

DOI: 10. 20174/j. JUSE. 2026. 02. 24

# 低渗油藏长期注采应力演化与压裂一体化模拟

尹子睿<sup>1,2</sup>, 张丰收<sup>1,2</sup>, 翁定为<sup>3</sup>, 梁宏波<sup>3</sup>, 王小华<sup>1,2</sup>

(1. 同济大学 土木工程学院, 上海 200092; 2. 同济大学 岩土及地下工程教育部重点实验室, 上海 200092;  
3. 中国石油勘探开发研究院, 河北 廊坊 065007)

**摘要:** 由于老井经历长期注采, 区域地层压力分布在空间上呈现非均匀变化, 在后续的重复压裂过程中亟需耦合考虑这种非均匀应力演化。为此, 以长庆油田 W 区块长 6 储层为例, 基于快速拉格朗日差分法建立了垂直井丛长期注采下的地应力演化模型, 并将模拟得到的地应力场导入基于离散格子方法的水力压裂数值模型中, 预测了重复压裂裂缝扩展, 实现了地应力场演化—水力裂缝扩展的一体化模拟。结果表明: (1) WJ 井生产后, 井周围孔隙压力下降约 4 MPa, 并且两个水平主应力发生类似的同步降低, 但变化幅度更小(约 2.5 MPa), 这表明生产将导致井周围地层的总应力降低但有效应力增加; (2) 水力裂缝倾向于朝地层压力衰竭区优势扩展, 在现场建议采取工程措施如重复压裂前缓慢注液或关井以使衰竭区的地层压力上升, 避免或减少重复压裂裂缝扩展至压力衰竭区; (3) 随着注入时间增加, 重复压裂裂缝由以面积增长为主转为以宽度增长为主, 说明重复压裂应该选取短时间、大排量的策略, 一方面可在短时间内实现最大化的储层改造, 另一方面增大排量也可促进多簇裂缝均衡扩展。

**关键词:** 岩石力学; 渗流-应力耦合; 裂缝; 地应力; 水平井

中图分类号: TE357

文献标识码: A

文章编号: 1673-0836(2026)02-0622-09

## Integrated Simulation of Stress Evolution and Hydraulic Fracturing After Long-Term Injection and Production in Low-Permeability Reservoirs

Yin Zirui<sup>1,2</sup>, Zhang Fengshou<sup>1,2</sup>, Weng Dingwei<sup>3</sup>, Liang Hongbo<sup>3</sup>, Wang Xiaohua<sup>1,2</sup>

(1. College of Civil Engineering, Tongji University, Shanghai 200092, P. R. China; 2. Key Laboratory of Geotechnical & Underground Engineering of Ministry of Education, Tongji University, Shanghai 200092, P. R. China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, China National Petroleum Corporation, Langfang, Hebei 065007, P. R. China)

**Abstract:** Before refracturing, due to the long-term injection and production of old wells, the distribution of regional formation pressure shows non-uniform variations. It is urgent to coupling consider this non-uniform stress evolution in the subsequent refracturing. For this purpose, taking the Chang-6 reservoir in the W block of Changqing Oilfield as an example, an in-situ stress evolution model under long-term injection and production of vertical wells is established using the Fast Lagrangian Analysis of Continua. The simulated stress field is then imported into a hydrofracture numerical model based on the discrete lattice method for modeling fracture propagation of refracturing, achieving an integrated simulation of in-situ stress evolution and hydraulic fracturing evolution. The results show that: (1) After the production of well WJ, the pore pressure around this well decreases by about 4 MPa,

收稿日期: 2025-03-11(修改稿)

作者简介: 尹子睿(1996—), 男, 湖南邵阳人, 博士生, 主要从事非常规油气储层水力压裂的研究工作。

E-mail: zirui.yin@tongji.edu.cn

通讯作者: 王小华(1992—), 男, 四川自贡人, 博士, 主要从事石油工程岩石力学的研究工作。

E-mail: xiaohuawang@tongji.edu.cn

基金项目: 国家重点研发计划政府间国际科技创新合作项目(2023YFE0110900); 国家自然科学基金国际(地区)合作与交流重点项目(42320104003); 国家自然科学基金青年科学基金(42407223)

and the two horizontal principal stresses experience a similar synchronous reduction, but the decreasing magnitude is only about 2.5 MPa. This indicates that production will result in a decrease in the total stress but an increase in the effective stress. (2) Hydraulic fractures tend to propagate towards the depleted area preferentially. The engineering measures, such as slowly injecting fluid or shutting in before refracturing to increase the formation pressure in the depleted area, are recommended on site, thereby avoiding or reducing refracturing fractures extending into these areas. (3) As the injection time increases, the primary growth of refracturing fractures transitions from area expansion to width expansion, indicating that a short-duration, high-volume refracturing should be adopted. On the one hand, maximizing reservoir transformation can be achieved in a short time, on the other hand, increasing the injection rate can promote the even expansion of multiple fractures.

**Keywords:** rock mechanics; seepage-stress coupling; fractures; in-situ stress; horizontal well

## 0 引言

在早期,我国大部分低渗油田通常采用垂直井丛和注水方式进行石油开采。随着油井进入中后期开发阶段,老井产量大幅下降,重复压裂是老井挖潜增产的重要措施之一<sup>[1-3]</sup>。重复压裂前,目标改造区域的孔隙压力受到垂直井丛长期注采的影响,呈现非均匀分布<sup>[4]</sup>,将显著影响水力裂缝的扩展行为。为此,关键问题便是需要厘清注采条件下的地应力场演化规律。地应力场演化研究开始于流体注入引起的多孔弹性效应<sup>[5-7]</sup>。孔隙压力变化带来有效应力和岩石孔隙度和渗透率变化,进而反过来影响流体的渗流和压力分布,这使得注入和开采引起的应力重分布成为了一个复杂的流固耦合问题<sup>[8-10]</sup>。Segall<sup>[11]</sup>提出了在轴对称几何油藏中流体开采诱发孔隙弹性应力的计算方法。Roussel 等<sup>[12]</sup>采用三维模型进行了模拟,提出造缝阶段引起的应力场变化也应在应力重分布中考虑。Zhu 等<sup>[13-14]</sup>分析了生产诱发的应力场演化特征。模拟结果表明,原有的复杂裂缝网络是孔隙压力降低的主要原因,应力演化受储层地质力学和孔弹性参数非均质性的影响。Zhang 等<sup>[15]</sup>模拟了加密井裂缝扩展,发现加密井裂缝倾向于朝向老井开采区域,呈现不对称扩展。调研表明,考虑多井长期注采的地应力场演化及其影响下的重复压裂裂缝扩展的一体化研究仍然缺乏,难以有效指导低渗油藏的二次产能挖潜。

