

# 深部煤层气定向压裂孔/簇间流量及支撑剂分配特征

杨睿月<sup>1</sup>, 刘奕文<sup>1</sup>, 李 宇<sup>2</sup>, 周蒙蒙<sup>1</sup>, 公衍瑾<sup>1</sup>, 黄中伟<sup>1</sup>

(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. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司 天津 300450)

**摘 要:**我国深部煤层气资源丰富, 开发利用潜力巨大, 有望成为我国天然气供应的重要补充。但是, 当前深部煤层气开发工艺尚处于探索阶段, 储层改造主要采用大规模体积压裂工艺, 存在产气效果差异大、产量递减速度快的问题, 缺乏与地质条件精准配套的增产技术体系。“定向射孔+靶向控缝+精细压裂”有望成为深部煤层气地质适配性的压裂工艺方法。提出了7种深煤层水平井定向射孔布孔模式: 定向水平向、4点—8点定向向下、扇面定向向下(向上)、扇面定向向下(向上)+水平向(240°布孔)、直线定向向下(向上)。为了研究定向射孔模式下深煤层水平井/簇间进液、进砂分布的均衡性, 采用计算流体力学与离散元耦合方法(CFD-DEM), 建立了水平井筒颗粒运移流固耦合模型, 研究了不同定向射孔布孔模式、排量、砂比、段内簇数、组合粒径支撑剂影响下, 段内簇间及簇内孔间流量分配及支撑剂分布特征。结果表明: 不同定向射孔方式下孔/簇间流量与支撑剂分配均匀性各异, 其中240°定向射孔(扇面向下或向上+水平方向)孔间流量分配均匀性较好, 240°定向射孔和4点—8点定向向下射孔孔间支撑剂分配均匀性较好。大排量( $> 16 \text{ m}^3/\text{min}$ )、控砂比(携砂液阶段最高砂比 $< 25\%$ )、提升小粒径支撑剂占比( $0.212/0.109 \text{ mm} : 0.380/0.212 \text{ mm} : 0.550/0.270 \text{ mm} = 6 : 3 : 1$ )、段内3~4簇, 有利于孔/簇间流量与支撑剂的均匀分布, 提升储层改造的均衡性。鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气现场应用表明定向射孔产气量高于常规螺旋射孔, “扇面向下+水平向(240°布孔)”定向射孔增产效果最显著。建议深部煤层气储层改造根据井眼轨迹在煤层中的位置(特别是与亮煤的相对位置), 开展“一簇一策”射孔设计, 诱导裂缝定向起裂、靶向沟通“地质-工程”双甜点, 实现“定向导控、差异设计、均衡加砂、有效支撑”的改造目的。研究结果有望为深部煤层气优质高效压裂提供理论基础与参数借鉴。

**关键词:** 深部煤层气; 体积压裂; 定向射孔; 流量分配; 支撑剂运移; CFD-DEM

**中图分类号:** TE257 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2025)02-1126-21

## Inter-cluster and intra-cluster flow distribution and proppant allocation in deep coalbed methane orientation fracturing

YANG Ruiyue<sup>1</sup>, LIU Yiwen<sup>1</sup>, LI Yu<sup>2</sup>, ZHOU Mengmeng<sup>1</sup>, GONG Yanjin<sup>1</sup>, HUANG Zhongwei<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum, Beijing, Beijing, 102249; 2. CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin 300450, China)

**Abstract:** China has abundant deep coalbed methane (CBM) resources with significant potential for development and utilization, which is expected to become an important supplement to national natural gas supply. However, the current deep

收稿日期: 2024-12-15 策划编辑: 韩晋平 责任编辑: 刘雅清 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.xh24.1556

基金项目: 国家自然科学基金面上资助项目(52274014); 国家自然科学基金创新研究群体资助项目(52421002)

作者简介: 杨睿月(1989—), 女, 内蒙古四子王旗人, 教授, 博士生导师, 博士。Email: yangruiyue@cup.edu.cn

引用格式: 杨睿月, 刘奕文, 李宇, 等. 深部煤层气定向压裂孔/簇间流量及支撑剂分配特征[J]. 煤炭学报, 2025, 50(2): 1126-1146.

YANG Ruiyue, LIU Yiwen, LI Yu, et al. Inter-cluster and intra-cluster flow distribution and proppant allocation in deep coalbed methane orientation fracturing[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(2): 1126-1146.



移动阅读

CBM development technology is still in the exploratory status, and the reservoir stimulation mainly relies on massive fracturing, which suffers from significant differences in gas production rate and rapid production declines. The major reason behind is the lack of a stimulation technology that precisely matches geological conditions. "Orientation perforating + targeted fracture controlling + precision fracturing" is expected to become an effective fracturing method that is geologically compatible with deep CBM. This paper proposes seven orientation perforating patterns for deep coalbed horizontal wells: directional horizontal, 4 o'clock—8 o'clock orientation downward, fan-shaped orientation downward (upward), fan-shaped orientation downward (upward) + horizontal (240° perforation pattern), and straight upward orientation (downward). To investigate the uniformity of fluid and proppant distribution between and within clusters in deep coalbed horizontal wells under different orientation perforating patterns, this paper utilizes a coupled computational fluid dynamics and discrete element method (CFD-DEM). A fluid-particle transport fluid-solid coupling model for horizontal wellbores is established. The study examines the characteristics of inter-cluster and intra-cluster flow distribution and proppant distribution under different orientation perforating patterns, flow rates, sand ratios, cluster numbers within one stage, and graded proppant injection. The results show that the uniformity of flow and proppant distribution varies under different orientation perforating methods. The 240° orientation perforating (fan shape down or up + horizontal direction) shows better uniformity in flow distribution between holes, and the 240° orientation perforating and 4 o'clock—8 o'clock orientation downward perforating show better uniformity in proppant distribution between holes. High pumping rates ( $> 16 \text{ m}^3/\text{min}$ ), low sand ratios (maximum sand ratio during the sand carrying stage  $< 25\%$ ), a higher proportion of smaller particle-sized proppants ( $0.212/0.109 \text{ mm} : 0.380/0.212 \text{ mm} : 0.550/0.270 \text{ mm} = 6 : 3 : 1$ ), and 3 to 4 clusters within a stage are conducive to the uniform distribution of flow and proppant between holes/clusters, enhancing the balance of reservoir stimulation. Field applications in the eastern margin of the Ordos Basin for deep CBM have shown that orientation perforating yields higher gas production than conventional spiral perforating, with the "fan shape down + horizontal direction (240° pattern)" orientation perforating showing the most significant increasing in gas production. It is recommended that deep CBM reservoir stimulation be designed based on the position of the well trajectory within the coal seam (especially its relative position to bright coal), implementing a "one-cluster one-policy" perforating design to induce directional fracture initiation, targeted communication with the "geological-engineering" sweet spots, and achieve the stimulation objectives of "directed guidance, taper design, uniform proppant placement and effective support". The key findings are expected to provide theoretic foundations and parameter references for high-quality and efficient fracturing in deep CBM wells.

**Key words:** deep coalbed methane; massive hydraulic fracturing; orientation perforation; flow distribution; proppant transportation; CFD-DEM

## 0 引言

我国深部煤层气资源丰富, 2 000 m 以浅的煤层气地质资源量为  $30.05 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 埋深大于 2 000 m 的资源量为  $40.71 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 开发利用潜力巨大<sup>[1-2]</sup>, 有望形成年产几百亿立方米级甚至上千亿立方米级的煤层气大产业<sup>[3]</sup>。近年来, 鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、四川盆地等地相继获得了深部煤层气工业气流, 突破了深煤层开发“禁区”<sup>[4]</sup>, 深部煤层气成为了油气勘探开发的重点领域。2023 年, 我国煤层气产量为 117.7 亿  $\text{m}^3$ , 仅占国内天然气供应的 5%, 深部煤层气亟待规模效益开发。

相较于中浅煤层, 深部煤层受限“高应力、特低渗、过饱和”的特殊地质状态, 基于中浅煤层的常规压裂改造措施(低砂液比、6~8  $\text{m}^3/\text{min}$  排量)不适用于现

有的深部煤层气开发<sup>[5]</sup>。当前深部煤层气的储层改造模式主要采用“高排量+强加砂+密切割”(排量  $> 16 \text{ m}^3/\text{min}$ 、加砂强度  $> 3 \text{ t/m}$ 、单段 3~6 簇)大规模体积压裂方法, 开发初见成效<sup>[6]</sup>。如大宁—吉县区块已投产 29 口水平井单井初期平均日产气量  $10.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ <sup>[7]</sup>, 临兴区块“深煤一号”测试日产气量达  $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 大牛地气田“阳煤 1HF 井”压后初期日产气  $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ <sup>[2]</sup>。但是, 由于深煤层地质特征复杂, 存在不同微幅构造、煤阶、煤岩类型、煤体结构等, 区块间/内非均质性强, 地质差异性大, 当前采用“大排量、大液量、大砂量”的储层改造方法存在一定的盲目性, 即与地质条件精细配套的压裂工艺亟待研究。

“定向射孔、靶向控缝”有望进一步提高深部煤层气储层改造效率、充分释放产能, 提升“缝控”储量动用。煤层顶板钻水平井结合定向向下射孔压裂

(180°相位角定向向下)已成为碎软低渗煤层瓦斯治理和煤层气高效开发的主要技术之一<sup>[8-9]</sup>,如芦岭煤矿 U 型水平井在 8 号煤层顶板采用定向向下射孔进行压裂改造,最高日产气量达  $1.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,相较于同区块直井单井日产气量提升 4.3 倍<sup>[10-11]</sup>。沁水盆地郑庄区块 3 号煤层 2 口 L 型水平井采用“4 点钟—8 点钟”定向射孔,取得了最高日产气量  $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  和  $1.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的改造效果,是同区块水平井单井日产气量的 1.4~2.3 倍<sup>[12]</sup>。Eagle ford 和 Midland 盆地页岩和致密砂岩现场试验表明采用 0°相位角定向向上射孔配合小孔径射孔弹可以提高多簇裂缝扩展均匀性<sup>[13-14]</sup>。因此,定向射孔能够有效提高中浅煤层气及其他非常规油气的开发效率和压裂效果。通过与地层特征和井眼轨迹相结合来优化设计射孔相位角和方向,定向射孔能够优化裂缝起裂和扩展路径、降低破裂压力、提高裂缝导流能力和延伸长度、减少煤粉产出及支撑剂返吐、保证排采连续性等目标<sup>[15-19]</sup>。当前深煤层多段多簇体积压裂模式下,有效裂缝扩展方向与范围受孔/簇间流量及支撑剂分布的影响,射孔定向方向、排量、簇数之间的关系如何影响孔/簇内进液分布及支撑剂分配是亟需解决的难题,也是深煤层靶向压裂参数优化的重要依据。

国内外学者主要采用室内试验、数值模拟、人工智能等方法开展了水平井多段多簇支撑剂分布的研究。室内物模试验以及矿场监测均已经证明了支撑剂在射孔孔眼和射孔簇之间的分布具有不均匀性。CRESPO 等<sup>[20]</sup>利用大尺寸物理试验装置研究了水平井筒内 3 簇射孔间支撑剂运移分布,发现当以较低流速泵送高粘液体携带高密度支撑剂时,会出现趾端偏向分布。NGAMENI 等<sup>[21]</sup>研究了水平井单段 3 簇 60°相位角射孔条件下支撑剂分布特征,发现采用低密度小粒径支撑剂可以显著改善支撑剂簇间分布不均匀的问题。LIU 等<sup>[22]</sup>通过试验和数模研究了布有 15 个射孔簇的水平井中支撑剂分配问题,发现随着排量、支撑剂密度与尺寸的增加,支撑剂分布趾端偏置趋势增加。

数值模拟<sup>[23-25]</sup>方面,主要采用欧拉-拉格朗日法和欧拉-欧拉法。其中,计算流体力学-离散相(CFD-DEM)模型作为一种典型的欧拉-拉格朗日方法<sup>[24, 26-27]</sup>,可以有效捕捉支撑剂充填和运移机制,被认为是解决流体-颗粒耦合和颗粒-颗粒相互作用最精确的方法。孙悦铭<sup>[28]</sup>采用 CFD 方法建立了水平井多簇射孔支撑剂运移模型,研究了不同因素下支撑剂簇间分布,发现采用高黏压裂液、小粒径低密度支撑剂有利于不同射孔内均匀分布。陈琦等<sup>[29]</sup>建立了考虑多孔介质的流固耦合模型,研究了水平井簇间应力

阴影引起的缝间进液差异,发现簇间距越小、簇数越多,射孔簇进液能力越弱。QU 等<sup>[30]</sup>研究了水平井压裂段簇间支撑剂分布不均匀的问题,发现流体分布、射孔方式是影响支撑剂分布差异的关键因素。

近年来,采用机器学习的方法预测支撑剂颗粒沉降、分层流动和输运机制逐渐受到重视,以期搭建试验数据与矿场尺度模型之间的联系。QU 等<sup>[31]</sup>通过人工神经网络预测和优化了支撑剂分布,发现高黏液、低密度、小粒径支撑剂利于提高支撑剂分布的均匀性。WANG 等<sup>[32]</sup>结合机器学习 BP-ML 算法和 CFD 数值模拟预测了支撑剂在水平井内的分布,研究发现支撑剂从井筒跟端到趾端运移呈现出由惯性主导到重力主导的转变。

综上所述,水平井内支撑剂的分布受到布孔方式、泵注参数、流体与支撑剂性质、应力阴影等多方面因素共同影响,具有不均匀性,导致储层进液进砂不均衡,但有望通过优化特定参数实现支撑剂与流量在射孔簇中均匀分布。然而,现有研究尚未涉及不同定向方向射孔模式下的流量分配与支撑剂运移分布特征,且研究过程多采用清水或低黏滑溜水作为携砂液,排量与砂比保持在较低水平,不适用于深煤层条件下的大规模体积压裂。

本文采用计算流体力学(CFD-DEM)的方法模拟了深煤层水平井定向射孔条件下流量分配及支撑剂分布特征。研究了不同定向射孔布孔模式、排量、砂比、段内簇数、组合粒径支撑剂的影响下,各射孔簇簇间及孔间流量分配及支撑剂分布特征,并根据对比分析结果,对深煤层精细化压裂提出了建议。研究结论可望为深部煤层气高效压裂提供理论指导与参数借鉴。

## 1 深煤层压裂定向射孔方式

依据井眼轨迹在煤层中的位置,提出以下 4 种针对深煤层靶向压裂的定向射孔布孔方式(图 1):

