基于清管球的海管沿程测温检测器技术在南海油田的应用

The Application of Temperature Detector Technology Based on Pigging Ball in the South China Sea Oil Field

郭云冠 李治 余瑞光 彭可伟

Yunguan Guo Zhi Li Ruiguang Yu Kewei Peng

中海石油(中国)有限公司湛江分公司
中国·广东 湛江 524057
Zhanjiang Branch of CNOOC (China) Ltd.,
Zhanjiang, Guangdong, 524057, China

【摘要】为了更好地了解海管不同位置的温度分布规律,对特点温度异常区域进行定位和分析,进而分析识别管线内部由于温度变化可能造成的结蜡或腐蚀情况。论文采用了基于清管球创新改进的一种海管沿程测温检测器的技术,该技术可以满足海底混输管道内部温度检测的要求,能够承受高压高温的环境,同时可以检测海管不同的里程及对应温度。此技术对海管温度识别及腐蚀分析具有重要的意义,具有广泛的适用性和推广价值。

【Abstract】In order to better understand the temperature distribution law of different positions of the sea pipe, realize the positioning and analysis of the specific temperature anomaly area, then analyze and identify the wax formation or corrosion that may be caused by temperature change inside the pipeline. This paper adopts an innovative and improved technology of temperature detector along the sea pipe based on pigging ball. This technology can meet the requirements of detecting the internal temperature of submarine mixed transport pipelines, can withstand high pressure and high temperature environment, and at the same time can detect different lengths and corresponding temperatures of sea pipe. This technique is of great significance to the identification of sea tube temperature and corrosion analysis.

【关键词】温度检测;海底管道;腐蚀;清管球

【Keywords】temperature detection; submarine pipeline; corrosion; pigging ball

【DOI】10.36012/etr.v2i4.1674

1 引言

海洋油气生产平台某 A 平台位于中国南海北部海域珠江口盆地,所处海域水深 116m,油气混输管线为长 18.3km、直径 10 寸的单层保温管道。由于该管道外输含水量高、海管析蜡、外输含二氧化碳、硫化氢等因素,加速了海管腐蚀,给企业安全生产带来了隐患,此外,随着油田生产、外输含水的上升,外输温度也随之上升,极大可能存在温度下降曲线后移导致的腐蚀点后移现象。因此,了解海管不同位置的温度分布规律,对特点温度异常区域的定位及分析,识别管线内部由于温度变化可能造成的结蜡或腐蚀情况,这对了解管线的运行状况,提高管道的安全管理水平有重要的意义。

2 海底混输管道内腐蚀风险评估

2.1 海底混输管道内腐蚀环境分析

①二氧化碳含量情况:近几年,此海底混输管道物流中的二氧化碳显著升高,高达 37%,分压可达 0.93Mpa,存在二氧化碳腐蚀环境。②硫化氢含量情况:近几年,硫化氢含量也显著升高,高点可达 300ppm,分压达 0.75kap,存在硫化氢腐蚀环境,一旦腐蚀产物膜有破损,很容易导致发生局部腐蚀。③细菌含量情况:近几年,细菌含量也显著升高,SRB 含量高点可达 1000000 个/mL, TGB 含量高点可达 9000 个/mL,存在细菌滋生的环境。④蜡质含量情况:经检测,该条海管析蜡点温度在 37℃,海管存在析蜡引起的结蜡倾向,且海管距离长,局

部流速低极易引发垢沉积进而发生垢下腐蚀的风险。

综上所述,随着油田的滚动开发,外输介质的含量也发生了较大的变化,二氧化碳、硫化氢、细菌明显升高;随着含水率的升高,结垢和结蜡风险的增加,形成了容易诱发海管腐蚀的环境。

