

南海深水气田长距离混输海底管道内腐蚀防控

李大朋, 常 炜, 朱海山, 李慧心, 田永芹

(中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028)

摘 要: 南海某深水气田新建长距离混输海管存在里程长、 CO_2 分压高、含水率高等特点。海管腐蚀风险高且为单管设计, 这对后期运维操作如清管作业、缓蚀剂管理等提出了更加严格的要求与挑战。基于腐蚀风险分析及腐蚀计算, 提出了海管内腐蚀防控方案, 即管道前 1.5 km 采用碳钢内衬 625 合金复合管, 1.5~113 km 管段采用“碳钢+6 mm 内腐蚀裕量+缓蚀剂”。在运营期间, 应定期开展防腐药剂应用效果评估, 并根据腐蚀监测结果进行清管作业, 以确保缓蚀剂的缓蚀效率超过 85%; 同时应关注 H_2S 、沉积物以及微生物存在可能导致的局部腐蚀风险; 基于运行状态、腐蚀监测情况、缓蚀剂后评价以及清管清出物分析结果, 及时进行动态腐蚀评估, 并根据评估结果制定后续的检测评估计划和腐蚀防控措施。

关键词: 深水气田; 长距离混输海管; 内腐蚀防控; 选材; 缓蚀剂

中图分类号: TG174

文献标志码: A

文章编号: 1005-748X(2025)02-0073-07

在能源结构优化调整以及双碳政策的驱动下, 我国天然气的需求量大幅增加, 深层高压气田的开采进程加快。中国南海拥有丰富的天然气资源, 其天然气储量占整个南海油气资源储量的 83%, 但 70% 的天然气资源来自深水, 深水气田开发成为当今油气资源勘探开发的趋势^[1]。

深水气田开发面临深水环境、恶劣海况、路由复杂、周边无依托设施等多重挑战^[2]。海底管道是连接海上油气田与下游处理设施的关键生产设施, 其铺设安装以及维修处理的成本都非常高。因此, 需统筹考虑设计、安装调试以及后期运营维护期间的各环节, 既要确保海底管道在生产运营期间的可靠性, 又要基于技术安全尽可能降低投资成本。

南海某深水气田拟采用水下生产系统开发, 水深 850~1 000 m, 所产物流将通过一条长 113 km (管径 508 mm) 的新建混输海底管道输送至新建生产支持平台。为节约投资成本, 该混输海底管道为单管设计, 未设计清管回路, 设计年限为 20 a。该气田天然气中 CO_2 质量分数为 1.14%~4.45%, H_2S 质量分数为 6 mg/kg (参考现场分析结果)。投产初期, 产出水为游离水, 中后期为地层水。地层水中含 7 592~

16 085 mg/L Cl^- 和 1 596~2 370 mg/L HCO_3^- 。

针对该混输海底管道, 基于腐蚀风险分析及内腐蚀计算, 提出了管道选材方案, 以及运营维护期间应采取的完整性管理措施, 确保新建混输海管能够满足安全生产需求。

1 腐蚀风险分析

1.1 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 腐蚀

新建混输海底管道输送物流含 CO_2 和 H_2S , CO_2 和 H_2S 在水中发生解离反应, 水解产生的 H^+ 作为强去极化剂夺取电子, 促进金属管材发生阳极溶解反应而腐蚀。

碳钢管材主要通过表面形成的腐蚀产物膜来影响其腐蚀速率和腐蚀形态。在 CO_2 腐蚀环境中, 碳钢表面形成的腐蚀产物主要是 FeCO_3 。碳钢首先发生阳极溶解形成 Fe^{2+} , 当 Fe^{2+} 和 CO_3^{2-} 含量超过饱和和极限时, FeCO_3 形成并在材料表面沉积。因此, Fe^{2+} 和 $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ 的高过饱和度对于保护性腐蚀产物膜的形成至关重要。腐蚀产物膜不均匀或局部破坏是导致碳钢管材发生局部腐蚀的主要因素^[3-9]。

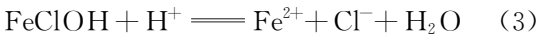
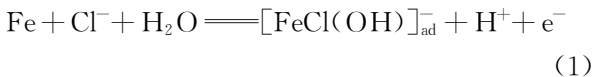
H_2S 的存在会使腐蚀过程变得复杂。一方面, H_2S 极易溶于水, 溶于水后电离出大量的 H^+ , 导致管道内介质的 pH 降低, 酸度增加, 促进管材的阳极溶解, 进而导致腐蚀速率增加; 另一方面, H_2S 的腐蚀产物主要为不同晶型的硫铁化合物, 硫铁化合物腐蚀

