

# 干气管道内腐蚀评价法在 云南地区天然气管道中的适用性分析

陆自卫 李昊阳 雷树宏 (曲靖能投天然气产业发展有限公司, 云南 曲靖 655000)

**摘要:** 随着云南地区建成投产的天然气管道越来越多, 管道内腐蚀的检测和预防性维护愈发重要, 尤其是因管道自身条件限制而无法正常开展内检测的管道耐腐蚀检测更是变得十分迫切。本文通过介绍干气管道内检测直接评价的方法及步骤, 分析了该方法在云南地区天然气管道内检测中的适用性, 提出在评价过程中需要注意的事项, 同时在管道流态计算时引入 OLGA 多相流模拟软件进行综合对比, 以提高识别的精准度。分析得出在云南地区特殊天然气管道内检测方面采用直接评价法具有一定的适用性, 为今后此类管道的预防性维护提供一定的参考。

**关键词:** 云南地区; 干气管道; 内腐蚀; 直接评价; 适用性; 分析

## 0 前言

目前国内外对于输气管道的内检测已较为成熟, 常见检测手段为漏磁检测, 同时预测出管道下一检测周期。但是对于云南地区 (尤其是经过山区的管道) 因条件限制无法满足要求的特殊天然气管道, 采用常规管道内检测困难较大也不容易实现。基于此类管道, 国外通常采用的方法是采用管道内腐蚀直接评价方法。2006 年美国率先发布 49CFR192 评价规定, 对那些不适用或无法开展内检测的输气管道, 则使用内腐蚀直接评价法对输气管道进行内腐蚀评价。

通常输气管道内腐蚀的直接评价方法步骤包括: 预评价、间接检测、详细检查及后评价。其原理是通过管道高程剖面图与临界倾角对比分析, 识别出管道凝析液的聚集区, 从而判断因积液促使管道内壁出现腐蚀的具体位置。若识别出最易产生腐蚀的相邻两个及以上液体聚集位置无腐蚀情况发生, 则目标管段其他识别点未必会出现腐蚀, 由此推断剩余位置的腐蚀情况, 则不必开展进一步的内腐蚀检测。

本文主要分析云南地区管道特殊管段内腐蚀直接评价方法在云南地区的适用性, 推进其在云南地区特殊天然气管道运行维护过程中的应用, 为云南地区输气管道提供安全性与预防性管理。

## 1 评价方法及步骤

### 1.1 预评价

干气管道的内腐蚀直接评价是基于管道运行安全和风险评估的评价方法。因此对干气管道开展基础信息数据的收集、综合评价分析以及管道风险量化是落实输气管道能否开展腐蚀评价的先行条件。根据目标天然气管道的介质流向对管道进行分区, 结合 NACE SP 0206《干气管道内腐蚀直接评价技术方法》的有关规定, 在开展管道预评价期间收集以下管道信息数据 (包含但不限于): 目标管道的设计资料、施工 (建设) 资料、管道线路走向图、管道的历史生产数据、现阶段生产运行数据以及管道内气质分析报告等。

### 1.2 间接检测

间接检测, 即: ICDA 计算, 是基于模拟气液两相流确定目标管段区间内产生腐蚀位置。ICDA 计算的主要内容: 一是通过收集目标管段区间内详细数据资料, 对目标管段进行多相流的计算, 得出目标管段内液体最大临界倾角  $\theta$ ; 二是通过绘制管道高程剖面图, 确定管道所有倾角  $\beta$  的分布; 三是通过对比分析  $\beta$  与  $\theta$  的关系, 判断管道内腐蚀可能出现的具体位置。管道积液情况与管道倾角和临界倾角之间关系见表 1。

表 1 管道积液情况与管道倾角、临界倾角表

序号	管道倾角	关系	临界倾角	积液	备注
1	$\beta$	$>$	0	易积水	
2	$\beta$	$<$	0	积液少	

在 ICDA 计算过程中, 临界倾角计算推荐参考 NACE SP 0206-2006 中的经验公式进行计算:

$$\theta = \arcsin\left(0.675 \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \times \frac{V_g^2}{g \times d_w}\right) \cdot 1.091$$

上式中:

$\theta$  — 临界角,  $^{\circ}$ ;