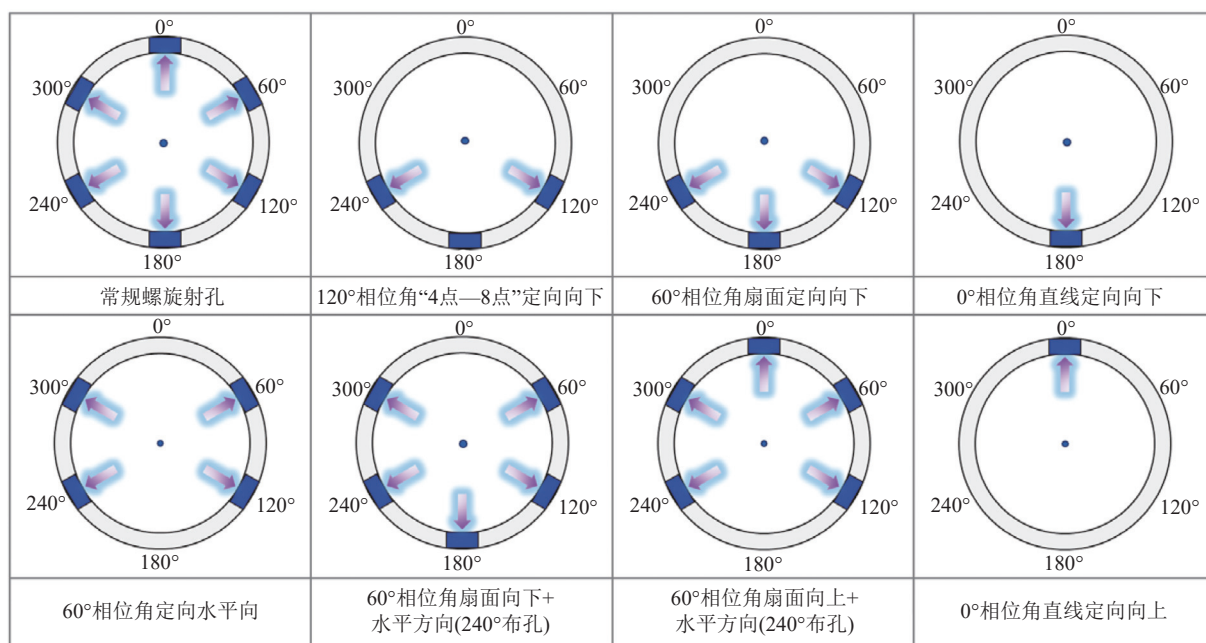
1) 钻遇煤层顶部及中部偏上或光亮煤/半亮煤位于井眼轨迹下部时,采用 120°相位角“4 点—8 点”定向向下、60°相位角扇面定向向下、0°相位角直线定向向下。

2) 钻遇煤层中部或井眼轨迹穿越光亮煤/半亮煤时,采用 60°相位角定向水平向。

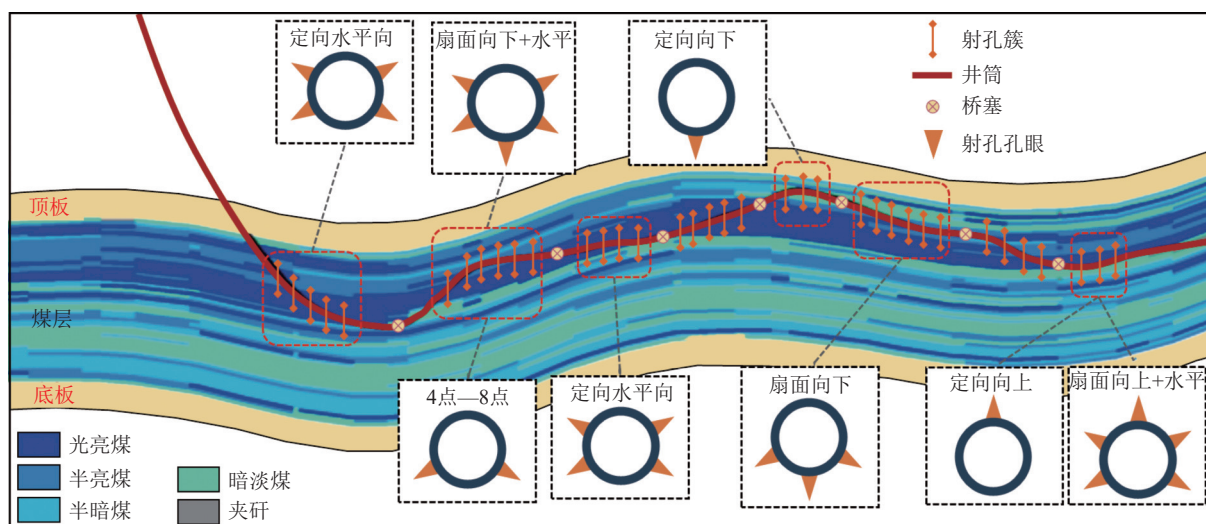
3) 钻遇煤层中上部或光亮煤/半亮煤位于井眼轨迹中部偏下时,采用 60°相位角扇面向下+水平方向(240°布孔)。

4) 钻遇煤层底部或光亮煤/半亮煤位于井眼轨迹上部时,采用 60°相位角扇面向上+水平方向(240°布孔)、0°相位角直线定向向上。如为了避免煤粉、砂粒





(a) 定向射孔布孔模式



(b) 深煤层水平井定向射孔设计

图1 深煤层水平井定向射孔压裂布孔模式示意

Fig.1 Orientation perforation patterns in a deep CBM horizontal well

由于重力作用在水平井筒中沉积,也可采用 60°相位角定向水平向。

主要目的在于定向导控裂缝起裂、靶向沟通地质甜点。同时,优化射孔方向与地应力夹角,沿裂缝扩展优势方向布孔,减少压裂液流动摩阻,降低破裂压力,促进裂缝延伸。控制近井地带定向起裂、促进远井地带覆盖优质靶体,实现控近扩远。

## 2 水平井筒颗粒运移流固耦合模型

### 2.1 控制方程

本文采用计算流体动力学与离散元耦合法 (CFD-DEM) 建立定向射孔条件下簇间流量与支撑剂运移模

型<sup>[33]</sup>。假设流体不可压缩,其运动由有限体积法 (FVM) 框架下的 Navier-Stokes 方程控制,有限体积法 (FVM) 是流体力学中采用的一种离散化方法,可求解各类守恒系统<sup>[34]</sup>。流体的质量与动量守恒方程见式 (1)、式 (2)<sup>[35]</sup>:

$$\frac{\partial \varepsilon_f}{\partial t} + \nabla \cdot (\varepsilon_f \mathbf{u}_f) = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial (\rho_f \varepsilon_f \mathbf{u}_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \varepsilon_f \mathbf{u}_f \mathbf{u}_f) = -\varepsilon_f \nabla p + \mathbf{S}_f + \nabla \cdot (\varepsilon_f \boldsymbol{\tau}) + \varepsilon_f \rho_f \mathbf{g} \quad (2)$$

式中:  $\varepsilon_f$  为流体计算控制单元内液相的体积分数, %;  $\mathbf{u}_f$  为流体速度矢量, m/s;  $\rho_f$  为流体密度, kg/m<sup>3</sup>;  $\nabla p$  为流体的压力梯度, Pa/m;  $\mathbf{S}_f$  为体积流固相互作用力, N;



$\tau$  为流体应力张量,  $\text{N/m}^2$ ;  $g$  为重力加速度,  $\text{m/s}^2$ 。

采用离散单元法 (DEM) 求解器计算颗粒相解, 其微观运动中的平移与旋转行为表达式如下<sup>[36]</sup>:

$$m_i \frac{dv_i}{dt} = m_i g + F_{d,i} + \sum_{j=1, j \neq i}^{k_c} F_{c,ij} \quad (3)$$

$$I_i \frac{d\omega_i}{dt} = \sum_{j=1}^{k_c} T_{c,ij} \quad (4)$$

式中:  $m_i$  为第  $i$  个颗粒的质量,  $\text{kg}$ ;  $v_i$  为颗粒速度矢量,  $\text{m/s}$ ;  $F_{c,ij}$  表示第  $i$  个颗粒与第  $j$  个颗粒/壁面之间的接触力,  $\text{N}$ ;  $k_c$  为一个计算单元内颗粒的数量;  $I_i$  为颗粒转动惯量,  $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ ;  $\omega_i$  为颗粒角速度,  $\text{rad/s}$ ;  $T_{c,ij}$  表示颗粒与颗粒/壁面之间的接触力矩,  $\text{N} \cdot \text{m}$ 。

颗粒与流体间相互作用力  $F_{d,i}$  中, 阻力的研究采用 Wen-Yu 模型与 Ergun 模型相结合的 GidasPow 拖曳力模型表征<sup>[37]</sup>:

$$D = \begin{cases} 18a_1^{-3.65} (1 + 0.15(a_1 R_p)^{0.687}), & a_{\text{solid}} \leq 0.2 \\ 150 \frac{a_{\text{solid}}}{a_1^2} + 1.75 \frac{R_p}{a_1}, & a_{\text{solid}} \geq 0.8 \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $D$  为拖曳力系数;  $a_1$  为计算流体控制单元内流体体积分, %;  $R_p$  为颗粒雷诺数;  $a_{\text{solid}}$  为计算流体控制单元内固体体积分, %。

## 2.2 几何模型

为了验证本文提出的数值模型的准确性, 采用 QU 等<sup>[31]</sup>开展的室内水平井携砂液流动可视化试验作为对照, 几何模型结构及参数见表 1 和图 2。

表 1 几何模型尺寸<sup>[31]</sup>

Table 1 Geometrical model size

参数	数值模型	几何模型
套管内径 $\Phi/\text{mm}$	70	70
单簇射孔数	6	6
射孔孔深 $h/\text{mm}$	50	50
射孔孔径 $d/\text{mm}$	12	12
左边距 $l_1/\text{mm}$	500	1 300
相邻孔间距 $l_2/\text{mm}$	60	60
右边距 $l_3/\text{mm}$	300	600

数值模型尺寸与布孔方式与试验模型基本保持一致, 由于长度不影响浆体在水平管道中的流动状态与颗粒运移行为<sup>[31]</sup>, 这里将  $l_1$  与  $l_3$  长度缩减, 以提高数值模型的计算效率。

## 2.3 边界条件与网格划分

模型左边界设置为速度入口, 6 个射孔出口端面

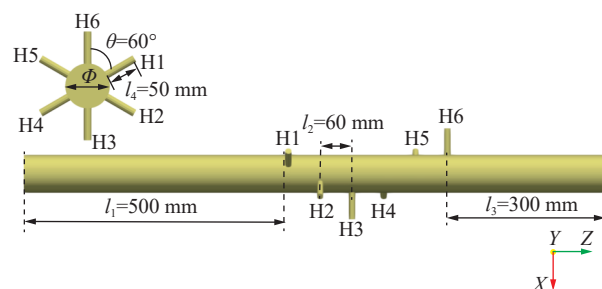


图 2 水平井筒射孔簇模型图 (螺旋布孔)

Fig.2 Model diagram of a perforation cluster (spiral perforation) 设置为速度出口, 其余边界设置为壁面。考虑到模型尺寸较大, 模拟过程中需数百万颗粒同时存在, 因此采用非解析 CFD-DEM 方法计算<sup>[38]</sup>, 要求颗粒粒径小于网格尺寸的 1/3<sup>[39]</sup>, 对模型进行六面体网格离散, 并对局部网格加密, 网格尺寸设置在 1~4 mm (图 3)。

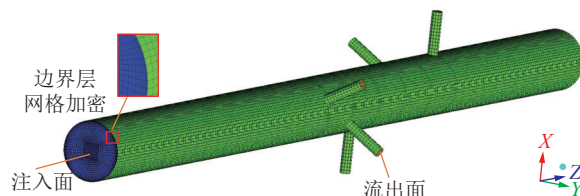


图 3 井筒射孔簇网格划分

Fig.3 Meshing of a perforation cluster (spiral perforation)

## 2.4 模型验证

验证过程保持数值模拟参数与试验一致。试验采用支撑剂粒径 0.38~0.83 mm<sup>[31]</sup>, 数值模拟设置支撑剂粒径为 0.6 mm。模拟参数设置见表 2。

表 2 模拟参数设置

Table 2 Simulation parameter settings

参数	数值
流体速度/( $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ )	2.7
流体黏度/( $\text{mPa} \cdot \text{s}$ )	1.5
颗粒直径/mm	0.6
颗粒密度/( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ )	2 650
支撑剂体积分/%	2

对比数值模拟与试验结果<sup>[31]</sup>, 发现模拟井筒中的砂丘堆积形态与试验管道中的砂丘堆积形态类似 (图 4)。对比 6 个射孔孔眼中支撑剂的分配占比 (图 5), 数值模拟与试验结果误差为 1.93%~6.89%, 由于数值模拟采用均匀支撑剂粒径, 误差值在合理范围内, 验证了数值模型的准确性与合理性。

## 3 水平井定向射孔颗粒运移数值模型

采用以上数值模拟方法建立深煤层压裂条件下

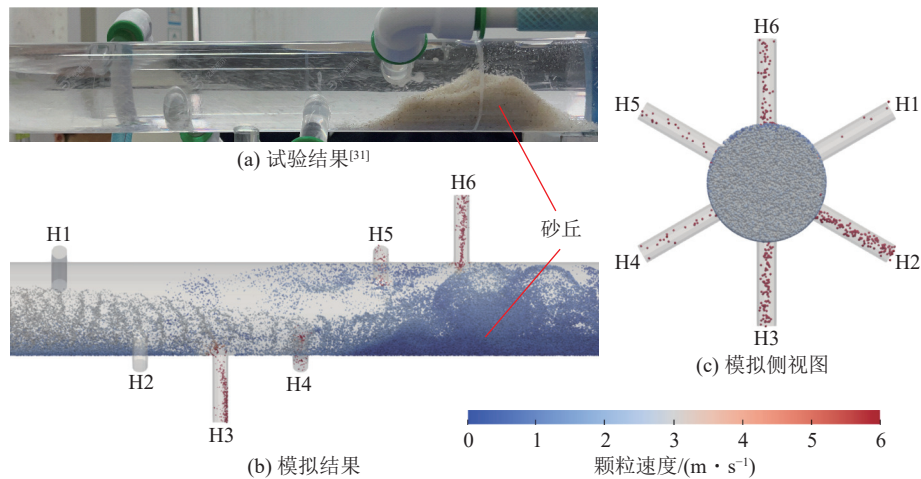


图4 数值模型验证

Fig.4 Numerical model validation

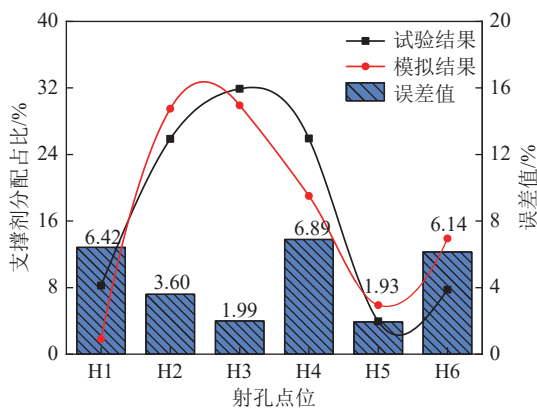


图5 模拟结果比对分析

Fig.5 Comparison and analysis of simulation results

水平井定向射孔颗粒运移数值模型。本文聚焦于鄂尔多斯盆地东缘临兴—神府区块。区块位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡与晋西挠褶带的过渡位置,其构造相对复杂,断裂发育<sup>[40]</sup>,主要目的层为本溪组8号、9号煤层。相对于中浅煤层而言,本区块煤体结构完整,以原生结构为主,局部含碎裂结构<sup>[40]</sup>。根据测井资料分析,神府地区煤层弹性模量为2~7 GPa,泊松比为0.30~0.45,孔隙率1.7%~5.1%,渗透率为 $0.01 \times 10^{-15} \sim 0.60 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ <sup>[41, 42]</sup>。临兴区块煤层弹性模量为8~15 GPa,泊松比为0.25~0.40,渗透率为 $0.01 \times 10^{-15} \sim 0.50 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ <sup>[6]</sup>。具有埋藏深、孔渗性差、塑性强、割理裂隙发育等特征,需通过大规模体积压裂技术以实现储层改造体积最大化、各级缝网有效支撑。深煤层压裂排量通常为18~24 m<sup>3</sup>/min<sup>[6, 40, 42]</sup>,高黏液体(20~50 mPa·s)前置造缝、中黏液体携砂(10~20 mPa·s)、低黏液体顶替(<5 mPa·s),主加砂阶段采用多粒径组合支撑剂,0.212/0.109 mm石英砂充填微细裂缝网络、0.380/0.212 mm石英砂支撑主缝和分支缝、尾追

