



## 超低渗透油藏水平井重复压裂新老缝合理配比研究

慕立俊 李向平 喻文锋 卜军 李蕾 刘铁楼

### Research on the Optimal Proportions of the New and Old Fractures in Refracturing of Horizontal Wells in Ultra-Low Permeability Reservoirs

MU Lijun, LI Xiangping, YU Wenfeng, BU Jun, LI Lei, LIU Tielou

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023065>

## 您可能感兴趣的其他文章

### Articles you may be interested in

#### 超低渗透油藏水平井储能压裂机理研究与现场试验

Research and Field Test on Energy Storage Fracturing Mechanism of Horizontal Wells in Ultra-Low Permeability Reservoirs

石油钻探技术. 2020, 48(1): 80–84 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020024>

#### 特低渗透油藏定面射孔压裂技术研究与应用

Research and Application of Fixed-Plane Perforating and Fracturing Technologies in Ultra-Low Permeability Reservoirs

石油钻探技术. 2019, 47(5): 104–109 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019088>

#### 超低渗透油藏CO<sub>2</sub>吞吐利用率实验研究

CO<sub>2</sub> Utilization Ratio Simulation during a CO<sub>2</sub> Huff-and-Puff Process in Ultra-Low Permeability Oil Reservoirs

石油钻探技术. 2018, 46(6): 77–81 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018147>

#### 东风港油田特低渗透油藏微观孔隙结构及渗流特征试验研究

Experimental Study on Micro-Pore Structure and Seepage Characteristics of Ultra-Low Permeability Reservoirs in the Dongfenggang Oilfield

石油钻探技术. 2017, 45(2): 96–100 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201702016>

#### 低产油气井强制裂缝转向重复压裂技术

Re-Fracturing Technique Using Forced Fracture Re-Orientation of Low Production Oil and Gas Wells

石油钻探技术. 2018, 46(2): 81–86 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018023>

#### 长庆油田陇东地区页岩油水平井细分切割压裂技术

Subdivision Cutting Fracturing Technology for Horizontal Shale Oil Wells in the Longdong Area of the Changqing Oilfield

石油钻探技术. 2021, 49(4): 92–98 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021080>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀ 油气开发 ▶

doi:10.11911/syztjs.2023065

引用格式: 慕立俊, 李向平, 喻文锋, 等. 超低渗透油藏水平井重复压裂新老缝合理配比研究 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(3): 97-104.

MU Lijun, LI Xiangping, YU Wenfeng, et al. Research on the optimal proportions of the new and old fractures in refracturing of horizontal wells in ultra-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(3): 97-104.

## 超低渗透油藏水平井重复压裂新老缝合理配比研究

慕立俊<sup>1</sup>, 李向平<sup>1</sup>, 喻文锋<sup>2</sup>, 卜军<sup>1</sup>, 李蕾<sup>2</sup>, 刘铁楼<sup>2</sup>

(1. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院, 陕西西安 710018; 2. 非常规油气开发教育部重点实验室(中国石油大学(华东)), 山东青岛 266580)

**摘要:** 超低渗透油藏初次压裂投产后, 由于地层能量亏空严重、裂缝失效等原因, 油井产量递减迅速, 无法满足生产需求, 需要进行重复压裂, 重复压裂设计的关键是确定合理的布缝位置和重复压裂的新缝数量。基于长庆油田元 284 井区储层地质特征, 结合初次压裂生产情况, 建立了水平井重复压裂裂缝延伸数值模拟模型; 对比了不同新老缝配比条件下重复压裂储层改造体积与最终开采效果, 明确了重复压裂前注水补能提高重复压裂改造效果的机理; 通过分析经济收益, 获得了合理的新老缝配比关系。模拟结果表明: 重复压裂新缝为 2 条、缝间距为 20 m 时, 更有利于形成复杂缝网, 提高采收率; 随着 2 条老缝间重复压裂新缝数量增加, 更有利于裂缝间相互沟通形成复杂缝网, 提高储层改造效果; 老缝间重复压裂的新缝数量较多时, 由于裂缝之间的相互干扰, 会导致开发生产前期产量增幅递减, 但随着不断生产, 由于储层改造更为充分, 对后期稳产较为有利。研究结果为超低渗透油藏水平井重复压裂方案设计提供了理论依据。

**关键词:** 超低渗透油藏; 重复压裂; 压前增能; 裂缝延伸; 新老缝配比; 长庆油田

中图分类号: TE348; TE357.1<sup>+1</sup> 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2023)03-0097-08

## Research on the Optimal Proportions of the New and Old Fractures in Refracturing of Horizontal Wells in Ultra-Low Permeability Reservoirs

MU Lijun<sup>1</sup>, LI Xiangping<sup>1</sup>, YU Wenfeng<sup>2</sup>, BU Jun<sup>1</sup>, LI Lei<sup>2</sup>, LIU Tielou<sup>2</sup>

(1. Oil & Gas Technology Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710018, China; 2. Key Laboratory of Unconventional Oil and Gas Development, Ministry of Education (China University of Petroleum (East China)), Qingdao, Shandong, 266580, China)

**Abstract:** After the initial hydraulic fracturing of the ultra-low permeability oil reservoir, there is a rapid decline in oil production due to the depletion of formation energy and fracture failure. This decline fails to meet the production demands, and the refracturing is needed. In the design of refracturing, the key lies in determining the optimal positioning and number of new fractures. In this study, a numerical simulation model for fracture extension during refracturing of horizontal wells was established, based on the geological characteristics of the Changqing yuan 284 well block oil reservoir and the production data from the initial hydraulic fracturing. A comparative analysis of the reservoir stimulation volume and ultimate developing effect was conducted with varying proportions of new and old fractures. The study found that energy replenishment by water injection before refracturing as a mechanism could effectively improve the reservoir stimulation effect of refracturing. Furthermore, an economic benefit analysis was performed to determine an reasonable proportion of new and old fractures. Simulation results indicated that a favorable condition for the formation of a complex fracture network and increased oil recovery was observed when there were two new fractures by refracturing, with a spacing of 20 m between fractures. As the number of new fractures between two old fractures increased, the formation of a complex fracture network and reservoir stimulation effect were further enhanced.

