

文章编号: 2096-1618(2024)06-0712-06

一种大跨度海底油气管道泄漏点实时定位方法

陈绪兴

(上海傲世控制科技股份有限公司, 上海 201801)

摘要:为解决海底大跨度油气管道的健康实时监测和泄漏定位问题,提出一种利用光纤水听器阵列进行海底管道泄漏实时被动声定位的方法。该方法根据管道长度的不同,设计了两种适用于中短距离(250 km以内)和长距离(250 km以上)的海底管道健康监测方案。分析了光纤水听器阵列技术的定位原理和误差来源,理论定位精度可达9.3 mm。开展了管道泄漏声压级监测的湖上实验,验证了光纤水听器阵列能够有效地检测和定位管道泄漏事件,优化了传感器组的间隔为1 km。该方法具有实时、多点、大跨度、高精度、不依赖泄漏物质成分、不影响管线结构等优点,为海底大跨度油气管道的安全运行提供了一种新的技术手段。

关键词: 光纤传感;海底油气管道泄漏;大跨度;实时定位

中图分类号: TP212.14

文献标志码: A

doi: 10.16836/j.cnki.jcuit.2024.06.010

0 引言

海底管道是油气至终端最直接、有效的输送方式,被称为海洋油气生产系统的“生命线”。世界上最长的海底管道是挪威到英国的 Langeled 管道,全长1200 km,2007年投入运营。管道所处海域的深度世界纪录是2775 m。目前,中国铺设的海底油气管道超过6000 km,最长的海底管道长778 km。海底油气管道泄漏定位是石油工业上的技术难点之一。海底管道长时间暴露在海水中,会受到各种内外部因素的影响而发生泄漏,如管道材料老化、地质灾害、人为干扰、操作错误等。海洋油气工业的快速发展也增加了海底管道泄漏事故的风险。一旦管道泄漏,不仅给企业带来重大的经济损失,还对海洋生态造成破坏。由于管道埋设在海底,泄漏产生的迹象很难被海水外层察觉,从海面上很难定位泄漏源。

现有的海底管道泄漏定位方法主要包括智能清管器方法^[1-3]、化学探测方法^[4-5]、荧光探测方法^[6-7]和光纤分布式探测方法^[8-11]。这些方法难以满足大跨度海底管道泄漏实时监测和定位的需求。

智能清管器是油气行业常用的一种检漏设备。由机械检测、信息转换与储存、动力等部分构成,具有检测和记忆功能,能够获取管道沿线的各种信息,如管道腐蚀、裂纹、变形、泄漏、内防腐层情况及位置等。目前已有数十种智能清管器,配备了多种传感器,采用大量新型电子技术和计算机技术,提高清管器的信号识别

和处理能力。钢管和海水的阻隔影响了智能清管器的通信,数据不能实时传输。通常需要等到智能清管器返回后才能进行数据处理。此外,管道中的小弯曲半径弯头也会妨碍智能清管器通过。

化学探测基于两种原理:一种是阻抗变化,当传感器探测到甲烷气体时会引起阻抗改变从而产生触发信号;另一种是红外光谱方法,通过红外光被吸收程度来感知甲烷浓度。化学探测最主要的好处是灵敏度高,能够感知微小的泄漏。缺点是响应慢,成本高,高浓度下饱和,且探测灵敏度与泄漏距离和泄漏物扩散有关。

荧光探测通过泵浦光将介质中的分子激发到更高能级,这些分子跳转到低能级并释放与泵浦光不同波长的荧光。由于原油本身具有荧光能力,荧光探测器可以借助荧光谱来分辨原油泄漏。由于需要通过潜水员或有缆机器人(ROV)来实现可视化,水体浑浊影响泄漏点识别,并且海水对光吸收大,这种方法仅适合浅海,且巡线花费时间长。

分布式光纤传感是油气管道泄漏定位的研究热点之一。利用光纤作为传感器捕获管道沿线的振动信号,通过相关定位算法实现泄漏定位。由于光纤具有电绝缘性好,不易受电磁干扰,特别适合石油化工等易燃易爆的环境。但分布式光纤传感也有一些问题,如光纤中后向传输信号弱,需要与管线紧密贴合,增加了海管接续、配重等施工难度,以及空间分辨率低、多泄漏事件难以区分等。

