

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025379

页岩油水平井射孔簇点位置优化调控裂缝均衡延伸模拟

任 岚¹, 李 佳¹, 于志豪¹, 林 然¹, 吴建发², 宋 毅², 沈 骋², 淦文杰³, 李志强^{1,4}

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院, 四川 成都 610051; 3. 中国石油川中油气矿, 四川 遂宁 629000; 4. 重庆科技大学, 重庆 401331)

摘要:页岩油储层非均质性较强, 靶体周围的地应力、岩石力学性质、非均质性显著, 从而导致页岩油水平井不同射孔簇点处的破裂压力存在较大差异, 压裂井段内各簇裂缝存在不均衡起裂延伸现象, 严重影响储层改造体积和改造效率。针对上述问题, 本文首先基于压裂井段内各射孔簇点破裂压力差异最小化优化了各压裂井段内的射孔簇点位置。然后考虑多簇裂缝间应力干扰效应计算了储层压裂期间的非均匀应力场, 进而构建了页岩油多簇水力裂缝延伸模型, 最后形成了页岩油多簇裂缝均衡延伸调控方法。以页岩油水平井NC1井为例, 首先基于各射孔簇点破裂压力差最小化为目标进行了非均匀射孔布簇优化, 模拟对比分析了射孔簇点优化前后压裂裂缝延伸情况, 对射孔簇点优化后裂缝调控效果进行了评价。研究发现, 射孔簇点优化后, 全井段平均破裂压力差由7.04 MPa降低至1.03 MPa, 所有井段平均缝长变异系数由0.22降低至0.09, 各井段缝长变异系数均减小且各井段所有簇点裂缝全部起裂。高频压力波倒谱反演NC1井各段各簇裂缝进液量标准差小于10, 各簇裂缝进液量分配较为均匀, 调控水力裂缝起裂延伸效果显著。本研究可为提高页岩油水平井射孔簇压裂有效性和调控各簇裂缝均衡延伸提供理论方法, 对现场页岩油水平井多簇射孔设计具有指导意义。

关键词:页岩油; 破裂压力; 非均匀射孔布簇; 缝长变异系数; 均衡延伸

中图分类号: TE357.1

文献标识码: A

Simulation of Uniform Fracture Propagation via Perforation Cluster Placement Optimization in Shale Oil Horizontal Wells

REN Lan¹, LI Jia¹, YU Zhihao¹, LIN Ran¹, WU Jianfa², SONG Yi², SHEN Cheng², GAN Wenjie³, LI Zhiqiang^{1,4}

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China; 2. Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu 610051, Sichuan, China; 3. Chuanzhong Oil & Gas Mine, PetroChina Suining 629000; 4. Chongqing University of Science and Technology, Chongqing, 401331)

Abstract: Shale oil reservoirs generally exhibit strong heterogeneity, and the in-situ stress field, rock mechanical properties, and lithological non-uniformity around the target zone are significant. These factors lead to large variations in initiation pressure at different perforation clusters along a horizontal well, resulting in unbalanced fracture initiation and propagation among clusters within a fracturing stage. This significantly restricts both the stimulated reservoir volume (SRV) and the overall stimulation efficiency. To address these issues, this study first optimized the depth positions of perforation clusters within each fractured well stage by minimizing the differences in initiation pressure among the perforation clusters. Subsequently, the stress interference effects between multiple clusters of fractures were considered to calculate the non-uniform stress field during the reservoir fracturing process. A multi-cluster hydraulic fracture propagation model for shale oil was then developed, culminating in a method for regulating the uniform propagation of multi-cluster fractures. Using horizontal shale oil

收稿日期: 2025-08-06。

第一作者简介:任岚(1979—), 男, 博士, 教授, 主要从事油气藏压裂酸化理论与应用方面的科研和教学工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号, 邮政编码: 610500。E-mail: renlanswpu@163.com**通信作者简介:**于志豪(1993—), 男, 博士, 讲师, 主要从事非常规储层增产改造理论和技术和岩石力学科研工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号, 邮政编码: 610500。E-mail: yzh_swpu@126.com**基金项目:**国家科技重大专项课题“深层页岩气提高采收率技术”(2025ZD1404106); 国家自然科学基金项目“深层超深层页岩气水平井压裂网高效建造理论与方法研究”(U21B2071), “纳米-超临界CO₂压裂-置换-驱替协同提高页岩气采收率基础研究”(U24A2084); 国家自然科学基金青年科学基金项目“基于DEM-LBM流固耦合的深层页岩气水力裂缝长效支撑理论与方法研究”(52104039); 中国石油-西南石油大学创新联合体科技合作项目“多层叠置页岩储层地质力学参数场预测及缝网创建理论与优化技术”(2020CX030201)。

well NC1 as a case, we first performed an optimization of the non-uniform perforation cluster layout with the objective of minimizing the differences in initiation pressure among the perforation clusters. A comparative analysis of fracture propagation before and after the optimization of the perforation clusters was conducted, and the effectiveness of fracture control post-optimization was evaluated. The results indicated that after optimizing the perforation clusters, the average initiation pressure difference across the entire well stage decreased from 7.04 MPa to 1.03 MPa. The average fracture length variation coefficient across all stages reduced from 0.22 to 0.09, with a decrease in the fracture length variation coefficient in each stage, and all cluster fractures in each stage initiated. The standard deviation of the inflow rates for each cluster of fractures in well NC1, derived from high-frequency pressure wave deconvolution, was found to be less than 10, indicating a relatively uniform distribution of inflow rates among the clusters. The regulation of hydraulic fracture initiation and propagation was significantly effective. This research provides a theoretical framework for enhancing the effectiveness of perforation cluster fracturing in horizontal shale oil wells and for regulating the uniform propagation of fractures among clusters, offering valuable guidance for the design of multi-cluster perforations in field applications.

