



陆相页岩水力裂缝扩展特征与演化规律研究

李明宇¹, 王鑫尧¹, 王 春², 李 硕¹, 李颂周²

(1. 辽宁工业大学 土木建筑工程学院, 辽宁 锦州 121001;

2. 山西冶金岩土工程勘察有限公司, 山西 太原 030002)

摘要: 水力裂缝的扩展特征与演化规律对于页岩油的高效开发具有重要意义。文章结合陆相页岩储层特征开展了一系列离散元数值计算, 系统分析了垂向应力差、注入速率和压裂液黏度对水力裂缝扩展特征的影响。结果表明: 垂向应力差为 4 MPa 时, 形成的裂缝网络最为复杂, 注入速率从 0.01 m²/s 提升至 0.03 m²/s, 最大裂纹孔径增大 34.1%, 破裂压力降低 7.3%。黏度从 0.001 Pa·s 增加到 1 Pa·s, 最大裂纹孔径增大 25.0%, 破裂压力增大 20.9%。本文研究结果可为非常规油气储层的高效开发提供技术参考。

关键词: 陆相页岩; 水力裂缝; 扩展特征; 地应力; 压裂参数

中图分类号: TE357

文献标志码: A

文章编号: 1673-8993(2026)03-0010-08

doi:10.13402/j.gcjs.2026.03.025

Study on the propagation characteristics and evolution laws of hydraulic fractures in continental shale

LI Mingyu¹, WANG Xinyao¹, WANG Chun², LI Shuo¹, LI Songzhou²

(1. School of Civil Engineering, Liaoning University of Technology, Jinzhou 121001, Liaoning, China;

2. Shanxi Metallurgical Geotechnical Engineering Survey Co., Ltd., Taiyuan 030002, Shanxi, China)

Abstract: The propagation characteristics and evolution mechanisms of hydraulic fractures are of great significance for the efficient development of shale oil resources. In this study, a series of discrete element numerical simulations were conducted, incorporating the characteristics of continental shale reservoirs, to systematically analyze the effects of vertical stress difference, injection rate, and fracturing fluid viscosity on hydraulic fracture propagation. The results demonstrate that the fracture network reaches its highest complexity at a vertical stress difference of 4 MPa. When the injection rate increases from 0.01 m²/s to 0.03 m²/s, the maximum fracture aperture increases by 34.1%, while the breakdown pressure decreases by 7.3%. As the viscosity rises from 0.001 Pa·s to 1 Pa·s, the maximum fracture aperture increases by 25.0%, and the breakdown pressure increases by 20.9%. These findings provide valuable technical insights for the efficient development of unconventional oil and gas reservoirs.

Key words: continental shale; hydraulic fracture; propagation characteristics; in-situ stress; fracturing parameters

中国陆相页岩油作为一种重要的非常规油气资源, 主要分布在鄂尔多斯、渤海湾、松辽等盆地, 具有沉积相变快, 黏土矿物含量高, 非均质

性强, 原油密度大等特点^[1]。在实际开发过程中, 通常需采用储层改造技术, 以人工的方式在储层内形成复杂的裂缝网络, 从而扩大页岩油的解吸

收稿日期: 2025-09-22

基金项目: 辽宁省科技计划联合计划(自然科学基金-博士科研启动项目)(2025-BSLH-113)

作者简介: 李明宇(2000—), 男, 硕士研究生, 从事水力压裂研究。

通信作者: 王鑫尧(1987—), 男, 博士, 讲师, 从事油气田开采优化及诱发地震监测与评价方面的研究。

空间,提升渗流能力^[2]。

水力裂缝的扩展形态与分布规律的准确评估,是评价压裂改造效果的关键依据^[3]。在特低孔、特低渗的页岩中,天然裂缝对总孔隙度的贡献微乎其微仅占 0.09%,但对渗透率的提升是数量级的,高达 0.28 mD(毫达西)^[4]。这意味着发育的天然裂缝系统是缝网形成的物质基础^[5]。天然裂缝发育密集区域,油气井常表现出较高的生产峰值和累计产量,这主要得益于天然裂缝网络优越的连通性,为油气储集和运移提供了有利条件^[6]。

