

引用本文: 黄树新, 李松, 陈博. 深部煤层气水平井定向射孔压裂水力裂缝扩展特征[J]. 石油实验地质, 2025, 47(1): 153-162. DOI: 10.11781/sysydz2025010153.

HUANG Shuxin, LI Song, CHEN Bo. Hydraulic fracture propagation characteristics of directional perforation fracturing in horizontal wells for deep coalbed methane[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(1): 153-162. DOI: 10.11781/sysydz2025010153.

深部煤层气水平井定向射孔压裂水力裂缝扩展特征

黄树新¹, 李松², 陈博²

1. 中国石化 华东油气分公司 采油气工程服务中心, 南京 210004;

2. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083

摘要: 深部煤层气资源禀赋特征好, 勘探开发潜力大, 是国家天然气“增储上产”发展战略的重要现实基础。水平井定向射孔压裂作为深部煤层气重要的增产改造技术应用广泛, 而地质—工程因素作用下的水力裂缝起裂—扩展机制认识尚不明确。为了探究深部煤层气定向射孔压裂特征, 采用三维离散格子模拟算法, 建立了深部煤层气水平井定向射孔压裂数值模型, 研究地质参数和射孔参数对压裂改造难度、裂缝形态和压裂改造面积的影响。结果表明: 随着弹性模量的增大, 煤层破裂压力增加, 改造面积和改造面积差异系数逐渐增大, 且有利于长—窄缝的形成; 水平应力差的增大导致不同水力裂缝间的交互作用减弱, 改造面积减小, 改造面积差异系数和裂缝开度增大。此外, 射孔深度和射孔直径的增加将显著降低深部煤岩的破裂压力, 射孔深度的增大将大幅提升改造面积, 而射孔直径的增加造成改造面积减小, 且改造面积差异系数也逐渐增大; 射孔密度对破裂压力的影响不显著, 而与改造面积成正相关关系。针对煤体结构完整的煤岩进行压裂改造, 适当提升射孔深度和射孔密度, 降低射孔直径, 可以取得较好的效果。

关键词: 三维离散格子模拟算法; 地质参数; 射孔参数; 定向射孔压裂; 水力裂缝; 深部煤层气

中图分类号: TE243

文献标识码: A

DOI: 10.11781/sysydz2025010153

Hydraulic fracture propagation characteristics of directional perforation fracturing in horizontal wells for deep coalbed methane

HUANG Shuxin¹, LI Song², CHEN Bo²

1. Oil and Gas Engineering Service Center, East China Oil and Gas Company, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210004, China;

2. School of Energy Resource, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China

Abstract: Deep coalbed methane resources exhibit favorable geological characteristics and significant exploration and development potential, offering a substantial foundation for China's strategy to enhance natural gas storage and production. Directional perforation fracturing of horizontal wells is widely used as an important permeability enhancement technology for deep coalbed methane exploration. However, the mechanisms of hydraulic fracture initiation and propagation under the influence of geological and engineering factors remain unclear. To explore directional perforation fracturing characteristics in deep coal seams, a three-dimensional discrete lattice simulation algorithm was used to establish a numerical model. The paper studied the effects of geological and perforation parameters on fracturing difficulty, fracture morphology, and stimulated reservoir area (SRA). The results showed that, with the increase in elastic modulus, coal seam fracture pressure rose, and SRA and its variation coefficient increased gradually, which is conducive to long and narrow fracture formation. An increase in horizontal stress differences weakened the interaction between hydraulic fractures, reducing SRA while increasing its variation coefficient and fracture aperture. In addition, increasing perforation depth and diameter significantly reduced the fracture pressure in deep coal seams. Higher perforation depths greatly increased SRA, whereas larger perforation diameters decreased SRA, and its variation coefficient increased gradually. Perforation density had no significant impact on fracture pressure, but was positively correlated with SRA. The study suggests that for fracturing of

收稿日期 (Received): 2024-09-29; 修订日期 (Revised): 2024-12-03; 出版日期 (Published): 2025-01-28.

作者简介: 黄树新 (1974—), 男, 工程师, 从事非常规油气资源研究与现场管理。E-mail: 406682782@qq.com.

通信作者: 李松 (1985—), 男, 博士, 副教授, 从事非常规油气开发地质研究。E-mail: lisong@cugb.edu.cn.

基金项目: 国家自然科学基金面上项目 (42272195) 和中国石化科技项目 (P23205, YT24007) 联合资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

structurally intact coal seams, increasing perforation depth and density while reducing perforation diameter can achieve better results.

Key words: three-dimensional discrete lattice simulation algorithm; geological parameters; perforation parameters; directional perforation fracturing; hydraulic fractures; deep coalbed methane

1 研究现状

煤层气赋存在煤层孔裂隙中^[1-2],是一种极具开发前景的清洁能源,目前已实现大规模的商业开发。深部煤层气丰富的资源禀赋特征使得煤层气的勘探开发由浅部向深部转移^[3-5],鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、渤海湾盆地、四川盆地等深部煤层气的勘探开发,也展现出深部煤层气巨大的开发潜力^[6-11],且配套的深部煤层压裂改造工艺、技术及理论也为深部煤层气的高效排采提供了保障^[12-17]。但深部复杂的地质环境与深部煤层压裂改造技术的地质不匹配问题依然突出,如何提升深部煤储层的水力压裂改造效果,有效连接并筒与煤层天然裂缝系统,是深部煤层气开采的关键。

射孔技术为储层的有效改造提供了重要的技术支撑,针对不同的储层特征,形成了不同的射孔技术及配套工程工艺,如深穿透聚能射孔、复合射孔、定向射孔、全通径射孔、泵送射孔、定面射孔等^[18-21],极大地提升了射孔完井和油气的增产效果。但射孔压裂过程中应力干扰等导致裂缝起裂不均匀和无效射孔的问题普遍存在。MILLER 等^[22]统计了北美 100 口水平井分段多簇射孔压裂后的排采数据,发现近 30% 的射孔簇对产能没有贡献。由此可见,段间距、簇间距和射孔簇数与地质因素的相互作用对压裂效果有显著影响。射孔不仅为油气提供了从储层到井筒的流动通道,而且对降低储层破裂压力和诱导裂缝走向也有显著影响。近年来,随着油气田开发的深入,对射孔技术的研究也在不断深化,特别是射孔参数优化逐渐成为研究的重点。为研究不同射孔工艺条件下水力裂缝起裂、扩展特征,学者们开展了室内物理模拟与数值模拟研究^[23-25],通过实验研究了射孔方式、射孔密度、方位角、射孔深度、地层应力差等各种参数对水力裂缝起裂的影响^[26-29]。结果表明,地应力差显著影响水力裂缝的起裂与扩展,低应力差下需要更高的注入压力来促进水力裂缝扩展,而高应力差则容易形成平行横向裂缝并沿水平主应力方向扩展。射孔参数的改变可以改善裂缝间的连通性,增大射孔相位角和射孔间距,易形成复杂裂缝,且破裂压力增大;而射孔长度和射孔间距的改变,