Keywords: Shale oil; Initiation pressure; Non-uniform perforation cluster; Fracture length variation coefficient; Uniform fracture propagation

与常规储层相比,页岩油储层地质工程条件更为复杂^[1-2],页岩油储层在压裂过程中表现出显著的非均质性特征。具体而言,同一压裂段内各射孔簇所处位置往往存在原位应力场分布不均,储层岩石力学特性存在显著差异,同时天然裂缝网络发育程度呈现非均匀分布特征。这些地质因素与孔隙弹性效应、应力干扰相互作用,导致各射孔簇的裂缝破裂压力存在差异^[3]。为了在页岩油储层中形成“人造油藏”,建造高复杂度有效缝网,密簇压裂技术逐步发展成熟,簇数由3簇增加到5~11簇,簇间距由25~30 m缩减至5~10 m。工程实践表明,由于各射孔簇位置的破裂压力存在显著差异,导致多簇裂缝系统呈现明显的非均匀扩展特征,射孔簇产能贡献率显著下降。

为了实现水平井分段多簇裂缝均衡扩展,前人在关于射孔眼摩阻、裂缝间流体竞争分配以及缝间干扰效应影响下的簇间距和射孔参数优化方面开展了充分的研究工作^[4-7]。例如,王维^[8]等系统考察了压裂段内射孔簇数量、簇间距离以及空间分布模式对裂缝网络形成的影响规律,并基于裂缝扩展形态和均匀性评价指标的定量分析,优化了射孔簇布置方案,包括合理的簇数范围、最佳的簇间距以及高效的布簇模式。郭天魁^[9]等系统模拟了多簇射孔条件下裂缝网络的竞争扩展过程,研究发现射孔参数的合理配置可显著改善裂缝扩展的均匀性。HUNG^[10]等应用三维离散元数值模拟方法,研究发现水力裂缝发生偏转与非均匀扩展和裂缝宽度、射孔簇间距密切相关,并据此优化了射孔簇布置方案。LU^[11]研究发现采用非均匀簇间距及实用限流技术等优化措施,可显著改善压裂段的裂缝扩展效果。但是未考虑到储层地质特征如破裂压力等对裂缝起裂延伸的影响。为了实现水平井分段多簇裂缝均衡扩展,技术人员也研发了多项创新工艺。通过缝口暂堵、差异化射孔、极限限流压裂、分段投球、变黏压裂液等以及上述手段相结合的复合压裂工艺技术,可有效改善裂缝系统的扩展均匀性,这些工艺技术的创新和应用显著提升了储层改造效果,增强了页

岩油开发的经济可行性^[12-16]。

上述研究在优化射孔参数与裂缝扩展均衡性方面取得了较多成果,但普遍忽视了储层内部破裂压力的空间差异。页岩油储层表现出强非均质性,这种地质条件的复杂性导致不同井段及各射孔簇位置的破裂压力值产生显著差异,这种差异直接影响裂缝的起裂顺序和液体分配。若未能充分考虑破裂压力分布规律,优化方案往往偏于理想化,导致模拟预测与实际压裂效果存在偏差。

结合测井解释数据,首次将各射孔簇点的破裂压力分布纳入优化目标,使射孔簇点布置更贴合储层实际非均质性。然后基于压裂井段内各射孔簇点破裂压力差异最小化优化了射孔簇点位置,利用弹性力学理论、断裂力学原理和位移不连续方法,构建了考虑缝间应力干扰效应的多簇裂缝延伸数值模型,开展了非均匀射孔条件下的多簇水力裂缝延伸模拟,最后将破裂压力差、缝长变异系数以及各簇裂缝进液量相结合,形成了一套系统的均衡延伸调控评价指标和调控方法。该方法能够准确模拟射孔位置优化前后的裂缝扩展特征,通过对比分析起裂压力变化和裂缝长度差异系数,定量评估射孔优化方案对裂缝系统的调控效果。

1 数学模型建立

1.1 射孔簇点位置优化

首先获取页岩油水平井全井段破裂压力和段内均匀射孔布簇下全部射孔簇点位置。其中,页岩油水平井全井段破裂压力即为测井数据解释所得到的水平段A靶点至B靶点每0.125 m井深处的储层破裂压力。段内均匀射孔布簇下全部射孔簇点位置可以根据各压裂井段段簇间距、各压裂段簇数以及B靶点井深计算得到。

以压裂井段内各簇点处与平均破裂压力绝对误差值最小为目标,优化调整各压裂井段内射孔簇点位置:

$$\varepsilon_{j \pm \delta} = \min \left\{ \left| P_{j \pm \delta} - P^* \right| \right\} \quad (1)$$

$$L_j = L_{j \pm \delta} \quad (2)$$

$$P_j = P_{j \pm \delta} \quad (3)$$

式(1)–(3)中： $\varepsilon_{j \pm \delta}$ 为搜索范围 δ 内破裂压力与平均破裂

压力最小绝对误差值,单位 MPa; $P_{j \pm \delta}$ 为搜索范围 δ 内破裂压力,单位 MPa; P^* 为平均破裂压力,单位 MPa; L_j 为第 j 簇处的井深,单位 m; $L_{j \pm \delta}$ 为搜索范围 δ 内井深,单位 m; P_j 为第 j 簇处的破裂压力,单位 MPa。

