

天然气集输管网腐蚀类型及特征研究

霍轶 宋金花 (中国石油化工股份有限公司临汾煤层气分公司, 山西 临汾 041000)

摘要: 当前我国油气勘探技术不断进步, 并且输油管道质量逐渐提升, 不过依旧会受到氢硫酸、二氧化碳气体的影响导致管网受到腐蚀, 所以需要分析集输管网腐蚀类型以及腐蚀因素, 最后采取有效的防腐措施。现阶段, 集输管道腐蚀会导致气体泄漏, 并带来环境污染和安全事故, 尤其是集输管网出现的腐蚀事故隐蔽性较强, 并且具有突发性, 只有做好防腐措施才能最大程度的降低损失。本文从天然气集输管网的腐蚀原理出发, 讨论天然气集输管网腐蚀因素, 阐述天然气集输管网腐蚀类型, 最后提出天然气集输管网防腐措施, 希望为相关研究带来参考。

关键词: 天然气; 集输管网; 腐蚀类型; 特征

0 引言

管道腐蚀主要包括内腐蚀外腐蚀, 并且两种腐蚀类型影响因素存在差异, 现有研究发现二氧化碳硫化氢含量偏高容易导致腐蚀问题, 由此影响管道的安全运行。

集输作业期间产生大量游离水, 并且和酸性物质共同作用下导致腐蚀问题更加严重, 需要明确集输管网腐蚀特点与类型并合理采取应对措施才能降低泄漏风险, 以下展开相关分析。

1 天然气集输管网的腐蚀原理

在天然气开发和输送期间含硫天然气会对管网造成腐蚀, 在埋地钢管和电解质溶液接触后导致表面受到影响。不同的电解液类型浓度、温度、流速都会腐蚀钢管, 电解液中如果存在水会导致钢管腐蚀, 问题加剧。

此外, 含硫天然气当中硫化氢会出现化学反应, 生成正氢离子, 该情况下钢管道内部会产生极化剂导致产生高腐蚀性气体, 在化学反应后含硫天然气和管道当中的铁元素形成正电位, 导致钢管道腐蚀加快, 主要腐蚀机理如下:

1.1 硫化氢腐蚀

通过对石油天然气企业调研后发现, 多数气田生产的天然气为含硫天然气, 硫化物会严重腐蚀管道金属, 并导致腐蚀开裂, 使得石油天然气企业损失较大。通常情况下管道沿线低洼区域会出现积液区, 硫化氢等物质集中于积液区导致该区域管道外壁变薄, 进而出现局部严重腐蚀情况, 甚至引发管道破裂事故。

我国某气田企业集输管道在硫化氢物质影响下投产一年后就出现管道劈裂情况, 通过修复实现正常, 运作然而一年后同样位置再次出现管道劈裂。此外, 我国部分区域天然气当中硫化氢含量偏低, 不过天然

气含水率较高, 水中存在氯离子, 由此导致管道腐蚀问题。

1.2 二氧化碳腐蚀

单纯的二氧化碳不会严重腐蚀金属材料, 不过二氧化碳溶于水后会产生碳酸, 由此增强腐蚀性。二氧化碳腐蚀主要是溶于水后造成的影响, 集输管道内部存在大量游离水, 由此为二氧化碳转化成为碳酸提供条件, 导致管道内局部腐蚀问题严重。通过调研我国石油天然气企业发现集输管道中的二氧化碳腐蚀问题较为普遍, 尤其是腐蚀穿孔情况会威胁管道安全运行。此外, 二氧化碳和硫化氢共同存在情况下也会加剧管道腐蚀, 当前国内学者开始分析二氧化碳与硫化氢的协同机理。

1.3 微生物腐蚀

这种腐蚀情况出现的主要原因在于地层中含有大量微生物, 在天然气开采作业期间微生物和天然气共同进入集输管道, 而微生物广泛分布于积液位置, 微生物生命活动也会产生酸性物质, 导致管道局部腐蚀。此外, 天然气集输作业期间会有大量氧气进入管道氧气, 会促进微生物生命活动, 并且导致其他类型的腐蚀问题。

2 天然气集输管网腐蚀因素

2.1 温度因素

研究发现, 在一定范围内腐蚀速率和温度为正相关, 也就是在温度上升后腐蚀速率加大。具体说来, 在 40-70℃ 之间样品腐蚀速率逐渐加大, 而温度超过 70℃ 尽管速率加大, 不过增大幅度变小, 这是由于温度上升后溶液内离子活跃度开始提升, 导致溶液电导率增加, 最终出现腐蚀速率加大。

2.2 氯离子因素

一项实验分析了氯离子对天然气集输管网腐蚀的

影响,实验环境为相同温度和不同温度下氯离子对腐蚀速率的影响,其中同一温度下在氯离子浓度增加后腐蚀速率呈现先加大后降低的趋势,尤其是温度达到80℃效果更为明显,氯离子使得溶液导电性提升,介质电导率增加使得腐蚀过程加快,而随着氯离子浓度继续增加金属在表面负极,在氯离子强大吸附作用下取代碳酸氢根离子和氢离子,导致腐蚀进程放缓。

