

光纤压裂监测技术现场应用与发展趋势

张 伟 (山东普瑞思德石油技术有限公司, 山东 东营 257000)

摘 要: 针对非常规油气开发中压裂效果实时监测难题, 系统研究分布式光纤压裂监测技术体系。通过融合 DAS、DTS、DSS 多模传感技术, 构建井下裂缝动态表征系统, 建立“数据采集-实时解释-方案优化”闭环监测模式。经国内 32 段压裂实践验证, 该技术可实现缝长、缝高、缝宽等关键参数的高精度反演, 监测时效性较传统微地震提升 40% 以上, 对页岩气资源高效开发具有重要经济价值, 有着广阔的应用前景。

关键词: 光纤压裂监测; DAS/DTS/DSS; 实时压裂优化; 发展趋势

中图分类号: TE357.1

文献标识码: A

文章编号: 1674-5167 (2025) 023-0073-03

Field Application and Development Trend of Fiber Optic Fracturing Monitoring Technology

Zhang Wei(Shandong Puriside Petroleum Technology Co.,LTD,Dongying Shandong 257000,China)

Abstract: Aiming at the problem of real-time monitoring of fracturing effects in unconventional oil and gas development, a distributed optical fiber fracturing monitoring technology system is systematically studied. By integrating DAS, DTS and DSS multi-mode sensing technologies, a dynamic characterization system for underground fractures is constructed, and a closed-loop monitoring mode of “data acquisition - real-time interpretation - scheme optimization” is established. After verification through domestic 32-stage fracturing practice, this technology can achieve high-precision inversion of key parameters such as fracture length, fracture height and fracture width. The monitoring timeliness is improved by more than 40% compared with traditional microseismic methods, providing important technical support for the efficient development of shale gas and having broad application prospects.

Key words: Fiber optic Fracturing monitoring;DAS/DTS/DSS; Real-time fracturing optimization;Development trend

1 研究价值

随着全球能源转型加速, 非常规油气资源开发面临降本增效与环境保护双重压力。水力压裂作为页岩气开发的核心技术, 其裂缝扩展形态直接影响单井产量与储层改造效果。传统微地震监测存在深度受限 (<3km)、施工周期长 (5-7 天)、受环境噪声干扰严重等缺陷, 亟需发展新型监测技术。而分布式光纤监测技术起源于 20 世纪 80 年代的光纤传感研究, 2013 年哈里伯顿公司首次将 DAS 技术应用于 Marcellus 页岩区。我国自“十三五”期间开展技术引进与自主创新, 在南海荔湾、陆上长宁-威远等国家级示范区实现规模化应用, 形成适应复杂地质条件的监测装备体系。本研究突破传统监测技术局限, 创新提出“三模融合”监测方法, 建立基于机器学习的裂缝参数反演算法, 形成具有自主知识产权的光纤压裂监测技术标准, 对保障国家能源安全具有重要战略价值。

2 光纤传感基本原理

2.1 分布式光纤传感原理

分布式光纤监测以光纤作为连续传感器, 通过检测背向瑞利散射光相位/强度变化, 实现沿程物理场重构。核心理论依据为光时域反射原理 (OTDR),

其空间分辨率可达 0.25m 量级, 温度灵敏度达 $\pm 0.01^{\circ}\text{C}$ 。

2.2 多模传感技术融合原理

分布式声波传感技术 (DAS)、分布式温度传感技术 (DTS)、分布式应变传感技术 (DSS) 的融合, 为光纤压裂监测提供了更全面的信息。DAS 技术通过监测光纤沿线的声波信号, 能够实时感知压裂过程中裂缝的扩展和流体的流动; DTS 技术可监测压裂液注入过程中的温度变化, 分析压裂液的分布和流动状态; DSS 技术则能精确测量光纤的应变, 反映地层的变形情况。多种技术的融合, 使光纤压裂监测能够更准确地描述压裂过程中的物理现象。

3 技术创新与应用优势

3.1 高精度与高分辨率

光纤压裂监测技术能够实现对温度、应变等参数的高精度测量, 温度测量精度可达 $\pm 0.1^{\circ}\text{C}$, 应变测量精度可达微应变级别。同时, 具有较高的空间分辨率, 可实现米级甚至厘米级的监测, 能够准确捕捉压裂过程中细微的变化。

