

基于裂缝扩展及产能的海上低渗压裂 水平井施工参数优化

江 锚¹, 罗 迪², 彭成勇¹, 张安顺¹, 李 黎²

(1. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028;

2. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518067)

摘 要: 随着海上中高渗常规油藏可动用储量逐渐减少, 渗透率小于 10 mD 的低渗油藏资源逐渐受到重视。为提高低渗油藏储量动用程度, 针对小于 10 mD 的常规低渗储层实施了多段压裂改造, 但生产过程中单段内各簇间流量差异较大, 进而影响生产效果。为探究多簇压裂裂缝形态对水平井产能的实际影响, 运用 FrSmart 地质工程一体化压裂模拟软件构建水平井压裂模型, 采用位移不连续法(DDM)对裂缝簇间距和数量两个关键因素展开分析, 开展以裂缝均匀系数与产能指标为导向的压裂参数优化研究, 最终基于裂缝均匀系数及产能最优准则, 筛选出适用于海上低渗油藏开发的压裂工程参数组合。研究表明, 随着射孔簇数量增多, 进液量占比与裂缝长度差异呈递增趋势; 裂缝簇间距显著影响多裂缝扩展的均衡性, 工程实践表明, 优化簇间距有助于提升裂缝扩展的均匀程度。结合不同段簇组合及压裂排量条件下的裂缝均匀系数、支撑裂缝参数及产能效果, 最终确定最优单段射孔簇数为 3 簇, 最优段间距为 100 m, 最优簇间距为 30 m, 推荐采用黏度为 30 mPa·s 的压裂液配合 8 m³/min 排量实施压裂作业。上述推荐参数已指导海上低渗油井压裂施工, 实现了储量的高效动用。

关键词: 位移不连续法; 水平井多段压裂; 裂缝均匀系数; 导流能力; 压后产能预测

中图分类号: TE357

文献标志码: A

文章编号: 1004-3918(2026)01-0031-13

Optimization of Operational Parameters for Offshore Low-Permeability Fractured Horizontal Wells Based on Fracture Propagation and Productivity Analysis

JIANG Mao¹, LUO Di², PENG Chengyong¹, ZHANG Anshun¹, LI Li²

(1. CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China;

2. Shenzhen Branch of CNOOC (China) Co. Ltd., Shenzhen 518067, Guangdong China)

Abstract: With the continued decline in recoverable reserves of offshore medium to high permeability reservoirs, increasing attention has been directed toward low permeability reservoirs with permeability below 10 mD. To enhance recovery efficiency in these formations, multi stage hydraulic fracturing has been applied. However, significant flow imbalances among clusters within individual stages have adversely affected well performance. To evaluate the influence of multi cluster fracture geometry on horizontal well productivity, a horizontal well fracturing model was constructed using the FrSmart integrated geomechanical simulation platform. The Displacement Discontinuity Method (DDM) was used to analyze two key parameters, namely cluster spacing and the number of

收稿日期: 2025-06-30

修回日期: 2025-11-18

接受日期: 2025-12-09

基金项目: 中国海洋石油集团有限公司“十四五”重大科技项目(KJGG2022-0701)

作者简介: 江 锚(1994-), 男, 工程师, 主要从事致密油气地质工程一体化及压裂工艺研究, E-mail: jiangmao@cnooc.com.cn

引用格式: 江锚, 罗迪, 彭成勇, 等. 基于裂缝扩展及产能的海上低渗压裂水平井施工参数优化[J]. 河南科学, 2026, 44(1): 31-43.

Jiang M, Luo D, Peng C Y, et al. Optimization of operational parameters for offshore low-permeability fractured horizontal wells based on fracture propagation and productivity analysis[J]. Henan Science, 2026, 44(1): 31-43.

clusters per stage. An optimization study was then carried out using fracture uniformity coefficient and productivity index as evaluation criteria to determine the optimal fracturing parameter combination for offshore low permeability reservoirs. The results indicate that increasing the cluster count leads to greater disparity in fluid intake and fracture length. Cluster spacing strongly affects the uniformity of fracture propagation, and field observations confirm that optimized spacing promotes more uniform fracture growth. Based on the evaluation of fracture uniformity, propped fracture characteristics and productivity under various stage cluster configurations and pumping rates, the optimal parameters were identified as three clusters per stage, stage spacing of 100 m and cluster spacing of 30 m. The recommended operational conditions include a fracturing fluid with a viscosity of 30 mPa·s and a pumping rate of 8 m³/min. These optimized parameters have been successfully applied in offshore low permeability wells and have contributed to improved recovery performance.

Key words: displacement discontinuity method; multi-stage fracturing in horizontal wells; fracture uniformity coefficient; fracture conductivity; post-fracturing productivity prediction

0 引言

随着海上中高渗常规油藏的可动用储量越来越少,小于10 mD的海上低渗油藏资源因其巨大的资源潜力,已成为全球能源领域的研究热点。水平井分段多簇压裂技术作为经济开发此类储层的核心工艺,在工程实践中展现出显著优势^[1-2]。值得注意的是,现场PLT生产测井数据显示,相同压裂段多簇裂缝对应的产量占比极差超过4,初步推断多簇裂缝支撑缝长差异大^[3-4]。支撑缝长差异大的根本原因在多簇裂缝延伸阶段产生的应力阴影效应会显著改变近井地应力分布,导致裂缝扩展过程受到制约,最终形成非均匀裂缝,进而直接影响着海上低渗油藏的压裂改造效果^[5-6]。因此,系统揭示多裂缝形态演化机制,建立产能导向的压裂参数优化模型,对提升海上低渗油藏开发效益具有重要工程价值。

近年来,学者们逐步推进了多裂缝协同扩展条件下的压裂产能优化探索^[7]。徐创朝团队^[8]聚焦于低渗透致密油藏开发难题,创新性地构建了水平井缝网压裂参数优化体系。该研究借助Eclipse数值模拟软件,综合考量井筒摩擦效应与启动压力梯度特征,开发出三维缝网压裂数值模型;通过敏感性分析揭示了缝网形态特征与压裂改造效果的内在关联,为工程实践提供了科学依据。刘雄课题组^[9]整合Green函数理论与Warren-Root双孔介质渗流模型,构建了适用于致密油藏的压裂产能预测数学模型,系统考察了裂缝延伸长度、布缝密度、储集空间配比及裂缝间距等参数对开发效果的敏感性。现有的压裂参数优化模型多数围绕着所有位置裂缝宽度

及导流能力均相等的理想化均匀裂缝进行假设,忽略实际压裂中因应力阴影效应导致的支撑缝宽非均质性较大及存在无效裂缝问题。因此,目前压裂参数优化的难点在于压裂参数优化无法与多段多簇液体流量分布及压后产能动态有机结合,进而导致产能预测偏差,参数优化结果与实际改造效果脱节。

本文通过位移不连续法理论揭示裂缝簇间距与数量对扩展参数及流量分配的作用机制,在此基础上运用FrSmart地质工程一体化压裂模拟平台^[10-11],结合KP油田基础参数构建了水平井压裂平面均质模型。通过将不同施工方案产生的实际裂缝形态参数代入数值模型,开展以裂缝均匀系数与产能指标为导向的压裂参数优化研究,最终基于裂缝均匀系数及产能协同优化准则筛选出适用于目标区块的海上低渗水平井压裂工程参数组合。

1 海上低渗油藏水平井多裂缝扩展规律研究

1.1 海上低渗油藏水力裂缝扩展数值模型

为充分开发海上低渗透油藏的油气资源,工程实践中常采用单段多簇射孔配置方案。在压裂液注入地层的过程中,同一压裂段内各簇间的流体分配呈现动态演变特征,这一分配过程具有时变特性,各簇裂缝的瞬时注入速率会随着压裂进程不断调整。鉴于注入速率直接影响水力裂缝的扩展规模,采用位移不连续法(DDM)构建压裂液动态分配模型显得尤为重要,压裂水平井单段多簇裂缝流动情况如图1所示。水平井筒内的流体运动遵循Kirchhoff节点流量守恒原理,即井筒总注入量等于各分支裂缝注入量的矢量和,其数学表达式如下^[12]:

