

# 水平井螺旋射孔参数对近井筒裂缝形态影响规律

单清林<sup>1,2</sup>, 金衍<sup>1,2\*</sup>, 韩玲<sup>3</sup>, 张儒鑫<sup>1,2</sup>

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 油气资源与工程国家重点实验室, 北京 102249

3 中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司石油工程技术研究院, 武汉 430000

\* 通信作者: jinyancup@163.com

收稿日期: 2016-08-05

国家自然科学基金重点项目(51234006)、国家杰出青年科学基金项目(51325402)和国家自然科学基金重大项目(51490651) 联合资助

**摘要** 射孔井压裂施工中, 射孔参数选择不当易造成水力裂缝无法沟通尽量多的射孔孔眼或造成多缝起裂, 引起近井筒复杂裂缝状态, 从而降低井筒与水力裂缝的沟通性, 影响后续支撑剂填加作业, 导致压裂失败。射孔参数优化对降低破裂压力以及避免近井筒裂缝复杂性具有重要意义。前人多采用数值模拟与室内物理模拟方法针对直井或斜井条件下的 $0^\circ$ 或 $180^\circ$ 相位射孔参数进行优化, 所研究的裂缝形态多为沿井眼轴向扩展的水力裂缝, 而对于水平井螺旋射孔条件下横向水力裂缝的扩展规律以及相应射孔参数优化方面的研究较少。本文采用数值计算与物理模拟相结合的方法研究水平井螺旋射孔参数对近井筒裂缝形态的影响规律, 建立实验室尺寸的三维水平井螺旋射孔有限元模型, 分析了不同孔眼处起裂压力的分布规律, 并基于最小起裂压力原则, 得到能有效降低模型起裂压力的最小孔径与孔密参数。在此射孔参数组合基础上, 为研究继续增加孔密或孔径对水平井水力裂缝形态的影响, 也为验证有限元方法在水平井螺旋射孔参数优化方面的有效性, 设计了不同螺旋射孔参数的混凝土试样进行真三轴水力压裂物理模拟。实验结果显示, 采用传统有限元方法对水平井螺旋射孔参数进行优化具有局限性, 其优化参数条件下, 孔眼间水力裂缝连接性较差, 从单个孔眼起裂的水力裂缝倾向独立扩展, 无法形成沟通多个孔眼的主裂缝面以增强水力裂缝与井筒的连通性; 在有限元优化结果基础上增加射孔孔径, 一定程度上增强了孔眼间水力裂缝的连接, 但整体依然存在裂缝重叠区域, 且破裂压力也较高; 相比于增加孔径, 增加射孔密度更能促进射孔间水力裂缝的相互连接, 形成沟通多个孔眼的主裂缝面, 在保证破裂压力较低的情况下降低了近井筒裂缝的复杂性。研究成果可为现场作业提供指导, 由于射孔孔径与射孔密度均会对套管强度产生影响, 现场进行射孔参数优化时, 在确保套管强度条件下, 应优先考虑增加射孔密度以降低近井筒裂缝复杂性, 便于后续填加支撑剂作业。

**关键词** 水平井; 螺旋射孔参数; 有限元; 水力压裂物理模拟; 裂缝形态; 破裂压力

## 0 引言

水平井分段压裂技术是开发非常规油气藏的常用手段。理想情况下, 水平井眼多沿最小水平地应力方向钻进, 采用分段压裂形成多段横切裂缝面, 以增加

储层的改造体积。由于储层地应力情况难以预测准确, 判断最优射孔方向存在困难, 因此现场多采用螺旋射孔方式以增加孔眼与最优射孔方向吻合的概率。但在特定地应力以及压裂施工条件下, 如果射孔参数选择不当, 将会引起近井筒水力裂缝的复杂裂缝形态, 影

引用格式: 单清林, 金衍, 韩玲, 张儒鑫. 水平井螺旋射孔参数对近井筒裂缝形态影响规律. 石油科学通报, 2017, 01: 44-52

SHAN Qinglin, JIN Yan, HAN Ling, ZHANG Ruxin. Influence of spiral perforation parameters on fracture geometry near horizontal wellbores. Petroleum Science Bulletin, 2017, 01: 44-52. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.01.005

响水力裂缝与井筒的有效沟通,造成填加支撑剂施工困难<sup>[1]</sup>。

前人通过对斜井水力裂缝复杂性的研究<sup>[2-6]</sup>,总结出影响水力裂缝与井筒连通性的两个原因:一是相邻孔眼间水力裂缝连接能力差,单条水力裂缝起裂后没有沟通更多的射孔孔眼,造成孔眼处较大的摩阻损失;二是近井筒多裂缝的同时起裂造成裂缝重叠,降低了相邻裂缝的有效宽度。因此要降低近井筒裂缝复杂性,需要对射孔参数进行优化,以增加孔眼间水力裂缝的连接性,并避免近井筒裂缝重叠的情况,该原则对水平井应同样适用。