应力差为缝网形成提供了力学保障,并显著影响裂缝的几何形态与延伸轨迹^[7-8]。在鄂尔多斯盆地临兴地区深部煤储层中,水平应力差 $\Delta\sigma$ 在 3~6 MPa 时易形成复杂缝,当 $\Delta\sigma$ 提升至 6~10 MPa,裂缝逐渐转向最大主应力方向,当 $\Delta\sigma$ 大于 10 MPa 时,则形成单一缝^[9]。RU 等^[10]发现在水平应力差较大区域,水力裂缝几乎全部穿越天然裂缝,需通过暂堵、多段压裂等工艺人为制造转向,才能形成复杂缝网。在深层页岩压裂中,高地应力差(>10 MPa)下,裂缝更易穿透层理和天然裂缝,形成复杂缝网,但天然裂缝胶结强度高,即使应力差大,也可能形成单一缝^[11]。这说明地应力差不是唯一控制因素,地质结构的力学性质同样关键^[12]。

高注入速率能提升缝内压力,有利于激活天然裂缝,促进其张开或发生剪切滑移,进而形成更为复杂的裂缝网络^[13]。白岳松等^[14]研究发现在较低压裂液黏度(<65 MPa·s)和注液速率(3 mL/s)的条件下,裂缝内压力低且分布均匀,水力裂缝倾向于沿层理面扩展;在较高黏度(>66 MPa·s)和速率(30 mL/s)的条件下,缝内压力高且分布不均,裂缝更易穿过层理面竖向扩展。综合来看,高注入速率可激活远离主裂缝的天然裂缝,促进裂缝扩展和分支形成^[15],从而提高缝网复杂度^[16]。

然而,现有研究多聚焦于单一地质或工程因素对水力裂缝扩展行为的影响,而关于地应力与注入速率共同作用的研究较少。针对以上不足,本文将构建离散元数值模型,系统研究应力比、压裂液黏度及垂向应力差与注入速率共同作用对

裂缝扩展特征、破裂压力及最大裂纹孔径的影响规律,旨在揭示垂向应力差与注入速率共同作用下裂缝网络的形成机制,为陆相页岩储层压裂设计提供理论支持与优化策略。

1 工程背景

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长 72 段蕴藏有丰富的石油资源,该段地层岩性复杂,属深湖-半深湖沉积相,厚度为 90~130 m。本研究的目标层组取自长 72 段,岩芯长度约 14 m,岩性以黑色-灰黑色油页岩和泥页岩为主,夹褐色凝灰岩及薄层砂岩,可见液化砂岩脉、黄铁矿和沥青如图 1 所示。



图 1 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长 72 段岩层

结合相关文献[17-18]中室内试验数据确定该地区储层岩石的力学参数如表 1 所示。

表 1 岩石的力学参数

密度/ ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	弹性模 量/GPa	泊松比/ GPa	抗拉强 度/MPa	抗压强 度/MPa
2 140	24	0.25	2.76	44.44

2 本构模型与参数确定

2.1 模型尺寸

模型尺寸为 5 m×10 m,采用 Voronoi 镶嵌技术生成多边形块体,模拟水力裂缝沿弱节理面自由扩展的过程。随机分布的节理使得水力裂缝具有更多可能的扩展方向和转向机会,有助于形成连通性高、形态复杂的裂缝网络^[19-20]。模型上下面施加垂直主应力(σ_y),左右面施加水平主应力(σ_x),如图 2 所示。在模型的中心处施加一个注水点,随后以恒定流量不断向注水点注水,直至

裂缝发育扩展。

2.2 本构模型

岩体由离散的、可变形的块体组成,通过节理相互作用,这些岩块均为各向同性弹性材料且不透水。节理选用面接触的摩尔-库伦滑移模型,流体只允许通过节理流动,节理被视为不同块体间具有黏聚力和摩擦力的接触面。研究采用完全耦合的流体-力学分析,其中裂缝内的流体流动取决于力学变形,而流体中的孔隙压力又会影块体系统的力学响应。块体间的裂隙空间被处理为域网络,每个域均假设为压力流体填充且与相邻域连通。当相邻域间存在流体压力差 ΔP 时,将产生流体流动。根据接触类型的不同,流量采用两种计算方式:对于点接触(即角-边接触或角-角接触),流量 q 满足:

