

# 基于高频水击压力页岩气井暂堵效果评价

雍锐<sup>1,2</sup>, 丘阳<sup>1</sup>, 周福建<sup>1\*</sup>, 胡晓东<sup>1\*</sup>, 宋毅<sup>2</sup>, 周小金<sup>2</sup>

1 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

2 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院, 成都 610051

\* 通信作者, zhoufj@cup.edu.cn; huxiaodong@cup.edu.cn

收稿日期: 2023-08-28; 修回时间: 2023-11-10

国家自然科学基金面上基金“水击压力波-光纤声波数据融合的多裂缝尺寸反演方法(52374019)”资助

**摘要** 高频压力监测技术是一种实时、简单、低成本的压裂监测方法, 压裂顶替结束后, 地面泵车快速降低排量, 在井筒中产生水击波。通过高频采集和分析施工过程中激发的水击压力波, 正演获取井下压裂改造进液深度, 对段内裂缝起裂位置、暂堵转向效果、桥塞机械封隔等进行有效评估, 从而辅助评价压裂施工效果, 指导现场施工决策, 实现资源合理配置, 保证页岩气藏综合开发效益。本文通过在长宁某页岩气水平井暂堵压裂中应用高频压力监测技术, 对暂堵转向效果及桥塞机械封隔效果进行评估。同时, 根据水击压力波的衰减特性评估了井下裂缝的复杂程度。最后, 对比了其在长宁某井和基于暂堵前后压力增的压力曲线暂堵判定法的诊断效果, 高频压力监测技术对暂堵转向效果识别能力更强, 识别率从45%提升至75%, 诊断效果更佳。高频水击压力监测的应用能辅助页岩气水平井压裂工艺参数优化, 助力国内页岩气藏高效开发。

**关键词** 页岩气; 水力压裂; 压裂诊断; 暂堵评估; 高频水击压力监测; 水击压力波

中图分类号: TE357; TN713

## The evaluation of temporary plugging effect in shale gas wells based on high-frequency water hammer pressure

YONG Rui<sup>1,2</sup>, QIU Yang<sup>1</sup>, ZHOU Fujian<sup>1</sup>, HU Xiaodong<sup>1</sup>, SONG Yi<sup>2</sup>, ZHOU Xiaojin<sup>2</sup>

1 Unconventional Oil-Gas Science and Technology Research Institute, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610051, China

Received: 2023-08-28; Revised: 2023-11-10

**Abstract** High-frequency pressure monitoring (HFPM) is a real-time, easy to operate and cost-effective method for hydraulic fracturing diagnostics. It enables the rapid assessment of injection point depth, fracture initiation position, temporary plugging and diversion effects and mechanical plug sealing. By analyzing water hammer pressure waves stimulated during the fracturing process, it facilitates the evaluation of fracturing stimulation effectiveness, guiding on-site construction decisions, resource allocation rationalization, and the comprehensive development of shale gas reservoirs. In this study, HFPM is employed to evaluate the temporary plugging effect and mechanical plug sealing efficiency in the fracturing of a horizontal shale gas well in

引用格式: 雍锐, 丘阳, 周福建, 胡晓东, 宋毅, 周小金. 基于高频水击压力页岩气井暂堵效果评价. 石油科学通报, 2024, 09(05): 789-797

YONG Rui, QIU Yang, ZHOU Fujian, HU Xiaodong, SONG Yi, ZHOU Xiaojin. The evaluation of temporary plugging effect in shale gas wells based on high-frequency water hammer pressure. Petroleum Science Bulletin, 2024, 09(05): 789-797. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.05.060

Changing. Additionally, the complexity of the fractures is assessed based on the attenuation characteristics of the water hammer pressure wave. A comparative analysis is conducted between the diagnostic effects of HFPM and the pressure increase method before and after temporary plugging. HFPM demonstrates a higher ability to identify temporary plugging turning effects, with a recognition rate increasing from 45% to 75%, and exhibits superior diagnostic performance. The application of HFPM can contribute to the optimization of fracturing process parameters for shale gas horizontal wells and facilitate the efficient development of shale gas reservoirs in China.

**Keywords** shale gas; hydraulic fracturing; fracturing diagnostics; temporary plugging evaluation; high frequency pressure monitoring; water hammer pressure wave

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.05.060

## 0 引言

水平井压裂改造技术通过在地层中形成高渗通道,提高单井产量和气藏采收率,可以大大提升页岩气藏的综合开发效益<sup>[1-2]</sup>。但是在现场施工过程中,由于地层的非均质性等原因,存在井下裂缝非均匀扩展的现象<sup>[3-4]</sup>,射孔簇不均匀开启,储层不均匀改造,严重影响油气资源的利用与开发。压裂实时诊断技术能够为压裂施工井下改造情况实时提供评估,指导现场施工决策的制订,确保压裂施工效果<sup>[5]</sup>。高频压力监测自2016年开始应用在国内外非常规油气压裂改造中的井下进液位置、暂堵转向效果、桥塞机械封隔效果和套管泄漏等井下事件的准确评估<sup>[6-10]</sup>。基于停泵水击压力信号压裂诊断系统和井下事件识别算法,通过高频传感器和高速采集系统对现场的停泵水击信号进行分析处理,实时准确完成压裂诊断<sup>[11-12]</sup>。

常规压力监测模式通过采集压裂结束后一段时间内的压降来反演出井下压裂,使用预设的裂缝扩展模型计算综合滤失系数,以便于基于所述综合滤失系数反演及评价裂缝参数<sup>[13]</sup>。相较于传统的压力监测方法,高频压力监测方法通过高频采样停泵水击压力信号,利用信号处理的方法提取出井下裂缝在采集信号中的响应特征,能够在压裂施工结束后20 min内评估压裂改造效果,实时辅助指导现场压裂施工决策,提升压裂施工效率。水力压裂技术是非常规油气增产的必要手段,其中水力压裂过程监测和诊断也是现场关注的重点<sup>[14]</sup>。高频压力监测凭借其实时性、操作简单、低成本的技术特点,具有非常广阔的应用前景,对于认识裂缝扩展规律,优化压裂工艺参数,提升压裂改造效果意义重大。