为此,以长庆油田 W 区块 WJ 井的侧钻水平井重复压裂为例,首先通过传统的 Biot 孔隙弹性理论建立考虑注采的多孔弹性应力理论,然后据此构建流固耦合应力场演化模型,并拟合多口垂直井的长期注采历史。然后将目标井区域的应力场导入基于离散格子方法建立的重复压裂模型,进行重复压裂水力裂缝扩展模拟。

## 1 地应力场重分布理论模型

老井开采过程中,孔隙压力下降会引起地应力场变化,原因是多孔介质骨架有效应力随着孔压下降而变化,继而导致渗透率和孔隙度等油藏物性变化。假设岩石发生线弹性的小变形,满足弹性力学假设,且岩石介质与流体之间存在界面,没有化学作用和表面吸附作用,不考虑温度和压力变化对流体密度的影响。

### 1.1 考虑流固耦合的连续性方程

假设流体流动满足达西定律,则流体的连续性方程为<sup>[16]</sup>:

$$\nabla \cdot \left[ \frac{K}{\mu} \nabla (P + \rho g z) \right] = \frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} \quad (1)$$

式中:  $K$  为岩石渗透系数;  $\phi$  为岩石骨架孔隙度;  $(P + \rho g z)$  是流体总水头。

岩石骨架遵循固体连续性方程<sup>[17]</sup>,有:

$$(1 - \phi) \frac{\partial \theta}{\partial t} - \frac{\partial \phi}{\partial t} = 0 \quad (2)$$

式中:  $\varepsilon_v$  是岩石骨架的体积应变,有:

$$\varepsilon_v = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z \quad (3)$$

假设流体密度为常数,由式(1)和式(2)可知:

$$\frac{\partial(\phi)}{\partial t} = \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = \rho(1 - \phi) \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \quad (4)$$

进一步可得到考虑流固耦合的连续性方程:

$$\nabla \cdot \left[ \frac{K}{\mu} \nabla (P + \rho g z) \right] = \rho(1 - \phi) \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \quad (5)$$

### 1.2 孔隙弹性平衡方程

将 Biot 固结系数  $\alpha$  引入有效应力原理<sup>[5]</sup>,有:

$$\sigma'_{ij} = \sigma'_{ij} - \alpha P \delta_{ij} \quad (6)$$

根据广义胡克定律,岩石骨架的有效应力与骨架应变存在以下本构关系:

$$\sigma'_{ij} = 2G \varepsilon_{ij} + \lambda \delta_{ij} \varepsilon_v \quad (7)$$

式中:  $G$  是剪切模量,  $G = \frac{E}{2(1+\nu)}$ ;  $\lambda$  是拉梅常数,

$\lambda = \frac{Ev}{(1+\nu)(1-2\nu)}$ , 从而得到多孔弹性介质的应力-应变关系, 为:

$$\sigma_{ij} = 2G\varepsilon_{ij} + \lambda\delta_{ij}\varepsilon_v - \alpha P\delta_{ij} \quad (8)$$

式(8)两边分别对坐标求导, 并代入几何关系

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} + u_{j,i}), \text{ 可得:}$$

$$\sigma_{ij,j} = G\nabla^2 u_i + (\lambda + G)\varepsilon_{vi} - \alpha\delta_{ij}P_j \quad (9)$$

式中:  $u_i$  是多孔介质微元的位移分量;  $f_i$  表示体力。将式(9)代入固体平衡方程  $\sigma_{ij,j} + f_i = 0$ , 可得到用位移表示的孔隙弹性平衡微分方程(拉梅方程)<sup>[18]</sup>, 有:

$$G\nabla^2 u_i + (\lambda + G)\varepsilon_{vi} - \alpha\delta_{ij}P_j + f_i \quad (10)$$

上述连续性方程(5)和孔隙弹性平衡方程(10), 可以在适当的边界条件下联立求解, 由此得到了流固耦合数学理论模型。

## 2 多井同时注采下的地应力场演化

基于上述多孔弹性应力理论, 利用三维快速拉格朗日差分算法(FLAC3D)建立三维有限差分网络, 并创新性地通过分步动态调整目标单元节点的流量和压力, 给方程组设定特定的边界条件, 从而达到动态拟合长期注采过程, 这是本文的一个创新之处。

FLAC3D 的数值求解方法体现为 3 个核心建模策略: 通过有限差分近似处理变量的一阶空间和时间导数(假设变量在有限空间/时间区间内呈线性变化); 将连续介质离散化为等效三维网格体系, 所有作用力(包括外加载荷与相互作用力)集中于网格节点; 利用运动方程中的惯性项作为变量, 驱动系统向平衡状态渐进收敛。其中, FLAC3D 中的流体和固体共用一个网格节点, 采用“不平衡流量”来评估节点之间的流体移动<sup>[19]</sup>。

### 2.1 工程背景

W 区块位于长庆油田鄂尔多斯盆地, 主要发育长  $6_1^{1-2}$ 、长  $6_1^2$  储层, 平均油层厚度为 10.3 m, 孔隙度为 16.03%, 渗透率为 2.27 mD, 水平最大主应力方向为北东  $67^\circ$ , 目标井附近原始地层压力为 9.31 MPa。以上基本参数来自于长庆油田 W 区块的测井解释、室内实验和现场监测, 由中国石油勘探开发研究院提供。目标井(WJ 井)为生产井, 于 2017 年 6 月投产, 储层为长  $6_1^{1-2}$  储层, 其油藏发育稳定, 试油产量较高, 前期生产稳定, 后期产能急剧下降。为此, 对 WJ 井在垂深 -1 368 m 处采用柔性钻井技术沿最小水平应力方位进行开窗侧钻一个