前人针对射孔参数优化进行了相关理论、实验以及数值模拟方面的研究。理论方面多集中于研究射孔参数对破裂压力以及裂缝连接性的影响,Hossain将井筒与射孔简化为两个正交的圆柱,通过分析射孔根部切向应力表达式,建立了射孔斜井的破裂模型,实现对不同井斜,井眼走向和射孔角度条件下地层破裂压力的计算<sup>[7]</sup>; Fallahzadeh分析得到了套管射孔斜井的孔眼周围的应力分布,并对钻井方位和射孔角度进行优化,以降低裂缝复杂程度<sup>[8]</sup>; Yew采用断裂力学理论,建立了判断裂缝能否发生连接的最小射孔间距的模型<sup>[9]</sup>。实验方面,室内真三轴水力压裂物理模拟相比理论模型,可提供更加直观的实验结果,被广泛应用于水力裂缝扩展规律<sup>[10-12]</sup>,以及裂缝复杂性<sup>[13-14]</sup>分析研究中,在射孔井压裂模拟方面, Veeken采用实验方法研究了斜井180°相位射孔条件下,水力裂缝与井筒的有限沟通问题(Limited Communication),总结了造成近井筒裂缝宽度过小的原因,并从井眼走向、射孔方位以及泵注速率三方面对现场施工提供了优化方案<sup>[15]</sup>。Behrmann采用室内实验研究了直井180°相位射孔方式条件下,岩石孔压、射孔方位、压裂液性质、以及压裂液泵入速率对裂缝起裂规律的影响<sup>[16]</sup>; Van Ketterij针对套管射孔斜井采用实验的方法,研究了不同应力场,不同射孔方式(180°和90°相位),以及压裂液排量和黏度对裂缝连接效果的影响<sup>[9]</sup>;姜浒采用了物理模拟实验研究了直井180°相位射孔方位角、水平应力差、微环隙对裂缝破裂压力及形态的影响<sup>[17]</sup>。数值模拟能够消除理论计算中简化处理带来的误差,也能解决实验方法带来的尺寸效应的问题,Papanastasiou采用3D边界元方法研究了射孔井孔眼周围的应力集中状况,在此基础上对不同射孔相位的破裂压力和出砂风险进行了分析<sup>[18]</sup>;张广清等采用3D有限元方法研究了垂直井定向射孔的射孔密度、射孔方位、以及孔径、孔长等对地层破裂压力的影响<sup>[19]</sup>;

彪仿俊采用3D有限元方法考虑了套管和水泥环存在条件下,射孔相位、方位和密度等参数对螺旋射孔井起裂压力的影响<sup>[20]</sup>; Alekseenko采用3D边界元方法研究了180°相位射孔方式下,射孔方位、孔径、孔长以及射孔的形状对起裂压力以及起裂点位置的影响<sup>[21]</sup>。

综上,大多数实验研究集中于对直井或斜井180°相位射孔或定向射孔的模拟,研究对象为垂直裂缝或纵向裂缝的破裂压力及裂缝复杂性问题,而对于水平井螺旋射孔条件下所产生横向裂缝的破裂规律研究较少。传统数值模拟方法则多单一地采用最小起裂压力原则优化射孔参数<sup>[17, 20]</sup>,忽视了射孔参数对近井筒裂缝复杂性的影响,并且对影响因素的研究存在孤立性,忽视了影响因素之间的优先级差异,降低了分析结果的应用性。本文基于前人的研究成果,筛选出射孔密度和射孔孔径两个影响因素(主要考虑了二者对套管强度的影响<sup>[22-23]</sup>),首先采用有限元数值模拟方法研究螺旋射孔参数对起裂压力的影响,后采用室内真三轴水力压裂物理模拟研究不同射孔参数条件下近井筒水力裂缝的复杂情况。综合分析螺旋射孔参数对近井筒裂缝形态的影响规律,以便为现场施工提供指导。

## 1 有限元模拟螺旋射孔参数对起裂压力的影响

为方便与后续物理模拟实验结果进行对比分析,建立了与实验室尺度一致的有限元模型,施加与实验所用载荷一致的边界条件,并考虑了流固耦合因素对应力分布的影响以提高计算结果的准确性,有限元计算中控制方程与连续性方程如式(1)所示<sup>[24]</sup>。

$$\begin{cases} \nabla(\sigma' + \alpha p I) + b = 0 \\ \nabla \left( \frac{k}{\gamma_w} (\nabla p - b_w) \right) + m^T \dot{\varepsilon} = 0 \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $\sigma'$  为有效应力张量, Pa;  $\alpha$  为 Biot 系数;  $I$  为单位张量;  $b$  为岩石体力向量, Pa;  $p$  为孔隙压力, Pa;  $\varepsilon$  为应变张量;  $k$  为渗透率,  $m^2$ ;  $\gamma_w$  为流体重度,  $N/m^3$ ;  $b_w$  为流体体力向量, Pa;  $m = [1, 1, 1, 0, 0, 0]$ 。

图1所示为有限元几何模型以及加载模式,模型大小及井筒尺寸参照物见图7。将螺旋射孔相位角设定为现场常用的60°,一簇6孔眼。为消除射孔角度对计算结果的影响,设置6个孔眼中的一对孔眼与上覆主地应力 $\sigma_v$ 方向一致。为区分各孔眼位置,对孔眼进行编号。模型材料性质设置参照表1所示试件材料参数。所施加三向地应力载荷分别为 $\sigma_v = 28 \text{ MPa}$ ,  $\sigma_H = 22 \text{ MPa}$ ,

$\sigma_h=19$  MPa, 并参照实验泵压曲线, 在井筒和射孔壁面施加随时间增加的面力以及孔压边界。试件破裂前, 井筒内部为憋压过程。鉴于混凝土渗透率低, 憋压过程压裂液流动缓慢, 本模型忽略了由于流体在井筒和射孔中流动所造成的压力损失, 将射孔壁面的孔压和液压设置为与井筒壁面液压相等。

