水力压裂分布式光纤声波传感监测的应用与研究进展

隋微波^{1,2*}, 刘荣全², 崔凯²

1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

* E-mail: suiweibo@cup.edu.cn

收稿日期: 2020-05-12; 接受日期: 2020-08-17; 网络版发表日期: 2020-12-28

摘要 非常规储层水力压裂技术日益进步但也面临巨大挑战, 分布式光纤声波传感技术作为最新发展的分布式光纤传感技术近年来已开始应用于美国页岩、致密砂岩储层的水力压裂监测中并获得了很好的效果. 本文从分布式光纤声波传感技术原理出发, 简要阐述了分布式光纤声波传感系统的设备组成和主要安装类型, 系统地总结了分布式光纤声波传感系统在水力压裂监测中的四种应用的技术原理、油田最新应用发现和相关理论研究进展, 这些应用包括井筒活动监测、压裂液剖面监测、微地震监测和应变监测, 同时指出各种应用的局限性和相关机理研究的热点问题, 为分布式光纤声波传感器在我国非常规资源开发中的应用提供技术参考.

关键词 水力压裂, 分布式声波传感, 流动剖面反演, 微地震监测, 应变监测, 研究进展

1 引言

水力压裂技术是优化储层有效开发的关键技术, 在水力压裂过程中, 向地层中注入大量液体并且滞留在地层中进行憋压, 当压力超过岩石的破裂压力后液体会将储层压开, 人工裂缝与天然裂缝相互连通形成复杂的裂缝网络, 裂缝网络受支撑剂作用形成永久的渗流通道, 从而增加油气藏与油井的接触面积.

水力压裂技术近年来发展迅速, 水平井多级多簇压裂^[1]、多井同步压裂^[2]、重复压裂等新的压裂方式不断出现, 高性能压裂液^[3]、CO₂压裂^[4]、多尺度小粒径支撑剂^[5]、大通径桥塞分段工具等新型压裂材料与

工具不断创新, 水力裂缝扩展力学机理研究也逐步深入, 成为页岩、致密砂岩等非常规储层开发的必要手段. 但是非常规储层压裂一般均面临着地层应力状态复杂多变、岩石力学性质各向异性与非均质性强、天然裂缝发育状况不明确、人工裂缝之间存在严重相互干扰等复杂问题^[6~9]. 这些复杂问题与“多级多簇压裂”“拉链式压裂”“井工厂模式”等先进的压裂工艺方法相结合^[10,11], 使得非常规水力压裂理论面临严峻挑战, 而传统水力压裂的监测和诊断方法也很难及时、有效地对水力压裂作业效果进行评价^[12].

从国际最新技术发展应用趋势来看, 分布式光纤传感监测已成为水力压裂监测的最新技术手段^[13], 在

引用格式: 隋微波, 刘荣全, 崔凯. 水力压裂分布式光纤声波传感监测的应用与研究进展. 中国科学: 技术科学, 2021, 51: 371–387

Sui W B, Liu R Q, Cui K. Application and research progress of distributed optical fiber acoustic sensing monitoring for hydraulic fracturing (in Chinese). Sci Sin Tech, 2021, 51: 371–387, doi: [10.1360/SST-2020-0195](https://doi.org/10.1360/SST-2020-0195)

美国的页岩气等非常规资源开发中已经显示出重要作用。全球调查机构Grand View Research^[14]在2019年度发布的关于光纤传感市场分析报告显示, 2018年全球光纤市场规模为8.92亿美元, 其中油气行业的应用占到市场份额的41%, 报告预测未来五年光纤传感市场的复合年均增长率为10.8%。

目前应用于水力压裂监测的包括分布式光纤温度传感器(distributed temperature sensor, DTS)和分布式光纤声波传感器(distributed acoustic sensor, DAS)两种。其中分布式光纤温度传感监测技术在油气行业中应用历史较长, 1993年, 壳牌石油公司首次在挪威Brunei油田海上生产平台安装应用DTS系统进行井下温度的实时监测^[15]。2006年, Halliburton公司^[16]在印度尼西亚一口井深为230 m的直井中首次应用DTS监测小型压裂施工, 通过对泵注、地层破裂、关井、再次泵注压开地层等施工过程中实时温度剖面变化进行定性分析, 获得了关于压裂裂缝扩展高度的信息。在水力压裂DTS监测的理论研究方面, 众多学者已经建立的DTS水力压裂监测模型^[17~19]能够对水平井多级多簇水力压裂的注入、停泵关井、返排及生产过程进行模拟, 模型一般由井筒、油藏和裂缝三部分的流动、滤失和传热模型耦合而成, 上述正演模型如果配合反演算法, 即可实现对压裂缝长和导流能力分布、压后产液剖面分布的解释分析。

分布式光纤声波传感技术是光纤传感领域最新研究成果, 虽然问世较晚, 但是很快实现了商业化应用并迅速被油气行业应用到勘探生产中^[20,21], 成为非常规储层水力压裂监测的热点技术。2009年Shell公司^[20]在加拿大一口致密气井中首次使用DAS技术监测测井、射孔和压裂过程; 2014年Maersk公司^[22]首次在北海油田的水力压裂施工中应用了DTS/DAS联合监测方法。由于DAS可以监测的振动或声波信号频段很宽, 因此可以通过提取不同频段的数据用于分析井内不同事件, 目前DAS已有的应用包括井筒流动监测、出砂监测、人工举升监测优化、井下桥塞或射孔作业监测等, 同时还正在被研究用作井筒分布式检波器, 具有监测地震波和微地震事件的功能^[23]。

本文将简要阐述分布式光纤声波传感的技术原理和设备组成, 重点总结分析水力压裂分布式光纤声波传感监测技术在“井筒活动监测、压裂液分布剖面监测、微地震监测和应变监测”等四方面的应用和研究

进展情况, 为了解DAS技术的基本原理和在水力压裂监测中的应用情况提供帮助。

2 分布式光纤声波传感机理

光纤是光导纤维的简称, 光导纤维的主要材质是高纯度的石英玻璃, 里面含有少量的硼、磷等杂质。光导纤维的典型结构是细长多层多轴圆柱实体的复合纤维。自外向内为: 护套、涂覆层、包层、纤芯。常见的护套使用聚乙烯或尼龙等塑料, 涂覆层采用的硅酮树脂或者聚氨基甲酸乙酯, 包层为玻璃, 纤芯为石英纤维^[24]。

20世纪70年代光纤开始应用于电信领域, 同时随着光电领域的重要技术进步如低损耗光纤、常温激光二极管等出现, 人们很快发现光纤本身可以作为传感材料, 光纤周围的温度、流动、压力和应变等物理场变化均对光纤内部传输的激光信号产生影响, 使得激光信号的强度、偏振态、相位、传输时间、光谱和相干性等参数发生改变, 如果将接收的激光信号参量变化解调成电信号, 则可以实现对外界物理场的测量, 这就是光纤传感器的基本工作原理^[23]。1976~1977年^[25~27]提出的光时域反射原理(optical time-domain reflectometry, OTDR)为分布式光纤传感的实现提供了最重要的技术基础。1982年, Hartog^[28]首次提出了分布式光纤温度传感技术, 标志着光纤传感技术从最初的单点和准分布式光纤传感发展为分布式光纤传感(distributed fiber-optic sensing, DFOS), 这一进步大大降低了光纤传感器的应用成本, 提高了其长距离沿程测量准确度。

光纤的密度受介质密度和掺杂粒子的影响呈不均匀分布, 光在传播过程中会受到不均匀的密度的影响在散射中心向四周散射, 向后的部分散射光在接受角度的范围内时就会被传感系统收集, 获取后向散射光信号的强度、相移和频移等物理参量信息^[29]。当光纤某位置受外界物理场变化作用时其散射特性会发生变化, 通过光时域反射原理即可计算外界扰动在光纤上的具体分布位置。

分布式光纤传感技术在解调光信号时所利用的后向散射波段包括三种: 拉曼散射、布里渊散射和瑞利散射, 其中瑞利散射属于弹性散射, 其后向散射光频率与入射光脉冲的频率相同且强度最高^[30]。非弹性散

