

缝洞型碳酸盐岩储层人工裂缝扩展数值模拟

考佳玮^{1,2}, 金衍^{1*}, 韦世明¹

1 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

2 中石化石油工程技术研究院有限公司, 北京 102206

* 通信作者, jinyancup@163.com

收稿日期: 2020-10-20

国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目(U19B6003-05-05)和中国石油大学(北京)青年拔尖人才项目(ZX20230042)联合资助

摘要 缝洞型碳酸盐岩储层中分布有形态和尺寸各异的缝洞体, 是主要储集体。由于缝洞体的不均匀分布, 当前主要采用压裂改造的方式, 通过人工裂缝沟通缝洞体, 建立缝洞体与井筒之间的流动通道。明确人工裂缝在缝洞体储层中的扩展规律, 有利于提升缝洞体储层改造的效果。本文建立了基于非连续离散裂缝模型的缝洞型碳酸盐岩储层人工裂缝扩展数值模型。首先建立缝洞体储层流固耦合应力模型, 然后采用离散裂缝模型构建人工裂缝, 该模型允许人工裂缝沿着初始划分的网格进行扩展, 并采用最小应变能密度准则判定扩展路径。根据缝洞分布规律的不同, 本文建立了3种缝洞特征的缝洞体储层。通过对具有不同缝洞特征的缝洞体储层模拟研究结果发现: 洞体扰动局部应力场, 使人工裂缝扩展路径偏转, 而洞体越大, 扰动作用越明显; 根据人工裂缝和洞体相对位置不同, 可分为正面排斥作用和侧面吸引作用, 而这2种作用皆不利于人工裂缝与洞体沟通; 但当洞周存在天然裂缝时, 人工裂缝可以通过与洞周缝相交, 提升沟通缝洞体的概率; 增加人工裂缝内净压力, 可提升人工裂缝与缝洞体相交时的主导作用, 使其偏转程度降低, 有利于突破洞体的排斥, 与主应力方向缝洞体沟通; 人工裂缝穿透缝洞体时的注液点压力主要受人工裂缝内流动能量损失和缝洞体漏失速率控制, 优化压裂液性能可以降低穿透压, 提升人工裂缝扩展范围。本文研究结果为缝洞型碳酸盐岩储层压裂改造评价提供参考。

关键词 缝洞型碳酸盐岩; 储层改造; 人工裂缝扩展; 数值模拟; 非连续离散裂缝模型

Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in fracture-cavity carbonate formation

KAO Jiawei^{1,2}, JIN Yan¹, WEI Shiming¹

1 National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering Co., Ltd, Beijing 102206, China

Abstract There are fracture-cavity systems with different shapes and sizes distributed in the fracture-cavity carbonate formation in Tahe Oil Filed, China, while they are also the main oil and gas reservoirs. Due to the uneven distribution of fracture-cavity systems in the carbonate reservoirs, hydraulic fracturing is used to communicate with the fracture-cavity systems to establish the flow channels between the fracture-cavity systems and the wellbore. So it is worth studying the propagation rule of hydraulic fracture in fracture-cavity carbonate formation, which determines the effect of reservoir reconstruction. In this paper, based on the

引用格式: 考佳玮, 金衍, 韦世明. 缝洞型碳酸盐岩储层人工裂缝扩展数值模拟. 石油科学通报, 2023, 03: 303-317

KAO Jiawei, JIN Yan, WEI Shiming. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in fracture-cavity carbonate formation. Petroleum Science Bulletin, 2023, 03: 303-317. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.03.022

discontinuous discrete fracture model, we built a hydraulic fracture propagation model in the fracture-cavity carbonate formation. First, we built the fluid-solid coupled stress field model for the fracture-cavity reservoir and then used the discrete fracture model to construct the hydraulic fracture. The model allowed the hydraulic fracture to expand along the initially divided grid, and the minimum strain energy density criterion was used to determine the propagation path. According to the different fracture-cavity distribution rules, we set three fracture-cavity reservoir models with different characteristics in this paper. Based on the simulation result of different fracture-cavity formation characteristics, we found that: In fracture-cavity carbonate reservoirs, the hydraulic fracture would be deflected by the local stress field disturbed around the caves. The larger the cave was, the more pronounced the disturbance was. According to the different relative positions, the disturbance could divide into two cases, frontal repulsion and lateral attraction, which were not conducive to the communication between the hydraulic fracture and the caves. However, when there were nature fractures around the caves, the communication probability was raised as the hydraulic fracture could easily intersect these nature fractures around the cave. By increasing the hydraulic fracture's net pressure, the leading role of the hydraulic fracture could enhance when it intersected with the fracture-cavity systems so that it was able to break through the repulsion of the cave to communicate with the fracture-cavity systems in the direction of the principal stress. When the hydraulic fracture penetrated the fracture-cavity systems, the injection pressure was mainly controlled by the flow energy loss within the hydraulic fracture and the fracture-cavity systems' fluid loss rate. Optimizing the fracturing fluid performance could reduce the penetration pressure and improve the propagation range of hydraulic fractures. The results of this paper could provide a reference for the fracturing evaluation of the fracture-cavity carbonate reservoir.

Keywords fracture-cavity carbonate formation; reservoir reformation; hydraulic fracture propagation; numerical simulation; discontinuous discrete fracture model

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.03.022

0 引言

塔河油田碳酸盐岩储层属于缝洞型油藏,其基质致密,孔隙连通性差,油藏的主体储藏空间主要为裂缝和孔洞^[1-2]。受地质构造和溶蚀等作用,缝洞体在碳酸盐岩地层中分布复杂,储层非均质性强^[3],在尺度、形态和空间位置上具有多样性^[4-5],且受限于地质勘探手段,难以给出高精度描述^[6-7]。目前通过酸化压裂的方式建立井筒和缝洞体之间的流动通道是缝洞型碳酸盐岩储层开发的主要方式^[8]。由于缝洞储层的独特性,人工裂缝扩展形态与常规储层具有明显不同,因此明确缝洞体对人工裂缝扩展路径的影响对于缝洞型碳酸盐岩储层压裂设计和方案优化具有重要意义。

由于缝洞型油藏中流体主要分布在储集缝洞体中,缝洞体地层的流动规律与常规地层有明显不同。杨坚等^[9]提出“缝洞单元”以描述缝洞型油藏在开发过程中的动态流动特征。韦世明等^[10]采用离散缝洞模型预测缝洞地层在钻井时的泥浆漏失。Yuming Liu等^[11]提出了一种用于描述塔河油田缝洞碳酸盐岩储层构造特征的3D建模方法。张丰收等^[12]提出了一种基于离散元的缝洞型碳酸盐岩流固耦合应力分析模型。王敬等^[13]建立了注水干扰反演模型,分析缝洞体储层中不同影响因素对注水井间干扰的影响。

对于人工裂缝在复杂地层中的扩展形态,学者们主要采用数值模拟的方式进行分析。赵金洲等^[14]人采

用内聚力单元法,通过全局嵌入黏聚区域模型,模拟分析多裂缝竞争起裂和扩展问题,认为多井孔起裂在不同条件下会表现出4种起裂模式。Keshavarizi等^[15]采用扩展有限元方法模拟人工裂缝在非常规储层中的扩展行为,认为在一定条件下人工裂缝接触天然裂缝前后都可发生偏转,应力场和天然裂缝的走向是影响干扰行为的主要因素。对于人工裂缝与洞体的相互作用问题,Cheng等^[16]基于扩展有限元方法,分析了人工裂缝与单个洞体的相互作用规律,分析了洞体相对位置的影响,并给出人工裂缝和洞体的相互作用图版,Wang等^[17]采用FEMM-FracFlow方法模拟三维空腔洞体对人工裂缝的扰动作用,发现围压和注液速率增加会降低裂缝的偏转,王毓杰^[18]等采用单元劈裂法计算了人工裂缝与缝洞体的相互作用,认为地应力差较大时有利于人工裂缝沟通洞体。

为了更加直接得认识人工裂缝在缝洞体储层中的扩展形态,学者们通过室内物模实验进行了探索研究。周大伟^[19]研究了人工裂缝和洞体的相互作用,并分析了地应力比和洞内压力对裂缝形态的影响。刘宝华等^[20]分析了不同大小的洞体对人工裂缝扩展轨迹的扰动情况。翁振等^[21]研究了偏心洞体对于裂缝扩展路径的扰动作用,并研究了排量的影响。王焱钊等^[22]通过酸压物模实验,对比了裂缝型碳酸盐岩和缝洞型碳酸盐岩在起裂模式和裂缝扩展形态等方面的差异。

当前对于人工裂缝在缝洞体中扩展的研究,仍局

限于小尺度下人工裂缝和单洞体之间的分析,对于大尺度下多缝洞储层中人工裂缝扩展分析鲜有见到。本文建立人工裂缝在缝洞体储层中的扩展数值模型,研究在分布有随机缝洞体的地层中人工裂缝扩展形态,提出人工裂缝和缝洞体的相互作用模式,为缝洞型碳酸盐岩压裂设计提供参考。