射孔簇点位置优化流程图如图 1 所示。

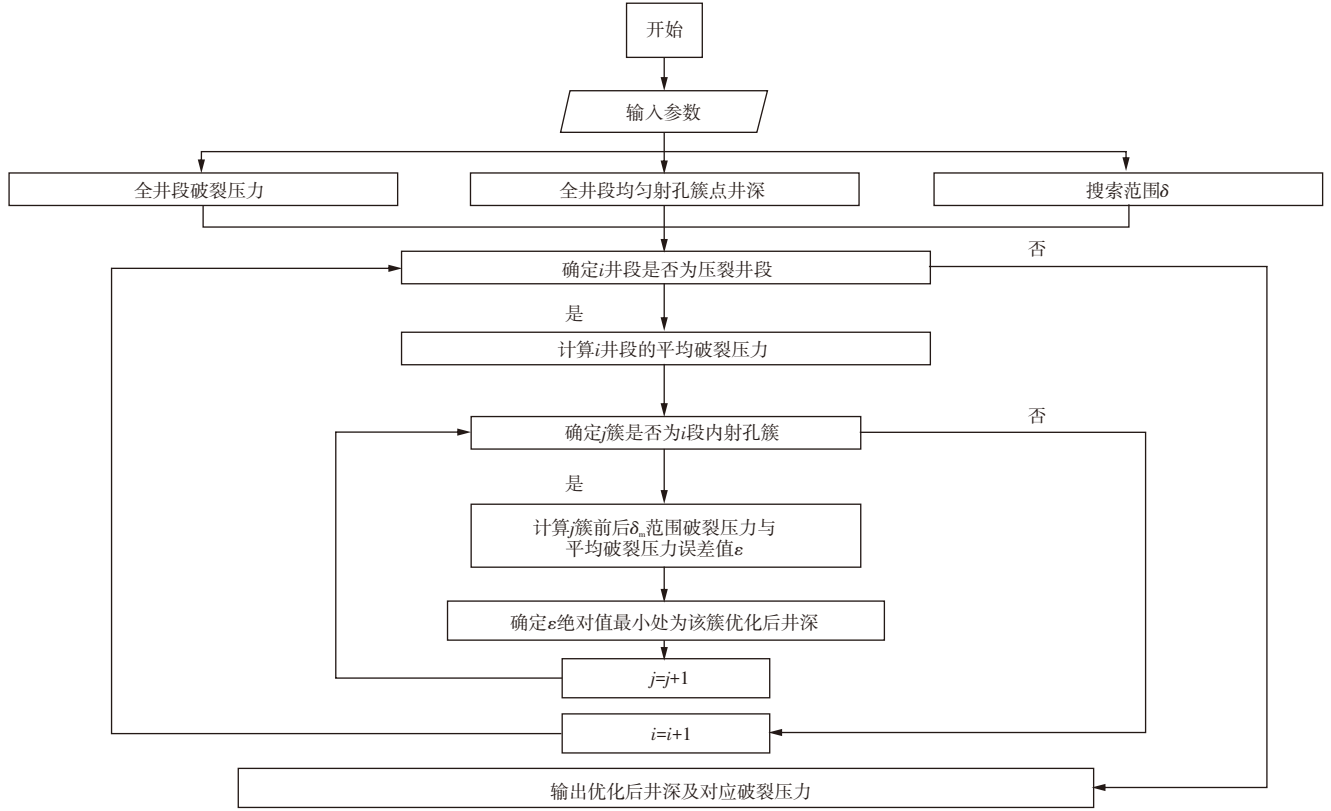


图 1 射孔簇点位置优化流程

Fig. 1 Flowchart of perforation cluster location optimization

1.2 缝间干扰下诱导应力场求解方程

利用位移不连续方法(DDM)^[17-18]计算非均匀地应力场。裂缝单元应力平衡方程组:

$$(\sigma_t)_i = \sum_{j=1}^N (A_{tt})_{ij} (D_t)_j + \sum_{j=1}^N (A_{tn})_{ij} (D_n)_j \quad (4)$$

$$(\sigma_n)_i = \sum_{j=1}^N (A_{nt})_{ij} (D_t)_j + \sum_{j=1}^N (A_{nn})_{ij} (D_n)_j \quad (5)$$

式(4)–(5)中： $(\sigma_t)_i$ 和 $(\sigma_n)_i$ 分别为 i 单元所受切应力和正应力,单位 MPa; $(A_{tt})_{ij}$ 、 $(A_{tn})_{ij}$ 、 $(A_{nt})_{ij}$ 、 $(A_{nn})_{ij}$ 为 j 单元切向位移和法向位移不连续量分别在 i 单元上引起的切向应力分量和法向应力分量; $(D_t)_j$ 和 $(D_n)_j$ 分别为 j 单元切向应变和法向应变,单位 m; N 为裂缝单元总数。

i 单元应力边界条件如下:

$$(\sigma_t)_i = 0 \quad (6)$$

$$(\sigma_n)_i = -P_{\text{net}} = -(P_f - \sigma_h) \quad (7)$$

式中： P_{net} 为内部净压力,单位 MPa; P_f 为缝内压力,单位

MPa; σ_h 为最小主应力,单位 MPa。

利用裂缝法向应变 $(D_n)_i$ 和切向应变 $(D_t)_i$ 计算诱导应力分量,计算方程为:

$$\Delta\sigma_{xx} = \frac{GD_n}{2\pi(1-\nu)} [2egF_3 + (e^2 - g^2)F_4 + \zeta(gF_5 + eF_6)] + \frac{GD_t}{2\pi(1-\nu)} [2e^2F_3 - 2egF_4 + \zeta(eF_5 - gF_6)] \quad (8)$$

$$\Delta\sigma_{yy} = \frac{GD_n}{2\pi(1-\nu)} [2egF_3 + (e^2 - g^2)F_4 - \zeta(gF_5 + eF_6)] - \frac{GD_t}{2\pi(1-\nu)} [2g^2F_3 + 2egF_4 + \zeta(eF_5 - gF_6)] \quad (9)$$

$$\Delta\sigma_{xy} = \frac{GD_n}{2\pi(1-\nu)} \zeta(gF_6 - eF_5) + \frac{GD_t}{2\pi(1-\nu)} [F_4 + \zeta(gF_5 + eF_6)] \quad (10)$$

$$\Delta\sigma_{zz} = \nu(\Delta\sigma_{xx} + \Delta\sigma_{yy}) \quad (11)$$

式(8)–(11)中： $\Delta\sigma_{xx}$ 、 $\Delta\sigma_{yy}$ 、 $\Delta\sigma_{xy}$ 、 $\Delta\sigma_{zz}$ 为诱导应力分量,单位 MPa; G 为剪切模量,单位 MPa; D_n 、 D_t 分别为法向应变(裂缝宽度)和切向应变,单位 m; ν 为泊松比; e 和 g 分

别为局部坐标系 ζ 轴与全局坐标系 x 轴和 y 轴夹角的余弦值; F_k 为 Papkovitch 函数偏导方程, $k \in \{3 \sim 6\}$; ζ 为局部坐标系中的 y 坐标。

利用叠加原理即可计算储层当前的非均匀地应力场。

1.3 多簇裂缝延伸模型

1.3.1 物质平衡方程

每条裂缝内的物质平衡方程为:

$$\frac{\partial q_f(s,t)}{\partial s} = \frac{2C_L h_f(s)}{\sqrt{t - \tau(s)}} + \frac{\partial \omega_f(s,t)}{\partial t} h_f(s) \quad (12)$$