射造成的频移产生了斯托克斯和反斯托克斯两个新波段, 其中非常高频的分子振动造成的频移成为拉曼谱 (THz 级别), 较低频的分子振动造成的频移成为布里渊谱 (GHz 级别). 由于拉曼谱对外界温度变化敏感, 因此最先被发现并应用于分布式光纤温度传感; 布里渊谱对外界温度和应变均具有敏感性, 1989 年开始应用于分布式温度/应变传感^[31]. 基于布里渊散射与基于拉曼散射的分布式传感技术相比在不同的应用条件下各有优势. 瑞利散射在分布式光纤传感技术发展初期并没有受到关注, 而且人们为了避免其产生的相干噪声而采用宽频带激光光源来减弱这一效应^[32]. 1992~1994 年, Juskaitis^[33,34]和 Shatalin^[35]通过实验方法证明了窄线宽光源产生的瑞利散射相干效应对光纤应变的敏感性; 2000 年, 美国海军研究实验室^[36]提出了根据瑞利散射信号相位差计算光线动态应变的方法, 这一研究也标志着基于瑞利散射的分布式光纤传感技术能够对声波和其他振动波引起的应变进行实际测量, 这一技术被称为分布式振动传感(distributed vibration sensing, DVS)或分布式声波传感(distributed acoustic sensing, DAS), 由于在石油行业中一般将其称为分布式声波传感, 因此本文也采用这一名称.

具体来说, 分布式声波传感系统分析瑞利后向散射光, 由于瑞利散射光对外部振动引起的应变非常敏感, 外部应变会在光纤中产生弹光效应, 光纤芯的长度、直径和折射率都会发生变化, 这将导致同一位置不同时刻光子振动所呈现的交替的波形变化不一致, 代表着光波的相位发生变化, 并且相位变化与引起其变化的应变呈线性关系^[37]. 除相位之外, 光波的光强、频率以及偏振态等光波物理参量也会受到光纤外部应变变化的影响, 因此分析变化的参量就能获取光纤外部应变信息^[38].

通过相位参量进行监测的 DAS 技术也被称为相位敏感型光时域反射仪技术(phase-sensitive optical time-domain reflectometry, ϕ -OTDR)能监测光纤的外部干扰并能从瑞利散射中得到光功率和时间的关系^[39], 光纤没有受到外界扰动作用时, 瑞利散射的相干衰落呈稳定状态, 瑞利散射的功率曲线与时间没有关系, 而光纤受到外部干扰时, 受干扰位置的散射点间的相位关系发生变化, 造成瑞利散射的功率发生变化^[40]. 相位敏感型光时域反射仪利用窄线宽高相干光源进行传感探测, 通过调制器将光源输出的连续相干光调制为脉

冲光, 通过掺饵放大器使得功率较低的脉冲光得到放大, 放大后的脉冲光注入传感光纤后在环形器附近将返回后向瑞利散射光, 最后通过数据的采集和处理解调出光波在光纤中的相位信息以及确定外部干扰的位置^[41].

分布式光纤传感器与传统的井下监测方式相比, 最大的优势在于直接将光纤作为载体实现信号传输和接收, 可以实现生产、注入等各种情况下的井下实时监测, 获得从地面到井底的分布式数据信息, 无电子元件、不受电磁辐射的干扰、耐高温、化学反应呈惰性、性质稳定、抗破坏能力强、不易损坏. 分布式声波传感器作为分布式光纤传感器的一种也具有以上优势.

3 分布式声波传感系统的设备组成

目前在油田现场应用的分布式声波传感系统一般由专业的光纤设备服务公司提供并负责安装. DAS 系统主要由地面的调制解调器(interrogator unit, IU)和井下光纤两部分组成^[42], 地面一般还配备相应的服务器进行解调后的数据初步处理和网络传输. 地面 DAS 调制解调器的功能主要包括相干激光信号发射、脉冲调制、放大、原始瑞利散射光信号接收、光电转换、相位解调等. DAS 调制解调器输出的一般为高带宽声波原始数据, 数据量非常大, 达到每天数万亿字节, 通过相应的数据服务器可将其转换为窄带宽的相位或频段数据, 大大降低数据量至十亿或兆字节, 这一量级的数据才能进一步通过网络服务器发送给远程的数据使用者或系统维护人员.

用 DAS 系统在井下的安装方式与完井类型、监测目的等现场具体情况直接相关, 对于水力压裂监测来说, 最常采用的安装方式一般分为永久式安装和作业短时监测两类. 其中作业短时监测是指 DAS 仅对水力压裂作业过程进行监测, 压裂作业前下入井中, 作业后即取出, 目前主要通过连续油管技术将 DAS 光纤带入井下^[43]. 根据完井方式的不同, DAS 系统的永久式安装又可以分为套管水泥固井射孔和裸眼封隔器两种情况^[44], 采用套管水泥固井射孔方式完井时, DAS 光纤固定在生产套管外侧预制凹槽中, 并在预设射孔段使用护套进行防护, 随生产套管下井后固结在套管与水泥环之间, 为了在射孔过程中不对光纤造成损伤,

一般采用磁感探测光纤方位并在零度相位角进行射孔的光纤避射技术;当采用裸眼封隔器进行完井时,DAS光纤固定在封隔器管柱外侧同时每隔一段用卡箍固定,压裂滑套和膨胀封隔器中均预留了光纤通过的路径,在地面进行组装固定后随裸眼封隔器一起下井。

在水力压裂中应用的DAS光纤典型的结构如图1所示,为光电混合多层缆线结构^[43]。最中心可放置最多四根单模或多模光纤,光纤外部包裹金属管,金属管外是低电阻电缆包层,再外层是氟橡胶绝缘层,最外部为铝制包层,能够为缆线提供机械强度并起到防腐作用。缆线整体直径不超过1/8英寸,如果下入连续油管中占用空间也非常小。

4 水力压裂作业分布式声波传感监测

4.1 增产施工过程井筒活动监测

由于分布式声波传感器的无源特性不会对井筒内的活动产生干扰,因此DAS可以安装在压裂井中监测增产作业中的各种井筒活动。一般来说,DAS安装在套管内时,对井筒内流体流动事件敏感,安装在套管外部并通过固井与地层相连时,对地层中声学事件敏感^[45]。分布式光纤声波传感器通过监测水力压裂增产施工过程中井筒内的声波信号可以监测井下打桥塞、射孔、投球、转向等过程的施工效果。

桥塞射孔完井方法在压裂作业中应用广泛,DAS监测可以实时掌握桥塞射孔工具在井下活动轨迹^[46],确保按照预定的方案进行操作,避免位置偏差,因此油田现场经常使用DAS对桥塞射孔压裂过程进行实时监测,及时调整施工参数确保完井效果^[47]。在Molenaar等人^[44,48]开展的矿场实验中,首先使用DAS监测套管井打桥塞射孔完井过程,通过DAS数据可以确定工具的实时位置和移动的速度,还可以确定安置桥塞后射孔点火及爆炸活动的位置和时间;在监测裸眼水平井多级压裂投球开启滑套施工过程中^[46],DAS数据可以显示球在套管中滑动和撞击的实时位置,配合地面压力显示第一次投球未成功后再次投球,二次投球坐封成功并开启滑套,压裂液成功进入地层(图2)。Boone等人^[49]通过DAS监测数据观察到套管井射孔后1 min内声能量迅速由井筒管柱传递到地表并在地层中发生数次反射的典型现象。在投球封隔现场实验中,伴随隔离球移动所观察到的沿井筒向下的声学事件,最终在深

图1 (网络版彩图)DAS光纤典型结构图^[43]

Figure 1 (Color online) Typical structure diagram of DAS fiber [43].