本文在长宁某页岩气水平井暂堵压裂施工中应用了高频水击压力监测,对施工过程中的暂堵转向效果、桥塞机械封隔情况和井下裂缝复杂程度进行实时诊断与评估。同时与基于暂堵前后压力增的压力曲线暂堵判定法进行对比发现,高频水击压力监测适用性更强,

诊断效果更佳。高频水击压力监测的应用,保障了页岩气水平井压裂改造效果,实时准确优化压裂改造参数,助力页岩气等非常规油气资源高效开发。

## 1 高频水击压力监测原理

高频水击压力监测是一种实时诊断、操作简单、低成本的非侵入式的压裂诊断技术,能够正演井下裂缝进液位置,评估暂堵转向和桥塞机械封隔效果。在压裂施工过程中,由于井筒中流体受到排量突然变化的影响(暂堵前降排量,施工结束时停泵)而产生的压力瞬变,称作水击。产生的水击波沿井筒从井口向井下传播,与压裂裂缝作用后携带着井下信息返回井口<sup>[15]</sup>。布置在井口的高频采集系统能够完整并准确地采集井底反射回的复杂水击压力信号。

对井下事件进行定位的核心是确定水击波在井口到井下裂缝间的反射时间和水击波在井筒中的传播速度。反射时间的获取是直接通过采集的高频压裂停泵水击压力信号完成的。采集的高频水击信号首先通过压裂停泵水击压力波信号滤波模型<sup>[16-18]</sup>,滤除信号中各种噪声(尖峰噪声,随机噪声,工频干扰等)干扰的同时保护信号中反射回井口的井下裂缝信息。综合滤波模型包含3部分,首先针对主通道的信号设计了Hampel滤波器和FIR低通滤波器相结合的两步滤波法。其次,针对参考通道信号结合多频自适应陷波器和中值滤波器进行滤波,保护水击信号有用频率和裂缝压力响应不被消除;最后通过主通道和参考通道中信号之间的自适应对消获得滤波信号,其模型框架如图2所示<sup>[18]</sup>。

下一步,通过基于倒谱分析的信号处理模型对滤波后信号进行分析,可以直接获取水击波在井口和井下裂缝之间反射的响应时间<sup>[19]</sup>。倒谱分析用于非线性信号分析和处理。通过对信号的傅里叶变换的对数进行傅里叶逆变换,根据下式计算倒谱结果:

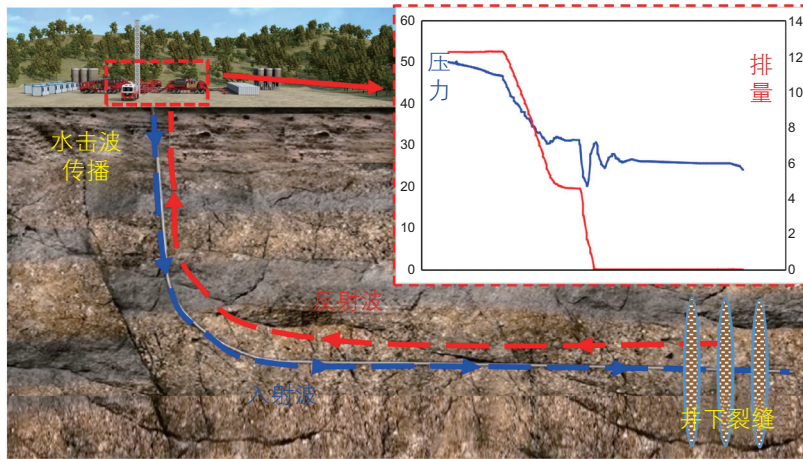


图 1 高频水击压力监测示意图

Fig. 1 Schematic diagram of high-frequency water hammer pressure monitoring

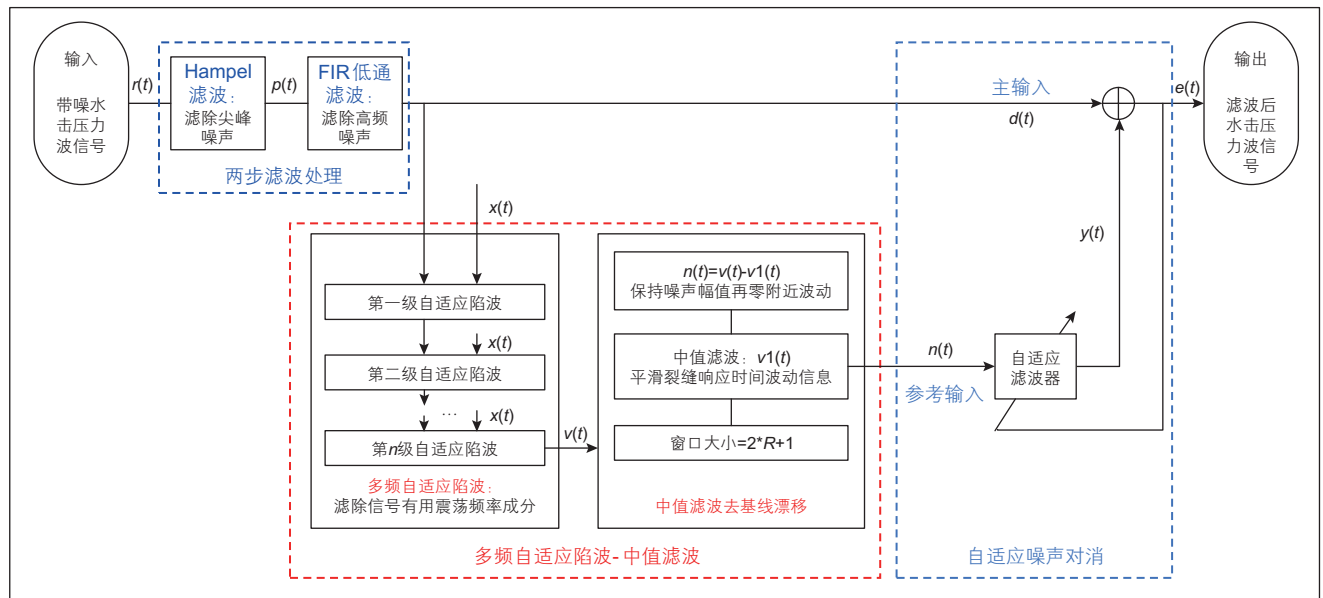


图 2 高频水击信号滤波模型

Fig. 2 High-frequency water hammer signal filtering model

$$\hat{x}(\tau) = \frac{1}{2\pi} \int \log \left[ \int x(t) e^{j\omega t} dt \right] e^{-j\omega \tau} d\omega \quad (1)$$

式中，自变量  $\tau$  是倒频率， $s$ 。  $x(t)$  和  $x(\tau)$  为时域和倒频域中的信号。下一步，采用时频分析的方法，将水击信号被分解为一系列有限长度的窗口<sup>[19]</sup>，并分别进行倒谱计算可以计算出停泵水击信号的倒谱响应图，如图 3 所示。其中，横轴代表时间，纵轴代表倒频率。由于水力裂缝的存在产生了井下阻抗<sup>[15]</sup>的变化导致裂缝的倒谱响应为负响应，在倒谱图中为深蓝色部分，其对应的倒频率大小及为压裂裂缝的反射时间。

水击波在井筒中的传播速度则是通过井筒内水击波波速预测模型进行计算。传统的压力波波速计算公式为<sup>[18]</sup>：

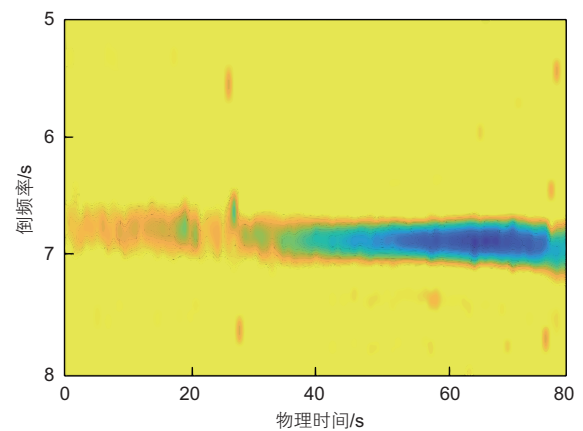


图 3 典型停泵水击信号的倒谱图

Fig. 3 Typical cepstrum of water hammer signal after fracturing pumps shutdown

$$a = \sqrt{1/\frac{\omega}{g}(\frac{1}{K} + \frac{dc}{Ee})} \quad (2)$$

$$c = \begin{cases} 5/4 - \mu & \text{仅顶部固井} \\ 1 - \mu^2 & \text{顶部与底部固井} \\ Ee/(Gd + Ee) & \text{均匀固井} \end{cases} \quad (3)$$

式中,  $a$ 为水击波速, m/s;  $\omega$ 为流体的比重;  $g$ 为重力加速度, m/s<sup>2</sup>;  $K$ 为流体体积模量, MPa;  $d$ 为管道直径, m;  $c$ 为固井系数;  $E$ 为管道杨氏模量, MPa;  $e$ 为管道厚度, m;  $\mu$ 为管材泊松比;  $G$ 为岩石剪切模量, MPa。通过公式(2)和(3)可知, 水击波波速的大小取决于压力波传播系统的特征。而对于现场的波速计算, 解析公式计算得到的波速误差范围在 300~400 ft/s, 即 90~122 m/s左右, 精度较差不能应用于压裂现场准确诊断<sup>[20]</sup>。同时, 水击波波速还受到裂缝深度、压力和温度等因素的影响<sup>[9,20]</sup>。为了准确预测水击波波速, 在传统解析公式和室内波速测量实验规律探索的基础上<sup>[21-22]</sup>, 水击波波速预测模型还结合了贝叶斯方法, 联合井场水击波速历史数据, 预测当前段井筒内压力波波速, 大幅降低波速预测误差, 提升识别精度<sup>[23]</sup>。

在桥射完井作业中, 第一段压裂裂缝的起裂深度一般在第一段设计的射孔簇深度范围内(不存在桥塞封隔失效情况)。对于波速的先验认知, 需要结合井场的历史数据。先验波速可以确定为某个范围内的数值, 具有约 5~10 m/s的不确定性, 并假定波速的不确定性遵循高斯分布。裂缝深度的概率分布遵循正态分布<sup>[20]</sup>:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (4)$$

式中,  $\mu$ 为均值,  $\sigma$ 为不确定度。 $\mu$ 决定了正态分布的位置,  $\sigma$ 描述的是正态分布的离散程度。

在已知速度和反射时间的情况下, 可确定第一条裂缝的预测深度和相应不确定度如下:

$$D_1 = \frac{c_1 t_1}{2} \quad (5)$$

$$\sigma D_1^2 = D_1^2 \left[ \left( \frac{\sigma t_1}{t_1} \right)^2 + \left( \frac{\sigma c_1}{c_1} \right)^2 \right] \quad (6)$$

其中,  $c_1$ 代表水击波波速,  $\sigma c_1$ 表示波速的不确定度,  $t_1$ 代表井口到井下裂缝之间反射的响应时间,  $\sigma t_1$ 表示反射时间的不确定度,  $D_1$ 表示形成的裂缝的预测深度,  $\sigma D_1^2$ 表示裂缝预测深度的不确定度。结合形成裂缝的先验信息和预测信息, 可以获得有关裂缝深度的后验信息。随后, 可根据最新数据重新计算水击压力波的波速, 从而提高每个特定场景下波速的计算精度。对各个压裂段进行循环迭代计算, 从而提供更加准确

