

# 威荣页岩气田集输管道腐蚀原因与防蚀措施研究

青 鹏 (中国石油化工集团股份有限公司西南油气分公司, 四川 成都 610500)

**摘 要:**页岩气开发过程中经常出现的集输管道腐蚀穿孔现象, 会严重影响系统正常运行。本文通过分析威荣页岩气田地面集输系统管道腐蚀特征和产生原因, 针对性提出了集输气站及管道的防控措施, 并在威荣页岩气管输进行了应用研究, 实现了威荣页岩气地面管输高效腐蚀防控。

**关键词:**威荣页岩气田; 集输管道; 腐蚀原因; 防蚀措施

## 0 引言

威荣页岩气田是我国首个商业开发的深层页岩气田, 气井排采阶段具有高温、高压、高砂量、高液量的特点。威荣页岩气田天然气成分中, 甲烷含量约在 97% 以上、CO<sub>2</sub> 含量平均为 1.5%, 采出水水型为 CaCl<sub>2</sub> 型, 总矿化度在 20000mg/L 以上, 硫酸盐还原菌 (SRB) 数量高达  $1.3 \times 10^5$  个 /mL, 细菌含量表现出与邻区相似特征。中石油威远页岩气田地面集输管网在投产 1200d 后, SRB 含量高达  $2.5 \times 10^6$  个 /mL, 采用排除法从酸化腐蚀、电偶腐蚀、氧腐蚀、CO<sub>2</sub> 腐蚀、细菌腐蚀等角度进行腐蚀原因分析, 认为 SRB 细菌是导致腐蚀主要的原因, CO<sub>2</sub> 腐蚀是间接原因。生产过程中, 集输管道的腐蚀往往是多种腐蚀类型叠加影响, 进而加速集输管道系统的腐蚀。因此, 有必要对威荣页岩气集输管道腐蚀失效特征、失效原因深入分析, 探索适用于威荣页岩气集输管道腐蚀防控的措施, 为深层页岩气区块输高效安全管道集输提供重要技术保障。

## 1 威荣气田集输系统腐蚀失效原因分析

### 1.1 冲刷腐蚀分析

早期生产过程中气井产量较高, 作为支撑剂的石英砂等固体颗粒随气液介质大量进入地面集输系统。砂粒在高速气流携带下, 易对管线、管件(弯头、三通)、阀芯等部位造成严重冲蚀损伤。同时, 在高速气体携砂冲刷过程中, 固体粒子的冲击导致管道及阀门表面粗糙化, 使原本在金属表面上已经形成的保护膜部分破坏。从而使膜覆盖部分和裸露出的部分形成电化学腐蚀, 导致管道在原有冲蚀下进一步加剧腐蚀。

气井出砂与产气量和产液量相关, 对威页 37 平台通井排砂进行取样检测, 结果表明, 40/70 目砂粒含量最多, 达到 63.2%。在套管排液阶段, 70 目支撑剂临界携砂速度为 8m<sup>3</sup>/h 时, 采用小油嘴(直径: 3~4 mm)条件下, 排液流体速度低于支撑剂临界速度时,

沉砂将无法带出井筒。若采用直径为 5~7mm 的油嘴, 生产阶段(流速 > 20m<sup>3</sup>/h)地面将出现返砂。在下入油管后, 相同产量下油管内流速比套管增加 2/3, 携液携砂能力进一步增强。上述出砂量和携砂能力, 会影响管道内含砂气水两相对管道的冲蚀, 因此, 控制排采量和排液速度将是解决管道腐蚀的重要防控技术手段之一。

前期返排阶段存在大量返排砂的情况, 大量砂粒被气流带至采气平台集输管线甚至是气田集输管道中, 从失效管件穿孔形貌及室内液固喷射冲蚀结果可断定集输系统早期腐蚀失效为砂冲蚀所致。

解剖泄漏的部位可以发现刺漏部位正对气流方向存在明显的冲蚀坑, 腐蚀相貌呈现蜂窝状, 符合砂粒撞击磨损的物理腐蚀形态。通过对管道技术系统的内部壁面进行观测分析发现, 管线内部的其他部位较为光滑完整, 没有明显的壁厚减薄现象, 可见上部管线的冲蚀问题并不突出。

