

浅析原油集输系统的腐蚀结垢问题及其防腐对策

尹建兵

中国石油玉门油田公司老君庙采油厂鸭儿峡作业区, 甘肃 玉门

收稿日期: 2026年6月30日; 录用日期: 2026年9月9日; 发布日期: 2026年9月23日

摘要

原油是全球核心能源。基于原油组分的复杂多样性(高含硫、无机盐、沥青质及蜡质), 及伴生水水质(高矿化度、高Cl⁻、含H₂S/CO₂)等环境, 在原油集输中, 受温度压力波动以及防腐层缺陷等各种因素影响下, 会导致集输设备发生化学腐蚀及电化学腐蚀等, 引起油气设备损坏失效及影响生产。本文阐述了原油集输系统中腐蚀与结垢问题的严重性及其对安全生产和经济效益的负面影响。随后系统地分析了腐蚀与结垢的形成机理, 以及对集输设施产生的危害进行分析讨论, 一般性阐述了原油对集输设备的产生腐蚀的因素及形成条件, 进而针对性提出防腐保护措施及其推广策略, 从而为原油处理系统的高效稳定运行提供有效的技术保障, 对于提高原油集输系统的平稳性及安全可靠, 以及提高设备的寿命周期具有显著的经济效益。

关键词

原油集输系统, 腐蚀与结垢, 形成机理, 防腐措施, 策略

Brief Analysis of Corrosion and Scaling Problems in Crude Oil Gathering and Transportation Systems and Its Anti-Corrosion Countermeasures

Jianbing Yin

Yaxier Operation Area of Laojunmiao Oil Production Plant, PetroChina Yumen Oilfield Company, Yumen Gansu

Received: June 30, 2026; accepted: September 9, 2026; published: September 23, 2026

Abstract

Crude oil is a core global energy resource. Due to the complex and diverse composition of crude oil—such as high sulfur content, inorganic salts, asphaltenes, and waxes—and the characteristics of associated water (high salinity, high chloride concentration, and presence of $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$), corrosion and scaling issues frequently occur during crude oil gathering and transportation. These problems are exacerbated by fluctuations in temperature and pressure, as well as defects in anti-corrosion coatings, leading to chemical and electrochemical corrosion of equipment, resulting in damage, failure, and production disruptions. This paper highlights the severity of corrosion and scaling in crude oil gathering systems and their negative impacts on operational safety and economic efficiency. It systematically analyzes the mechanisms behind corrosion and scaling formation, discusses their detrimental effects on gathering infrastructure, and generally outlines the factors and conditions contributing to corrosion in crude oil handling equipment. Based on this analysis, targeted anti-corrosion protection measures and implementation strategies are proposed to ensure efficient and stable operation of crude oil processing systems. These measures significantly enhance system stability, safety, reliability, and equipment service life, delivering substantial economic benefits.

Keywords

Crude Oil Gathering and Transportation System, Corrosion and Scaling, Formation Mechanism, Anti-Corrosion Measures, Strategy

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

原油集输系统在现代石油工业中起着关键作用，然而其面临的腐蚀与结垢问题却严重影响了设施的安全性和经济效益。由于腐蚀与结垢导致集输设备泄漏等非计划停产、维修频率增加，据油田不完全统计，每年因此损失可达总运营成本的 1.5%~2.3%。

针对此项技术难题，目的在于系统性地探讨原油集输过程中腐蚀和结垢的形成机制及其对集输效率的影响。通过对原油特性及其流动状态的深入研究，采用实验室模拟与现场数据相结合的方式，笔者浅析了不同温度，压力和化学成分对腐蚀速率和结垢程度的影响。研究表明，腐蚀与结垢的发生与原油中含有的水分，固体颗粒以及化学物质的反应密切相关，且流速变化对两者的加剧有显著影响。

基于这一发现，提出了一系列针对性的防护对策，包括优化原油的集输工艺，引入高效的化学抑制剂以及定期监测与维护机制。这些策略不仅能够有效减少原油在集输过程中的损耗和设备的损坏，还可提升整体生产效率提供保障。研究的创新之处在于结合了多种实验手段和理论分析，首次系统性地揭示了腐蚀与结垢的复杂互作机制，为工业实践提供了科学依据。本文的阐述对于推动原油集输系统的安全管理与成本控制具有重要的实际应用价值和指导意义。

目前国内油田对于原油介质的腐蚀诱因和腐蚀机理理论研究已趋于成熟，已清晰阐明了 CO_2 、 H_2S 、 Cl^- 、SRB 硫酸盐还原菌各自独立腐蚀机理，明确了电化学腐蚀是碳钢类设备及管道的主要腐蚀形式，区分均匀全面腐蚀、点蚀、垢下腐蚀、氢致开裂等腐蚀类型，研究了沥青质、蜡质形成有机垢，无机盐、腐蚀产物形成无机垢的析出规律，建立了湿硫化氢环境下 $\text{PH-H}_2\text{S}(\text{CO}_2)$ 浓度等对应的腐蚀危害等级。而且

防腐防控体系已成熟完善,如管材防护、涂层防护、电化学阴极防护、介质调控(加缓蚀剂、油水分离)等,油田的现场监测和技术评估都逐渐智能化,并且在油田广泛推广使用,取得了非常好的效果。