对裂缝形态似乎没有显著影响^[25]。

虽然通过实验对射孔压裂取得了一定的认识,但室内实验由于成本高且无法实时检测裂缝扩展情况,不能准确地获取水力裂缝面积等相关参数,因此数值模拟方法成为一种经济的表征方法。LI 等^[30]运用有限—离散元法研究了螺旋射孔压裂水力裂缝扩展特征,认为射孔密度和深度是裂缝扩展的主要影响因素,而射孔直径的影响较小。SHAN 等^[31]、LIAN 等^[32]和 ZHANG 等^[33]利用有限元法建立三维井筒射孔模型,表明射孔间距的减小会降低裂缝起裂压力且改善裂缝间的相互作用,并建立了裂缝压力与地层参数之间的关系。但有限元网格不可分裂,无法反映地层中裂缝的动态起裂与扩展过程。近年来,基于离散元的三维格子法逐渐受到学者关注,广泛用于研究三维射孔压裂模拟^[34]。HUANG 等^[35]利用三维格子法探讨了不同射孔完井方式(螺旋射孔、定向射孔和 Tristim 射孔)下近井筒水力裂缝扩展特征,认为不同射孔模型的破裂压力存在差异,且裂缝起始的轴向延伸大于径向延伸。WANG 等^[36]认为定向射孔可以产生多条平直裂缝,降低井筒附近裂缝的复杂度,而螺旋射孔则易形成复杂裂缝;但螺旋射孔的簇效率较低,仅为 50%,定向射孔可达 100%。基于此,LI 等^[23]提出了控深和控径的定向射孔参数优化思路,一方面可促进裂缝的均匀起裂,且增大压裂的改造面积;另一方面可显著降低储层破裂压力。

尽管学者们针对射孔压裂进行了大量的研究,但主要集中在砂岩、页岩等储层。而深部煤岩力学性能与页岩、砂岩等有着较大的差异,使得常规射孔压裂设计并不能取得较好的效果,需要做进一步的研究。因此,本文基于三维格子模拟算法,以深部煤储层为研究对象,探讨了煤储层力学参数、水平应力差和射孔参数对水平井定向射孔压裂水力裂缝起裂、扩展的影响,以期对深部煤储层的压裂改造提供参考。

2 数值模拟方法及模型构建

2.1 数值模拟方法

三维离散格子法是基于离散元理论(DEM)发展起来的一种水力压裂数值模拟算法^[37-38]。其中

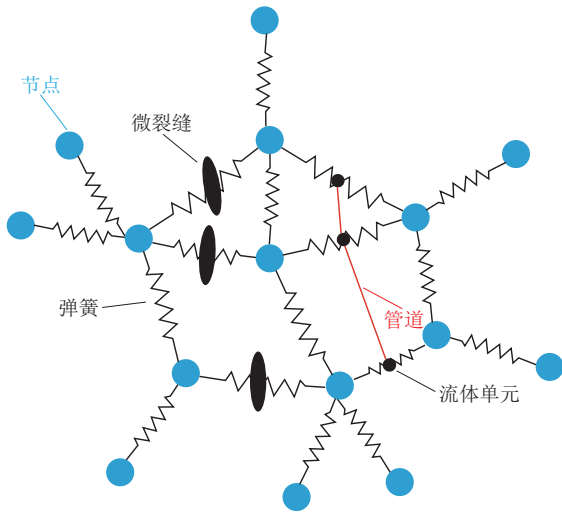


图 1 三维离散格子算法示意

Fig.1 Schematic diagram of three-dimensional discrete lattice algorithm

格点由弹簧和具有质量的三维节点阵组成,弹簧等效于岩石基质间的接触(岩石的强度参数),节点代表具有质量的岩石基质(图 1)。当应力超过连接的弹簧强度,弹簧失效,岩石生成微裂缝即流体运移通道,且裂缝的扩展不受格点的影响,实现裂缝的随机扩展。该算法可大幅提升流—固耦合效率,实现水力压裂高效模拟。LI 等^[23]对该模拟算法的基本数学原理和控制方程进行了详细介绍,在此不再赘述。

2.2 数值模型构建

为探究深部煤岩定向射孔水力裂缝的扩展特征,基于三维格点模拟算法构建了定向射孔水力压裂模型(图 2)。模型尺寸为 1 m×3 m×3 m,钻井方

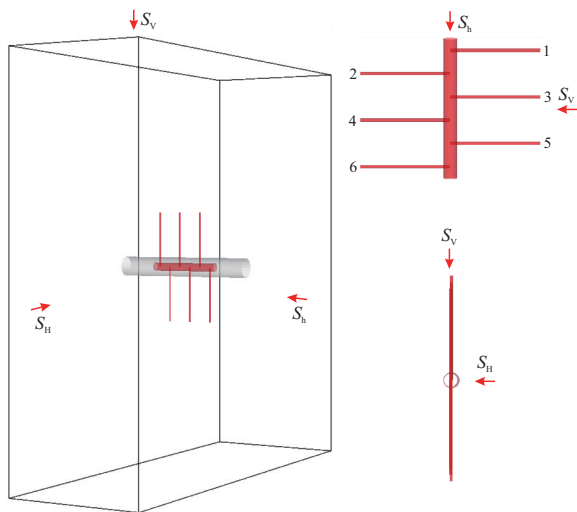


图 2 定向射孔压裂模型示意

S_v .垂向应力; S_H .水平最大主应力; s_h .水平最小主应力。

Fig.2 Schematic diagram of directional perforation fracturing model

表 1 定向射孔模型基本参数

Table 1 Basic parameters of directional perforation model

类型	参数	数值
储层	弹性模量/GPa	4
	单轴抗压强度/MPa	15
	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.1
	水平最小主应力/MPa	27
	垂向应力/MPa	43
	压裂液密度/(kg/m^3)	1 010
	泊松比	0.26
	抗拉强度/MPa	1.5
	孔隙度/%	6
	水平最大主应力/MPa	35
	注入排量/(m^3/min)	20
	黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	2
射孔参数	射孔长度/m	0.4
	射孔直径/m	0.012
	射孔密度(孔/m)	12
	相位角/($^\circ$)	180