度为6500 m球座的位置处声信号停止,标志投球坐封成功,通过测井数据记录的事件发生时间和位置均与DAS数据吻合。

Holley等人^[13]记录桥塞射孔完井和裸眼封隔器完井过程中的声响应,从桥塞射孔完井声响应中发现前压裂段出现较大的声响应,说明相邻的压裂段之间存在流体交换的现象,从裸眼封隔器完井的声响应中同样发现了封隔器的另一端出现流动的声响应,即流体泄露到压裂区域外。Gustavo等人^[50]通过提取DAS系统100~500 Hz频段的数据,发现近一半压裂级中声信号集中在套管射孔点的位置,从地层开始破裂到压裂结束停泵,声信号在井筒方向上一直维持在几英尺的范围内,说明这些压裂级与其他压裂级之间封隔效果非常好,但也发现部分压裂级声信号分布在沿井筒数十英尺宽的范围上并涵盖了上一压裂级部分深度,说明这些压裂级封隔效果没有达到预期。

水力压裂中通过转向技术可以控制裂缝的高度,防止裂缝突破隔层而影响压裂效果,DAS可以在转向技术实施后的第一时间获取转向效果的数据。Ugueto等人^[51~54]利用矿场实验证明了DAS和DTS同时使用在监测转向效果方面的作用。如图3所示,转向前DAS数据可以观察到各个射孔簇的声信号分布很均匀,DTS数据中各个射孔簇的温度均下降且趋势很接近,当转向处理结束后,目标射孔簇具有较强的声信号,而其他射孔簇声信号较弱,DTS数据也仅在目标射孔簇观察到明显的降温。因此DAS监测也被作为检验压裂转向技术效果的重要手段。

4.2 压裂液分布剖面监测

4.2.1 DAS流动监测的基本原理

DAS可以视为一个麦克风阵列监听流体流经油管或者流动控制设备所产生的流动噪声,流动噪声产生的机制主要有两种:一种是流体流经小孔时被迫加速形成涡流并产生声能量,另一种是受较大压差或者流经小孔时受空化作用的影响,流体内部产生小气泡,当气泡破裂时产生声能量。流动噪声受流体性质、压

图 2 (网络版彩图) DAS 监测投球开启第一级滑套过程^[46]

Figure 2 (Color online) DAS recordings of the first sliding sleeve activated by ball seating^[46].

差和小孔直径的影响, 通常情况下流体性质相对稳定, 压差和小孔直径是影响声能的主要因素。

DAS 系统具备以高达数十千赫兹的频率记录声场中的振幅和相位的能力, 由 DAS 系统所提供的原始数据是声波振幅和时间的函数^[55], 通过计算 DAS 接收装置单个信道均方根的值可以估计光纤上任意一点在一段时间内声信号的振幅, 同时确定在井中作为声源流动的流体产生的噪音区域。经频域变换后的声信号频率带很宽, 声信号的部分频带可以用来表征整个声信号, 例如当高压流体通过射孔时所产生的高频段声信号就可以表征整个事件^[56]。

声信号处理方法与流体流动声信号产生机理两方面的研究共同推进了 DAS 在流动监测领域的快速发展。原始声波数据经过二维傅里叶变换后成为频率波数域中的频域数据, 沿井传播声音的速度在一定的频率段内与声音的频率呈线性关系。频率和声速呈线性关系的频率区域受当前声信号、声信号的传播和耦合以及对声信号处理的方法等很多因素的影响, 声速计算的准确性也与信道的数量有关, 可以通过提高信道的数量来增加声速计算的精度, 对声速进一步处理还

可以得到流体的组成和流动特征等信息^[57,58]。目前普遍采用的计算流速的方法是基于流体和静止的光纤呈相对运动的假设, 根据多普勒效应流体流动引起的声信号发生红移和蓝移, 根据声信号红移和蓝移的程度, 可以计算出流体流动的速度, 根据流动通道的管径则可以计算出流量剖面^[59](图 4)。Xiao 等人^[56]指出在计算流体传播引起的声速时, 发现只有保证一定长度的声传播距离时才能从 DAS 数据中得到较准确的声速结果, 中海石油深圳分公司^[60]于 2016 年 1 月在 XJ23-1 油田平台 A20H1 井将 DAS 系统成功下井应用并进行了多相流现场监测实验, 通过 DAS 监测结果计算了井中的实际含水率, 误差较小。

对于油水两相流动的情况, Bukhamsin 等人^[58]提出一种通过声信号求解油水两相体积分数的方法, 在混合流体仅有油水两相的前提下, 可先由声信号计算出混合流体的速度, 将声速用体积模量和密度表示, 单相流体的体积模量和密度均可在实验室条件下求出, 而混合流体的体积模量和密度可分别用调和平均和算术平均来计算, 根据实测声速即可求出两相流体的各自占比。

图 3 (网络版彩图)DAS与DTS联合监测水平井多级压裂转向过程^[53]

Figure 3 (Color online) Diversion processes during multi-stage fracturing in a horizontal well monitored by DAS and DTS ^[53].

图 4 (网络版彩图)DAS监测流动的频数波数谱图^[56]

Figure 4 (Color online) Plot of frequency with wavenumber calculated from DAS fluid flow monitoring data ^[56].

近年来还有学者开展了室内模拟人工裂缝——井筒内流动的声波监测物理实验。Chen等人^[61]和Martinez等人^[62,63]使用充填了支撑剂的管道模拟裂缝、细管模拟射孔,从而模拟生产流体从储层经过裂缝、射

孔最终流入生产管道的流动过程,声信号由三个检波器收集。实验结果证明不同流速、射孔孔眼直径、裂缝几何尺寸、检波器位置等对于声信号监测数据和分析结果都有直接影响。

4.2.2 水力压裂DAS监测压裂液分布剖面

基于DAS流动监测的基本原理,在水力压裂作业过程中,DAS监测的主要应用之一是在作业过程中帮助了解压裂注入剖面分布情况,即了解各压裂级和射孔簇的进液和支撑剂脱砂的情况,并由此对压裂作业进行初步评价和调整;在压裂作业完成后了解生产剖面,即了解各压裂层段生产情况,进行压后效果评价。

从水力压裂DAS监测技术发展之初,人们就将压裂过程中沿井筒各位置声能的分布和随时间变化生成瀑布图如图5所示,并由此对活跃压裂级或射孔簇进行观察^[44,48]。这种定性的DAS声波信号分析方法认为较强的声信号与活跃压裂级或射孔簇存在对应关系,同

图 5 (网络版彩图)水平井限流压裂DAS监测获得的声能数据^[51]

Figure 5 (Color online) Acoustic energy data obtained by DAS monitoring in a horizontal well during limited-entry fracturing ^[51].

时也代表该位置裂缝正在起裂或扩展, 可以由此判断该位置压裂效果较好。

Pakhotina等人^[64]根据前期理论实验结果, 证明了声波能量或声压级和流速立方的对数存在以下线性关系式:

$$\log(q^3) = AL_{SP} + B, \quad (1)$$

其中 q 为流速, L_{SP} 为声压级, A 和 B 为常数。根据这一关系, Pakhotina等人将现场压裂作业原始DAS数据转化为频带能量(frequency band energy, FBE)实时分布, 并结合压裂施工数据求解各位置进液量随时间的变化。但是应用DAS进行压后生产剖面解释时情况可能更为复杂, 2019年, Cerrahoglu等人^[65]对非常规储层的一口水平气井进行多级压裂压后评估, DAS数据显示井口产气量与活跃射孔簇数量具有正相关性, 但不存在线性关系, 个别射孔簇在低流量和关井时刻出现活跃声信号, 但是井口产量大时声信号消失, 可能是由于低压裂缝窜流引起。

DAS监测在使用限流法进行直井和水平井多级压

裂作业中也发挥了重要作用, 根据DAS数据可以对比不同射孔簇之间流量的实时变化并分析原因, 保证在持续增大排量维持井下流压足够高, 使所有射孔处较均匀进液。比较早期的应用如2014年, Warpinski等人^[66]对直井采取限流压裂时发现相邻的射孔簇在压裂的大部分时间均有相似的声响应, 即限制入口压裂的效果很好, 但是在压裂末期发现顶端的射孔簇声强减少, 底端的射孔簇的声强增加, 代表有少量压裂液在压裂后期由顶端射孔簇泄露到底端射孔簇。