2.3 碳酸氢根因素

研究发现,碳酸氢根使得阳极反应过程加快,进而加快腐蚀速率,不同温度下碳酸氢根对腐蚀速率的影响存在差异,其中相同浓度的碳酸氢根温度越高其腐蚀速率越快,表现为碳酸氢根浓度增加,腐蚀速率呈现先加快后降低的表现,临界值为0.3g/l,主要因素在于碳酸氢根和水中其他阳离子产生化学反应,并形成碳酸盐钝化膜。

2.4 矿化度因素

由于溶液中离子含量上升、矿化度加大导致溶液电导率升高,结合矿化度大小把腐蚀性分成如下三类,其中0-1.2g/l为轻腐蚀采出水,1.2-2g/l为中腐蚀采出水,超过2g/l为重腐蚀采出水。

研究发现矿化度低于2g/l腐蚀速率增大,而矿化度超过2g/l腐蚀速率开始变小,并且随着矿化度增大溶液电导率上升,不过离子结构能力较强,其中镁离子、钙离子容易在样品表面形成保护膜,进而影响腐蚀速率。

2.5 pH值因素

研究发现,平均腐蚀速率和pH值之间整体呈负相关关系,其中氧浓度为0,并且pH值低于8,在pH值增加后腐蚀速率降低;而pH值超过8,在pH值增加之后腐蚀速率变化不明显;氧质量浓度达到0.5mg/l、pH值低于9时,在pH值增加后腐蚀速率开始变小,而pH值超过9,在pH值增加后腐蚀速率变化不明显。整体来说pH值增加说明水中的酸减少,造成腐蚀速率下降。

2.6 地质环境因素

集输管道经过采空区、占压区会由于地质因素以及外力作用导致长出管道出现疲劳破坏,在较大变形以及应力作用下可能出现管道断裂,由此影响油田企业正常生产。

具体说来,穿越管段如果未能合理采取稳管措施会导致失稳情况,再如不符合相关要求的土质可能导致管道防腐层损坏或者剥离,由此出现泄漏问题,其中由于应力以及温度影响导致管道破坏可分为韧性破坏以及脆性破坏。

3 天然气集输管网腐蚀类型与防腐措施

3.1 内腐蚀

内腐蚀主要包括应力腐蚀开裂、微生物作用加速腐蚀以及坑蚀,天然气集气管道含有大量的二氧化碳、氢硫酸,在以上两种化学物质影响下会出现应力腐蚀开裂。坑蚀发生在于二氧化碳和水反应生成碳酸,导致铁出现腐蚀情况,并且这种腐蚀主要出现在材料表面不均和存在缺陷的位置,隐蔽性强、破坏性大。微生物内腐蚀具有难预测、不可见等特点,硫酸盐、厌氧细菌都会造成腐蚀。在防腐过程中,要求掌握腐蚀机理,合理选择缓蚀剂,然后注入介质当中,如果未能合理选择缓蚀剂将难以达到防腐效果。此外,需要明确缓蚀剂的浓度,保证缓蚀剂和管壁能够充分接触并形成保护膜。当前有研究人员提出对于含硫较高的土壤环境可以使用CT2-4水环境环空缓蚀剂,其具有效果好和成本低的优势,并且需要合理选择涂装内层防腐材料。

3.2 埋地金属腐蚀

该类型腐蚀包括微生物腐蚀、土壤腐蚀以及电化学腐蚀,具体说来:微生物腐蚀主要是受到土壤当中微生物的影响,并且微生物一般不直接和金属管道发生作用,主要是影响土壤环境。土壤腐蚀和含水量、温度、电阻率相关,其中土壤电阻率越低、透气性越强、含盐量越大管道腐蚀速度越快。而电化学腐蚀在于金属管道和土壤接触,金属管道当中存在较多阳离子,而大地中阴离子较多,二者接触后金属的阳离子受到溶解并形成金属离子,由此出现腐蚀。对于埋地金属来讲防腐的关键是隔绝管道和土壤直接接触,大气防腐要点是隔绝大气和管道接触,通过包覆层能够隔离钢管和电解质,当前塑料、油漆、橡胶作为包覆层效果较好,需要施工期间关注材料质量,如果出现破损或者脱落情况要及时更换并且定期检查。

3.3 大气腐蚀

通常来说管道腐蚀都和大气腐蚀存在关系,大气当中的水分离为氢离子和氢氧根离子,之后和金属管道中的铁离子、钠离子发生化学反应而出现腐蚀。套管为大气腐蚀高发区,出现破损后容易出现大气腐蚀,而套管使用期间也难免出现损坏,更为腐蚀提供了条件。包覆层能够包裹金金属,这种材料可以避免大气腐蚀,如果包覆层受到破坏,金属管道将直接和大气接触,进而出现腐蚀情况。