向沿水平最小主应力,井筒外径 0.14 m,内径 0.1 m,射孔段长度 0.5 m,模拟时间为 50 s,其他射孔参数如表 1 所示。此外,模型中不考虑压裂液的滤失和射孔摩阻对水力裂缝扩展的影响。为探究实际工程条件下水力裂缝扩展特征,以工程实际施工参数为基础,基于相似转换准则^[39-40],实现数值模拟与实际条件下的水力裂缝扩展规律的匹配。

此外,为评价射孔压裂的改造效果,本文采用改造面积(SRA)^[41]以及 SRA 差异系数即各射孔水力裂缝面积方差作为评价指标。其中 SRA 指煤岩射孔压裂模拟中,压裂后储层中裂缝面的面积之和,认为 SRA 越大则水力裂缝沟通的储层面积越大,增产和稳产的效果越好;SRA 差异系数为水力裂缝的均匀发育程度,差异系数越大则裂缝发育越

不均匀。SRA 差异系数定义为 $\sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (A_i - \bar{A})^2}$,其中, N 为某一射孔段内射孔孔道数量, A_i 为射孔 i 的水力裂缝面积, \bar{A} 为水力裂缝的平均面积。

3 数值模拟结果

3.1 地质参数

深部煤储层地质条件控制着煤岩的非均质发育,此外深度增加导致的应力差异对水力压裂的影响极为显著,为此,探究深部条件下煤岩不同弹性参数和地应力差异对射孔压裂的影响。

3.1.1 煤岩弹性模量

构造作用使煤岩发生不同程度的变形、破碎,煤岩强度参数差异大,不同弹性模量(4、8、12、16 GPa)

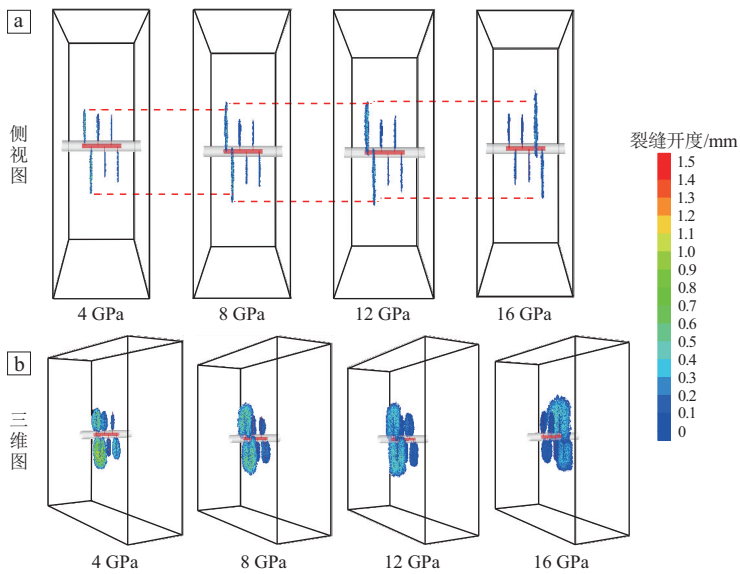


图 3 不同弹性模量下裂缝形态

Fig.3 Fracture morphologies under different elastic moduli

对水力裂缝扩展的影响不同。由图 3 可见,不同弹性模量条件下各射孔处裂缝均起裂,但由于应力阴影效应,水力裂缝的扩展形态呈现出较大的差异,优势裂缝主要发育在射孔段侧部,中部裂缝受到挤压效应,裂缝扩展效果较差。这主要是因为优势裂缝具有极强的流体竞争优势,从而导致其余裂缝的远端扩展受限^[42]。由于水平应力差较大(8 MPa),所形成的纵向缝垂直井筒,且裂缝之间未发生相互交叉。

此外,不同弹性模量条件下水力裂缝的改造效果存在差异。从图 4a 可以看出,随着煤岩弹性模量的增大,破裂压力逐渐增大,由 4 GPa 增大到 8、12、16 GPa 时,裂缝的起裂压力分别增加了 3.31%、9.25% 和 13.40%,这也进一步增大了储层改造的难度。相对于起裂压力的增加,SRA 和裂缝长度也逐渐增加(图 3a 和图 4b),SRA 由 4 GPa 时的

0.516 m²,增加到 0.795 m²(8 GPa)、1.021 m²(12 GPa) 和 1.164 m²(16 GPa);同时 SRA 差异系数也逐渐增大,由 4 GPa 时的 7.28%,增加到 11.60%、14.43% 和 20.89%。此外,结合图 3b 可以看出,弹性模量的增大也将进一步导致水力裂缝开度的减小。以上结论也与其他学者的认识基本一致,即储层弹性模量的增加将导致裂缝开度的减小以及改造面积和裂缝长度的增大^[23,43-44]。

3.1.2 水平应力差

随着埋深的增大,煤储层应力环境趋向复杂,水平应力差显著增加。而水平应力差的变化对水力裂缝的影响显著,因此,模拟研究了 0、4、8、12、15 MPa 水平应力差条件下水力裂缝扩展特征。其中,水平应力差的变化是通过增加或者减小最大水平主应力实现的。一般认为水力裂缝为沿最大水平主应力方向扩展的平直裂缝,当水平应力差较大