的水击压力波波速, 并为下一段的压裂裂缝诊断提供先验波速。最后, 结合裂缝反射响应时间和水击压力波预测波速及其不确定度即可定位井下裂缝进液位置和井下裂缝进液分布的不确定度。

图4展示了高频水击压力监测诊断结果, 包含裂缝进液位置分布与各压裂段射孔及桥塞位置。裂缝进液分布呈高斯分布形态。蓝色的钟形曲线代表进液位置的概率分布。图中表明, 裂缝进液主要集中在第3段的第2、3簇, 第1簇裂缝并没有明显的进液显示, 而桥塞位置(黑色竖线)及以下深度也未显示进液, 这表明未出现桥塞机械封隔失效的情况。

高频水击压力监测在压裂现场的诊断流程如下: (a)装置安装: 试压阶段将高精度水击压力监听装置安装在井口管路上。通过传输线将位于井口的高精度水击压力监听装置和位于指挥车内的高频采集系统进行连接, 检查高频压力数据是否准确稳定采集。(b)资料收集: 收集作业井的施工设计等资料。(c)信号采集: 顶替结束后开始采集高频压力数据。按照合适的停泵程序完成停泵, 避免套损发生风险, 激发水击信号, 进行高频水击压力监测。(d)信号处理: 将采集的高频压力信号通过压裂停泵水击压力波信号滤波模型和信号处理频谱模型, 获取裂缝反射的响应时间。(e)监测解释: 结合井筒内波速模型, 预测井下进液分布, 软件实时呈现解释结果可视化, 评估本段压裂改造效果, 实时指导现场决策。

## 2 压裂诊断效果评价

### 2.1 高频水击压力监测方案设计

根据作业井的施工设计资料(测井结果、改造深

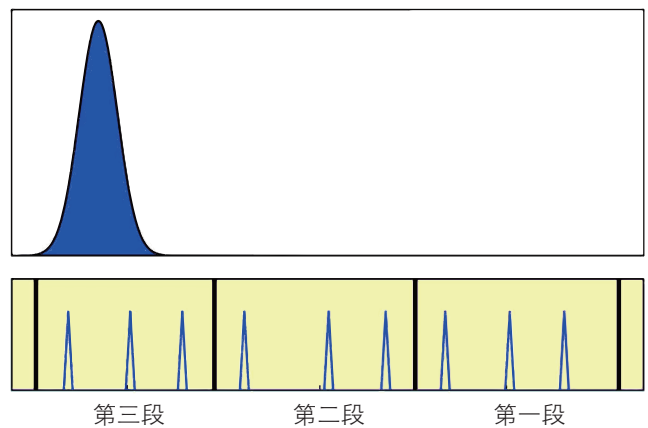


图4 高频水击压力监测诊断结果

Fig. 4 High-frequency water hammer pressure monitoring diagnostics analysis results

度、分段数据、射孔数据、完井质量、压裂泵注程序等), 确定包括合适的停泵程序(包括停泵时机、停泵排量等), 保证产生明显的水击振荡, 为高频水击压力监测提供条件。由于页岩气压裂停泵过程会对套管产生强冲击作用从而导致套损发生<sup>[25]</sup>, 监测需要在确保套管安全的情况下, 保证停泵水击信号的质量。因此, 合适的停泵程序制定尤为重要。针对页岩气水平井, 现场采用的是二段式停泵模式<sup>[25]</sup>。首先将排量降至较低排量后, 再快速停止所有泵车, 停泵后持续 10 min 进行高频水击压力监测。对于暂堵压裂段, 投暂堵球前后顶替结束阶段分别进行高频水击压力监测, 根据暂堵前后井下进液响应差异, 判断暂堵转向效果。若桥射作业过程中桥塞使用类型为可溶桥塞, 在施工顶替结束后还会额外泵入 2 m<sup>3</sup> 助溶剂。助溶剂添加完毕后再顶替, 顶替结束停泵, 持续 10 分钟进行高频水击压力监测。

### 2.2 高频水击压力监测结果

本文在长宁某页岩气水平井暂堵压裂中使用高频水击压力监测对进液位置进行诊断评估。每一段共进行 3 次高频水击压力监测, 包括暂堵前降排量、单次暂堵后顶替停泵和助溶剂顶替停泵。在监测过程中, 随工况的不同井口采集得到不同的水击曲线, 结果如图 5 所示。其中黑色曲线为暂堵前降排量水击曲线, 蓝色曲线为单次暂堵后顶替停泵水击曲线, 红色曲线为助溶

剂顶替停泵水击曲线。

试验过程中, 共采集高频停泵水击数据 20 段, 采集有效高频压力信号 58 次, 分析暂堵效果数据 18 段。图 6 展示了该井第 9 段高频压力数据经过信号处理后的结果, 其中裂缝反射的响应为蓝色。该结果结合了信号处理模型输出的反射时间和计算压力波波速, 直接展示了压裂前后裂缝反射响应的变化。暂堵前压裂改造的主要区域为第 9 段跟端。暂堵压裂后进液区域集中在第 9 段趾端, 进液区域出现明显转移, 暂堵转向效果良好, 暂堵成功。