### 1.2 细菌腐蚀分析

细菌腐蚀常常是管道腐蚀的重要原因之一, 硫酸盐还原菌 (SRB)、铁细菌 (FB)、腐生菌 (TGB) 会对页岩气设备及管线造成腐蚀。压裂反排液中的硫酸盐还原菌、腐生菌、铁细菌含量是反映集输系统腐蚀风险大小的重要指标。一般检测细菌含量常采用细菌检测方法, 一般称为绝迹稀释法。即用无菌注射器将待测定的水样逐级注入到测试瓶中, 进行接种稀释后, 置于培养箱培养, 根据测试瓶阳性反应和稀释倍数, 采用 MPN 计数法计算出水样中活性细菌量总数。

威荣气田现场水样的取样点一般在分离器处, 初期刚开始加注杀菌剂缓蚀剂阶段, 按照每周 1 次进行取样监测, 后期细菌含量得到控制基本稳定后, 检测周期调整为每月 2 次。2021 年至 2022 年累计开展 1200 余次水样检测, 覆盖气田全平台和集输管道。检测结果表明, SRB 无论是在数量还是腐蚀程度上均高

于其他微生物。威荣气田早期以清水压裂为主，细菌含量较低，随着压返液回用次数的增加，细菌含量增长明显，SRB 含量达到  $4.5\sim 7 \times 10^4$  个 /mL，从水样监测数据来看，返排液中含有大量的 SRB 细菌。

SRB 属于厌氧型细菌，TGB 及 FB 属于好氧菌，可为 SRB 提供厌氧环境，进一步加剧管材的腐蚀。在厌氧环境中 SRB 通过  $\text{SO}_4^{2-}$  产生  $\text{H}_2\text{S}$ ，进一步通过化学反应腐蚀金属产生  $\text{FeS}$  和  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  等腐蚀产物，浓差电池的作用将会加速腐蚀。

通过对地面失效样品蚀坑取样，采用 SEM+EDS、XRD 测试手段对腐蚀产物物相进行分析，结合 EDS 结果及 XRD 图谱分析，腐蚀产物主要为  $\text{FeCO}_3$ ，同时含有少量的  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ 、 $\text{FeS}$  等物相，一般来说  $\text{FeCO}_3$  是  $\text{CO}_2$  腐蚀的典型腐蚀产物，而  $\text{FeS}$  相的形成与  $\text{H}_2\text{S}$  有关，而页岩气中不含  $\text{H}_2\text{S}$ 。由此可以推断腐蚀与 SRB 细菌和  $\text{CO}_2$  等物质有关。

### 1.3 $\text{CO}_2$ 腐蚀分析

威荣气田  $\text{CO}_2$  含量平均为 1.5% 左右，表明集输系统可能存在  $\text{CO}_2$  腐蚀。通常情况下， $\text{CO}_2$  腐蚀主要是  $\text{CO}_2$  溶于水生成碳酸进而引发金属材料发生电化学所致。影响  $\text{CO}_2$  腐蚀的因素包括温度、 $\text{CO}_2$  分压、pH、流速等，依据文献调研分析， $\text{CO}_2$  分压和  $\text{Cl}^-$  浓度对腐蚀速率影响较为明显。

在气井投产初期的高压高产阶段，井口高压管线的运行普遍在 20MPa 左右，对应  $\text{CO}_2$  分压在 0.3MPa，会对集输管线造成严重的  $\text{CO}_2$  腐蚀。目前威荣气田集输管网运行压力在 3MPa 左右，因此整个生产期间都伴随着  $\text{CO}_2$  腐蚀的情况，同时返排液中的高  $\text{Cl}^-$  浓度也会与  $\text{CO}_2$  共同作用引起强烈的局部腐蚀。