3.2 实时监测与可视化

该技术可以实时采集和传输监测数据, 通过数据分析软件实现数据的可视化展示, 如实时显示裂缝扩

展形态、温度分布云图等。这种实时性和可视化特点，使工程师能够及时了解压裂施工情况，为现场决策提供有力支持。

3.3 抗干扰能力强

光纤作为传感介质，具有良好的抗电磁干扰能力，能够在复杂的电磁环境下稳定工作。此外，光纤还具有耐腐蚀、耐高温等特性，适用于恶劣的井下环境。

表 1 针对不同的压裂监测技术对比

类别	光纤压裂监测	广域电磁法监测	微地震监测
技术原理	入井下光纤作为传感器,探测声波和温度、应变数据	监测压裂液入地产生的电性差异	监测岩石破裂产生的能量震动信号
监测目标	井下声波和温度的变化数据	压裂液波及到的位置	岩石破裂事件
深度范围	随井, 不受埋深影响	随井, 理论埋深 8000m	深度上有一定局限性
环境影响	通过光纤入井, 有效规避干扰	高压电	环境噪声
野外施工	随井 / 平行邻井, 水平段两侧 <200m 最佳; 不受控于地表条件	数据采集器在井段两侧 300m 左右受控于地表条件	监测区域 2-3Km, 布设大量检波器受控于地表条件
实时性	延时 2min	延时 10min	延时 5-10min
可视化指标	缝长 ** 裂缝方位 **, 缝高 ** 缝宽 * 压裂串层 * 开启簇数 *	缝长 ** 裂缝方位 **, 缝高 ** 缝宽 * 液体波及面积 *	缝长 ** 裂缝方位 **, 缝高 ** 缝宽 *

备注：** 可信；* 比较可信

4 光纤压裂监测服务方案

4.1 监测任务与选井条件

4.1.1 监测目的

在井筒附近布置光纤进行压裂监测，主要目的是实时监测压裂过程中裂缝的发育状态，包括裂缝的起裂位置、扩展方向和延伸长度；分析压裂液的注入效果，评估压裂施工质量；为后续的油气开采方案优化提供数据依据。

4.1.2 选井条件

对于光纤同井压裂监测，优先选择井况稳定、井筒结构完整的井，以确保光纤能够顺利下入和正常工作。光纤邻井压裂监测则要求邻井与目标井的距离合适，能够有效监测目标井压裂过程中的物理信号。同时，考虑地质条件的相似性，选择地质结构相对简单、地层岩性均匀的井，有利于提高监测数据的准确性。

4.2 监测工艺流程与设备

4.2.1 光纤邻井压裂监测工艺流程

光纤邻井压裂监测工艺流程主要包括作业准备、设备安装、数据采集和设备撤场四个阶段。作业准备阶段，需对监测井进行详细的地质和工程资料分析，

确定光纤的铺设方案和监测参数；设备安装阶段，将光纤通过电缆或光缆下入邻井预定位置，并连接好数据采集设备；数据采集阶段，在压裂施工过程中，实时采集光纤监测数据，并进行初步处理和分析；设备撤场阶段，压裂施工结束后，回收光纤和相关设备，对数据进行进一步处理和解释。

4.2.2 拟投入的主要设备、设施

光纤压裂监测所需的主要设备包括测井车、防喷器、光纤传感电缆、数据采集仪和数据分析软件等。测井车用于将光纤下入井内，要求具有足够的牵引力和深度测量精度；防喷器保障井下作业安全，防止井喷事故发生；光纤传感电缆是监测的核心设备，其性能直接影响监测数据的质量；数据采集仪负责采集光纤的背向散射光信号，并转换为数字信号；数据分析软件对采集的数据进行处理、分析和可视化展示。

4.3 服务方案优化与风险识别

4.3.1 工艺参数与井控设备优化

根据井斜数据、地层压力等参数，优化光纤的铺设深度和角度，确保光纤能够有效监测目标区域。同时，选择合适的井控设备，如根据井口压力等级配置相应规格的防喷器，提高作业安全性。在压裂施工过程中，实时调整压裂液的注入速度和压力等参数，以适应地层变化。

4.3.2 风险识别与预防措施

光纤压裂监测可能面临资料录取不成功、溢流等风险。资料录取不成功可能由于光纤损坏、数据采集设备故障等原因导致，预防措施包括在施工前对光纤和设备进行严格检测，采用冗余设计等。溢流风险主要与井下压力控制不当有关，应加强对井口压力的实时监测，制定应急预案，确保在发生溢流时能够及时采取措施。

5 光纤压裂监测技术发展趋势与挑战

5.1 技术发展趋势

5.1.1 智能化与自动化发展

随着人工智能、大数据等技术的不断发展，光纤压裂监测技术将向智能化、自动化方向发展。未来，通过机器学习算法对大量监测数据进行分析，能够自动识别裂缝形态、预测压裂效果；实现监测设备的自动化控制和数据的自动采集、处理和分析，提高工作效率和监测准确性。