式中: q_f 为裂缝内压裂液的流量, 单位 m^3/s ; t 为压裂的时间, 单位 s ; C_L 为压裂液在裂缝壁面上的滤失系数, 单位 $\text{m}/\text{s}^{0.5}$; h_f 为压裂裂缝纵向延伸高度, 单位 m ; $\tau(s)$ 为裂缝长度方向坐标 s 位置处压裂液开始滤失的时间, 单位 s ; ω_f 为压裂裂缝的开度, 单位 m 。

1.3.2 缝内流动方程

裂缝内压裂液的流动方程为:

$$\frac{\partial p_f}{\partial s} = -\frac{64\mu}{\pi h_f \omega_f^3} q_f \quad (13)$$

式中: p_f 为裂缝内流体压力, 单位 Pa ; μ 为裂缝内流体的黏度, 单位 $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

1.3.3 裂缝开度方程

1.2 章节中已述, 裂缝法向应变即为裂缝开度, 表达式为:

$$\omega_f(s) = (D_n)_i \Big|_{s \in i} \quad (14)$$

式中: $(D_n)_i$ 为 i 单元的法向断距量, 单位 m ; s 为裂缝长度方向坐标, 单位 m 。

1.3.4 裂缝高度方程

水力裂缝的高度表达式为:

$$h_f = \frac{2}{\pi} \left(\frac{K_{IC}}{p_f - \sigma_{\text{close}}} \right)^2 \quad (15)$$

式中: K_{IC} 为储层岩石的断裂韧性, 单位 $\text{Pa}/\text{m}^{0.5}$; σ_{close} 为作用于裂缝壁面上的闭合应力, 单位 Pa 。

1.3.5 裂缝转向方程

根据最大周向应力准则, 水力裂缝延伸方向与裂缝尖端最小周向应力方位一致^[19], 表达式为:

$$K_I \sin \theta_{\text{HF}} + K_{II} (3 \cos \theta_{\text{HF}} - 1) = 0 \quad (16)$$

根据 OLSON^[20] 给出的应力强度因子表达式:

$$K_I = \frac{\sqrt{2\pi} G}{4(1-\nu)\sqrt{a}} D_n \quad (17)$$

$$K_{II} = \frac{\sqrt{2\pi} G}{4(1-\nu)\sqrt{a}} D_t \quad (18)$$

式中: a 为离散裂缝单元半长, 单位 m ; θ_{HF} 为水力裂缝延伸转向角, ($^\circ$)。

1.3.6 裂缝流量分配方程

由流体力学, 压裂过程中各簇裂缝分配所得流量与起裂压力和流体沿程压降密切相关, 表达式为:

$$p_h = p_{b,l} + p_{s,l} + \sum_{j=1}^i \Delta p_{r,k} + \Delta p_{fp,l} \quad (19)$$

$$p_{b,l} = \sigma_{\text{min},l} + S_l \quad (20)$$

$$\Delta p_{r,k} = C_p \sum_{j=1}^i L_{r,k} q_{r,k} \quad (21)$$

$$C_p = \frac{128\mu}{\pi d_r^4} \quad (22)$$

$$q_{r,k} = q_T - \sum_{i=1}^{j-1} q_i \quad (23)$$

$$\Delta p_{fp,l} = 8.1 \frac{q_i^2 \rho}{n_{fp,l}^2 d_{fp,l}^4 \alpha_{fp,l}^2} \quad (24)$$

式(19)~(24)中: p_h 为水平井跟端压力, 单位 Pa ; $p_{b,l}$ 为第 l 簇裂缝孔眼处的破裂压力, 单位 Pa ; l 为各簇编号; $p_{s,l}$ 为第 l 簇裂缝缝口的净压力, 单位 Pa ; $\Delta p_{r,k}$ 为第 k 水平井段的流动压降, 单位 Pa ; k 为水平井段编号; $\Delta p_{fp,l}$ 为第 l 簇裂缝孔眼处的摩阻压降, 单位 Pa ; $\sigma_{\text{min},l}$ 为第 l 簇裂缝孔眼处的最小水平主应力, 单位 Pa ; S_l 为储层岩石抗张强度, 单位 Pa ; C_p 为井筒摩阻系数, 单位 $\text{Pa} \cdot \text{s}/\text{m}^4$; $L_{r,k}$ 为第 k 水平井段的长度, 单位 m ; $q_{r,k}$ 为第 k 水平井段的流量, 单位 m^3/s ; μ 为压裂液黏度, 单位 $\text{Pa} \cdot \text{s}$; d_r 为水平井筒直径, 单位 m ; q_T 为压裂液注入的总流量, 单位 m^3/s ; q_i 为第 i 条裂缝分配所得的流量, 单位 m^3/s ; ρ 为压裂液密度, kg/m^3 ; $n_{fp,l}$ 为第 l 簇孔眼数量; $d_{fp,l}$ 为第 l 簇孔眼直径, 单位 m ; $\alpha_{fp,l}$ 为第 l 簇孔眼流量系数, 一般取 $0.80 \sim 0.85$ 。

1.3.7 缝长变异系数

根据各压裂井段各簇水力裂缝长度, 计算各压裂井段内的水力裂缝缝长变异系数, 计算方程为:

$$\xi = \frac{\sqrt{\frac{1}{N_{\text{HF}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{HF}}} (L_{fi} - \mu)^2}}{\mu} \quad (25)$$

式中: ξ 为各压裂井段缝长变异系数; N_{HF} 为各压裂井段内的裂缝条数, 条; i 为第 i 条裂缝; L_{fi} 为第 i 条裂缝的长度, 单位 m ; μ 为压裂井段内裂缝缝长平均值, 单位 m 。