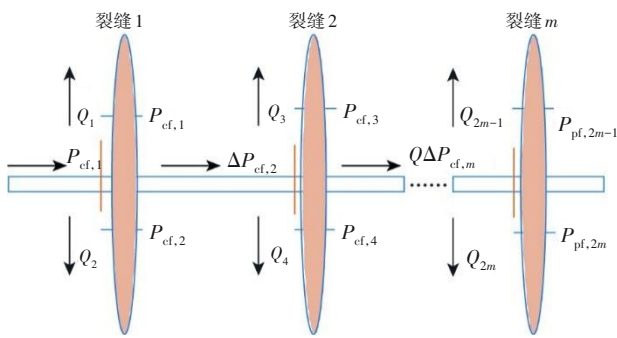


图1 压裂水平井单段多簇裂缝流动示意图

Fig.1 Schematic of flow distribution among multiple fracture clusters in one stage of multistage fractured horizontal well

$$Q_T = \sum_{i=1}^m Q_i, \quad (1)$$

式中: Q_i 为单条裂缝注入量, m 为裂缝数量; Q_T 为井筒总注入量。

除此之外, 考虑井筒压降和射孔压降, 井筒流压需满足如下关系式:

$$p_0 = p_{w,i} + p_{pf,i} + p_{cf,i}, \quad (2)$$

式中: $p_{w,i}$ 为第 i 条裂缝入口处流动压力, MPa; $p_{pf,i}$ 为第 i 条裂缝射孔摩阻压降, MPa; $p_{cf,i}$ 为第 i 条裂缝井筒摩阻压降, MPa; p_0 为井筒根部流动压力, MPa。

第 i 条裂缝射孔眼摩阻压降计算公式为^[13]:

$$p_{pf,i} = \frac{2.232 \times 10^{-10} Q_i^2 \rho}{n_p^2 d^4 C^2}. \quad (3)$$

第 i 条裂缝井筒摩阻压降计算公式为:

$$p_{cf,i} = 2^{3n+2} \pi^{-n} K \left(\frac{1+3n}{n} \right) D - (3n+1) \sum_{j=1}^i Q_{w,j}^n L_{w,j}, \quad (4)$$

式中: n_p 为射孔眼数目; ρ 为压裂液混合密度, kg/m^3 ; d 为射孔眼直径, mm ; C 为孔眼流量系数; K 为流体稠度系数, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; n 为流体流动指数; D 为水平井筒内径, m ; j 为射孔簇编号; $Q_{w,j}$ 为 $j-1$ 簇和 j 簇之间的井筒流量, m^3/d ; $L_{w,j}$ 为 $j-1$ 簇和 j 簇之间的簇间距, m 。

当采用 DDM 方法模拟段内多簇压裂时, 井筒及裂缝整个系统和每条裂缝流量均遵循物质平衡方程, 具体公式如下:

$$\int_0^T Q_T(t) dt = \sum_{i=1}^{2m} [2Hc_i \int_0^{f_i,t} \int_0^T \frac{ds dt}{\sqrt{t-\tau(s)}} + \int_0^{f_i,t} Hw ds], \quad (5)$$

式中: $Q_i(t)$ 为同一压裂段第 i 簇截面流量, m^3/s ; t 为注入时间, s ; H 为水平井单簇裂缝高度, m ; c_i 为流体综合滤失系数, $\text{m}/\text{s}^{0.5}$; τ 为流体滤失开始的时刻, s ; w 为水平井单簇裂缝宽度, m ; f_i 为第 i 簇裂缝长度, m ; s 为沿裂缝扩展方向的位移, m 。

在已知井筒根部流体压力的条件下, 需要迭代求解每条裂缝每个时刻的流量及缝内流量分布, 迭代求解的公式如下:

$$Q_{i,j+1} = (1 - \alpha_1) Q_{i,j} + \alpha_1 Q_{i,j+1/2}, \quad (6)$$

$$q(i)_{k,j+1} = (1 - \alpha_2) q(i)_{k,j} + \alpha_2 q(i)_{k,j+1/2}. \quad (7)$$

当相邻两个时间步长条件下计算的流量数值接近 (即小于迭代收敛容差) 时, 则结束迭代计算。式中: $Q_{i,j+1}$ 为第 i 条裂缝第 $j+1$ 个迭代步数流量, m^3/s ; $q(i)_{k,j+1}$ 为第 i 条裂缝内第 k 个节点第 $j+1$ 个迭代步数的流量, m^3/s ; α_1 和 α_2 为迭代因子, 取值均为 0.1。

1.2 单段裂缝簇间距及裂缝数量影响规律研究

基于海上低渗透油田水平井的实测数据, 研究对象为水平段总长 980 m 的开发井, 其中水平段改造长度达 912 m, 采用 8 段压裂工艺, 各段平均间隔 114 m。水平井基础参数详见表 1 数据, 研究区域探井在 3400~3800 m 层段。在单段射孔簇间距均为 30 m 的条件下, 开展不同射孔簇配置方案下的裂缝几何形态与宽度分布特征对比分析, 裂缝形态及支撑缝宽如图 2 所示。

应用非平面全三维裂缝扩展数值模型获取了射孔簇数量 2~4 条的裂缝形态特征参数, 并精确计算各裂缝的液体注入量。基于上述结果, 将相同压裂段各簇裂缝进液量的最小值与最大值的比值设置为裂缝均匀系数 λ ^[14]。

在此基础上构建了不同射孔簇数对应的裂缝进液量百分比及裂缝均匀系数分布对比图 (图 3), 同时结合裂缝几何参数绘制了裂缝半长对比分析图 (图 4)。在两簇射孔工况下, 单缝进液量百分比差

表1 压裂水平井基本参数

Tab.1 Basic parameters of fractured horizontal wells

基本参数	取值	基本参数	取值	基本参数	取值
平均杨氏模量/GPa	27.8	单簇射孔长度/m	1	单簇射孔孔径/mm	12
平均泊松比	0.26	断裂韧性/(MPa·m ^{0.5})	0.87	单簇射孔数目/孔	16
平均最大水平主应力/MPa	63.3	平均最小水平主应力/MPa	56.7	裂缝与井筒夹角/°	65

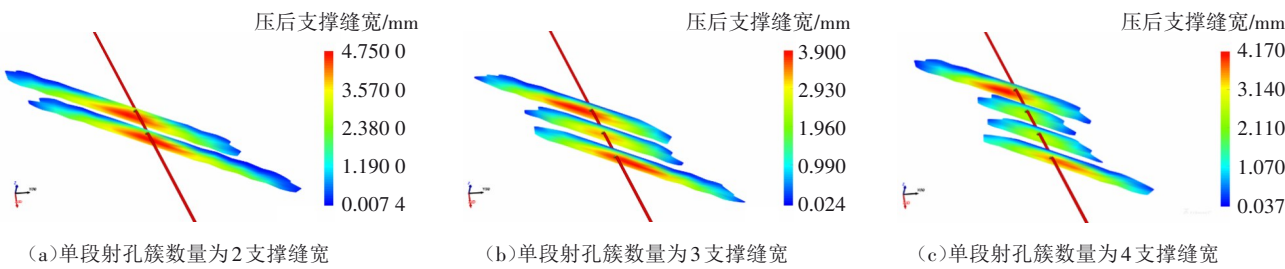


图2 同一压裂段不同射孔簇数量裂缝形态及支撑缝宽分布规律

Fig.2 Fracture geometry and propped width distribution with varying perforation cluster numbers within the same fracturing stage