收稿日期: 2022-11-22

通信作者: 李大朋 (1987—), 博士, 高级工程师, 主要研究方向为油气工业设备腐蚀与防护, lidp12@cnooc.com.cn

产物膜附着于管道表面形成保护膜,会阻碍 CO_2 腐蚀。关于 H_2S 对腐蚀影响的认识还存在一定的争议。

管道材料在 CO_2 和 H_2S 共存条件下的腐蚀机理仍不完全明确,但国内外大多数学者的研究成果及现场经验数据表明, H_2S 对腐蚀的影响主要体现在管道表面形成的保护性硫铁化合物对腐蚀的抑制效应,即 H_2S 会在一定程度上降低管道全面腐蚀速率^[10-11]。但同时 H_2S 也会大大增加局部腐蚀发生的可能性。在 H_2S 含量较低时,腐蚀产物主要以富铁相的马基诺矿晶体形式存在^[12],但马基诺矿结构疏松多孔,极容易转变为其他晶型的硫铁化合物,对基体的保护性较差。在流体冲击作用下,部分腐蚀产物膜开裂和/或脱落,腐蚀产物膜对参与腐蚀进程物质扩散的阻碍作用减弱,基体表面活性点增加。而在其他区域,腐蚀产物膜覆盖相对完整,金属基体活性点与这些区域由于存在电位差而形成电偶对,电偶效应促进活性点位置优先发生腐蚀。另一方面,腐蚀产物膜具有离子选择透过性, HS^- 和 Cl^- 等阴离子穿透力强,易穿过腐蚀产物膜到达基体与腐蚀产物膜的界面处,该界面处具有双电层结构, HS^- 和 Cl^- 容易优先吸附于界面处,使得界面处的 HS^- 和 Cl^- 含量升高。 HS^- 和 Cl^- 能够在部分区域积聚成核,导致该区域的阳极溶解反应加速,相关反应如式(1)~(3)所示,促使点蚀坑的形成。 Cl^- 能够在点蚀坑内富集,加速点蚀坑内金属基体的腐蚀,使得点蚀坑进一步发展。



H_2S 在腐蚀进程中产生的氢原子还会造成氢致开裂(HIC)和硫化物应力腐蚀(SSC)等。阴极析氢反应形成的氢原子受到 HS^- 、 S^{2-} 离子的毒化作用,氢气分子的形成受到抑制,氢原子更容易渗透进入金属内部导致氢脆或开裂^[9-11]。新建混输海管中 H_2S 分压不超过 0.3 kPa,参考 ISO 15156—2009《石油和天然气生产中用于含 H_2S 环境的材料》,新建混输海管的酸性环境处于 0 区,海管管材发生力学-化学腐蚀风险较低,不将其作为新建海管选材设计的主要考虑因素。

1.2 顶部腐蚀

新建混输海管结构为不保温单层管,海管入口与环境存在温度差,海管内输送物流温度较高,而海

管外为冷海水。管内输送物流中的水蒸气受冷在管道内壁顶部凝结形成不连续的凝析液滴, CO_2 和 H_2S 等酸性气体会溶解于冷凝的液滴,形成低 pH 的腐蚀环境,由于液相缓蚀剂无法有效作用于管道顶部,管道顶部发生严重的腐蚀,据报道顶部腐蚀速率可以高达 5 mm/a^[1, 13]。

冷凝率是影响湿天然气管道顶部腐蚀的主要因素,常被用来预测顶部腐蚀风险以及顶部腐蚀的严重程度^[14-15]。在含 CO_2 的湿天然气输送物流中,当水蒸气的冷凝率低于 0.15 mL/($\text{m}^2 \cdot \text{s}$)时,管道顶部凝析水的产生速率较小,腐蚀性溶液过饱和,管壁上会形成一层致密的保护性 FeCO_3 产物膜,管道顶部几乎不会发生腐蚀;当冷凝率高于 0.15 mL/($\text{m}^2 \cdot \text{s}$)时,管道顶部腐蚀性溶液达不到饱和状态,无法形成保护性腐蚀产物膜,顶部发生腐蚀,且顶部腐蚀速率与冷凝率呈正相关。因此,在工程设计中,0.15 mL/($\text{m}^2 \cdot \text{s}$)的冷凝率常被作为顶部腐蚀的关键判据。