近期更典型的应用如2017年, Somanchi等人^[67]展示的一项水平井限流压裂作业中, DAS声信号显示随着压裂液不断泵入, 初始阶段三个射孔簇均被压开并进液, 流体分布均匀; 但是后续阶段趾端位置射孔簇声信号消失, 该位置裂缝不再吸收流体, 没有达到均匀压开三个裂缝的目的。Somanchi等人认为这是由于后期没有及时有效地增大排量保证支撑剂冲击射孔孔眼形成有效摩阻以建立井筒回压, 造成了限流压裂的失败。同年, Shen等人^[68]通过DAS监测一口水平井限流压裂作业, 提出了相同观点并计算了压裂前后射孔

孔眼直径变化结果对此进行解释。该研究通过流体进入射孔簇引起的湍流噪声求出压裂段的流体和支撑剂的分布;从DAS获得的实时流量与支撑剂分布中观察到趾端射孔簇位置的声信号仅持续了一小段时间便消失。通过计算压裂前后射孔孔眼直径变化情况,发现跟端射孔簇孔眼直径增加近一半而趾端的射孔簇孔眼直径几乎没变化,压裂液进液量和支撑剂的分布结果与受支撑剂侵蚀导致射孔簇直径的变化的结果一致。

2019年,Cramer等人^[69]应用DAS和井下成像、施工压力曲线分析三种方法对页岩储层一口水平井的限流压裂作业进行了监测,从DAS监测数据可以清晰地看出,5个射孔簇在压降测试阶段均有明显声信号,表明有压裂液进入;在正式压裂阶段靠近趾端的两个射孔簇提前脱砂,声信号消失,这一现象也被另外两种方法所印证。该研究通过DAS等三种方法联合监测提出了改进限流压裂效果的重要措施包括保证前期的射孔孔眼尺寸,增加趾端射孔簇射孔孔眼数目,同时减少跟端射孔簇的射孔孔眼数目等,以平衡压裂液在不同位置的进液情况。

4.3 裂缝起裂扩展微地震监测

4.3.1 DAS微地震监测的基本原理

水力压裂作业过程中,高压流体泵入地层导致岩石破裂诱发的地震事件一般分为“微震”和“有感地震”两类,对于水力压裂过程中岩石破裂引起的微震事件一般不能传播至地表,其中绝大部分微震的震级为 $M_w < 3$;如果在压裂井附近存在断层,有可能引起震级更高的地震事件,其中有极少数地震事件 $M_w > 3$ 并且可以在地面感觉到。对于非常规储层的压裂作业来说,由于持续时间较长(如几小时以上)因此伴随的微震事件的波形一般为间歇式的不稳定信号。通过微震监测时域分析可知微震事件具有短时高频特性,井下和地表的微震监测频率范围一般在15~200+ Hz和10~70 Hz^[70]。水力压裂诱发微地震的主要机理包括:压裂液泵入地层增加孔隙压力,减小了裂缝区域的有效应力,因此释放了摩擦阻力诱发微地震;此外,由于流体注入引起的剪切应力增加和(或)引发的张性破裂也会引发微地震;由于压裂液一般比储层岩石温度低很多,热弹性变形也可能引起微地震。当采用分布式光纤声波传感器监测水力压裂引起的微震事件时,有几点重要的监测原理需要注意。

当光纤受到外部振动作用时如地震波影响会产生弹性拉伸或压缩,光纤本身的拉伸或压缩会引起后向散射瑞利光的相位变化,且相位变化与光纤本身的长度变化成比例。因此,通过探测后向散射瑞利光信号的相位变化,可以计算出光纤应变和外界振动信息。光纤长度方向应变 ε_{mm} 与后向散射瑞利光信号的相位变化 $\Delta\varphi$ 关系可表示为^[71]

$$\Delta\varphi = n_c \frac{2\pi}{\lambda_1} \delta L = n_c \frac{2\pi}{\lambda_1} L \varepsilon_{mm}, \quad (2)$$

其中 δL 为光纤标定长度(gauge length)的伸长量, n_c 是光纤折射率, λ_1 是激光波长。如图6中20 km长的光纤一端接入DAS调制解调器后,调制解调器向光纤中发射脉冲激光信号(图6(a))^[72],在10~11 km处向光纤施加均匀应变后可观测到后向瑞利散射光的功率(图6(b)中红色信号)较之应变作用前(图6(b)和(c)中蓝色信号)在1 km的应变作用范围内发生变化。将10.0~10.3 km放大信号图形后可得到功率与相位变化情况(图6(d)和(e)),从相位变化图中可以看出由于施加均匀应变,相位变化斜率为常数,图6(e)中的相位衰落可通过采用多组变频脉冲或啁啾脉冲的方式使其减弱。

分布式声波传感器经常被形象地称为“分布式地震检波器”,但是其本质并不是点式传感器,而是将一段有限长度的光纤范围内的信号进行平均化后反演出所监测的变量信息,光纤技术中这样的有限长度光纤被称为“标距(gauge length)”,是分布式光纤技术中最重要参量之一。对于DAS微震监测来说,标距的设定对地震波的接收具有重要影响。光纤标距越小其测量空间分辨率越高,但是信号信噪比越低;标距越大信号信噪比越高,但是测量空间分辨率越低^[73]。对于井筒垂直地震剖面(VSP)观测来说,DAS光纤标距一般取为数十米量级;对于水力压裂流动剖面监测,DAS光纤标距大多取为1 m;对于水力压裂微震监测,DAS光纤标距一般在1~4 m范围^[74],其具体取值与地震波的速度和频率有关,如果监测地震波的速度和频率沿光纤分布范围变化较大,那么应该使用多种标距进行监测会大大提升数据质量。此外,与传统地震检波器不同的是DAS光纤对地震信号的方向敏感性问题以及所引起的震源定位问题。在使用DAS进行微震监测时,一般将平面波(P波或S波)到达光纤的入射方向与光纤的夹角称为入射角。研究发现,DAS光纤对于地震波具

图 6 (网络版彩图)DAS系统应变监测原理示意图^[72]

Figure 6 (Color online) Diagram of strain monitoring by DAS ^[72].

有很强的方向敏感性^[75]。对于P波而言,当入射角为 0° ,即入射方向与光纤长度方向相同时,DAS光纤对P波敏感性最高,当入射角为 90° ,即入射方向与光纤长度方向垂直时,DAS光纤对P波基本不敏感;S波情况比较相似但略有不同,S波入射角度在 45° 时DAS光纤对其敏感性最高,入射角为 135° 时敏感性为0。为了增加DAS光纤的方向敏感性,2018年,Ning和Sava^[76]提出了5根光纤螺旋布设方法并进行六分量应变场重建,该研究对于改进DAS微震监测效果具有重要意义,其光纤布设概念图见图7。

传统的井下微地震的震源定位是根据P波和S波的走时信息和质点运动信息计算的,根据质点运动信息能够获得平面波到达检波器的方向信息,同时根据P波和S波的走时时差能够确定微震事件与检波器的空间距离,由此即可进行微震事件的震源定位。但是DAS光纤监测无法直接提供平面波入射角度的信息,因此准确的震源定位需要进行多井同时观测或改变光

纤在某一监测空间的布设形成多方向光纤同时监测。目前水力压裂现场作业的DAS监测中如果DAS光纤只在了一口井中布设,则只能进行震源约束定位,即根据P波和S波波峰顶点确定在光纤上的入射位置,同时根据P波和S波的走时时差确定微震事件距光纤的空间距离,实际获得的是如图8所示的二维半平面的微震分布图^[74]。

4.3.2 水力压裂作业DAS微震监测

2011年分布式光纤声波技术开始被应用到井眼地震的实际监测中^[77],对于水力压裂作业过程中的微震监测也是在同一年由壳牌首先实施的^[21]。实验监测井组由7口井和1口直井组成,其中两口水平井(D, F)安装了单模光纤进行DAS监测,一口水平井(F)和直井中安装了地震检波器进行比照实验。该实验首次对同一井眼中安装的DAS和检波器所监测到的微震事件进行了对比分析,证明了DAS可以监测到和地震检波器相

图 7 (网络版彩图)DAS光纤螺旋布设方法示意图^[76]

Figure 7 (Color online) Diagram of DTS fiber helical alignment [76].