0.550/0.270 mm或0.830/0.380 mm石英砂封口,整体形成“主缝+分支缝”的复杂裂缝网络。综合砂液比(总砂量/总液量)一般为15%,实现“控液增砂”。因此,本文数值模拟输入值选择排量22 m<sup>3</sup>/min、砂比15%、粒径0.830/0.380 mm(0.6 mm)作为基础算例,采用控制变量法,研究定向射孔方向(布孔方式)、排量、砂比、组合粒径比例、段内簇数对流量分配及支撑剂运移分布的影响(表3),压裂液黏度参考现场携砂液阶段中黏滑溜水的表观黏度<sup>[43]</sup>,构建几何模型(图6)。

表3 参数敏感性分析设置

Table 3 Numerical simulation parameters

参数	数值
射孔定向方向	螺旋射孔、60°相位角扇面定向向下、0°相位角直线定向向下、60°相位角定向水平向、60°相位角扇面向下+水平方向(240°布孔)*、60°相位角扇面向上+水平方向(240°布孔)、0°相位角直线定向向上
排量/(m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )	5, 10, 16, 18, 20, 22*
砂比/%	10, 15*, 20, 25, 30
颗粒直径/mm	0.2, 0.3, 0.4, 0.6*
组合粒径支撑剂比例	(0.212/0.109 mm : 0.380/0.212 mm : 0.550/0.270 mm)
颗粒密度/(kg·m <sup>-3</sup> )	2 650
流体黏度/(mPa·s)	20
射孔孔径/mm	13

注: \*为基础算例。

采用各个射孔孔内支撑剂占比、流量占比、孔间流量及支撑剂分配差异性来定量评价射孔参数、泵注

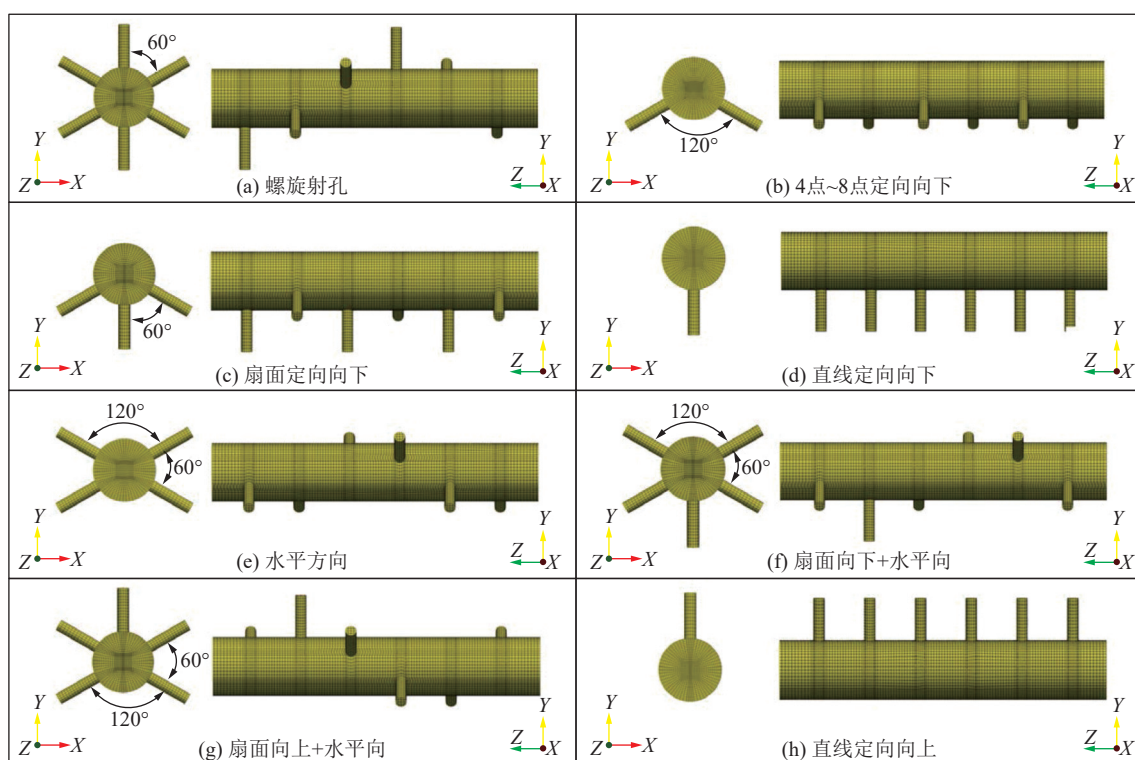


图6 水平井定向射孔流量-颗粒运移数值模型

Fig.6 Numerical model for particle-fluid flow in horizontal well with various oriented-perforation patterns

参数对深煤层水平井压裂效果的影响。其中支撑剂占比定义为孔眼  $x$  内支撑剂数量占所有孔眼内支撑剂数量总和的百分比, 流量占比定义为孔眼  $x$  内流速占所有孔眼内流速总和的百分比<sup>[31]</sup>,

$$P_x = \frac{N_x}{\sum_{x=1}^n N_x} \times 100\% \quad (6)$$

式中:  $P_x$  为流量/支撑剂占比, %;  $N_x$  为第  $x$  个孔眼内流体速度/支撑剂数量值;  $n$  为分析孔眼总数。

采用 Shohei Sakaida 等人<sup>[44]</sup>提出的均匀系数衡量孔/簇间流量及支撑剂分配差异性, 均匀系数计算为

$$I = 1 - \frac{\sigma_{N_x}}{\bar{N}_x} \quad (7)$$

式中:  $I$  为射孔簇孔眼内流量/支撑剂分布的均匀性;  $\sigma_{N_x}$  为流量/支撑剂分布标准差;  $\bar{N}_x$  为流量/支撑剂分布的算数平均值。

## 4 结果与分析

### 4.1 定向方向的影响

深煤层压裂条件下不同定向射孔模式支撑剂分布及局部流体速度矢量图如图 7 所示。图 8 统计了不同定向方式下, 各个射孔孔眼内支撑剂与流量分配占比, 以及支撑剂与流量分配的均匀系数, 用于定量

研究不同定向方向对流量分布及支撑剂运移的影响。

#### 1) 常规螺旋射孔

常规螺旋射孔中支撑剂运移与流量分配情况如图 7a 所示, 由于流体速度 (2.7 m/s) 大于支撑剂沉降速度, 井筒底部支撑剂沉积较少, 且更多偏向于在井筒趾端沉积。受重力影响, 54.49% 的支撑剂进入下部孔眼, 且垂直向下的孔眼 (6 点方向) H1 比斜向下孔眼 H2 和 (4 点、8 点方向) H6 获得更多支撑剂 (多 5.39% 和 5.56%)。局部流体速度矢量图显示流体出现逆时针涡流现象, 井筒底部支撑剂被携带至上方及侧上方孔眼处 (12 点、10 点方向), 导致 H4、H5 孔获得更多颗粒。

图 8a 显示常规螺旋射孔条件下, 孔间流量分配占比逐渐升高, 说明大排量压裂条件下, 流体速度较高, 流量倾向于向趾端分配。受重力影响, 井筒跟端 H1~H3 孔支撑剂分配占比依次减小。由于边界效应的影响, 靠近井筒右边界的流体出现转向, 形成了复杂的漩涡流动, 对井筒趾端 (H4~H6 孔) 支撑剂的运移起到主导控制作用, 孔间支撑剂分配占比升高, H4~H6 孔支撑剂分配占比先上升后下降 (图 8b)。由于孔眼内流体速度较大, 流体受重力影响减弱, 孔间流量分配均匀, 均匀系数为 0.994 7 (图 8c), 支撑剂分配占比均匀系数为 0.834 2 (图 8d)。



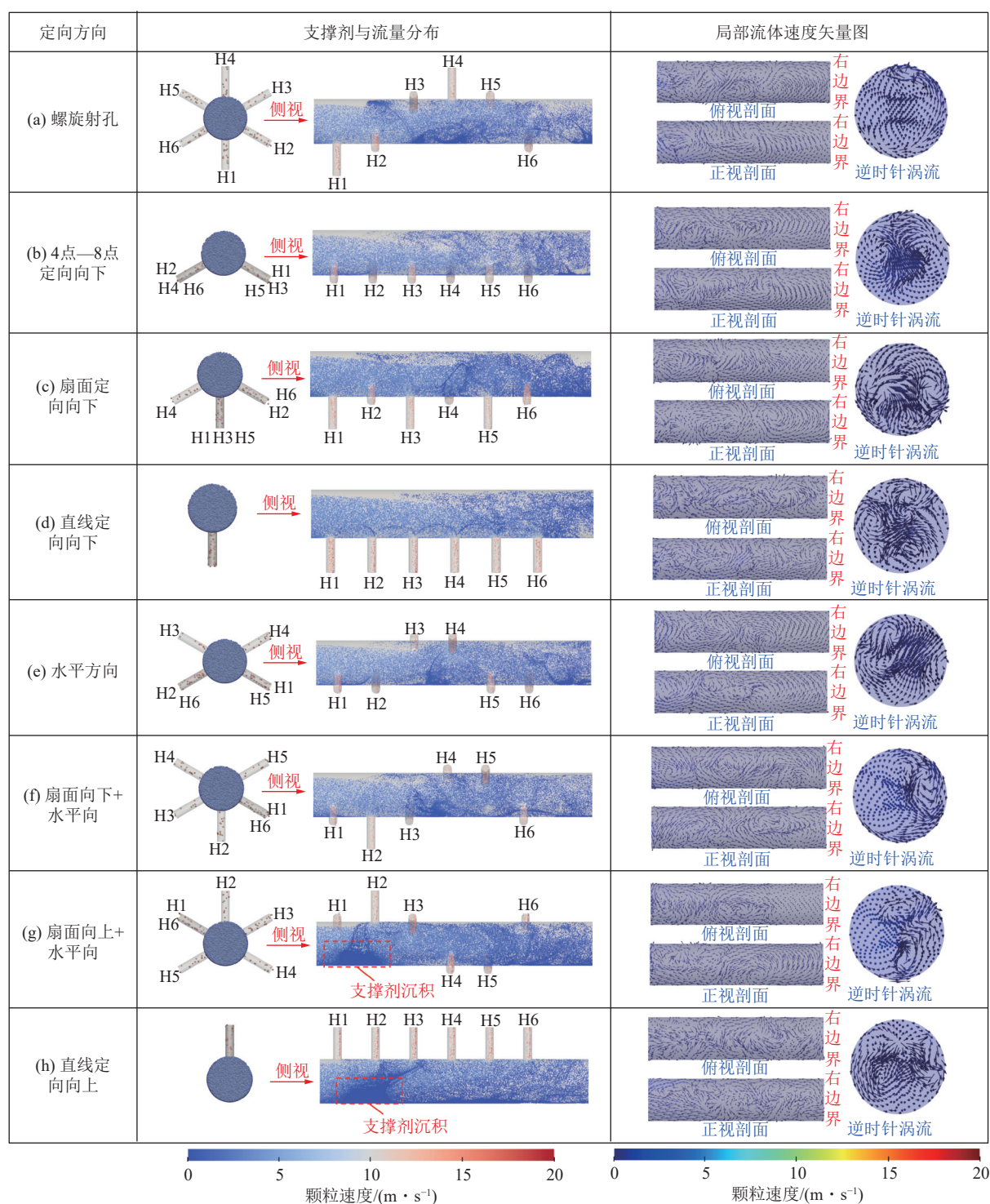


图7 不同的定向射孔布孔模式下支撑剂与流量分布云图

Fig.7 Contours of proppant and flow distributions in various orientation perforation patterns

## 2) “4点—8点”定向向下

“4点—8点”定向向下射孔,孔眼均为斜向下布孔,且呈左右对称分布,支撑剂运移过程中受到扰动较小,大部分支撑剂在重力作用下进入射孔孔眼,井筒内无明显支撑剂沉积(图7b)。

由于井筒内孔眼朝向类似,孔内流量与支撑剂分配受重力影响作用不明显,流体速度导致的惯性力与

靠近边界处流体转向导致的复杂漩涡运动成为井筒内流量与支撑剂分配的主控因素。图8a中4点—8点定向向下流量分配占比显示,孔间流量分配占比在H2与H5孔眼处出现明显升高,分别为16.89%和16.83%,其中H2靠近井筒跟端,流体速度导致的惯性力使得部分流体错过H1孔眼,更多流体在流速稍有降低后进入H2孔眼;H5孔眼靠近井筒趾端,边界处