收稿日期: 2022-08-24; 改回日期: 2023-06-07。

作者简介: 慕立俊 (1969—), 男, 陕西西安人, 1992 年毕业于石油大学 (华东) 采油工程专业, 2011 年获西安交通大学材料科学与工程专业博士学位, 正高级工程师, 主要从事非常规油气资源开发、超低渗透油藏提高采收率技术等方面的研究。E-mail: mulj\_cq@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油重大试验项目“长庆华庆油田超低渗透油藏转变注水开发方式工业化试验”(编号: 2022ZS1202) 部分研究内容。

However, a large number of new fractures between old fractures led to mutual interference, resulting in a decrease in the range of production increase during the early stage of development. Nonetheless, as development and production continued, there will be a more thorough reservoir stimulation effect, which is beneficial for stable production in the later period. These research findings offer a theoretical foundation for designing refracturing schemes for horizontal wells in ultra-low permeability oil reservoirs.

**Key words:** ultra-low permeability reservoir; refracturing; energy replenishment before fracturing; fracture extension; proportion of new and old fractures; Changqing Oilfield

近年来,超低渗透油气藏在油气开采中的占比逐年升高。但由于前期不断开发利用,超低渗透油藏出现“低采出程度、低采油速度”的开采现状。针对典型区块,厘清造成“双低”现状(低产出、低效率)的瓶颈技术问题,开展超低渗透储层开发研究尤为重要<sup>[1-2]</sup>。长期的理论研究和矿场实践发现,超低渗透油藏水平井控制储量较大,但由于储层前期改造存在规模小、裂缝间距大等问题,造成大量剩余油仍赋存于地下。相关学者研究发现<sup>[3-4]</sup>,超低渗透油藏水平井初次压裂改造生产后,由于长期生产过程中裂缝失效、地层能量难以保持等因素,油井产量递减迅速、压裂增产期较短,无法满足当前油井生产需求,储层开采潜力仍然较大。针对元284井区超低渗透油藏地层能量衰竭严重、产量递减迅速等难题,现场采取了“先补能,后压裂”的策略,即在重复压裂之前进行储层补能,不仅可以恢复地层能量、填补亏空地带,而且可有效避免压窜的影响<sup>[5]</sup>。同时,实施重复压裂可形成更为复杂的缝网,恢复裂缝导流能力,保持油井长期高产。

截至目前,国内外学者针对重复压裂改造的研究主要集中于重复压裂改造时机<sup>[6-9]</sup>、选井选层判别<sup>[10-12]</sup>、工艺措施优化<sup>[13-17]</sup>等方面。R. Jayakumar等人<sup>[18]</sup>研究发现,低渗透储层通过“补压新缝、改造老缝”可增大储层改造体积,增加油井产能,并产生较好的经济收益;Huang Jixiang等人<sup>[19]</sup>通过考虑裂缝导流能力时变性,运用有限元法求解油藏渗流与地质力学耦合数值模型,明确了油井衰竭生产过程中应力场和渗流场的变化规律,表明了在裂缝间距允许的前提下,应尽可能通过补压新缝来增加储层改造体积,进而提高单井产能;任佳伟等人<sup>[20]</sup>利用数值模拟方法,建立了重复压裂产能预测模型及水平井压裂裂缝应力场计算模型,确定了最佳改造方式下的最优裂缝参数组合;黄婷等人<sup>[21]</sup>研究了压前补能及压后关井过程中的增产机理,结合重复压裂改造技术,提出了蓄能重复压裂技术,并对压裂改造参数进行了优化设计。然而,压前补能后水平井段的应力场、渗流场呈强非均质特征,使重复

压裂的分段分簇设计面临新的挑战。因此,笔者以长庆油田元284井区典型超低渗透油藏水平井为例,研究了补能后重复压裂不同新老缝配比下的裂缝延伸规律及应力场变化特征,揭示了重复压裂新缝形态的变化规律,优选了重复压裂的最佳模式,为超低渗透油藏水平井重复压裂新老缝配比优化设计提供了理论依据。

## 1 储层地质特征与开发现状

长庆油田元284井区位于鄂尔多斯沉积盆地陕北斜坡南部<sup>[22]</sup>,三角洲前缘湖底滑塌冲积扇沉积体系,属岩性油藏;砂体展布方向总体呈东北—南西方向,主砂带上油层相对稳定,油藏边部油层厚度变化较大,砂体宽度约4~6 km,厚度平均18.50 m,平均油层中深2 130 m,油层平均厚度约为14.40 m。储层物性具有低孔、低渗、岩性致密、非均质性强且天然裂缝发育等典型特点<sup>[23]</sup>,储层平均孔隙度为12.1%,渗透率0.4 mD,属于超低渗透油藏。结合现场储层岩石力学分析得知,地层压力15~16 MPa,弹性模量22.5 GPa,泊松比0.22,最大水平主应力37.5 MPa,最小水平主应力32.5 MPa。