图 8 (网络版彩图)邻井DAS监测水力压裂作业反演微震事件分布^[74]

Figure 8 (Color online) Inverted micro-seismic event distribution by DAS monitoring in a neighboring well [74].

同的微震事件,二者监测到的微震事件发生时间只有毫秒级的差异。但是由于信噪比等性能影响,DAS尚未达到地震检波器的监测敏感性,其监测的微震事件数量少于地震检波器。这一矿场实验证明了DAS可以被用作分布式检波器对水力压裂作业过程中产生的微

震信号进行监测,虽然敏感性方面尚未达到传统地震检波器的水平,但是还是引起了油气行业的强烈关注。与传统地震检波器相比,DAS监测下入成本低,可以在压裂井中安装,同时具有长期进行生产监测的功能,这些技术优势使得各大石油公司在接下来的几年里将水力压裂DAS微震监测技术作为非常规储层开发的重要技术加以发展。

2017年,Karrenbach等人^[71]通过现场试验对水力压裂DAS微震监测效果进行了比较系统的研究。除上文中提到的震源定位问题外,该研究还发现在压裂井中进行DAS近场微震监测时其信号受泵注等环境噪声影响较大,且噪声信号主要集中在正在进行压裂裂缝靠近跟端的一侧,因此需要采用带通滤波和幅值平衡技术进行降噪处理。对于典型的较强烈的微震事件,DAS监测的波形特征可清晰地显示低频高幅P波和S波的快速交替出现,同时伴有低幅余波,这是由地层中岩石复杂的起裂延伸过程造成的。从DAS和检波器对微震事件的监测对比结果来看,DAS比检波器记录的事件数稍少,记录的事件更靠近井筒;DAS与检波器记录事件时间和距井筒距离基本一致。

2019年,Jayaram等人^[78]利用DTS,DAS和传统微震监测方法同时对进行拉链式压裂的两口井进行了综合监测。研究发现,对压裂井本身进行近场监测时,微震事件从当前压裂级射孔孔眼处产生,随着压裂进行微震事件向水平井趾端具有一定程度的扩展,停泵时刻发现微震事件数量有明显增加。在应用DAS对相邻井拉链式压裂进行远场监测时,发现停泵后数十分钟内仍有微震信号,作者认为这是由于流体仍在地层内运移引起应变造成的,但类似现象在其他矿场实验中并不多见,其原因有待进一步考证。

前文中提到了DAS微震监测的单维方向性问题,在只用一根直线光纤的监测条件下只能确定微震事件与光纤的空间距离而非角度。针对这一问题,Cole等人^[79]利用水力压裂DAS监测矿场实验取得的微震数据进行分析,指出大多数微震事件的剪切波均具有相同的极性反转特征,因此其振幅模式相同,可认为震源位于相同的节点平面上。此外,Kavousi等人^[80]通过矿场实验获得的DAS微震监测数据研究了储层天然裂缝发育情况与压裂过程中微地震事件间的关联性,结果表明天然裂缝越发育则DAS监测的微地震事件强度越弱,二者为明显的负相关关系。

北京大学海洋研究院张敏教授团队^[81]于2015年12月将自行研制的DAS监测系统应用于新疆风城油田采用SAGD技术开发的注入井和生产井,共进行了两周的井下监测,成功获取了生产、蒸汽注入以及水力压裂作业过程中的振动信号。

4.4 水力压裂作业DAS应变监测

在分布式声波传感技术应用于水力压裂监测初期(2013~2015年),主要是通过直接观察声波信号强度或总能量随时间和沿井筒方向的分布图来判断裂缝开启情况的^[20,44],其基本原理是通过进液层位具有较强的声音信号。如2014年,Sookprasong等人^[82]给出的多个致密气井压裂过程中的典型DAS声能量监测图(图9)中,可以看出不同压裂级或压裂簇之间声能量分布明显不同,有的簇自始至终没有明显的声能信号表示没有压裂液进入该层位,没有裂缝在该位置开启;有的簇对应层位的DAS信号随时间发生变化,明显减弱后又大幅增加,作者认为代表了裂缝的起裂扩展、休眠和重启的过程。

水力压裂作业过程中DAS应变监测是分布式声波传感技术在水力压裂中的最新应用。从前文中提到的DAS监测物理机理中可以了解到,分布式光纤声波传感本质上就是光纤材料本身对外界振动信号产生应变,从而改变相干激光脉冲的相位,并由此反演出应变及相应的外界振动信息,因此DAS应变监测技术是基于其本质机理形成的。

在大多数水力压裂DAS监测的矿场应用中,人们更关注较高频段(>1 Hz)的信号并且直接使用DAS信号振幅或由此计算的总能量来分析压裂作业效果。2017年Jin和Roy^[83]首次提出采用低频(<0.05 Hz) DAS信号进行分析,根据DAS应变和应变率实时数据对裂缝起裂扩展机理进行了研究,并获得了压裂裂缝几何形态相关信息。从图10所示压裂过程的DAS应变和应变率数据中可以清楚地看到光纤受到压缩或扩张应变的影响,在裂缝起裂扩展阶段当前压裂级的深度区域以扩张应变为主,该区域两侧存在明显的压缩应变提示存在应力阴影区域;停泵后在很短时间内可观察到当前压裂级深度区域转变为压缩应变提示裂缝开始闭合,而压裂级两侧出现应力松弛引起的扩张性应变。但作者也指出应用DAS进行水力压裂过程的应变监测时,应变数据质量与光纤安装的状况紧密相关,光纤安装模式不同或与井下管柱、地层结合的紧密程度不同都会对应变数据产生影响。随后Ichikawa^[84]和Ugueto等人^[54]开展的此类研究也证明了以上现象的存在。

Hull等人^[85]绘制了水力压裂过程中DAS监测应变随时间变化的关系图,并在图中标出应变出现的极限位置,发现随着时间的推移,应变变化区域从一个点逐步扩大,并且微震事件发生的位置也从注入点的位置开始随着时间沿着应变变化区域扩散。Starr等人^[86]发现在用DAS光纤监测邻井压裂过程中,压裂开始阶段可以观察到应变影响的范围大约是压裂段长度的三倍并且有良好的对称性,且微震事件的位置与DAS测

图9 (网络版彩图)致密砂岩水平井多段压裂DAS监测声能数据与DTS监测温度数据^[82]

Figure 9 (Color online) DAS acoustic energy data, DTS temperature data in a tight sandstone multi-stage fracturing horizontal well [82].

图 10 (网络版彩图)邻井水力压裂DAS监测低频信号获得的应变率随时间变化分布图^[83]

Figure 10 (Color online) Strain rate variation with time interpreted from low frequency DAS data recorded during hydraulic fracturing in a neighboring well ^[83].

量的应变变化有显著的相关性, 大多数微震事件都会诱发应变改变, 并且充填流体较多的位置受孔隙应力影响诱发的破裂较多, 微震事件发生频率更高。Li等人^[87]使用部署光纤井用于监测邻井压裂时, 低频DAS应变数据中发现十条新的裂缝, 新裂缝对应位置处有延伸信号, 而裂缝周围观察到应力阴影, 停泵后新裂缝位置处有压缩信号, 在较深的位置处, 光纤井还能捕捉前压裂段处裂缝的进一步压缩以及再次扩张; 将低频DAS数据处理成微震信号, 对比相同时间微震事件的位置和应变诱导的裂缝的位置, 证实了应变诱导的裂缝的存在。

5 分布式光纤声波传感技术应用局限性

前文较为系统地总结了分布式光纤声波传感技术在水力压裂增产作业中的应用可能性与研究现状, 但是对于水力压裂分布式光纤声波传感技术的现场应用来说, 目前尚存在以下3个方面的局限性。

(1) 保证光纤传感系统的“完整性”是一切成功监测的技术基础, 一旦光纤某处受损, 其后续部分的测量将受到不可预知的严重影响乃至彻底失败。DAS光纤一般均具备完善的铠装保护, 但是在下井过程中也将受到井下恶劣作业环境的严峻考验, 特别是在水力压裂施工过程中需要泵注大量的压裂液和支撑剂, 无