近年来,随着陆上油气管道事故频发,其安全性也受到业内高度重视。基于光纤传感的方法也应用在陆上油气管道的监测。通过采集泄漏管道的振动信号实

现精准定位,由于陆上管道掩埋浅,易到达便于维修。而海洋应用环境的复杂性对传感系统在水密封、耐压、机械强度和可靠性等方面有更高的要求。海底管道在海底高静水压作用下振动信号微弱,而泄漏产生的气泡及其炸裂时反而会产生较强声信号,这是对加速度敏感型的陆上光传感器所探测不到的信号。另外,陆上监测系统在光纤数目和中继要求方面与海洋监测系统不同。相对于海洋环境,陆用探测设备的环境适应性要求更宽松一些,陆地环境对设备的防水、防腐蚀和可靠性要求会更低一些;由于海底光缆需要铠装保护,限制了纤芯数量,陆缆系统可以容纳更多根光纤。其次,中继的供电方式不同,陆上供电可以采用恒压本地供电,海底供电为提高系统可靠性,通常采用恒流远程供电,系统更加复杂。因此,陆上检测系统通常是与海底系统不兼容的,陆用传感装置不适用于尤其是大跨度海底管道泄漏监测。

本文针对大跨度海底管道泄漏实时监测和定位的难题,结合光纤水听器阵列高可靠、高灵敏特性,提出一种基于声探测定位技术实现管道健康的监测。介绍监测系统的整体方案和基于光纤水听器阵列的水下声探测系统,分析其高精度定位原理,设计不同监测距离的海底管道监测系统,开展湖上实验验证方案的可行性,并对方案优势进行探讨。本文提出的方法不仅能实现对大跨度海底管道实时、多点、高精度、不依赖泄漏物质成分、不影响管线结构的泄漏监测与定位,而且能够利用光纤水听器阵列在海底工作的技术优势捕获管道泄漏产生的声信号,提高泄漏检测灵敏度和可靠性。

1 海底管道泄漏监测系统介绍

1.1 监测系统整体方案

海底管道泄漏会产生声音。伴随着管道泄漏,在管道高压的作用下,液体泄漏或气体溢出会在管道周边产生噪声。通过拾取这些声音信息可实现海底管道泄漏定位。

光纤水听器可用于拾取这些泄漏声音^[12-14]。光纤水听器是海洋水声探测系统中的声信号传感器,主要用于声纳和海底物探等领域。它通过高灵敏度的光纤干涉仪将水声信号转换为光相位信息,并通过光纤将信息回传至岸端信号处理系统还原出声信号。光纤水听器在海底的工作特点首先要求其必须满足水密、机械强度等基本要求,且光纤水听器阵列易与海底中

继器等海底光通信技术结合形成大跨度海底泄漏监测装置。

整体方案如图1所示,光纤岸基水听器阵列伴随海管一同下海,利用海管泄漏时产生的声音和振动特性进行故障定位。以从中短距离海管泄漏监测为例,阵列采用多个传感器,每个间距1 km。结合相关声信号处理技术能够有效提高定位精度,区分泄漏信号和外界环境噪声,降低虚警率。光纤水听器阵列可使用空分、时分、波分复用的方式来组成大规模监测系统。可使用对称监测构造,减少光传输损耗,扩大海管监控范围,即岸端和钻井平台各负责一半的管道线路。两个平台之间也是各负责一半线路的监测。最终所有数据通过光纤传递到岸端总监控台。

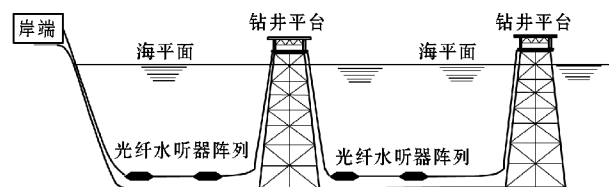


图1 光纤水听器阵列在海管监测中的应用

图2为基于光纤水听器阵列的海底天然气管道泄漏探测系统组成。系统由A、B站端机系统和水下传感系统构成。

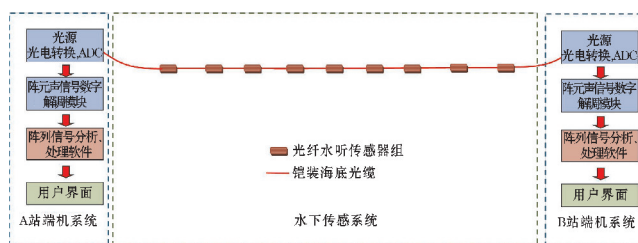


图2 基于光纤水听器阵列的水下声探测系统框图

A、B站端机系统有光源、光电转换、模数转换(ADC)、阵元声信号数字解调模块、阵列信号分析处理软件 and 用户界面构成,可分别位于岸端和钻进平台,构成对称结构。