元284井区的水平井于2012年进行了水压裂改造,但由于改造规模较小及技术不成熟等原因,水力裂缝多为单一直缝,未与天然裂缝相互沟通形成复杂缝网,储层改造体积较小。经衰竭生产后,由于裂缝失效、地层能量下降等原因,油井产量递减幅度大,开发效果越来越差,无法满足生产需求。2018年,对老井进行重复压裂改造,油井产能恢复,生产初期产油量较初次压裂提高约75%,增产效果显著,然而水平井重复改造裂缝延伸机制极为复杂,压前补能方式如何影响地应力场及裂缝形态尚不明确,亟需开展水平井重复压裂增产机理研究。

## 2 重复压裂裂缝延伸模型建立

M井自2018年注水5 000 m<sup>3</sup>后,地层能量得以

恢复, 接着进行重复压裂改造储层, 水力裂缝与天然裂缝相互作用形成复杂缝网结构, 储层改造体积相比初次压裂提高近一倍, 油井产能得到有效提高。因此, 为明确不同新老缝配比下的重复压裂裂缝延伸规律以及新老缝配比对重复压裂增产效果的影响, 以该井为例进行了研究。

## 2.1 典型井段选取与方案设计

根据 M 井初次压裂后老缝间距分布情况统计结果, 选取典型老缝段开展机理研究。为便于研究重复压裂新老缝最佳配比, 选取原则如下: 1) 体积压裂概念模型中同时布有新缝和老缝, 且新老缝之间间距较为合理; 2) 体积压裂概念模型选取井段的基质渗透率分布较为均匀, 可近似认为是均质模型, 便于反映重复压裂前后油井生产能力的变化及压力场、含油饱和度场的变化; 3) 体积压裂概念模型中初次压裂和重复压裂后裂缝参数合理, 可以反映水平井的生产动态特征。

分析目标区块 M 井老缝间距分布特征表明, 间距为 60 m 的老缝分布占比最高, 因此设定老缝间距为 60 m, 新老缝分布情况如图 1 所示。假定重复压裂布缝模式为均匀布缝, 并保证每条裂缝压裂过程中泵注程序及施工参数一致, 设计 2 条老缝间的新缝为 1, 2 和 3 条, 新老缝配比分别为 1:2、2:2 和 3:2, 裂缝间距分别为 30, 20 和 10 m。

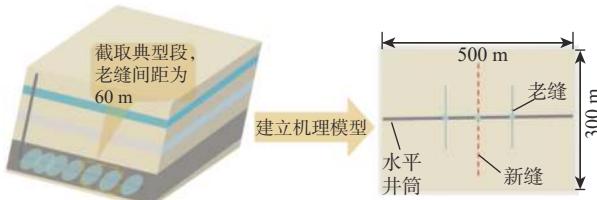


图 1 典型井段选取示意

Fig.1 Typical well section selection

## 2.2 重复压裂裂缝延伸机理模型建立

考虑超低渗透储层具有非均质性, 采用非常规储层裂缝延伸模型 (unconventional reservoir fracture propagation model, UFM) 进行裂缝延伸研究, 该方法综合考虑了地应力、天然裂缝及流体渗流的影响, 可模拟复杂缝网形态。

### 2.2.1 缝内流动方程

压裂过程中, 裂缝起裂时受到应力、天然裂缝与流体性质等多个因素的影响, 导致裂缝发生偏转并与老裂缝发生沟通, 假设水力裂缝与天然裂缝相互垂直 (见图 2), 裂缝中的流体渗流遵循泊肃叶流

动方程<sup>[24]</sup>:

$$\frac{\partial p}{\partial s} = -\alpha_0 \frac{1}{w^{2n+1}} \frac{q}{H_{fl}} \left| \frac{q}{H_{fl}} \right|^{n-1} \quad (1)$$

其中

$$\alpha_0 = \frac{2K}{\phi(n)^n} \left( \frac{4n+2}{n} \right)^n \quad (2)$$

$$\phi(n) = \frac{1}{H_{fl}} \int_{H_{fl}} \left( \frac{w(z)}{\bar{w}} \right)^{\frac{2n+1}{n}} dz \quad (3)$$

式中:  $p$  为流体压力, Pa;  $s$  为裂缝沿断裂面的距离, m;  $q$  为裂缝内压裂液流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $H_{fl}$  为裂缝中流体的高度, m;  $\bar{w}$  为裂缝平均宽度, m;  $w(z)$  为深度  $z$  处的裂缝宽度, m;  $z$  为裂缝深度, m;  $n$  为流体流性指数;  $K$  为流体稠度系数,  $\text{Pa}\cdot\text{s}^n$ ;  $\alpha_0, \phi(n)$  为与流体流动相关的系数。

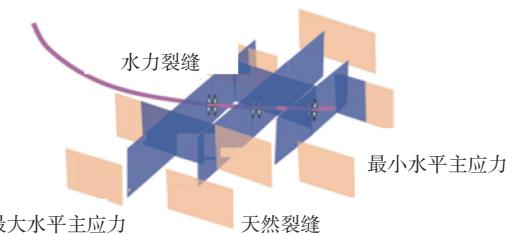


图 2 压裂过程中水力裂缝与天然裂缝交互图

Fig.2 Interaction between hydraulic fractures and natural fractures during fracturing

### 2.2.2 物质平衡方程

依据流体流动方程, 结合物质平衡方法, 确定连续性方程的边界条件:

$$\frac{\partial p}{\partial s} + \frac{\partial (H_{fl} \bar{w})}{\partial t} + q_L = 0 \quad (4)$$

$$\text{其中 } q_L = \frac{2h_L C_L}{\sqrt{t - \tau_0(s)}} \quad (5)$$

$$t > \tau_0(s) \quad (6)$$

式中:  $t$  为时间, s;  $C_L$  为压裂液的滤失系数,  $\text{m}/\text{s}^{\frac{1}{2}}$ ;  $h_L$  为滤失带高度, m;  $\tau_0(s)$  为裂缝接触压裂液时间, s;  $q_L$  为压裂液滤失流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ 。