$$q = -k_c \Delta P \quad (1)$$

式中: q 为流量, m^2/s ; k_c 是与区域几何形状有关的接触渗透率参数。在没有重力的情况下, ΔP 是两个域之间的压差,MPa。

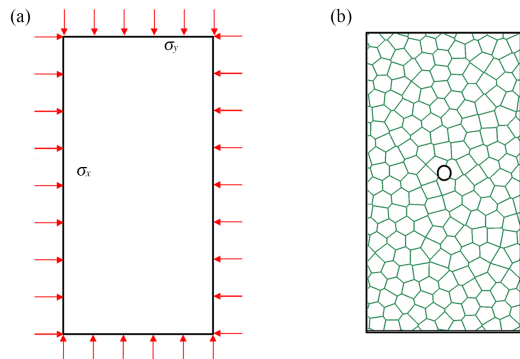
采用平面裂缝内流动的三次定律,流速为

$$q_1 = -ka^3 \frac{\Delta P}{l} \quad (2)$$

式中: q_1 为流速, m/s ; k 为节理渗透系数; a 为节理水力孔径, m ; l 为接触长度, m 。液压孔径 a 由下式给出。

$$a = a_0 + u_n \quad (3)$$

式中: a_0 为零法向有效应力时的孔径, m ; U_n 为接触法向位移, m ;由法向应力和岩石性质控制。



(a) 水力压裂模型; (b) 岩体节理模型

图2 水力压裂模型与节理划分

2.3 参数确定

结合相关文献^[21-23]确定结构面的力学参数和

流体参数如表2、3所示。

表2 结构面的力学参数

法相 刚度/ ($\text{GPa} \cdot \text{m}^{-1}$)	剪切 刚度/ ($\text{GPa} \cdot \text{m}^{-1}$)	黏聚 力/MPa	摩擦 角/($^\circ$)	最小容 许开 度/m	零法相 应力开 度/m
2 150	2 420	140	45	2×10^{-5}	3×10^{-4}

表3 流体参数

流体黏 度/($\text{Pa} \cdot \text{s}$)	体密度/ ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	流体模 量/MPa
0.001	1 000	200

3 陆相页岩水力裂缝扩展特征及演化规律分析

水力压裂过程中,裂缝的形成会显著改变岩体的渗透率,而渗透率的变化又反过来影响裂缝的扩展与延伸。这一复杂的物理过程涉及多种因素,包括岩体力学性质、地应力分布以及压裂液的性质等。本文通过建立数值模型,着重研究应力比、垂向应力差、注入速率和流体黏度对裂缝形态、最大裂纹孔径、破裂压力的影响。