2.2 海底混输管道内腐蚀点分析

根据内检测结果(见图1),海管不同的距离腐蚀情况差异性明显,腐蚀区主要分布在4.5~9km处,且主要集中在3:00~9:00时钟方向。

图1 海管不同距离不同方位腐蚀点分布图

2.3 海底混输管道内温降影响分析

海底混输管道为单层保温管线,海床常年温度在18~23℃,海管入口温度在76℃,出口温度在18~23℃。因此,管道内部流体的温度经历了从76℃到18℃的一个温降过程。由于温度对腐蚀环境有很大的影响作用,CO₂腐蚀一般在中温区均匀腐蚀速率较高,细菌在不同温度下也会表现出不同的滋生速度和生存时间。因此,了解海管温度分布规律,对特点温度异常区域的定位及分析十分必要。

3 海底混输管道传统温度检测方法

测温热电偶技术是一种感温元件^[1],它把温度信号转换成热电势信号,通过电气仪表转换成被测介质的温度。该检测方法监测长度有限,多为点测,一般安装在海管两端,不适宜安装在海底管线上。红外测温系统也存在同样的局限性^[2]。

此外,在陆地常用分布式光纤测温系统,该技术是由布设在现场的光纤或光缆感温,实现了长距离敷设光纤上多点温度的实时监测,具有在高电压、强腐蚀、核辐射和强电磁干扰等恶劣环境下工作、可进行连续空间测温等显著优点。对于海底混输管道而言,在管线上存放光纤测温系统会影响管线的正常使用,特别会影响海管常规通球作业,此外其价格高昂,维修成本高,因此并不适用于海底混输管道^[3]。

4 海管沿程测温检测器测温方法的提出

海管沿程测温检测器是通过在海管清管球的基础上进行的改造,通过添加温度检测器和里程检测器,并提供两个信号

通道,实现温度与里程的同时记录。具有以下技术创新特点及功能:

①利用清管球成熟技术作为载体,进行测温技术的创新,一方面可以保障技术的可行性,另一方面可以实现不停产检测,确保企业的正常生产和温度可参考性。

②里程轮的设计。通过在清管球尾部增加三个张紧式里程轮,通过里程轮与海底管道管壁的接触,从而实现对里程的记录,三个里程轮同时记录也有利于对里程数据的校核,确保里程数据的完整性和可靠性。

③锂电池的设计。自带的锂电池按照在主体密封体内,能够为各个传感器及分离的温度和里程记录器供电,每个信号通道数据会自动记录在一个固定的存储器上。

④感温片的设计。感温片测温精度可达0.02℃,测温范围-40℃~300℃。

⑤感压片的设计。该沿程测温检测器还具有测量管道压力的功能,对于了解管线流型变化具有一定的数据支持。

5 海管沿程测温检测器的应用效果

5.1 海管沿程测温检测器的应用

通过使用海管沿程测温检测器作业后,检测器运行平稳,数据检测完整有效,整个过程生产运行稳定,得到里程和温度数据曲线(见图2)。

图2 海管里程和温度数据曲线图

通过曲线分析,可以得出,腐蚀集中区域的温度在20~38℃范围内,经过室内试验研究,此温度范围对内腐蚀环境存在以下影响:

①20~38℃温度区域,非常适合细菌的生长,是腐蚀的重要影响因素。在含二氧化碳条件下,30℃细菌室内试验显示,腐蚀速率可达1.6mm/a。

②38℃以上的高温区域会加速蜡沉积层融化。根据室内试验结果,蜡沉积层虽然会降低均匀腐蚀速率,但会导致局部腐蚀,蜡的熔点在37~107℃,因此在高温感温区存在部分蜡沉积融化,从而形成阳极区,促进了局部腐蚀的发生。

③20~38℃温度区域对硫化氢的活性影响较大,通过室内

试验对比, 30℃下硫化氢 40ppm 浓度时, 其最大点蚀深度可达 95um, 点蚀速率为 4.42mm/a。

5.2 海管沿程测温检测器的经济效益

①海管沿程测温检测器的使用, 运行平稳, 对海管运行工况没有影响, 不影响油田的正常生产。

②海管沿程测温检测器的应用对海管温度检测和腐蚀分析具有重要作用, 是海管完整性管理的要求, 也是响应国家全环保的要求。

③常规内检测作业一次作业费用 200 万元, 需要停产 3 天, 损失原油 447m³。而海管沿程测温检测器可以不停产完成, 减少产量损失, 作业费用也远低于内检测作业费用。