为了使数值模拟的结果很好地反映现场实际情况, 采用等比例缩小的原则对模型射孔参数进行设置 (这里取 1:10), 如 1 孔/cm 代表现场 10 孔/m 的射孔密度, 属于比较稀疏的射孔密度, 而 1.6 孔/cm 代表现场 16 孔/m 的射孔密度, 属于高密度的射孔参数。以最大拉应力准则作为起裂判据 (取水泥岩样抗拉强度

1.53 MPa), 计算不同射孔孔径与射孔密度条件下模型的起裂压力。图 2 所示为部分计算模型起裂时最大主应力分布云图, 起裂位置多分布于孔眼中部。

图 3 所示为单个模型的不同射孔起裂压力的柱状图 (这里仅显示具有代表性的部分模型结果), 起裂位置集中于射孔簇中部的 3、4 号孔眼位置。说明与最大水平主地应力夹角越小, 越靠近射孔簇中部越有利于孔眼起裂, 与 Hossain 理论模型结果一致<sup>[7]</sup>。此外, 对比图 3 中的起裂压力数据, 孔径相同条件下, 增加射孔密度会减小射孔孔眼间起裂压力的差异; 而在射孔密度相同的条件下, 增大射孔孔径则会使射孔间起裂压力差异性增大。

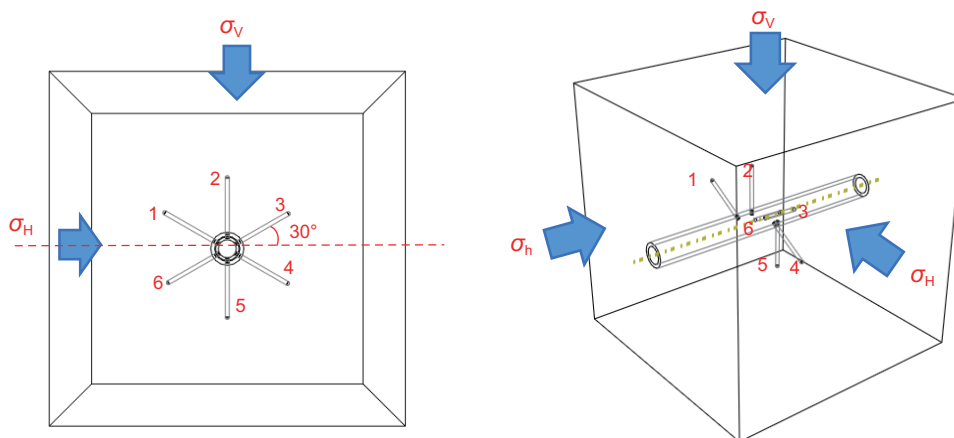


图 1 模型几何的三视图 (左)、正视图 (右) 以及射孔编号

Fig. 1 Model geometry, loading scheme and the numbered perforations

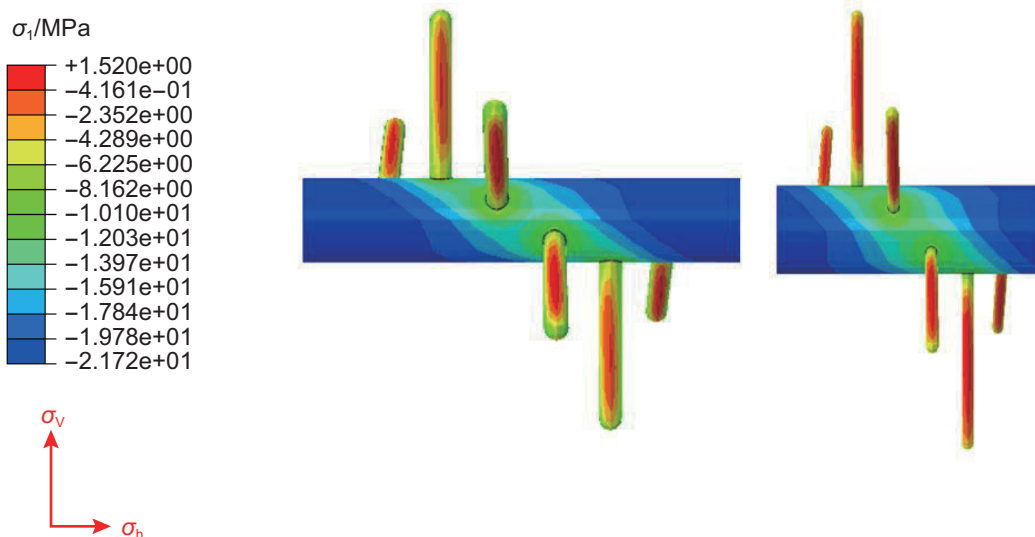


图 2 孔径 4 mm+ 孔密 1 孔/cm 模型 (左), 孔径 2 mm+ 孔密 1.6 孔/cm 模型 (右) 最大主应力分布云图

Fig. 2 The maximum principle stress distributions of the left model (diameter: 4 mm and perforation density: 1 shot/cm) and the right model (perforation diameter: 2 mm and perforation density: 1.6 shots/cm)

模拟得到了射孔孔径为 2 mm 时, 射孔密度对起裂压力影响规律(图 4), 以及射孔密度为 1 孔/cm 时, 射孔密度与射孔孔径对起裂压力的影响规律(图 5)。由图 4, 在射孔孔径不变的条件下, 当孔密从 0.5 孔/cm 增至 1 孔/cm 时, 起裂压力降低明显, 后趋于稳定。由图 5, 在射孔密度相同的条件下, 孔径从 1 mm 增大到 2 mm 时, 起裂压力降低明显, 后变化较小。采用传统起裂压力最小原则对射孔参数进行优化, 可得到射孔参数的初步优化结果: 射孔密度不小于 1 孔/cm, 射孔孔径不小于 2 mm。