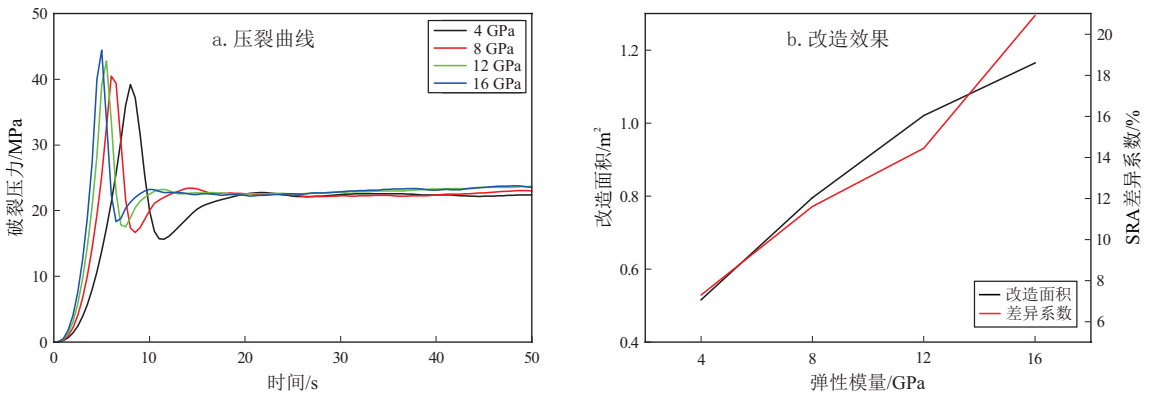


图 4 不同弹性模量下水力压裂效果

Fig.4 Hydraulic fracturing effects under different elastic moduli

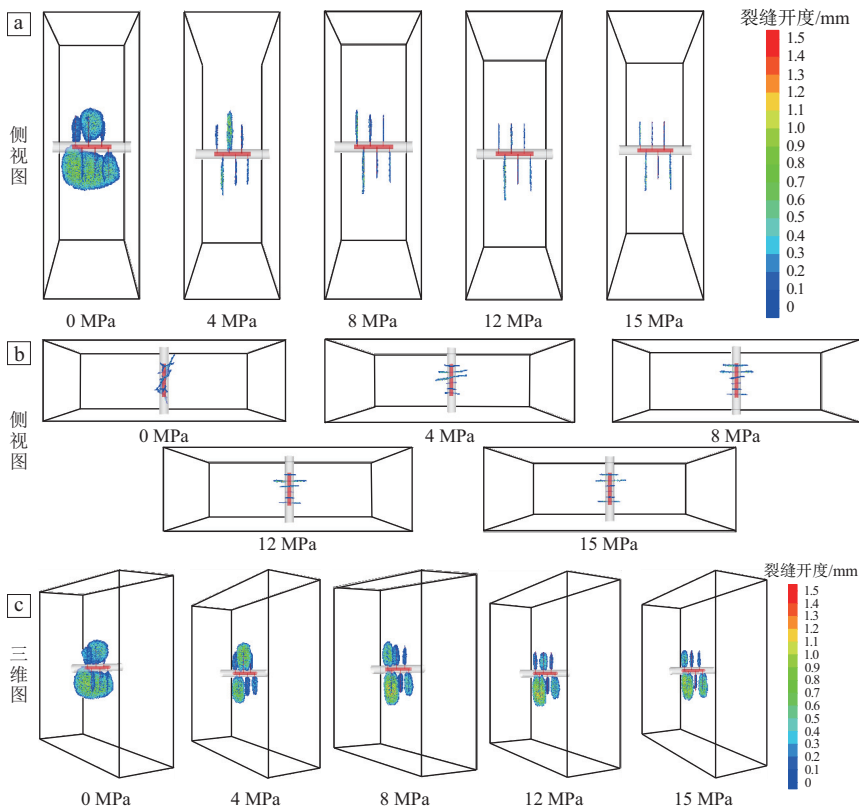


图 5 不同水平应力差下裂缝的形态

Fig.5 Fracture morphologies under different horizontal stress differences

时水力裂缝呈现平板状扩展,而当水平应力差较小时水力裂缝间相互吸引或者排斥,形成曲折裂缝。由图 5 可见,当水平应力差为 0 MPa 时,不同射孔起裂裂缝相互吸引并合并为沿井筒方向扩展的曲折裂缝,裂缝形态较差,畸变严重,而这种非平面发展的裂缝很可能会造成过早的脱砂,以及井筒附近摩阻增大等^[45];当水平应力差逐渐增加到 4、8、12 MPa 时,水力裂缝间的吸引或者排斥作用逐渐减弱,这种作用在水平应力差为 15 MPa 时基本消失,主要发育多条纵向平直裂缝。此外,不同应力差条件下定向射孔压裂 SRA 分别为 0.653、0.553、0.516、0.484、0.474 m²,随应力差的增大而逐渐降低,但裂缝的开度却逐渐增大(图 5c);同时 SRA 差异系数也逐渐增大,裂缝不均匀扩展程度增加(图 6)。

3.2 射孔参数

射孔压裂过程中,射孔参数(射孔深度、射孔直径和射孔密度)设计对水力裂缝起裂影响显著,而射孔参数选择不当将导致近井筒水力裂缝复杂化、畸形、曲折度高,降低水力裂缝的连通性,对主缝的形成及支撑剂铺置极为不利。因此,探讨不同射孔参数对定向射孔压裂的影响至关重要。

3.2.1 射孔深度

本文设计了 0.2、0.4、0.6、0.8 m 射孔深度对水

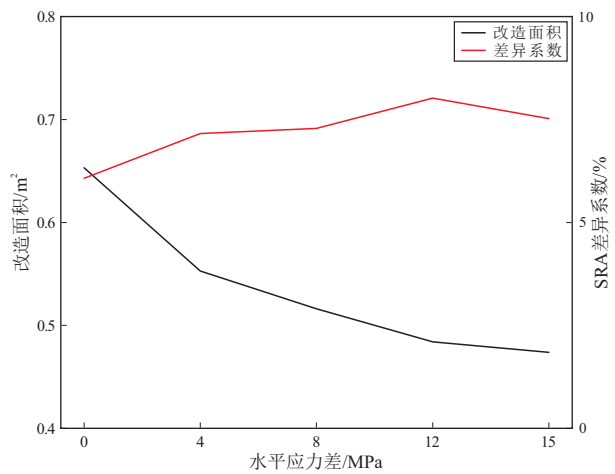


图 6 不同水平应力差下射孔压裂改造效果

Fig.6 Modification effects of perforation fracturing under different horizontal stress differences

力裂缝起裂和扩展的影响(图 7),当射孔深度为 0.2 m 和 0.4 m 时,所有射孔均起裂,但随着流体的注入,应力阴影作用导致裂缝扩展不均匀;而当射孔达到 0.6 m 和 0.8 m 时,裂缝的起裂—扩展模式基本类似,即两侧裂缝均匀发育对中部裂缝形成抑制,以及中部裂缝发育对侧翼裂缝的抑制,且裂缝起裂不均匀。图 8a 为不同射孔深度下的压力曲线,当射孔深度由 0.2 m 增加到 0.4、0.6、0.8 m 时,