图 7 展示了该井 16 至 21 段高频水击压力监测结

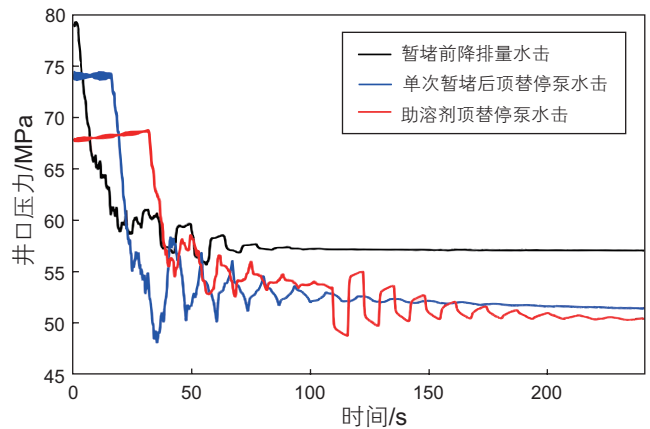


图 5 不同工况条件下的高频水击压力曲线  
Fig. 5 High frequency water hammer pressure curve under different operating conditions

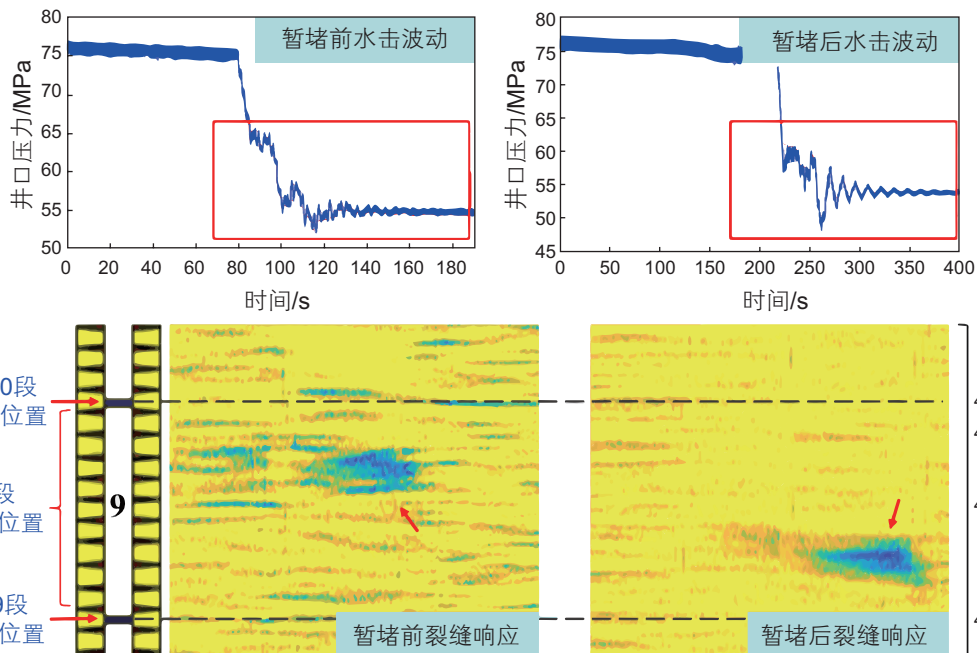


图 6 长宁某压裂井第九段高频压力分析裂缝反射结果

Fig. 6 High frequency pressure analysis of the ninth section of a fracturing well in Changning

果。其中图左侧为该压裂水平井的井身结构。图中的蓝色钟形反映了经过模型正演计算的井下进液位置，其覆盖的射孔簇代表进液的射孔簇<sup>[20]</sup>。其中，第 16，18，19 和 20 段进液位置结果发生明显转向，表示暂堵成功。第 17 段暂堵前后预测进液位置变化小，表示暂堵转向效果不明显。第 21 段诊断的进液位置结果出现在了第 20 段内，本段存在桥塞机械封隔不严，出现了压裂窜层的情况，存在重复改造的情况。在长宁某页岩气水平井所有压裂施工段中，暂堵有效的段

14 段，占比 66.7%，暂堵效果不明显 6 段，占比 27.7%，压裂窜层 1 段，占比 5.6%。根据高频水击压力监测结果显示，长宁某页岩气水平井暂堵压裂取得较好的效果，暂堵之后目的段有较好的暂堵转向效果，提升目的段进液覆盖率。

另外，施工过程中助溶剂的额外停泵增加了高频水击压力监测的次数，保证了高频水击压力监测的顺利实施。如图 8 所示，在第 11 段压裂施工过程中，由于单次暂堵后顶替停泵时未能同时降低所有泵车的排

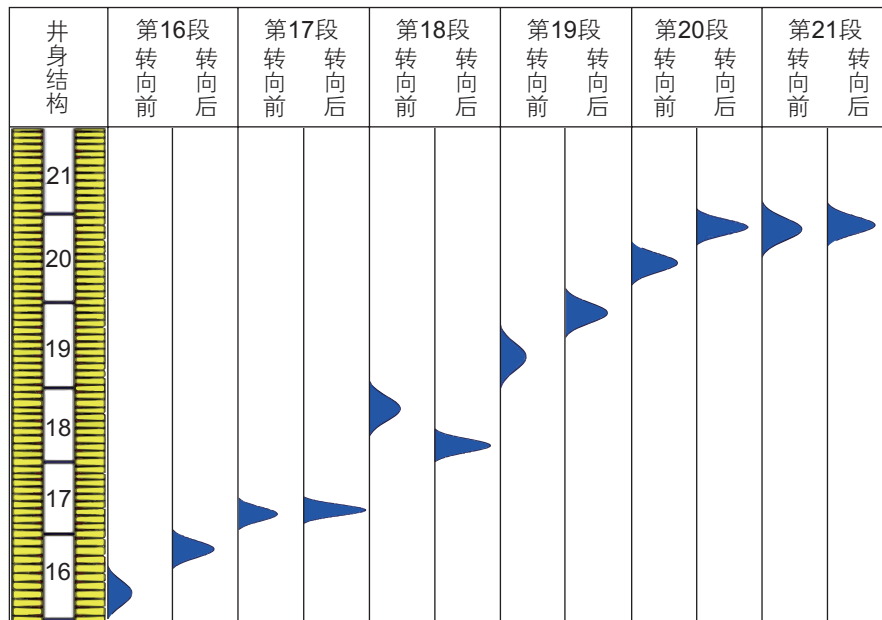


图 7 高频水击压力监测结果示意图

Fig. 7 Schematic diagram of high-frequency water hammer pressure monitoring results