30 m 长的侧钻水平井段(图 1), 进行重复压裂形成新裂缝, 扩大油井泄油面积, 提高单井产能。WJ 井侧钻水平井段采用“裸眼完井+水力喷射”完井方式, 裸眼井段的直径为 118 mm, 水力喷射孔眼直径 20 mm, 深度 1 m。采用  $60^\circ$  螺旋射孔喷射, 每簇 6 孔, 共喷射 3 簇。WJ 井进行侧钻水平井重复压裂, 是长庆油田低渗油藏二次挖潜改造的先导性试验。目前还缺少相应的理论指导, 所以需要建立地质力学模型, 拟合该区域多井生产历史, 分析长期注采引起地应力重分布的影响。

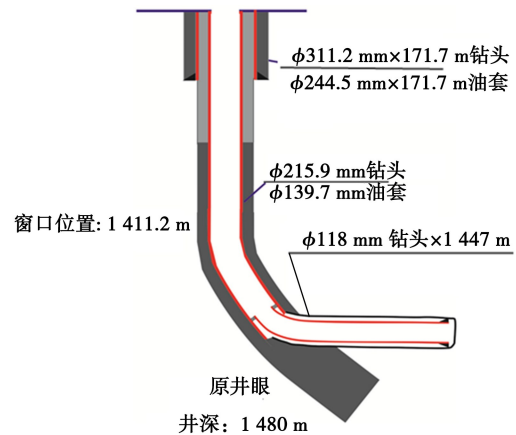


图 1 WJ 侧钻水平井井身结构

Fig. 1 Wellbore structure of WJ sidetracked horizontal well

### 2.2 模型建立

依据以上工程和地质条件, 以 WJ 井为中心建立地应力演化模型。具体地, 以 WJ 井为中心, 取周围 5 口注水井和 15 口生产井, 建立尺寸为  $1\ 600 \times 1\ 400 \times 400$  m 的地质模型。模型中心垂深为 -1 368 m, 与侧钻水平井垂深相同。然后对上述 20 口井的垂深进行插值生成起伏地形, 随后导入 FLAC3D 划分网格, 生成包含上隔层、储层和下隔层的几何模型。地层岩石采用线弹性模型, 流体为不可压缩流体, 其他参数见表 1。

表 1 地应力演化模型的参数设置

Table 1 Parameter settings for in-situ stress evolution model

岩石参数	上隔层	油层	下隔层
弹性模量/GPa	26.7	11.52	26.7
泊松比	0.18	0.19	0.18
密度/( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ )	2 583	2 307	2 583
应力参数	上隔层	储层	下隔层
Sxx 梯度/( $\times 10^4 \text{ Pa} \cdot \text{m}^{-1}$ )	1.99	1.86	1.99
Syy 梯度/( $\times 10^4 \text{ Pa} \cdot \text{m}^{-1}$ )	1.79	1.67	1.79
Szz 梯度/( $\times 10^4 \text{ Pa} \cdot \text{m}^{-1}$ )	2.26	2.00	2.26
孔压梯度/( $\times 10^4 \text{ Pa} \cdot \text{m}^{-1}$ )	0.680 4	0.680 4	0.680 4

续表 1

渗流参数	上隔层	储层	下隔层
渗透率/mD	$3 \times 10^{-3}$	2.27	$3 \times 10^{-3}$
Biot 系数	0.464	0.783	0.464
孔隙度	0.02	0.160 3	0.02

基于 FLAC3D 建立的多井注采的几何模型如图 2,其中 WJ 井的编号为井 6。以 WJ 井为坐标原点(红色线段),周围 5 条白色垂直线段分别表示注水井,黑色垂直线段为附近的 15 口生产井。模型中考虑以上 5 口注水井和 15 口生产井,并以第 1 节流固耦合数学理论为基础,采用固定不透水边界求解,模拟从该区块油井从投产(2006 年 9 月)到 2020 年 6 月共 166 个月的地层压力变化过程。模型中的 15 口生产井和 5 口注水井的现场的长期注采数据如图 3,该数据由中国石油勘探开发研究院提供。

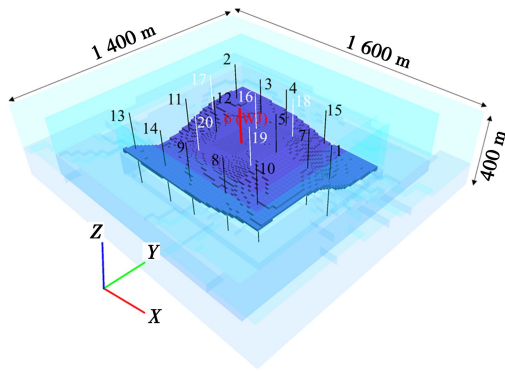


图 2 基于 FLAC3D 建立的多井注采的几何模型

Fig. 2 Geometric model of multiple-well injection and production based on FLAC3D

### 2.3 结果分析

数值模型中通过分步动态调整目标井区域节点的孔压和流量,来拟合所有生产井和注水井每月的真实产量或真实注水量,最终获得了在第 166 个月时,整个研究区域(垂深为-1 368 m 截面上)和 WJ 井附近区域的地层孔隙压力演化结果,如图 4。需要说明的是,考虑到边界效应的影响,图 4(a)中的数值模拟结果仅提取了模型中心范围  $900 \times 800 \times 260$  m 的子区域,即图 2 中的蓝色部分。结果发现,该区域最大孔压为 13.51 MPa,同时 WJ 井周围的 5 口注水井提高了该井周围的孔压。图 4(b)是图 4(a)中范围为  $150 \times 90 \times 30$  m 侧钻区域的局部孔压分布,黑色线段表示 WJ 井的位置。可见第 166 个月时,WJ 井附近的孔压约为 5.15 MPa,相比初始地层压力 9.31 MPa 降低了 4.16 MPa,降低幅度为 44.68%。此外,现场数据监测发现,WJ 井的邻井井 2 在 2018 年测得井底地层压力为