在湿天然气输送过程中,管道内外壁温度差相对固定,管道顶部形成的液滴群也会达到稳态分布,单位面积上同一尺寸的液滴数量基本维持恒定。管道顶部某一半径的冷凝液滴数量可以用式(4)表述。

$$N_r dr = \frac{n}{\pi r^2 r_{\text{max}}} \left(\frac{r}{r_{\text{max}}} \right)^{-2/3} dr \quad (4)$$

式中: N_r 为单位面积内液滴半径为 r 的液滴数量; r_{max} 为最大液滴尺寸。

CO_2 由于露点较低一般不会冷凝,而是在凝析液滴的外围形成一层非冷凝气层,非冷凝气层和冷凝液滴群之间会遵循热通量守恒和质量守恒,发生热量和质量传递^[16]。基于热通量守恒,当热量传递达到稳态时,通过非冷凝气层到达液滴的热通量 Q_1 与通过液滴群到达管壁的热通量 Q_2 相等。 Q_2 可以通过式(5)计算得到。

$$h_g(T_g - T_i) + m_c + H_v = \int_{r_{\text{min}}}^{r_{\text{max}}} q(r) N_r dr \quad (5)$$

式中: h_g 为非冷凝气层的热传导系数; T_g 为气体温度; T_i 为液滴群界面温度; H_v 为相变潜热; $q(r)$ 为单个冷凝液滴的热量。

基于水的质量守恒,冷凝形成的液滴质量与气相中水蒸气的质量减少量相等,水的冷凝率可以表述为

$$m_c = \rho_g \beta_g (x_b - x_i) \quad (6)$$

式中: ρ_g 为气体密度; β_g 为水在非冷凝气层中的质量传递系数; x_b 为管内气相中水蒸气质量分数; x_i 为邻近液滴群界面气相中水蒸气质量分数。

通过式(5)和式(6)公式联立、解方程组,可以获得冷凝率。

1.3 垢下腐蚀

在新建混输海管运营过程中,海管表面可能被固体垢层覆盖。固体垢层有无机垢,比如地层水中含有的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Ba^{2+} 、 SO_4^{2-} 等成垢离子过饱和和沉积形成的钙镁垢物和/或 BaSO_4 垢物、腐蚀产物垢、地层产出砂粒垢等,也有有机垢,比如原油中的蜡和沥青质等组分。腐蚀产物、钙镁垢物以及砂粒等无机垢沉积在海管表面,与有机垢混合,成为适合微生物生长和繁殖的理想环境,液相中硫酸盐和有机质使细菌在垢下繁衍发展,生成各种酸,使管道局部酸化发生局部腐蚀^[17-18]。

随着局部腐蚀逐步发展成为稳定腐蚀坑,海管中加注的杀菌剂和缓蚀剂等化学防腐蚀药剂难以穿透蚀坑内堆积的腐蚀产物到达蚀坑底部,蚀坑底部的缓蚀剂和杀菌剂有效浓度会大大降低,且稳定腐蚀坑形成后,即使清管也不能有效清除蚀坑底部的沉积物和细菌,使海管进一步加速腐蚀,甚至发生严重的局部腐蚀穿孔^[19-20]。

垢下腐蚀影响因素众多,腐蚀机制复杂多样,现场应用的腐蚀防控措施对已形成的垢下局部腐蚀效率较低,目前尚缺乏有效的垢下腐蚀防治措施。目前,海管主要的管理防控措施是采用合理清管和添加防腐蚀药剂,预防形成长期稳定的垢下腐蚀环境^[21-22]。

1.4 海水腐蚀

新建混输海管在铺设和安装过程中,避台弃管或膨胀弯安装可能会导致海水进入海管,在投产后海管置换过程中也可能将海水引入生产流程。海水中各种盐含量较高,且含有溶解氧和微生物,在多种腐蚀因子交互作用下,海管存在腐蚀风险。

研究表明,南海海域海水中存在大量的硫酸盐还原菌(SRB)、腐生菌(TGB)和铁细菌(FB),甚至在一些海水样本中还检测到嗜热菌和古细菌^[23-24]。微生物在服役工况下需具有活性,此外适宜微生物附着、繁殖、生长的物理环境也是管材发生微生物腐蚀必不可少的条件。已有研究结果表明,细菌在滞留或者沉积状态下,数量会急剧升高。这些微生物可以消耗氧、硫酸盐、氯化物并生成多种副产物,这些副产物集中在点蚀坑、裂缝内和/或沉积物下方,并通过各种机制加速腐蚀。以SRB为例,SRB能够参与阴极氢去极化,产生的 S^{2-} 进一步形成腐蚀产物 FeS 和 $\text{Fe}(\text{OH})_2$ 沉积于金属管壁,加速金属的