水下传感系统包括铠装海底光缆、光纤水听传感器组。每个传感器组根据需要可设置一个或多个光纤水听器单元。

光源发射询问光脉冲,阵列将探测到的泄漏信号传回岸上,光电转换将光信号转成电信号。模数转换将电信号转换成数字信号,经阵元声信号数字解调模块恢复出每个阵元采集到的声信号。阵列信号分析处理软件用于对声信号进行相关处理和模式识别,结果显示在用户界面上。

1.2 泄漏点定位原理

光纤水听器阵列位于海底油气管道附近,其泄漏定位原理如图3所示。当泄漏发生时,泄漏产生的声音信号会在不同时刻到达位于其两侧的光纤水听器阵列,利用声信号的相关性可实现泄漏点的高精度定位。

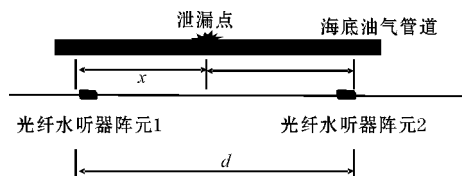


图3 基于光纤水听器阵列的海底管道泄漏定位原理

假设2个光纤水听器阵列间距为 d ,光纤水听器阵列1与泄漏点的距离为

$$x = d - \frac{ct}{2} \quad (1)$$

其中: c 为海水中的声速; t 为声音到达两个水听器的时间差。两个水听器的信号互相关性可被用来估算 t 。

海水声速可以用声速仪在海上现场直接测量,也可以通过测量海水的温度和盐度,然后按经验公式计算。常用Wilson海水声速公式^[15],它已制成声速计算表进行应用。此式适用的温度、盐度和静压力的变化范围很宽,均方误差为 ± 0.3 m/s,基本和声速仪的测量结果一致。

为实现高精度泄漏定位,通常对采集的声信号进行数字信号处理,采样率为 f_s 。由于泄漏产生的声音通常为30 kHz以上的信号,为满足奈奎斯特采样定理,至少需要两倍的采样率。目前光纤水听器的一个典型采样率为160 kHz,能够满足采样泄漏声音的要求。以160 kHz的采样率为例,定位精度为 $c/f_s = 1500$ (m/s)/160 (kHz) = 9.3 mm。

光纤水听器的间距是重要的参数,影响能够探测的最小泄漏声音幅度,同时区分多泄漏事件的能力以及监测系统的成本。它可以通过声纳方程来确定。在不考虑阵增益和时间处理增益的情况下,声传输损耗TL可以表示为

$$TL = SL - NL - DT \quad (2)$$

其中:SL为泄漏点声源级;NL为海洋环境噪声;DT为探声阈值。

$$TL = 20 \lg(R) + a \times R \quad (3)$$

其中: R 为传输距离,单位为km; a 为衰减系数,在30 kHz处为7.55 dB/km^[16]。Huang等^[17]指出,管道泄漏产生的声信号带宽可达60 kHz。本定位方法的带宽主要取决于解调算法和声信号的衰减系数。PGC等算法的解调带宽可设计到98 kHz^[17],完全覆盖了管

道泄漏产生的声带宽。选择30 kHz主要考虑声信号在海水中的衰减。

经计算 $R = 4.39$ km。按保守估计,距离泄漏点4 km以内,光纤水听器单元都能有明显的探测响应。

为保证探测灵敏度,有效探测两单元间同时多泄漏事件,可相应缩小光纤水听器单元间距,典型间距为1 km。在成本可支撑的情况下,可采用更小的单元间距。

1.3 不同监测距离的海底管道监测系统

根据不同的间距距离需求和成本要求,监测系统的信号传输方式可分为无中继传输和中继级联传输两种系统。

1.3.1 中短距离无中继监测系统(250 km以内)

两个间距为250 km以内站点间的管道监测可采用光纤水听器无中继传输技术,监测系统如图4,即湿端不需要电气设备下水。传输海缆为纯光缆。当前,利用无中继传输技术,一条256单元的光纤水听器阵列最大离岸距离为125 km左右。在两站进行对向对称敷设时,监测作用距离可达250 km。该方案具有成本低、可靠性高的优点。

1.3.2 长距离海底中继管道泄漏监测系统(250 km以上)