综上所述，威荣气田集输管线失效原因早期以气井出砂造成冲蚀为主，中后期以细菌腐蚀和二氧化碳腐蚀为主，三种腐蚀类型协同作用，进一步加剧腐蚀。

## 2 威荣页岩气集输系统防控措施及应用

### 2.1 集输气站场防控措施

#### 2.1.1 冲刷腐蚀防控及应用效果

降低冲刷防控措施应用以下 3 个方面考虑：

①采取及早钻塞、提粘提量液体携砂、增长返排时间等措施、提高井筒清洁性等措施，使得井筒沉积尽可能在测试流程阶段排出，减少气井出砂对正式生产流程的影响；

②生产环节防砂。威荣气田在威页 37-8HF 井、威页 43-6HF 井、威页 29-7HF 井和威页 29-8HF 设

置井口高压除砂器，除砂器能有效拦截气井的返出砂，保护后端流程。同时根据页岩气生产特点和集输工艺模块化、撬块化的特点，摸索与页岩气生产规律和工艺设施相对应的除砂工艺，如旋流式除砂器；

③使用抗冲蚀内涂层弯头。为提升弯管抗腐蚀能力，采用管线防腐蚀内涂层，对 20 个弯头进行涂层，应用于威页 37 平台的多个易损部位。威页 37 平台经防腐蚀涂层处理后未出现过穿孔泄漏事件。

#### 2.1.2 杀菌缓蚀一体化防控技术及应用

针对细菌腐蚀和  $\text{CO}_2$  腐蚀防控，页岩气集输气站站内套管生产井或涂层油管生产井采用固定泵注设备小排量 24h 连续加注杀菌剂和缓蚀剂，药剂加注后各平台细菌含量得到有效控制，SRB 含量控制在 10 个 /ml 内；TGB/FB 含量：均控制在 25 个 /ml 范围内；总铁含量：存在波动，但总体可控。地面工艺管线加注量设计如下：

①首先考虑产水量影响，杀菌剂按产水量的 400-1200ppm 加入；

②考虑地面工艺管线内壁表面的生物膜处理需要考虑管线内壁表面积大小，采用公式  $Q_L = (Q_T + Q_O + Q_r) \mu$  考虑  $3 \mu\text{m}$  厚的杀菌剂用量；

③细菌活性与温度有较大关联性，常规 SRB 在 30-35℃ 条件活性较大，考虑井口温度高于 30℃ 的井，额外补充加入产水量 200ppm 的杀菌剂；

④各井的产量差异造成管线中气体流速不同，过高流速易造成更多药剂损耗，对于气体流速高于 10m/s 的管线，额外加入产水量的 200ppm 杀菌剂；

⑤连续两周水样检测总铁或细菌含量异常，额外补充加注产水量的 200ppm 杀菌剂。

缓蚀剂加注量设计：

①根据二氧化碳含量及氯根含量不同，缓蚀剂现场加注浓度为产水量的 800-1000ppm；

②缓蚀剂在管线内壁形成稳定缓蚀剂膜，用量主要参考管线内壁表面积大小，采用公式  $Q_L = (Q_T + Q_O + Q_r) \mu$  按 AMOCO 经验公式补充 3 微米厚缓蚀剂膜；

③各井的产量差异造成管线中气体流速不同，过高流速易损失更多药剂用量，对于气体流速高于 10m/s 的管线，额外补充 3 微米厚缓蚀剂膜；

④连续两周水样检测总铁或细菌含量异常，额外补充 3 微米厚缓蚀剂膜的缓蚀剂用量。

#### 2.1.3 防腐药剂加注措施及阴影

原杀菌缓蚀剂加注位置在井口测温测压套附近，

距离前端还存在一段加注盲区。为进一步保护前端管线，将加注点前移至采气树，对已投运并加注杀菌缓释剂的管道，依据监测结果以最小用量、最优防护效果为导向，通过优化调整加注量，探索最优药剂加注浓度。根据杀菌缓蚀剂用量设计原则，优化调整为杀菌剂和缓蚀剂用量，由原有设计的400-1200ppm基础用量和处理3 $\mu$ m生物膜厚的杀菌剂用量，调整为600ppm基础用量和处理2 $\mu$ m生物膜厚的杀菌剂用量膜厚，以威页35平台为例，优化调整后地面管线杀菌剂和缓蚀剂用量减少11.5%。