基于上述边界控制条件建立物质平衡方程, 假定所有分支缝流入裂缝交点的流量和为 0, 并筒所有射孔处的流量之和必须等于注入流量:

$$\int_0^t Q(t) dt = \int_0^{L(t)} H \bar{w} ds + \int_0^{L(t)} \int_0^t q_L dt ds \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{perf}} q_i(t) = Q(t) \quad (8)$$

式中:  $Q(t)$  为注入速率,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $L(t)$  为  $t$  时刻裂缝的缝长,  $\text{m}$ ;  $H$  为裂缝高度,  $\text{m}$ ;  $q_i(t)$  为  $t$  时刻第  $i$  个射孔段的压裂液注入速率,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $N_{\text{perf}}$  为射孔数量。

### 2.2.3 裂缝延伸方程

压裂过程中裂缝起裂形态与流体压力和应力均相关, 因此采用二维平面应变模型研究压力与应力的影响, 首先定义裂缝宽度与压力的关系为:

$$w(x, y, z) = w(p(x, y, H, z)) \quad (9)$$

在此过程中, 裂缝的尖端区域满足以下边界控制条件:

$$\begin{cases} p = \sigma_n \\ w = 0 \\ q = 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $x$  为空间横坐标,  $\text{m}$ ;  $y$  为空间纵坐标,  $\text{m}$ ;  $\sigma_n$  为裂缝顶部原位正应力,  $\text{MPa}$ 。

同时, 将应力耦合到裂缝延伸模型中, 得到地应力强度与缝宽的计算方法<sup>[25]</sup>:

$$w(z) = \frac{4}{E'} [p_{\text{cp}} - \sigma_n + \rho_f g(h_{\text{cp}} - z)] \sqrt{z(h-z)} + \frac{4}{4E'} \sum_{i=1}^{n-1} (\sigma_{i+1} - \sigma_i) \left[ (h_i - z) \cosh^{-1} \frac{z \left( \frac{h-2h_i}{h} \right) + h_i}{|z-h_i|} + \sqrt{z(h-z)} \arccos \left( \frac{h-2h_i}{h} \right) \right] \quad (11)$$

式中:  $E'$  为应力强度因子,  $\text{MPa} \cdot \text{m}^{1/2}$ ;  $\sigma_i$  为第  $i$  层原位地应力,  $\text{MPa}$ ;  $h$  为裂缝贯穿高度,  $\text{m}$ ;  $h_i$  为第  $i$  层高度,  $\text{m}$ ;  $h_{\text{cp}}$  为射孔深度,  $\text{m}$ ;  $p_{\text{cp}}$  为射孔深度处的压力,  $\text{MPa}$ ;  $\rho_f$  为流体密度,  $\text{kg/m}^3$ 。

在上述研究的基础上, 考虑天然裂缝对水力裂缝的影响, 判定水力裂缝是否与天然裂缝正交或者沿天然裂缝方向延伸的法则为:

$$\frac{-\sigma_{xx}}{T_0 - \sigma_{yy}} > \frac{0.35 + \frac{0.35}{k_{\text{fric}}}}{1.06} \quad (12)$$

式中:  $\sigma_{xx}$  为平行于水力裂缝的远场有效应力,  $\text{MPa}$ ;  $\sigma_{yy}$  为垂直于水力裂缝的远场有效应力,  $\text{MPa}$ ;  $T_0$  为岩石抗拉强度,  $\text{MPa}$ ;  $k_{\text{fric}}$  为水力裂缝与天然裂缝界面处的摩擦系数。

同时, 需要注意的是, 裂缝延伸时间步计算过程中, 需要将应力阴影效应产生的附加正应力代入每个裂缝单元初始应力场, 得到修正后的物质平衡方程:

$$\Delta V_{\text{fluid}}(i, t) = \Delta V_{\text{frac}}(i, t) + \Delta V_{\text{leakoff}}(i, t) \quad (13)$$

式中:  $\Delta V_{\text{fluid}}(i, t)$  为每个网格内流体体积随时间的变

化量,  $\text{m}^3$ ;  $\Delta V_{\text{frac}}(i, t)$  为流体未滤失时的体积变化量,  $\text{m}^3$ ;  $\Delta V_{\text{leakoff}}(i, t)$  为流体滤失体积变化量,  $\text{m}^3$ 。

最后, 针对不同流动情况(层流、湍流、达西流动), 模型选用了不同的流量方程, 将上述方程组合为非线性流动方程组, 找到满足裂缝延伸准则(即应力强度因子大于岩石韧性)的水力裂缝尖端, 利用泊肃叶方程计算进入裂缝尖端处的流量, 得到裂缝尖端流体的速度:

$$v_{\text{tip}} = \frac{q_{\text{tip}}}{H_{\text{fl}} w} \quad (14)$$

式中:  $v_{\text{tip}}$  为裂缝尖端流体速度,  $\text{m/s}$ ;  $q_{\text{tip}}$  为裂缝尖端流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ 。

结合上述控制方程, 得到了考虑压力、地应力、流体性质及岩石力学性质的裂缝延伸模型, 为下一步裂缝延伸规律研究奠定了理论基础。

## 3 重复压裂数值模拟研究

基于 UFM 裂缝延伸模拟方法, 构建重复压裂裂缝延伸机理模型, 研究压裂前增能机理及新老缝合理配比。模型网格数为  $30 \times 50 \times 2$ , 网格大小为  $10 \text{ m}$ , 模拟储层有效厚度为  $20 \text{ m}$ , 并参考现场实际压裂施工数据, 设计单段注入  $170 \text{ t}$  砂、 $1444.8 \text{ m}^3$  压裂液和  $1000 \text{ m}^3$  重复压裂前增能液, 注入排量为  $8 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