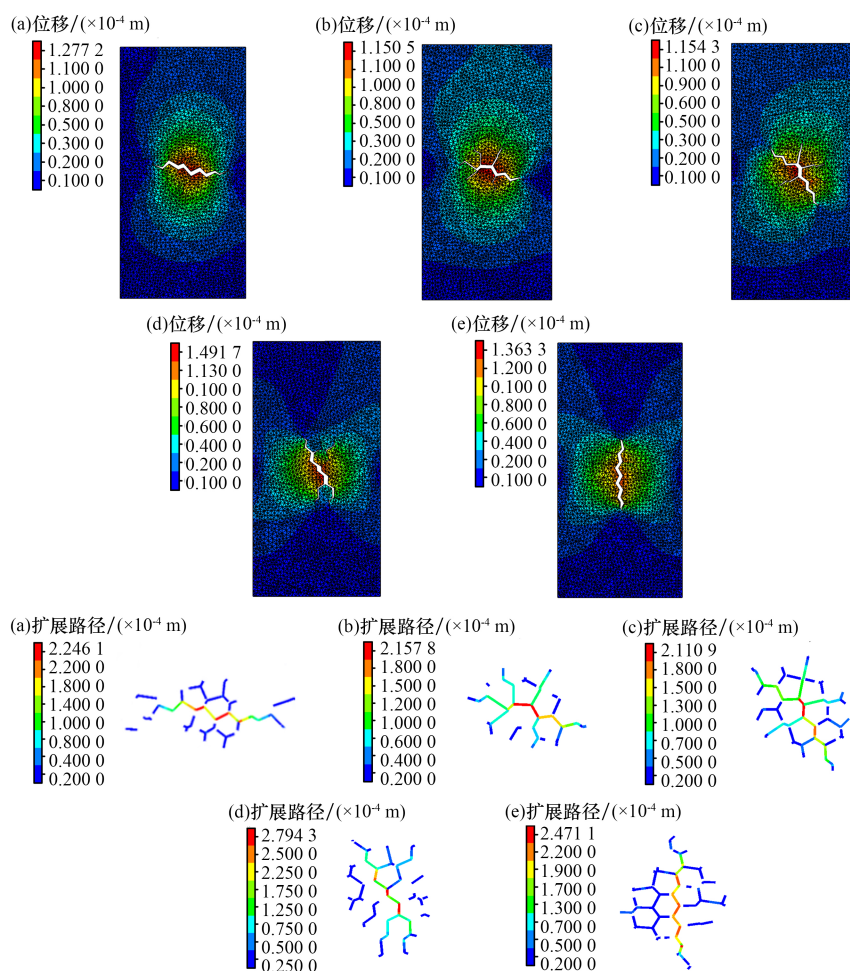
3.1 应力比对水力裂缝扩展路径的影响分析

地应力的分布决定了起裂压力、裂缝扩展方向和裂缝演化长度。本文从两个方面研究了地应力条件的影响,即应力比和应力大小。横向和纵向边界条件分别为施加应力 σ_x 和 σ_y ,两者的关系为 $\sigma_y = K \cdot \sigma_x$,其中 K 为应力比,各应力条件如表4所示。

表4 模型中不同应力条件

编号	σ_x/MPa	σ_y/MPa	K
1	10	8	0.8
2	10	9	0.9
3	10	10	1
4	10	11	1.1
5	10	12	1.2

表4中固定了 σ_x 的大小,通过改变 σ_y 的大小使应力比 K 在0.8到1.2范围内变化。随着应力比的变化,裂缝的扩展方向发生相应改变,最大主应力的方向也随之调整。随着应力比的增大,裂缝扩展方向逐渐由竖直方向转为水平方向,如图3所示。



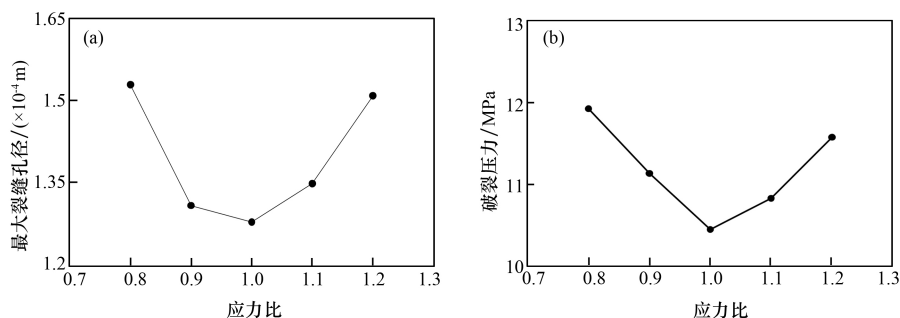
应力比: (a) 0.8; (b) 0.9; (c) 1.0; (d) 1.1; (e) 1.2

图 3 不同应力比下的位移云图与裂纹扩展路径

由图 3 可知, 当应力比 < 1 时, 裂缝主要沿垂直方向持续扩展; 当应力比为 1 时, 扩展方向与水平方向约成 45° 角; 而当应力比 > 1 时, 扩展方向转向水平方向。上述结果表明, 水力裂缝的扩展方向始终平行于最大主应力方向。

应力比对最大裂纹开度及破裂压力的影响规

律如图 4 所示。由图 4 可知, 随着应力比的增大, 最大裂缝开度与破裂压力均呈先下降后上升的趋势, 分别表现出“U”型与“V”型的分布特征。当应力比 < 1 时, 最大裂纹开度与破裂压力均随应力比的增大而降低; 而当应力比 > 1 时, 二者则随应力比的增大而升高。当水平向应力较垂向应力



