩石内弹塑性应力分布规律及井壁稳定条件[J]. 工程力学, 1997, **14**(1): 131 - 137. (LI Jing-yuan, LI Zi-feng. Rock elastic-plastic stresses around a wellbore and wellbore stability under permeation osmosis[J]. Engineering Mechanics, 1997, **14**(1): 131 - 137. (in Chinese))
- [23] 孔祥言. 高等渗流力学[M]. 合肥: 中国科学技术大学出版社, 1999. (KONG Xiang-yan. Advanced Mechanics of Fluids in Porous Media[M]. Hefei: University of Science and Technology of China Press, 1999. (in Chinese))
- [24] TUPIN S, OHTA M. Assessing porous media permeability in non-darcy flow: a re-evaluation based on the forchheimer equation[J]. Materials, 2020, **13**(11): 2535.
- [25] 许 凯, 雷学文, 孟庆山, 等. 非达西渗流惯性系数研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, **31**(1): 164 - 170. (XU Kai, LIE Xue-wen, MENG Qing-shan, et al. Study of inertial coefficient of non-Darcy seepage flow[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, **31**(1): 164 - 170. (in Chinese))
- [26] WU Z W, CUI C Z, TRIVEDI J, et al. Pressure analysis for volume fracturing vertical well considering low-velocity non-darcy flow and stress sensitivity[J]. Geofluids, 2019, 2046061.
- [27] YANG D S, WANG W, LI K, et al. Experimental investigation on the stress sensitivity of permeability in naturally fractured shale[J]. Environmental Earth Sciences, 2019, **78**(2): 1 - 10.
- [28] 马中高. Biot 系数和岩石弹性模量的实验研究[J]. 石油与天然气地质, 2008, **29**(1): 135 - 140. (MA Zhong-gao, Experimental investigation into Biot's coefficient and rock elastic moduli[J]. Oil & Gasgeology, 2008, **29**(1): 135 - 140. (in Chinese))
- [29] NUR A. Critical porosity and the seismic velocity in rocks[J]. Eos Transactions American Geophysical Union, 1992, **73**(1): 43 - 46.
- [30] LI B, WONG RCK, SINA H. A modified Kozeny-Carman model for estimating anisotropic permeability of soft mud rocks[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, **98**: 356 - 368.
- [31] HOSSAIN M M, RAHMAN M K, RAHMAN S S. Hydraulic fracture initiation and propagation: roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2000, **27**: 129 - 149.
- [32] 赵金洲, 任 岚, 胡永全, 等. 裂缝性地层射孔井破裂压力计算模型[J]. 石油学报, 2012, **33**(5): 841 - 845. (ZHAO Jin-zhou, REN Lan, HU Yong-quan, et al. A calculation model of breakdown pressure for perforated wells in fractured formations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, **33**(5): 841 - 845. (in Chinese))
- [33] 谭维炎. 计算浅水动力学: 有限体积法的应用[M]. 北京: 清华大学出版社, 1998. (TAN Wei-yan. Computational Shallow Water Hydrodynamics: Application of the Finite Volume Method[M]. Beijing: Tsinghua University Press, 1998. (in Chinese))