## 2 物理模拟螺旋射孔参数对裂缝扩展规律的影响

基于有限元数值模拟的优化结果, 采用真三轴水力压裂模拟考察继续增大孔密或孔径对水平井水力裂缝形态的影响。

### 2.1 实验参数设置

实验采用中国石油大学(北京)岩石力学实验室设计组建的一套大尺寸真三轴模拟试验系统。模拟压裂试验系统由大尺寸真三轴试验架、MTS 伺服增压泵、稳压源、油水分离器及其他辅助装置组成。其整体结构如图 6 所示<sup>[25]</sup>。根据相似理论<sup>[26]</sup>, 实验试件性质参数和三向应力加载条件可模拟正断层地应力条件下埋深为 3 500 m 左右的均质致密砂岩储层。实验所用的混凝土试件尺寸为 300×300×300 mm。采用 325 水泥与石英砂按质量比 1:1 浇筑凝固而成, 表 1 所示为试件基本参数。采用外径 14 mm, 内径 10 mm 的钢管模拟井筒, 在井筒上钻孔并塞入纸轴以模拟射孔, 如图 7 所示为井筒与模具组合装置。为消除射孔角度对起裂压力的影响, 尽量保持 6 个孔眼中的一对孔眼射孔方向与垂向地应力  $\sigma_v$  方向一致。井筒方向与最小水平主地应力  $\sigma_h$  方向一致, 整体地应力加载方式与图 1

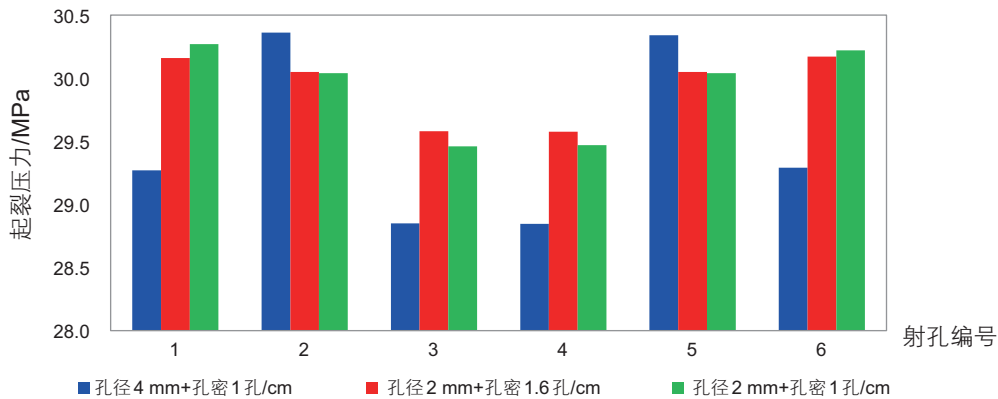


图 3 同一模型不同射孔位置起裂压力分布规律

Fig. 3 The FIP distribution among different perforations in the same model

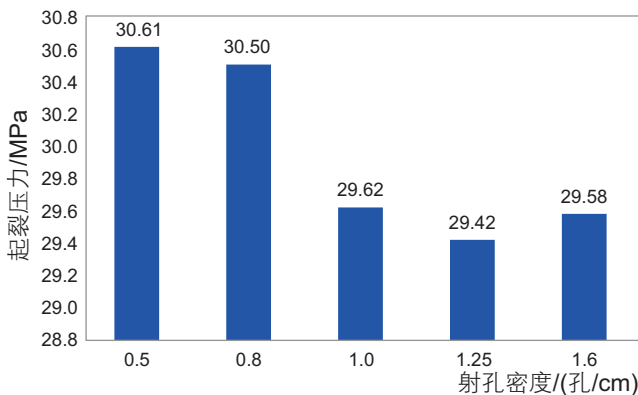


图 4 射孔孔径 2 mm 时, 射孔密度对起裂压力的影响

Fig. 4 The influence of perforation density on the FIP as the perforation diameter is 2 mm

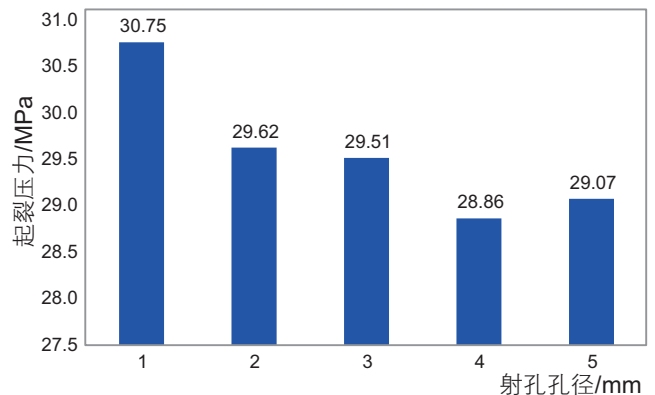


图 5 射孔密度为 1 孔/mm 时, 射孔孔径对起裂压力的影响

Fig. 5 The influence of perforation diameter on the FIP as perforation density is 1 shot/mm