(a) 不同应力比的最大裂纹开度; (b) 岩体不同应力比的破裂压力

图 4 不同应力比下裂纹开度与岩体破裂压力

高 2 MPa 时, 最大裂纹孔径和破裂压力分别比垂向应力较水平向应力高 2 MPa 时增大 1.6% 和 3.9%。

3.2 垂向应力差和注入速率对水力裂缝扩展路径的影响分析

垂向应力差和注水速率是调控水力压裂过程中裂缝扩展行为的关键参数。注水速率的变化会直接影响地层孔隙压力和流体驱替效果, 从而影响裂缝的起裂与延伸。在本模型中, 最小水平应力固定为 10 MPa, 垂向应力分别取 14、16、18 MPa, 对应的垂向应力差 $\Delta\sigma$ 分别为 4、6、8 MPa。结合表 1~3 中的力学参数, 针对每一应力差条件, 分别设置 0.01、0.02、0.03 m^2/s 这 3 种注入速率进行数值计算与分析。不同注水速率条件下随机节理岩体中水力裂缝的分布形态如图 5 所示。

从图 5 可以看出, 当 $\Delta\sigma = 4$ MPa 时, 压裂裂缝在水平与垂直方向上均发生扩展, 形成了相对复杂的裂缝网络, 但垂直方向的延伸范围较为有限。当 $\Delta\sigma = 6$ MPa 时, 裂缝分支数量减少, 垂直延伸程度有所增加, 裂缝网络形态趋于简化。当 $\Delta\sigma = 8$ MPa 时, 裂缝主要沿垂直方向扩展, 仅有少量层理面被激活, 且规模较小, 整体缝网结构较为简单。在不同垂向应力差条件下, 提高注入速率均有助于促进裂缝网络的复杂化发育, 并扩

大裂缝在空间中的展布范围。

随着主应力不断增大, 水力裂缝的数量会明显减少。从地质力学角度来看, 较大的应力差往往出现在埋深较大的岩层中, 这类岩层中原有的天然裂缝多处于闭合状态, 渗透性较差。因此, 水力裂缝若要继续扩展, 就必须克服高地应力带来的高闭合应力, 才能实现稳定有效的延伸。

同一垂向应力差下, 最大裂纹孔径随注入速率增大而显著增大, 如图 6 所示。

由图 6 可知垂向应力差为 4 MPa, 注入速率从 0.01 m^2/s 提升至 0.03 m^2/s , 最大裂纹孔径增大了 34.1%, 破裂压力降低了 7.3%。在同一注入速率下, 最大裂纹孔径随垂向应力差增大先增后减。破裂压力几乎总是随垂向应力差增大而升高, 在 0.01 m^2/s 速率下, 应力差从 4 MPa 增至 8 MPa, 破裂压力上升了 26.7%。这表明更高的注入速率可能在更短的时间内达到破裂临界点, 略微降低了瞬时破裂压力。

3.3 流体黏度对水力裂缝扩展路径的影响分析

黏度是压裂过程中的关键参数之一, 其取值通常为 0.001 ~ 1 $\text{Pa}\cdot\text{s}$ 。本文研究了 4 种不同黏度的压裂液在随机节理岩体中水力裂缝的扩展行为, 如图 7 所示。由图 7 可知, 当黏度为 0.001 $\text{MPa}\cdot\text{s}$ 时, 流体因黏性引起的流动阻力较小, 裂缝主要沿连通性较好的层理面扩展, 形成形态复杂的裂