1 缝洞体地层人工裂缝扩展模型

本文参考离散裂缝模型^[23-24](Discrete Fracture Model, 简称DFM)和界面单元法^[25-26],建立了基于非连续离散裂缝模型的缝洞型地层人工裂缝扩展数值模型。

1.1 流动模块

本模型中的流动包括3部分,分别是地层基质流体流动,流体在裂缝内流动和洞体内流体流动。

基质内的流动,连续方程如下表示:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\epsilon_{p1}\rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}_1) = Q_m \quad (1)$$

其中: ϵ_{p1} 是地层孔隙度,%; ρ 是流体密度, 10^3 kg/m^3 ; \mathbf{u}_1 是流体速度, m/s ; Q_m 是地层流体流动的质量来源, $\text{kg}/(\text{s}\cdot\text{m}^3)$ 。

采用达西定律进行描述地层内流动:

$$\mathbf{u}_1 = -\frac{k_1}{\mu} \nabla p \quad (2)$$

其中: k_1 是地层的渗透率, mD ; μ 是流体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; ∇p 是流体压力差, MPa 。

设定流体和地层基质都具有弱可压缩性,地层基质的可压缩性由孔隙度和压力控制,流体的压缩系数取决于密度和压力:

$$\chi_{p1} = -\frac{1}{1-\epsilon_{p1}} \frac{d\epsilon_{p1}}{dp_1} \quad (3)$$

$$\chi_f = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp_1} \quad (4)$$

其中: χ_{p1} 是地层基质压缩系数, Pa^{-1} ; χ_f 是流体压缩系数, Pa^{-1} 。

孔隙弹性地层综合压缩系数表示如下:

$$\chi_s = \epsilon_{p1}\chi_f + (1-\epsilon_{p1})\chi_{p1} \quad (5)$$

其中: χ_s 是孔隙弹性地层的压缩系数, Pa^{-1} 。

通过综合压缩系数,将方程(1)左侧第一项表示为:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\epsilon_{p1}\rho) = \rho\chi_s \frac{\partial p_1}{\partial t} \quad (6)$$

由于人工裂缝缝长通常比缝宽大多个数量级,因此在压裂模拟中,可将裂缝内流动简化为通道流^[27],忽略其在缝宽方向上的流动。由此裂缝内流动包括沿缝长方向的流动,以及垂直于裂缝壁面方向的滤失。

裂缝内流体流动的连续方程如下所示:

$$d_f \frac{\partial}{\partial t}(\epsilon_{f2}\rho) + \nabla_T \cdot (d_f \rho \mathbf{u}_2) = d_f Q_{m2} \quad (7)$$

$$\mathbf{u}_2 = -\frac{k_2}{\mu} \nabla_T p \quad (8)$$

$$k_2 = d_f^2 / 12 \quad (9)$$

其中: ϵ_{f2} 是裂缝孔隙度,%; \mathbf{u}_2 是裂缝流体速度, m/s ; Q_{m2} 是裂缝流体流动的质量来源, $\text{kg}/(\text{s}\cdot\text{m}^3)$; d_f 是裂缝宽度, m ; k_2 是裂缝渗透率, mD 。

在压差作用下,裂缝内流体沿裂缝壁面法向方向向地层滤失:

$$-\rho \frac{k_f}{\mu} (\mathbf{n}_f^+) \cdot \nabla p - \rho \frac{k_f}{\mu} (\mathbf{n}_f^-) \cdot \nabla p = -q_f \quad (10)$$

其中: q_f 是从裂缝滤失到地层流体的流量, $\text{kg}/(\text{s}\cdot\text{m}^3)$ 。

对于洞内流体流动,采用弱可压缩流体的N-S方程描述其流动特征:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial \mathbf{u}_3}{\partial t} + \mathbf{u}_3 \cdot \nabla \mathbf{u}_3 \\ & = -\frac{1}{\rho} \nabla p_3 + \frac{1}{3} \frac{\mathbf{u}_3}{\rho} \nabla (\nabla \cdot \mathbf{u}_3) + \frac{\mu}{\rho} \nabla^2 \mathbf{u}_3 \end{aligned} \quad (11)$$

其中: \mathbf{u}_3 是洞内流体速度张量; p_3 是洞内流体压力, MPa 。

在洞内封闭环境中流体流动的连续方程为:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{u}_3) = 0 \quad (12)$$

随着人工裂缝扩展,引起洞内和地层产生压差,洞内流体和地层流体发生交换作用:

$$-\mathbf{n} \cdot \rho \mathbf{n}_c = \rho r_b \left(\frac{p_3 - p_1}{\rho g} \right) \quad (13)$$

其中: \mathbf{n} 是单位向量; \mathbf{n}_c 是洞体壁面法向方向向量; r_b 是流动交换率, s^{-1} ; g 是重力加速度, m/s^2 。

由于流体具有弱可压缩性,对流体的密度进行修正:

$$\rho = \rho_0 [1 + \chi_f (p - p_0)] \quad (14)$$

其中: p_0 是初始压力, mPa ; ρ_0 是初始压力下的流体密度, 10^3 kg/m^3 。

1.2 固体力学模块

模型中设定地层为孔隙弹性体, 其本构方程如下所示:

$$\mathbf{S} = \mathbf{S}_0 - \alpha_\beta p_1 \mathbf{I} + \mathbf{C} : \boldsymbol{\varepsilon} \quad (15)$$

$$\mathbf{C} = \mathbf{C}(E, \nu) \quad (16)$$

其中: \mathbf{S} 是应力张量; \mathbf{S}_0 是初始应力张量; α_β 是Biot系数; p_1 是地层内孔隙压力; \mathbf{I} 是单位张量; \mathbf{C} 是弹性参数张量; $\boldsymbol{\varepsilon}$ 是应变张量; E 是弹性模量; ν 是泊松比。

连续介质假设下应变张量由位移表征:

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \frac{1}{2}(\nabla \mathbf{u} + \nabla^T \mathbf{u}) \quad (17)$$

其中: \mathbf{u} 是位移, m。

饱和孔隙弹性岩石的准静态动量守恒方程如下:

$$0 = \nabla \cdot (\mathbf{S}_0 - \alpha_\beta p_1 \mathbf{I}) + \mathbf{F}_v \quad (18)$$

其中: \mathbf{F}_v 是体力, N/m²。

人工裂缝的宽度取决于初始缝宽, 以及缝内流体压力和基质应力作用下的变形:

$$d_f = d_{f0} - (\mathbf{u}_f^+ \cdot \mathbf{n}_f^+ + \mathbf{u}_f^- \cdot \mathbf{n}_f^-) \quad (19)$$

其中: d_{f0} 是裂缝初始宽度, m; \mathbf{n}_f^+ 和 \mathbf{n}_f^- 是裂缝双侧壁面的法向方向向量; \mathbf{u}_f^+ 和 \mathbf{u}_f^- 是裂缝双侧壁面在法向上受的作用力。

1.3 裂缝扩展模块

基于DFM构建的人工裂缝扩展模型, 允许人工裂缝沿着初始划分好的网格线进行扩展, 如图1所示。

首先建立人工裂缝几何模型, 采用线单元构建人工裂缝, 之后进行全局网格划分。由于该模型中人工裂缝扩展时设定为须沿着网格线进行扩展, 因此在初始划分时需要充分考虑网格模型的精度和计算效率, 建议采用细化的网格进行构建, 保证人工裂缝扩展的自由度。之后基于DFM构建人工裂缝, 计算流固耦合应力场。在扩展模拟中, 提取缝尖应力场数据, 采用最小应变能密度准则可以判定人工裂缝扩展路径^[28]:

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial SED}{\partial \varphi} \right|_{\varphi=\varphi_0} = 0, \left. \frac{\partial^2 SED}{\partial \varphi^2} \right|_{\varphi=\varphi_0} > 0 \\ SED = \frac{1-\nu}{2} \frac{(\sigma_{\rho\rho} + \sigma_{\varphi\varphi})^2 - \sigma_{\varphi\rho} \sigma_{\rho\varphi} + \sigma_{\rho\varphi}^2}{2\mu} \end{cases} \quad (20)$$

其中: SED 是应变能密度; φ 是缝尖极坐标的角度; $\sigma_{\rho\rho}$, $\sigma_{\varphi\varphi}$ 和 $\sigma_{\varphi\rho}$ 是缝尖极坐标应力分量。