阴极腐蚀,SRB的生长繁殖又产生更多的 FeS 和 $\text{Fe}(\text{OH})_2$ 等产物,如此恶性循环,导致锈垢底部迅速产生破坏性点蚀^[23-27]。微生物腐蚀最终的腐蚀形态仍属于典型的局部腐蚀,具有明显的圆形蚀坑特征。海水中引入的溶解氧一方面能够直接参与腐蚀反应进程,另一方面可以在适宜条件下激发微生物活性,促进微生物腐蚀。

对于碳钢海管的海水腐蚀,主要防控方式是控制未处理海水的进入。首次清管前应尽量避免未经处理的海水进入,如果无法避免,应尽量缩短海水浸泡时间。首次清管后封存及运行期间应避免海水进入海底管道,如果无法避免,海水须经杀菌、脱氧、缓蚀、防垢处理后方可进入。

2 内腐蚀防控方案

新建混输海底管道管长约 113 km,设计年限 20 a。根据海管工艺及其提供的典型年份操作参数,采用 ECE5 腐蚀预测软件对海底管道内腐蚀速率进行模拟计算,计算结果如图 1 所示。若缓蚀剂的缓蚀效率为 85%,管材为碳钢,新建海管在设计年限内的腐蚀量如图 2 所示。管道前 1.5 km 在设

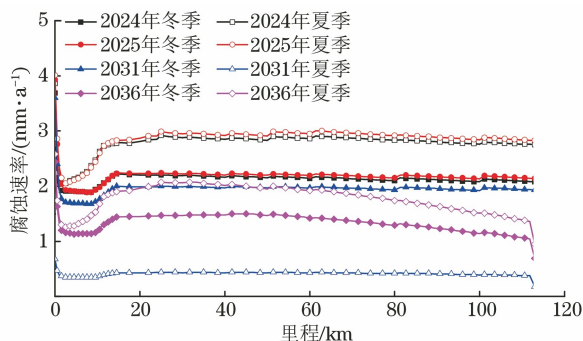


图 1 新建混输海管腐蚀速率的计算结果

Fig. 1 Calculation results of corrosion rates of the newly-built multiphase mixture transportation subsea pipeline

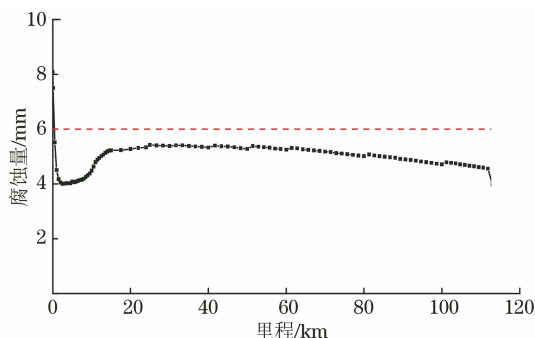


图 2 新建混输海管在设计年限内的腐蚀量

Fig. 2 Corrosion loss during the design life for the newly-built multiphase mixture transportation subsea pipeline

计年限内的腐蚀量超过 6 mm,需采用耐蚀管材,综合考虑特殊工况下的冷凝风险,新建混输管道前 1.5 km 采用碳钢内衬耐蚀管材。海管 1.5~113 km 段在设计年限内的最大腐蚀量为 5.43 mm,该段管道可采用“碳钢+内腐蚀裕量+缓蚀剂”的防腐蚀方案,碳钢管段内腐蚀裕量取 6 mm。

参考 ISO 15156 标准推荐,316L 不锈钢可满足耐蚀管材在生产流体环境中的耐蚀需求,但 316L 不锈钢在海水中的点蚀敏感性较高,在试压预调试过程中需采用淡水。由于该海管管径大、长度长,试

压预调试所需的淡水量较大,淡水需用船往返运输,整体成本较高。综合考虑海管在铺设、预调试阶段的腐蚀防控要求,前 1.5 km 管段采用碳钢内衬 625 耐蚀合金复合管方案。