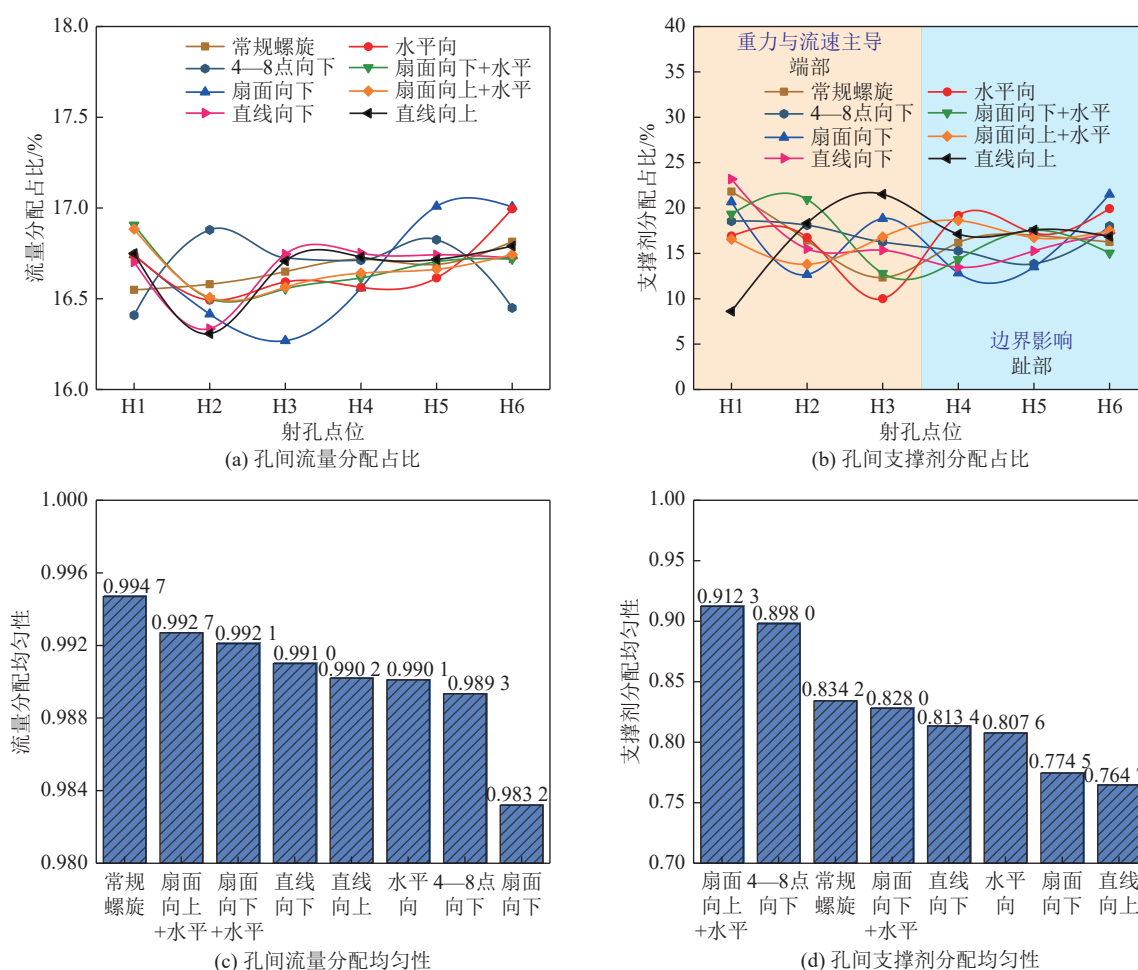


图8 定向射孔

Fig.8 Oriented perforation with various patterns

流体反向,部分流体错过H6孔眼进入H5。图8b说明4点—8点定向向下的H1~H5孔中支撑剂占比随井筒内流速下降逐渐降低,分别为18.53%、18.09%、16.24%、15.27%和13.86%。靠近右侧边界,流体转向后流速升高与复杂涡流共同作用,剩余支撑剂大部分进入H6孔,孔内支撑剂占比大幅升高(18.01%)。尽管流量分配均匀性略低于常规螺旋射孔,但受重力影响,支撑剂分配占比均匀性(0.898 0)高于螺旋射孔。

### 3) 扇面定向向下射孔

60°相位角扇面定向向下射孔支撑剂运移及流量分配模拟结果如图7c所示。由于孔眼全部向下,受重力影响井筒底部支撑剂浓度较高,支撑剂大部分进入射孔孔眼,井筒跟端沉积量小,随流速下降,部分支撑剂在井筒趾端沉积。图8a显示扇面定向向下射孔孔间流量分配差异性较大,H3与H5虽同为垂直向下孔眼(6点方向),但是流量分配差异为4.5%,说明趾端孔眼受涡流影响较大。井筒跟端H1~H4孔支撑剂分配占比分别为20.67%、12.67%、18.83%与12.83%,

先减小后增加再减小(图8b),即在重力作用下,垂直向下孔眼(6点方向)H1和H3比斜向下孔眼(4点、8点方向)H2和H4获得更多的支撑剂。H5与H6由于受到边界复杂涡流的影响,垂直向下布孔(6点方向)H5支撑剂分配占比(13.50%)反而小于斜向下布孔(4点方向)H6(21.5%)。由于布孔方式为60°相位角向下布孔,且井筒左右两侧孔眼数量不对称,孔间流量分配均匀性(0.98)与支撑剂分配均匀性(0.774 5)低于常规螺旋射孔。

### 4) 直线定向向下射孔

当射孔孔眼直线定向向下时,重力作用导致下大部分支撑剂进入射孔孔眼,井筒内无明显支撑剂沉积(图7d)。图8a说明直线定向向下射孔孔间流量分配也呈波动式变化,变化幅度高于常规螺旋射孔,但是低于扇面定向向下射孔。随井筒内流速降低,支撑剂优先沉降进入靠前孔眼,井筒跟端H1~H4孔支撑剂分布占比依次降低,下降了9.71%。H5与H6靠近井筒趾端,受复杂涡流影响,支撑剂分配占比呈增加趋势(图8b)。整体孔间流量与支撑剂分配的均匀性相

较于扇面定向向下射孔分别增加了 0.78% 与 3.89%。

#### 5) 水平方向射孔

60°相位角水平方向定向射孔支撑剂运移及流量分配模拟结果如图 7e 所示。由于流体速度较快,井筒底部支撑剂沉积较少,且主要集中在井筒趾端。受到重力影响,上部孔眼内支撑剂略少于下部孔眼。井筒跟端斜向下孔眼(4 点、8 点方向)H1 与 H2 支撑剂分配占比较高(16.90%、16.74%),H3 作为斜向上孔眼(10 点方向)支撑剂占比降低(10.01%)。由于斜向上孔眼(2 点方向)H4 靠近右侧边界,受到逆时针涡流影响,出现支撑剂分配占比升高的现象(19.18%)。孔眼内部流速较大,重力对流量分配的影响不明显,孔间流量分配占比变化较小,均匀性高达 0.990 1。孔间支撑剂分配均匀性(0.807 6)高于扇面向下,但低于螺旋射孔。

#### 6) 扇面向下+水平向射孔

60°相位角扇面向下+水平方向(240°布孔)射孔支撑剂运移及流量分配模拟结果如图 7f 所示,井筒底部支撑剂沉积不明显。受重力影响,下部孔眼内获得较多支撑剂。井筒跟端 H1~H3 孔支撑剂分配占比分别为 19.34%、20.95%、12.80%,先增加后减小,符合重力影响规律。受到边界复杂涡流的影响,井筒底部支撑剂被携带至上部,H4 与 H5 尽管是斜向上布孔(10 点、2 点方向),反而获得更多的支撑剂,占比分别为 14.32% 与 17.55%。由于布孔方式为“向下+水平”,且井筒两侧孔眼分布较为均匀,孔间流量分配均匀性(0.992 1)与支撑剂分配均匀性(0.828 0)基本与常规螺旋射孔持平。

#### 7) 扇面向上+水平向射孔

60°相位角扇面向上+水平方向(240°布孔)射孔支撑剂运移及流量分配模拟结果如图 7g 所示,由于井筒跟端孔眼向上,重力影响增强,靠近跟端出现明显支撑剂沉积特征。受重力影响,斜向上孔眼(10 点、2 点方向)H1、H3 比垂直向上孔眼(12 点方向)H2 获得的支撑剂多 3.02%,H4 孔眼作为斜向下孔眼(4 点方向)支撑剂分配占比达到最高 18.62%。H5~H6 孔眼处由于涡流作用,底部支撑剂被携带至上部,H5 虽然为斜向下射孔(8 点方向),但支撑剂分布占比(16.72%)反而低于 H6 孔眼(17.50%)。由于斜向下布孔位于井筒趾端,涡流与重力作用相互削弱,尽管孔间流量分配均匀性(0.992 7)与支撑剂分配均匀性(0.912 3)出现大幅度升高,但相较于其他几种定向射孔模式,井筒底部出现明显支撑剂沉积现象。

#### 8) 直线定向向上射孔

当射孔孔眼直线定向向上时,重力对支撑剂运移

影响增强,井筒跟端出现明显支撑剂沉积(图 7h)。H1~H3 孔支撑剂分配占比依次增加,分别为 8.61%、18.32% 与 21.52%,这是由于跟端流速较快,惯性作用导致支撑剂易错过靠前孔眼。井筒趾端流速降低,惯性作用减弱,复杂漩涡流体主导控制支撑剂分布,H4~H6 孔支撑剂分配占比下降了 4.40%。由于布孔方向都为垂直向上(12 点方向),惯性力与重力影响明显,孔间流量分布均匀性(0.990 2)与支撑剂均匀性(0.764 7)比螺旋射孔和“扇面向上+水平向”降低。

综合以上结果,发现不同定向射孔方式导致的孔间流量与支撑剂分配均匀性变化趋势具有一定的相似性,常规螺旋与 240°五相位布孔下流量与支撑剂分配均匀性均在前 50%(图 8a),但孔间流量分配均匀性的平均变化幅度(0.16%)小于孔间支撑剂分配均匀性的平均变化幅度(2.11%)。这是由于支撑剂密度大于流体密度,运移过程中更易受重力作用产生射孔孔眼底部偏置现象,进而导致不同定向射孔情况下支撑剂均匀性变化幅度增加。不同定向射孔方向,流量分配均匀性从大到小依次为:常规螺旋射孔>扇面向上+水平向射孔>扇面向下+水平向射孔>直线向下射孔>直线向上射孔>水平方向射孔>4 点—8 点向下射孔>扇面向下射孔(图 8c),实际变化值小于等于 1.15%。说明在深煤层高排量(22 m<sup>3</sup>/min)压裂的条件下,孔眼内流速较大,重力对流量分布的影响被削弱,即定向射孔的布孔方向对流体在各孔眼中分配的差异性影响较小。与流量分配均匀性相反,支撑剂在孔间的分布均匀程度随着定向射孔方式的改变而产生较大差异。

针对不同射孔方向下孔间支撑剂的分配情况,发现位于井筒跟端的射孔孔眼(H1~H3),重力与惯性力主导支撑剂的运移与分配,井筒下部孔眼(4 点、6 点、8 点方向)相较于上部孔眼(10 点、12 点、2 点方向)能够获得更多支撑剂(如常规螺旋射孔、水平方向射孔);上部孔眼中,斜向上孔眼(10 点、2 点方向)相较于垂直向上孔眼(12 点方向)能够获得更多支撑剂(如扇面向上+水平向射孔);下部孔眼中,垂直向下孔眼(6 点方向)相较于斜向下孔眼(4 点、8 点方向)能够获得更多支撑剂(如扇面定向向下射孔、扇面向下+水平向射孔)。而位于井筒趾端的射孔孔眼(H4~H6),由于靠近右侧边界,流体受到压缩并转向,复杂的漩涡流动主导支撑剂的运移与分配(图 8b),井筒上部孔眼(10 点、12 点、2 点方向)能够获得更多的支撑剂甚至超过下部孔眼(4 点、6 点、8 点方向),同时流体转向导致大量剩余支撑剂进入趾端孔眼,重力影响被削弱。不同射孔方向,支撑剂分配的均匀性从大到小依



次为：扇面向上+水平向射孔 > 4 点—8 点向下射孔 > 常规螺旋射孔 > 扇面向下+水平向射孔 > 直线向下射孔 > 水平向射孔 > 扇面向下射孔 > 直线向上射孔 (图 8d)。以常规螺旋射孔方式为标准 (0.83), 6 种射孔方式中, 扇面水平向上+水平向射孔、4 点—8 点向下射孔的均匀性大于 0.83, 扇面水平向下+水平向射孔的均匀性接近 0.83, 说明 240°五相位和 4 点—8 点的布孔模式支撑剂分配均匀性较好, 利于支撑剂在各裂缝内均衡分布, 促进储层均匀改造, 减少体积压裂过程中无效缝的产生或过度改造。但是, “扇面水平向上+水平向”射孔由于重力影响, 随着流速降低, 一部分支撑剂难以随携砂液进入上部孔眼, 出现支撑剂在井筒中沉积的情况, 且在后期排采过程中, 易发生煤粉沉降、卡泵等复杂事故。因此, 结合现场压裂需求, 60°相位角扇面向下+水平方向 (240°布孔) 和 4 点—8

点向下的定向布孔模式效果更好。

4.2 排量的影响

采用 60°相位角扇面向下+水平方向 (240°布孔) 射孔方式, 分析排量对单簇射孔间流量与支撑剂分布的影响。不同泵注排量下井筒内支撑剂分布情况如图 9 所示。随着排量的增加, 井筒内支撑剂的沉积逐渐减少, 更多的支撑剂被流体携带进入孔眼, 且支撑剂沉积由最初的近井筒跟端逐渐转移到井筒趾端。这是由于排量的增加使得流体携带支撑剂的能力增强, 且靠近孔眼处流体对支撑剂的拖曳力增加, 更多支撑剂被孔眼捕捉, 井筒内部支撑剂沉积减小, 并逐渐向趾端运移, 即排量的增加有助于更多支撑剂进入孔眼。此外, 随着排量的增加, 斜向上分布的孔眼内支撑剂数量逐渐增加。因此, 提高排量有助于保证向上分布裂缝的导流能力, 低排量条件下可能引起无效