1.4 计算方法与流程

①首先根据测井数据解释获取水平段A靶点至B靶点每0.125 m井深处的储层破裂压力;②获取段内均匀射孔布簇下水平井段全部射孔簇点位置和对应破裂压力;③随后,以压裂井段内各簇点处破裂压力差最小化为目标,根据式(1)优化调整各压裂井段内射孔簇点位置和对应破裂压力;④随后,联立式(2)~(11),计算缝内流体压力和裂缝诱导应力干扰下的非均匀应力场和裂缝开度;⑤随后,联立式(12)~(24),结合步骤②得到的射孔簇点优化前的破裂压力和步骤④计算得到的裂缝开度,计算页岩油水平井均匀射孔布簇下压裂裂缝参数;⑥结合式(25),根据各压裂井段各簇水力裂缝长度,计算各压裂井段内的水力裂缝缝长变异系数。射孔簇点位置优化调控裂缝均衡延伸示意图如图2所示。

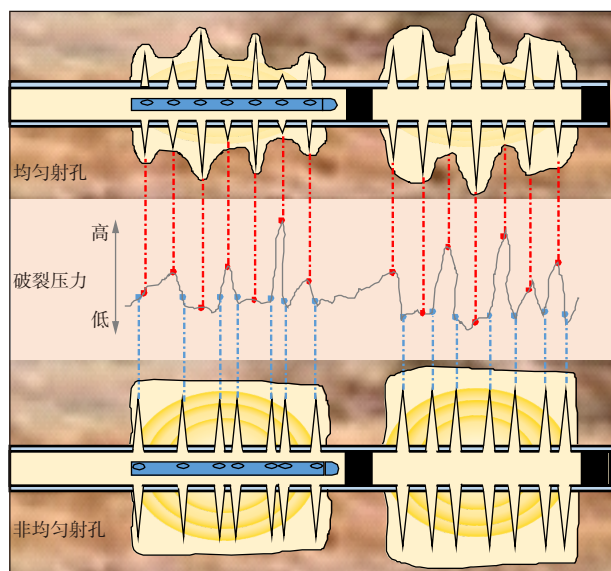


图2 射孔簇点位置优化调控裂缝均衡延伸示意图

Fig. 2 Schematic diagram of optimizing the perforation cluster position to control the uniform propagation of fractures

2 矿场应用与分析

基于上述计算方法与流程,利用建立的页岩油水平井射孔簇点位置优化方法和多簇裂缝延伸模型,模拟表征了射孔簇位置优化前后压裂裂缝延伸形态,对比分析了射孔簇位置优化前后的破裂压力和缝长变异系数,对射孔簇位置优化后的裂缝调控效果进行了评价。

2.1 储层特征

页岩油 NC1 井所在区块地层压力为 27.7 MPa,地层压力系数为 1.35,属于异常高压油气藏;地层温度为 66 °C,温度梯度为 2.76 °C/hm,属于中低温储层;孔隙度

集中在 6.61%~9.40%,渗透率集中在 $(0.08\sim0.9)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度介于 44.54%~62.02%,杨氏模量为 30.6~34.3 GPa,泊松比为 0.22~0.27;储层以孔隙为主要储集空间,孔隙型油藏特征明显,裂缝不发育;水平最大主应力为 50.38~53.30 MPa,水平最小主应力为 41.20~44.00 MPa,垂向主应力为 50.00~51.00 MPa。矿物组成中,长石质量分数为 33.3%~51.2%,石英质量分数为 29.4%~49.2%,黏土矿物质量分数为 7%~16%。储层油品为轻质油,含少量中质油。NC1 井测井解释显示该井全井段破裂压力存在较大差异。

2.2 射孔簇点优化前后的破裂压力差

NC1 井 A 靶点井深 2 495 m,垂深 2 078 m,B 靶点井深 3 865 m,垂深 2 089 m,实钻水平段长 1 370 m。基于该井实际储层地质参数开展多簇水力裂缝延伸数值模拟,模型地质参数与压裂施工参数如表 1 所示。

表 1 NC1 井多簇水力裂缝延伸数值模拟地质参数与压裂施工参数

Table 1 Geological parameters and engineering parameters of numerical simulation of multi-cluster hydraulic fracture propagation in Well NC1

参数类型	参数名称	数值
地质参数	最大水平主应力/MPa	52
	最小水平主应力/MPa	43
	垂向应力/MPa	50
	杨氏模量/GPa	32
	泊松比	0.26
压裂施工参数	井筒直径/mm	139.7
	射孔内径/mm	9.5
	单簇孔数	8
	簇数	5~6
	排量/(m ³ /min)	19
	单段液量/m ³	1 800~2 000
	压裂液黏度/(MPa·s)	5

以压裂井段内各簇点处破裂压力差最小化为目标,优化调整各压裂井段内射孔簇点位置,射孔簇点优化前后位置及对应破裂压力和破裂压力差如图 3 和图 4 所示,射孔簇点位置优化后,全井段平均破裂压力差由 7.04 MPa 降低至 1.03 MPa。第 12 段射孔簇点优化后,破裂压力差降低程度最大,由优化前的 36.02 MPa 降低至 0.79 MPa,射孔簇点位置优化后破裂压力差降低效果显著。

2.3 射孔簇点优化前后的缝长变异系数

基于 NC1 井射孔簇点优化前后的井深及对应破裂压力,结合表 1 中的参数,利用构建的页岩油水平井多簇裂缝延伸模型开展裂缝延伸模拟研究,模拟表征 NC1 井射孔簇点优化前后的裂缝延伸展布形态,如图 5 和图 6 所

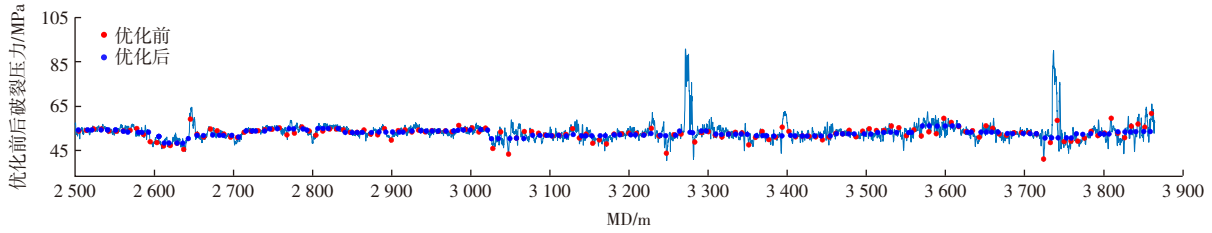


图3 NC1井水平段射孔簇点优化前后位置及对应破裂压力

Fig. 3 Well depth and initiation pressure of perforation clusters in the horizontal stage of Well NC1 before and after optimization