一致，地应力参数见表2。

实验参数如表2所示。参照有限元分析结果，以实验1为基准实验(孔径2 mm+孔密1 孔/cm)，实验

2、3 分别增大射孔孔径和射孔密度。每组实验重复两次。压裂液中混入适量荧光粉，以便观察和分析实验后的裂缝面。

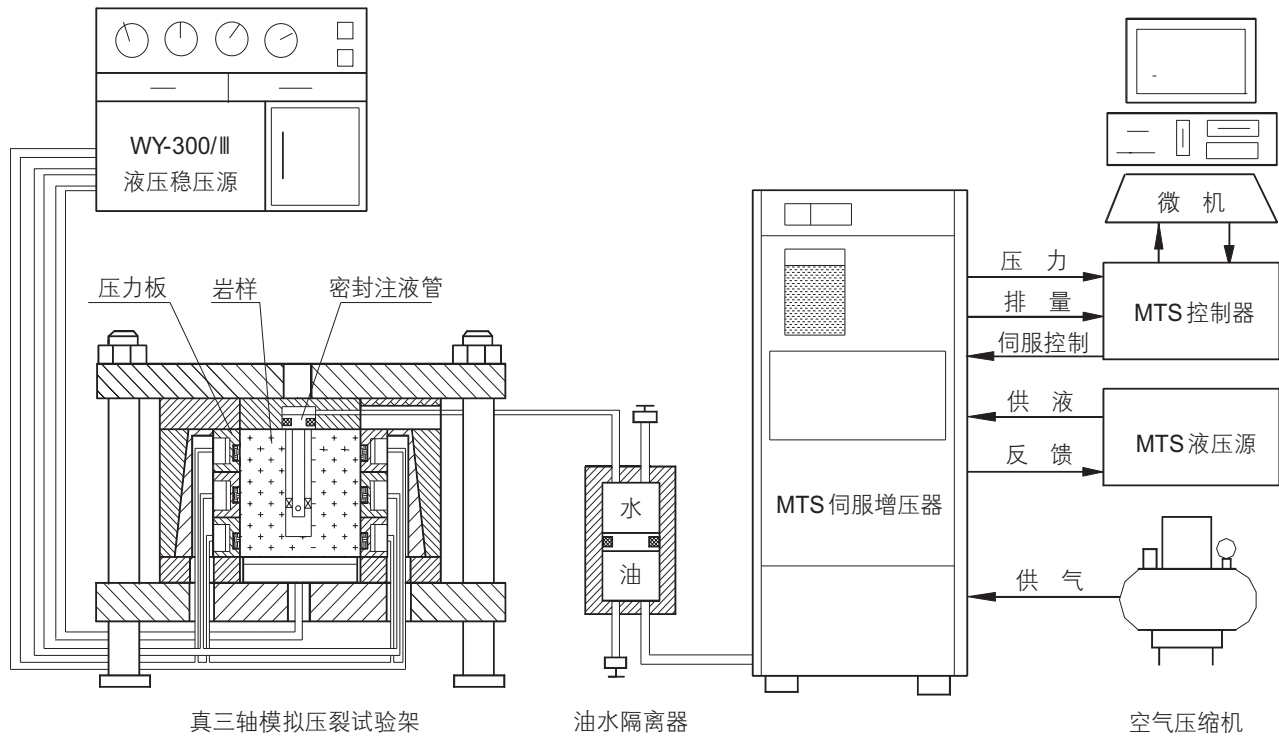


图6 真三轴压裂实验设备示意图  
Fig. 6 Schematic of a tri-axial hydraulic fracturing test system

表1 试件基本参数

Table 1 Basic parameters of the sample

弹性模量/GPa	7.96
泊松比	0.21
单轴抗压强度/MPa	21.23
抗拉强度/MPa	1.53
渗透率/mD	0.10
孔隙度/%	1.62



图7 井筒及模具组合  
Fig. 7 Assembly of wellbore and cast model

表2 螺旋射孔水力压裂实验参数

Table 2 Experiment parameters of hydraulic fracturing experiments

实验编号	地应力参数/MPa	射孔参数			压裂液黏度/(mPa·s)	排量/(mL/s)
		孔长/cm	孔径/mm	孔密/(孔/cm)		
1-1		3	2	1.0		
1-2		3	2	1.0		
2-1	$\sigma_v / \sigma_H / \sigma_h$	3	4	1.0	2.5	0.33
2-2	28/22/19	3	4	1.0		
3-1		3	2	1.6		
3-2		3	2	1.6		

## 2.2 实验结果与分析

实验结果总结如表 3 所示，实验裂缝形态如图 8 所示。

实验结果首先验证了有限元方法应力分析的有效性，物理模拟实验中大多数起裂孔眼对应于图 1 所示 3、4 号孔眼位置，如图 8 中所示实验 1-1、实验 1-2、实验 2-1 和实验 2-2 结果图，位于射孔簇中部

表 3 实验结果

Table 3 Experiment results

实验编号	起裂孔眼个数	破裂压力/MPa	裂缝面形态
1-1	1	22.40	垂直井眼方向的平直单裂缝面
1-2	2	22.86	独立扩展的两个裂缝面，出现裂缝面的重叠，裂缝不相交
2-1	3	28.16	两条相交裂缝面，存在大面积裂缝重叠区域
2-2	3	28.56	螺旋式裂缝面，存在大面积裂缝重叠区域
3-1	5	26.44	螺旋式主裂缝面，不存在裂缝重叠区域
3-2	4	25.86	螺旋式主裂缝面，不存在裂缝重叠区域