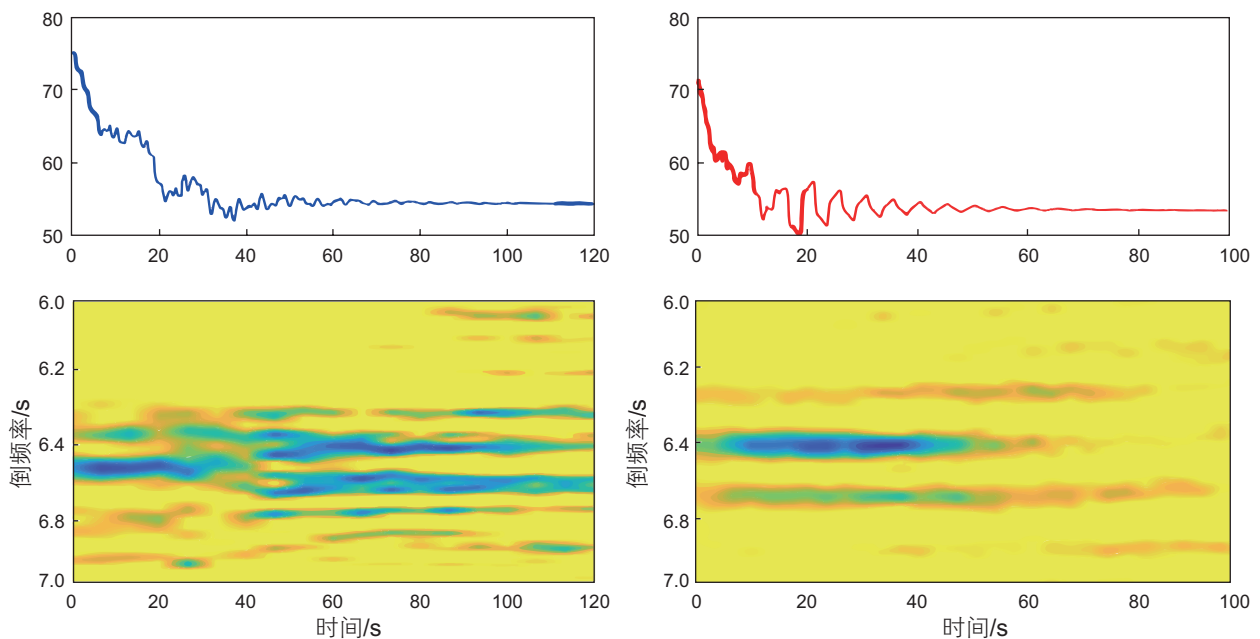


图 8 长宁某压裂井第十一段两次停泵水击信号及倒谱图

Fig. 8 Water hammer signals and cepstrum of the eleventh stage of a fracturing well in Changning

量, 导致停泵的效果较差, 水击波振荡幅值低, 波动能量弱。水击信号波形解析过程中, 倒谱图结果显示在裂缝响应附近出现了更多人为影响的噪声, 降低了模型识别的准确度。随后在助溶剂的顶替结束后停泵过程中优化了停泵过程, 倒谱图结果显示出明显的裂缝响应。两次停泵的高频压力诊断结果的深度不确定度分别为 15.49 m 和 6.68 m, 不确定度下降了 56.8%。同时增加高频诊断次数也能对水击波速贝叶斯模型进行额外的修正, 从而增加监测结果的精度<sup>[26]</sup>。

水击压力波的衰减情况能够反映井下裂缝的复杂情况。因此, 分析停泵水击的衰减个数和衰减率可以辅助现场更好的了解井下压裂改造效果<sup>[27-28]</sup>。衰减振荡个数是指停泵水击压力曲线在衰减过程中的振荡个数。水击衰减率是利用水击周期波峰与波谷差, 通过指数函数拟合计算<sup>[29]</sup>。根据停泵水击衰减统计图 9 可以看出, 全井停泵水击最大衰减率为 0.114, 最小衰减率为 0.026, 平均衰减率为 0.039。全井停泵水击最大衰减振荡为 9 个, 最小衰减振荡为 3 个, 平均衰减振荡为 6 个。综合分析, 全井水击衰减率较高, 裂缝形态复杂, 拥有较好的改造效果。

2.3 应用效果分析

在长宁某井压裂施工过程中, 除了高频水击压力监测外, 还采用了压力曲线暂堵判定方法, 联合分析压裂改造效果。压力曲线暂堵分析方法是通过暂堵球到位压力增加幅度来判定暂堵转向效果。长宁某井暂堵前后压力提升结果如图 10 所示。长宁某井共分析有效数据 21 段, 通过压裂曲线分析, 其中 9 段具有暂堵压力响应, 但暂堵后压力响应较为微弱, 多数低于