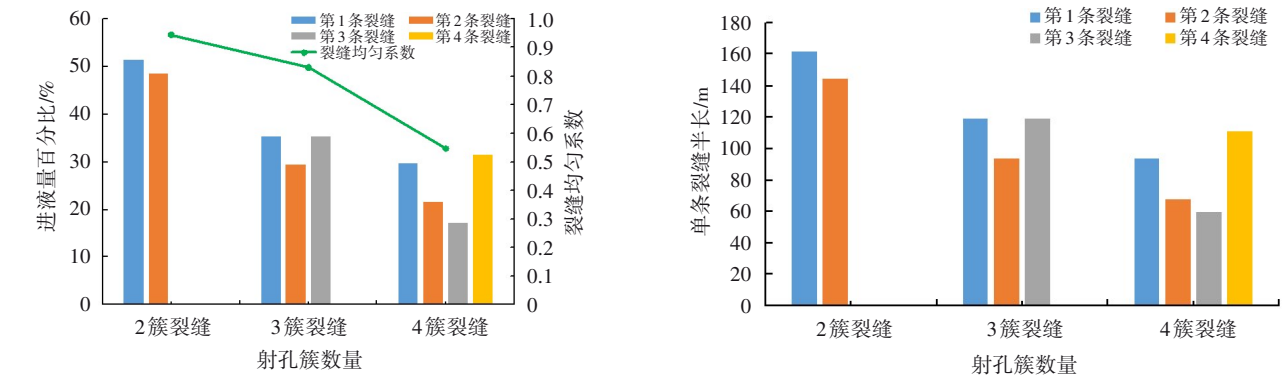


图3 不同射孔簇数量下每条裂缝进液量百分比及裂缝均匀系数

Fig.3 Fluid intake percentage per fracture and fracture uniformity coefficient under different perforation cluster numbers

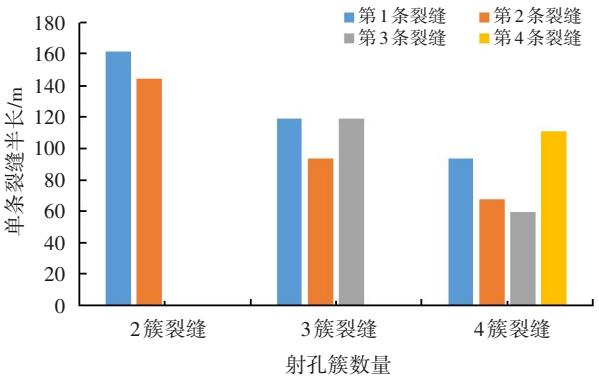


图4 不同射孔簇数量下裂缝半长参数对比

Fig.4 Comparative chart of fracture half-length parameters with varying perforation cluster numbers

异幅度为2.9%，裂缝半长最大偏差值17 m，裂缝均匀系数0.94。模拟结果表明，射孔簇数量差异会显著影响多裂缝系统的协同扩展效果，因此考虑进液量的均匀程度及裂缝有效性，建议在压裂工艺设计中采用单段2~3簇射孔方案。

在单段均采用三簇射孔且压裂液注入总量保持恒定的实验条件下，进一步研究射孔簇间距离对裂缝扩展特征的影响机制。图5展示了不同簇间距工况下形成的裂缝几何形态分布规律，随着簇间距的扩大，位于中间位置的第二条裂缝在延伸长度和

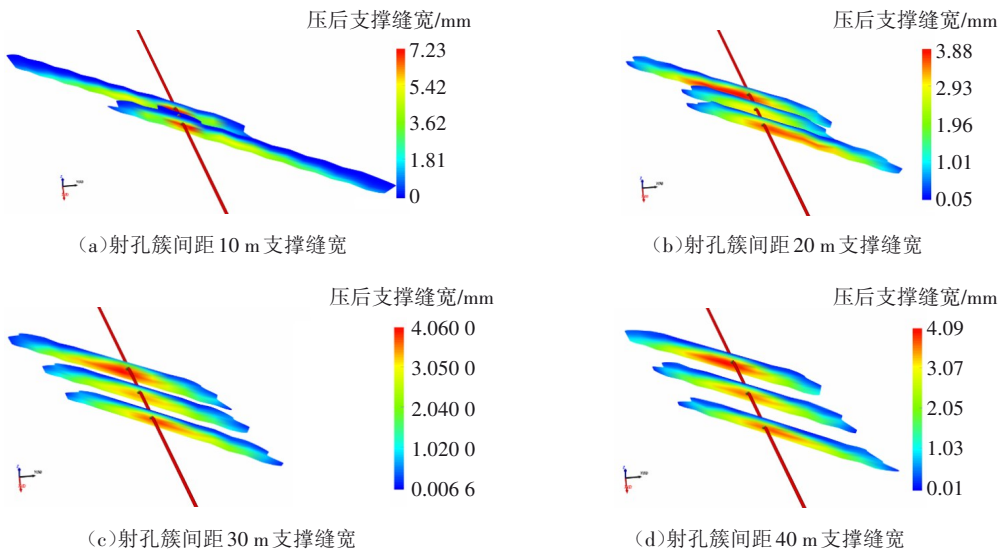


图5 不同射孔簇间距条件下裂缝形态及缝宽分布规律

Fig.5 Fracture geometry and propped width distribution patterns under different perforation cluster spacing conditions

最大缝宽值方面均呈现显著增长趋势。

基于裂缝形态模拟结果,计算不同射孔簇间距条件下的单缝液体注入体积及其对应的裂缝均匀系数,构建了簇间距与裂缝流量分布关系的可视化模型(如图6、图7所示)。结果表明:随着簇间距的扩大,中间第2簇裂缝的流量分配比例呈现单调递增趋势,而第1簇裂缝的流量占比从46%逐步下降至31.8%,第3簇裂缝的流量占比从48.5%逐步下降至36.3%。当簇间距从10 m增至40 m时,该指标由初始的0.113显著提升至0.875,表明簇间距对多裂缝均衡扩展具有决定性作用,较大间距可有效改善各裂缝间的流体分配均质性,因此建议目标区块射孔簇间距优化范围30~40 m。

2 基于产能的压裂分段分簇参数优化

2.1 海上低渗油藏数值模拟模型建立

为了提高动用储量,KP油田初期开发以水平井网衰竭式开发为主,目标区块原油黏度低,地面原油密度0.804~0.863 g/cm³,溶解气油比16~88 m³/m³,

属于轻质原油,开发阶段地层可能存在油气水三种相态,因此在FrSmart软件采用黑油模型进行产能模拟。黑油模型的油藏基本属性参数如表2所示。运用KP油田已钻探井实际数据,输入生产历史中的数据模拟探井短期测试,开展测试产量与井底压力历史拟合,拟合曲线如图8所示;从两条曲线变化趋势上可以看出,模拟产量及井底压力与实际值误差低于5%,验证了油藏数值模拟模型的适用性。

结合KP油田探井相渗实验结果,束缚水饱和度为0.145,残余油饱和度为0.715,油水相对渗透率曲线如图9所示。需要模拟的水平井压裂段长度912 m,根据基本参数建立的海上低渗油藏压裂水平井网格模型如图10所示。FrSmart软件采用基质嵌入离散裂缝网格开展产能模拟^[15],日产油量最大175 m³/d,平均地层压力36 MPa,最小井底流压22 MPa,产能计算时间为10 a,最大时间步长为90 d,最小时间步长为0.001 d。

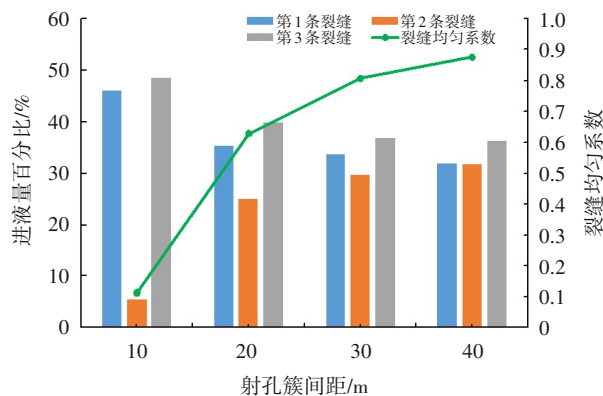


图6 不同射孔簇间距条件下每条裂缝进液量百分比及裂缝均匀系数

Fig.6 Chart of fluid intake percentage per fracture and fracture uniformity coefficient under different perforation cluster spacing