人工裂缝的扩展路径取决于与裂缝尖端相连的网格边界:

$$\varphi_0 = path(i) \quad (21)$$

其中: $path(i)$ 是人工裂缝尖端对应的可扩展网格路径。

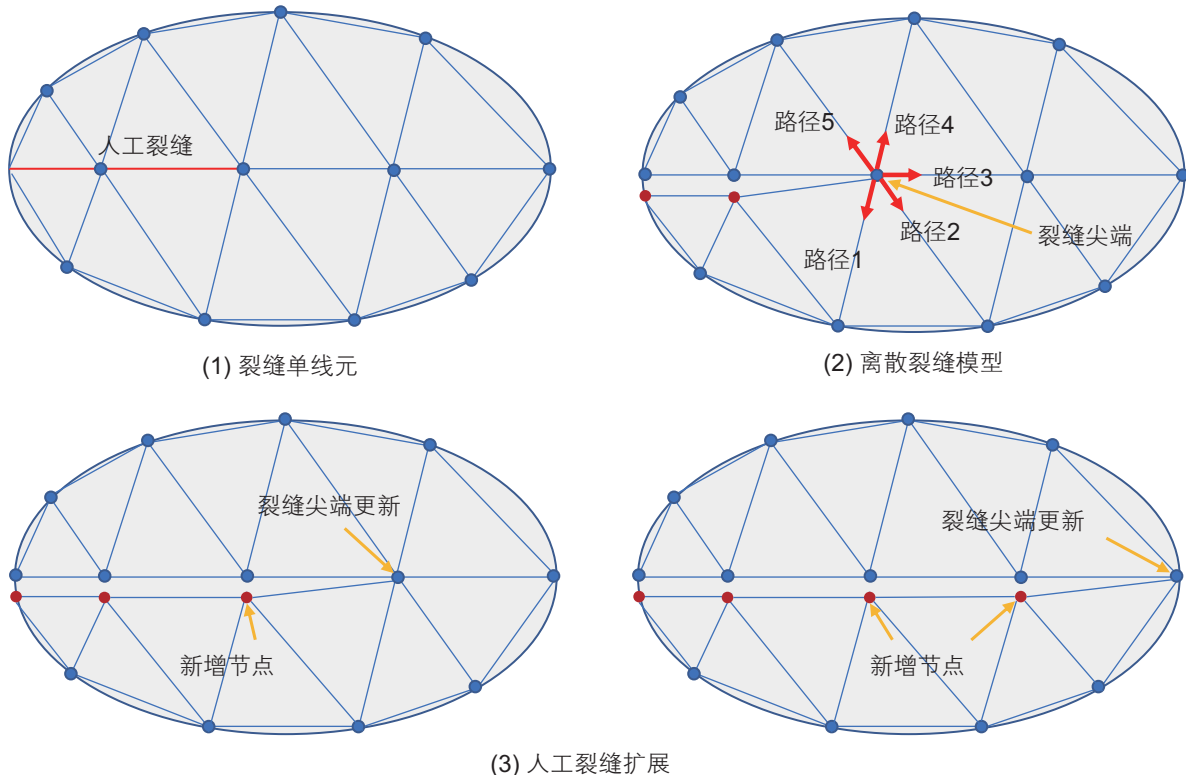


图1 人工裂缝扩展模型

Fig. 1 Fracture propagation model

当人工裂缝进入缝洞体后，继续注液使缝洞体壁面压力达到破裂条件时，即最大周向应力准则，人工裂缝将穿透缝洞体。

2 模型验证

本节参考已发表相关文献中人工裂缝和洞体相互作用实验，采用相同物理参数进行裂缝扩展模拟，以验证本模型准确性。

表 1 是缝洞相互作用压裂实验基本信息，A1 来自刘宝华等^[20]的实验，其中洞由软充填物充填；A2 来自翁振等^[21]的实验，洞是由 PVC 管制成的空心圆柱体。两组实验中洞内皆为空洞，因此本节设置洞内流体压为 0.1 MPa。

A2 试样通过实验测定人造岩心抗拉强度为 4.45 MPa，而 A1 试样缺失该参数，根据致密碳酸盐岩强度特征，本文取值为 20 MPa。设置碳酸盐岩渗透率

为 0.01 mD。本节定义井筒压力阈值为 30 MPa，当注入点液体压力达到 30 MPa 时，注液停止。

A1 试样中井筒两侧分别设置有一大一一小 2 个洞体，在人工裂缝与双侧洞体相交后，穿透了小洞体，却未能穿透大洞。对该组实验模拟的结果也很好地反应了这一特征。裂缝进入双侧洞体后，小洞壁面在继续注液 0.7 s 后达到突破条件，裂缝穿透该洞体继续扩展，而大洞壁面则不满足穿透条件。

对 A2 实验的模拟结果知，人工裂缝扩展，并向有洞体的一侧偏移，且未与洞体相交。由于受到裂缝必须沿着网格扩展的限制，裂缝轨迹不够光滑，且双侧存在一定差异，但是裂缝整体扩展规律是相同的。

从以上 2 组模拟与实验对比结果可知，采用本文所建的人工裂缝扩展模型，对不同情况下人工裂缝与洞体的相互作用模拟结果与实验结果能取得较好的对应，由此可验证本模型的合理性。

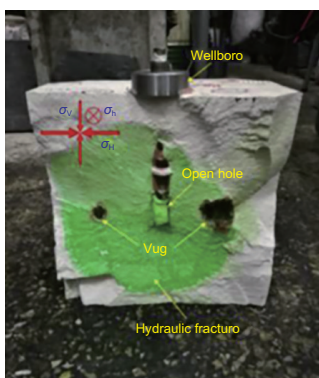
3 模拟方案和参数设定

本节主要模拟和分析工程尺度下缝洞体储层人工裂缝扩展规律。在缝洞型碳酸盐岩地层人工裂缝扩展模拟模型中，中心点为压裂液注入点，忽略井筒具体几何形态，简化为点注液。过中心点有一条长度 2 m 的初始人工裂缝，与远场水平最大地应力方向平行。由于缝洞碳酸盐岩中缝洞体的精确形态难知，本模型中采用大小、尺寸和形态随机分布的椭圆洞和天然裂缝进行表征。设定天然裂缝初始状态是双壁连续的渗流裂缝，可被人工裂缝激活。参考塔河油田碳酸盐岩储层缝洞体尺寸统计特征^[2,5]，设定储层厚度为 10 m，随机椭圆洞体长短轴分布在约 5~20 m。本文设定 3 种

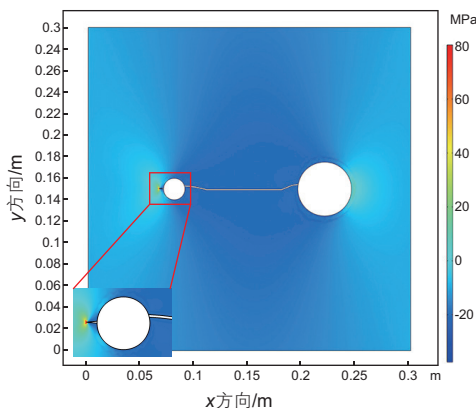
表 1 人工裂缝与洞体作用实验基本信息

Table 1 Basic information of fracturing experiment with caves considered

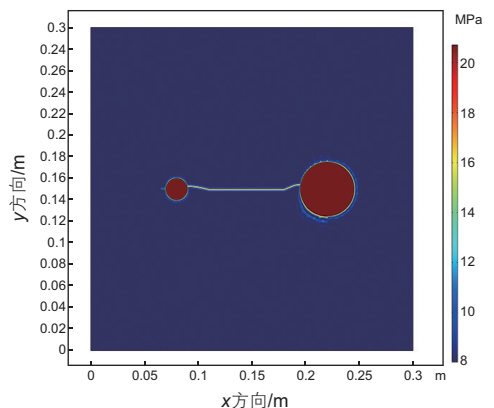
	A1	A2
$\sigma_v/\sigma_H/\sigma_h/\text{MPa}$	16/14/7	0/0/0
洞体数量	2	2
洞体直径/cm	2/5	45
洞内压力/MPa	0.1	0.1
洞的距离/cm	5	4.5+4.5
排量/(mL·min ⁻¹)	20	7.5
黏度/(mPa·s)	10	1
弹性参数/(E/ ν)	46.3/0.12	27.52/0.26
	穿透/止裂	吸引未相交



(1) A1 实验结果



(2) A1 模拟 y 向应力云图



(3) A1 流体压力云图

图 2 A1 实验结果及模拟结果^[20]

Fig. 2 Experimental and simulation results of A1^[20]

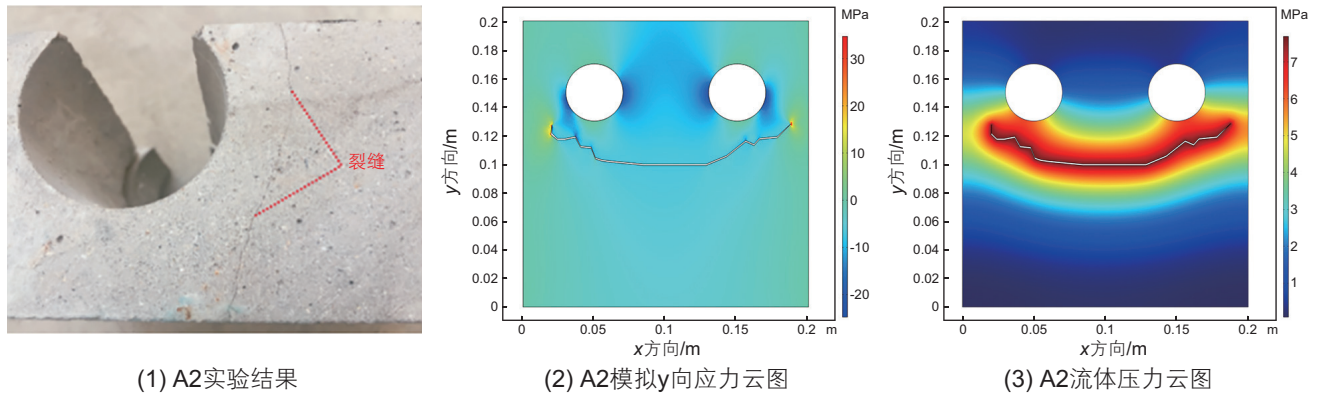
图3 A2实验结果及模拟结果^[21]Fig. 3 Experimental and simulation results of A2^[21]