碳钢管和内衬管之间采用一段特制的绝缘管段进行绝缘处理,以规避异金属偶接导致的电偶腐蚀风险。绝缘管段结构示意图如图 3 所示,在绝缘管段表面涂敷非导电性涂层,涂覆后的绝缘管段内表面应与连接的金属管段内表面平齐,以降低管内物流及通球过程中对涂覆涂层的冲刷。

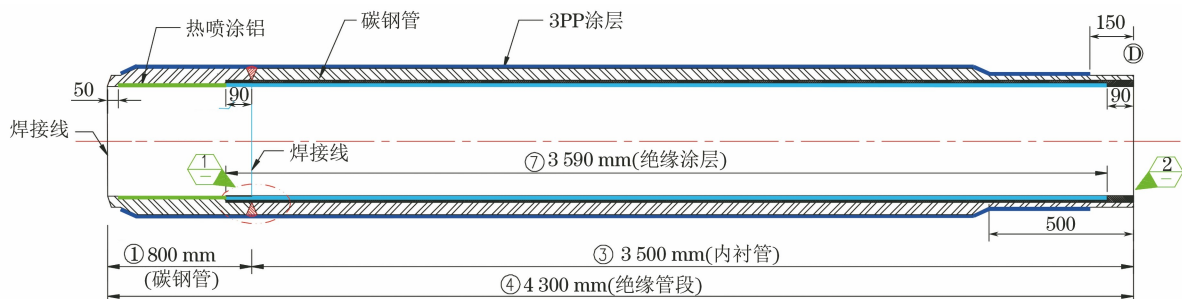


图3 绝缘管段结构示意图

Fig. 3 Schematic diagram of the isolation spool

3 管道内腐蚀完整性管理

3.1 防腐蚀药剂加注

根据设计要求,新建混输海管碳钢管段需连续注入缓蚀剂以控制海管腐蚀,投运前完成针对性的缓蚀剂筛选评估,运行期间应定期检测海管出口物流中缓蚀剂残余含量,并定期评估筛选适合操作工况的缓蚀剂的类型、加注量及加注方法,以确保缓蚀剂的缓蚀效率达到 85%。

在 NORSOK STANDARD M-001—2014 *Materials Selection* 标准中明确指出,管内固体沉积会通过吸附等方式阻碍缓蚀剂到达海管表面,降低缓蚀剂的缓蚀效率,对于含缓蚀剂系统,设计时应考虑沉积物的有效清除。对于存在沉积物的生产工况,有效清管是保障缓蚀效率的重要技术手段,同时还能在一定程度上降低沉积物下局部腐蚀风险。

通过梳理国内海上油气田开发与水下生产系统连接的管道可知,开展过清管作业的管道均为双管清管回路设计,本项目为深水长距离单管回接管线,在运维过程中清管的操作难度大,这对后期运维操作提出了更加严格的要求与挑战。针对此类海管,清管要求暂无可参考的规范制度。

调研了 Technip、壳牌、Husky 等公司国内外深水管线的清管情况,发现深水管线的清管风险较高,

与浅水管线的清管策略不同,深水管线的清管频次普遍较低,主要实施的清管器以碗状清管器、双向清管器、泡沫球等。

本开发项目投产初期生产工况条件与 LW3-1 水下回接管道类似,因此可参考 LW3-1 水下回接管道的清管情况制定本项目的清管要求。LW3-1 水下回接管道自 2014 年投产至今,分别于 2017 年和 2021 年 8 月进行过 2 次清管,第一次清管发了 2 个泡沫球(未发直板球),第二次清管先发 1 个泡沫球后再发 1 个直板球。2 次清管均无明显清出物,这说明在保障缓蚀剂缓蚀效率的条件下,过于频繁的清管是非必要的。

综合考虑本项目新建混输海管存在里程长、CO₂ 分压高、含水高等特点,海管腐蚀风险较高,且投产初期有支持船现场作业可兼顾清管作业需求,建议投产初期适当增加清管频次,用于掌握海管的腐蚀情况,并指导缓蚀剂加注制度优化,为后续实际清管频次的制定提供分析基础。后续待运行工况稳定后,在保障缓蚀剂缓蚀效率的情况下适当优化清管频率。若海管运行状态发生显著变化,或监检测数据表明腐蚀风险明显增加,应基于评估分析结果进行清管频次调整。