疑会对DAS铠装系统造成一定的磨损。但是如果DAS系统能够顺利度过压裂施工阶段, 在后续的生产过程中发生物理损坏的可能性将大大降低。

(2) DAS监测数据量具有体量大、增长速度快、价值密度低的特点, 对于5 km的采样距离, 如果空间分辨率为1 m, 采样频率为10 KHz, 传感系统每秒将产生50 M监测数据, 如果每个数据具有2个字节, 则每秒数据量为100 M。如此巨大的数据量对于存储、传输和解释都形成了巨大挑战。目前各DAS系统提供商都具有自主的DAS数据初步过滤压缩系统, 可以在一定程度上减少数据量, 但是这些压缩过的数据又可能丧失对于某些事件的敏感性, 对后期解释造成影响。

(3) 目前尚缺乏成熟的DAS数据解释软件和理论模型支持, 现有的DAS系统配套软件仅具有初步的数据处理功能, 如想对DAS数据进行合理的初步解释, 也需要研究人员具备光学、力学、地球物理、测井、水力压裂等多方面的专业知识; 对于DAS在水力压裂中的应用来说, 其相应的理论解释模型还非常欠缺, 需要进行大力发展以支持现有数据的良好利用。

6 总结

分布式光纤声波传感技术目前已成为非常规储层水力压裂监测的重要方法, 本文从分布式声波传感技

术的基本原理出发, 简要阐述了DAS在水力压裂监测中的典型安装方式和设备组成情况, 重点对DAS在水力压裂监测中的四个方面的应用情况和相关的研究进展进行了总结, 这四方面的应用包括水力压裂作业过程中井筒活动监测、压裂液分布剖面监测、微地震监测和应变监测。

从监测机理上说, 井筒内活动监测和压裂液分布剖面监测均利用了DAS的声波监测功能, 由于井筒中流体的流动、工具的移动产生的压力波会引起声信号, 流动行为变化或射孔等作业过程也会引起声响应改变, 因此直接将DAS监测信号经过时频转换, 即可计算声信号强度或声能的变化和分布情况, 从而达到监测桥塞射孔、投球坐封以及压裂液流动分布情况的目的。总体来说, 这两方面的应用和数据解释分析目前比较成熟, 其中的技术难点主要集中在压裂液剖面的分布反演问题上, 还需要进行更多的机理研究来明确水平井多级多簇压裂和生产条件下声信号和单相/多相流体流动的响应关系, 建立更科学的反演模型。

水力压裂过程中应用DAS技术进行微地震和应变监测均利用了DAS更本质的应变监测功能, 这两方面属于较前沿的应用和科学研究领域。在水力压裂微地震监测方面, 一系列现场实验结果均已证明DAS与传统三分量检波器对微震事件监测结果在时间、空间位置上具有一致性, 但是DAS监测的微震事件较少且在井筒附近更为集中, 同时受到DAS光纤方向敏感性的限制; 目前该领域亟待解决的技术难点主要集中在如何克服DAS光纤方向敏感性、降低信噪比, 同时研发更适合DAS的波速和震源反演模型等。在应变监测方面, DAS低频信号监测能够获得沿光纤长度方向各空间位置光纤应变分布和随时间的变化, 这为进一步研究水力裂缝起裂扩展机理、应力阴影影响等岩石力学问题提供帮助。综上所述, 分布式光纤声波传感技术在水力压裂监测中具有井筒活动监测、压裂液分布剖面监测、微地震监测和应变监测四方面主要应用, 相关领域研究日益深入。作为一种最新的分布式光纤传感技术, DAS将为页岩、致密砂岩油气等非常规资源的开发提供技术支持。

参考文献

- 1 Themig D. New technologies enhance efficiency of horizontal, multistage fracturing. *J Pet Tech*, 2011, 63: 26–31
- 2 Li S, Zhang D. A fully coupled model for hydraulic-fracture growth during multiwell-fracturing treatments: Enhancing fracture complexity. *SPE Prod Operat*, 2018, 33: 235–250
- 3 Cheng X S, Lu Y J, Guan B S, et al. Current situation and future development of CNPC fracturing fluid technology (in Chinese). *Oil Drill Product Tech*, 2014, 36: 1–5 [程兴生, 卢拥军, 管保山, 等. 中石油压裂液技术现状与未来发展. *石油钻采工艺*, 2014, 36: 1–5]
- 4 Wang H Z, Li G S, Zheng Y, et al. Research status and prospects of supercritical CO₂ fracturing technology (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2020, 41: 116–226 [王海柱, 李根生, 郑永, 等. 超临界CO₂压裂技术现状与展望. *石油学报*, 2020, 41: 116–126]
- 5 Liu J K, Xie B B, Wu C F, et al. Experimental study and application for the conductivity of proppant in multi-scale volume fracturing (in Chinese). *Drill Fluid and Complet Fluid*, 2019, 36: 646–653 [刘建坤, 谢勃勃, 吴春方, 等. 多尺度体积压裂支撑剂导流能力实验研究及应用. *钻井液与完井液*, 2019, 36: 646–653]
- 6 Zhuang Z, Liu Z L, Wang T, et al. The key mechanical problems on hydraulic fracture in shale (in Chinese). *Chin Sci Bull*, 2016, 61: 72–81 [庄茁, 柳占立, 王涛, 等. 页岩水力压裂的关键力学问题. *科学通报*, 2016, 61: 72–81]
- 7 Han Q, Qu Z, Ye Z Y. Research status of shale multi-scale mechanical properties (in Chinese). *Chin J Appl Mech*, 2018, 35: 564–570, 690 [韩强, 屈展, 叶正寅. 页岩多尺度力学特性研究现状. *应用力学学报*, 2018, 35: 564–570, 690]
- 8 Tang H Y, Zhang D X, Liu H J, et al. Three-dimensional simulation of stress interference between fractures in segmented fracturing process of horizontal wells in shale gas reservoirs (in Chinese). *J Xi'an Shiyou Univ (Nat Sci Ed)*, 2019, 34: 37–44 [唐慧莹, 张东旭, 刘环端, 等. 页岩气藏水平井分段压裂缝间应力干扰全三维模拟. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 34: 37–44]
- 9 Gui J C, Chen P, Ma T S. The spatial distribution of elastic parameters of orthotropic rocks (in Chinese). *J Southwest Petrol Univ (Sci Tech Ed)*, 2019, 41: 13–28 [桂俊川, 陈平, 马天寿. 正交各向异性岩石弹性参数的空间展布. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 41: 13–28]
- 10 Feng Q H, Li D J, Shi X, et al. Numerical simulation of modified zipper-type hydraulic fracture propagation in horizontal wells based on extended finite element method (in Chinese). *J China Univ Pet (Nat Sci Ed)*, 2019, 43: 105–112 [冯其红, 李东杰, 时贤, 等. 基于扩展有限元的水平井改