表2 模拟中洞体和裂缝特征设定

Table 2 The characteristics of the caves and fracture in the simulations

模型特征	模型尺寸/m	洞体数量	洞周裂缝数	独立裂缝数	洞体占比
类型1	160 × 160	12	0	0	>2%
类型2	100 × 100	8	2/每洞	0	>2%
类型3	100 × 100	8	1~2/每洞	7~8	>2%

类型缝洞体地层，每类2个，共计6个，详情如表2所示。

结合塔河油田储层地质力学特征确定模拟参数，如表3所示。

固定模型边界，并施加预应力，计算得到模型初始地应力，如图4所示。图中，采用红色箭头标记局部最大地应力方向，以描述缝洞体地层初始应力场特征。

在模拟中设定3组压裂参数，如表4所示，在第一组基础上分别改变排量 and 压裂液黏度，对比注液条

表3 模型基本模拟参数

Table 3 The basic simulation parameters

$\sigma_{H1}/\sigma_{H2}/\text{MPa}$	110/90
地层压力/MPa	60
基质渗透率/ μm^2	0.01×10^{-3}
洞体面积占比	>2%
基质孔隙度	5%
弹性模量/GPa	39
泊松比	0.26
基质流体黏度/($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	10
人工裂缝初始宽度/mm	5
Biot系数	0.3
天然裂缝孔隙度	50%
天然裂缝初始宽度/mm	1
岩石抗拉强度/MPa	20

件的差异对人工裂缝扩展形态影响。设定人工裂缝可以穿透所有相遇的缝洞体，并记录穿透缝洞体时的注液点压力，通过对比注液点压力的大小，可评价人工裂缝穿透缝洞体的能力。

4 模拟结果和分析

4.1 模拟结果

第1组模拟结果如图5所示。从第1组模拟结果中知，人工裂缝在接近缝洞体时受洞周应力集中影响，路径会发生偏转，而洞体尺寸越大，人工裂缝的偏转越明显。模拟例1-1中右侧人工裂缝受侧前方多个洞体的吸引，扩展路径向上偏转；模拟例2-1中左侧人工裂缝遇前方大型洞体时，裂缝被排斥进而绕过洞体，而在绕过洞体后扩展路径会向回偏转。通过对比初始应力场，可以看出扩展路径与初始应力场中局部最大地应力分布较为吻合。这2例中无天然裂缝存在，人工裂缝主要与位于主应力方向上的洞体相互作用，在排量较小的情况下，人工裂缝易沿着洞周应力场的方向进行扩展，而由于洞体的正面排斥作用，导致沟通效果较差。

在模拟例3-1到模拟例6-1中，因为洞周渗流裂缝不参与应力场计算，人工裂缝在扩展时仍只受洞周应力集中的扰动，与孔洞储层不同的是，其可以沟通并激活洞周天然裂缝实现与缝洞体的沟通。模拟例

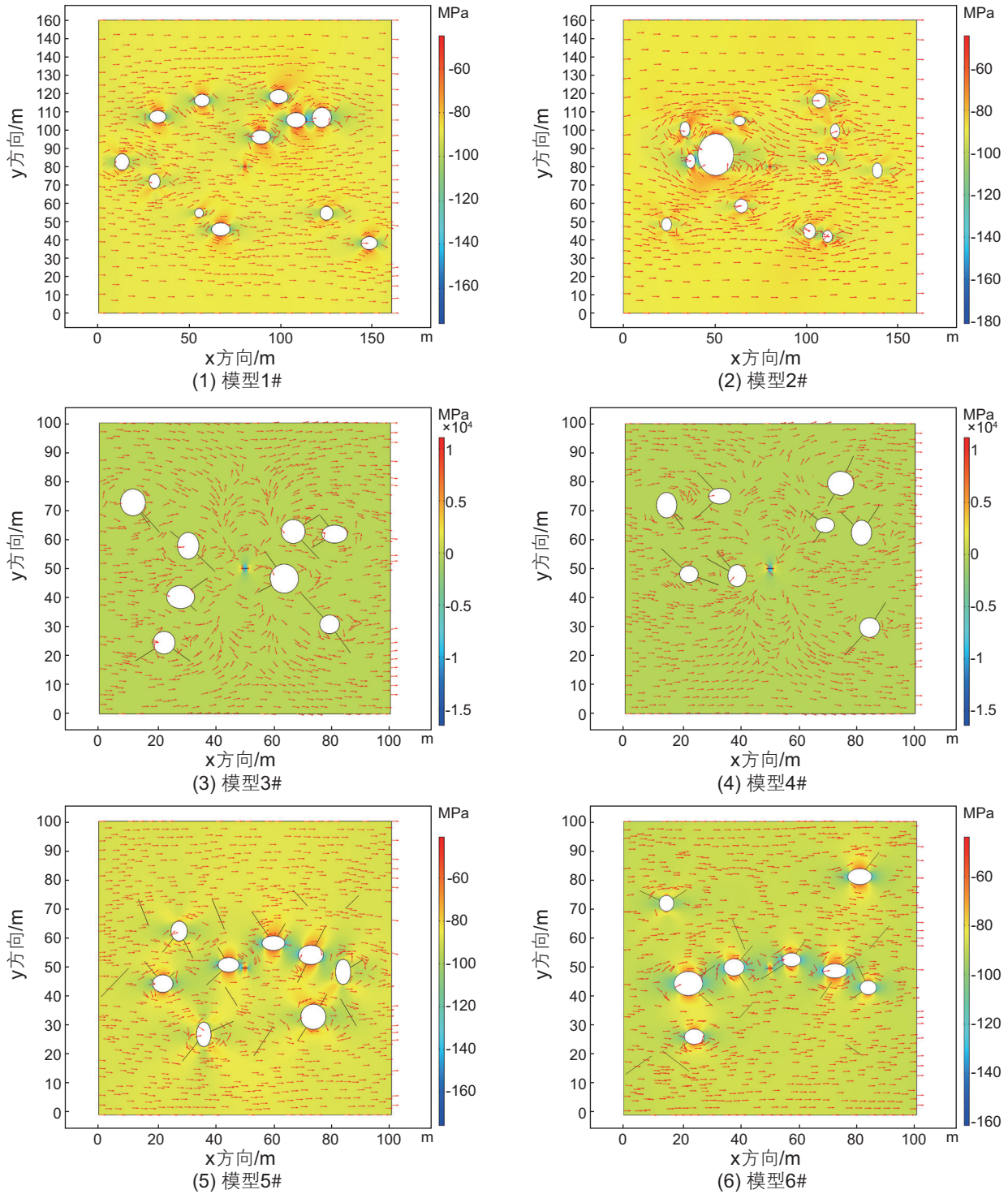


图 4 模型初始应力场分布特征
 Fig. 4 The initial stress field distribution characteristics of the models

表 4 注液参数设定
 Table 4 Injection parameters

组名	排量/(m ³ ·min ⁻¹)	压裂液黏度/mPa·s
组 1	3	30
组 2	8	30
组 3	3	6

3-1 左侧人工裂缝与洞周缝转向进入洞体，并穿透缝洞体后继续沟通第二个洞体；模拟例 4-1 中，人工裂缝穿透第一个缝洞体后与第二个缝洞体相连，尽管人工裂缝未进入洞体中，但通过洞周缝已建立了流动通道。人工裂缝在沟通洞周缝后，引起洞内压力变化，进一步扰动周边应力场，导致扩展路径复杂化。由于