在250 km以上跨距的时候,光纤非线性、传输损耗等会明显影响探测系统自噪声,导致难以分辨微小泄漏事件。此时需要用到海底中继技术,其利用海底中继器为光放大器提供一个能在海底正常工作的环境,实现光信号的放大。长距离海底中继管道泄漏监测系统如图4所示,通过岸站或海水平台对海缆线路中的海底中继器进行供电。传输海缆为光电复合缆。基于海底中继技术,在2000 km跨距内,系统自噪声仍能低于海洋环境噪声。根据文中对称设置方法,2000 km的检测系统只需考虑1000 km系统的自噪声。根据海洋环境噪声在30 kHz处为45 dB以上^[18-19],光纤水听器信号传输距离可以达到1000 km,传输噪声可达到-85 dB以下,声压灵敏度可达到-115 dB,探测器的等效声压级可达到30 dB以下^[20],低于海洋环境噪声,因此,可实现上千公里以上跨度的管道监测。

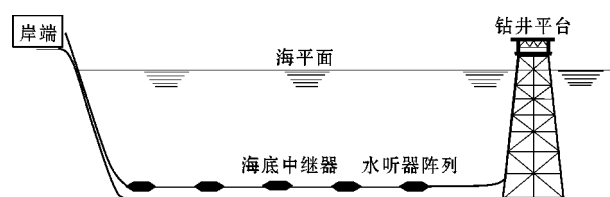


图4 长距离海底中继管道泄漏监测系统

2 实验及结果分析

为验证方案可行性,考察光纤水听器对泄漏信号的探测能力,开展光纤水听器阵列的湖上实验,确定管道泄漏的声压级。实验方案如图5所示,光纤阵列置于湖底,距离泄漏点60 m,在湖中以充气橡皮管为模拟声源。橡皮管的泄漏尺寸2 mm左右,设置气压为0.7 MPa,实验结果如图6所示,光纤水听器阵列能够对管道泄漏做出明显响应,测得的泄漏声压级在117 dB。考虑浅海复杂水声环境及恶劣海况影响等情况,海洋环境噪声取65 dB。为实现目标探测,要求探测阈值>6 dB,计算得到的传输损耗为46 dB。限于实验条件,如果增加泄漏气压的话,声压级可能更高,光纤水听器完全有能力探测到海管泄漏时的声音。根据实验结果,推算单个水听器的监测范围大于1.1 km,因此,传感器组的设计间隔定位1 km。

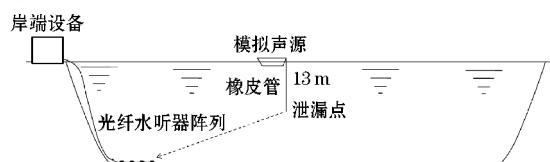


图5 光纤水听器监测泄漏声音的湖上实验

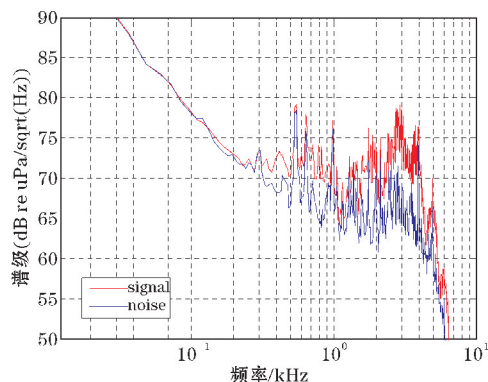


图6 光纤水听器测量泄漏声压级的测试结果

实验所用光纤水听器阵列有8个阵元,阵元1至最后一个阵元的距离为26.25 m。将这两个阵元的声信号做高通滤波,滤除300 Hz以下的低频信号后,两个阵元的时域信号如图7所示。

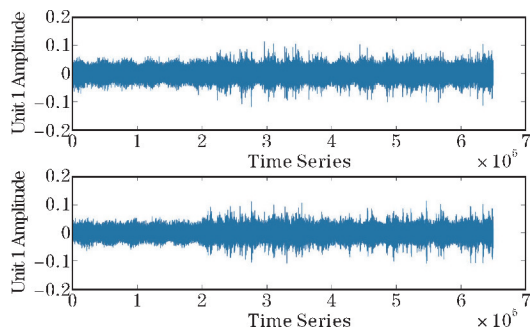


图7 阵元1和阵元8的时域信号图

利用这两个信号可以实现泄露点的定位。先对这两个时域信号做互相关,如图8所示,求得两个阵元接收信号的时间差为0.0163 s,水声声速按1500 m/s计算,两个阵元距离泄露点的距离相差24.45 m。