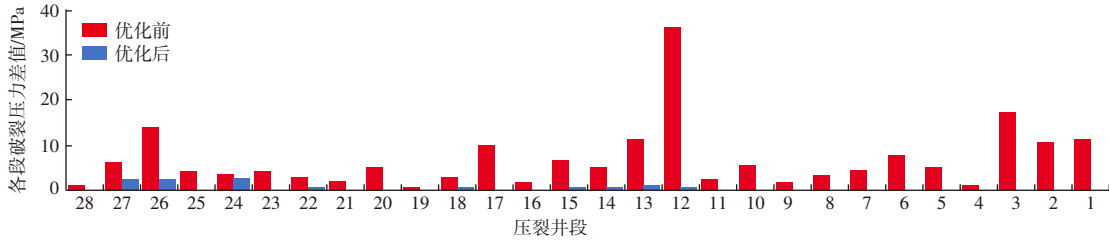


图4 NC1井水平段优化前后破裂压力差值

Fig. 4 Initiation pressure difference in the horizontal stage of Well NC1 before and after optimization

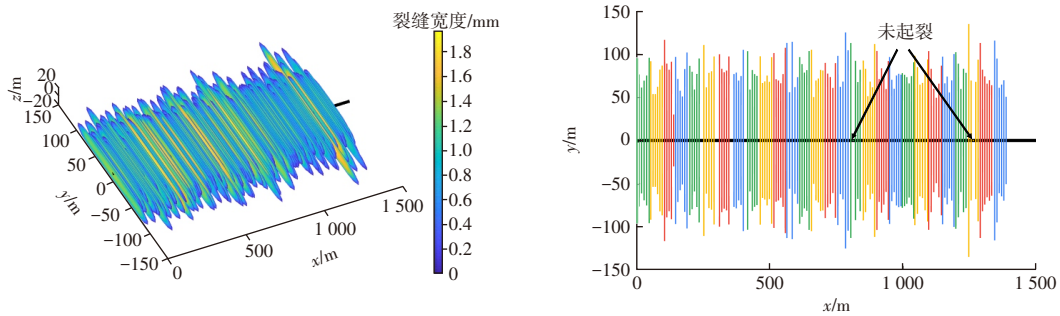


图5 NC1井射孔簇点优化前的裂缝延伸展布形态

Fig. 5 Planar distribution of fracture propagation before perforation cluster optimization in Well NC1

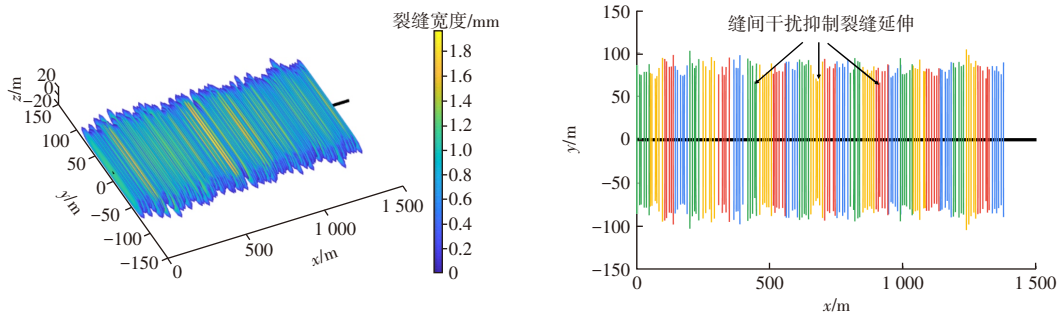


图6 NC1井射孔簇点优化后的裂缝延伸展布形态

Fig. 6 Planar distribution of fracture propagation after perforation cluster optimization in Well NC1

示。进而计算射孔簇点优化前后各压裂井段内的缝长变异系数,如图7所示。

NC1井优化前所有井段平均缝长变异系数0.22,且第3段和第12段存在未起裂的射孔簇;优化后各井段缝长变异系数均减小,所有井段平均缝长变异系数为0.09,各井段所有簇点裂缝全部起裂。射孔簇点位置优化后,个别井段(第10、15和19段)局部簇间距较小,在裂缝间应力干扰效应下,各簇水力裂缝不均衡延伸行为仍较为突出,可结合限流压裂、缝口暂堵、平面射孔等工艺方法

进一步调控,提升压裂效果。

2.4 应用效果

基于各射孔簇点破裂压力差最小化为目标,对页岩油NC1井进行了非均匀射孔布簇。该井压裂期间,对各井段井口施工压力曲线采集了高频压力波动信息,根据高频压力波倒谱反演方法^[21]计算了各簇裂缝的进液量。该井第7段和全井段各簇裂缝进液量分布情况如图8和图9所示。结果显示,第7段各簇进液量分别为341、

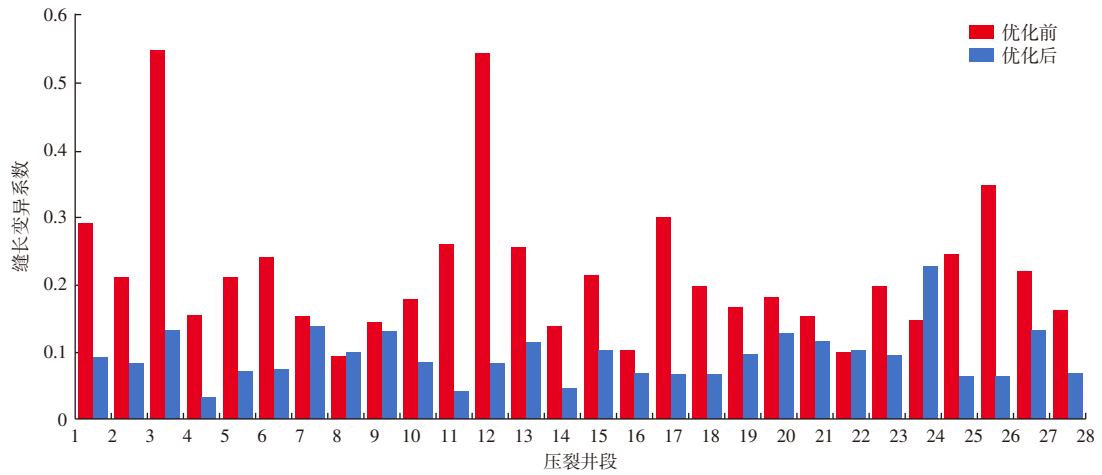


图7 NC1井射孔簇点优化前后的缝长变异系数

Fig. 7 Fracture length and fracture length variation coefficient before and after perforation cluster optimization in Well NC1