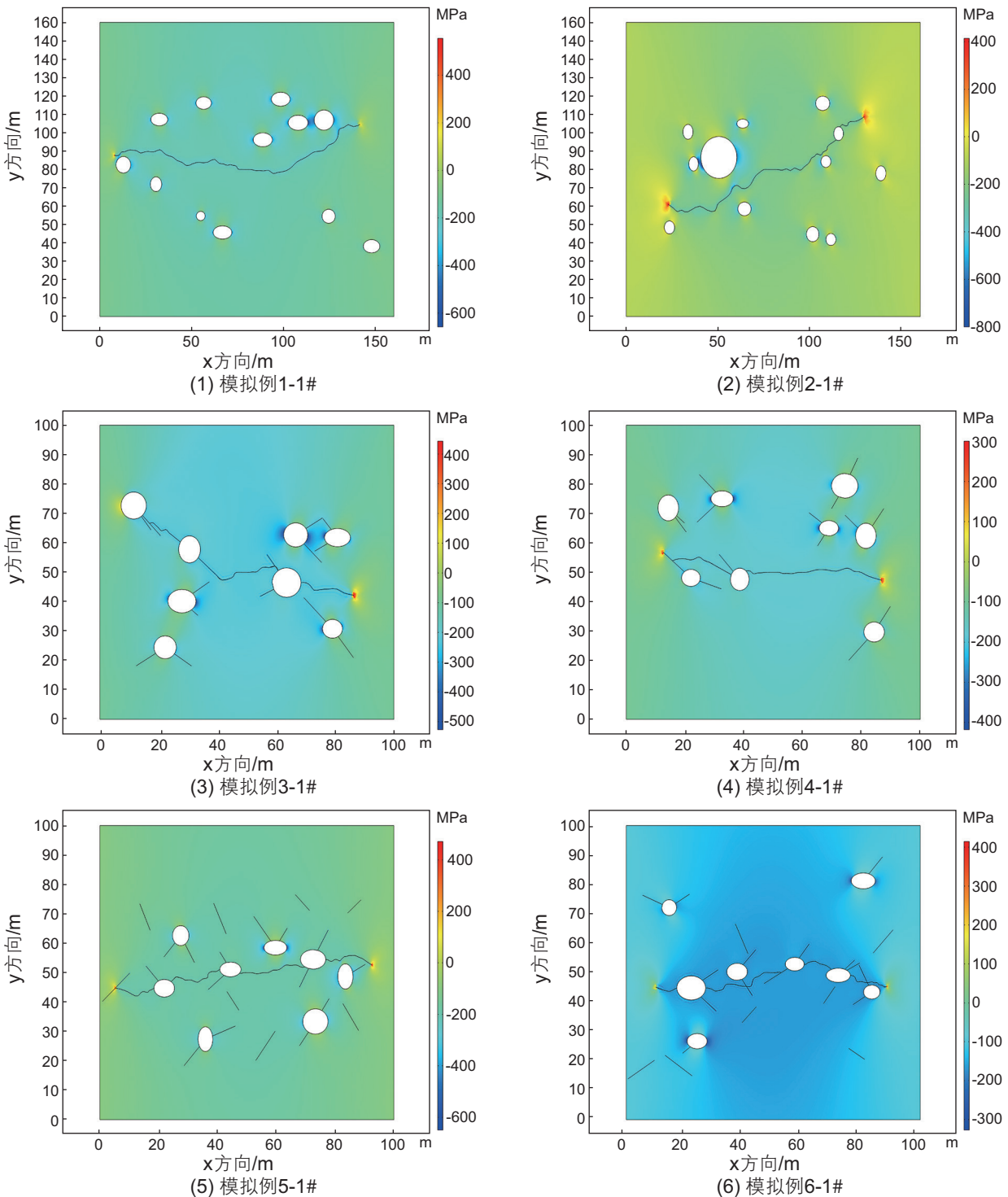


图5 第一组模拟结果

Fig. 5 The simulation results of Group 1

人工裂缝接近洞体时易与洞周裂缝沟通,因此其可以沟通到非主应力方向上的缝洞体,与前两例相比,后四例中人工裂缝沟通缝洞体的效果大为提升。

第2组模拟结果如图6所示。第2组模拟中提升了注液速率,可以看出大排量作用下,人工裂缝受洞体扰动的偏转路径显著减小,更加倾向于沿初始方向

扩展。模拟例1-2中,人工裂缝基本不受洞体的吸引,扩展路径较为平直;模拟例2-2人工裂缝成功突破了大型洞体的正面排斥作用,进入洞体;模拟例5-2中人工裂缝与多个洞周缝相交后穿透,继续扩展,但这些缝洞体皆被沟通。在大排量压裂时,人工裂缝内具有较高的净压力,在与缝洞体相交时将占据更多

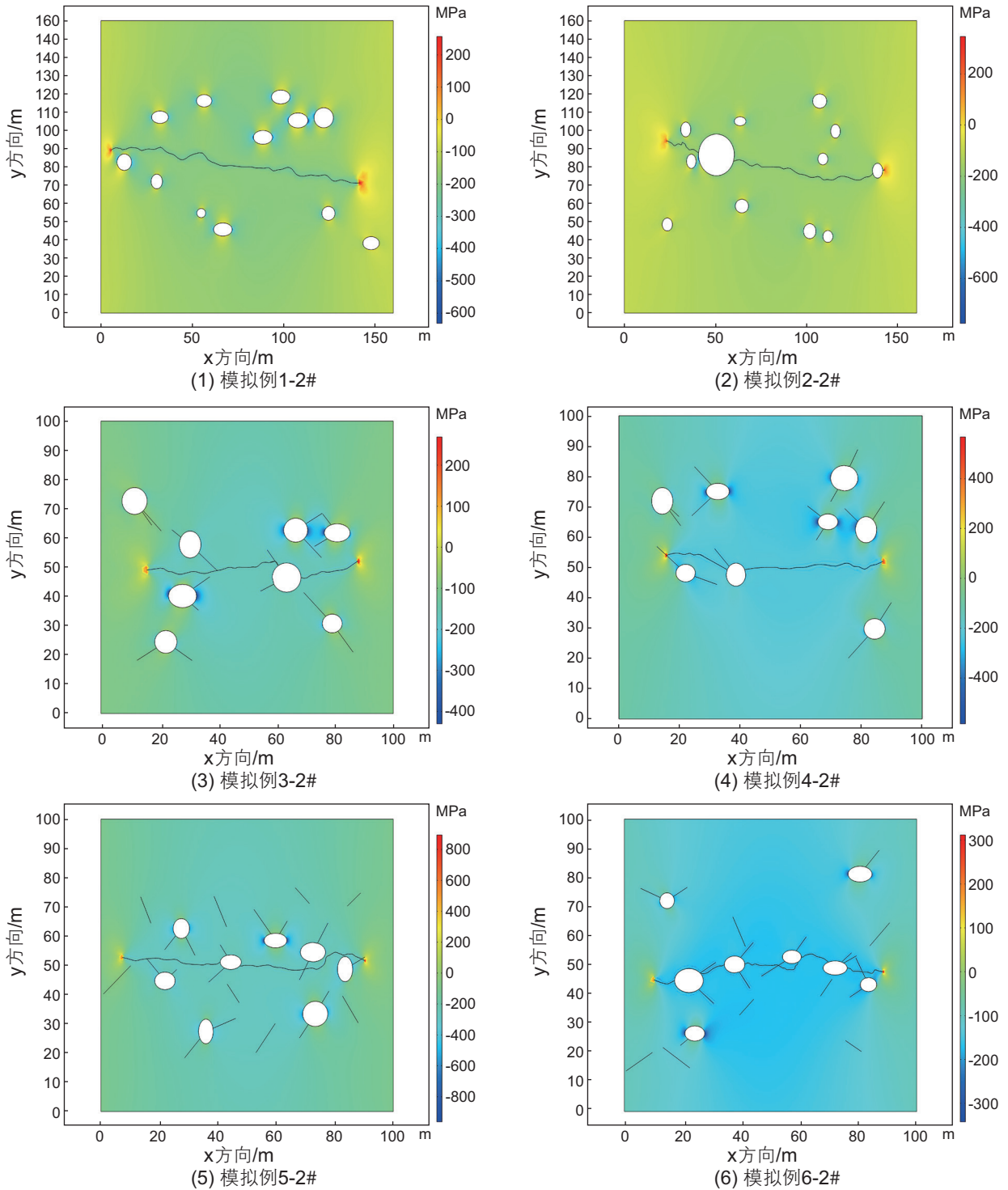


图 6 第二组模拟结果

Fig. 6 The simulation results of Group 2

的主导作用，可以克服洞体的排斥作用，更易沟通位于正前方的洞体；而对于非主应力方向的缝洞体，则取决于洞周天然裂缝的分布情况。本组模拟规律与翁振^[21]等人实验所得规律相同。

第 3 组模拟结果如图 7 所示。第 3 组模拟中降低了压裂液的黏度。对比前两组的结果可以看出，第三

组中人工裂缝的偏转程度较第一组略小，但人工裂缝与洞体相互作用时仍受到洞体的扰动作用。以模拟例 2-3 为例，其整体偏转程度相对于模拟例 2-1 较低，但左侧人工裂缝仍然绕过了大型洞体。本组中压裂液黏度降低一定程度上提升了缝内净压力，但不如第二组，因此人工裂缝扩展路径仍有一定程度偏转。对比