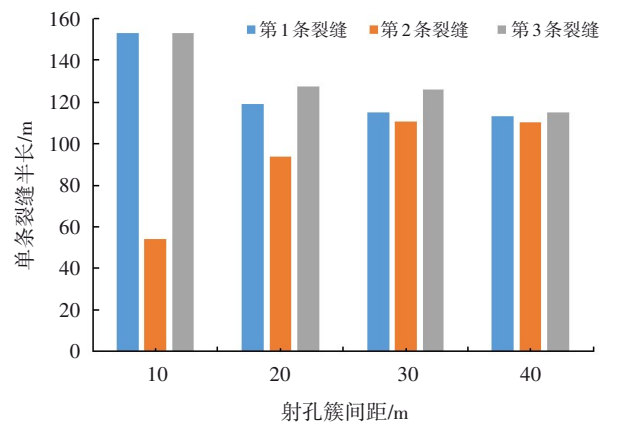


图7 不同射孔簇间距下裂缝半长参数对比

Fig.7 Comparative chart of fracture half-length parameters under different perforation cluster spacing configurations

表2 黑油模型的油藏基本属性参数

Tab.2 Reservoir properties for black-oil model

基本参数	取值	基本参数	取值
油藏长度/m	3000	油藏宽度/m	2000
油藏平均厚度/m	32	平均有效厚度/m	21
水平井筒长度/m	850	油井半径/m	0.15
油藏平均孔隙度/%	10.9	油藏平均渗透率/mD	6.8
原始含水饱和度/%	45	纵横向渗透率比值	0.1
地层深度范围/m	3760~3850	原始地层压力范围/MPa	37.5~38.5
岩石压缩系数/MPa ⁻¹	2×10 ⁻⁵	油层饱和压力/MPa	12.66

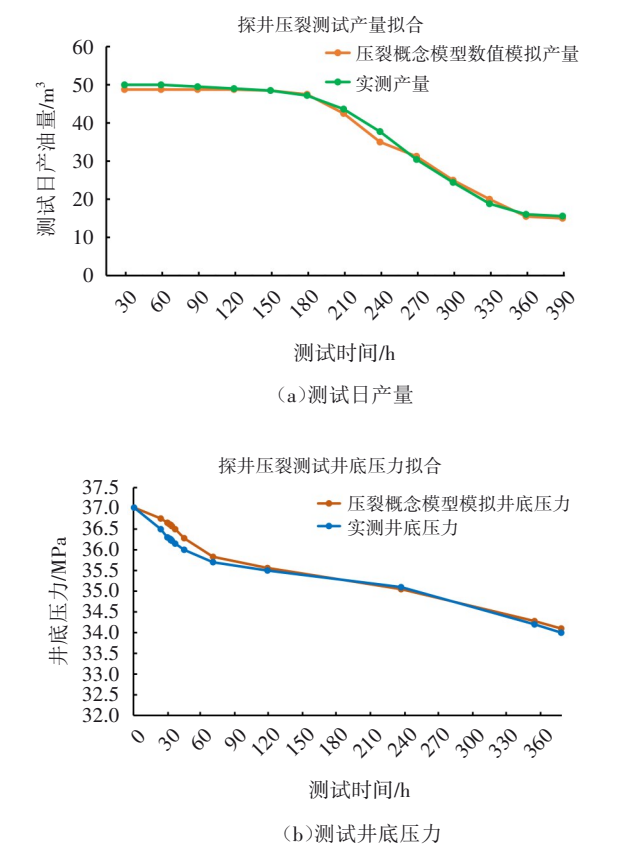


图8 KP油田探井测试历史拟合结果曲线

Fig.8 History matching results of exploration wells in KP Oilfield

2.2 压裂段间距优化

利用KP油田低渗油藏压裂水平井模型,在各段射孔参数一定的条件下进行段间距60 m(12段36簇)、段间距80 m(10段30簇)、段间距100 m(8段32簇)及段间距120 m(6段18簇)的裂缝模拟及产能变化规律分析,不同段间距下裂缝模拟结果如图11所示,不同段间距导流能力及裂缝均匀系数变化情况如图12所示。

随着压裂段间距的增加,各段裂缝流量分配逐步发生变化,当段间距从60 m增加至100 m时,各簇裂缝进液比例极差逐渐缩小,裂缝支撑效果逐渐增强,对应的裂缝均匀系数及裂缝平均导流能力逐渐增加;当段间距从100 m增加至120 m时,平均裂缝半长从127 m提高至144 m,但支撑裂缝半长变化幅度不足5 m,裂缝两端导流能力有所下降,侧面反映出在压裂总规模一定的条件下,支撑剂运移距离存在一个边界值进而导致各簇裂缝平均导流能力有所下降;中间裂缝进液比例从31.8%下降至30.7%,导致裂缝均匀系数有所下降。结合裂缝参数及裂缝均

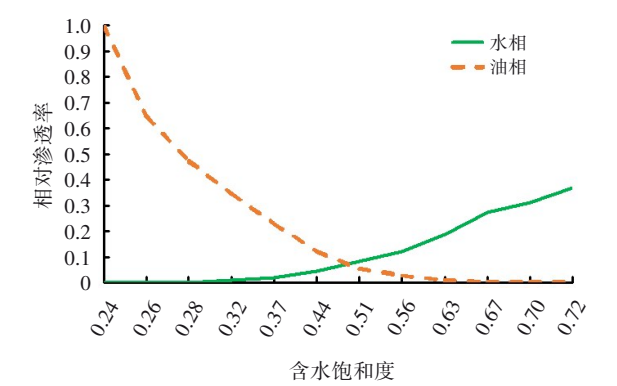


图9 KP油田目的层油水两相相渗曲线

Fig.9 Oil-water relative permeability curves for target formation in KP Oilfield

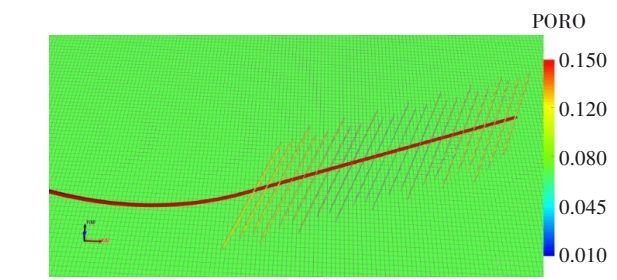


图10 压裂水平井三维网格模型示意图

Fig.10 Schematic of 3D grid model for fractured horizontal well

匀系数变化规律,段间距100 m裂缝质量最高有利于水平井压裂施工。

将不同压裂段间距对应的裂缝扩展形态导入油藏数值模型进行产能模拟,基于衰竭式开发原理构建数值模型^[16],设定生产周期为10 a。图13展示了不同段间距方案下的产能预测曲线。段间距60~120 m压裂方案中,段间距60 m压裂因各簇裂缝受相邻簇应力干扰效应显著,导致其缝长和导流能力受限,压后产能不及段间距80~120 m。而段间距120 m压裂虽然平均裂缝半长最大,但由于支撑裂缝占比低于段间距100 m压裂,导致有效改造体积不足,支撑裂缝接触面积有限,其十年累计产量低于段间距100 m压裂方案。因此综合考虑水平井裂缝质量及长期产量,段间距100 m的条件下有利于水平井高效开发。