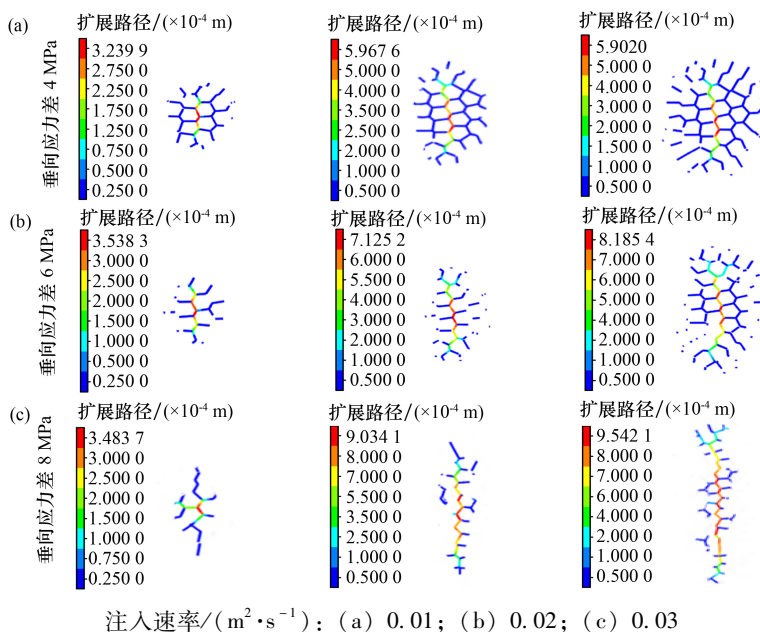
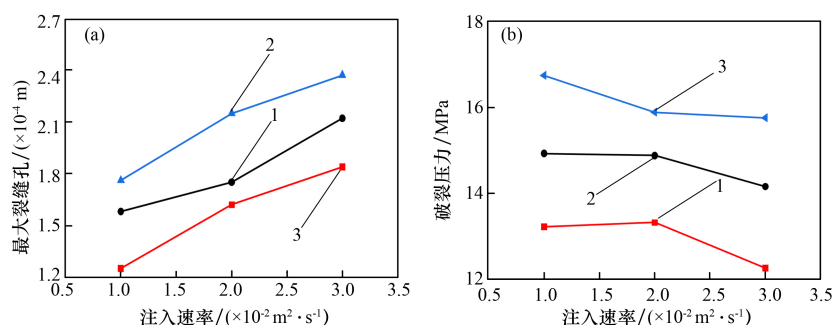
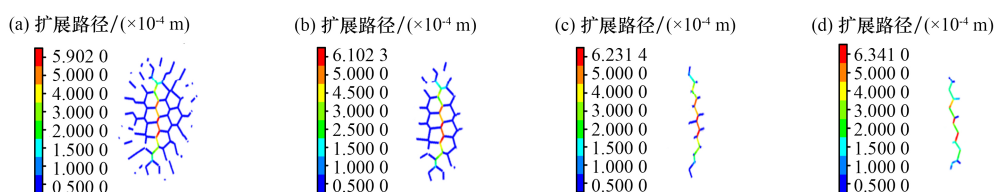


图 5 不同垂向应力差和注入速率的裂纹扩展路径



(a) 不同应力差和不同速率的最大裂纹开度; (b) 岩体不同应力差和不同速率的破裂压力
应力差/MPa: 1—4; 2—6; 3—8。

图 6 不同应力差和不同注入速率的最大裂纹开度与岩体破裂压力



黏度/(Pa·s): (a) 0.001; (b) 0.01; (c) 0.1; (d) 1

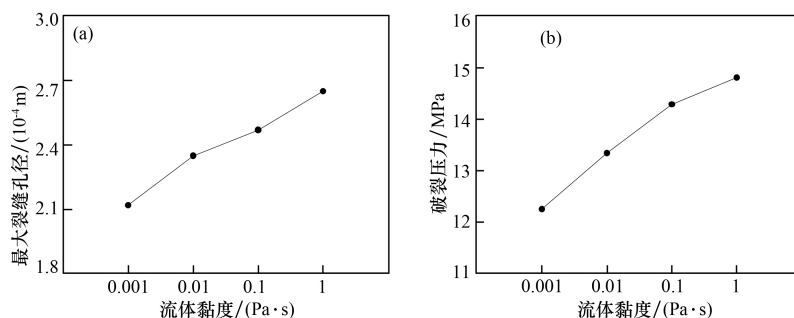
图 7 不同流体黏度的裂纹扩展路径

缝网络; 当黏应力 0.01 MPa·s 时, 裂缝扩展受到明显抑制, 激活区域范围减小; 当黏应力 0.1 MPa·s 时, 裂缝主要沿垂直方向延伸, 缝内压力较高, 仅在主裂缝周围产生少量水平分支裂缝; 当黏应力 1 MPa·s 时, 仅形成单一的主裂缝, 未观察到分支裂缝的产生。