### 3.1 压裂前增能效果评价

重复压裂前对超低渗透储层进行注水, 以补充地层能量。注入大量水后, 对地层能量的影响整体较大, 老缝区域压力大幅提升, 新缝区域能量由增能液压力扩散补充(见图 3)。

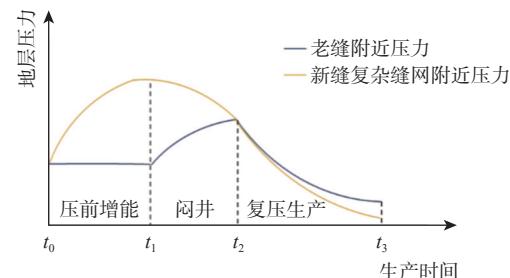


图 3 压裂过程中水力裂缝与天然裂缝交互图

Fig.3 Interaction between hydraulic fractures and natural fractures during fracturing

重复压裂数值模拟结果表明: 增能前老缝附近形成明显低压区, 仍有较多剩余油集中分布在近裂缝区域; 通过注水补能后, 老缝处压力得到明显提

高。由于压差作用,剩余油由老缝向基质不断渗流,2条老缝间区域为剩余油富集区,是储层改造的有利区域,具有较好的物质和能量基础,重复压裂改造潜力较大,有利于提高储层的整体动用程度(见图4)。

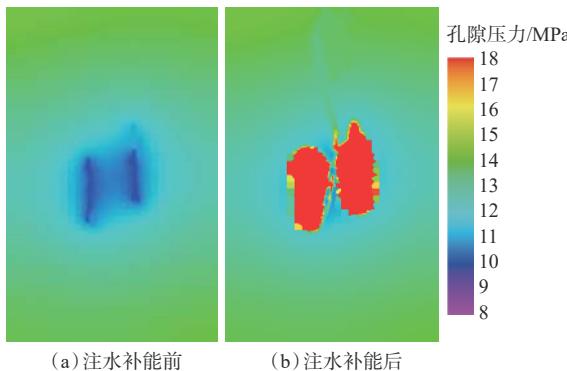


图 4 注水补能前后孔隙压力分布

**Fig.4** Pore pressure distribution before and after water injection for energy replenishment

对水平井进行注水补能后,由于储层岩石孔隙压力增加,应力场分布也随之发生改变,其会极大地影响重复压裂缝的延伸规律。同时,应力阴影的出现导致施工时井筒内压裂液的压力升高,压力扩散到水力裂缝和天然裂缝内部,进而影响地层原始应力场。应力阴影是压裂过程中裂缝扩展导致周围岩石被压缩而产生的额外应力,应力阴影越大,对裂缝扩展的影响越大,压裂效果越差。由于地层能量亏空,老缝附近应力阴影为 10 MPa 左右;注水补能后最小水平主应力出现了非均匀升高,应力阴影变为 4 MPa 左右(见图 5)。由此可知,压前增能后,补充了老缝附近的地层能量,使应力阴影对重复压裂新缝产生的影响减弱,减缓了重复压裂新缝向老缝延展,降低了缝间干扰的影响。老缝注水补能