对于海管安装、试运行以及运行过程中可能存在的微生物引入风险,建议定期开展出口细菌及

H₂S 含量等微生物特征参数检测分析,根据检测分析结果,评估是否加入杀菌剂,以及调整防腐蚀药剂加注方式及频率。

3.2 腐蚀监测及腐蚀动态评估

为保证海底管道的安全,在新建混输海管设置 1 套在线内腐蚀监测装置,出口端设置一套旁路式内腐蚀监测装置,并设置腐蚀挂片和探针。在线内腐蚀监测装置通过动态超声技术监测目标管段的壁厚损失,以监测整条管道的腐蚀情况,同时壁厚损失还反映了缓蚀剂的应用效果,可以反向指导并优化防腐蚀药剂添加,提高海管生命周期运行可靠性。综合考虑管道运行参数条件产生的腐蚀风险、路由高程带来的积液风险、缓蚀剂有效性表征以及安装可行性,在线内腐蚀监测装置安装于水下隔离阀(SSIV)和膨胀弯之间。该位置位于平台附近,物流流型流态复杂,积液的可能性更大。同时,在海管出口位置残余缓蚀剂含量低于上游管段,能够更好表征缓蚀剂在全管段的应用效果。

本项目新建混输海管存在里程长、CO₂ 分压高、含水量高等特点,计算海管腐蚀风险高,且本项目为单管设计,对后期运维操作,比如清管作业、缓蚀剂管理等提出了更加严格的要求与挑战。新建混输海底管道在运营维护期间,应参考 Q/HS 2091—2021《钢质海底管道完整性管理规范》推荐做法,并严格执行海管完整性管理相关要求,建议采取以下措施:

(1) 定期对腐蚀关联数据进行检测分析,包括但不限于出入口温度、出入口压力、油气水输量、CO₂/H₂S 含量、水化学、微生物信息、出口总铁含量、垢、砂等,应对检测数据进行对比分析。

(2) 定期从在线腐蚀监测系统、挂片、探针、旁路等获取腐蚀监测数据,包括均匀腐蚀和局部腐蚀速率、腐蚀形貌、腐蚀产物、垢等,据此提出腐蚀预警并调整腐蚀防护措施。

(3) 选择合适的缓蚀剂,定期开展缓蚀剂后评估,并根据腐蚀监测结果进行清管作业,以确保缓蚀剂缓蚀效率超过 85% 的设计要求。

(4) 每次清管作业后进行缓蚀剂预膜处理,并对清出物进行分析,包括质量、组分、细菌化验分析等,为清管制度及防腐蚀药剂加注制度优化提供分析基础。

(5) 运行状态发生显著变化时需进行腐蚀评估。新建混输海管在运营维护期间,应基于工况运

行状态、腐蚀监测情况、缓蚀剂后评价以及清管清出物分析,及时进行动态腐蚀评估,并根据评估结果制定后续的检测评估计划和腐蚀防控措施。

4 结 论

(1) 综合考虑海管安装、试运行调试以及运维期间全周期内的内腐蚀风险,新建混输海底管道前 1.5 km 采用碳钢内衬 625 合金复合管,1.5~113 km 管段采用“碳钢+内腐蚀裕量+缓蚀剂”的防腐蚀方案,若缓蚀剂缓蚀效率为 85%,碳钢管段内腐蚀裕量取 6 mm。

(2) 定期开展防腐蚀药剂应用效果评估,并根据腐蚀监测结果进行清管作业,确保缓蚀剂的缓蚀效率超过 85% 的设计要求。

(3) 运行过程中应关注 H₂S、沉积物以及微生物存在可能导致的局部腐蚀风险。

(4) 在运营期间,应基于工况运行状态、腐蚀监测情况、缓蚀剂后评价以及清管清出物分析,及时进行动态腐蚀评估,并根据评估结果制定后续的检测评估计划和腐蚀防控措施。

参考文献:

- [1] 喻西崇,谢彬,李玉星,等. 南海深水气田开发 FLNG 液化工艺的优化[J]. 油气储运,2018,37(2):228-235.
YU X C, XIE B, LI Y X, et al. Optimization of FLNG liquefaction process used for the development of deepwater gas field in the South China Sea[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2018, 37(2): 228-235.
- [2] 金晓剑,陈荣旗,朱晓环. 南海深水陆坡区油气集输的重大挑战与技术创新——荔湾 3-1 深水气田及周边气田水下及水上集输工程关键技术[J]. 中国海上油气, 2018, 30(3): 157-163.
JIN X J, CHEN R Q, ZHU X H. Major challenges and technical innovations of oil & gas gathering and transporting for the deep water continental slope in the South China Sea: key technologies for subsea and overwater gathering and transporting project of the LW 3-1 deep water gas field & its surroundings[J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(3): 157-163.
- [3] 李佳航,王丹,谢飞,等. 油气管道的 CO₂ 腐蚀及防护研究进展[J]. 表面技术, 2021, 50(4): 172-183.
LI J H, WANG D, XIE F, et al. Research progress on CO₂ corrosion and protection of oil and gas pipelines [J]. Surface Technology, 2021, 50(4): 172-183.
- [4] 谢飞,李佳航,王新强,等. 天然气管道 CO₂ 腐蚀机理及预测模型研究进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(10):