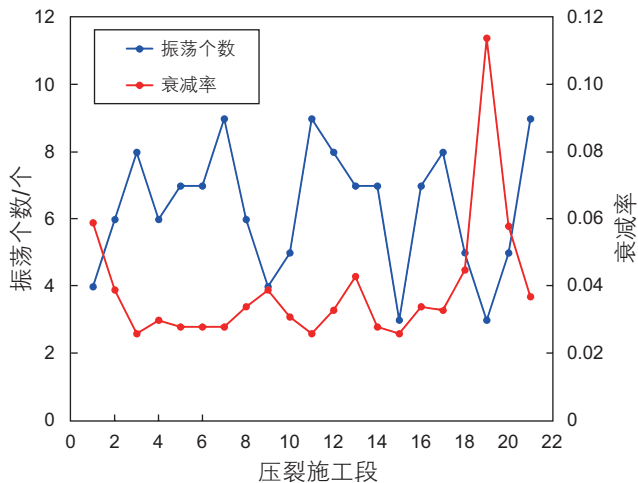


图 9 停泵水击曲线衰减统计图  
Fig. 9 Attenuation statistics of pump stop water hammer curve

2 MPa, 难以判定暂堵的有效性。

表 1 展示了长宁某井压裂施工过程中, 两种方法对暂堵压裂效果的评估结果。其中, 通过压力曲线分析识别出 9 次暂堵球到位压力增加, 仅占有暂堵压

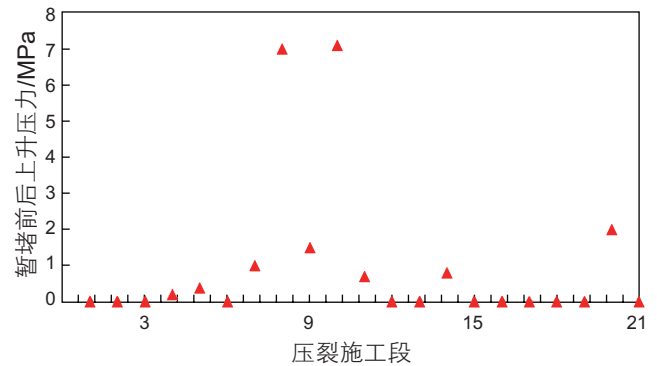


图 10 暂堵前后压力上升统计图  
Fig. 10 Statistical diagram of pressure rise before and after temporary blockage

表 1 长宁某压裂水平井暂堵转向效果诊断评估结果  
Table 1 Diagnosis and evaluation results of temporary blocking and turning effect in a fracturing horizontal well in changing

压裂段	压力曲线暂堵判定		高频水击压力监测	
	提高压力 /MPa	暂堵评估	暂堵成功	压窜
第 1 段	无	无	无	无
第 2 段	0	失败	成功	无
第 3 段	0	失败	失败	无
第 4 段	0.2	成功	失败	无
第 5 段	0.39	成功	成功	无
第 6 段	0	失败	失败	无
第 7 段	1	成功	成功	无
第 8 段	7	成功	成功	无
第 9 段	1.5	成功	成功	无
第 10 段	7.1	成功	成功	无
第 11 段	0.7	成功	成功	无
第 12 段	0	失败	失败	无
第 13 段	0	失败	成功	无
第 14 段	0.8	成功	成功	无
第 15 段	0	失败	成功	无
第 16 段	0	失败	成功	无
第 17 段	0	失败	失败	无
第 18 段	0	失败	成功	无
第 19 段	0	失败	成功	无
第 20 段	2	成功	成功	无
第 21 段	0	失败	失败	存在
平均值或有效数	1.09	9	14	1

裂施工段的45%，平均压力增加幅度为1.09 MPa。该方法对暂堵转向有效性的识别效果较差，响应灵敏度低，无法有效指导现场施工。高频水击压力监测结果显示，暂堵转向成功14段，占有暂堵压裂施工段的70%。高频水击压力监测利用降排量和顶替停泵激发的水击压力波，定位井下进液裂缝位置，能够对暂堵转向效果进行准确评价。同时根据停泵水击衰减率能够对裂缝改造规模进行评估。综上，长宁该井暂堵压裂效果优异，压裂裂缝复杂，储层改造取得良好效果。

### 3 结论

(1) 高频水击压力监测技术在长宁页岩气水平井暂堵压裂成功应用，通过对井下进液位置和停泵水击波

形衰减情况的定量分析，为页岩气压裂评价提供了一种实时、简单、低成本的全新监测手段。

(2) 高频水击压力监测在实施过程中还需进一步优化停泵程序，确定最优停泵排量和停泵时机，避免套管损害的同时保证激发水击波信号质量能够被准确解析。

(3) 当停泵水击信号质量不佳时会出现信号难以准确解析的情况。可以通过额外停泵次数增加高频压力诊断的次数来降低当前段压裂的诊断结果的误差。

(4) 高频水击压力监测相较于传统压力曲线暂堵方法，有着更好的识别及判断效果。同时，高频水击压力监测结果能更好了解暂堵压裂施工中井底的施工动态，为进一步认识储层特性，优化页岩气水平井压裂工艺参数提供依据。