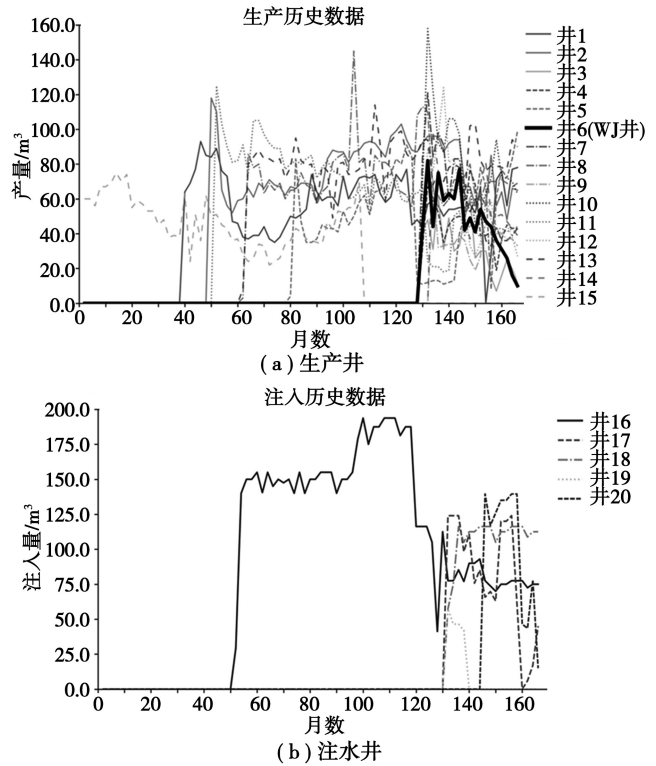
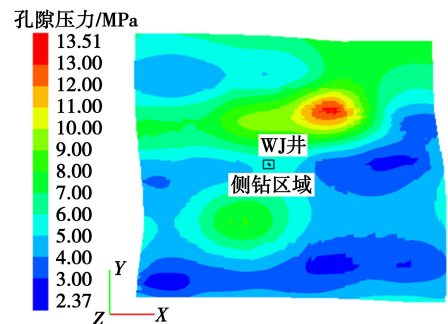
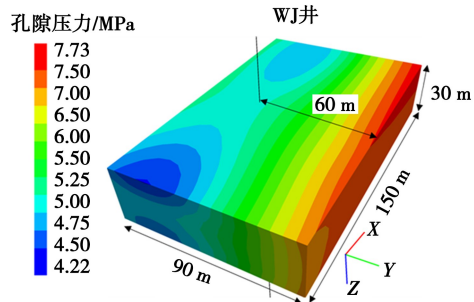


图 3 长期注采原始数据

Fig. 3 Raw data of long-term injection and production



(a) 整个研究区域(垂深为-1 368 m 的截面)



(b) WJ井附近的侧钻区域

图 4 多井长期注采后的地层孔隙压力演化结果

Fig. 4 Evolution results of pore pressure after long-term multi-wells injection and production

10.62 MPa,压力保持水平 108.9%;而数值模拟结果显示,井 2 在生产 136 个月到 147 个月之间(2018 年),地层压力约为 9.87 MPa,二者之间的

误差仅为 7.06%，这证明了建立的地应力场数值模型的可靠性。

图 5 是 WJ 井的生产历史拟合结果、地层压力和水平主应力的数值模拟结果，可见 WJ 井数值模拟中的采油量与实际采油量之间的拟合效果较好。从图 5(a)可知，在第 130 个月之前，WJ 井并未进行生产，该井附近孔压呈现先上升再下降的趋势，这是因为周围的多口井进行同时注采导致的。WJ 井生产后，井周围孔隙压力下降约 4 MPa，并且两个水平主应力发生类似的同步降低，但变化幅度稍

小(约 2.5 MPa)。这表明生产将导致总应力降低但有效应力增加。这启示在长期生产后，岩石有效应力升高，裂缝闭合压力增大，需要优选适当时机(如闭合压力未达到某临界值前)实施重复压裂，以降低施工难度。此外，对 20 口井的数值模拟产油量或注水量与现场实际的产油量或注入量进行了对比，结果见表 2。结果表明，所有井的数值模拟产量或注入量与现场实际差别较小，这也有力地证明了建立的地应力场数值模型的可靠性。

表 2 生产/注入拟合结果

Table 2 Production/injection fitting results

井号		20 个月	60 个月	100 个月	140 个月	166 个月
井 1 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	46.05	73.10	54.00	78.02
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	46.00	73.00	54.00	78.00
	拟合误差/%	0	-0.102	-0.134	-0.002	-0.032
井 2 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	59.03	87.15	92.07	65.07
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	59.00	87.00	92.00	65.00
	拟合误差/%	0	-0.056	-0.169	-0.076	-0.109
井 3 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	49.15	12.13
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	49.00	12.00
	拟合误差/%	0	0	0	-0.297	-1.064
井 4 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	45.09	43.10
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	45.00	43.00
	拟合误差/%	0	0	0	-0.194	-0.239
井 5 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	53.17	12.03	99.07
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	53.00	12.00	99.00
	拟合误差/%	0	0	-0.321	-0.273	-0.067
井 6 (WJ 井, 生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	63.10	10.03
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	63.00	10.00
	拟合误差/%	0	0	0	-0.162	-0.304
井 7 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	59.00	43.00
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	59.00	43.00
	拟合误差/%	0	0	0	-0.001	-0.003
井 8 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	86.01	60.02	55.43
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	86.00	60.00	69.00
	拟合误差/%	0	0	-0.014	-0.038	19.666
井 9 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	34.07	33.01
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	34.00	33.00
	拟合误差/%	0	0	0	-0.195	-0.018