- 109-118.
- XIE F, LI J H, WANG X Q, et al. Research progress on CO₂ corrosion mechanism and prediction model of natural gas pipelines[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(10): 109-118.
- [5] LI H X, LI D P, ZHANG L, et al. Fundamental aspects of the corrosion of N80 steel in a formation water system under high CO₂ partial pressure at 100 °C [J]. RSC Advances, 2019, 9(21): 11641-11648.
- [6] ISLAM M M, POJTANABUNTOENG T, GUBNER R, et al. Electrochemical investigation into the dynamic mechanism of CO₂ corrosion product film formation on the carbon steel under the water-condensation condition[J]. Electrochimica Acta, 2021, 390: 138880.
- [7] ELGADDAFI R, AHMED R, SHAH S. Corrosion of carbon steel in CO₂ saturated brine at elevated temperatures [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 196: 107638.
- [8] WANG C L, HUA Y, NADIMI S, et al. Anti-corrosion characteristics of FeCO₃ and Fe_xCa_yMg_zCO₃ scales on carbon steel in high-PT CO₂ environments [J]. Chemical Engineering Journal, 2022, 431: 133484.
- [9] ASKARI M, ALIOFKHAZRAEI M, AFROUKHTEH S. A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2019, 71: 102971.
- [10] 姚培芬. 油气管道 CO₂ 与 H₂S 腐蚀与防护研究进展 [J]. 腐蚀与防护, 2019, 40(5): 327-331, 369.
YAO P F. Research progress on corrosion and protection of CO₂ and H₂S in oil and gas pipeline[J]. Corrosion & Protection, 2019, 40(5): 327-331, 369.
- [11] LI K Y, ZENG Y M, LUO J L. Influence of H₂S on the general corrosion and sulfide stress cracking of pipelines steels for supercritical CO₂ transportation [J]. Corrosion Science, 2021, 190: 109639.
- [12] ZHANG W, YOUNG D, BROWN B, et al. An in situ Raman study on the oxidation of mackinawite as a corrosion product layer formed on mild steel in marginally sour environments[J]. Corrosion Science, 2021, 188: 109516.
- [13] 刘其鑫, 李振林. 延长气田 X65 湿气管道顶部腐蚀行为[J]. 油气储运, 2020, 39(11): 1280-1285.
LIU Q X, LI Z L. Top corrosion behavior of X65 wet gas pipeline in Yanchang Gasfield [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(11): 1280-1285.
- [14] 高海宾, 陈振栋, 王海锋, 等. 湿天然气 CO₂ 顶部腐蚀研究[J]. 全面腐蚀控制, 2020, 34(5): 1-5, 67.
GAO H B, CHEN Z D, WANG H F, et al. The study of the top-of-line corrosion in wet gas pipelines [J]. Total Corrosion Control, 2020, 34(5): 1-5, 67.
- [15] AL-MOUBARAKI A H, OBOT I B. Top of the line corrosion: causes, mechanisms, and mitigation using corrosion inhibitors [J]. Arabian Journal of Chemistry, 2021, 14(5): 103116.
- [16] 郭少强, 朱海山, 柳歆, 等. 油气输送管线顶部 CO₂ 腐蚀预测模型[J]. 腐蚀与防护, 2014, 35(5): 469-472.
GUO S Q, ZHU H S, LIU X, et al. Prediction model of top-of-the-line CO₂ corrosion in gas pipeline[J]. Corrosion & Protection, 2014, 35(5): 469-472.
- [17] SLIEM M H, FAYYAD E M, ABDULLAH A M, et al. Monitoring of under deposit corrosion for the oil and gas industry: a review[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 204: 108752.
- [18] WANG X, MELCHERS R E. Long-term under-deposit pitting corrosion of carbon steel pipes [J]. Ocean Engineering, 2017, 133: 231-243.
- [19] WANG X, MELCHERS R E. Corrosion of carbon steel in presence of mixed deposits under stagnant seawater conditions[J]. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 2017, 45: 29-42.
- [20] 曾发荣, 曾发华, 杨绥院, 等. WQ 油区集油管线垢下腐蚀的原因及防护研究[J]. 材料保护, 2020, 53(11): 141-147.
ZENG F R, ZENG F H, YANG S Y, et al. Reason and protection research of corrosion under the scale for WQ oil gathering line[J]. Materials Protection, 2020, 53(11): 141-147.
- [21] PANG L, WANG Z B, LU M H, et al. Inhibition performance of benzimidazole derivatives with different heteroatoms on the under-deposit corrosion of carbon steel in CO₂-saturated solution [J]. Corrosion Science, 2021, 192: 109841.
- [22] HOU Y, ALDRICH C, LEPKOVA K, et al. Detection of under deposit corrosion in a CO₂ environment by using electrochemical noise and recurrence quantification analysis[J]. Electrochimica Acta, 2018, 274: 160-169.
- [23] 张颖, 陆原, 张勇, 等. 微生物致碳钢点蚀试验研究 [J]. 中国海上油气, 2012, 24(6): 66-69, 72.
ZHANG Y, LU Y, ZHANG Y, et al. Application of asset evaluation method in FPSU remaining use value appraisal[J]. China Offshore Oil and Gas, 2012, 24(6): 66-69, 72.
- [24] 刘宏伟, 陈翠颖, 张雨轩, 等. 油气田微生物腐蚀与防护研究进展[J]. 装备环境工程, 2020, 17(11): 1-9.
LIU H W, CHEN C Y, ZHANG Y X, et al. Research