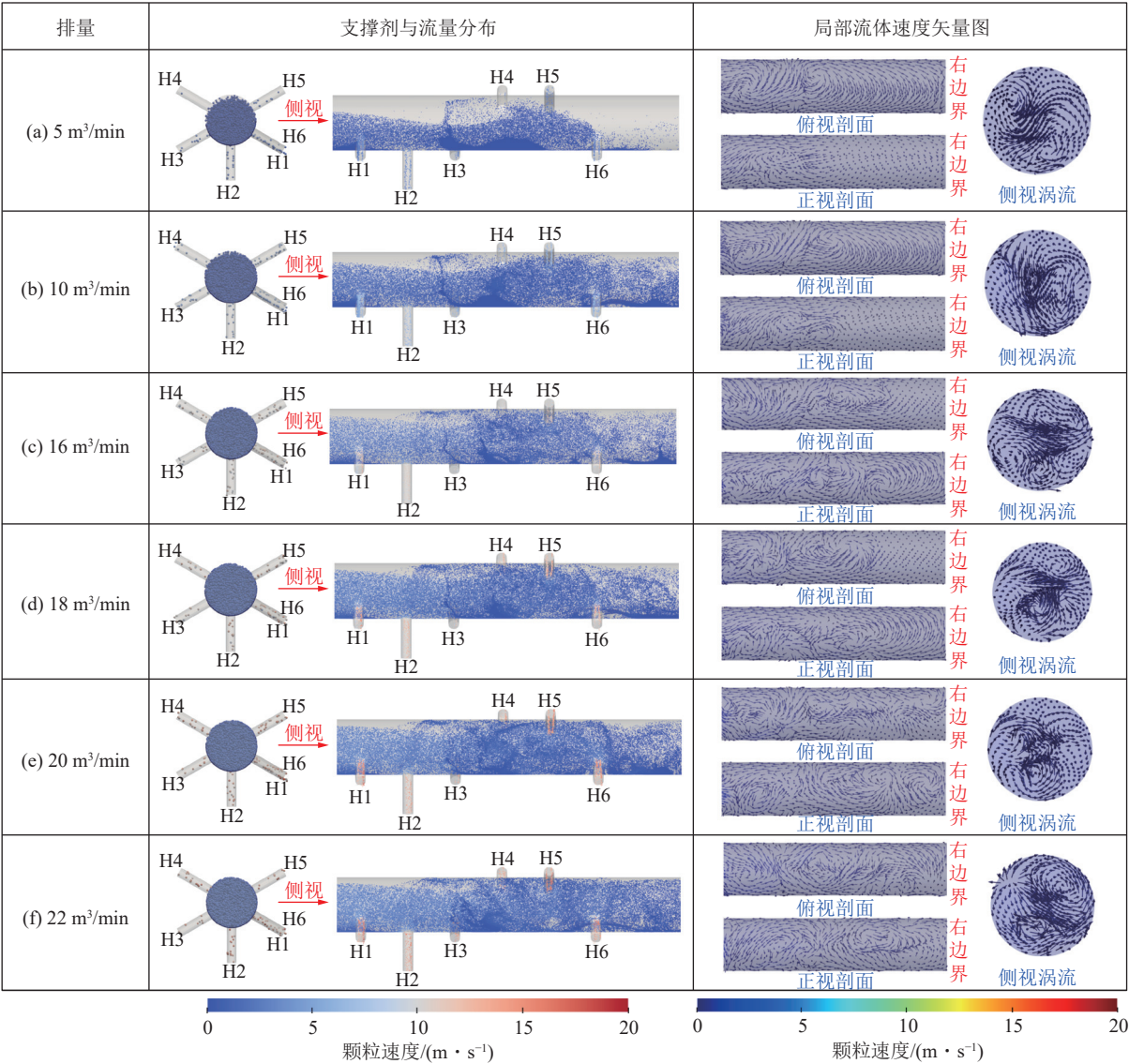


图 9 不同排量下单簇孔间流量与支撑剂分布模拟

Fig.9 Contours of proppant and flow distributions in various pumping rates

裂缝的形成。

不同排量下孔间流量与支撑剂分配占比如图10。不同排量下孔间流量分配差异相对较小, 整体分配占比在16.5%~17.0%波动(图10a)。低排量下(5~20 m<sup>3</sup>/min),

随着排量增加, 均匀性增加, 其中排量为16~20 m<sup>3</sup>/min时, 孔间流量分配最为均匀, 而排量达到22 m<sup>3</sup>/min时, 由于井筒内流体涡流影响增强, 导致孔间流量分配均匀性有所下降(图10c)。

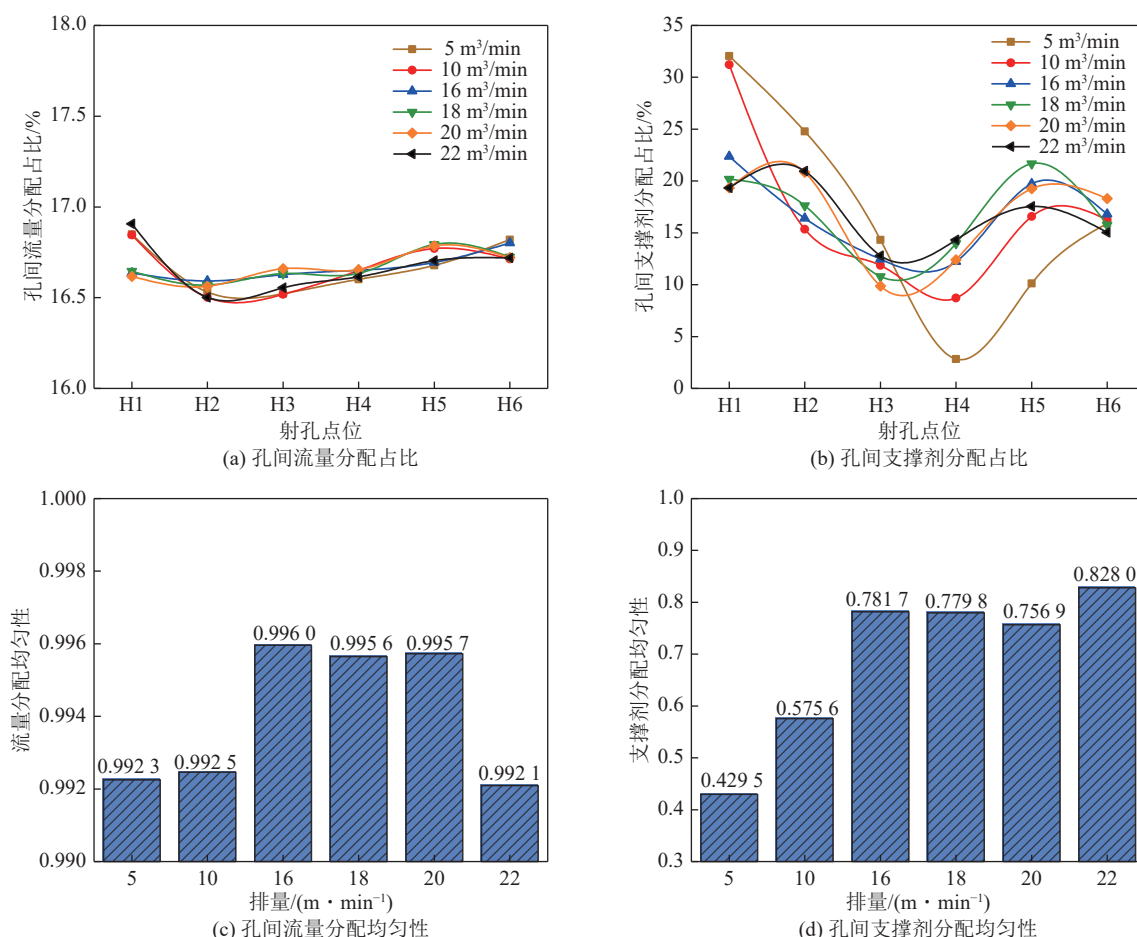


图10 排量影响

Fig.10 Impact of pumping rate on

图10b表明, 低排量条件下(5~10 m<sup>3</sup>/min), 孔间支撑剂分配差异较大, 特别是斜向上孔眼内(10点方向)H4支撑剂分配占比较低, 仅为2.84%(5 m<sup>3</sup>/min)和8.71%(10 m<sup>3</sup>/min), 而H1孔眼内支撑剂分配占比高达32.05%(5 m<sup>3</sup>/min)和31.23%(10 m<sup>3</sup>/min), 极易造成支撑缝扩展不均的现象。随着排量增加, H1孔眼内支撑剂分配占比逐渐降低、H4孔眼内支撑剂分配占比逐渐增加, 均匀性逐渐变好。这是因为低排量条件下, 支撑剂运移受到流体速度限制, 井筒内流体携砂能力逐渐降低, 靠近跟端的孔眼能获得更多颗粒。随着排量增加至20 m<sup>3</sup>/min, 支撑剂更易被携带到井筒趾端, 跟端H1~H3孔内支撑剂分布受到重力影响, 占比先升高后降低, 利于各孔间支撑剂均衡分配。同时, 排量增加(16~22 m<sup>3</sup>/min)引起井筒趾端复杂涡流增强, 利于携带底部支撑剂至上部孔眼(10点、2点方

向), H5~H6孔眼由于靠近右边界, 受控于复杂涡流作用, 井筒底部支撑剂易被携带至上部孔眼处, 导致斜向上孔眼(2点方向)H5支撑剂分配占比高于斜向下孔眼(4点方向)H6。

不同排量下, 孔间支撑剂分配均匀性见图10d。随着泵注排量增加, 整体均匀性呈升高趋势。排量在5~16 m<sup>3</sup>/min时, 均匀性线性增强, 当16~20 m<sup>3</sup>/min时, 均匀性保持稳定, 而当排量提升到22 m<sup>3</sup>/min时, 均匀性进一步提升。这是由于低排量下, 重力与低流速弱携砂能力为孔间支撑剂分布不均匀的主要原因, 更多支撑剂进入靠近跟端及井筒底部的孔眼; 而排量的增加所产生的惯性力与复杂涡流克服了重力的影响, 提高了孔间支撑剂分配的均匀性。即高排量下, 有助于孔间支撑剂的均匀分配。此外, 深煤层压裂时, 通常在前置液阶段加1~3 m<sup>3</sup>的石英砂段塞, 用于打



磨缝口。支撑剂分配不均易造成缝口打磨不均匀,增加射孔摩阻,升高施工泵压。

因此,从支撑剂在孔间均匀铺置、均匀打磨缝口、储层均衡改造、靶向控缝的角度,建议深煤层压裂排量在  $16 \text{ m}^3/\text{min}$  以上。排量越高,越利于支撑剂在定向射孔孔眼中均衡分配,特别是在涡流作用下,上部孔眼能获得与下部孔眼相同甚至是更多的支撑剂,从而实现支撑剂靶向沟通地质甜点。高排量模式下,需根据煤层与顶/底板之间的应力差,选择性配套设计“控底+转向”施工工艺,以防裂缝穿透顶/底板地层。排量若低于  $10 \text{ m}^3/\text{min}$ ,不建议采用  $60^\circ$  相位角扇面向下+水平方向 ( $240^\circ$  布孔) 的定向射孔方式,因为上部射孔孔眼分配的支撑剂较低,与下步孔眼差异大,易引起储层不均匀改造。

### 4.3 砂比的影响

采用  $60^\circ$  相位角扇面向下+水平方向 ( $240^\circ$  布孔) 射孔方式,研究砂比对单簇射孔间流量与支撑剂分配的影响,模拟结果如图 11 所示。随着砂比的提升 ( $10\% \sim 30\%$ ),井筒内支撑剂浓度升高,井筒内流体速

度降低,支撑剂受重力影响,在斜向上孔眼 (10 点、2 点方向) H4~H5 下方井筒内沉积。靠近右边界,受到流体转向的影响,随砂比升高,支撑剂同样在井筒趾端出现沉积。不同砂比条件下单簇孔眼间流量与支撑剂分配如图 12 所示。砂比对各孔间流量分配的占比及趋势影响较小 (图 12a)。图 12b 表明不同砂比下孔眼间的支撑剂分配占比变化趋势类似,位于井筒跟端的 H1 孔,支撑剂主要受流速影响,砂比变化对孔眼内支撑剂分配占比影响较小。随砂比变化影响较大的是垂直向下孔眼 (6 点方向) H2 和斜向上孔 (2 点方向) H5。由于随着砂比的增加,重力对支撑剂分配的影响增强, H2 孔能够获得更多的支撑剂,而靠近井筒趾端,受复杂涡流影响,高砂比下 ( $20\%、30\%$ ), H5 孔内支撑剂占比明显提升。

随着砂比的增加,流量分配均匀性呈现复杂的变化趋势 (图 12c),砂比为  $10\% \sim 20\%$  时流量分配均匀性先降低后增加,这是由于流体速度较快,对支撑剂的携带能力较强,一定范围内增加砂比,在涡流的作用下反而能促使流体在孔眼内均匀分布;当砂比大于