续表 2

井号		20 个月	60 个月	100 个月	140 个月	166 个月
井 10 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	106.01	63.01
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	106.00	63.00
	拟合误差/%	0	0	0	-0.008	-0.011
井 11 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	82.02	72.02	19.00	44.05
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	82.00	72.00	19.00	44.00
	拟合误差/(%)	0	-0.022	-0.021	-0.014	-0.112
井 12 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	81.05	27.12
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	81.00	27.00
	拟合误差/%	0	0	0	-0.059	-0.429
井 13 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	81.00	68.91	61.78
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	81.00	78.00	90.00
	拟合误差/%	0	0	-0.001	11.651	31.352
井 14 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	65.05	39.00
	实际产量/m <sup>3</sup>	0	0	0	65.00	39.00
	拟合误差/%	0	0	0	-0.071	-0.003
井 15 (生产井)	模拟产量/m <sup>3</sup>	55.08	37.10	52.13	0	0
	实际产量/m <sup>3</sup>	55.00	37.00	52.00	0	0
	拟合误差/%	-0.142	-0.282	-0.251	0	0
井 16 (生产井)	模拟注入量/m <sup>3</sup>	0	155.08	193.78	90.05	75.11
	实际注入量/m <sup>3</sup>	0	155.00	193.75	90.00	75.00
	拟合误差/%	0	-0.049	-0.016	-0.054	-0.140
井 17 (生产井)	模拟注入量/m <sup>3</sup>	0	0	0	110.78	45.08
	实际注入量/m <sup>3</sup>	0	0	0	110.75	45.00
	拟合误差/%	0	0	0	-0.027	-0.177
井 18 (生产井)	模拟注入量/m <sup>3</sup>	0	0	0	112.55	112.55
	实际注入量/m <sup>3</sup>	0	0	0	112.50	112.50
	拟合误差/%	0	0	0	-0.048	-0.042
井 19 (生产井)	模拟注入量/m <sup>3</sup>	0	0	0	0	0
	实际注入量/m <sup>3</sup>	0	0	0	0	0
	拟合误差/%	0	0	0	0	0
井 20 (生产井)	模拟注入量/m <sup>3</sup>	0	0	0	0	15.14
	实际注入量/m <sup>3</sup>	0	0	0	0	15.00
	拟合误差/%	0	0	0	0	-0.931

### 3 侧钻水平井重复压裂研究

#### 3.1 重复压裂数值模型建立

模拟采用离散格子方法<sup>[20-23]</sup>进行重复压裂模

拟。在该方法中,节点平移自由度为:

$$\begin{cases} \dot{u}_i^{(t+\Delta t/2)} = \dot{u}_i^{(t-\Delta t/2)} + \sum F_i^{(t)} \Delta t/m \\ u_i^{(t+\Delta t)} = u_i^{(t)} + \dot{u}_i^{(t+\Delta t/2)} \Delta t \end{cases} \quad (11)$$

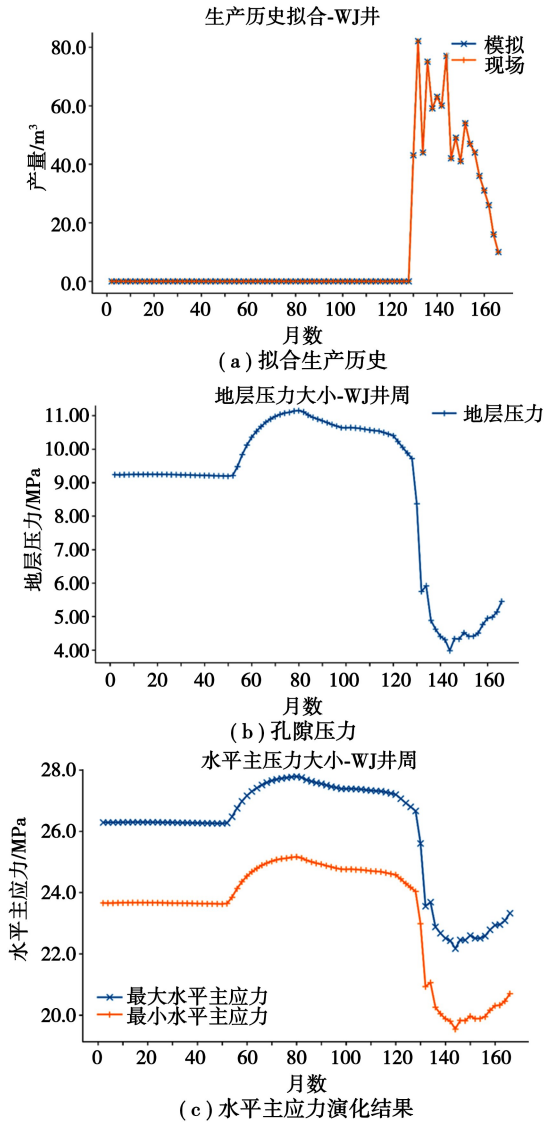


图5 WJ井数据

Fig. 5 Data of well WJ

式中:  $u_i^t$  和  $\dot{u}_i^t$  分别为  $i$  方向的位移和速度;  $t$  为时间;  $F_i^{(t)}$  为  $i$  方向的力;  $m$  为质量。

旋转自由度  $\omega_i$  为:

$$\omega_i(t + \Delta t) = \omega_i(t - \Delta t/2) + \frac{\sum M_i(t)}{I} \Delta t \quad (12)$$

式中:  $I$  为转动惯量;  $M_i(t)$  为  $i$  方向的合力矩。

弹簧法向力  $F^N$  和切向力  $F^s$  的更新为:

$$\begin{cases} F^N \leftarrow F^N + \dot{u}^N k^N \Delta t \\ F^s \leftarrow F^s + \dot{u}^s k^s \Delta t \end{cases} \quad (13)$$

式中:  $k^s$  和  $k^N$  分别为弹簧的切向和法向刚度。

当弹簧的法向力  $F^N$  超过抗拉极限或切向力  $F^s$  超过抗剪极限, 弹簧发生对应的断裂并产生微裂纹。

流体单元位于弹簧的中部, 从流体单元 A 到 B 的流量  $q$  为:

$$q = \beta k_r \frac{a^3}{12\mu} [p^A - p^B + \rho_w g (z^A - z^B)] \quad (14)$$