- progress of microbial corrosion and protection in oil and gas fields [J]. Equipment Environmental Engineering, 2020, 17(11): 1-9.
- [25] 刘丹, 杨纯田, 周恩泽, 等. 海洋用金属材料的微生物腐蚀研究进展[J]. 表面技术, 2019, 48(7): 166-174.
LIU D, YANG C T, ZHOU E Z, et al. Progress in microbiologically influenced corrosion of metallic materials in marine environment [J]. Surface Technology, 2019, 48(7): 166-174.
- [26] 马刚, 顾艳红, 赵杰. 硫酸盐还原菌对钢材腐蚀行为的研究进展[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2021, 41(3): 289-297.
MA G, GU Y H, ZHAO J. Research progress on sulfate-reducing bacteria induced corrosion of steels [J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2021, 41(3): 289-297.
- [27] JIA R, UNSAL T, XU D K, et al. Microbiologically influenced corrosion and current mitigation strategies: a state of the art review[J]. International Biodeterioration & Biodegradation, 2019, 137: 42-58.

Internal Corrosion Prevention and Control of Long-Distance Multiphase Mixture Transportation Subsea Pipeline in a Deepwater Gas Field in the South China Sea

LI Dapeng, CHANG Wei, ZHU Haishan, LI Huixin, TIAN Yongqin
(CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China)

Abstract: A newly-built long-distance multiphase mixture transportation subsea pipeline in a deepwater gas field in the South China Sea has the characteristics of long mileage, high partial pressure of CO_2 and high water content. Due to high corrosion risk and single pipe design, stringent requirements and challenges are presented for later operation and maintenance, such as pigging operation and corrosion inhibitor management. Based on corrosion risk analysis and corrosion calculation, the internal corrosion prevention and control scheme of the subsea pipeline was proposed, in which the first 1.5 km of the pipeline was made of carbon steel lined with 625 alloy composite pipe, and “carbon steel+6 mm internal corrosion allowance+corrosion inhibitor” was used in the 1.5–113 km pipeline section. During operation, to guarantee the corrosion inhibitor efficiency was above 85%, the application effect of anti-corrosive agents should be evaluated regularly, and the pigging should be carried out according to the corrosion monitoring and testing results. Meanwhile, localized corrosion risks caused by H_2S , deposits and microorganisms should be noticed during operation. Dynamic corrosion risk assessment should be conducted promptly based on operation conditions, corrosion monitoring and detection, corrosion inhibitor post-evaluation, and analysis results of the products from pigging operation. Then the subsequent testing and evaluation plans, and corrosion control measures should be formulated according to the corrosion risk assessment results.

Key words: deepwater gas field; long-distance multiphase mixture transportation subsea pipeline; internal corrosion control; material selection; corrosion inhibitor