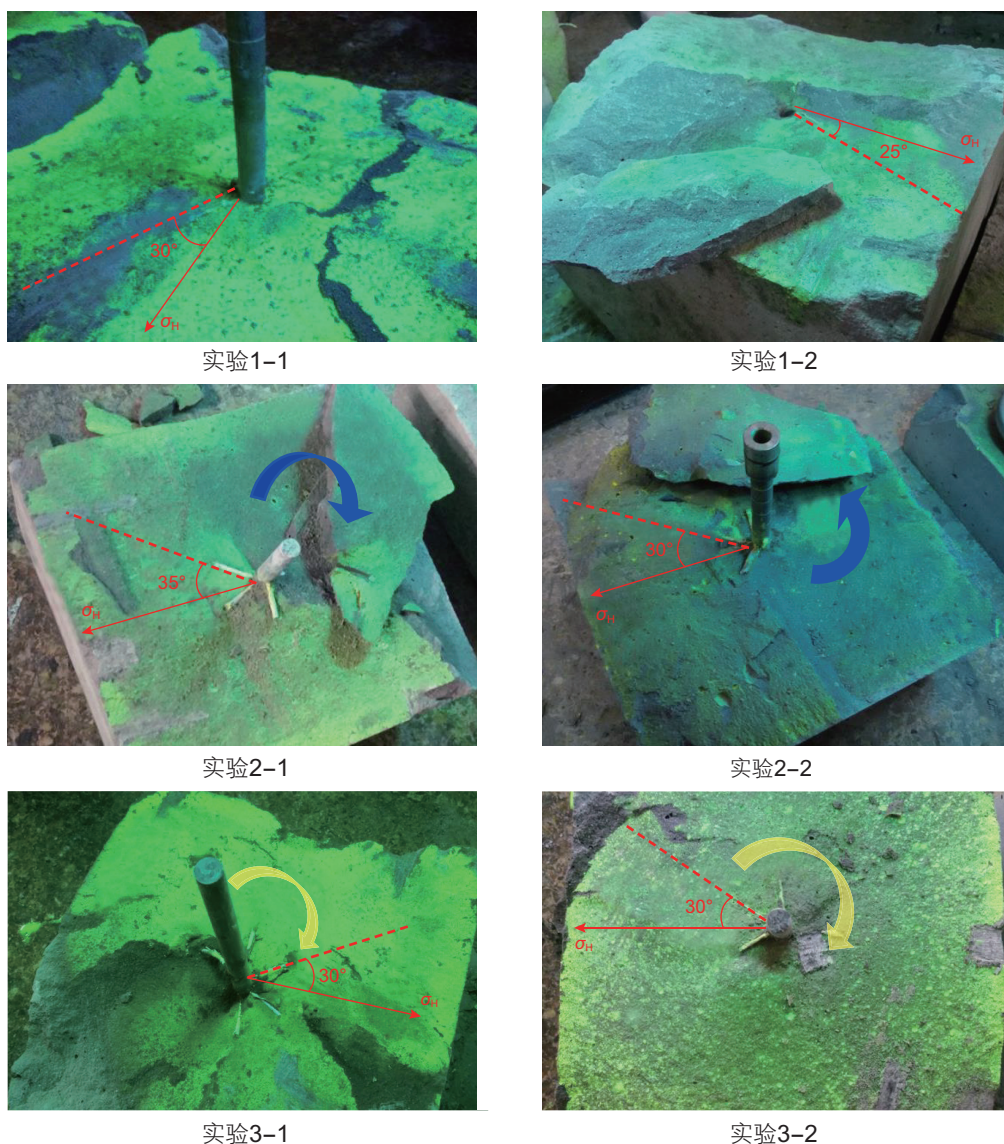


图 8 实验裂缝形态

Fig. 8 Fracture geometry of the samples

且与最大水平主应力偏角较小的孔眼优先起裂。

实验1参数设置参照了有限元结果。由于射孔密度较低不利于孔眼间水力裂缝的连接,裂缝从优势孔眼起裂后独立扩展,形成与最小水平主地应力方向垂直的平整裂缝面(图8中实验1-1结果)。若多孔起裂,则在近井筒形成裂缝重叠区域(图8中实验1-2结果),与Van Ketterij物理模拟实验中,大射孔间距条件下的实验结果一致<sup>[6]</sup>。实验1结果还表明传统有限元方法,基于最小起裂压力原则对水平井螺旋射孔参数进行优化,不一定能够有效促进井筒与水力裂缝连通性。

实验2在实验1基础上增加孔径至4 mm,降低了优势孔眼(3、4号位置孔眼)的起裂压力(图3),但由于孔眼间距离较大,加之优势孔眼与非优势孔眼间起裂压力差异较大(图3),影响了相邻孔眼的依次起裂和水力裂缝的有效连接,从而造成近井筒多裂缝起裂或裂缝重叠的复杂情况。同时,裂缝复杂导致压裂液流动摩擦增加,使最终的破裂压力偏高,说明破裂压力的高低并不单纯取决于有限元方法所确定的模型起裂压力值,还受裂缝复杂性的影响,从另一侧面再次说明了基于最小起裂压力原则的有限元方法的局限性。

实验3在实验1条件下增加孔密至1.6孔/cm,形成了沟通多个孔眼的螺旋式主裂缝面,且近井筒没有裂缝重叠区域。说明射孔密度从1孔/cm增至1.6孔/cm,明显改善了射孔间水力裂缝的连接性,加之孔密增加,射孔间的起裂压力差异性减小(图4),一处孔眼起裂连带相邻孔眼依次起裂,最终形成螺旋式的主裂缝面,且沟通了足够多的射孔孔眼,为后续填加支撑剂施工降低了孔眼摩擦。式(2)所示为孔眼摩擦的计算