式中:  $z^A$  和  $z^B$  分别为流体单元 A 和 B 的水头;  $\beta$  为校正系数;  $\rho_w$  为流体密度;  $k_r$  为相对渗透率;  $g$  为重力加速度;  $p^A$  和  $p^B$  分别为流体单元 A 和 B 的压力。

裂缝中的流体压力变化为:

$$\Delta P = \frac{Q}{V} K_f \Delta t_f \quad (15)$$

式中:  $\Delta t_f$  为流体时间步长;  $V$  为流体体积;  $Q$  为所有流量之和;  $K_f$  为流体体积模量。

首先, 基于离散格子方法建立 WJ 井侧钻水平井单段 3 簇的水力压裂数值模型, 然后将图 4(b) 计算得到的地层压力演化结果导入到水力压裂数值模型中, 构建考虑非均匀地层压力的侧钻水平井重复压裂模型, 如图 6。压裂数值模型的总尺寸为  $90 \text{ m} \times 150 \text{ m} \times 30 \text{ m}$ , 其中中部储层厚  $10 \text{ m}$ , 上下隔层分别为  $10 \text{ m}$ 。水平井簇间距  $10 \text{ m}$ , 第 1 簇距离垂直井筒  $30 \text{ m}$ , 压裂液排量  $2 \text{ m}^3/\text{min}$ , 模拟压裂时间为  $1200 \text{ s}$ 。该模型的岩石力学参数与地应力场演化模型相同(见表 1), 其他相关补充参数见表 3。

表3 重复压裂模型中的输入参数

Table 3 Input parameters in the refracturing model

岩石力学参数	上隔层	储层	下隔层
抗压强度/MPa	120.42	64.24	120.42
抗拉强度/MPa	4.8	3.34	4.8
断裂韧性/(MPa · m <sup>1/2</sup> )	5	3	5
施工参数			
排量/(m <sup>3</sup> · min <sup>-1</sup> )	2		
簇数	3		
压裂液粘度/(mPa · s)	100		
水力喷射孔径/mm	20		
每簇喷射孔数	6		

### 3.2 结果分析

重复压裂裂缝扩展数值模拟结果如图 7。从图 7 可知, 经过  $1200 \text{ s}$  的注入, 只有第 3 簇裂缝有效起裂并扩展, 第 1 簇和第 2 簇裂缝扩展受到抑制, 没有有效裂缝形成。这表明水力裂缝倾向于朝地层压力衰竭区优势扩展, 这是因为水力裂缝扩展主要受到总应力大小控制, 孔压降低使得该区域总应力降低, 裂缝扩展受到的阻力减小。所以在现场建议采取工程措施如重复压裂前缓慢注液或关井以使衰竭区的地层压力上升, 避免或减少重复压裂裂缝扩展至压力衰竭区, 影响重复压裂效果。

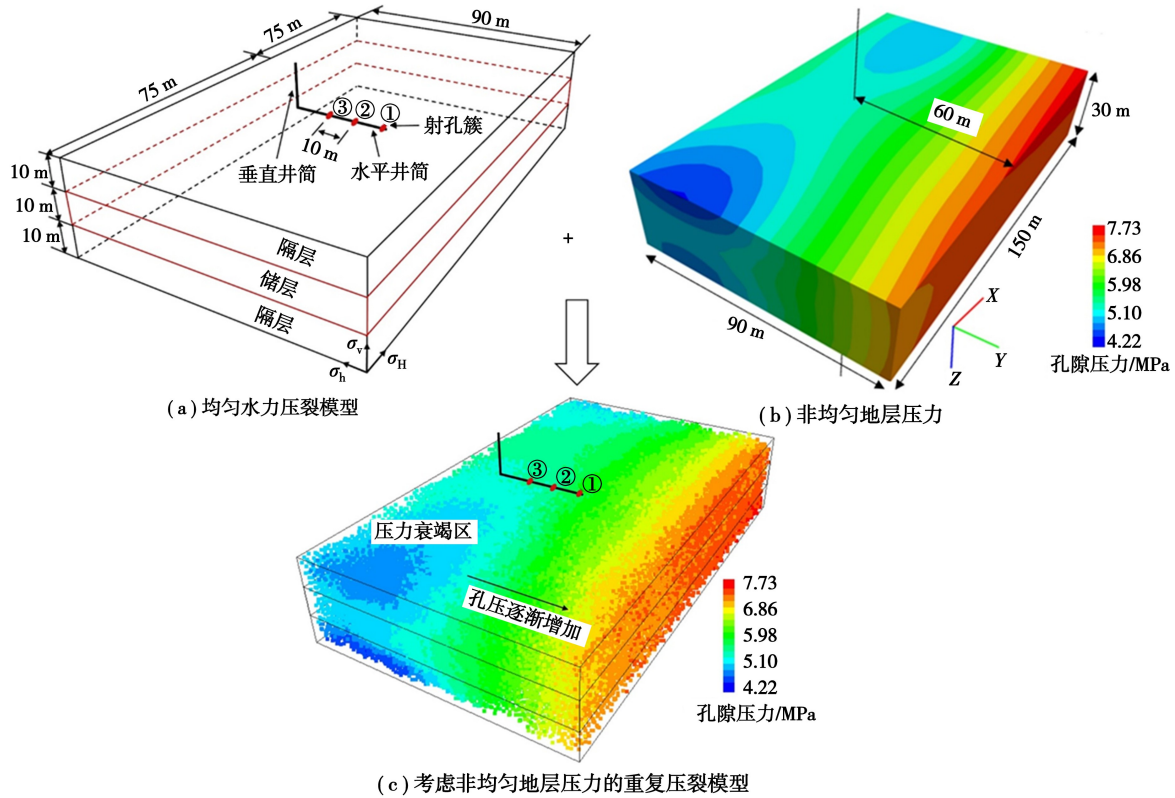


图6 重复压裂数值模型的建立

Fig. 6 Establishment of the refracturing numerical model

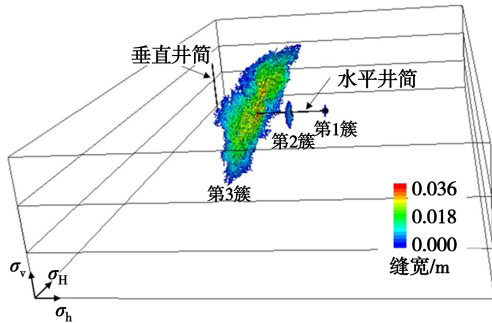


图7 侧钻水平井重复压裂裂缝扩展结果

Fig. 7 Fracture propagation results of refracturing for sidetracked horizontal well