$\rho_l$  — 管道内液体密度,  $\text{kg/m}^3$ ;

$\rho_g$  — 管道内气体密度,  $\text{kg/m}^3$ ;

$d_w$  — 管道内径, mm;

$V_g$  — 气体表观流速, m/s;

### 1.3 详细检查

详细检是基于预评价和 ICDA 计算基础上确认目标管段是否有内腐蚀产生的情况, 并评价目标管段内腐蚀情况。

在开展详细检查前, 根据 NACE SP 0206《干气管道内腐蚀直接评价技术方法》的有关规定, 选取验证点为管道倾角大于最大临界倾角的管位开展验证。但是在实际工程实践中会出现管道倾角均小于临界倾角的情况; 在此情况下, 可选取评价管段内管道倾角最大的点作为验证点进行开挖验证, 根据结果依次对相邻最大管道倾角实施验证, 若连续两个及以上验证点位均未出现管道内腐蚀, 则选取管道的内腐蚀评直接价才算完成。

在详细检查期间,为保障管道不停输,通常采用无损检测(如超声波检测等)对验证点管道进行检查,并根据检测情况判断管道是否存在内腐蚀。

#### 1.4 后评价

后评价是通过详细检查确定下次开展直接评价的时间节点和对评价过程有效性验证,也是开展管道内腐蚀有效性管理的手段之一。需要值得注意的是,在该阶段需参照检测频率、腐蚀速率模型以及实验室流体性质测试等方面的确认方能做出下次评价时间节点。

### 2 云南地区的适用性分析

#### 2.1 开展内腐蚀评价的有利因素

①云南地区地质地貌情况复杂,主要为喀斯特地形、丘陵山区等为主,地表崎岖,河谷纵横,管道线路走向多经过山区、河谷及丘陵。所建设的天然气管道具有落差大、管道几何形状复杂、前后端温差较大等特点,这对采用干气管道内腐蚀评价法具有一定的优势;

②云南地区天然气主要以中缅天然气管道供气作为气源;其主要特点是:CH<sub>4</sub>含量较高,杂质少,气质稳定;

③根据 NACE SP 0206 对干气管道工艺参数取值的限定:通常管道压力取值范围为 3.4-7.6MPa,温度范围为 16-54℃,管径取值范围为 510-1200mm,气体表观流速低于 7.6m/s。这些取值范围除管径因素外基本符合云南地区天然气支线管道的运行工艺参数;

④在云南地区除中缅天然气管道外其余天然气管道大多属于省级燃气公司所有,且较多管道存在管径小、距离短和无清管装置等特点,采用直接评价法更为实用;

⑤采用常规内检测方法不仅难以满足需求,同时也会造成管道企业运行成本的增加。采用直接评价法对于上述管道既可以减少企业资金的投入,又可达到对管道的有效性预防和管理。

#### 2.2 开展内腐蚀评价的不利因素

①由于输气量不稳定及气体表观流速等影响因素,因此在一定程度上造成管道内天然气流态的突变;

②根据云南昼夜温差大的情况,管道内壁可能会有凝析、结露等情况发生,这对干气管道内腐蚀直接评价又存在一定的困难。针对这类问题,可采用国外学者引入风险评价方法来规避。

根据对云南地区天然气管道建设、运行情况,在云南地区特殊天然气管道中采用直接评价法具有一定的适用性,它不仅可以减少企业资金的投入,又可达到对特殊天然气管道开展有效性预防和管理,保障天然气管道的安全生产运行。

### 3 云南地区实施 ICDA 需注意的事项

基于受云南地区管道沿线地质地貌、自然条件等情况以及中缅天然气管道沿线支线管道无法开展现有内检测技术的实际情况,在云南地区开展 ICDA 评价法需要注意以下事项。

#### 3.1 预评价的可行性

根据 ICDA 评价法的实施步骤,可行性分析在整个

评价过程中尤为重要,云南地区天然气管道在敷设过程中多经过高山和河谷地带,前后温差较高。受温差等因素的影响,管道顶部会出现结露从而产生内腐蚀,另外还可能管道吹扫不彻底等情况(如:云南地区某支线管道,因吹扫不彻底,致使下游管段积水,造成管道内壁出现积液位置出现大面积铁锈)。因此在开展直接评价时需要开展可行性分析。