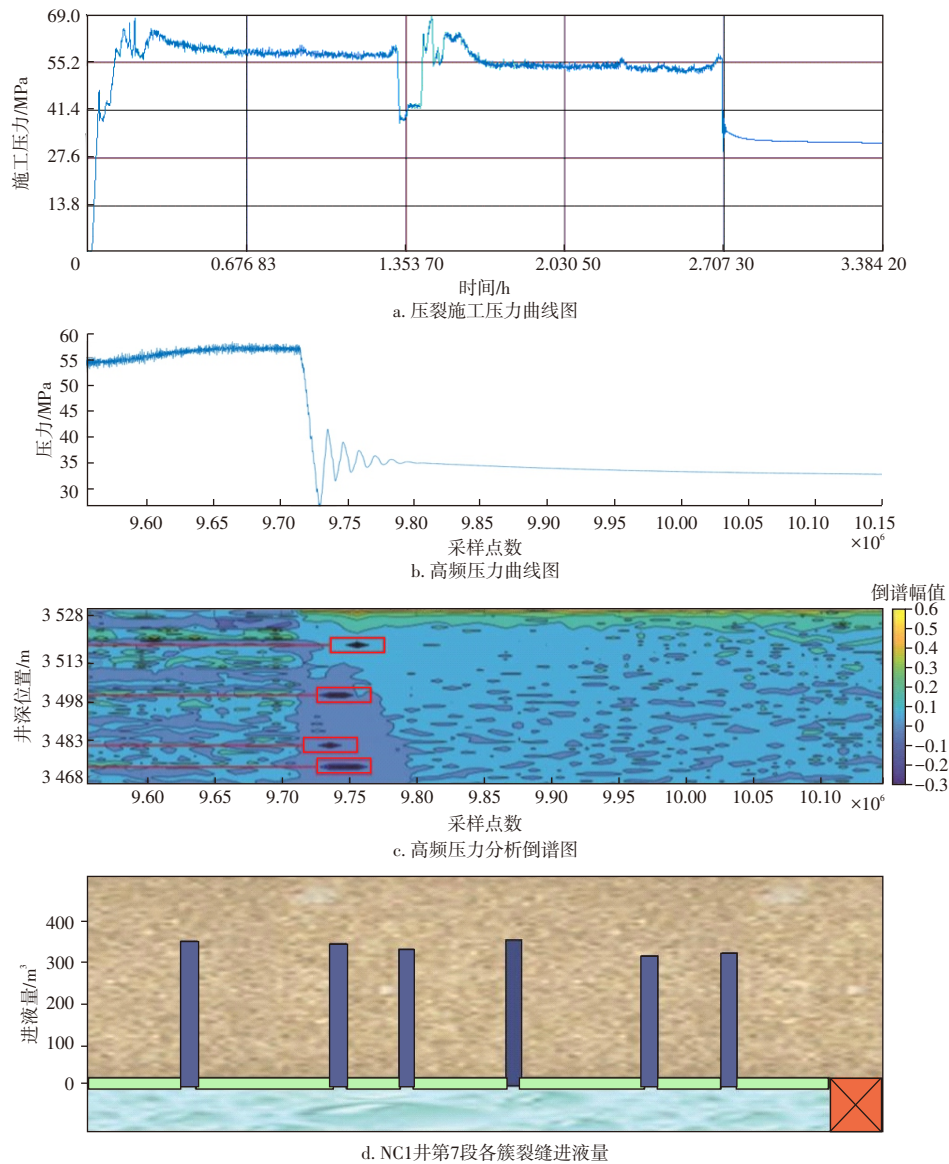


图8 NC1井第7段高频压力倒谱分析反演各簇裂缝进液量

Fig. 8 High-frequency pressure-wave cepstrum analysis inversion of cluster fluid intake in Stage 7 of Well NC1

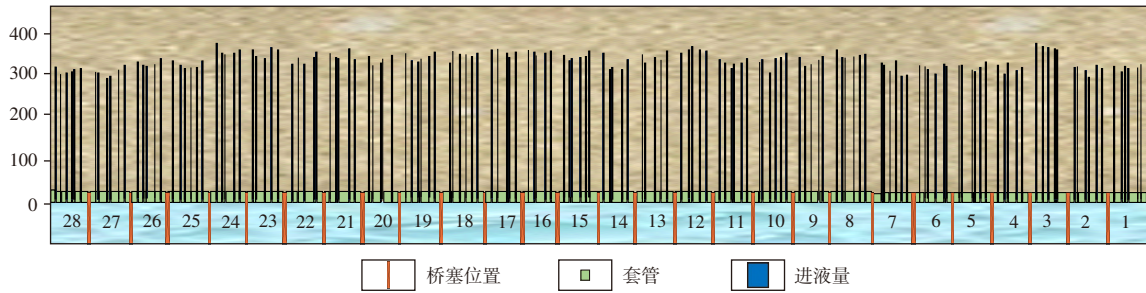


图9 NC1井全井段高频压力倒谱分析反演簇裂缝进液量

Fig. 9 High-frequency pressure-wave cepstrum analysis inversion of fluid intake across all stages in Well NC1

338、328、342、320、321 m³,各簇进液量标准差为 9.97。基于相同方法,计算得到其他压裂井段各簇裂缝进液量标准差均小于 10,因此,利用本研究建立的页岩油水平井射孔簇点位置优化方法对 NC1 井进行非均匀射孔布簇后,各簇裂缝进液量分配较为均匀,多簇裂缝起裂延伸更加均衡。