2.3 压裂簇数优化

利用KP油田低渗油藏压裂水平井模型,水平井段间距优化结果,进行单段2簇(8段16簇)、3簇(8段24簇)、4簇(8段32簇)的裂缝模拟及产能变化

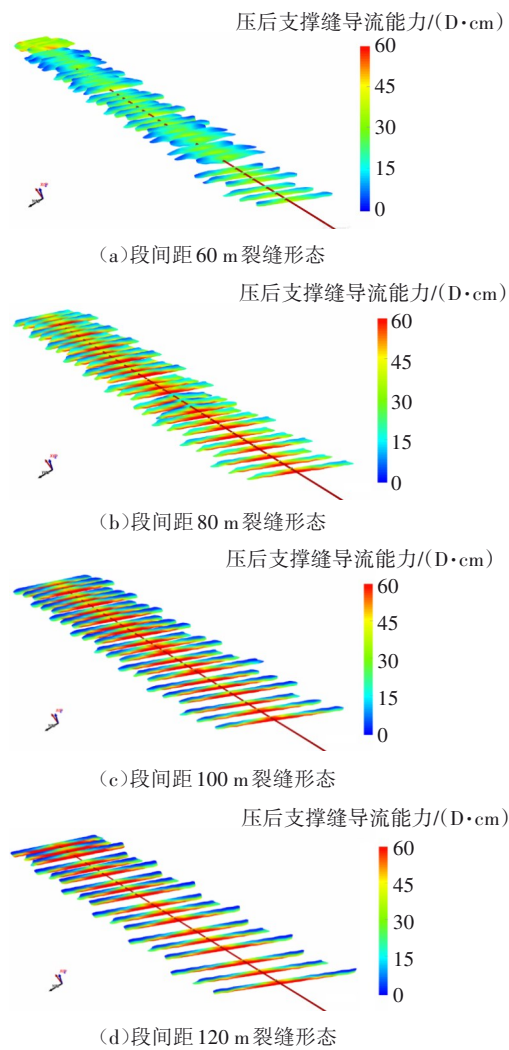


图 11 压裂水平井不同段间距下裂缝形态

Fig.11 Fracture configurations under different stage spacings in fractured horizontal well

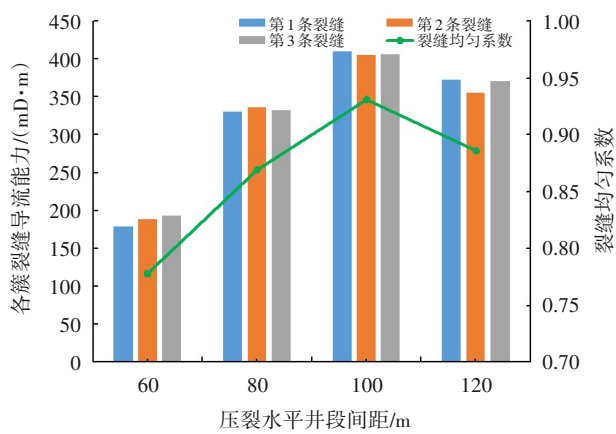


图 12 压裂水平井不同段间距导流能力及裂缝均匀系数图表

Fig.12 Fracture conductivity and uniformity coefficient versus stage spacing in fractured horizontal well

规律分析,裂缝高度变化范围为31.8~32.3 m,不同单段簇数下裂缝模拟结果如图14所示,导流能力及裂缝均匀系数变化如图15所示。

随着压裂单段簇数的增加,各段裂缝流量分配逐步发生变化,各簇裂缝进液比例极差逐渐增大,对应的裂缝均匀系数逐渐下降;各簇支撑裂缝半长先降低之后降幅趋缓,导致平均裂缝导流能力先增加后下降,单段簇数为3簇时平均导流能力最大,在单段4簇射孔的条件下,第2、3簇裂缝导流能力偏低,且支撑裂缝半长低于单段2簇及3簇裂缝方案,反映出明显的非均匀扩展特征,单段4簇方案裂缝均匀系数达到最小值。结合裂缝参数及裂缝均匀系数变化规律,尽管单段2簇压裂裂缝半长最大但导流能

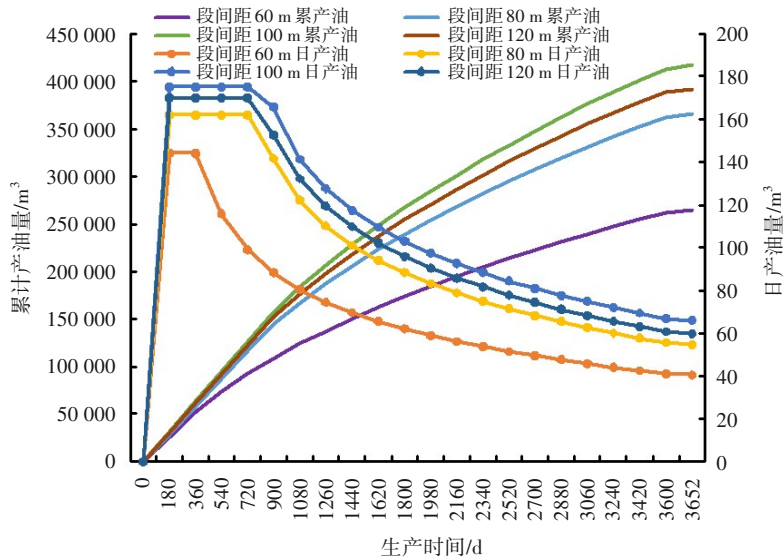


图 13 不同压裂段间距下KP油田水平井压后产能模拟曲线

Fig.13 Post-fracturing productivity simulation curves for horizontal wells in KP oilfield under varying stage spacings

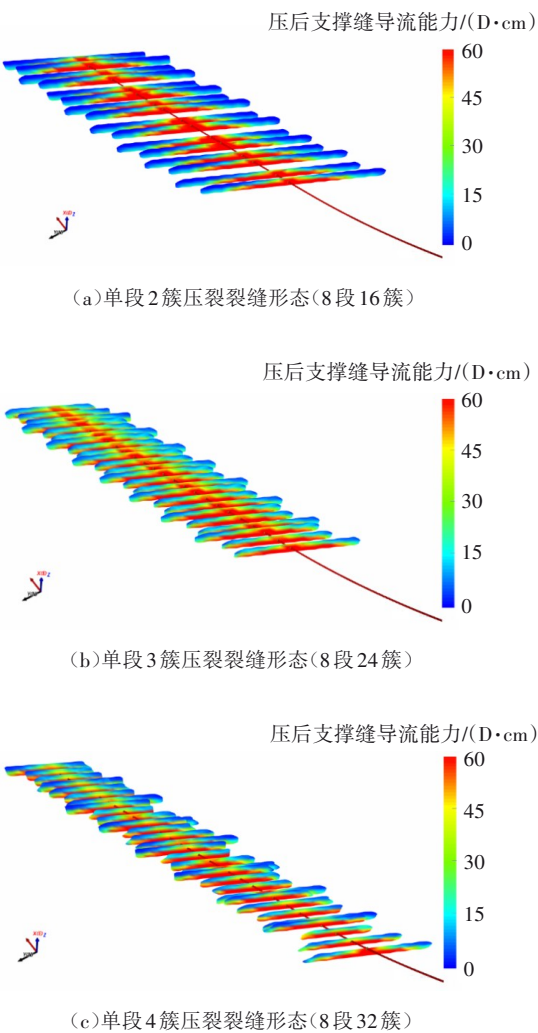


图14 压裂水平井不同簇数下裂缝形态

Fig.14 Fracture geometry with different cluster counts in fractured horizontal well

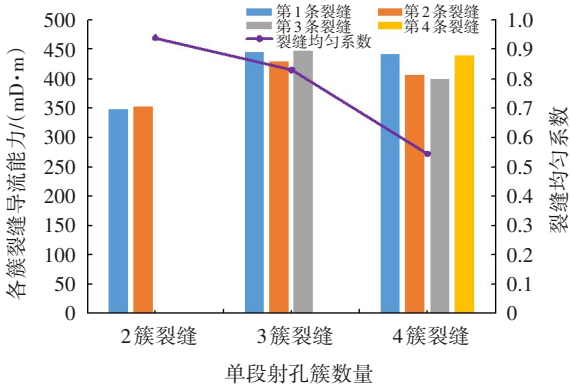


图15 压裂水平井不同簇数导流能力及裂缝均匀系数图表

Fig.15 Fracture conductivity and uniformity coefficient versus cluster count in fractured horizontal well