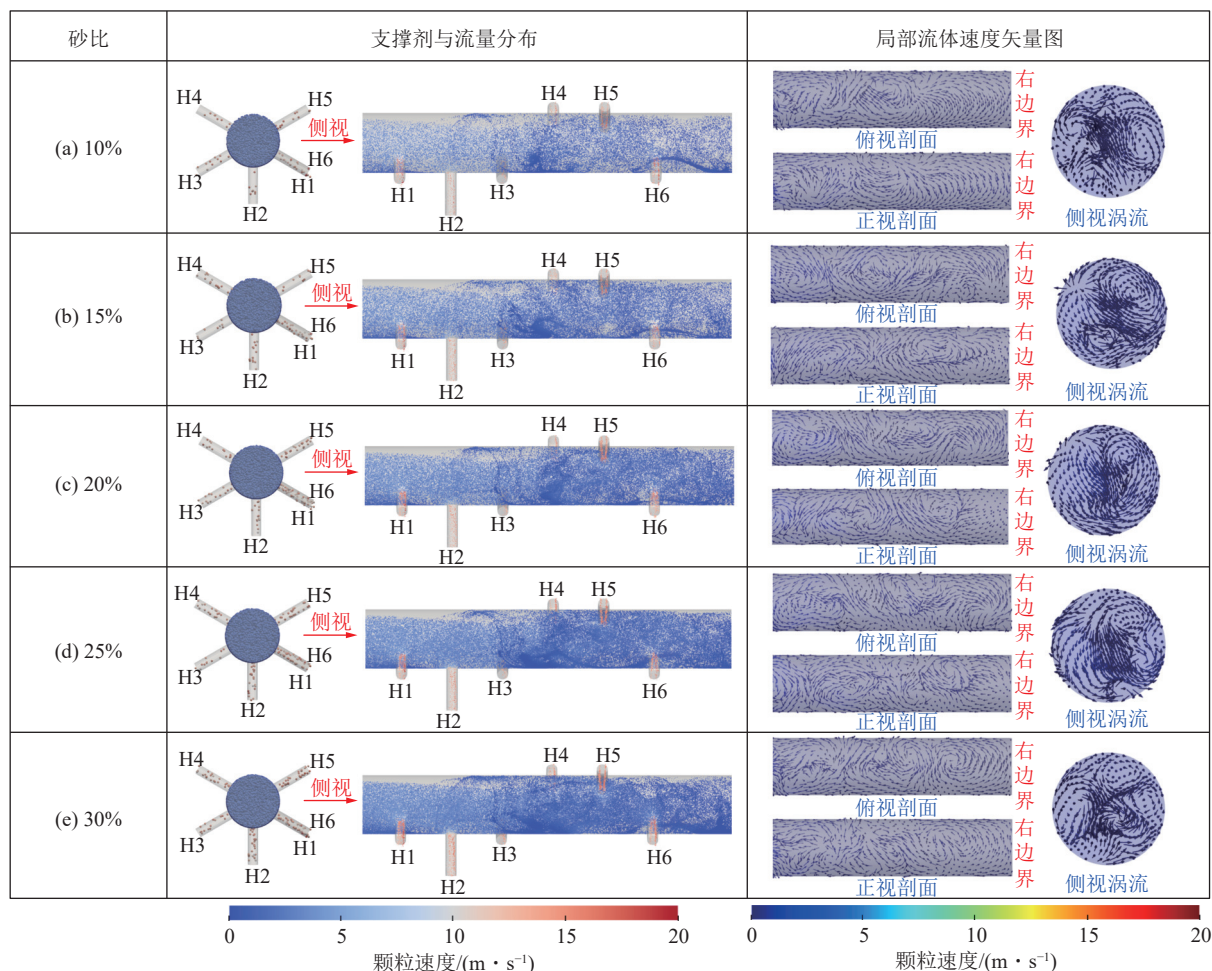


图 11 不同砂比下单簇孔间流量与支撑剂分布模拟

Fig.11 Contours of proppant and flow distributions in various sand ratios



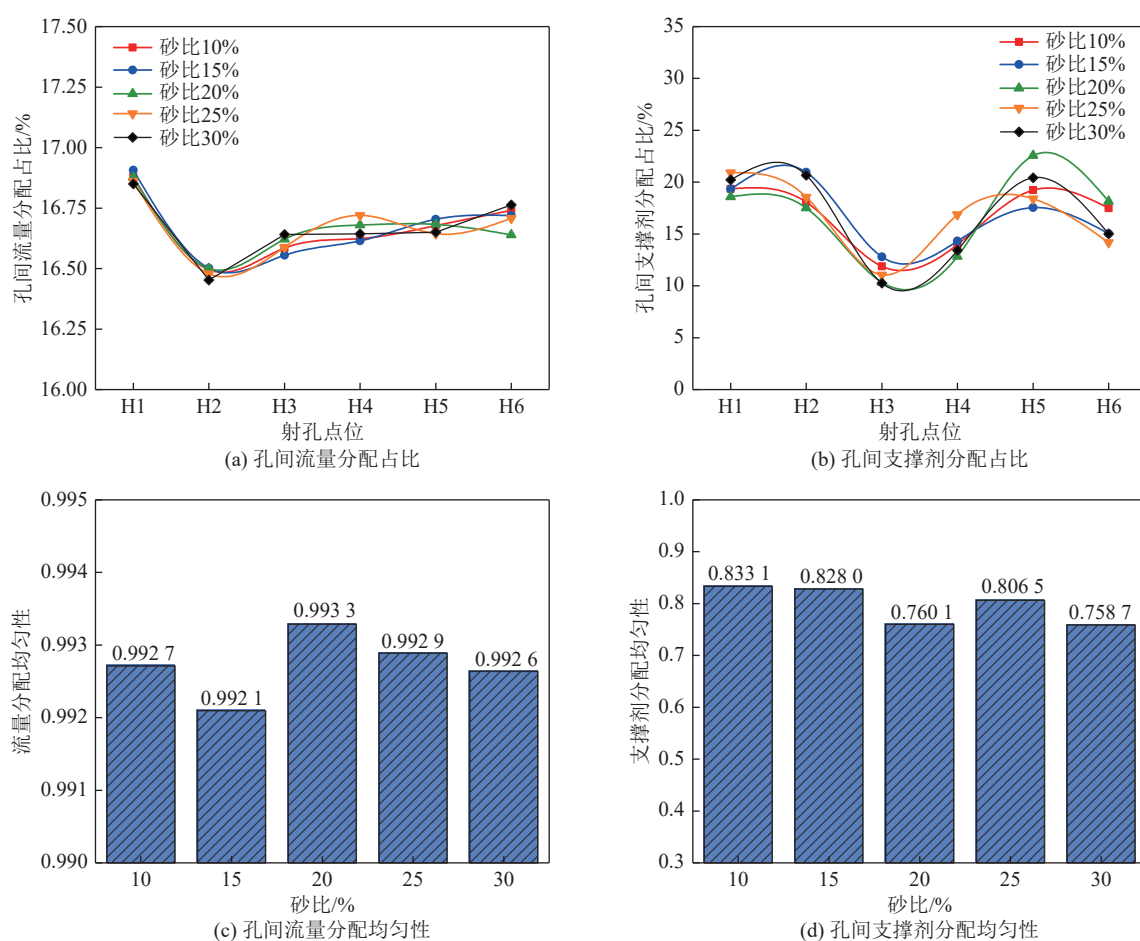


图 12 砂比影响

Fig.12 Impact of sand ratio

20% 后,重力对支撑剂的影响及支撑剂与流体的相互作用成为流体分布的主控因素,砂比增加抑制了井筒内的漩涡流动,流量分配均匀性降低。支撑剂分配均匀性随砂比的增加整体呈下降趋势(图 12d),砂比的增加加剧了重力对支撑剂运移的影响,流体携带支撑剂能力降低,更多支撑剂进入下部孔眼或沉积在井筒底部,使得支撑剂分配均匀性下降。因此,在现场压裂时,高砂比虽然有利于更多的支撑剂进入斜向上孔眼(10 点、2 点方向),但易造成储层改造不均匀,携砂液阶段最高砂比保持在 25% 为宜。

#### 4.4 段内簇数的影响

采用 60°相位角扇面向下+水平方向(240°布孔)射孔方式,建立单段多簇射孔模型,模拟井筒总长度为 3.2 m,簇间距为 0.1 m,研究段内簇数对簇间及各簇内孔间流量及支撑剂分配的影响。模拟结果如图 13 所示。靠近井筒跟端,支撑剂以悬浮流动为主,大部分支撑剂被高速流体携带向前运移,而靠近趾端,流体速度逐渐下降,支撑剂逐步沉降到井筒底部。因此,从跟端到趾端,进入各射孔簇内的支撑剂先增加后减少,以井筒中部射孔簇进入的支撑剂最多,而靠

近井筒趾端的射孔簇内支撑剂逐渐减少。此外,随着段内射孔簇数量增加,井筒内支撑剂沉积量减小,更多支撑剂被流体携带进入射孔孔眼。

以一段 5 簇为例,分析段内各簇间及簇内各孔间流量与支撑剂分配特征。流量分配(图 14a)表明靠近井筒跟端的射孔簇(第 1、2 簇),从 H1 到 H6 孔,孔间流量分配占比逐渐增加,第 1 簇 H1 与 H6 流量占比相差 9.37%。井筒中部的射孔簇(第 3、4 簇),孔间流量分配差异逐渐减小,且斜向上孔(2 点方向)H5 分配到的流量比斜向下孔(4 点方向)H6 高。靠近井筒趾端的射孔簇(第 5 簇),受涡流的影响加剧,各孔间流量分配基本持平,第 5 簇 H1 与 H6 流量分配占比相差 1.42%。支撑剂分配(图 14b)说明靠近井筒跟端的射孔簇(第 1、2 簇),支撑剂分配受流速影响显著,H6 孔内分配到的支撑剂最多,同时受重力控制,斜向上的孔眼内(H4 和 H5)分配到的支撑剂较少。井筒中部的射孔簇(第 3 簇),受流量分配、惯性力、复杂涡流运动的影响,斜向上的孔眼(10 点、2 点方向)H4、H5 获得的支撑剂最多。随着射孔簇位置靠近井筒趾端,边界影响产生的涡流逐渐占据主导地位,同时受重力影

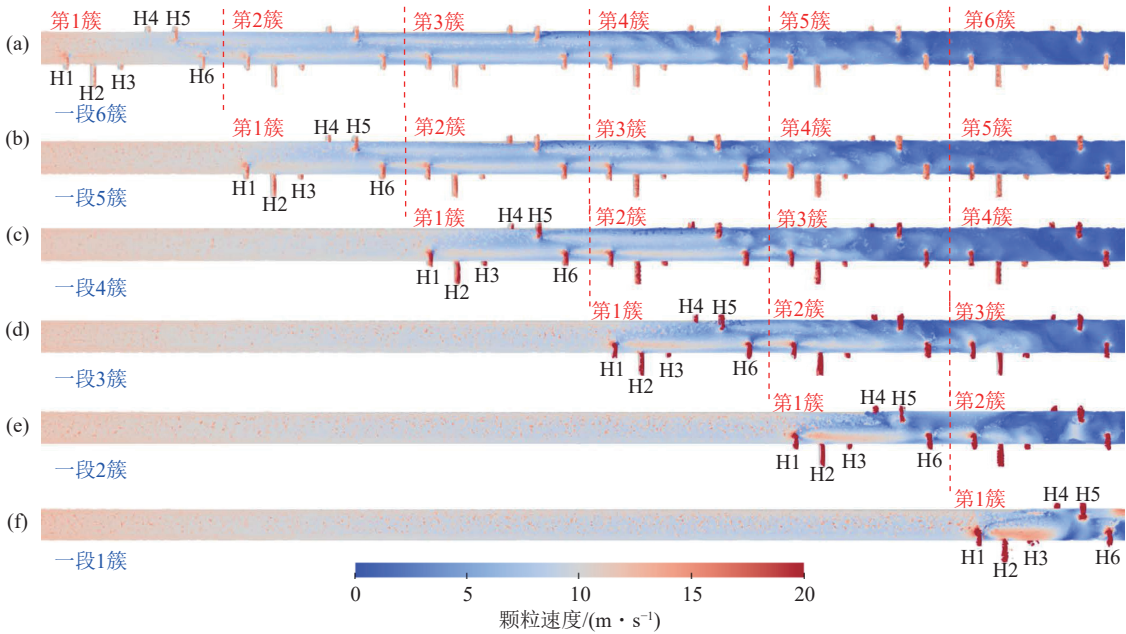


图 13 一段多簇孔/簇间流量与支撑剂分布模拟

Fig.13 Contours of proppant and flow distributions in different cluster numbers within one stage

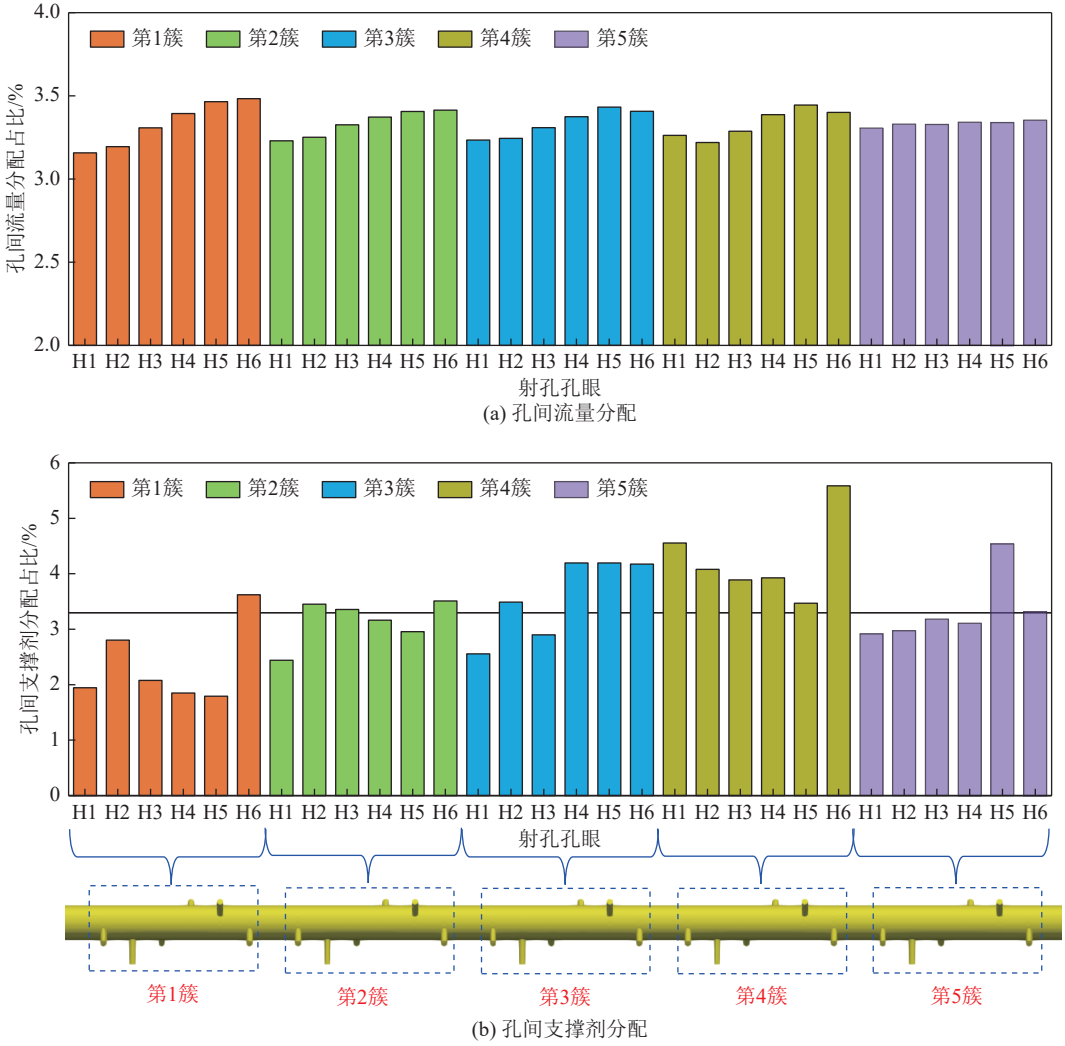
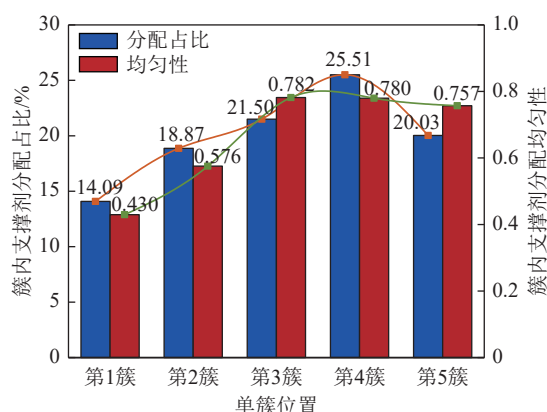


图 14 一段 5 簇孔间流量与支撑剂分配占比

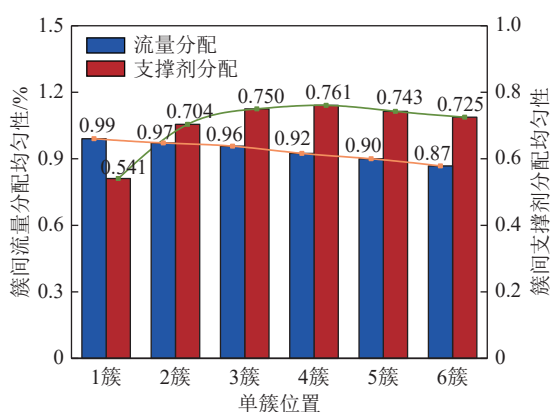
Fig.14 Flow-particle distribution for one cluster with five perforations

响,第4簇H6和第5簇H5孔内获得的支撑剂最多。

统计一段5簇各簇内支撑剂分配占比如图15a所示。各簇内支撑剂分配占比从第1簇到第5簇先增加后降低,第4簇出现支撑剂占比最大(25.51%)。各簇内支撑剂分配均匀性同样呈现先增加后降低的趋势。井筒跟端射孔簇内,由于支撑剂受到惯性力与重力的共同作用,向下的射孔孔眼比向上的孔眼内获得的支撑剂多,簇内均匀性低;随着流速降低、惯性力影响降低,更多支撑剂被孔眼捕捉,均匀性逐渐升高,中部射孔簇支撑剂分配的均匀性达到最大;随着流速继续降低,流体携带支撑剂的能力下降,部分支撑剂沉积到井筒底部,但受到边界复杂涡流的影响,簇内支撑剂分配的均匀性稍有下降。