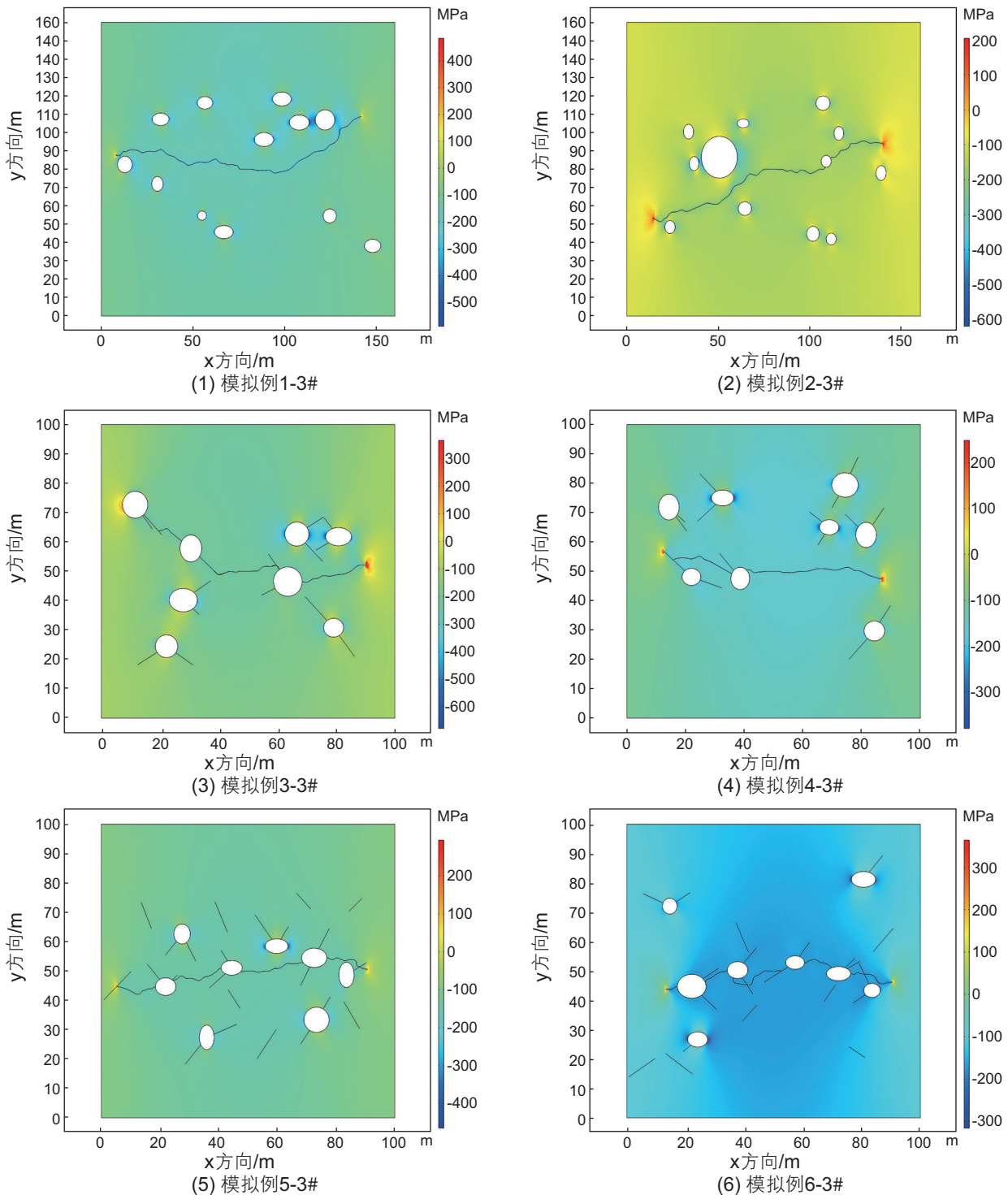


图7 第三组模拟结果

Fig. 7 The simulation results of Group 3

3组结果知,人工裂缝内净压力越高,扩展路径偏转越小。

统计3组模拟中人工裂缝穿透洞体时的注液点压力,如图8所示。模拟例1和2中人工裂缝穿透洞体时平均注液压力为154 MPa,而在模拟例3到6中,人工裂缝穿透缝洞体时平均注液压力为199 MPa,可

知人工裂缝穿透缝洞体时需要更高的注液压力。以上模拟例中人工裂缝穿透洞体时并未从洞周缝突破,仍接近主应力方向扩展。因此突破时注液点压力升高是由于洞周存在裂缝时,缝洞体漏失速率更大导致的。相比于缝洞体的尺寸,缝洞体漏失速率对穿透压力的影响更大。

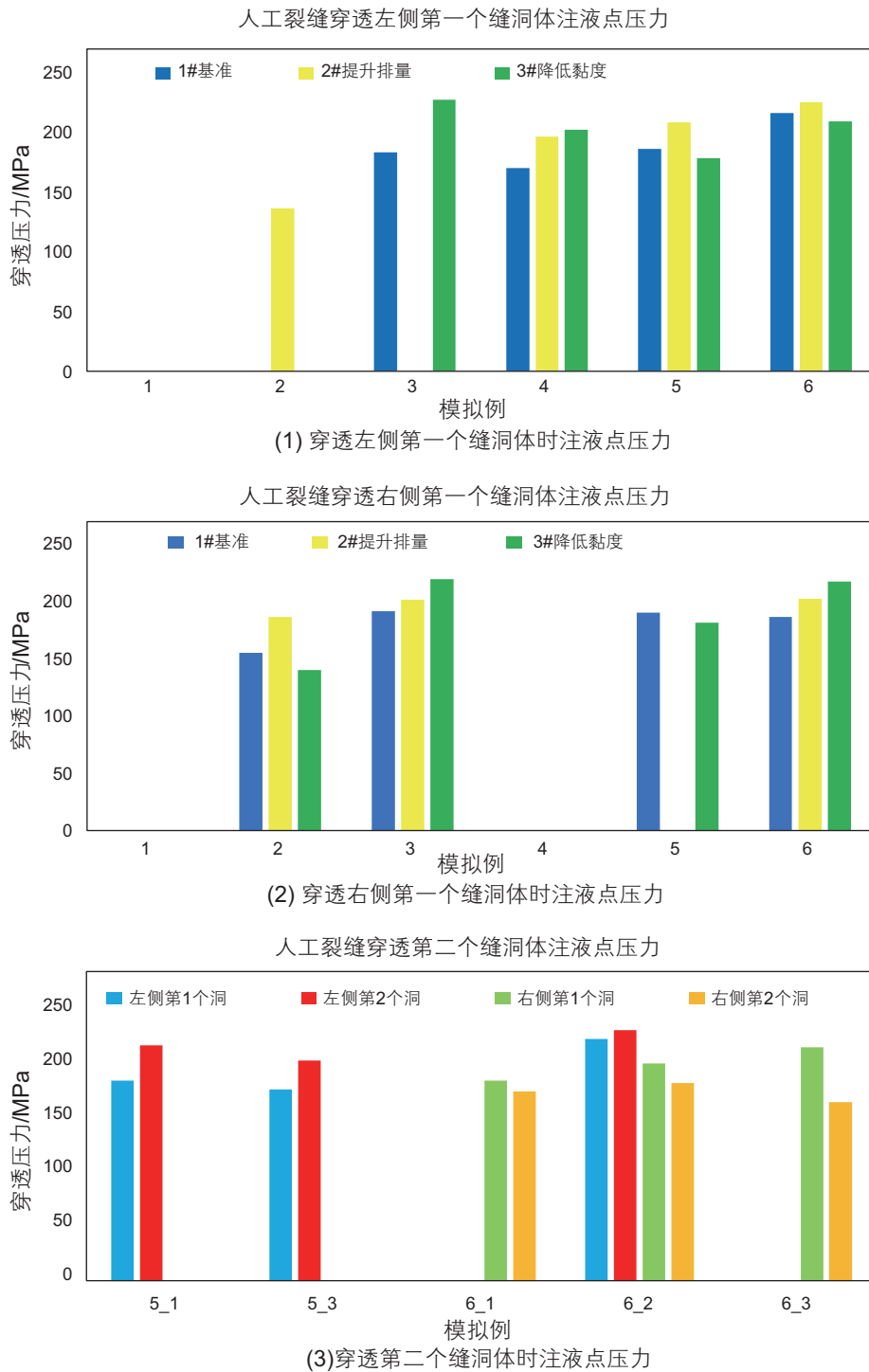


图 8 人工裂缝穿透缝洞体时注液点压力

Fig. 8 The injection point pressure when the hydraulic fractures penetrate the caves

对比不同注液条件下的穿透注液压力可知,第2组的压力普遍比第1组高,这是因为排量大幅度提升后,流体在人工裂缝内流动的水头损失更大,人工能量传导效率降低,因此需要更高的压力才能使缝洞体壁面达到破裂条件。

第3组中,从模拟例2-3可知,黏度降低令裂缝

内水力能量损失减少,有利于降低穿透洞体时所需注液压力;但另一方面,人工裂缝沟通缝洞体后,低黏度压裂液沿洞周裂缝的滤失速率更大,会造成更多的水力能量损失。综合来说使用低黏度压裂液时,人工裂缝穿透缝洞体所需压力相对更高。