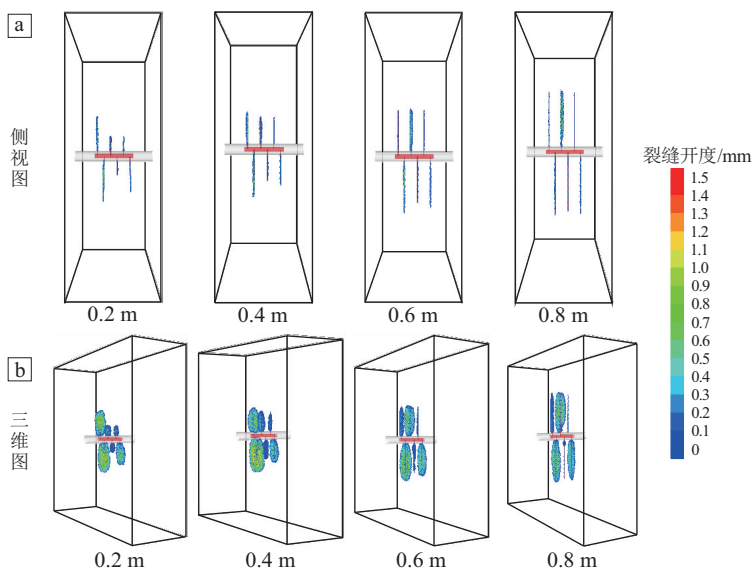


图 7 不同射孔深度下裂缝的形态

Fig.7 Fracture morphologies under different perforation depths

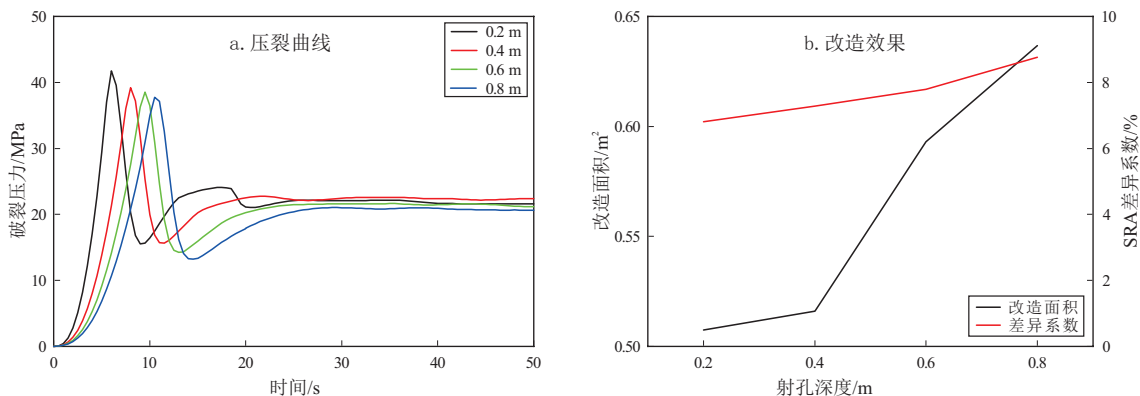


图 8 不同射孔深度下压裂效果

Fig.8 Hydraulic fracturing effects under different perforation depths

射孔起裂压力逐渐降低,分别降低了 6.14%、7.67%、9.56%。而对于深部煤岩的高压环境,通过工程措施降低煤岩的起裂压力将极大节约工程成本。

此外,不同射孔深度下射孔压裂 SRA 和 SRA 差异系数较大(图 8b),相对于射孔深度 0.2 m,随射孔深度增大(0.4、0.6、0.8 m),SRA 分别增大了 1.69%、16.86%、25.48%,射孔压裂效果显著增强;而 SRA 差异系数却增幅较小。由此可见,增加射孔深度可显著增加深部煤岩的改造效果且减低压裂难度,有利于深部煤层气的开发。

3.2.2 射孔直径

为研究射孔直径对裂缝起裂和扩展的控制作用,本文模拟了射孔直径为 12、16、20、24、28 mm 时水力裂缝扩展特征。由图 9 可见,裂缝的不均匀起裂扩展问题依然存在,当射孔直径为 12 mm 时,6 个射孔均起裂,但随流体的持续注入,裂缝的不

均匀扩展趋向显著;随着射孔直径的进一步增加,射孔不能均匀起裂的问题开始显现,当射孔直径为 20、24、28 mm 时,均存在不能起裂的射孔。而射孔直径的增加却可以显著降低煤储层的起裂压力(图 10a),起裂压力由射孔直径 12 mm 时的 39.171 MPa,逐渐降低为 37.542、36.092、34.849、34.732 MPa,最大降幅可达 11.03%,但在射孔直径大于 24 mm 时,射孔起裂压力趋向稳定。

此外,不同射孔直径条件下射孔压裂 SRA 以及 SRA 差异系数变化规律如图 10b 所示,随着射孔直径的增加,SRA 呈现逐渐减小的趋势,裂缝的不均匀扩展显著增大。因此,射孔直径的增加虽然降低了工程难度,但压裂改造效果却逐渐变差。