力最低,因此单段3簇压裂满足裂缝有效性要求有利于水平井压后生产。

图16展示了不同簇数方案下的产能预测曲线。在30 m等簇间距条件下,单段2簇、3簇、4簇压裂方案中,4簇压裂因中部裂缝受相邻簇应力干扰效应显著,导致其缝长和导流能力受限,产能表现不及3簇方案。而2簇压裂虽然缝长最大,但由于有效改造体积及平均导流能力不足,支撑裂缝与储层接触面积有限,其十年累计产量在三种方案中处于最低水平。综合对比可见,3簇压裂方案通过优化裂缝空间展布,在储层改造效率与应力干扰程度间取得平衡,最终实现最优开发效果。

2.4 压裂簇间距优化

将水平井压裂簇间距10~40 m 裂缝模拟结果作为油藏数值模拟的输入参数,分析海上低渗油藏水

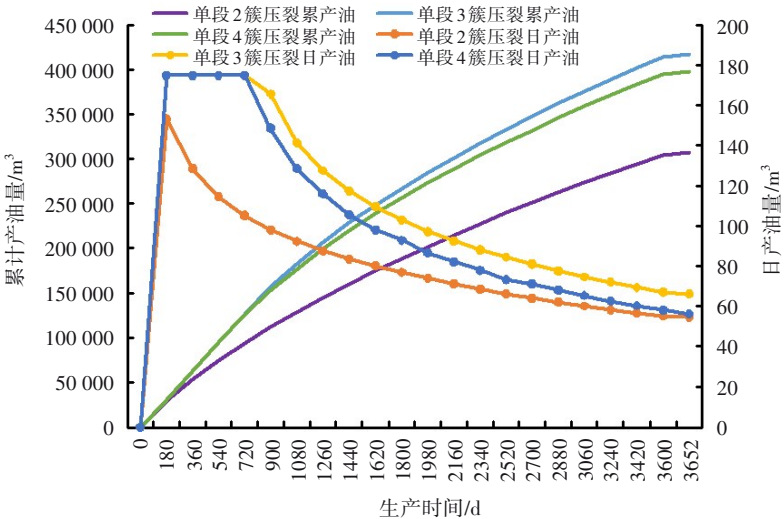


图16 不同压裂簇数下KP油田水平井压后产能模拟曲线

Fig.16 Post-fracturing productivity simulation curves for KP Oilfield horizontal wells under varying cluster numbers

平井改变簇间距对裂缝参数及压后产能的影响,不同压裂簇间距下裂缝平面形态如图 17 所示,不同压裂簇间距下导流能力及裂缝均匀系数变化图表如图 18 所示。从裂缝形态示意图可以反映出随着压裂簇间距的增加,平均裂缝半长逐渐降低,无效裂缝占比逐步下降,裂缝支撑效果逐步改善。

将不同簇间距的裂缝形态参数导入油藏数值模拟模型进行产能模拟,设定生产周期为 10 a,图 19 展示了不同簇间距条件下产能变化趋势。当簇间距由

10 m 逐渐增至 40 m 时,压后十年累计产量呈现先升后降的抛物线特征;该现象揭示出工程实践中存在最优簇间距参数,并非间距越大越有利。数值模拟结果表明,随着簇间距从 30 m 增加至 40 m,虽然裂缝系统的均匀性指数提升了 10%,但受限于目标层位应力场分布特征,第 3 条裂缝的延伸长度缩减了 8.7%、裂缝导流能力降低 8%,第 1 条裂缝导流能力降低 8.8%,方案平均裂缝导流能力下降 8.3%,最终导致 40 m 间距的累计产量较 30 m 方案降低 3.5%^[17]。

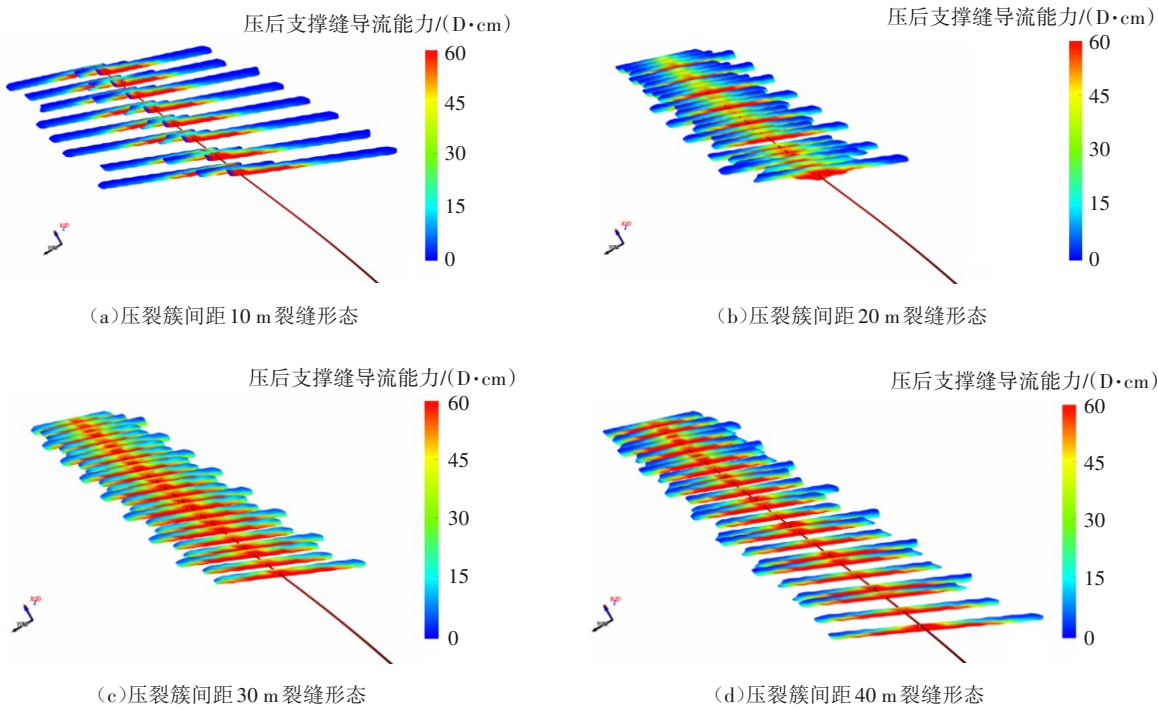


图 17 压裂水平井不同簇间距下裂缝形态

Fig.17 Fracture patterns under different cluster spacings in fractured horizontal well

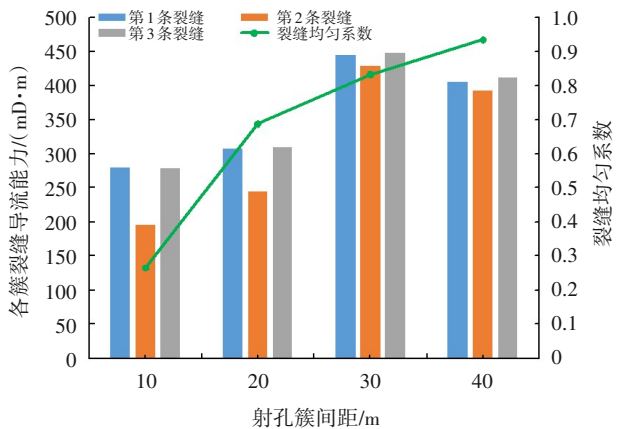


图 18 压裂水平井不同簇间距导流能力
及裂缝均匀系数图表

Fig.18 Fracture conductivity and uniformity coefficient versus
cluster spacing in fractured horizontal well

3 基于产能的压裂排量参数优化

基于目标储层特征进行的压裂液筛选研究显示,KP 油田水平井主要采用中等黏度滑溜水与线性胶体系作为压裂工作液,其平均黏度指标维持在 30 mPa·s 水平。通过分析海上低渗油藏已压裂井实际数据发现,压裂施工中注入排量的差异会显著影响裂缝垂向延伸特征。基于以上认识,在相同压裂液体系下,设计了四种不同压裂排量(6~12 m³/min)的裂缝扩展数值模拟方案^[18],并将裂缝扩展模拟数据导入油藏数值模型进行产能预测。以 10 a 开发周期内的累计原油产量作为压裂效果评价指标,对应的工程参数配置如表 3 所示。