公式<sup>[27]</sup>。在上述实验中,实验3-1起裂孔眼数为实验1-1的5倍,在保持其他条件相同的前提下,其在孔眼处的摩擦损失仅为实验1的1/25。由于裂缝面的弯曲程度有限,实验3最终破裂压力也较低。

$$P_{ef} = 2.330 \times 10^{-10} Q^2 \frac{\rho}{n^2 D^4 C_p^2} \quad (2)$$

式中:  $Q$ 为泵排量,  $\text{m}^3/\text{min}$ ;  $\rho$ 为压裂液密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $D$ 为孔眼直径,  $\text{m}$ ;  $C_p$ 为排出系数(取0.5~0.6);  $n$ 为有效孔眼个数;  $P_{ef}$ 为孔眼摩擦,  $\text{MPa}$ 。

### 3 结论与认识

采用有限元数值模拟和室内真三轴物理模拟实验相结合的方法,研究了射孔孔径和射孔密度对水力裂缝形态及破裂压力的影响规律,得到以下结论:

(1)基于有限元优化的射孔参数,设计了物理模拟实验,由实验1可知有限元方法的优化结果不能保证有效促进水力裂缝与井筒的连通性。原因是传统有限元方法基于最小起裂压力原则优化射孔参数,无法实现对近井裂缝形态的模拟预测,导致其对水平井螺旋射孔参数进行优化具有局限性。

(2)由物理模拟实验2与实验3可知,在有限元优化参数的基础上增加射孔密度相比增加射孔孔径能够更加有效地增强孔眼间水力裂缝的连接性,形成能够沟通多个孔眼的主裂缝面,同时破裂压力也较低。

(3)现场进行射孔参数优化时,在保证套管强度的条件下,应优先考虑增加射孔密度,以降低近井筒裂缝的复杂,为后续填加支撑剂作业打好基础。

### 参考文献

- [1] ABASS H H, HEDAYATI S, MEADOWS D L, et al. Nonplanar fracture propagation from a horizontal wellbore: Experimental study[J]. SPE Production & Facilities, 1996, 11(03): 133-137.
- [2] ABASS H H, BRUMLEY J L, VENDITTO J J, et al. Oriented perforations-a rock mechanics view[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 1994.
- [3] DANESHY A A. True and apparent direction of hydraulic fractures[C]. Drilling and Rock Mechanics Conference, Society of Petroleum Engineers, 1971.
- [4] DANESHY A A. A study of inclined hydraulic fractures[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1973, 13(02): 61-68.
- [5] HALLAM S D, LAST N C. Geometry of hydraulic fractures from modestly deviated wellbores[J]. Journal of Petroleum Technology, 1991, 43(06): 742-748.
- [6] KETTERIJ R G, PATER C J D. Impact of perforations on hydraulic fracture tortuosity[J]. SPE Production & Facilities, 1999, 14(02): 117-130.
- [7] HOSSAIN M M, RAHMAN M K, RAHMAN S S. Hydraulic fracture initiation and propagation: Roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2000, 27(3): 129-149.
- [8] FALLAHZADEH S A H, SHADIZADEH R S, POURAFSHARY P, et al. Dealing with the challenges of hydraulic fracture initiation in

- deviated-cased perforated boreholes[C]. Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [9] YE W C H, SCHMIDT J H, LI Y, et al. On fracture design of deviated wells[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 1989.
- [10] HOU B, CHEN M, CHENG W, et al. Investigation of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs with random fractures[J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2015: 1–11.
- [11] HOU B, CHEN M, LI Z, et al. Propagation area evaluation of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 833–838.
- [12] 侯冰, 陈勉, 张保卫, 等. 裂缝性页岩储层多级水力裂缝扩展规律研究[J]. 岩土工程学报. 2015, 37(06): 1041–1046.[HOU B, CHEN M, ZHANG B W, et al. Propagation of multiple hydraulic fractures in fractured shale reservoir[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2015, 37(06): 1041–1046.]
- [13] 陈勉, 周健, 金衍, 等. 随机裂缝性储层压裂特征实验研究[J]. 石油学报. 2008, 29(03): 431–434. [CHEN M, ZHOU J, JIN Y, et al. Experimental study on fracturing features in naturally fractured reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(03): 431–434.]
- [14] 侯冰, 程万, 陈勉, 等. 裂缝性页岩储层水力裂缝非平面扩展实验[J]. 天然气工业. 2014, 34(12): 81–86. [HOU B, CHENG W, CHEN M, et al. Experiments on the non-planar extension of hydraulic fractures[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 81–86.]
- [15] VEEKEN C, DAVIES D R, WALTERS J V, et al. Limited communication between hydraulic fracture and (deviated) wellbore[C]. Low Permeability Reservoirs Symposium, Society of Petroleum Engineers, 1989.
- [16] BEHRMANN L A, ELBEL J L. Effect of perforations on fracture initiation[J]. Journal of Petroleum Technology, 1991, 43(05): 608–615.
- [17] 姜浒, 陈勉, 张广清, 等. 定向射孔对水力裂缝起裂与延伸的影响[J]. 岩石力学与工程学报. 2009, 28(07): 1321–1326.[JIANG H, CHEN M, ZHANG G Q, et al. Impact of oriented perforation on hydraulic fracture initiation and propagation[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2009, 28(07): 1321–1326.]
- [18] PAPANASTASIOU P, ZERVOS A. Three-dimensional stress analysis of a wellbore with perforations and a fracture[C]. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [19] 张广清, 殷有泉, 陈勉, 等. 射孔对地层破裂压力的影响研究[J]. 岩石力学与工程学报. 2003, 22(01): 40–44.[ZHANG G Q, YIN Y Q, CHEN M, et al. Study on influence of perforation on formation fracturing pressure[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2003, 22(01): 40–44.]
- [20] 彪仿俊, 刘合, 张劲, 等. 螺旋射孔条件下地层破裂压力的数值模拟研究[J]. 中国科学技术大学学报. 2011, 41(03).[BIAO F J, LIU H, ZHANG J, et al. A numerical study of fracture initiation pressure under helical perforation conditions[J]. Journal of University of Science and Technology of China, 2011, 41(03): 219–226.]
- [21] ALEKSEENKO O, POTAPENKO D, CHERNY S, et al. 3D modeling of fracture initiation from perforated noncemented wellbore[J]. SPE Journal, 2012, 18(03): 589–600.
- [22] 董平川, 牛彦良, 李莉, 等. 螺旋布孔射孔对套管强度的影响[J]. 大庆石油地质与开发. 2007, 26(02): 91–95.[DONG P C, NIU Y L, LI L, et al. Effect of helix distributing perforation on casing strength[J]. 2007, 26(02): 91–95.]
- [23] 王早祥, 颜廷杰, 李增亮. 射孔对套管强度的影响[J]. 石油机械. 2000, 28(05): 42–45.[WANG H X, YAN T J, LI Z L. Influence of perforation on casing strength[J]. China Petroleum Machinery, 2000, 28(05): 42–45.]
- [24] XU B, WONG R C K. A 3D finite element model for history matching hydraulic fracturing in unconsolidated sands formation[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, 49(04): 58–66.
- [25] 陈勉, 庞飞, 金衍. 大尺寸真三轴水力压裂模拟与分析[J]. 岩石力学与工程学报. 2000, 19(S1): 868–872.[CHEN M, PANG F, JIN Y. Experiments and analysis on hydraulic fracturing by a large-size triaxial simulator[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2000, 19(S1): 868–872.]
- [26] 柳贡慧, 庞飞, 陈治喜. 水力压裂模拟实验中的相似准则[J]. 石油大学学报(自然科学版). 2000, 24(05): 45–48.[LIU G H, PANG F, CHEN Z X. Development of scaling laws for hydraulic fracture simulation tests[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2000, 24(05): 45–48.]
- [27] WILLINGHAM J D, TAN H C, NORMAN L R, et al. Perforation friction pressure of fracturing fluid slurries[C]. Low Permeability Reservoirs Symposium, Society of Petroleum Engineers, 1993.