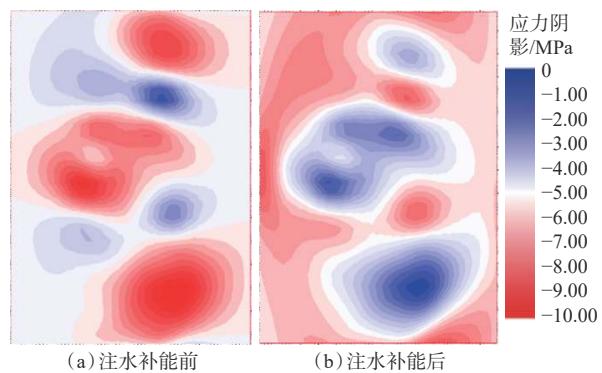


图 5 注水补能前后应力阴影分布

**Fig.5** Stress shading distribution before and after water injection for energy replenishment

后,裂缝附近最大主应力大幅提高,形成应力集中区,两向应力差由 5.7 MPa 增大到 7.2 MPa,更有利新缝扩展形成长缝(见图 6)。

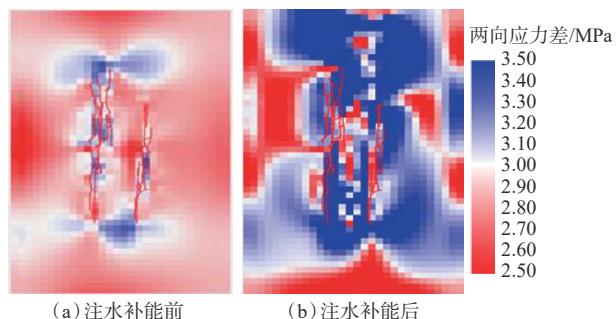


图 6 注水补能前后两向应力差分布

**Fig.6** Two-way stress difference distribution before and after water injection for energy replenishment

### 3.2 储层改造效果分析评价

#### 3.2.1 缝网复杂程度

基于上述模型,对比不同新老缝配比条件下重复压裂裂缝延伸形态及相关参数,不同新老缝配比下裂缝延伸形态如图 7 所示,裂缝延伸模拟结果如

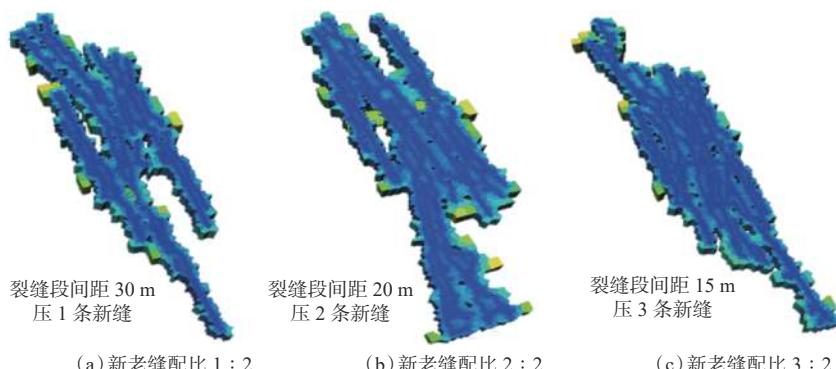


图 7 缝网形态模拟结果

**Fig.7** Simulation results of fracture network pattern

表 1 所示。

表 1 不同新老缝配比下重复压裂裂缝延伸模拟参数

Table 1 Fracture extension simulation parameters with different proportions of new and old fractures

方案	裂缝导流能力/ (mD·m)	单段裂缝 半长/m	缝网复杂 程度
新老缝配比1:2	259.3	187.9	0.26
新老缝配比2:2	216.8	156.6	0.28
新老缝配比3:2	202.8	126.7	0.35

从表 1 可知: 不同新老缝配比下, 重复压裂形成新缝的导流能力为 202.8~259.3 mD·m, 裂缝半长为 120~190 m; 并且随着 2 条老缝间重复压裂新缝数量增加(裂缝间距减小), 裂缝导流能力与裂缝半长不断减小。

重复压裂后的缝网复杂程度可以定量表征为<sup>[26]</sup>:

$$F_{ci} = \frac{X_n}{2X_f} \quad (15)$$

式中:  $F_{ci}$  为重复压裂后缝网复杂程度;  $X_n$  为垂直缝长方向压裂液波及范围的一半, m;  $X_f$  为体积压裂主缝长度, m。

由式(15)可知, 重复压裂新缝为 1 条时, 裂缝间距较大时更易形成长缝; 新缝为 2~3 条时, 人工裂缝与天然裂缝相互沟通更好, 更易形成复杂缝网。

### 3.2.2 裂缝改造体积

超低渗透油藏体积改造有效改造范围被认为是油井增产的唯一或是主要贡献区<sup>[27]</sup>。油井的泄油面积通常受改造体积的控制, 较大的改造体积可以相对提高油井的最终泄油面积, 从而提高油井的产

能。根据裂缝模拟结果, 得到重复压裂新缝数量与储层改造体积的关系(见表 2)。

表 2 不同新老缝配比下的储层改造体积

Table 2 Reservoir stimulation volume with different proportions of new and old fractures

方案	平均裂缝改造体积/ $10^8 \text{ m}^3$	总改造体积/ $10^8 \text{ m}^3$
新老缝配比1:2	0.237	0.488
新老缝配比2:2	0.139	0.529
新老缝配比3:2	0.118	0.606

由表 2 可知, 裂缝总改造体积与重复压裂新缝数量正相关, 而平均裂缝改造体积(总储层改造体积与重复压裂新缝数量比值)变化规律与之相反, 这表明由于复压裂新缝数量增多, 段间距减小, 应力阴影会导致重复压裂新缝延伸难度增加, 最终导致单段裂缝改造体积减小, 储量动用程度降低。

### 3.3 储层开采效果评价

#### 3.3.1 孔隙压力分布

将重复压裂后的裂缝形态引入油藏数值模拟, 对比不同新老缝配比下的裂缝形态和重复压裂生产一年后的压力场, 结果见图 8(蓝色区域代表压降区, 区域颜色越深或范围越大, 代表生产一年后地层亏空速度越快)。由图 8 可知, 当裂缝间距最小(为 15 m)时, 缝间干扰作用达到最强, 从而形成了更加复杂的高导流能力裂缝网络, 原油在缝间区域渗流阻力较小, 泄油面积更大, 更有利于剩余油在裂缝附近富集, 压力下降更快, 从而形成明显的低压区域, 地层能量亏空更加明显。