结合不同压裂排量下裂缝参数模拟结果,计算出不同方案支撑裂缝面积,各簇裂缝半长与支撑裂

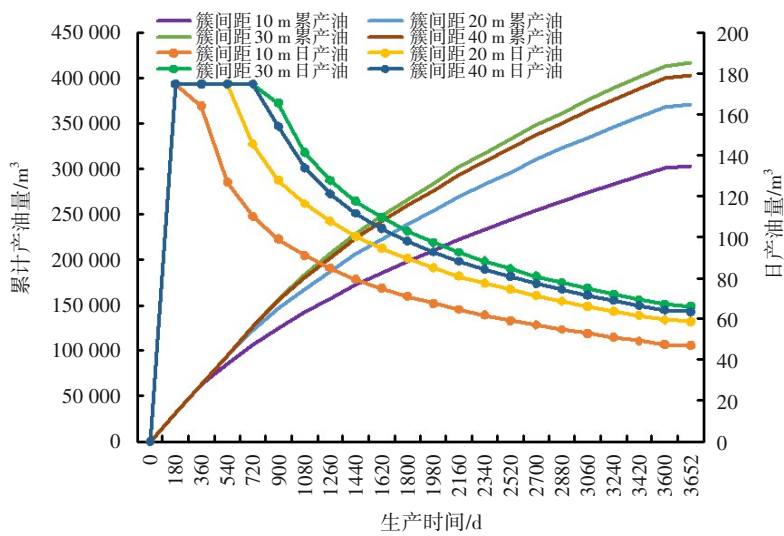


图 19 不同压裂簇间距下 KP 油田水平井压后产能模拟曲线

Fig.19 Post-fracturing productivity simulation curves for KP Oilfield horizontal wells under varying cluster spacing configurations

表 3 不同压裂排量下裂缝尺寸模拟结果

Tab.3 Simulated fracture dimensions under different fracturing pumping rates

裂缝编号	压裂参数	裂缝尺寸平均值			
		压裂排量为 6 m³/min时	压裂排量为 8 m³/min时	压裂排量为 10 m³/min时	压裂排量为 12 m³/min时
裂缝 1	裂缝半长/m	144.3	125	85.6	65.3
	裂缝宽度/mm	3.12	3.45	4.18	4.22
	裂缝高度/m	21.4	23.5	28.8	28.8
裂缝 2	裂缝半长/m	118.2	112.4	77.5	63.2
	裂缝宽度/mm	2.39	2.86	3.31	3.84
	裂缝高度/m	22.5	24.6	30	29
裂缝 3	裂缝半长/m	161.6	127	84.1	61.6
	裂缝宽度/mm	3.01	3.55	4.02	3.65
	裂缝高度/m	21.3	23.4	28.8	29.1

缝面积变化如图 20(a)所示。从裂缝参数表格及支撑裂缝面积变化,可以分析得出,随着排量升高,裂缝半长逐步下降且裂缝高度逐渐上升,平均裂缝导流能力总体上稳步上升,尽管排量越高、导流能力越好,但裂缝半长随排量下降幅度与裂缝高度随排量下降幅度存在一定的差异,进而导致支撑裂缝接触面积存在一个最优值。因此,结合 FrSmart 软件模拟结果,当施工排量为 8 m³/min 时,水平井支撑裂缝接触面积达到四个方案的最大值,反映出施工排量 8 m³/min 裂缝支撑效果最好。

结合非平面全三维裂缝模拟结果,开展了不同施工排量下导流能力及裂缝均匀系数对比分析,如

图 20(b)所示。随着排量升高,平均裂缝导流能力呈现上升趋势,但排量 8 m³/min 各簇裂缝导流能力极差最小、排量 10 m³/min 各簇裂缝导流能力差异最大,结合各簇裂缝导流能力差异及裂缝均匀系数变化规律,压裂施工排量为 8 m³/min 与 12 m³/min 时效果更好。在此基础上,考虑到海上压裂排量越高导致费用升高,以及支撑裂缝面积变化趋势,压裂施工排量 8 m³/min 裂缝有效性最佳。

基于四种不同排量(6~12 m³/min)施工的裂缝扩展特征,在压裂液黏度保持恒定的工况下,各施工排量对应水平井十年生产周期的产能模拟结果如图 21 所示。数值模拟结果表明,排量为 8 m³/min 的

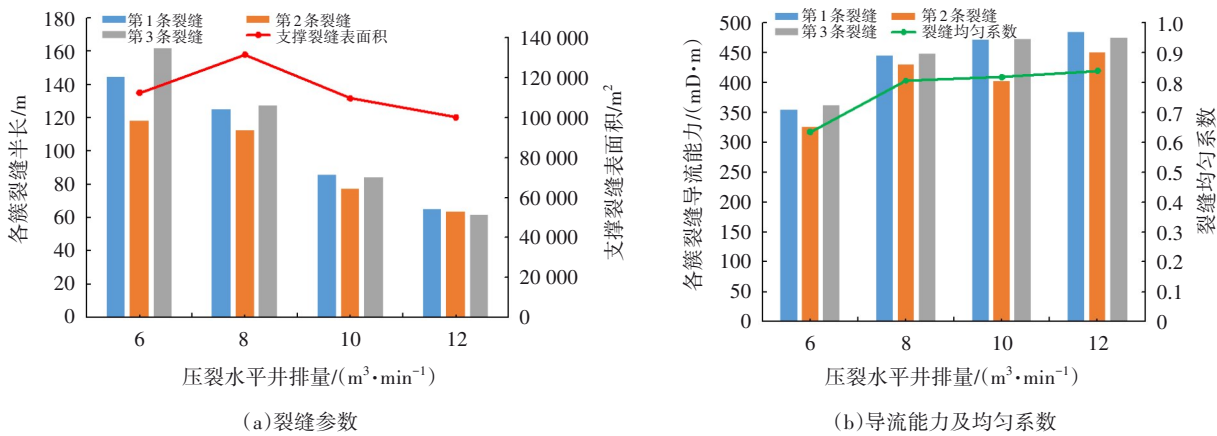


图20 压裂水平井不同施工排量下裂缝及导流能力参数分布

Fig.20 Distribution of fracture and conductivity parameters of fractured horizontal wells under different operation displacements

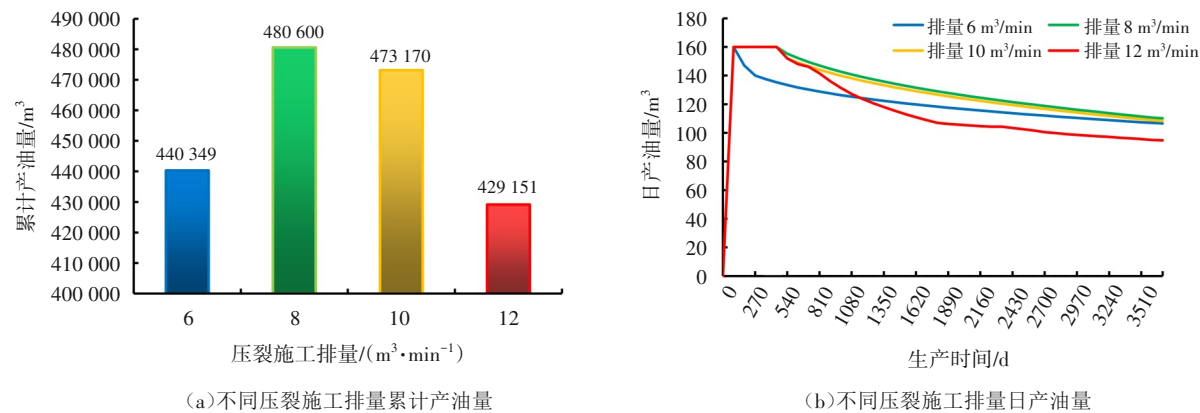


图21 不同压裂排量水平井投产10年累计产油量及日产油量变化

Fig.21 Cumulative oil production and daily oil rate profiles over 10-year period under different pumping rates