3 结论

以压裂井段内各射孔簇点破裂压力差最小化为目标进行射孔位置优化设计。考虑多簇裂缝间应力干扰效应,构建页岩油多簇水力裂缝延伸模型,以页岩油 NC1 井为例,分别开展射孔簇位置优化前后的水力裂缝延伸模拟,对射孔簇位置优化后的裂缝调控效果进行评价,从而建立页岩油多簇水力裂缝均衡延伸调控方法,得出以下结论:

1) NC1 井射孔簇点位置优化后,全井段平均破裂压力差由 7.04 MPa 降低至 1.03 MPa。其中,第 12 段射孔簇点位置优化后,破裂压力差降低程度最大,由优化前 36.02 MPa 降低至 0.79 MPa,射孔簇位置优化后破裂压力差降低效果显著。

2) NC1 井射孔簇点位置优化后,各井段缝长变异系数均减小,全井段平均缝长变异系数由 0.22 降低至 0.09,各井段所有簇点裂缝全部起裂。

3) 高频压力波倒谱反演 NC1 井各段各簇裂缝进液量标准差小于 10,各簇裂缝进液量分配较为均匀,所建立的射孔簇点位置优化方法调控多簇裂缝均衡起裂延伸效果显著。

参考文献

[1] 郑恒. 致密油多裂缝干扰延伸动态扩展理论研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2020.
ZHENG Heng. Study on dynamic interfere propagation theory of multi-fracture in tight oil reservoir[D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), 2020.

[2] 侯静. 致密油水平井多簇裂缝扩展数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(3): 137-146.

HOU Jing. Numerical simulation studies on multi-cluster fracture propagation in tight-oil horizontal wells[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(3): 137-146.

[3] SNYDER J, CRAMER D, WHITE M. Improved treatment distribution through oriented perforating[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2021: SPE 204203-MS.

[4] 吴涛. 致密砂岩油藏压裂裂缝延伸规律研究: 以长庆陇东地区为例[D]. 荆州: 长江大学, 2019.
WU Tao. Study on the law of fracture crack extension in tight sandstone reservoirs[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2019.

[5] GUO J, LU Q, ZHU H, et al. Perforating cluster space optimization method of horizontal well multi-stage fracturing in extremely thick unconventional gas reservoir[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 26: 1648-1662.

[6] ZHAO J, CHEN X, LI Y, et al. Numerical simulation of multi-stage fracturing and optimization of perforation in a horizontal well[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 119-126.

[7] LU Q, LIU Z, GUO J, et al. Numerical investigation of fracture interference effects on multi-fractures propagation in fractured shale [J]. Engineering Fracture Mechanics, 2023, 286: 109322.

[8] 王维, 王贤君, 王晓娟, 等. 大庆油田致密油水平井段内多簇布缝数值模拟优化研究[J]. 石油地质与工程, 2022, 36(5): 101-105.
WANG Wei, WANG Xianjun, WANG Xiaojuan, et al. Numerical simulation and optimization of multi-cluster fracture distribution in tight oil horizontal well section in Daqing oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2022, 36(5): 101-105.

[9] 郭天魁, 王云鹏, 陈铭, 等. 基于孔弹性效应的水平井多簇压裂诱导应力及裂缝扩展分析[J]. 天然气工业, 2023, 43(10): 64-72.
GUO Tiankui, WANG Yunpeng, CHEN Ming, et al. Analysis of stress induced by multi-cluster fracturing in horizontal wells and fracture propagation condiering poroelastic effect[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(10): 64-72.

[10] HUANG L, TAN J, FU H, et al. The non-plane initiation and propagation mechanism of multiple hydraulic fractures in tight reservoirs considering stress shadow effects[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2023, 292: 109570.

[11] LU Y, LI H, LU C, et al. The effect of completion strategy on fracture propagation from multiple cluster perforations in fossil hydrogen energy development[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(14): 7168-7180.

[12] XU W, JIANG F, WANG L, et al. Experimental study on plugging behavior of multitype temporary plugging agents in hydraulic

- fractures[J]. SPE Journal, 2024, 29(12): 6756–6774.
- [13] ZOU Y, LI Y, YANG C, et al. Fracture propagation law of temporary plugging and diversion fracturing in shale reservoirs under completion experiments of horizontal well with multi-cluster sand jetting perforation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(3): 715–726.
- [14] REN J, FENG Z, GUO J. Influence mechanism and optimization of the plugging capacity of temporary plugging zones with different particle sizes based on pore structure[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, 230: 212269.
- [15] LI J, DONG S, HUA W, et al. Numerical simulation of temporarily plugging staged fracturing (TPSF) based on cohesive zone method[J]. Computers and Geotechnics, 2020, 121: 103453.
- [16] SHEN M, DENG C, LI J, et al. Non-Uniform perforation to balance multi-cluster fractures propagation and parameter optimization[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2024, 20(3): 54–63.
- [17] CROUCH S L. Solution of plane elasticity problems by the displacement discontinuity method. I. Infinite body solution[J]. International Journal for Numerical Methods in Engineering, 1976, 10(2): 301–343.
- [18] WU K, OLSON J E. Investigation of the impact of fracture spacing and fluid properties for interfering simultaneously or sequentially generated hydraulic fractures[J]. SPE Production & Operations, 2013, 28(4): 427–436.
- [19] ERDOGAN F, SIH G C. On the crack extension in plates under plane loading and transverse shear[J]. Journal of Basic Engineering, 1963, 85(4): 519–525.
- [20] OLSON J E. Fracture aperture, length and pattern geometry development under biaxial loading: A numerical study with applications to natural, cross-jointed systems[J]. Geological Society, London, Special Publications, 2007, 289(1): 123–142.
- [21] 王晓强, 赵立安, 王志愿, 等. 基于水锤效应与倒谱变换的停泵压力分析方法[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(1): 108–116.
- WANG Xiaoqiang, ZHAO Li'an, WANG Zhiyuan, et al. Data analysis method of pump shutdown pressure based on water hammer effect and cepstrum transformation[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 108–116.