#### 3.2 流动模型计算

在云南地区开展干气管道内腐蚀评价过程中关键数据的选取,对直接评价结果的准确性至关重要,它将直接影响到评价效果的准确性。

##### 3.2.1 压缩因子

考虑到管道所在地的平均海拔等因素,在计算压缩因子过程中需要考虑当地实际大气压。

研究表明,压缩因子的取值对临界倾角的计算存在重要关系。其关系曲线如图 1 所示:

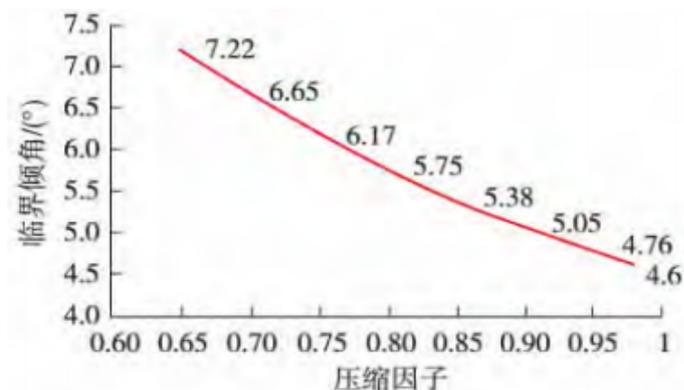


图 1

根据两者之间的曲线关系图得出:压缩因子的取舍将会直接影响到临界倾角的计算。

##### 3.2.2 管道内介质流态

根据输气管道内气液两相理论,管道中分层流和分散液滴较为常见。由于云南地区地质地貌的特殊性,管道中的流动介质还可能会有其他流态或凝析、结露情况发生,这将会直接影响评价结果的准确性。因此在开展前可先采用 OLGA 多相流模拟软件对管道关键点进行流态和积液位置模拟,以得出介质的准确流态。对比计算得出的结果,以提高管道评价的准确性和精准度。

##### 3.2.3 临界角计算

在计算临界角时,管道运行压力、气体流动速度、天然气气质组分以及管径等都会影响其精准度。NACE SP 0206 规定:在计算临界倾角时,工艺参数因取最低压力、最大流量和最低管输温度等。由于在云南气度(尤其敷设于云南山区管道)存在较多支线管道无法满足上述规定条件,对这些管道开展直接评价较为困难,因此在预评级期间需要引起注意,避免盲目使用该评价方法。

#### 3.3 运行参数

因临界倾角计算准确性由管道运行参数决定(如:管道内径、运行的最低压力、气体压缩(下转第 87 页))

仪表技术员、班组只需完善 EM 台账而不用再人工调整检查确认表。业务流程的自动发起后,设备完整性平台可依据计划员组从 EM 系统自动提取该检查确认表,自动流转至班组、技术员,具体参照该部门《三防和防冻防凝工作管理细则》执行。

### 3 结论

仪表专业设备完整性体系建设,在完善体系文件的同时应注重技术工具的创新,提升仪表专业在预防性维护上的管理和操作水平,提高仪表运行可靠性。在信息系统建设上,应充分考虑仪表专业管理业务流程的优化和各项数据的自动统计,将仪表人员从日常琐碎中解脱出来,把精力投入到仪表设备可靠性提升上,提升仪表(上接第 82 页)因子、管道内介质平均温度及管道运行最大气体流速等),由于管道运行时间较长,难免会因人为因素造成数据的丢失或误差。在选取管道的运行参数时应保证数据的可靠性和准确性。

#### 3.4 管道高程剖面图

管道剖面图的精准度对评价非常重要,国外一般采用高精度 GPS 进行测量,因此在绘制过程中使用高精度仪器测量,同时结合管道建设工程资料准确识别区段目标管道沿线所有倾角,这将会直接影响到评价结果的因素之一。在云南地区管道的剖面识别工作量较大,也是必须需要开展的工作之一。