(a) 一段5簇簇内支撑剂分配均匀性分析



(b) 簇间流量与支撑剂分配均匀性分析

图15 一段多簇流量与支撑剂分配

Fig.15 Flow and proppant distribution in multi-clusters

分析段内多簇簇间流量与支撑剂分配情况(图15b)。结果表明,随着段内簇数增加,簇间流量分配均匀性逐渐降低,段内多簇对流量的竞争性分配逐渐凸显,特别是在前置液阶段,影响造缝的均匀性。段内簇间支撑剂分配的均匀性出现先迅速升高后平稳下降的趋势,段内3~4簇支撑剂分配均匀性最好。即

压裂段内随射孔簇数的增加,更多的支撑剂会分散进入孔眼,减少井筒内支撑剂的沉积,同时在一定程度上促进了簇间支撑剂分配的均匀性。但是,随着段内簇数的持续增加,一方面影响了簇间流量分配的均匀性,另一方面井筒跟端和趾端支撑剂运移与沉降受控的主控因素不同,导致整个压裂段内支撑剂出现分配不均的现象。此外,受到应力阴影作用,实际压裂过程中,随着段内簇数的增加,裂缝出现竞争性起裂、扩展,进一步加剧了支撑剂分配不均的现象,最终导致支撑缝分布不均、储层无法均衡改造。从支撑剂均匀性分配的角度,深煤层压裂段内以3~4簇为宜。

#### 4.5 组合粒径支撑剂影响

粒径为0.212/0.109 mm、0.380/0.212 mm、0.550/0.270 mm的支撑剂分别按照6:3:1与3:4:3比例分阶段混合注入井筒中,模拟结果如图16所示。由于流速较快,2种配比混合注入后,井筒内均未出现明显支撑剂沉积,且在0.212/0.109 mm注入阶段,由于粒径较小,两种比例的组合粒径支撑剂均在井筒内呈现均匀悬浮流动。

分析3:4:3组合粒径的支撑剂在不同注入阶段下孔眼内的流量与支撑剂分配情况。不同粒径注入阶段下,单簇孔间的流量分配占比整体变化趋势接近,不受粒径大小的影响(图17a)。单簇孔间支撑剂分配占比表明粒径越小,支撑剂在孔间分配的均匀性越好(图17b)。与单一粒径相比,粒径组合对孔间流量分配的均匀性影响较小(图17c),但是小粒径占比高的组合支撑剂(0.212/0.109 mm:0.380/0.212 mm:0.550/0.270 mm=6:3:1)在孔间分配的均匀性更好(图17d),这是因为小粒径支撑剂易在水平井筒中形成悬浮均匀流动,利于进入各射孔孔内,特别是斜向上的孔眼内。此外,小粒径支撑剂有助于提高微裂缝的支撑效率,适于在天然裂缝发育的深煤层种采用。因此,实际压裂过程中建议采用小粒径占比高(6:3:1)的组合支撑剂,可有效提高孔间支撑剂分配均匀性。

## 5 现场应用

将以上定向射孔模式及理论研究认识应用于鄂尔多斯盆地东缘某区块深煤层压裂现场。同一井台保证地质条件相近、压裂规模参数一致的情况下,对比不同的射孔模式对深部煤层气产量的影响。本文以峰值日产气量和累积产气量为目标,对比同一井台上不同井采用不同的射孔方式下的压后增产效果。开采的目标层位为本溪组8号煤、9号煤。选取某深部煤层气田5个井台作为研究对象,基本信息参数见



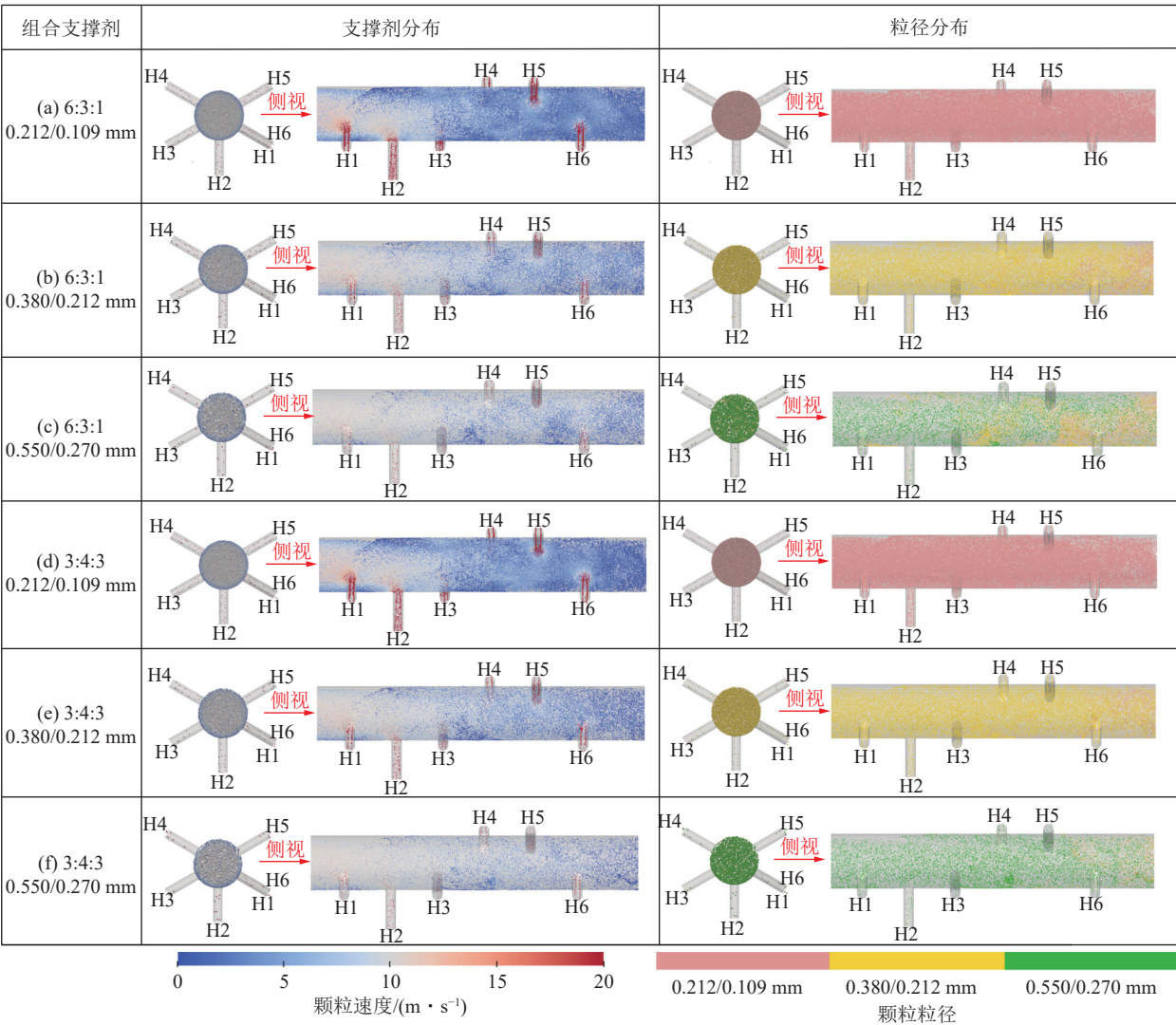


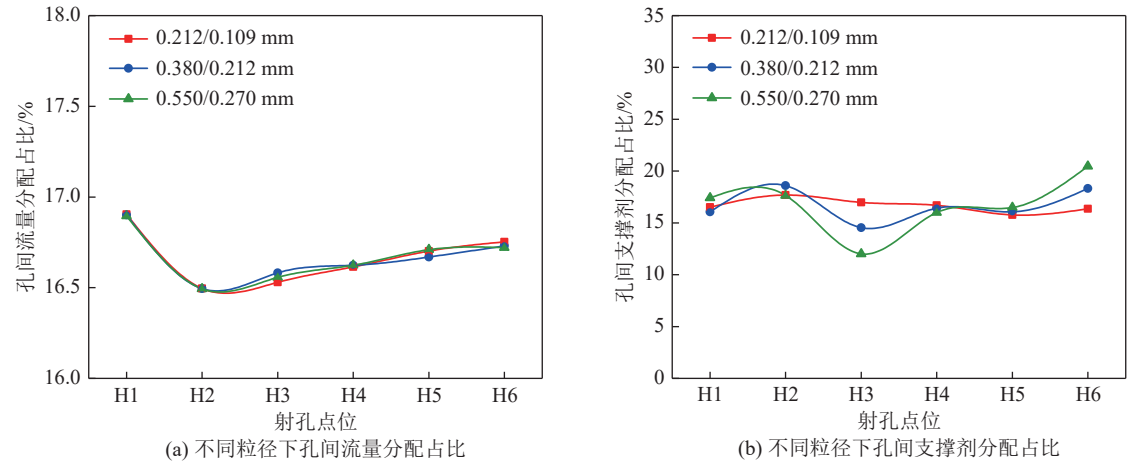
图 16 组合支撑剂模拟结果图

Fig.16 Contours of proppant and flow distributions in graded proppant injection

表 4。产气量如图 18 所示。

总体对比发现,采用定向射孔的井产气量高于螺旋射孔(B、C、D 井台),尽管螺旋射孔井的加砂强度和用液强度更高,但是定向射孔在诱导裂缝、靶向控

缝、沟通地质甜点方面发挥了更大的优势,起到了有效造缝的效果。其中,C 井台采用扇面向下+水平向(240°布孔)增产效果最明显,比螺旋射孔峰值产气量和累积产气量高 42.8%、27.0%。A 井台两口井,其中



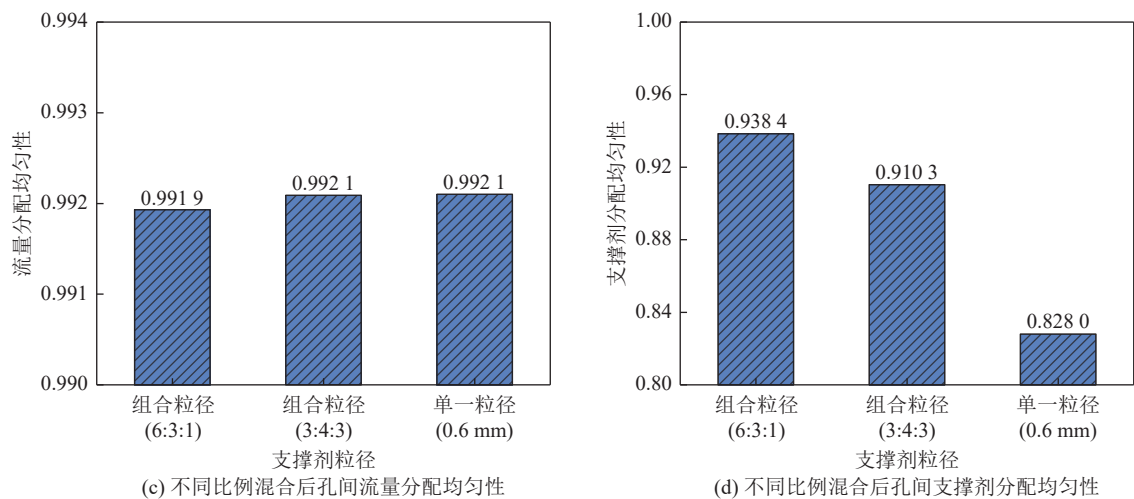


图 17 组合粒径支撑剂影响

Fig.17 Impact of graded proppant injection

表 4 鄂尔多斯盆地东缘某区块深煤层压裂基本信息

Table 4 Basic information for Deep CBM wells of X block in Ordos basin

井台	井号	层位	含气量/ (m <sup>3</sup> /t)	段/簇	排量/ (m <sup>3</sup> · min <sup>-1</sup> )	用液强度/ (m <sup>3</sup> · m <sup>-1</sup> )	加砂强度/(t · m <sup>-1</sup> )	射孔方式
A	A-1H	8号+9号	18.0	8/36	22	19.88	3.84	水平向
	A-2H	8号+9号	18.0	8/35	22	19.45	3.83	扇面向下6段+水平向2段
B	B-1H	8号+9号	19.2	11/45	22	24.36	4.59	常规螺旋
	B-2H	8号+9号	19.2	10/38	22	18.45	3.42	扇面向下
C	C-1H	8号	18.0	8/31	18	15.88	4.21	常规螺旋
	C-2H	8号	17.0	7/33	18	15.12	3.17	扇面向下+水平向240°布孔
D	D-1H	8号+9号	12.0	8/34	22	18.17	4.02	常规螺旋
	D-2H	8号+9号	12.0	8/33	22	17.26	3.61	扇面向下6段+水平向2段
E	E-1H	8号+9号	13.6	8/35	18	15.15	3.65	扇面向下2段+水平向6段
	E-2H	8号+9号	14.3	8/40	18	15.46	3.73	扇面向下2段+水平向6段

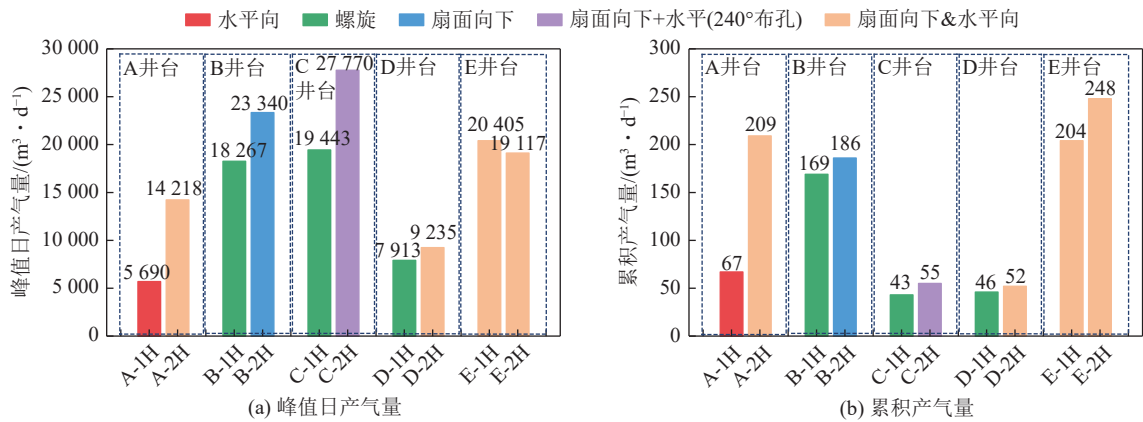


图 18 不同射孔方式下深部煤层气

Fig.18 Deep CBM wells with various orientation patterns

A-1H 井全段采用定向水平向射孔,而 A-2H 井根据井眼轨迹在煤层中的位置开展了“一段一策”精细化定向射孔设计,取得了较为显著的高产效果。E 井台两口井,在定向射孔方式相同的基础上,E-2H 采用密切割(E-1H 井簇间距是 22.7 m,E-2H 井簇间距是 20 m)、高加砂强度和用液强度,虽然峰值产气量两口井相近,