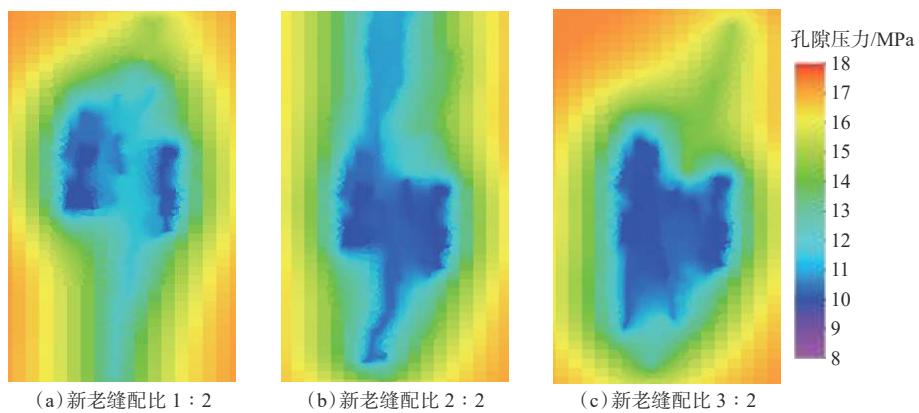


图 8 重复压裂生产 1 年后的压力分布

Fig.8 Pressure distribution for 1 year after refracturing

#### 3.3.2 重复压裂水平井生产动态预测

不同新老缝配比下的油井生产动态曲线模拟结

果如图 9 所示。从图 9 可以看出, 重复压裂后, 产油量均迅速递增, 增产效果显著。新老缝配比为 1:2

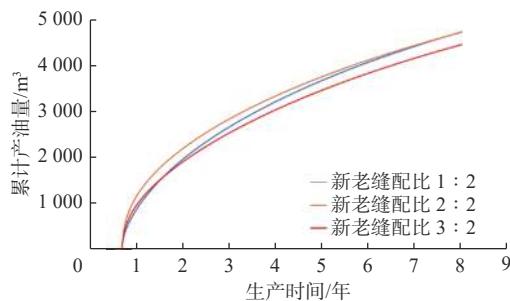


图 9 不同新老缝配比下的油井生产动态曲线

Fig.9 Oil well production dynamic curve with different proportions of new and old fractures

时, 缝间沟通较少, 流体渗流阻力也相对较大, 产油量较其他 2 种新老缝配比提升较小; 新老缝配比为 3:2 时, 缝间具有较强的应力干扰作用, 产油量上升速率慢于新老缝配比为 2:2 时, 但随着油井衰竭生产的进行, 由于该新老缝配比储层整体改造体积更大, 长期来看, 稳产时间更长, 累计产油量更高。

### 3.3.3 经济效益评价

体积压裂施工的成本常常包括压裂所需的支撑剂与压裂液费用、人工劳务费用及设施费用, 各经济参数分别为水力裂缝压裂施工费用 95 万元/段, 注水补能费用  $162 \text{ 元}/\text{m}^3$ , 原油售价近 5 年平均为 3 550 元/t, 内部收益率 10%, 评价时间 68 月, 税率 25%。运用年净现值法对 3 种新老缝配比方案的 68 月收益进行计算分析, 结果如图 10 所示。

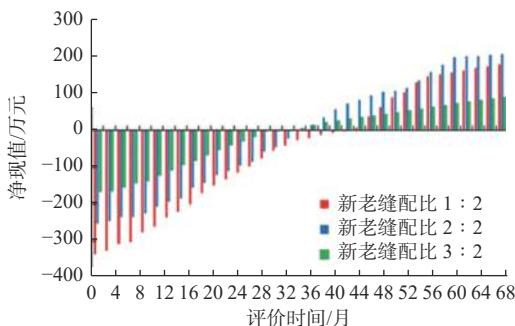


图 10 不同新老缝配比下的经济收益对比

Fig.10 Economic benefits change with different proportions of new and old fractures

由图 10 可知, 新老缝配比为 2:2 时, 成本回收期最短, 短期经济收益最高, 风险最低, 可作为水平井重复压裂合理布缝方案。

## 4 结论与建议

1)综合考虑地层压力、应力、流体及岩石力学性质对水力裂缝延伸形态的影响, 建立了重复压裂

裂缝延伸机理模型, 研究了元 284 井区水平井重复压裂增产机理及水力压裂裂缝延伸规律。

2) 模拟研究表明, 采取“先补能, 后压裂”的重复压裂改造策略, 可改善储层剩余油分布, 并恢复储层地应力水平, 提高重复压裂改造效果。

3) 对不同新老缝配比下重复压裂裂缝延伸规律进行数值模拟, 发现新老缝配比较大时, 由于缝间距离小, 更有利于其相互沟通形成复杂缝网, 储层改造体积越大; 但裂缝间距过小也会导致缝间干扰增加, 产量上升受限。

4) 数值模拟研究表明, 储层的应力场特征对重复压裂裂缝延伸形态的影响较大。因此, 为了更好地指导现场重复压裂作业, 建议进一步完善现有模型, 以提高储层改造效果。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 窦立荣, 汪望泉, 肖伟, 等. 中国石油跨国油气勘探开发进展及建议 [J]. 石油科技论坛, 2020, 39(2): 21–30.  
DOU Lirong, WANG Wangquan, XIAO Wei, et al. Progress and suggestions on CNPC's multinational oil and gas exploration and development[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2020, 39(2): 21–30.
- [2] 韩頤. 低渗透油田开发的难点与挖潜对策分析 [J]. 石化技术, 2019, 26(5): 145–146.  
HAN Di. Difficulties in low permeability oilfield development and analysis of potential digging strategies[J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(5): 145–146.
- [3] 马国财. 低渗透油藏地质特征与开发对策分析 [J]. 化工设计通讯, 2019, 45(4): 238.  
MA Guocai. Geological characteristics and development countermeasures of low permeability reservoirs[J]. Chemical Engineering Design Communications, 2019, 45(4): 238.
- [4] 杨学峰, 张斌, 朱胜利, 等. 超低渗透油藏开发初期降低递减对策分析 [J]. 石油化工应用, 2010, 29(9): 52–55.  
YANG Xuefeng, ZHANG Bin, ZHU Shengli, et al. Analysis of the countermeasures to reduce regression at the early stage of ultra-low permeability reservoir development[J]. Petrochemical Industry Application, 2010, 29(9): 52–55.
- [5] 周波, 叶凯, 刘江. 水平井重复压裂改造工艺分析 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2022, 42(3): 180–182.  
ZHOU Bo, YE Kai, LIU Jiang. Analysis of refracturing modification process for horizontal wells[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2022, 42(3): 180–182.
- [6] 贺代兰. 老井重复压裂工艺技术发展现状 [J]. 科技和产业, 2021, 21(1): 264–268.  
HE Dailan. Study on the development of repeated fracturing technology in old wells[J]. Science Technology and Industry, 2021, 21(1): 264–268.
- [7] BARREE R D, MISKIMINS J L, SVATEK K J. Reservoir and completion considerations for the refracturing of horizontal