- 进拉链式压裂数值模拟. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43: 105–112]
- 11 Ren L, Su Y L, Zhou D S, et al. Fluid-solid fully coupling flow simulation for SRV-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs (in Chinese). *Chin J Rock Mech Eng*, 2019, 38: 2614–2624 [任龙, 苏玉亮, 周德胜, 等. 致密油体积压裂水平井流固全耦合流动模拟. 岩石力学与工程学报, 2019, 38: 2614–2624]
- 12 Liu Y W, Gao D P, Li Q, et al. Mechanical frontiers in shale-gas development (in Chinese). *Adv Mech*, 2019, 49: 1–236 [刘曰武, 高大鹏, 李奇, 等. 页岩气开采中的若干力学前沿问题. 力学进展, 2019, 49: 1–236]
- 13 Holley E H, Kalia N. Fiber-optic monitoring: Stimulation results from unconventional reservoirs. In: *Unconventional Resources Technology Conference*. San Antonio, 2015
- 14 Report G V. Distributed Fiber Optic Sensor Market Size, Share and Trends Analysis Report by Application, by Technology, by Vertical (Oil and Gas, Power and Utility, Safety and Security), by Region, and Segment Forecasts, 2019–2025. San Francisco, 2019
- 15 Kragas T K, Pruett E, Williams B. Installation of in-well fiber-optic monitoring systems. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2002
- 16 Nath D K, Finley D B, Kaura J D. Real-time fiber-optic distributed temperature sensing (DTS)-new applications in the oilfield. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2006
- 17 Cui J, Zhu D, Jin M. Diagnosis of production performance after multistage fracture stimulation in horizontal wells by downhole temperature measurements. *SPE Prod Operat*, 2016, 31: 280–288
- 18 Zhang S, Zhu D. Inversion of downhole temperature measurements in multistage fracture stimulation in horizontal wells. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2017
- 19 Yoshida N, Hill A D, Zhu D. Comprehensive modeling of downhole temperature in a horizontal well with multiple fractures. *SPE J*, 2018, 23: 1580–1602
- 20 Molenaar M M, Hill D, Webster P, et al. First downhole application of distributed acoustic sensing for hydraulic-fracturing monitoring and diagnostics. *SPE Drill Complet*, 2012, 27: 32–38
- 21 van der Horst J, in 't Panhuis P, Al-Bulushi N, et al. Latest developments using fiber optic based well surveillance such as distributed acoustic sensing (DAS) for downhole production and injection profiling. In: *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*. Kuwait: Society of Petroleum Engineers, 2015
- 22 Danardatu H, Gregersen S, Altnet E, et al. Data acquisition and processing of carbon rod conveyed DTS and DAS in very long horizontal wells: First trial in north sea danish sector. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Amsterdam: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 23 Hartog A H. *An Introduction to Distributed Optical Fibre Sensors*. Boca Raton: CRC press, 2017
- 24 Li D D, Geng J, Wang W Y. The structure of optical fiber and analysis of its transmission characteristics (in Chinese). *J Shandong Univ Sci Tech (Nat Sci)*, 2004, 23: 39–42 [李登道, 耿杰, 王文涌. 光纤的结构及其传输特性分析. 山东科技大学学报(自然科学版), 2004, 23: 39–42]
- 25 Barnoski M K, Jensen S M. Fiber waveguides: A novel technique for investigating attenuation characteristics. *Appl Opt*, 1976, 15: 2112–2115
- 26 Barnoski M K, Rourke M D, Jensen S M, et al. Optical time domain reflectometer. *Appl Opt*, 1977, 16: 2375–2379
- 27 Personick S D. Photon probe-an optical-fiber time-domain reflectometer. *Bell Syst Tech J*, 1977, 56: 355–366
- 28 Hartog A H. A distributed temperature sensor based on liquid-core optical fibers. *J Lightwave Tech*, 1983, 1: 498–509
- 29 Cyr N, Chen H X, Schinn G W. Random-scrambling tunable POTDR for distributed measurement of cumulative PMD. *J Lightwave Tech*, 2009, 27: 4164–4174
- 30 Kapron F P, Maurer R D, Teter M P. Theory of backscattering effects in waveguides. *Appl Opt*, 1972, 11: 1352–1356
- 31 Horiguchi T, Tateda M. BOTDA-nondestructive measurement of single-mode optical fiber attenuation characteristics using Brillouin interaction: Theory. *J Lightwave Tech*, 1989, 7: 1170–1176
- 32 Healey P. Fading rates in coherent OTDR. *Electron Lett*, 1984, 20: 443–444
- 33 Juskaitis R, Mamedov A M, Potapov V T, et al. Distributed interferometric fiber sensor system. *Opt Lett*, 1992, 17: 1623–1625
- 34 Juskaitis R, Mamedov A M, Potapov V T, et al. Interferometry with Rayleigh backscattering in a single-mode optical fiber. *Opt Lett*, 1994, 19: 225–227
- 35 Shatalin S V, Treschikov V N, Rogers A J. Interferometric optical time-domain reflectometry for distributed optical-fiber sensing. *Appl Opt*, 1998, 37: 5600–5604
- 36 Posey R, Johnson G A, Vohra S T. Strain sensing based on coherent Rayleigh scattering in an optical fibre. *Electron Lett*, 2000, 36: 1688–1689

- 37 Li K. Research on signal enhancement and processing of fiber distributed acoustic sensor system (in Chinese). Dissertation for Master's Degree. Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China, 2019 [李康. 光纤分布式声波传感系统的信号增强及其处理的研究. 硕士学位论文. 成都: 电子科技大学, 2019]
- 38 Kersey A D. A review of recent developments in fiber optic sensor technology. *Opt Fiber Tech*, 1996, 2: 291–317
- 39 Zhong X, Zhang C, Li L, et al. Influences of pulse on phase-sensitivity optical time domain reflectometer based distributed vibration sensor. *Opt Commun*, 2016, 361: 1–5
- 40 Liu Y. Research on distributed polarization and phase demodulation based on ultra-weak fiber bragg grating (in Chinese). Dissertation for Master's Degree. Nanjing: Nanjing University, 2019 [刘宇. 基于弱光栅阵列的分布式偏振和相位解调研究. 硕士学位论文. 南京: 南京大学, 2019]
- 41 Zhang L. Phase demodulation of rayleigh scattering light in the fiber (in Chinese). Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China, 2016 [张黎. 光纤中瑞利散射光的相位解调. 硕士学位论文. 成都: 电子科技大学, 2016]
- 42 Richards J, Bartlett R, Onen D, et al. Cloud-based solution for permanent fiber-optic DAS flow monitoring. In: SPE Digital Energy Conference and Exhibition. Amsterdam: Society of Petroleum Engineers, 2015
- 43 Segura J, Trummer S, Grisanti M, et al. Hybrid electro-optical cable for coiled tubing logging and interventions. In: SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition. Amsterdam: Society of Petroleum Engineers, 2020
- 44 Molenaar M M, Cox B E. Field cases of hydraulic fracture stimulation diagnostics using fiber optic distributed acoustic sensing (DAS) measurements and Analyses. In: SPE Unconventional Gas Conference and Exhibition. Amsterdam: Society of Petroleum Engineers, 2013
- 45 Cannon R T, Aminzadeh F. Distributed acoustic sensing: State of the art. In: SPE Digital Energy Conference. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2013
- 46 Molenaar M M, Fidan E, Hill D. Real-time downhole monitoring of hydraulic fracturing treatments using fibre optic distributed temperature and acoustic sensing. In: SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. Vienna: Society of Petroleum Engineers, 2012
- 47 Zhang S, Tang H W, Hurt R, et al. Joint interpretation of fiber optics and downhole gauge data for near wellbore region characterization. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2020
- 48 Molenaar M M. First downhole application of distributed acoustic sensing (DAS) for hydraulic fracturing monitoring and diagnostics. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2011
- 49 Boone K, Crickmore R, Werdeg Z, et al. Monitoring hydraulic fracturing operations using fiber-optic distributed acoustic sensing. In: Unconventional Resources Technology Conference. San Antonio: Unconventional Resources Technology Conference, 2015
- 50 Gustavo A, Ugueto C, Huckabee P T, et al. Hydraulic fracture placement assessment in a fiber optic compatible coiled tubing activated cemented single point entry system. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2018
- 51 Ugueto G, Huckabee P, Nguyen A, et al. A cost-effective evaluation of pods diversion effectiveness using fiber optics DAS and DTS. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2020
- 52 Ugueto G A, Ehiwario M, Grae A, et al. Application of integrated advanced diagnostics and modeling to improve hydraulic fracture stimulation analysis and optimization. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 53 Ugueto G A, Huckabee P T, Molenaar M M. Challenging assumptions about fracture stimulation placement effectiveness using fiber optic distributed sensing diagnostics: Diversion, stage isolation and overflushing. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2015
- 54 Ugueto G A, Todea F, Daredia T, et al. Can you feel the strain? DAS strain fronts for fracture geometry in the bc montney, groundbirch. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2019
- 55 Pakhotina J, Zhu D, Hill A D, et al. Characterization of production through a fracture cell using acoustic data. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2017
- 56 Xiao J J, Farhadiroushan M, Clarke A, et al. Intelligent distributed acoustic sensing for in-well monitoring. In: SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. Al-Khobar: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 57 Bukhamsin A, Horne R. Cointerpretation of distributed acoustic and temperature sensing for improved smart well inflow profiling. In: SPE Western Regional Meeting. Anchorage: Society of Petroleum Engineers, 2016
- 58 Bukhamsin A, Horne R N. Using distributed acoustic sensors to optimize production in intelligent wells. In: SPE Annual Technical Conference