#### 3.5 后评价腐蚀模型

后评价阶段腐蚀速率模型是作为预测下次开展直接评价的重要依据,同时预测目标管道在产生腐蚀情况下的腐蚀深度。可通过对所建立的腐蚀速率模型进行不确定因素的定量分析。结合实验室数据来保障其精准度。

### 4 结论

通过对云南地区管道情况分析,ICDA 对云南地区那些不适宜或基于管道本身因素造成无法开展内腐蚀评价的管道具有一定的可靠性,也是目前行之有效的方法之一。不仅能可以减少管道企业在后期内检测方面成本的投入,还能提前识别管道内腐蚀高风险点,为管道安全运行管理提供支持。提高管道企业对管道内腐蚀预防性管理和管道运行维护管理水平,确保输气管道安全运行。

#### 参考文献:

- [1] 高强,罗鹏等.干气管道内腐蚀直接评价方法与应用[J].油气储运,2011,30(12):913-916.
- [2] 梁军营等.长输干燥天然气管道内腐蚀的直接评价技术[J].石油化工腐蚀与防护,2013,30(6).
- [3] 中国石油管道公司张一玲中国石油管道研究中心刘玲莉中国石油管道公司全国腐蚀大会罗鹏,陈洪源,张一玲,等.长输天然气管道内腐蚀直接评价[C]//第五届全国腐蚀大会论文集,2009.
- [4] 张一玲,罗鹏等.国外天然气管道内腐蚀直接评价案例分析[J].油气储运,2010,29(2):137-140.
- [5] 赵雪芬,姚安林,赵忠刚,等.输气管道内腐蚀直接评

专业设备管理水平,保障装置安全、高效、长周期运行。

#### 参考文献:

- [1] 石帅,胡军,夏向阳.石油化工企业设备完整性管理[J].化工管理,2021(07).
- [2] 方崇智,肖德元.过程数学模型的建立方法[J].自动化与仪器仪表,1984(1).
- [3] 王少勇,张继锋.石油化工自动化仪表标准化检修[J].化工管理,2019(8).

#### 作者简介:

金文军(1981-),男,汉族,浙江宁海人,大学本科学历,工程师,研究方向:自动化专业,仪表专业设备管理。

价法[J].焊管,2006,29(2):69-72.

- [6] 中国石油管道公司.油气管道完整性管理技术[M].北京:石油工业出版社,2010.
- [7] 胡铁华,郭静波.油气管道内检测新技术与装备的开发及应用[J].天然气工业,2019(01).
- [8] 帅健,张春娥,陈福来.腐蚀管道剩余强度评价方法的对比研究[J].天然气工业,2006(11).
- [9] 于刚,杜京蔚,杜树勋.三维高清漏磁内检测技术在天然气长输管道上的应用[J].油气田地面工程,2017(04).
- [10] 鲍庆军,帅健.油气管道内检测技术研究进展[J].当代化工,2017(02).
- [11] 杨理践,耿浩,高松巍.长输油气管道漏磁内检测技术[J].仪器仪表学报,2016(08).
- [12] 郑伟,帅健,郑贤斌.埋地长输管道腐蚀状况检测技术[J].石油化工设备,2007(06).
- [13] 龙媛媛,王遂平,刘瑾,石仁委,柳言国.油气长输管道腐蚀检测评估技术研究与应用[J].石油工程建设,2011(06).
- [14] 罗会久,孙斌,陈彬.管道内检测腐蚀缺陷判别方法的研究[J].科技信息,2013(08).
- [15] 林现喜,杨勇,裴存锋,杨佃强,张克政.油气长输管道内检测周期预测方法[J].油气田地面工程,2018(05).
- [16] 刘刚.天然气长输管道应急管理思考与探讨[J].当代化工研究,2017(02).
- [17] Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas. NACESP0206. 2006
- [18] Internal corrosion direct assessment methodology for liquid petroleum pipelines. Moghissi O, Sun W, Mendez C, et al. Corrosion. 2007
- [19] Facilitating internal corrosion direct assessment using advanced flow and corrosion prediction models. Lagad V, Srinivasan S, Kane R. Corrosion. 2008
- [20] McKay JS Biagiotti Jr, SF, Hen dren ES, et al. The challenges of implementing the internal corrosion direct assessment method [C]. Corrosion, Paper No.03185, Houston: NACE2005.