图9统计6组模拟例在不同条件下,人工裂缝沟

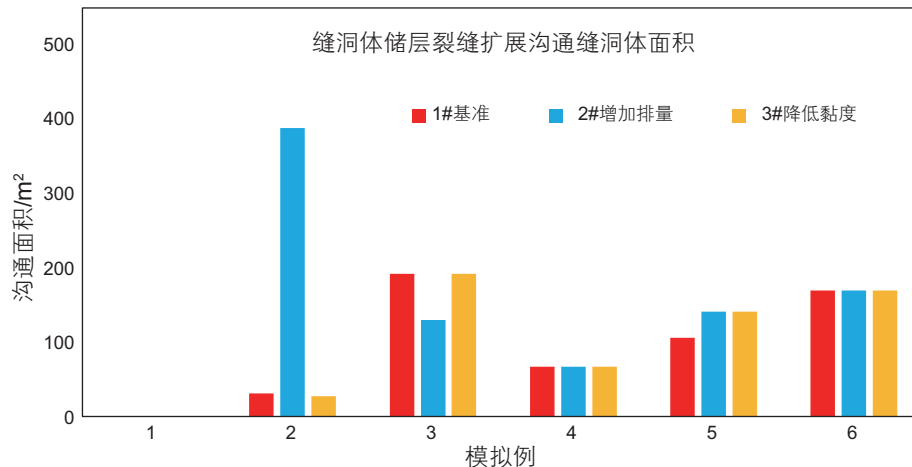


图9 人工裂缝沟通缝洞体面积统计图

Fig. 9 Statistical chart of the communicated areas of fracture-cavity by fracturing

通缝洞体的量(以沟通面积表示)。第2、5组中,通过提升排量或降低黏度来提升人工裂缝内净压力,可提升压裂效果;而第1、4和6组中,注液参数的变化未带来压裂效果的变化;第3组中提升排量反会导致压裂效果降低。可知缝洞体储层压裂中,缝洞相对位置是决定压裂效果的先决条件,当井筒周边存在缝洞体时,需采用合适的压裂参数,才可以得到较好的缝洞体沟通效果。

4.2 人工裂缝与缝洞体相互作用规律

根据模拟结果,总结出缝洞体储层中人工裂缝扩展时与缝洞体的相互作用规律:

a. 人工裂缝在缝洞体储层中扩展时,主要与主应力方向的缝洞体发生相互作用,当人工裂缝扩展并接近缝洞体时会发生偏转,进而出现绕行或沟通缝洞体等行为;而位于非主应力方向上的缝洞体,除非人工裂缝通过天然裂缝转向后接近,否则基本不发生相互作用,如图10(1)所示。

b. 人工裂缝与缝洞体相互作用时,缝洞体尺寸越大,缝洞体周应力扰动范围越大,人工裂缝转向越明显,如图10(2)所示。

c. 人工裂缝与主应力方向洞体相互作用时,根据缝洞相对位置可分为两种情况:洞体对人工裂缝的正面排斥作用和侧面吸引作用。由于洞体周边存在应力集中,局部主应力方向发生扭转,人工裂缝接近洞体时受洞周应力扰动扩展路径发生偏转,而洞体越大,人工裂缝的路径偏转越明显。当洞体位于人工裂缝正前方时,人工裂缝将会向远离洞体的一侧转向,表现为排斥现象;而洞体位于侧前方时,人工裂缝将向靠

近洞体一侧偏转,表现吸引现象,如图10(3)所示。

d. 当洞体周边存在裂缝时,人工裂缝与主应力方向缝洞体相互作用主要有两种情况:人工裂缝沿洞周缝转向进入缝洞体或人工裂缝穿透洞周缝,但通过洞周缝建立与缝洞体之间的流动通道。在本模拟中天然裂缝为渗流缝,不参与应力场计算,因此缝洞体和洞体周边的应力场分布是类似的,人工裂缝在接近缝洞体时,将会表现出与上一条类似的偏转规律。但当人工裂缝与洞周缝相交时,根据逼近角和局部应力场分布,人工裂缝可能沿洞周缝转向进入洞体,或者穿透洞周缝继续扩展,而这两种情况都可成功沟通缝洞体。因此缝洞体相比于洞体更容易被沟通,如图10(4)所示。

e. 调整压裂注液参数,一定程度上可控制人工裂缝与缝洞体的相互作用规律。提升压裂排量和降低压裂液黏度能增加人工裂缝内净压力,可提升人工裂缝在与缝洞体的相互作用中的主导地位,有助于克服洞体对人工裂缝的偏转扰动,如图10(5)所示。

f. 当人工裂缝沟通洞体后,压裂液注液参数的不同将会影响人工裂缝穿透缝洞体时的注液点压力:高排量会增加裂缝内水头损失,从而增加穿透时的注液压力,如图10(6);若洞体无天然缝相连,使用低黏度压裂液,减少人工裂缝内水头损失,可以降低穿透压力;而当洞周缝存在时,尽管低黏度压裂液可以减少水头损耗,但会通过天然缝造成压裂液更快漏失,综合能量损失更大,反会提升穿透压力,如图10(7)所示。缝洞体相比于洞体漏失速率更大,人工裂缝穿透时通常需要更高的压力,这将会限制人工裂缝在缝洞体储层的扩展范围。

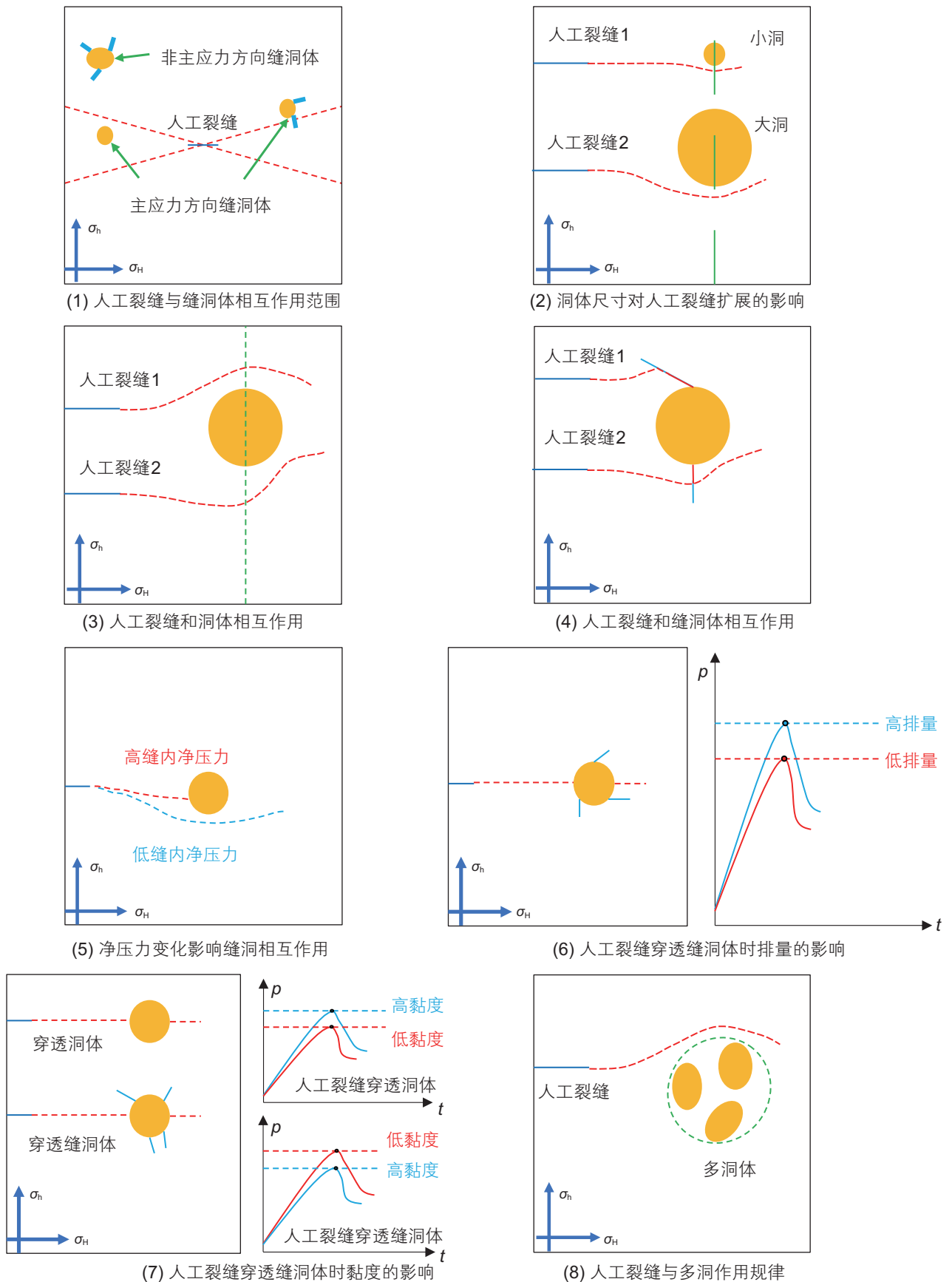


图 10 人工裂缝与缝洞体相互作用规律

Fig. 10 The interaction rule between hydraulic fractures and fracture-cavity systems

g. 存在相近的多缝洞体时, 局部应力场分布受多洞大小和位置控制, 相对复杂。多洞紧靠时而裂缝从侧面扩展, 可以视作裂缝与单洞的相互作用, 裂缝会被吸引, 如图 10(8)所示; 而裂缝穿透多洞中一个洞后继续扩展时的相互作用情况较为复杂, 仍需进一步研究。