3.2.3 射孔密度

射孔密度对水力裂缝扩展影响同样显著,而较高的射孔密度使射孔间距减小,提高水力裂缝间的

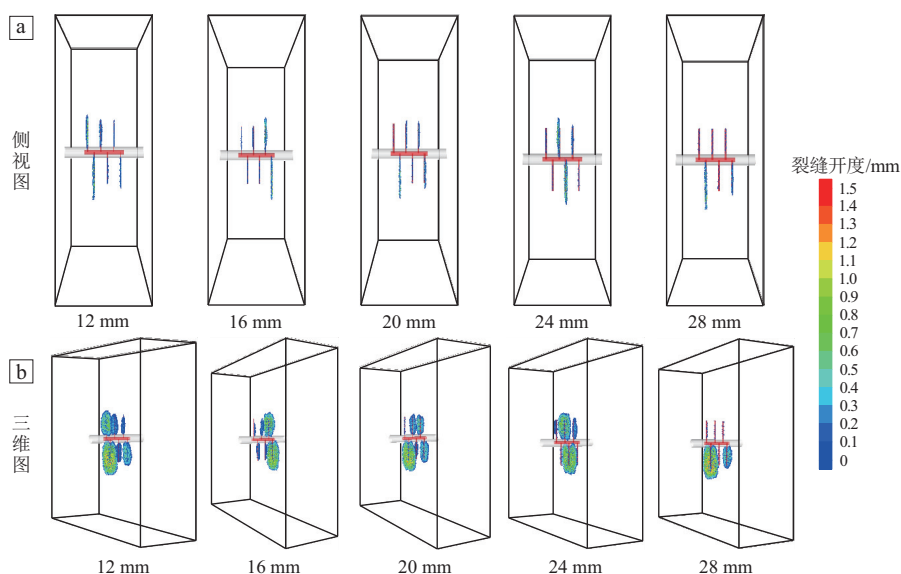


图 9 不同射孔直径下水力裂缝形态

Fig.9 Hydraulic fracture morphologies under different perforation diameters

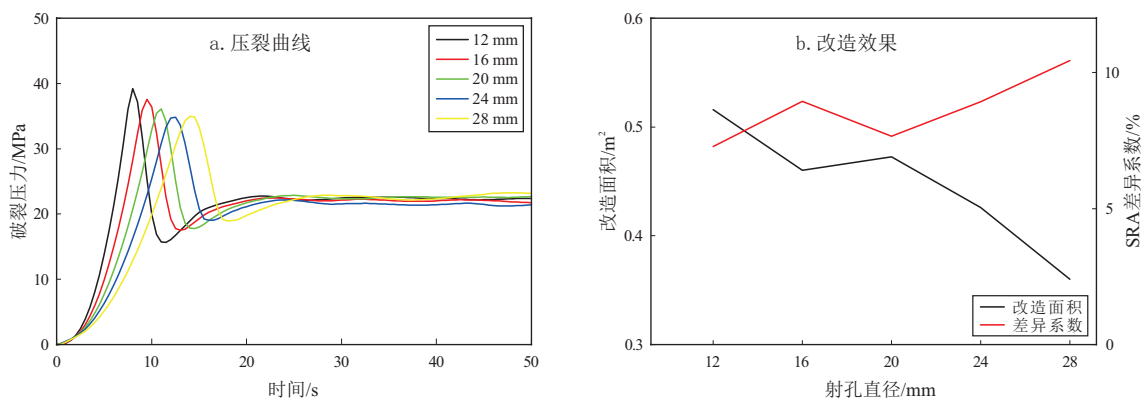


图 10 不同射孔直径下的压裂效果

Fig.10 Hydraulic fracturing effects under different perforation diameters

相互作用,导致裂缝扩展不均匀^[31]。因此,建立了 8、12、16、20 孔/m 的水力压裂模型,研究了不同密度下水力裂缝扩展特征。由图 11 可见,射孔的差异起裂扩展特征依然显著,主裂缝为平面状裂缝,但随着射孔密度的增加,未起裂射孔数量也逐渐增加。当射孔密度为 8 孔/m 和 12 孔/m 时,射孔均起裂,但裂缝面积差异较大;当射孔密度为 16 孔/m 和 20 孔/m 时,未起裂射孔数量分别为 4 个和 5 个,但起裂裂缝均匀扩展。结合图 12a 可以看出,不同射孔密度对煤岩的破裂压力影响较小^[36],主要对裂缝形态影响较为显著;且裂缝开度也随射孔密度的增加而逐渐减小(图 11b)。

此外,不同射孔密度下射孔压裂改造效果差异显著(图 12b),随射孔密度增加,SRA 显著增加,水力裂缝的不均匀扩展程度显著减低。因此,射孔密度的增加往往可以取得较好的压裂效果^[46]。

4 结论

(1)随着弹性模量的增加,深部煤层的开采难度增大,主要表现为煤岩破裂压力显著增大,最大可达 13.40%,但改造面积(SRA)与 SRA 差异系数也逐渐增大,裂缝不均匀扩展增强,且有利于形成长一窄缝。水平应力差的增大,导致不同水力裂缝间的交互作用减弱,SRA 减小,而 SRA 差异系数和裂缝开度增大。

(2)射孔参数的设计优化对水力裂缝的影响较大,射孔深度和直径的增加可显著降低深部煤岩的破裂压力,而射孔密度对破裂压力的影响不显著。射孔深度的增大可显著提升 SRA,且裂缝整体扩展均匀;而射孔直径的增加却造成 SRA 减小和 SRA 差异系数增大;射孔密度与 SRA 成正比,但造成部分射孔的起裂效果较差。

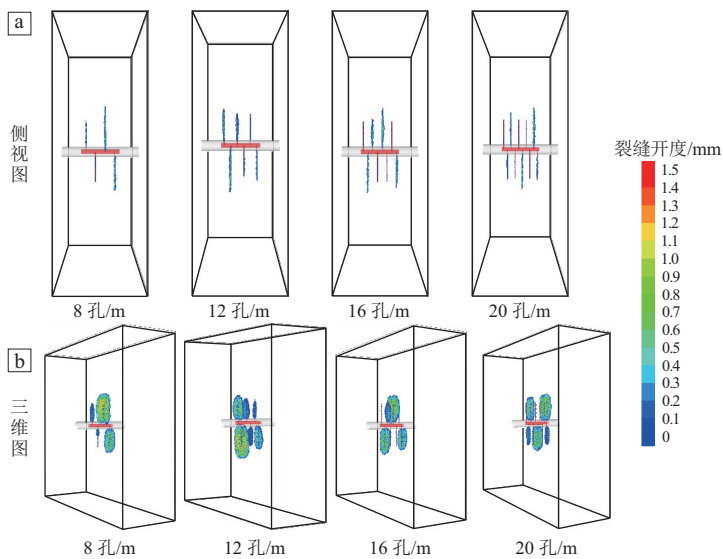


图 11 不同射孔密度下水力裂缝形态

Fig.11 Hydraulic fracture morphologies under different perforation densities

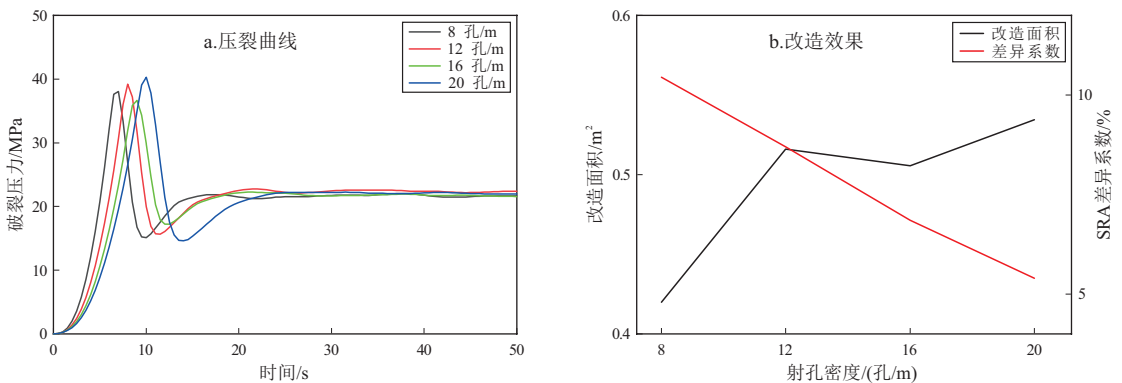


图 12 不同射孔密度下的压裂效果

Fig.12 Hydraulic fracturing effects under different perforation densities

(3) 基于三维离散格子法分析了射孔参数对深部煤岩射孔压裂水力裂缝起裂、扩展特征的影响,认为在工程实践中,在保证套管强度条件下,适当增加射孔深度和射孔密度,降低射孔直径,可显著提升射孔压裂成效。

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors declare no relevant conflict of interests.

作者贡献/Authors' Contributions

黄树新、李松、陈博参与实验设计、完成实验操作,并参与论文写作和修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

HUANG Shuxin, LI Song, and CHEN Bo designed the experiment, completed the experimental operation, and drafted and revised the manuscript. All authors have read the final version of the paper and consented to its submission.