条件下在十年开发周期内实现了最高总产油量。因此,结合支撑裂缝参数、导流能力、裂缝均匀系数与压后产量变化趋势,压裂施工排量8 m³/min 裂缝有效性最佳且有利于水平井压后生产。当施工排量提高至8 m³/min 时,裂缝系统不仅获得理想的延伸范围,其导流系数也处于最优范围,这种双重优势的协同作用有效改善了储层流体的渗流效率,相比于已压裂井4~6 m³/min 施工排量,单井压后10年累产提高9%,促使产能指标实现最大化。

综合压裂参数优化与产能预测模型的分析结果,确定出KP油田水平井单段最优射孔簇数为3簇,簇间距建议设置为30 m,压裂液黏度优选30 mPa·s,施工排量以8 m³/min 为最佳作业参数。

4 结论

1)在海上低渗砂岩储层压裂水平井相同压裂段

的条件下,随着单段射孔簇数量逐步增加,各簇裂缝参数极差及进液量极差先增加后趋缓;综合考虑裂缝半长及裂缝均匀系数变化规律,单段射孔簇数的最优工程参数应设定为2~3簇。

2)随着单段压裂裂缝簇间距的逐步扩大,各簇裂缝间进液量的差异性趋于减小,裂缝均匀系数逐步上升;为提升多裂缝均衡发育的效果,KP油田水平井压裂工程实践中应优先采用30~40 m簇间距。

3)基于KP油田地质参数,支撑裂缝半长与导流能力是决定原油采收效率的关键参数。当选用黏度为30 mPa·s 压裂液及8 m³/min 排量进行储层改造时,水平井支撑裂缝接触面积最优,十年周期内可实现最高累计产油量,较已压裂井施工排量条件下单井累产提高9%,充分验证了裂缝几何参数与导流能力对产能的协同增效作用。

参考文献:

- [1] 蒋廷学,卞晓冰,左罗,等.非常规油气藏体积压裂全生命周期地质工程一体化技术[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):297-304.
- Jiang T X, Bian X B, Zuo L, et al. Whole life cycle geological engineering integration technology of volume fracturing in unconventional oil and gas reservoirs [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 297-304.
- [2] 孙福街,徐文江,姜维东,等.中国海油低渗及非常规油气藏储层改造技术进展及展望[J].中国海上油气,2024,36(1):109-116.
- Sun F J, Xu W J, Jiang W D, et al. Progress and prospects of CNOOC's low permeability and unconventional oil and gas reservoir stimulation technologies [J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(1): 109-116.
- [3] 段永伟,王翠翠,于雪盟,等.基于停泵压降数据的致密油储层改造效果评价方法[J].油气井测试,2024,33(5):60-66.
- Duan Y W, Wang C C, Yu X M, et al. Methods for evaluating stimulation effect in tight oil reservoirs based on pump-shutoff pressure decline data [J]. Well Testing, 2024, 33(5): 60-66.
- [4] 魏操,李海涛,祝效华,等.基于分布式光纤测温的分段多簇压裂过程裂缝参数诊断方法[J].石油勘探与开发,2025,52(2):441-450.
- Wei C, Li H T, Zhu Xiaohua, et al. Fracture parameter diagnostic method during staged multi-cluster fracturing based on distributed temperature sensing [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(2): 441-450.
- [5] 陈峥嵘,齐宇,韩磊,等.非均质致密储层水平井分段压裂裂缝扩展模拟[J].大庆石油地质与开发,2024,43(2):53-60.
- Chen Z R, Qi Y, Han L, et al. Fracture propagation simulation of horizontal well staged fracturing in heterogeneous tight reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(2): 53-60.
- [6] Jiang G S, Cheng W. Hydraulic fracture deflection at bedding plane due to the non-orthogonal propagation and the dissimilar material properties [J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2018, 43(11): 6535-6540.
- [7] 赵立强,刘飞,王佩珊,等.复杂水力裂缝网络延伸规律研究进展[J].石油与天然气地质,2014,35(4):562-569.
- Zhao L Q, Liu F, Wang P S, et al. A review of creation and propagation of complex hydraulic fracture network [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(4): 562-569.
- [8] 徐创朝,陈存慧,王波,等.低渗致密油藏水平井缝网压裂裂缝参数优化[J].断块油气田,2014,21(6):823-827.
- Xu C C, Chen C H, Wang B, et al. Fracture parameter optimization of network fracturing for horizontal well in low permeability and tight oil reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(6): 823-827.
- [9] 刘雄,王磊,王方,等.致密油藏水平井体积压裂产能影响因素分析[J].特种油气藏,2016,23(2):85-88.
- Liu X, Wang L, Wang F, et al. Sensitivity analysis of volume-fractured horizontal well productivity in tight reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 85-88.
- [10] 樊平天,刘月田,段景涛,等.浅层致密油藏压裂施工关键参数优化[J].科学技术与工程,2025,25(9):3664-3671.
- Fan P T, Liu Y T, Duan J T, et al. Optimization of key parameters for fracturing operation in shallow tight oil reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(9): 3664-3671.
- [11] 张聪,赵立平,杨瑞强,等.郑庄区块岩石力学特征对压裂的影响及开发对策[J].煤炭科学技术,2025,53(3):315-327.
- Zhang C, Zhao L P, Yang R Q, et al. Influence of rock mechanics characteristics on fracturing and development strategies in the Zhengzhuang Block [J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 315-327.
- [12] 曾青冬,姚军,孙致学.页岩气藏压裂缝网扩展数值模拟[J].力学学报,2015,47(6):994-999.
- Zeng Q D, Yao J, Sun Z X. Numerical modeling of fracture network propagation in shale reservoirs [J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2015, 47(6): 994-999.
- [13] 刘合,张广明,张劲,等.油井水力压裂摩阻计算和井口压力预测[J].岩石力学与工程学报,2010,29(S1):2833-2839.
- Liu H, Zhang G M, Zhang J, et al. Friction loss calculation and surface pressure prediction in oil well hydraulic fracturing [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2010, 29(S1): 2833-2839.
- [14] 李忠诚,陈栗,徐小红,等.基于多裂缝扩展形态的水平井压裂施工参数优化[J].能源与环保,2024,46(2):1-9.
- Li Z C, Chen L, Xu X H, et al. Optimization of fracturing operation parameters of horizontal wells based on multi fracture propagation patterns [J]. China Energy and Envi-

ronmental Protection,2024,46(2):1-9.

[15] 赵国翔,姚约东,王链,等. 基于三维嵌入式离散裂缝模型的致密油藏体积压裂水平井数值模拟[J]. 大庆石油地质与开发,2022,41(6):143-152.

Zhao G X, Yao Y D, Wang L, et al. 3D EDFM-based numerical simulation of volume fractured horizontal wells in tight oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022,41(6):143-152.

[16] 王义朋,廖凯,谢勃勃,等. 玛湖致密砾岩油藏水平井井组压裂工艺参数优化[J]. 科学技术与工程,2024,24(30):12951-12961.

Wang Y P, Liao K, Xie B B, et al. Optimization of fracturing process parameters of horizontal well groups in Mahu tight conglomerate reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2024,24(30):12951-12961.

[17] 江锚,李威,杨仁锋,等. 海上低渗油藏酸压水平井裂缝参数优化研究[J]. 石油化工应用,2023,42(4):17-22.

Jiang M, Li W, Yang R F, et al. Research on fracture parameter optimization of acid pressure horizontal well in offshore low permeability reservoir [J]. Petrochemical Industry Application, 2023,42(4):17-22.

[18] 罗迪,李黎,马逢源,等. 基于地质工程一体化的海上低渗油田压裂实践与认识——以珠江口盆地陆丰凹陷为例[J]. 中国石油勘探,2024,29(3):104-117.

Luo D, Li L, Ma F Y, et al. Practice and understanding of geology and engineering integrated reservoir fracturing in offshore low-permeability oilfield: A case study of Lufeng Sag in Pearl River Mouth Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2024,29(3):104-117.

(编辑 许军策)