随着流体黏度的逐渐增加, 水力裂缝周围的受激区域面积减小, 而最大裂纹开度和破裂压力均相应增大。这表明流体黏度的提高会抑制水力裂缝在随机节理岩体中的扩展。裂缝孔径随流体黏度增加而持续增大。黏度从 0.001 Pa·s 增加到 1 Pa·s, 最大裂纹孔径增大 25.0%, 破裂压力从 12.25 MPa 增大至 14.81 MPa, 绝对增幅为 20.9%, 如图 8 所示。

由图 8 可知, 流体黏度每增加一个数量级,

最大裂纹孔径平均增大 7.7%, 破裂压力平均提高 6.5%。裂缝的分布密度和数量与流体黏度呈负相关关系, 而最大裂纹开度及破裂压力均与流体黏度呈正相关。随着井内流体压力的增加, 流体由于存在多个孔隙和裂缝面进入井壁, 在低黏度条件下, 流体更易发生渗流。孔隙压力的增加导致有效应力降低, 从而使破裂压力下降, 裂缝更易萌生。因此, 在相同工况下, 低黏度流体可形成更大的裂缝扩展半径。SHIMIZU 等^[24]对完整岩石中低黏度与高黏度流体的水力压裂行为进行了研究。结果表明: 使用低黏度流体时, 裂缝形成速度快, 且流体易于渗入裂缝内部; 相反, 高黏度流体的渗流速度较慢, 裂缝主要集中于井壁附近, 流体影响范围有限。该结论与前述观察结果一致。



(a) 不同流体黏度的最大裂纹开度; (b) 岩体不同流体黏度的破裂压力

图 8 不同流体黏度的最大裂纹开度与岩体破裂压力

4 结 论

本文基于离散元数值计算,开展了陆相页岩水力裂缝扩展特征及演化规律研究,分析了应力比、垂向应力差、注入速率、黏度对水力裂缝扩展路径、破裂压力、最大裂纹孔径的影响,得出主要结论如下:

(1) 高垂向应力差易形成狭而长的单一裂缝,低垂向应力差时水力裂缝则倾向径向均匀扩展。当水平向应力较垂向应力高 2 MPa 时,最大裂纹孔径和破裂压力分别比垂向应力较水平向应力高 2 MPa 时增大 1.6% 和 3.9%。

(2) 高注水速率有助于增大水力裂缝的传播半径。垂向应力差为 4 MPa,注入速率从 $0.01 \text{ m}^2/\text{s}$ 提升至 $0.03 \text{ m}^2/\text{s}$,最大裂纹孔径增大 34.1%,破裂压力降低 7.3%。在同一注入速率下,最大裂纹孔径随垂向应力差增大先增后减,而破裂压力几乎总是随垂向应力差增大而升高。

(3) 流体黏度的增大对裂缝扩展范围具有抑制作用。黏度较低时,流体更容易进入并扩展裂缝,促进裂缝快速形成;而高黏度流体会阻碍其在裂缝中的扩展。黏度从 $0.001 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ 增加到 $1 \text{ Pa}\cdot\text{s}$,最大裂纹孔径增大 25.0%,破裂压力从 12.25 MPa 增大至 14.81 MPa,绝对增幅为 20.9%。

参考文献:

- [1] 金之钧,王冠平,刘光祥,等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. 石油学报,2021,42(7): 821-835.
- [2] 沈仲辉,周令剑,李希建,等. 含层理页岩水压致裂特性及对破裂压力的启示[J]. 煤炭科学技术,2023,51(11):119-128.
- [3] MA P, TANG S. Simulation of key influencing factors of hydraulic fracturing fracture propagation in a shale reservoir based on the displacement discontinuity method (DDM)[J]. Processes, 2024, 12(5):1000.
- [4] LI D, JIAO W, YUE F, et al. Natural fractures and their effects on reservoir reconstruction in Lower Cambrian shale, southeast Chongqing, China[J]. Energy Exploration & Exploitation, 2015, 33(6):769-783.
- [5] 张帆,马耕,冯丹. 大尺寸真三轴煤岩水力压裂模拟试验与裂缝扩展分析[J]. 岩土力学,2019,40(5): 1890-1897.
- [6] MAKEDONSKA N, KARRA S, VISWANATHAN H S, et al. Role of interaction between hydraulic and natural fractures on production [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 82(6):103451.
- [7] ZHANG B,JI B,LIU W. The study on mechanics of hydraulic fracture propagation direction in shale and numerical simulation[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources,2018,4(2):119-127.
- [8] WANG H Y. Hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs:Complex fracture or fracture networks [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2019, 68(2):102911.
- [9] 高向东,孙昊,王延斌,等. 临兴地区深部煤储层地应力场及其对压裂缝形态的控制[J]. 煤炭科学技术, 2022,50(8):140-150.
- [10] RU Z, HU J, MADNI A S, et al. A study on the optimal conditions for formation of complex fracture networks in fractured reservoirs [J]. Journal of Structural Geology, 2020, 135(6):104039.
- [11] 考佳玮,金衍,付卫能,等. 深层页岩在高水平应力差作用下压裂裂缝形态实验研究[J]. 岩石力学与工程学报,2018,37(6):1332-1339.
- [12] 侯冰,程万,陈勉,等. 裂缝性页岩储层水力裂缝非平面扩展实验[J]. 天然气工业,2014,34(12):81-86.
- [13] ZHAO K, LI R, LEI H, et al. Numerical simulation of influencing factors of hydraulic fracture network development in reservoirs with pre-existing fractures [J]. Processes, 2022, 10(4):773.
- [14] 白岳松,胡耀青,李杰. 压裂液黏度和注液速率对含层理页岩水力裂缝扩展行为的影响规律研究[J]. 煤矿安全,2023,54(12):18-24.
- [15] PAN Y, MA X, LI J, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in conglomerate reservoirs: A case study of mahu oilfield [J]. Processes, 2023, 11(7):2073.
- [16] RAHMAN M M, AHMAN S S. Studies of hydraulic fracture-propagation behavior in presence of natural fractures:Fully coupled fractured-reservoir modeling in poroelastic environments [J]. International Journal of Geomechanics, 2013, 13(6):809-826.
- [17] 王鑫尧. 陆相页岩水力裂缝沟通扩展及激活结构面机理研究[D]. 北京:中国矿业大学(北京),2022.
- [18] 李帅. 基于细一宏观力学的页岩脆性影响因素及表

- 征方法研究[D]. 西安:西安石油大学,2019.
- [19] LI Z Q, LI X L, YU J B, et al. Influence of existing natural fractures and beddings on the formation of fracture network during hydraulic fracturing based on the extended finite element method[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 2020, 6(2):1-13.
- [20] TALEGHANI A D, GONZALEZ-CHAVEZ M, YU H, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in naturally fractured formations using the cohesive zone model [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 165(3):42-57.
- [21] 钟安海. 含纹层陆相页岩力学参数的尺寸效应及其对压裂裂缝的影响[J]. 油气地质与采收率,2023, 30(5):22-30.
- [22] CHONG Z, LI X, HOU P, et al. Numerical investigation of bedding plane parameters of transversely isotropic shale [J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2017, 50(5):1183-1204.
- [23] HAN L, LI Y, HU W, et al. Numerical study on hydraulic fracture propagation in a layered continental shale reservoir [J]. Energies, 2022, 15(23): 8840.
- [24] SHIMIZU H, MURATA S, ISHIDA T. The distinct element analysis for hydraulic fracturing in hard rock considering fluid viscosity and particle size distribution [J]. International journal of rock mechanics and mining sciences, 2011, 48(5):712-727.

本刊编辑部版权许可声明

本刊已许可中国学术期刊(光盘版)电子杂志社、万方数据电子出版社、重庆维普资讯有限公司、超星学术期刊“域出版”、学术中国-知识产权服务平台等第三方平台在其系列数据库产品中以数字化方式复制、汇编、发行、信息网络传播本刊编辑出版的文章。本刊不收取版面费、专家审稿费(相关著作权许可使用费与审稿费相抵,不再另行支付),对优质稿件支付稿酬。作者向本刊提交文章发表的行为视为同意上述许可声明,如有异议请来稿说明,本刊将作适当处理。