参考文献:

[1] JIA Li, PENG Shoujian, XU Jiang, et al. Investigation on gas

drainage effect under different borehole layout via 3D monitoring of gas pressure[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2022, 101: 104522.

[2] ZHANG Zetian, XIE Heping, ZHANG Ru, et al. Size and spatial fractal distributions of coal fracture networks under different mining-induced stress conditions [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2020, 132: 104364.

[3] LI Song, TANG Dazhen, PAN Zhejun, et al. Geological conditions of deep coalbed methane in the eastern margin of the Ordos Basin, China; implications for coalbed methane development[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 53: 394-402.

[4] 康永尚, 皇甫玉慧, 张兵, 等. 含煤盆地深层“超饱和”煤层气形成条件[J]. 石油学报, 2019, 40(12): 1426-1438.

KANG Yongshang, HUANGFU Yuhui, ZHANG Bing, et al. Formation conditions for deep oversaturated coalbed methane in coal-bearing basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(12): 1426-1438.

[5] LI Song, QIN Yong, TANG Dazhen, et al. A comprehensive review of deep coalbed methane and recent developments in China [J]. International Journal of Coal Geology, 2023, 279: 104369.

[6] 桑树勋, 韩思杰, 周效志, 等. 华东地区深部煤层气资源与勘

- 探开发前景初探[J].油气藏评价与开发,2023,13(4):403-415.
- SANG Shuxun, HAN Sijie, ZHOU Xiaozhi, et al. Deep coalbed methane resource and its exploration and development prospect in East China[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(4): 403-415.
- [7] 聂志宏, 时小松, 孙伟, 等. 大宁—吉县区块深层煤层气生产特征与开发技术对策[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 193-200.
- NIE Zhihong, SHI Xiaosong, SUN Wei, et al. Production characteristics of deep coalbed methane gas reservoirs in Daning-Jixian block and its development technology countermeasures[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 193-200.
- [8] 张鹏豹, 肖宇航, 朱庆忠, 等. 深层倾斜风化煤层特征及其对煤层气开发的影响: 以河北大城区块南部为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(11): 86-96.
- ZHANG Pengbao, XIAO Yuhang, ZHU Qingzhong, et al. Characteristics of deep inclined weathered coalbed reservoir and its influence on coalbed methane development: a case study of the southern Dacheng block of Hebei Province [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(11): 86-96.
- [9] 桑树勋, 郑司建, 王建国, 等. 岩石力学地层新方法在深部煤层气勘探开发“甜点”预测中的应用[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1840-1853.
- SANG Shuxun, ZHENG Sijian, WANG Jianguo, et al. Application of new rock mechanical stratigraphy in sweet spot prediction for deep coalbed methane exploration and development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1840-1853.
- [10] 杨兆彪, 李存磊, 郭巧珍, 等. 新疆准噶尔盆地白家海凸起深部煤层气不同赋存态分配规律[J/OL]. 中国矿业大学学报, 1-11 (2024-09-29). <https://www.cnki.com.cn/Article/CJFD-Total-ZGKD20240927001.htm>.
- YANG Zhaobiao, LI Cunlei, GUO Qiaozhen, et al. Distribution patterns of various occurrence states of deep coalbed methane in the Baijiahai Uplift, Junggar Basin, Xinjiang [J/OL]. Journal of China University of Mining & Technology, 1-11 (2024-09-29). <https://www.cnki.com.cn/Article/CJFDTotal-ZGKD20240927001.htm>.
- [11] 明盈, 孙豪飞, 汤达祯, 等. 四川盆地上二叠统龙潭组深—超深部煤层气资源开发潜力[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 102-112.
- MING Ying, SUN Haofei, TANG Dazhen, et al. Potential for the production of deep to ultradeep coalbed methane resources in the Upper Permian Longtan Formation, Sichuan Basin [J]. Coal Geology and Exploration, 2024, 52(2): 102-112.
- [12] 冯义, 任凯, 刘俊田, 等. 深层煤层气水平井安全钻井技术[J]. 钻采工艺, 2024, 47(3): 33-41.
- FENG Yi, REN Kai, LIU Juntian, et al. Safe drilling technology for deep CBM horizontal wells [J]. Drilling and Production Technology, 2024, 47(3): 33-41.
- [13] 梁龙军, 陈捷, 颜智华, 等. 六盘水煤田大倾角地层煤层气 L 型水平井钻完井技术[J]. 断块油气田, 2023, 30(4): 616-623.
- LIANG Longjun, CHEN Jie, YAN Zhihua, et al. Drilling and completion technology of L-shaped horizontal wells for coalbed methane in high-dip formation in Liupanshui coalfield [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(4): 616-623.
- [14] 姚红生, 陈贞龙, 何希鹏, 等. 深部煤层气“有效支撑”理念及创新实践: 以鄂尔多斯盆地延川南煤层气田为例 [J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 97-106.
- YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, HE Xipeng, et al. “Effective support” concept and innovative practice of deep CBM in South Yanchuan Gas Field of the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 97-106.
- [15] PU Yifan, LI Song, TANG Dazhen, et al. Numerical simulation study on the effectiveness of temporary plugging and fracturing in deep coal seam to construct complex fracture network [J]. Geoenery Science and Engineering, 2023, 227: 211939.
- [16] 陈贞龙. 延川南深部煤层气田地质单元划分及开发对策[J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49(2): 13-20.
- CHEN Zhenlong. Geological unit division and development countermeasures of deep coalbed methane in southern Yanchuan block [J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 13-20.
- [17] 陈贞龙, 郭涛, 李鑫, 等. 延川南煤层气田深部煤层气成藏规律与开发技术[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(9): 112-118.
- CHEN Zhenlong, GUO Tao, LI Xin, et al. Enrichment law and development technology of deep coalbed methane in South Yanchuan Coalbed Methane Field [J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 112-118.
- [18] 薛洋. WC-X1 井空心斜向器与定向射孔技术研究及应用 [J]. 复杂油气藏, 2023, 16(1): 114-117.
- XUE Yang. Research and application of hollow whipstock and directional perforation technology in well WC-X1 [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(1): 114-117.
- [19] 李可心, 张聪, 李俊, 等. 沁水盆地南部煤层气水平井射孔优化[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(5): 581-589.
- LI Kexin, ZHANG Cong, LI Jun, et al. Optimization of perforation in CBM horizontal wells in southern Qinshui Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(5): 581-589.
- [20] 刘合, 王峰, 王毓才, 等. 现代油气井射孔技术发展现状与展望[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 731-737.
- LIU He, WANG Feng, WANG Yucan, et al. Oil well perforation technology: status and prospects [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 731-737.
- [21] 赵成龙, 王俊石, 卢启敬. 现代油气井射孔技术发展现状与展望[J]. 石化技术, 2022, 29(8): 216-218.
- ZHAO Chenglong, WANG Junshi, LU Qijing. Oil well perforation technology: status and prospects [J]. Petrochemical Industry Technology, 2022, 29(8): 216-218.
- [22] MILLER C K, WATERS G A, RYLANDER E I. Evaluation of production log data from horizontal wells drilled in organic shales [C]//North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. The Woodlands, Texas, USA; OnePetro, 2011: SPE-144326-MS.
- [23] LI Yuwei, HUBUQIN, WU Jing, et al. Optimization method of oriented perforation parameters improving uneven fractures initiation for horizontal well fracturing [J]. Fuel, 2023, 349: 128754.
- [24] ZHANG Jun, LI Yuwei, PAN Yishan, et al. Experiments and analysis on the influence of multiple closed cemented natural