### 参考文献

- [1] 赵文智, 贾爱林, 位云生, 等. 中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 14. [ZHAO W Z, JIA A L, WEI Y S, et al. Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 31-44.]
- [2] YONG R, ZHOU F, LI M, et al. Effects of fracturing parameters on fracture unevenness during large-stage multi-cluster fracturing in horizontal wells[J]. Frontiers in Energy Research, 2021, 9.
- [3] HAUSTVEIT K, DAHLGREN K, GREENWOOD H, et al. New age fracture mapping diagnostic tools—a stack case study[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 2017: SPE-184862-MS.
- [4] WEDDLE P, GRIFFIN L, MARK P. Mining the bakken ii – pushing the envelope with extreme limited entry perforating[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 2018: SPE-189880-MS
- [5] BHATNAGAR A. Overcoming challenges in fracture stimulation through advanced fracture diagnostics[C]//SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference. Beijing, China, 2016: SPE-181802-MS.
- [6] BOGDAN A V, KEILERS A, OUSSOLTSEV D, et al. Real-time interpretation of leak isolation with degradable diverter using high frequency pressure monitoring[C]//SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia, 2016: SPE-182451-MS.
- [7] KLEM R A, RUTZINGER G, SHULMAN M, et al. Sequenced fracturing technique improves production from an underperforming lateral: an interpretation based on high frequency pressure monitoring[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2017.
- [8] KABANNIK A, PARKHONYUK S, KORKIN R, et al. Can we trust the diversion pressure as a decision-making tool: novel technique reveals the truth[C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [9] PARKHONYUK S, FEDOROV A, KABANNIK A, et al. Measurements while fracturing: nonintrusive method of hydraulic fracturing monitoring[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [10] PARKHONYUK S, KORKIN R, KABANNIK A, et al. Novel monitoring technology helps to make informed decisions and maximize the efficiency of completion strategy[C]//Unconventional Resources Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [11] 周福建, 胡晓东, 丘阳, 等. 基于水击压力波信号进行压裂诊断的系统 and 压裂诊断方法 [P]. 北京市: CN111550230B, 2021-03-02. [ZHOU F J, HU X D, QIU Y, et al. Hydraulic fracturing diagnosis system and method based on water hammer pressure wave signal[P]. Beijing: CN111550230B, 2021-03-02.]
- [12] 胡晓东, 丘阳, 周福建, 等. 一种基于停泵压力信号的井下事件定位方法及装置 [P]. 北京市: CN114239656B, 2023-04-07. [HU X D, QIU Y, ZHOU F J, et al. The downhole events location identification method and device based on pump shutdown pressure signal[P]. Beijing: CN114239656B, 2023-04-07.]
- [13] HU X, TU Z, MA S, et al. A new fracture parameters inversion model based on the pressure of shut-in under pressure-dependent leak-off conditions[C]// Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, United States, 2022.
- [14] PANJAITAN, M., MORIYAMA, A., MCMILLAN, D., et al. Qualifying diversion in multi clusters horizontal well hydraulic fracturing



- in haynesville shale using water hammer analysis, step-down test and microseismic data[C]. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition, The Woodlands, Texas, United States, 2018.
- [15] CHAO L, OSSIAN O, DUNHAM E. Hydraulic fracture diagnostics from Krauklis-wave resonance and tube-wave reflections[J]. *Geophysics*, 2017, 82 (3): 171–186
- [16] 胡晓东, 周福建, 李宇娇, 等. 压裂停泵水击压力波信号滤波方法与特征分析[J]. *石油科学通报*, 2021, 6(1): 79–91. [HU X D, ZHOU F J, LI Y J, et al. Filtering methods and characteristic analysis of water hammer pressure—wave signals from fracturing stop pumps[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2021, 6(1): 79–91.]
- [17] 胡晓东, 周福建, 李宇娇, 等. 一种水击压力波信号的滤波方法、装置和设备[P]. 北京市: CN113054949B, 2022–04–05. [HU X D, ZHOU F J, LI Y J, et al. A filter method, device and equipment for water hammer pressure wave signal[P]. Beijing: CN113054949B, 2022–04–05.]
- [18] LI Y, HU X, ZHOU F, et al. A new comprehensive filtering model for pump shut-in water hammer pressure wave signals during hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 208: 109796.
- [19] QIU Y, HU X, ZHOU F, et al. Water hammer response characteristics of wellbore-fracture system: Multi-dimensional analysis in time, frequency and quefreny domain. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 213: 110425.
- [20] RUTZINGER G, WAGES D, SHRIDER J, et al. Sequenced fracturing technique with high-frequency pressure monitoring improves horizontal injection well performance on the north slope of alaska[C]//SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, 2017: SPE–185738–MS.
- [21] 胡晓东, 李卓龙, 周福建, 等. 基于水击波波形的波速反演方法试验研究[J]. *水利水电技术(中英文)*, 2022, 53(05): 106–118. [HU X D, LI Z L, ZHOU F J, et al. Water hammer waveform-based experimental study on wave velocity inversion method[J]. *Water Resources and Hydropower Engineering*, 2022, 53(5): 106–118. ]
- [22] 胡晓东, 周福建, 李卓龙, 等. 水击压力波信号模拟系统[P]. 北京市: CN111413206B, 2021–01–08. [HU X D, LI Z L, ZHOU F J, et al. Water hammer pressure wave signal simulation system[P]. Beijing, CN111413206B, 2021–01–08.]
- [23] 胡晓东, 易普康, 丘阳, 等. 基于井场实测数据水击压力波波速特征分析[J]. *水利水电技术(中英文)*, 2023, 54(5): 95–104. [HU X D, YI P K, QIU Y, et al. Characteristic analysis of water hammer pressure wave velocity in field data[J]. *Water Resources and Hydropower Engineering*, 2023, 54(5): 95–104.]
- [24] 周波, 毛蕴才, 查永进, 等. 体积压裂水击效应对页岩气井屏障完整性影响及对策[J]. *石油钻采工艺*, 2019, 41(5): 6. [ZHOU B, MAO Y C, ZHA Y J, et al. Influence of water hammer effect on the well barrier integrity of shale gas well during SRV and the counter-measures[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(5): 6.]
- [25] 胡俊杰, 周小金, 周拿云, 等. 井筒听诊器技术在川南页岩气田的应用研究[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(6): 65–69. [HU J J, ZHOU X J, ZHOU N Y, et al. Application and research of wellwatcher technology in southern sichuan shale gas field application and research of wellwatcher technology in southern sichuan shale gas field[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(6): 65–69]
- [26] KORKIN R, PARKHONYUK S, FEDOROV A, et al. High frequency pressure monitoring and data analytics for stimulation efficiency determination: new perspectives or potential limits[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, United States, 2020: SPE–199762–MS.
- [27] CIEZOBKA J, MAITY D, IRAJ S. Variable pump rate fracturing leads to improved production in the marcellus shale[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, 2016: SPE–179107–MS.
- [28] IRIARTE J, MERRITT J, KREYCHE B. Using water hammer characteristics as a fracture treatment diagnostic[C]//SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 2017: SPE–185087–MS.
- [29] DUNG N, DAVID C, TOM D, et al. Practical applications of water hammer analysis from hydraulic fracturing treatments[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 2021: SPE–204154–MS.