但是 E-2H 累积产气量更高,说明储层得到了充分动用。

综上,深部煤层气的产气量并非随压裂规模(砂量、液量)的增加而增加,需要针对每段地质条件、井眼轨迹在煤层中的位置,特别是与亮煤、地质甜点之间的相对位置,开展“一簇一策”精细化射孔设计,利用定向射孔诱导裂缝起裂、扩展的优势,靶向沟通地质甜点,充分覆盖优质煤体,然后再针对性设计压裂规模参数,基于“体积改造光亮煤、充分改造半亮煤、兼顾改造半暗煤”的思路,实现“定向导控、差异设计、均衡加砂、有效支撑”的改造目的,提升“缝控”储量动用能力。

本研究主要关注压裂过程中流量与支撑剂在孔/簇内的分配情况,尚未考虑在长期排采过程中支撑剂导流能力的应力敏感性。建议后续深入探究排采全周期内支撑剂与煤岩力学相互作用下的导流能力动态变化机制,综合考虑开采过程中的应力敏感、地应力场分布等关键因素,为深煤层压裂支撑剂优选提供更科学的指导。

## 6 结 论

1) 本文提出了 7 种深煤层定向射孔布孔模式:定向水平向、“4 点—8 点”定向向下、扇面定向向下、直线定向向下、扇面向下+水平向(240°布孔)、扇面向上+水平向(240°布孔)、直线定向向上,目的在于定向导控裂缝起裂、靶向沟通地质甜点,控制近井地带定向起裂、促进远井地带覆盖优质靶体。不同定向射孔方向,流量与支撑剂分布均匀性不同,其中扇面定向+水平向(240°定向布孔)孔间流量和支撑剂分配均匀性较好。

2) 从支撑剂在孔间均匀铺置、储层均衡改造、靶向控缝的角度,建议深煤层压裂排量在  $16 \text{ m}^3/\text{min}$  以上,排量越高,越利于支撑剂在定向射孔孔眼中均衡分配;高砂比虽然有利于更多的支撑剂进入向上孔眼,但易造成储层改造不均匀,若为了“控液增砂”,携砂液阶段最高砂比建议保持在 25% 为宜;随着段内簇数增加,簇间流量分配均匀性降低,簇间支撑剂分配均匀性出现先迅速升高后平稳下降的趋势,段内 3~4 簇支撑剂分配均匀性最好。

3) 深部煤层气采用定向射孔产气量高于螺旋射孔,扇面向下+水平向(240°布孔)增产效果最明显。建议深部煤层气储层改造采用“一簇一策”精细化射孔设计,针对井眼轨迹在煤层中的位置,特别是与亮煤之间的相对位置,利用定向射孔诱导裂缝起裂、扩展的优势,靶向沟通地质甜点,充分覆盖优质煤体,并针对性设计压裂规模参数,实现“定向导控、差异设计、

均衡加砂、有效支撑”的改造目的。

## 参考文献(References):

- [1] 徐凤银,侯伟,熊先钺,等.中国煤层气产业现状与发展战略[J].石油勘探与开发,2023,50(4):669-682.  
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669-682.
- [2] 吴裕根,门相勇,娄钰.我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望[J].中国石油勘探,2024,29(1):1-13.  
WU Yugen, MEN Xiangyong, LOU Yu. New progress and prospect of coalbed methane exploration and development in China during the 14<sup>th</sup> Five-Year Plan period[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 1-13.
- [3] 罗平亚,朱苏阳.中国建立千亿立方米级煤层气大产业的理论与技术基础[J].石油学报,2023,44(11):1755-1763.  
LUO Pingya, ZHU Suyang. Theoretical and technical fundamentals of a 100 billion-cubic-meter-scale large industry of coalbed methane in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1755-1763.
- [4] 叶建平.中国煤层气勘探开发及其科技进步历程回顾与思考[J/OL].煤田地质与勘探,2024:1-15.[2024-12-13].<http://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=MDKT20241206002&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.  
YE Jianping. Review and reflection on the exploration and development of coalbed methane and its scientific and technological progress in China[J/OL]. China Industrial Economics, 2024: 1-15. [2024-12-13]. <http://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=MDKT20241206002&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.
- [5] 桑树勋,郑司建,刘世奇,等.煤系气及深部煤层气高效勘探开发若干研究进展[J].中国矿业大学学报,2025,54(1):1-25.  
SANG Shuxun, ZHENG Sijian, LIU Shiqi, et al. Research advances in efficient exploration and development of coal measure gases and deep coalbed methane[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2025, 54(1): 1-25.
- [6] 杨帆,李斌,王昆剑,等.深部煤层气水平井大规模极限体积压裂技术:以鄂尔多斯盆地东缘临兴区块为例[J].石油勘探与开发,2024,51(2):389-398.  
YANG Fan, LI Bin, WANG Kunjian, et al. Extreme massive hydraulic fracturing in deep coalbed methane horizontal wells: A case study of the Linxing Block, eastern Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 389-398.
- [7] 徐凤银,聂志宏,孙伟,等.鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气高效开发理论技术体系[J].煤炭学报,2024,49(1):528-544.  
XU Fengyin, NIE Zhiyuan, SUN Wei. Theoretical and technological system for highly efficient development of deep coalbed methane in the eastern edge of Erdos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(1): 528-544.
- [8] 庞涛,姜在炳,惠江涛,等.煤系水平井定向射孔压裂裂缝扩展机制[J].煤田地质与勘探,2024,52(4):68-75.  
PANG Tao, JIANG Zaibing, HUI Jiangtao, et al. Fracture propagation mechanism in directional perforation and hydraulic fracturing of coal seam horizontal wells[J]. Coal Geology & Exploration, 2024,



- 52(4): 68–75.
- [9] 张群, 葛春贵, 李伟, 等. 碎软低渗煤层顶板水平井分段压裂煤层气高效抽采模式[J]. 煤炭学报, 2018, 43(1): 150–159.  
ZHANG Qun, GE Chungui, LI Wei, et al. A new model and application of coalbed methane high efficiency production from broken soft and low permeable coal seam by roof strata-in horizontal well and staged hydraulic fracture[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(1): 150–159.
- [10] 贾建称, 陈晨, 董夔, 等. 碎软低渗煤层顶板水平井分段压裂高效抽采煤层气技术研究[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(12): 1873–1881.  
JIA Jianchen, CHEN Chen, DONG Kui, et al. Research on the technology of high efficient to drainage CBM by multistage fracturing in horizontal well along the roof of broken soft and low permeability coal seam[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1873–1881.
- [11] 范明福. 煤层气顶板水平井穿层压裂技术的应用[J]. 天然气勘探与开发, 2022, 45(2): 122–132.  
FAN Mingfu. Layer-penetrating fracturing for horizontal well in roof of coal seam[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2022, 45(2): 122–132.
- [12] 黄中伟, 李志军, 李根生, 等. 煤层气水平井定向喷射防砂压裂技术及应用[J]. 煤炭学报, 2022, 47(7): 2687–2697.  
HUANG Zhongwei, LI Zhijun, LI Gensheng, et al. Oriented and sand control hydra-jet fracturing in coalbed methane horizontal wells and field applications[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(7): 2687–2697.
- [13] SNYDER J, CRAMER D, WHITE M. Improved treatment distribution through oriented perforating[C]//Texas: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. SPE, 2021.
- [14] LOREHN O, COOPER J, SINGH A, et al. Shale & tight perforation design optimization[C]//Texas: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 2014.
- [15] 陈振宏, 王一兵, 孙平. 煤粉产出对高煤阶煤层气井产能的影响及其控制[J]. 煤炭学报, 2009, 34(2): 229–232.  
CHEN Zhenhong, WANG Yibing, SUN Ping. Destructive influences and effectively treatments of coal powder to high rank coalbed methane production[J]. Journal of China Coal Society, 2009, 34(2): 229–232.
- [16] TANG D Z, DENG C M, MENG Y J, et al. Characteristics and control mechanisms of coalbed permeability change in various gas production stages[J]. Petroleum Science, 2015, 12(4): 684–691.
- [17] XU Y B, ZHU Y S, ZHANG P H. Application of CBM horizontal well development technology in the roof strata close to broken-soft coal seams[J]. Natural Gas Industry B, 2019, 6(2): 168–174.
- [18] 朱庆忠, 杨延辉, 王玉婷, 等. 高阶煤层气高效开发工程技术优选模式及其应用[J]. 天然气工业, 2017, 37(10): 27–34.  
ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, WANG Yuting, et al. Optimal geological-engineering models for highly efficient CBM gas development and their application[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(10): 27–34.
- [19] JIANG B, QU Z H, WANG G G X, et al. Effects of structural deformation on formation of coalbed methane reservoirs in Huaibei coalfield, China[J]. International Journal of Coal Geology, 2010, 82(3–4): 175–183.
- [20] CRESPO F, AVEN N K, CORTEZ J, et al. Proppant distribution in multistage hydraulic fractured wells: A large-scale inside-casing investigation[C]//Texas: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. SPE, 2013.
- [21] NGAMENI K L, MISKIMINS J L, ABASS H H, et al. Experimental study of proppant transport in horizontal wellbore using fresh water[C]//Texas: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. SPE, 2017.
- [22] LIU X H, WANG J H, SINGH A, et al. Achieving perfect fluid and proppant placement in multi-stage fractured horizontal wells: A CFD modeling approach[C]//Texas: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. SPE, 2021.
- [23] LI J, HE S Y, WU M Y, et al. A comprehensive review of the proppant transportation in different simplified fracture models: Experimentation, modeling, and prospects[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, 228: 211974.
- [24] WU Y C, YANG B. An overview of numerical methods for incompressible viscous flow with moving particles[J]. Archives of Computational Methods in Engineering, 2019, 26(4): 1255–1282.
- [25] WANG X Y, GONG L, LI Y, et al. Developments and applications of the CFD-DEM method in particle-fluid numerical simulation in petroleum engineering: A review[J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 222: 119865.
- [26] GE W, WANG L M, XU J, et al. Discrete simulation of granular and particle-fluid flows: From fundamental study to engineering application[J]. Reviews in Chemical Engineering, 33(6): 551–623.
- [27] GOLSHAN S, SOTUDEH-GHAREBAGH R, ZARGHAMI R, et al. Review and implementation of CFD-DEM applied to chemical process systems[J]. Chemical Engineering Science, 2020, 221: 115646.
- [28] 孙悦铭. 水平井压裂多簇射孔支撑剂运移数值模拟[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2022.  
SUN Yueming. Numerical simulation of proppant transport in multi-cluster perforation fracturing in horizontal wells[D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), 2022.
- [29] 陈琦, 黄志强, 凌兴杰, 等. 考虑射孔摩阻的水平井段内多裂缝流量均衡分配规律研究[J]. 断块油气田, 2024, 31(3): 453–458.  
CHEN Qi, HUANG Zhiqiang, LING Xingjie, et al. Multi-fracture flow balanced distribution law in horizontal well sections considering perforation friction[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(3): 453–458.
- [30] QU H, ZENG Z J, LIU Y, et al. Experimental and simulation investigations of proppant transport and distribution between perforation clusters in a horizontal well[J]. SPE Journal, 2024, 29(10): 5286–5304.
- [31] QU H, CHEN X J, HONG J, et al. Experimental and 3D numerical investigation on proppant distribution in a perforation cluster involving the artificial neural network prediction[J]. SPE Journal, 2023, 28(4): 1650–1675.
- [32] WANG J H, SINGH A, LIU X H, et al. Efficient prediction of proppant placement along a horizontal fracturing stage for perforation design optimization[J]. SPE Journal, 2022, 27(2): 1094–1108.
- [33] KLOSS C, GONIVA C, HAGER A, et al. Models, algorithms and

- validation for opensource DEM and CFD-DEM[J]. *Progress in Computational Fluid Dynamics, an International Journal*, 2012, 12(2/3): 140.
- [34] BARTH T, OHLBERGER M. Finite volume methods: Foundation and analysis[M]// *Encyclopedia of Computational Mechanics*. New York: John Wiley & Sons, Ltd, 2010
- [35] ZHOU M M, YANG Z C, XU Z M, et al. CFD-DEM modeling and analysis study of proppant transport in rough fracture[J]. *Powder Technology*, 2024, 436: 119461.
- [36] CUNDALL P A, STRACK O D L. Discussion: A discrete numerical model for granular assemblies[J]. *Géotechnique*, 1980, 30(3): 331–336.
- [37] GIDASPOW D, BEZBURUAH R, DING J. Hydrodynamics of circulating fluidized beds: kinetic theory approach[M]. Chicago: Illinois Institute of Technology, Department of Chemical Engineering, 1991.
- [38] SHAN T, ZHAO J D. A coupled CFD-DEM analysis of granular flow impacting on a water reservoir[J]. *Acta Mechanica*, 2014, 225(8): 2449–2470
- [39] SHEN Z H, WANG G, HUANG D R, et al. A resolved CFD-DEM coupling model for modeling two-phase fluids interaction with irregularly shaped particles[J]. *Journal of Computational Physics*, 2022, 448: 110695.
- [40] 刘建忠, 朱光辉, 刘彦成, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气勘探突破及未来面临的挑战与对策: 以临兴—神府区块为例[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1827–1839.
- LIU Jianzhong, ZHU Guanghui, LIU Yancheng, et al. Break-through, future challenges and countermeasures of deep coalbed methane in the eastern margin of Ordos Basin: A case study of Linxing-Shenfu block[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1827–1839.
- [41] 李斌, 杨帆, 张红杰, 等. 神府区块深部煤层气高效开发技术研究[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(8): 57–68.
- LI Bin, YANG Fan, ZHANG Hongjie, et al. Technology for efficient production of deep coalbed methane in the Shenfu block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(8): 57–68.
- [42] 安琦, 杨帆, 杨睿月, 等. 鄂尔多斯盆地神府区块深部煤层气体积压裂实践与认识[J]. *煤炭学报*, 2024, 49(5): 2376–2393.
- AN Qi, YANG Fan, YANG Ruiyue, et al. Practice and understanding of deep coalbed methane massive hydraulic fracturing in Shenfu Block, Ordos Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(5): 2376–2393.
- [43] ALAJMEI S, MISKIMINS J. Effects of variable perforation configurations on proppant transport and distribution in slickwater fluids[C]//Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE, 2020.
- [44] SAKAIDA S, HAMANAKA Y, ZHU D, et al. Evaluation of fluid distribution and perforation erosion in multistage fracture treatment[J]. *SPE Journal*, 2024, 29(10): 5316–5331.