6 结语

①海管沿程测温检测器具有里程记录和温度检测功能, 能够有效记录不同海管里程对应的温度数据, 且续航能力强。

②海管沿程测温检测器可实现不停产作业, 检测数据可

靠性强。

③腐蚀集中区温度在 20~38℃, 该温度有利于细菌生长、结蜡结垢和硫化氢腐蚀。

④海管沿程测温检测器相比常规内检测作业, 减少了产量损失和作业费用。

⑤海管沿程测温检测器适用范围广, 具有广阔的应用前景。

⑥随着外输流体含水升高, 温度升高, 存在温降后移、腐蚀点后移动的可能性。

参考文献

[1]高祥泽, 周宜红, 黄耀英, 等. 基于光纤测温系统的温度时空分布模型及应用[J]. 水电能源科学, 2012(8): 67-69.

[2]白春丽, 沈慧南, 韩旭波. 基于单片机的智能红外测温系统[J]. 信息技术, 2012(2): 155-157.

[3]刘晓日. 一种基于管道流体发电的自驱动测温装置[M]. 北京机械工业出版社, 2003.

(上接第 63 页)

真检测孔内的水流情况, 在水流无法控制、出现严重漏水问题的情况下, 必须及时起钻, 并根据实际情况做好护壁处理工作。

4.3 及时处理钻探事故

各种类型的孔内事故处理方法存在很大差异, 一般是由施工现场的实际情况决定的。首先, 打捞。在水利水电工程钻探事故处理过程中, 技术人员需要做好打捞工作, 适用于钻探折断、脱扣等处理, 打捞工具的规格存在很大差异, 在钻杆头斜劈、无法用力的情况下, 可以使用钢球式打捞器代替。其次, 提拉。在提拉工作过程中, 技术人员需要充分利用升降机作业, 在提拉过程中注重控制速度、力道, 在出现反作用力的情况下必须及时制止, 并使用吊锤进行上下振动, 确保升降机满足安全提拉要求。再次, 扫孔。扫孔可以有效地解决卡钻、埋钻问题, 技术人员再排除故障的过程中, 需要将水泵送水、回钻结合起来。最后, 锤震。技术人员通过锤震作业, 可以有效地消减钻具故障周边的挤压力, 充分利用吊锤震打力, 排除浅孔、中深孔中的故障, 还可以使用引拔、反取及透孔等方式进行处理。

4.4 定期开展培训活动

在水利水电工程钻探施工过程中, 施工人员未积极推广钻探技术, 对新技术的使用不明确, 缺乏对新技术巨大价值的

认识, 严重影响着钻探技术的发展, 阻碍了水利水电工程钻探施工的有序进行。因此, 水利水电部门需要定期开展相应的培训活动, 强化人员培养力度, 引进更多新型施工人员、科研人员, 为水利水电工程注入更多新元素, 积极开展培训活动, 为员工提供更多外出学习的机会, 使施工人员加深对先进钻探技术的了解, 实现现代化钻探技术在水利水电工程施工中的应用和推广^[3]。

5 结语

综上所述, 在新时期的快速发展中, 水利水电工程项目建设规模在不断扩大, 钻探施工是其中的关键内容, 技术人员必须予以重视, 根据专业特点, 建立完善、专业化的架设装备, 确保钻探工艺的流程化, 进一步提升水利水电工程钻探施工的整体效率。

参考文献

[1]陈宇. 探究水利水电工程基础处理施工技术[J]. 工程建设与设计, 2018, 375(1): 184-185+188.

[2]和志明, 刘永恒. 架设工艺在水利水电钻探领域的应用[J]. 甘肃水利水电技术, 2018, 54(10): 98-99+114.

[3]刘谦. 解读水利水电钻探工程事故处理的方法[J]. 大科技, 2018(33): 173-174.