- wells[R]. SPE 184837, 2017.
- [ 8 ] 庞鹏, 刘振宇, 王胡振, 等. 重复压裂改造时机数值模拟 [J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(6): 83–87.
- PANG Peng, LIU Zhenyu, WANG Huzhen, et al. Numerical simulation of refracturing opportunity[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(6): 83–87.
- [ 9 ] TAVASSOLI S, YU Wei, JAVADPOUR F, et al. Well screen and optimal time of refracturing: a Barnett shale well[J]. Journal of Petroleum Engineering, 2013, 2013: 817293.
- [ 10 ] 霍雅迪, 江厚顺. 一种基于 BP 神经网络的气井重复压裂井优选方法 [J]. 天然气地球科学, 2020, 31(4): 552–558.
- HUO Yadi, JIANG Houshun. A preferred method for gas well refracturing well based on BP neural network[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(4): 552–558.
- [ 11 ] YANG Changdong, XUE Xu, HUANG Jixiang, et al. Rapid refracturing candidate selection in shale reservoirs using drainage volume and instantaneous recovery ratio[R]. URTEC-2459368-MS, 2016.
- [ 12 ] TAO Liang, GUO Jianchun, ZHAO Zhihong, et al. Refracturing candidate selection for MFHWs in tight oil and gas reservoirs using hybrid method with data analysis techniques and fuzzy clustering[J]. Journal of Central South University, 2020, 27(1): 277–287.
- [ 13 ] WANG Zhiguo, LIU Zhongneng, GUI Jie, et al. A solution for mechanical isolation volume refracturing in ultra-low permeability horizontal wells: a case study in Ordos Basin[R]. IPTC-21155-MS, 2021.
- [ 14 ] ARTUN E, KULGA B. 基于模糊推理的致密砂岩气储集层重复压裂井选择方法 [J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(2): 383–389.
- ARTUN E, KULGA B. Selection of candidate wells for re-fracturing in tight gas sand reservoirs using fuzzy inference[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(2): 383–389.
- [ 15 ] 郭建春, 陶亮, 曾凡辉. 致密油储集层水平井重复压裂时机优化: 以松辽盆地白垩系青山口组为例 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 146–154.
- GUO Jianchun, TAO Liang, ZENG Fanhui. Optimization of refracturing timing for horizontal wells in tight oil reservoirs: a case study of Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 146–154.
- [ 16 ] 何海波. 致密油水平井缝网增能重复压裂技术实践 [J]. 特种油气藏, 2018, 25(4): 170–174.
- HE Haibo. Practice of re-fracturing with network energization for horizontal well in tight oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(4): 170–174.
- [ 17 ] 蒋廷学, 周琨, 廖璐璐. 国内外智能压裂技术现状及发展趋势 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(3): 1–9.
- JIANG Tingxue, ZHOU Jun, LIAO Lulu. Development status and future trends of intelligent fracturing technologies[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 1–9.
- [ 18 ] JAYAKUMAR R, RAI R, BOULIS A, et al. A systematic study for refracturing modeling under different scenarios in shale reservoirs[R]. SPE 165677, 2013.
- [ 19 ] HUANG Jixiang, YANG Changdong, XUE Xu, et al. Simulation of coupled fracture propagation and well performance under different refracturing designs in shale reservoirs[R]. SPE 180238, 2016.
- [ 20 ] 任佳伟, 王贤君, 张先敏, 等. 大庆致密油藏水平井重复压裂及裂缝参数优化模拟 [J]. 断块油气田, 2020, 27(5): 638–642.
- REN Jiawei, WANG Xianjun, ZHANG Xianmin, et al. Refracturing and fracture parameters optimization simulation for horizontal well in Daqing tight oil reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(5): 638–642.
- [ 21 ] 黄婷, 苏良银, 达引朋, 等. 超低渗透油藏水平井储能压裂机理研究与现场试验 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(1): 80–84.
- HUANG Ting, SU Liangyin, DA Yinpeng, et al. Research and field test on energy storage fracturing mechanism of horizontal wells in ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(1): 80–84.
- [ 22 ] 胡春桥, 任来义, 贺永红, 等. 鄂尔多斯盆地延长探区油气勘探历程与启示 [J]. 新疆石油地质, 2021, 42(3): 312–318.
- HU Chunqiao, REN Laiyi, HE Yonghong, et al. Petroleum exploration history and enlightenment of Yanchang exploration area in Ordos Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(3): 312–318.
- [ 23 ] 达引朋, 陆红军, 杨博丽, 等. 低渗透老油田新型多缝重复压裂技术研究与应用 [J]. 石油钻探技术, 2015, 43(3): 65–70.
- DA Yinpeng, LU Hongjun, YANG Bolin, et al. Research and application of new refracturing technology in low permeability oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(3): 65–70.
- [ 24 ] MASOULEH S F, KUMAR D, GHASSEMI A. Three-dimensional geomechanical modeling and analysis of refracturing and “frac-hits” in unconventional reservoirs[J]. Energies, 2020, 13(20): 5352.
- [ 25 ] HUBBERT M K, WILLIS D G. Mechanics of hydraulic fracturing[J]. Transactions of the AIME, 1957, 210(1): 153–168.
- [ 26 ] CIPOLLA C L, WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture-treatment design[J]. SPE Production & Operations, 2010, 25(4): 438–452.
- [ 27 ] ZHU Haiyan, TANG Xuanhe, LIU Qingyou, et al. Complex fractures propagations of infill well based on reservoir stress evolution after long-time shale gas production[R]. ARMA-2019-0403, 2019.

[ 编辑 藤春鸣 ]