# Influence of spiral perforation parameters on fracture geometry near horizontal wellbores

SHAN Qinglin<sup>1,2</sup>, JIN Yan<sup>1,2</sup>, HAN Ling<sup>3</sup>, ZHANG Ruxin<sup>1,2</sup>

*1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China*

*2 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, Beijing 102249, China*

*3 Petroleum Engineering Technology Research Institute, SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Wuhan 430000, China*

**Abstract** During the hydraulic fracturing stimulation of a perforated well, an improper perforation policy may cause limited communication between the well and the hydraulic fractures, such as a fracture initiating from one perforation might fail to link-up with adjacent perforations or multiple fractures might initiate from one perforation or adjacent perforations. Because the complexity of near-wellbore fractures may cause a premature screen-out, leading to a failing treatment, an optimized perforation policy is required to reduce the risk of limited communication. Many numerical and experimental studies have been conducted to optimize the perforation policy of the vertical or deviated wellbores with phasing angle of  $0^\circ$  or  $90^\circ$ , and the expected fracture geometry in these studies is longitudinal fractures that grow along the axis of the wellbore. However, fewer studies have been carried out on how the perforation policy influences the geometry of transverse vertical fractures from a cased and perforated horizontal well. In this work, a combined numerical and experimental study has been carried out to investigate the sensitivity of near-well fracture geometry of spiral-perforated horizontal wellbores. First, a laboratory-scale finite element model is built to give a stress distribution near the wellbore and perforations to obtain some understanding as to which perforations act as initiation sites. Following the principle of minimum fracture initiation pressure (FIP), the minimum perforation diameter and density value have been obtained to maintain a low FIP. Based on such parameter combinations, a series of physical simulation tests for concrete samples of different perforation parameters are conducted to study the influence of increasing perforation diameter or perforation density on the fracture geometry near wellbore. This also provides a way to test the effectiveness of traditional numerical methods on the optimization of perforation policy of the spiral-perforated horizontal wellbore. The results of the tests show that the traditional finite element method (FEM) has limited applicability. For the optimized parameter combination obtained by the FEM, the large spacing of adjacent perforations leads to low probability of link-up of starter fractures. A fracture initiating from one perforation tends to propagate neglecting other perforations and fails in forming a main fracture passing through enough perforations. Hence the perforation policy optimized by traditional FEM may not enhance the continuity between the wellbore and fractures. Based on the optimization results of FEM, increasing the perforation diameter contributes to the link-up of hydraulic fractures initiating from adjacent perforations to some extent. But still there is area near wellbore where fractures overlap, and the breakdown pressure is relatively higher than that of other tests. Compared with increasing the perforation diameter, increasing perforation density can lead to much easier link-up of starter fractures and foster a main fracture passing through enough perforations. The results of this study can be used as a guide for in site execution. For both perforation diameter and perforation density influence the strength of casing. Increasing the perforation density should be first considered to reduce the complexity of near-wellbore fractures while maintaining the enough strength of the casing, leading to a successful proppant addition.

**Keywords** horizontal wells; spiral perforation policy; finite element method; hydraulic fracturing physics tests; fracture geometry; fracture breakdown pressure

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.01.005

(编辑 马桂霞)