5 结论

本文基于非连续离散裂缝模型, 建立了缝洞型碳酸盐岩储层人工裂缝扩展数值模型, 通过对不同缝洞特征的缝洞体储层进行人工裂缝扩展形态模拟, 得到如下结论:

(1) 缝洞型碳酸盐岩储层中, 缝洞体周存在应力集中, 改变了局部应力分布, 使得人工裂缝扩展路径出现偏转, 洞体越大, 应力扰动范围越大, 人工裂缝偏转越明显。由于缝洞体分布的随机性, 人工裂缝主要

与位于主应力方向上的缝洞体发生相互作用, 而位于非主应力方向上的缝洞体需通过天然裂缝转向后相交;

(2) 根据相对位置的不同, 人工裂缝与洞体的相互作用可以分为洞体对裂缝的正面排斥作用和侧面吸引作用, 两者皆不利于人工裂缝沟通洞体; 若当洞体周边存在相连天然裂缝时, 人工裂缝可以通过与洞周天然裂缝相交实现与缝洞体的沟通;

(3) 调整压裂注液参数, 增加人工裂缝内净压力, 可提升人工裂缝的主导作用, 使其突破洞体的排斥, 有利于与主应力方向上的缝洞体沟通, 提升压裂效果;

(4) 人工裂缝穿透缝洞体时的注液点压力, 主要受人工缝内流动损耗和缝洞体漏失速率影响, 低黏度流体可降低缝内流动能力损耗, 而高黏度流体可降低缝洞体内漏失速率, 因此可考虑假塑性流体, 以降低穿透压, 提升人工裂缝扩展范围。

参考文献

- [1] 鲁新便, 蔡忠贤. 缝洞型碳酸盐岩油藏古溶洞系统与油气开发——以塔河碳酸盐岩溶洞型油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 22–27. [LU X B, CAI Z X. A study of the paleo-cavern system in fractured-vuggy carbonate reservoirs and oil/gas development — taking the reservoirs in Tahe oilfield as an example[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1): 22–27.]
- [2] LI Y. Development theories and methods of fracture-vug carbonate reservoirs[M]. London: Academic Press, 2017.
- [3] 康志江, 赵艳艳, 张允, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏数值模拟技术与应用[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(6): 944–949. [KANG Z J, ZHAO Y Y, ZHANG Y, et al. Numerical simulation technology and its application to fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. OIL & GAS GEOLOGY, 2014, 35(6): 944–949.]
- [4] LOUCKS R G, MESCHER P K, MCMECHAN G A. Three-dimensional architecture of a coalesced, collapsed-paleocave system in the Lower Ordovician Ellenburger Group, central Texas[J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(5): 545–564.
- [5] 李阳, 范智慧. 塔河奥陶系碳酸盐岩油藏缝洞系统发育模式与分布规律[J]. 石油学报, 2011, 032(001): 101–106. [LI Y, FAN Z H. Developmental pattern and distribution rule of the fracture-cavity system of Ordovician carbonate reservoirs in the Tahe Oilfield[J]. Acta Petrol Sinica, 2011, 32(1): 101–106.]
- [6] 李国会, 袁敬一, 罗浩渝, 等. 塔里木盆地哈拉哈塘地区碳酸盐岩缝洞型储层量化雕刻技术[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(04): 24–29. [LI G H, YUAN J Y, LUO H Y, et al. Quantitative Description Technology for Fracture-Cavity Carbonate Reservoirs in Halahatang Area, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(04): 24–29.]
- [7] 王小垚, 曾联波, 魏荷花, 等. 碳酸盐岩储层缝洞储集体研究进展[J]. 地球科学进展, 2018, 33(08): 818–832. [WANG X Y, ZENG L B, WEI H H, et al. Research progress of the fractured-vuggy reservoir zones in carbonate reservoir[J]. Advances in Earth Science, 2018, 33(8): 818–832.]
- [8] 蒋廷学, 周珺, 贾文峰, 等. 顺北油气田超深碳酸盐岩储层深穿透酸压技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(03): 140–147. [JIANG T X, ZHOU J, JIA W F, et al. Deep Penetration Acid-Fracturing Technology for Ultra-Deep Carbonate Oil & Gas Reservoirs in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. PETROLEUM DRILLING TECHNIQUES, 2019, 47(03): 140–147.]
- [9] 杨坚. 缝洞型碳酸盐岩油藏缝洞单元数值模拟理论与方法研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2007. [YANG J. Study of Numerical Simulation Theory and Method of Fracture-Vug unit in Fractured-Vuggy Carbonate Reservoirs[D]. Beijing, China University Of Petroleum, 2007.]
- [10] WEI S, JIN Y, XIA Y. Predict the mud loss in natural fractured vuggy reservoir using discrete fracture and discrete vug network model[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 195: 107626.
- [11] LIU Y, HOU J, LI Y, et al. Characterization of architectural elements of Ordovician fractured-cavernous carbonate reservoirs, Tahe Oilfield, China[J]. Journal of the Geological Society of India, 2018, 91(3): 315–322.
- [12] ZHANG F, AN M, YAN B, et al. A novel hydro-mechanical coupled analysis for the fractured vuggy carbonate reservoirs[J]. Computers

- and Geotechnics, 2019, 106: 68–82.
- [13] 王敬, 赵卫, 刘慧卿, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏注水井间干扰特征及其影响因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 990–999. [WANG J, ZHAO W, LIU H Q, et al. Inter-well interferences and their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 990–999.]
- [14] 赵金洲, 王强, 胡永全, 等. 多孔眼裂缝竞争起裂与扩展数值模拟[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(10): 1343–1354. [ZHAO J Z, WANG Q, HU Y Q, et al. Numerical simulation of multi-hole fracture competition initiation and propagation[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(10): 1343–1354.]
- [15] KESHAVARZI R, MOHAMMADI S. A new approach for numerical modeling of hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs[C]. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 2012.
- [16] CHEN L, LUO Z, YANG Y, et al. Study on the interaction mechanism between hydraulic fracture and natural karst cave with the extended finite element method[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2019, 222: 106680.
- [17] WANG H, TANG X, LUO Z, et al. Investigation of the fracture propagation in fractured-vuggy reservoirs[C]. 52nd US Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association, 2018.
- [18] 王毓杰, 张振南, 牟建业, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏洞体与水力裂缝相互作用[J]. 地下空间与工程学报, 2019, 15(S1): 175–181. [WANG Y J, ZHANG Z N, MOU J Y, et al. Impact of cavity on hydraulic fracture in fracture-cavity carbonate reservoir[J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2019, 15(S1): 175–181.]
- [19] 周大伟. 缝洞型岩石体积压裂试验模拟研究[D]. 中国石油大学(北京), 2016. [ZHOU D W. Experimental investigation on fracture-vug rock of SRV fracturing[D]. China University of Petroleum, Beijing, 2016.]
- [20] LIU B H, JIN Y, CHEN M. Influence of vugs in fractured-vuggy carbonate reservoirs on hydraulic fracture propagation based on laboratory experiments[J]. Journal of Structural Geology, 2019, 124: 143–150.
- [21] 翁振, 张耀峰, 伍轶鸣, 等. 储层溶洞对水力裂缝扩展路径影响的实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(06): 42–46. [WENG Z, ZHANG Y F, WU Y M, et al. Experimental study on effects of caves in reservoirs on hydraulic fractures propagation[J]. RESERVOIR EVALUATION AND DEVELOPMENT, 2019, 9(06): 42–46.]
- [22] WANG Y Z, HOU B, ZHANG K P, et al. Laboratory true triaxial acid fracturing experiments for carbonate reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2020, 03: 412–419.
- [23] KARIMI-FAED M, DURLOFSKY L J, Aziz K. An efficient discrete fracture model applicable for general purpose reservoir simulators[C]. SPE Reservoir Simulation Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [24] GARIPPOV T T, KARIMI-FAED M, TCHELEPI H A. Discrete fracture model for coupled flow and geomechanics[J]. Computational Geosciences, 2016, 20(1): 149–160.
- [25] CAMACHO G T, ORTIZ M. Computational modelling of impact damage in brittle materials[J]. International Journal of solids and structures, 1996, 33(20–22): 2899–2938.
- [26] XU X P, NEEDLEMAN A. Numerical simulations of fast crack growth in brittle solids[J]. Journal of the Mechanics and Physics of Solids, 1994, 42(9): 1397–1434.
- [27] GUO T K, ZHANG S C, ZOU Y S, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in shale gas reservoir[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 26: 847–856.
- [28] SIH G C. Strain-energy-density factor applied to mixed mode crack problems[J]. International Journal of fracture, 1974, 10(3): 305–321.

(责任编辑 林伯韬 编辑 马桂霞)