于2021年5月实施防腐药剂加注后，2022年威荣气田发生泄漏次数较2021年相比明显下降，随着气井进入生产后期及扩大药剂覆盖面后发生腐蚀穿孔的频次显著降低，2023年累计发生刺漏7次。

## 2.2 集输气管道防控措施

### 2.2.1 优化集输工艺设计、坚持清管作业

清管作业能够清除管线内部凝析的地层水、返排砂、起消泡剂、氧化铁、碳化物等腐蚀性物质，避免集输管道中长期积液，从而形成有利管道腐蚀的环境条件。通过优化集输工艺设计，使集输流程均具备清管功能，能够根据实际情况开展清管+杀菌+预膜作业。

基于沿线平台产水量情况，采取定期或加密清管通球，减少集输管道内的液体在低洼处聚集。目前威荣页岩气田集输气管道按照每30-45天的制度对6条管线开展清管作业，2021年至2023年上半年共计开展97次清管作业，根据数据统计，实施定期清管作业后，集输气管道内的积液在该制度的执行下逐渐减少。

### 2.2.2 探索集输气管道杀菌缓蚀剂最优加注制度

威荣气田集输管道整体杀菌缓蚀剂执行加注制度为清管后大排量加注预膜，正常生产时连续加注。连续加注时原设计加注点只考虑在集输管道的首端（威页9平台、威页46平台、威页32平台、威页35平台），随着新平台的投产，进一步充分保护集气管道，根据集输管道长度和水样监测数据，结合现场工艺流程和清管站的分布，增加威页37平台和威页30清管站加注点。

后续需要持续摸索加注杀菌缓释剂对集输系统腐蚀情况的影响，结合整个开发过程和返排液回用流程，从药剂加注工艺设计、加注量、药剂优选等方面制定完善的细菌控制方案。

### 2.2.3 实施管道修复技术

根据内检测结果，结合管道修复方法的技术特点，参考GB/T 36701-2018《埋地钢质管道管体缺陷修复指南》和SY/T 6649-2018《油气管道管体缺陷修复技术规范》标准，对金属损失深度超过28%的腐蚀点采用以下方法进行修复：

①单点缺陷修复：对金属损失深度超过28%的点位进行钢质环氧套筒修复；

②连续缺陷修复：对管道内金属损失深度在2.5米长度一下多个超过28%的点且每个缺陷之间间距在0-300mm之间的连续长缺陷管，采用纤维复合材料修复技术进行修复；

③腐蚀严重管段：利用窗口期进行换管。

## 3 结论

综上所述，本文通过对威荣页岩气田集输管道腐蚀原因进行分析，明确了威荣气田集输系统失效特征、集输流程腐蚀机理，建立了集输系统腐蚀监测体系。从集输气场站、管道两方面，形成了以防砂和防腐两大类为主体的腐蚀管控措施，通过设置除砂器、优化杀菌缓释加注位置、定期清管等措施来减缓腐蚀速率。

### 参考文献：

- [1] 熊颖,刘雨舟,刘友权,等.长宁-威远地区页岩气压裂返排液处理技术与应用[J].石油与天然气化工,2016,45(05):51-55.
- [2] 钟显康,李浩男,扈俊颖.页岩气开采与集输过程中腐蚀问题与现状分析[J].西南石油大学学报(自然科学版),2022,44(6):162-174.
- [3] 刘华敏,王浩.页岩气地面集输系统微生物腐蚀影响因素分析[J].油气田地面工程,2020,39(12):6.
- [4] 吴贵阳,王俊力,袁曦,等.页岩气气田集输系统腐蚀控制技术研究与应[J].石油与天然气化工,2022,51(2):64-69.
- [5] 叶男,廖柯熹.页岩气地面集输管道腐蚀原因分析及防护措施研究[J].材料保护,2021(09):054-056.
- [6] 宋立杨,陈世豪.油田集输管线的腐蚀原因及防护措施研究[J].化工管理,2022(20):1-3.
- [7] 牛小虎,安浩,张兆阳.油气长输管道建设项目全数字化移交方法探讨[J].IT经理世界,2022,25(8):127-130.

### 作者简介：

青鹏(1980-),男,高级工程师,硕士研究生,主要从事油气集输及页岩气开发工作。