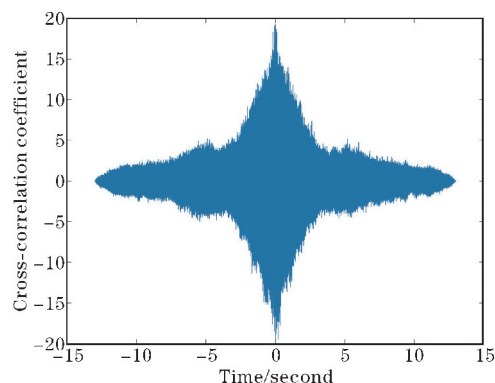


图8 阵元1和阵元8的信号互相关系数

根据阵列长度,阵元接收信号的距离差以及阵列与模拟管道的相对位置,通过求解联立方程可以求得泄露点的位置。在图9中, $\overline{OA} = 26.25$ m为阵列长度, a 和 b 分别表示为泄露点 L 到阵元1和阵元8的距离,两者相差24.45 m。 α 和 β 分别表示为 a 和 b 与阵列的夹角。阵列和管道通常是平行铺设,它们的间距是已知的,实验中为 $\overline{LB} = 22.08$ m。

$$a \sin(\alpha) - b \sin(\beta) = 0$$

$$b \cos(\beta) - \overline{OA} - a \cos(\alpha) = 0$$

$$b - a - 24.45 = 0$$

$$b \sin(\beta) - 22.08 = 0 \quad (4)$$

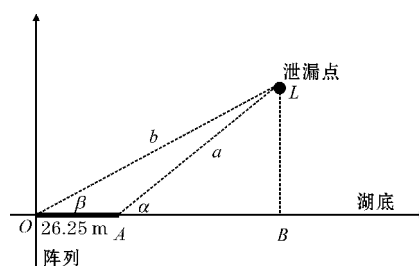


图9 泄露点定位方法图

求解方程(4)后可得, $a = 40.15$ m, $b = 63.73$ m, $\alpha = 0.58$, $\beta = 0.35$ 。根据上述结果可以获得 $\overline{OB} = 59.79$ m,与在船上测距仪给出的60 m相差不超过0.5 m,相对误差为0.35%,误差与声速的精确值有关。

3 结论

针对大跨度海底油气管道泄漏监测和定位难题,提出一种基于光纤传感技术的新的解决方案。通过湖

上实验验证了光纤水听器阵列用于实时监测海底油气管道泄漏事件的可行性,提出适用于中短距离和远距离海底管道泄漏监测方案,理论定位精度可达9.3 mm,监测距离可达2000 km以上。该方案具有如下优势:

(1)可实现海底管道泄漏实时快速监测。光纤水听器阵列可在海底常年工作。目前,一条光纤水听器设计寿命在10年以上,由于阵列湿端为无源器件,布放后免维护。当有泄漏出现时,本方法可快速定位泄漏点,不需要等待巡线完成才能判断结果,特别适合大跨度海底管道检漏。

(2)具备多泄漏事件区分能力。海底管道沿线布设有多个光纤水听器单元,每个传感器都有一定的探测范围。在管线上即使有多处泄漏事件,不同位置处的阵元可以分别感知,并有效区分。

(3)定位精度高。本方法基于水声信号互相关性估算延迟时间,结合数字信号处理技术,理论上的定位精度在1 cm以内,且与管道长度无关。本方法的定位精度明显小于当前公开报道的分布式光传感在数10 km范围内米级的定位精度。

(4)不依赖泄漏物质成分。光纤水听器位于管道外,通过泄漏声音来实现定位,与泄漏物质成分无关。不检测泄漏物质化学成分或荧光,也不需要管内含有液体、压力差等来使智能清管机器人通过。

(5)不影响管线自身结构。光纤水听器阵列伴随海底管道布放,随海管一同下海。由于阵列在海管外面,因此不需要改变现有海底管道自身结构来容纳检漏传感器。

(6)具备大跨度监测能力。借助光纤水听器无中继传输技术,可以实现中短距离(250 km以内)平台间管道在线监测与定位。在海底中继技术支持下,可以实现长距离(2000 km以上跨距)的管道在线监测与定位。

参考文献:

- [1] 熊毅,高萍,奉虎,等.用于管道变形检测的新型泡沫智能清管器设计与试验验证[J].机械工程学,2019,55(18):22-27.
- [2] 胡楚迪.智能清管器在油气储运方面的应用[J].化工管理,2015(25):16.
- [3] 王昌波,金梅,白任彦.智能清管器在管道上的应用[J].科技创新导报,2013(2):136.
- [4] 李广之,李双林,杨卫东,等.井中油气地球化学探测技术及其应用[J].海洋地质动态,2009,25(12):27-35.
- [5] 王晓红,王毅民,张学华.中国海洋地球化学探测技术的现状与发展[J].地球学报,2002(1):7-10.
- [6] 郭金家,张锋,刘春昊,等.拉曼-荧光联合光谱水下原位探测技术研究[J].光谱学与光谱分析,2017,37(10):3099-3102.
- [7] 元夫军,魏旭可,郭金家.水下荧光光谱探测装置控制系统的设计与实现[J].中国海洋大学学报(自然科学版),2014,44(6):109-113.
- [8] 马琦琦,冯忠耀,王若晖,等.面向管线监测的分布式光纤传感土壤传热研究[J].光子学报,2023,52(6):157-167.
- [9] 李晓蓉,刘旭丰,张毅,等.基于分布式光纤声传感的油气井工程监测技术应用与进展[J].石油钻采工艺,2022,44(3):309-320.
- [10] 纪然然,宛立君,吴梦实.分布式光纤声波传感技术在PCCP管道监测中的应用[J].声学电子工程,2021(2):15-17.
- [11] 王辰,刘庆文,陈典,等.基于分布式光纤声波传感的管道泄漏监测[J].光学学报,2019,39(10):119-125.
- [12] 曹春燕,胡宁涛,熊水东,等.光纤水听器远程全光放大系统相位噪声研究[J].光学学报,2023,43(11):17-24.
- [13] 胡晓阳,陈伟,孟洲,等.远程光纤水听器系统中光学非线性效应研究进展[J].半导体光电,2022,43(4):738-743.
- [14] 孟洲,陈伟,王建飞,等.光纤水听器技术的研究进展[J].激光与光电子学进展,2021,58(13):123-143.
- [15] 张清华.海水声速对多波束测深的影响[J].中国水运,2011,11(2):90-91.
- [16] Alexandra Tchet. Introduction To Ocean Science And Engineering [EB/OL]. https://ocw.mit.edu/courses/2-011-introduction-to-ocean-science-and-engineering-spring-2006/073d1246f6aac0102c6b29e0bfdfa5bc_hw5_sonar_leonar.pdf,2006.
- [17] Huang ShihChu, Lin WuWen, Tsai MengTsan, et al. Fiber optic in-line distributed sensor for detection and localization of the pipeline leaks [J]. Sensors and Actuators A,2007,135:570-579.
- [18] Cameron Black. Ambient Noise. The background noise of the sea [EB/OL]. <https://silo.tips/download/ambient-noise-the-background-noise-of->

- the-sea#modals,2017.
- [19] John Robert Potter, Lim Tze Wei M, Ar Chitre. Acoustic Imaging The Natural Soundscape In Singapore Waters [J]. Singapore Waters, 1997.
- [20] Z Meng, W Chen, J Wang, et al. Recent progress in Fiber-Optic hydrophone [J]. Photonic Sensors, 2021, 11(1): 109–122.

A Real-Time Localization Method for Leakage Points of Large-Span Subsea Oil and Gas Pipelines

CHEN Xuxing

(Shanghai Aoshi Control Technology Co., Ltd, Shanghai 201801, China)

Abstract: To solve the problem of real-time health monitoring and leakage localization of large-span subsea oil and gas pipelines, a method of using a fiber-optic hydrophone array for real-time passive acoustic localization of subsea pipeline leakage is proposed. According to the different pipeline lengths, two health monitoring schemes suitable for medium-short distance (within 250 km) and long-distance (above 250 km) subsea pipelines are designed. The localization principle and error sources of fiber-optic hydrophone array technology are analyzed, and the theoretical localization accuracy can reach 9.3 mm. A lake test of pipeline leakage sound pressure level monitoring was carried out, which verified that the fiber-optic hydrophone array could effectively detect and locate pipeline leakage events, and optimized the sensor unit interval to 1 km. This method has the advantages of real-time, multi-point, large-span, high-precision, independent of leakage material composition, and no impact on pipeline structure, etc., providing a new technical means for the safe operation of large-span subsea oil and gas pipelines.

Keywords: fiber-optic sensing; subsea oil and gas pipeline leakage; large-span; real-time localization