5.1.2 多学科融合趋势

光纤压裂监测技术将与地质、油藏工程、力学等多学科进一步融合。结合地质模型和油藏数值模拟，能够更准确地解释监测数据，优化压裂设计；利用力学理论分析裂缝扩展规律，为压裂施工提供更科学的

表 2 光纤压裂监测风险识别与预防措施

序号	主要风险	预防措施措施	需准备的物资及工具
1	光纤压裂监测资料录取不成功	入井前，连接光纤地面数据采集设备，监测每根光纤功能，留有备用光纤，监测设备需两套，一用一备	备用光纤、监测设备
2	溢流、井涌	当发生井控风险需要关闭防喷器时，铠装光缆截断，并用世伟洛克接头对切断处进行保护，关闭防喷器对油套环空进行密封。	备用其他打捞工具
3	监测井与压裂井距离相对较远，应变信号有监测不到的可能	①尽量选取距离相对较近的井位（300m 以内），收集压裂井与监测井资料，通过数据模拟分析，能较为真实的反应地层之间应力变化情况； ②选井时避免选有大的断层、天然裂缝发育的井位，选取的平台有多口井位部署，监测井两边都有邻井，这样可提高监测可靠性； ③现场准备不同精度的监测设备 2 套，根据地层的应力变化情况，2 套设备同时进行监测，确保所有的信号都能被有效监测到；	
4	井下工具遇阻、遇卡	①工具入井前进行通井作业，数据模拟分析，明确光缆在井筒内的受力情况；确保可以顺利下至目的层位；②监测井完成首段射孔，采用可溶泵送工具，有效规避工具遇卡遇阻风险；③根据井斜数据控制泵送速度，观察电缆张力，泵车与测井绞车做好配合，确保泵送安全平稳；	
5	因套变原因引起的工具落井	①完成每段压裂监测后，满足现场作业条件的话，可上提活动一下牵引器（爬行者）做好深度标定，确保井下工具运行正常，可安全起出井口；②现场对监测井进行实时监测观察异常情况，及时做出预判，预防套变导致工具遇卡；③入井最大外径的工具选择可溶性的材质，如遇套变情况，可将工具溶解，确保安全起初井口；	打捞工具
6	误操作井口阀门、压裂管汇阀门的风险	①施工时执行井口交接制度。开动阀门必须由现场施工负责人统一指挥。 ②开关阀门时都要数圈数。关闭阀门时除了数好圈数外，还要注意感觉闸板的阻力，一旦发现遇阻立即停止关闭，并再次跟现场作业负责人确认工具串位置，确认无误后方可继续操作。	

指导。多学科融合将推动光纤压裂监测技术向更高水平发展。

5.2 面临的挑战与应对策略

5.2.1 技术难题与成本挑战

目前，光纤压裂监测技术仍面临一些技术难题，如数据处理复杂、长距离监测精度下降等。此外，设备成本较高，限制了技术的广泛应用。在数据处理方面，需要开发更高效的算法，提高数据处理速度和准确性；针对长距离监测精度问题，研究新的传感技术和信号增强方法。在成本控制方面，通过规模化生产和技术创新，降低设备成本。

5.2.2 应对策略与建议

加强产学研合作，整合科研机构、高校和企业的资源，共同开展技术研发和攻关。加大对光纤压裂监测技术的资金投入，支持新技术、新设备的研发。同时，加强专业人才培养，提高技术人员的业务水平和创新能力，为技术的发展提供人才保障。

5.3 未来发展方向展望

未来，光纤压裂监测技术将朝着智能化、多学科融合的方向发展。需要进一步解决技术难题，降低成本，提高技术的稳定性和可靠性。同时，加强在非常

规油气开发、深层油气开采等领域的应用研究，拓展技术的应用范围。随着技术的不断进步，光纤压裂监测技术将为油气资源的高效开发做出更大的贡献。

6 结论

本论文系统地研究了光纤压裂监测技术的原理、服务方案和应用案例，分析了其发展趋势与面临的挑战。通过研究，构建了完整的光纤压裂监测技术体系，形成“硬件装备－软件平台－解释方法”全链条创新能力；通过现场试验验证，技术指标达到国际先进水平，监测效率较传统方法提升 40% 以上；研究成果为我国页岩气高效开发提供了关键技术支撑，具有显著的经济与社会效益。

参考文献：

[1] 李根生, 赵金洲, 等. 非常规油气开发技术现状与挑战 [J]. 石油学报, 2020, 41(03): 321-335.
[2] 张伟, 王建国, 等. 分布式光纤传感技术在页岩气压裂监测中的应用研究 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(03): 521-530.
[3] API RP 95: Recommended Practice for Fiber-Optic Sensing in Oil and Gas Wells[S]. Washington: American Petroleum Institute, 2021.