- fractures on hydraulic fracture propagation in a tight sandstone reservoir[J]. *Engineering Geology*, 2021, 281: 105981.
- [25] 张儒鑫, 侯冰, 单清林, 等. 致密砂岩储层水平井螺旋射孔参数优化研究[J]. *岩土工程学报*, 2018, 40(11): 2143-2147. ZHANG Ruxin, HOU Bing, SHAN Qinglin, et al. Parameter optimization of spiral perforations in horizontal well with tight sandstone reservoir[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2018, 40(11): 2143-2147.
- [26] ZHANG Ruxin, HOU Bing, SHAN Qinglin, et al. Hydraulic fracturing initiation and near-wellbore nonplanar propagation from horizontal perforated boreholes in tight formation[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 55: 337-349.
- [27] LI Minghui, ZHOU Fujian, DONG Enjia, et al. Experimental study on the multiple fracture simultaneous propagation during extremely limited-entry fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 218: 110906.
- [28] GUO Peng, LI Xiao, LI Shouding, et al. Experimental investigation of simultaneous and asynchronous hydraulic fracture growth from multiple perforations in shale considering stress anisotropy[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2023, 56(11): 8209-8220.
- [29] 单清林, 金衍, 韩玲, 等. 水平井螺旋射孔参数对近井筒裂缝形态影响规律[J]. *石油科学通报*, 2017, 2(1): 44-52. SHAN Qinglin, JIN Yan, HAN Ling, et al. Influence of spiral perforation parameters on fracture geometry near horizontal wellbores[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2017, 2(1): 44-52.
- [30] LI Jing, WANG Lixiang, FENG Chun, et al. Study on the influence of perforation parameters on hydraulic fracture initiation and propagation based on CDEM[J]. *Computers and Geotechnics*, 2024, 167: 106061.
- [31] SHAN Qinglin, ZHANG Ruxin, JIANG Yujing. Complexity and tortuosity hydraulic fracture morphology due to near-wellbore nonplanar propagation from perforated horizontal wells[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 89: 103884.
- [32] LIAN Zhangua, MENG Yingfeng, TONG Min. A new method of numerical simulation for perforation completion of fracture formation[C]//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Brisbane, Australia; SPE, 2000.
- [33] ZHANG Guangqing, CHEN Mian. Complex fracture shapes in hydraulic fracturing with orientated perforations[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(1): 103-107.
- [34] ZHANG F, MACK M. Modeling of hydraulic fracture initiation from perforation tunnels using the 3D lattice method[C]//50th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. Houston, Texas: OnePetro, 2016: ARMA-2016-534.
- [35] HUANG Liuke, LIU Jianjun, ZHANG Fengshou, et al. 3D lattice modeling of hydraulic fracture initiation and near-wellbore propagation for different perforation models[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 191: 107169.
- [36] WANG Xiaohua, TANG Meirong, DU Xianfei, et al. Three-dimensional experimental and numerical investigations on fracture initiation and propagation for oriented limited-entry perforation and helical perforation[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2023, 56(1): 437-462.
- [37] 付海峰, 黄刘科, 张丰收, 等. 射孔模式对水力压裂裂缝起裂与扩展的影响机制研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 2021, 40(S2): 3163-3173. FU Haifeng, HUANG Liuke, ZHANG Fengshou, et al. Effect of perforation technologies on the initiation and propagation of hydraulic fracture[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2021, 40(S2): 3163-3173.
- [38] 赵凯凯, 张镇, 李文洲, 等. 基于 XSite 的钻孔起裂水力裂缝三维扩展研究[J]. *岩土工程学报*, 2021, 43(8): 1483-1491. ZHAO Kaikai, ZHANG Zhen, LI Wenzhou, et al. Three-dimensional simulation of hydraulic fracture from a borehole using XSite[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2021, 43(8): 1483-1491.
- [39] 柳贡慧, 庞飞, 陈治喜. 水力压裂模拟实验中的相似准则[J]. *石油大学学报(自然科学版)*, 2000, 24(5): 45-48. LIU Gonghui, PANG Fei, CHEN Zhixi. Development of scaling laws for hydraulic fracture simulation tests[J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 2000, 24(5): 45-48.
- [40] 郭天魁, 刘晓强, 顾启林. 射孔井水力压裂模拟实验相似准则推导[J]. *中国海上油气*, 2015, 27(3): 108-112. GUO Tiankui, LIU Xiaoqiang, GU Qilin. Deduction of similarity laws of hydraulic fracturing simulation experiments for perforated wells[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2015, 27(3): 108-112.
- [41] 侯冰, 陈勉, 李志猛, 等. 页岩储集层水力裂缝网络扩展规模评价方法[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(6): 763-768. HOU Bing, CHEN Mian, LI Zhimeng, et al. Propagation area evaluation of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(6): 763-768.
- [42] LECAMPION B, BUNGER A, ZHANG Xi. Numerical methods for hydraulic fracture propagation: a review of recent trends[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 49: 66-83.
- [43] CONG Ziyuan, LI Yuwei, TANG Jizhou, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture height layer-through propagation based on three-dimensional lattice method[J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2022, 264: 108331.
- [44] GU Hongren, SIEBRITS E. Effect of formation modulus contrast on hydraulic fracture height containment[J]. *SPE Production & Operations*, 2008, 23(2): 170-176.
- [45] BRUMLEY J L, ABASS H H. Hydraulic fracturing of deviated wells; interpretation of breakdown and initial fracture opening pressure[C]//SPE Eastern Regional Meeting. Columbus, Ohio: SPE, 1996: SPE-37363-MS.
- [46] 余前港. 螺旋射孔裂缝扩展规律及不同储层压裂优化研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2023. YU Qiangang. Study on fracture propagation law of spiral perforation and optimization of fracturing for different reservoirs[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2023.