重复压裂过程中的水力裂缝面积和裂缝体积演化分别如图8(a)和图8(b)。显然可知,压裂液几乎全部流入第3簇裂缝。此外,水力裂缝面积的增速随注入时间的增加而下降,但裂缝体积增速几乎不变,说明裂缝平均宽度的增速随着注入时间增加而上升。这表明,随着注入时间增加,裂缝由以面积增长为主转为以宽度增长为主。所以在现场侧钻水平井重复压裂应该选取短时间、大排量的策略,不仅可以避免长时间压裂引起压裂效果的下降,还可通过增大排量促进多簇裂缝的均衡扩展,提高最终的改造效果。

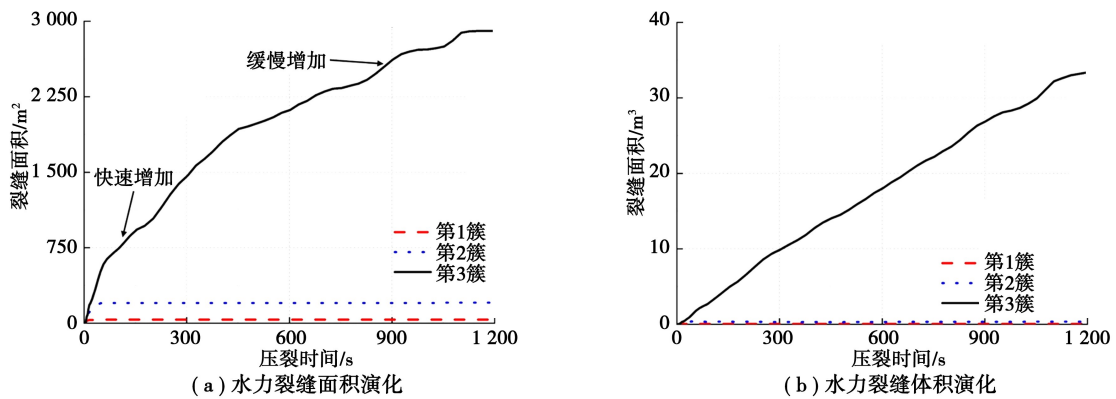


图8 水力裂缝面积水力裂缝体积演化

Fig. 8 Evolution of hydraulic fracture area and hydraulic fracture volume

## 4 结论

(1)地应力场演化数值模拟表明,周围井的长期注水或采油会引发目标井周围应力场的动态变化,导致主应力发生变化。为保证地应力场模拟结果的准确性,数值模型中应当准确拟合目标井附近每口井的注入历史和生产历史。

(2)WJ井生产后,井周围孔隙压力下降约4 MPa,并且两个水平主应力发生类似的同步降低,但变化幅度稍小(约2.5 MPa)。这表明生产将导致井周围总应力降低但有效应力增加。这启示在长期生产后,岩石有效应力升高,裂缝闭合压力增大,需要优选适当时机(如闭合压力未达到某临界值前)实施重复压裂,以降低施工难度。

(3)水力裂缝倾向于朝地层压力衰竭区优势扩展。这是因为水力裂缝扩展主要受到总应力大小控制,孔压降低使得该区域总应力降低,裂缝扩展受到的阻力减小。这启示在现场建议采取工程措施如重复压裂前缓慢注液或关井以使衰竭区的地层压力上升,避免或减少重复压裂裂缝扩展至压力衰竭区。

(4)随着注入时间增加,重复压裂裂缝由以面积增长为主转为以宽度增长为主,说明重复压裂应该选取短时间、大排量的策略,一方面可在短时间内实现最大化的储层改造,另一方面增大排量也可促进多簇裂缝均衡扩展。

### 参考文献(References)

- [1] Shi W, Li J, Huang Z, et al. Refracturing shale gas wells in China: Doubling water consumption for enhanced gas recovery [J]. *Science of The Total Environment*, 2024, 946: 174407.
- [2] Wang X, Zhang F, Yin Z, et al. Numerical investigation of refracturing with/without temporarily plugging diverters in tight reservoirs [J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(5): 2210-2226.
- [3] Shi X, Ge X, Gao Q, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation from recompletion in refracturing with dynamic stress modeling [J]. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2024, 10(1): 1-16.
- [4] 张亚洲, 韦世明, 金衍, 等. 陆相页岩油藏三维空间应力场动态演化规律[J]. *地下空间与工程学报*, 2024, 20(增1): 163-171. (Zhang Yazhou, Wei Shiming, Jin Yan, et al. 3D dynamic stress evolution of the continental shale oil reservoirs [J]. *Chinese Journal of Underground Space and Engineering*, 2024, 20(Supp. 1): 163-171. (in Chinese))
- [5] Biot M. Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid [J]. *Journal of Applied Physics*, 1955, 26(2): 182-185.
- [6] Berchenko I, Detournay E. Deviation of hydraulic fractures through poroelastic stress changes induced by fluid injection and pumping [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 1997, 34(6): 1009-1019.
- [7] Rezaei A, Dindoruk B, Soliman M. On parameters affecting the propagation of hydraulic fractures from infill wells [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 182: 106255.
- [8] Wang R, Yan Y, Liu Y, et al. Analysis of depleted gas reservoir underground gas storage wellbore integrity change during gas injection and production processes [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 215: 110585.
- [9] Xie Y, Liao J, Zhao P, et al. Effects of fracture evolution and non-Darcy flow on the thermal performance of enhanced geothermal system in 3D complex fractured rock [J]. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2024, 34(4): 443-459.
- [10] 刘建军, 裴桂红. 裂缝性低渗透油藏流固耦合渗流分析[J]. *应用力学学报*, 2004, 21(1): 36-39. (Liu Jianjun, Pei Guihong. Analysis on the fluid-solid coupled flow in low permeability fractured reservoir [J]. *Chinese Journal of Applied Mechanics*, 2004, 21(1): 36-39. (in Chinese))
- [11] Segall P. Induced stresses due to fluid extraction from axisymmetric reservoirs [J]. *pure and applied geophysics*, 1992, 139(3-4): 535-560.
- [12] Roussel N, Sharma M. Role of stress reorientation in the success of refracture treatments in tight gas sands [J]. *SPE Production & Operations*, 2012, 27(4): 346-355.
- [13] Zhu H, Tang X, Song Y, et al. An infill well fracturing model and its microseismic events barrier effect: a case in Fuling shale gas reservoir [J]. *SPE Journal*, 2021, 26(1): 113-134.
- [14] Zhu H, Tang X, Liu Q, et al. 4D multi-physical stress modelling during shale gas production: A case study of Sichuan Basin shale gas reservoir, China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 167: 929-943.
- [15] Zhang F, Mack M. Integrating fully coupled geomechanical modeling with microseismicity for the analysis of refracturing treatment [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 46: 16-25.
- [16] 孔祥言. 高等渗流力学[M]. 合肥: 中国科学技术大学出版社, 1999. (Kong Xiangyan. *Advanced seepage mechanics* [M]. Hefei: University of Science and Technology of China Press, 1999. (in Chinese))