- and Exhibition. Amsterdam: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 59 Johannessen K, Drakeley B K, Farhadiroushan M. Distributed acoustic sensing—A new way of listening to your well/reservoir. In: SPE Intelligent Energy International. Utrecht: Society of Petroleum Engineers, 2012
- 60 Yan Z H, Luo D H, Tang S L, et al. Study on down-hole multiphase flow measurement system based on fiber distributed acoustic sense (in Chinese). *Well Test*, 2017, 26: 9–12, 75 [闫正和, 罗东红, 唐圣来, 等. 基于光纤分布式声波传感的井下多相流测试研究. *油气井测试*, 2017, 26: 9–12, 75]
- 61 Chen K, Zhu D, Hill A D. Acoustic signature of flow from a fractured wellbore. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2015
- 62 Martinez R, Chen K, Santos R, et al. Laboratory investigation of acoustic behavior for flow from fracture to a wellbore. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Amsterdam: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 63 Martinez R, Hill A D, Zhu D. Diagnosis of fracture flow conditions with acoustic sensing. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 64 Pakhotina I, Sakaida S, Zhu D, et al. Diagnosing multistage fracture treatments with distributed fiber-optic sensors. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2020
- 65 Cerrahoglu C, Naldrett G, Vigrass A, et al. Cluster flow identification during multi-rate testing using a wireline tractor conveyed distributed fiber optic sensing system with engineered fiber on a HPHT horizontal unconventional gas producer in the Liard basin. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2019
- 66 Warpinski N, Mayerhofer M, Davis E, et al. Integrating fracture diagnostics for improved microseismic interpretation and stimulation modeling. In: Proceedings of the 2nd Unconventional Resources Technology Conference. Denver, 2014
- 67 Somanchi K, Brewer J, Reynolds A. Extreme limited-entry design improves distribution efficiency in plug-and-perforate completions: Insights from fiber-optic diagnostics. *SPE Drilling Complet*, 2018, 33: 298–306
- 68 Shen Y, Holley E, Jaaskelainen M. Quantitative real-time DAS analysis for plug-and-perf completion operation. In: Proceedings of the 5th Unconventional Resources Technology Conference. San Antonio, 2017
- 69 Cramer D, Frieauf K, Roberts G, et al. Integrating DAS, treatment pressure analysis and video-based perforation imaging to evaluate limited entry treatment effectiveness. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2019
- 70 Li L, Tan J Q, Wood D A, et al. A review of the current status of induced seismicity monitoring for hydraulic fracturing in unconventional tight oil and gas reservoirs. *Fuel*, 2019, 242: 195–210
- 71 Karrenbach M, Ridge A, Cole S, et al. DAS microseismic monitoring and integration with strain measurements in hydraulic fracture profiling. In: Proceedings of the 5th Unconventional Resources Technology Conference. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2017
- 72 Zhan Z. Distributed acoustic sensing turns fiber-Optic cables into sensitive seismic antennas. *Seismol Res Lett*, 2020, 91: 1–15
- 73 Dean T, Cuny T, Hartog A H. The effect of gauge length on axially incident P-waves measured using fibre optic distributed vibration sensing. *Geophys Prospect*, 2016, 65: 184–193
- 74 Karrenbach M, Cole S, Ridge A, et al. Fiber-optic distributed acoustic sensing of microseismicity, strain and temperature during hydraulic fracturing. *Geophysics*, 2019, 84: D11–D23
- 75 Kuvshinov B N. Interaction of helically wound fibre-optic cables with plane seismic waves. *Geophys Prospect*, 2016, 64: 671–688
- 76 Ning I L C, Sava P. High-resolution multi-component distributed acoustic sensing. *Geophys Prospect*, 2018, 66: 1111–1122
- 77 Mestayer J, Cox B, Wills P, et al. Field trials of distributed acoustic sensing for geophysical monitoring. In: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2011. Denver: Society of Exploration Geophysicists, 2011. 4253–4257
- 78 Jayaram V, Hull R, Wagner J, et al. Hydraulic fracturing stimulation monitoring with distributed fiber optic sensing and microseismic in the permian wolfcamp shale play. In: SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver: Unconventional Resources Technology Conference, 2019
- 79 Cole S, Karrenbach M, Kahn D, et al. Source parameter estimation from DAS microseismic data. In: 2018 SEG International Exposition and Annual Meeting. Anaheim: Society of Exploration Geophysicists, 2018
- 80 Kavousi P, Carr T, Wilson T, et al. Correlating distributed acoustic sensing (DAS) to natural fracture intensity for the Marcellus Shale. In: 2017 SEG International Exposition and Annual Meeting. Houston: Society of Exploration Geophysicists, 2017

- 81 Zhang P, Yang T, Yu Q, et al. Study of a seepage channel formation using the combination of microseismic monitoring technique and numerical method in Zhangmatun Iron Mine. *Rock Mech Rock Eng*, 2016, 49: 3699–3708
- 82 Sookprasong P A, Hurt R S, Gill C C. Downhole monitoring of multicluster, multistage horizontal well fracturing with fiber optic distributed acoustic sensing (DAS) and distributed temperature sensing (DTS). In: International Petroleum Technology Conference. Kuala: International Petroleum Technology Conference, 2014
- 83 Jin G, Roy B. Hydraulic-fracture geometry characterization using low-frequency DAS signal. *Leading Edge*, 2017, 36: 975–980
- 84 Ichikawa M, Kurosawa I, Uchida S, et al. Case study of hydraulic fracture monitoring using low-frequency components of DAS data. In: SEG International Exposition and Annual Meeting. San Antonio: Society of Exploration Geophysicists, 2019
- 85 Hull R, Meek R, Bello H, et al. Case history of DAS fiber-based microseismic and strain data, monitoring horizontal hydraulic stimulations using various tools to highlight physical deformation processes (Part A). In: SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Austin: Unconventional Resources Technology Conference, 2017
- 86 Starr J, Jacobi R. Simultaneous use of microseismic monitoring and DAS-strain measurements to analyze the anatomy of a hydraulic stimulation in the Marcellus Shale. In: 2017 SEG International Exposition and Annual Meeting. Houston: Society of Exploration Geophysicists, 2017
- 87 Li X, Zhang J, Grubert M, et al. Distributed acoustic and temperature sensing applications for hydraulic fracture diagnostics. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2020

Application and research progress of distributed optical fiber acoustic sensing monitoring for hydraulic fracturing

SUI WeiBo^{1,2}, LIU RongQuan² & CUI Kai²

¹ State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

² College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

Unconventional reservoir hydraulic fracturing technology has experienced significant progress; however, it has also faced enormous challenges. Distributed fiber-optic acoustic sensing technology (DAS), as the latest development of distributed fiber-optic sensing technology, has been applied to hydraulic fracture monitoring in shale and tight sandstone reservoirs in the United States in recent years. Based on the working principle of DAS technology, this paper summarizes the equipment composition and main installation types of a DAS system, and systematically summarizes and analyzes four types of DAS applications in hydraulic fracture monitoring. In addition, it presents a discussion of the technical principles of different applications, the latest application discoveries in oil fields, and related theoretical research progress. Four types of applications include wellbore activity monitoring, fracturing fluid profiling, microseismic monitoring, and strain monitoring. In addition, the limitations of various applications and related research topics are discussed. This paper provides a technical reference for the further understanding and application of DAS technology in the development of unconventional resources in China.

hydraulic fracturing, distributed acoustic sensing (DAS), flow profiling, microseismic monitoring, strain monitoring, research progress

doi: [10.1360/SST-2020-0195](https://doi.org/10.1360/SST-2020-0195)