4 天然气集输管网防腐措施

4.1 优选管道材料

天然气管道运行和使用期间会受到诸多因素影

响,比如天然气中存在硫化氢气体,再如外部温度变化都会不同程度的腐蚀管道,因此需要在管材选择过程中考虑抗腐蚀性。常规天然气管材为低合金钢以及碳钢材质,然而该类物质容易受到硫化物腐蚀,所以需要合理选择材料,分析其抗腐蚀性、硬度、强度,比如HDR不锈钢管材质特殊,其表面有氧化膜保护层,能够防止腐蚀性物质渗透,还可以使用人工合成的非金属管材,优势在于成本低、便于维修。

4.2 加强清洁和监测

天然气集输管道长期运行会有腐蚀性物质集中于管道表面,长期未能清理会产生腐蚀性污垢,造成内部电化学性质出现差异,出现腐蚀问题之后可能会带来穿孔或者漏洞,所以需要加强管道清理。比如使用管道清洁设备,并且对管道腐蚀性问题进行监测,当前电阻探针技术以及线性极化探针技术都能够监测管道内部腐蚀情况,需要结合管道穿越环境特征加以选择。

4.3 注入缓蚀剂

集输管道存在较为严重的腐蚀问题,所以需要采取多种控制措施加以解决,注入缓蚀剂就是有效方法。当前国内和国外诸多学者进行了深入研究,而市场中缓蚀剂类型较多,能够针对不同腐蚀问题起到效果,需要工作人员结合气田的实际情况对比分析常见缓蚀剂类型,然后做出最优选择。

此外,工作人员必须全面掌握集输管道内部输气量的情况准确计算缓蚀剂添加量,有效减少缓蚀剂浪费问题,如果添加量较少难以保护管道,如果添加过量会带来严重的浪费问题,要求结合按实际添加原理确定用量,由此保证缓蚀剂注入后作用得到充分发挥,节约生产成本。

4.4 增设涂层

为了预防集输管道腐蚀还可以采取物理性措施,涂层法就是其中的一种,该方法原理在于隔离金属管道和介质,避免酸性物质和管道直接接触而出现腐蚀。当前,用于管道内涂层的材料类型较多,不过随着管道使用时间延长管道内涂层依旧会存在损坏情况,涂层损坏位置和涂层完整的区域形成原电池,导致管道内壁电化学腐蚀问题严重,其破坏性要强于化学腐蚀,所以需要深入分析如何避免内涂层出现损坏。

4.5 电化学防腐技术

这种技术能够有效保护管道安全起到预防管道腐蚀的作用,原理在于管道四周出现电力系统会改变电,进一步造成周边环境电势化学环境变化。阴极保护技术也基于电化学原理,是一种有效的管道腐蚀控制措

施,常见阴极保护措施包括两类分别为外加电流保护、牺牲阳极的保护,以上两种方法都能把管道金属转化成原电池的阴极而起到防腐效果。在集输管道当中通常距离也较短,所以更适宜选择牺牲阳极保护方法,要点在于工作人员合理选择阳极材料。

4.6 加强管道腐蚀监测

天然气管道运行期间需要采取多种防腐技术,也要做好监控工作,形成动态化监测体系,由此对天然气集输管道进行全天候、动态化监控,及时掌握管道运行状态腐蚀情况。要求重点分析燃气成分以及腐蚀性物质含量,如果发现腐蚀性物质的含量超标需要及时到现场作业,开展修复或者更换工作。

5 结语

综上所述,石化行业发展与人们生活以及社会发展关系密切,油田企业在新时期不断加强技术创新,进一步提升了生产效益,而集输管道的质量直接影响着油田生产和效益。当前酸性物质、游离水、微生物会造成管道腐蚀,为此要求详细分析腐蚀类型腐蚀表现,并采取针对性的措施,由此延长管道使用寿命,提供安全的生产环境。

参考文献:

- [1] 郭奕成,刘伟旭,张艺佳.天然气地面集输管道腐蚀原因分析及防治措施[J].化学与生物工程,2022,39(9):52-55.
- [2] 刘锦寅,彭记诗.高含硫天然气集输管道腐蚀与泄漏定量风险研究[J].石化技术,2022,29(2):30-31.
- [3] 王龙,唐飞龙.长输天然气管道完整性管理与管道腐蚀检测技术方法研究[J].中国化工贸易,2022,11(20):151-153.
- [4] 林焕明,李清亮,吴振宙.天然气集输管道的腐蚀机理及防腐蚀技术研究[J].当代化工,2021,50(12):2849-2852.
- [5] 韩菲杨,林聿明,石峰.天然气长输管道内腐蚀原因分析及控制措施[J].中国石油和化工标准与质量,2021,41(13):5-6.
- [6] 钱钰,徐庆.缓蚀剂对管网输气效率的影响[J].石化技术,2020,27(8):60-61.
- [7] 兰治国.浅谈石油天然气管道安全与事故防范[J].电脑高手(电子刊),2020,2(2):628.
- [8] 蔡明.天然气管道输送过程中管道防腐的研究及防腐策略探析[J].清洗世界,2022,38(8):64-66.
- [9] 段海博.含硫天然气集输管网的腐蚀控制研究[J].数字化用户,2017,23(44):262.