- Overview of multi-source data fusion algorithms [J]. Aerospace Electronic Countermeasures, 2017, 33(6): 37-41. (in Chinese))
- [65] 张世殊,王鹏,张开,等. 基于全过程信息的多源数据融合隧道超前地质预报方法[J]. 岩石力学与工程学报, 2025,44:1-12. (Zhang Shishu, Wang Peng, Zhang Kai, et al. An advanced geological forecast method of tunnels based on multi-source data fusion of full-process information[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2025, 44: 1-12. (in Chinese))
- [66] 明镜. 三维地质建模技术研究[J]. 地理与地理信息科学, 2011,27(4):14-18, 56. (Ming Jing. Research on three-dimensional geological modeling technology [J]. Geography and Geographic Information Science, 2011, 27(4): 14-18, 56. (in Chinese))
- [67] 袁亮,张平松. 煤炭精准开采透明地质条件的重构与思考[J]. 煤炭学报, 2020, 45(7): 2346-2356. (Yuan Liang, Zhang Pingsong. Reconstruction and reflection on transparent geological conditions for precise coal mining[J]. Journal of Coal Science and Engineering, 2020, 45(7): 2346-2356. (in Chinese))
- [68] 钱七虎. 隧道工程建设地质预报及信息化技术的主要进展及发展方向[J]. 隧道建设, 2017, 37(3): 251-263. (Qian Qihu. Main progress and development direction of geological forecasting and information technology in tunnel engineering construction [J]. Tunnel Construction, 2017, 37(3): 251-263. (in Chinese))
- [69] 徐晓雅,王章琼,李雷烈,等. 山岭隧道地上地下一体化三维建模方法[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(8): 3373-3380. (Xu Xiaoya, Wang Zhangqiong, Li Leilie, et al. Integrated three-dimensional modeling method for mountain tunnels above and below ground[J]. Science Technology and Engineering, 2024, 24(8): 3373-3380. (in Chinese))
- [70] 程曦文,李天斌,马春驰,等. 一种多属性三维地质模型的快速建模方法及在高地应力隧道中的应用[J]. 工程地质学报, 2023,31(3):959-967. (Cheng Xiwen, Li Tianbin, Ma Chunchi, et al. A rapid modeling method for multi-attribute three-dimensional geological models and its application in high geostress tunnels [J]. Journal of Engineering Geology, 2023, 31(3): 959-967. (in Chinese))

### (上接第 630 页)

- [17] 杨桂通. 弹塑性力学[M]. 北京:人民教育出版社, 1980. (Yang Guitong. Elasticity and plasticity [M]. Beijing: People's Education Press, 1980. (in Chinese))
- [18] Masanobu O. An equivalent continuum model for coupled stress and fluid flow analysis in jointed rock masses [J]. Water Resources Research, 1986, 22(13):1845-1856.
- [19] Marti J, Cundall P. Mixed Discretization Procedure for Accurate Modelling of Plastic Collapse [J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 1982, 6: 129-139.
- [20] 张丰收,吴建发,黄浩勇,等. 提高深层页岩裂缝扩展复杂程度的工艺参数优化[J]. 天然气工业, 2021, 41(1):125-135. (Zhang Fengshou, Wu Jianfa, Huang Haoyong, et al. Technological parameter optimization for improving the complexity of hydraulic fractures in deep shale reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1):125-135. (in Chinese))
- [21] 汤继周,王小华,杜现飞,等. 扇形井网体积压裂地质工程一体化参数优化方法[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 845-852. (Tang Jizhou, Wang Xiaohua, Du Xianfei, et al. Optimization of integrated geological-engineering design of volume fracturing with fan-shaped well pattern [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 845-852. (in Chinese))
- [22] 王小华,张重远,张丰收,等. 基于地应力评价的煤系储层分层压裂参数优化[J]. 地下空间与工程学报, 2023, 19(4): 1308-1319. (Wang Xiaohua, Zhang Chongyuan, Zhang Fengshou, et al. Parameters optimization on multi-layers commingled fracturing of coal measures based on evaluation of in-situ stress [J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2023, 19(4): 1308-1319. (in Chinese))
- [23] 王小华,罗浩然,张丰收. 水平井射孔压裂完井下控制近井筒裂缝复杂度的参数优化[J]. 岩石力学与工程学报, 2022, 41(6): 1223-1234. (Wang Xiaohua, Luo Haoran, Zhang Fengshou. Parameter optimization for controlling the complexity of near-wellbore fractures for perforated fracturing from horizontal wells [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2022, 41(6): 1223-1234. (in Chinese))