笔者以国内某青区油田原油集输系统为例。该油田集输系统始建于2002年,经过多年运行,受多方面因素影响,原油集输系统设施均存在着不同程度的腐蚀、结垢等问题。而作为其中的集输管线和分离器、储油罐,其失效主要由腐蚀及结垢引起。相对于石油工业中的其它设备,其腐蚀主要与介质工况,环境条件及它们自身的结构有关,由于其腐蚀速率比较稳定,故随着使用年限的延长,腐蚀引起的失效会更加突出。同时由此产生的安全隐患,环境污染及居高不下的维修费用,也给油田的原油生产、经济、安全等各个方面带来严重的危害,因此将防腐蚀技术策略作为本文研究的主题。

2. 腐蚀与结垢风险分析及讨论

2.1. 腐蚀机理

原油腐蚀从机理上分析主要有化学腐蚀和电化学腐蚀两种。化学腐蚀是指金属表面与非电解质直接发生纯化学作用而引起的腐蚀破坏,其反应历程的特点是金属表面的原子与非电解质中的氧化剂之间直接发生氧化还原反应,形成腐蚀产物,没有电流产生;电化学腐蚀是指金属表面与离子导电的介质(电解质)发生由化学反应而引起的破坏。

电化学腐蚀是油田集输管道中最为常见并且危害最大的一种腐蚀类型,其本质在于电解质溶液存在的情况下,金属表面形成腐蚀电池,产生阳极溶解和阴极还原的电化学反应,而管道内壁所接触到的采出水,沉积物以及潮湿环境正是电化学腐蚀得以发生的必要条件,这类腐蚀类型有着明显的局部腐蚀倾向,易于造成点蚀,缝隙腐蚀等严重局部损伤现象,不同的金属材质或者金属表面状况存在着电位差,这会促使腐蚀速度加快,电化学腐蚀速率同环境中的离子浓度、PH值、溶解氧含量等参数紧密相关,它的控制难度也比较大,需要采取综合防护措施。

原油通常含有更高浓度的沥青质(>2.5%)、硫化物和含氯无机盐、杂质等,其API重力范围跨度大(15°~45°),集输中加剧了工艺适配难度。研究表明,原油中的氯化物和有机氯化物在预热过程中水解生成盐酸,导致设备碳钢部件发生全面腐蚀,尤其在冷凝水区域形成低PH环境加剧腐蚀速率[1]。电化学腐蚀盐酸与碳钢反应形成 FeCl_2 ,进一步氧化为 Fe_2O_3 ,该过程受温度梯度影响显著,在110℃~250℃区间腐蚀速率呈指数增长。

2.2. 结垢形成

从近年来油田集输系统的腐蚀情况及解剖分析情况来看,含油污水高矿化度、高含砂量、富含成垢离子、异型水混输、输液介质及压力温度变化等多种因素是造成集输系统腐蚀结垢严重,使用寿命缩短的主要原因。

当原油相容性参数 $\text{SBN/IN} < 1$ 时,沥青质在加热或混合过程中发生絮凝,其颗粒尺寸从纳米级增长至微米级,形成沉淀核心[2]。而腐蚀产物(如 FeS)可作为沥青质沉积的成核位点,有实验表明在沉积区域当二者共存时结垢量比单一因素高60%~80%。沉积物显示含 FeS 占38%,沥青质聚集体45%,及硅酸盐17%,由此证实,结垢也是一种腐蚀现象,是无机杂质和有机沉淀的复合体系。

原油采出液中存在硫酸盐还原菌(SRB)等厌氧微生物,依托管壁附着物生存代谢,生成硫化氢,进一步加剧酸性腐蚀,同时代谢产物会成为结垢的晶核载体[3]。而且这种结垢产物一般都是具有低溶解度的难溶或微溶盐类,它们具有固定晶格,单质结垢层致密且坚硬。结垢产物的生成主要决定于盐类是否过饱和以及盐类结晶的生长过程。

2.3. 现状分析

设备管壁的结垢一般分为有机结垢(沥青质和高分子烃类析出)和无机结垢(FeS 等腐蚀产物及无机杂质沉积),两者均会增加设备内腐蚀,减小管道等流通面积,降低热交换器效率,并增加维护成本。

在原油混合输送时,沥青质、蜡质溶解度平衡易被破坏,引发沉淀并导致设备流通内表面沉积速率提升 30%~50%,引起沥青质聚集。逐渐成为沉积物且附着在表面形成结垢。

流速、温度和原油成分是影响结垢和腐蚀速率的关键因素,其中温度对结垢的影响尤为突出。研究发现原油中的沥青质和蜡质在特定温度和压力条件下易形成沉积物,导致管道结垢,严重影响输送效率。在原油集输中,温度、压力条件都会对腐蚀速率产生影响。通常情况下,温度升高会加快化学反应速率以及电化学过程的进程,这会推动腐蚀过程的发展,高温环境还会影响腐蚀产物的物理化学性质,进而影响它们的保护性能,而压力条件主要是通过改变气体在液相中溶解度来影响腐蚀环境,当处于高压条件时,酸性气体的溶解量增多,从而使得介质的腐蚀性增强,而且温度与压力的波动变化还可能会引发管道应力的改变,进而加大腐蚀疲劳以及应力腐蚀开裂的风险[4]。

此外,高含硫原油在含水环境下会加速管道腐蚀,尤其是局部腐蚀现象显著(见表 1,硫化氢在湿环境中的危害程度),在含硫化氢的湿环境中,阳极溶解反应和阴极析氢反应是一对相互依存的共轭过程[5],需特别关注焊缝和弯头等薄弱环节。

Table 1. Hazard severity of hydrogen sulfide in wet environments
表 1. 硫化氢在湿环境危害程度

游离态 H ₂ S 水中的浓度/(ug·g ⁻¹)				
游离态 H ₂ S	<50	50~1000	1000~10,000	>10,000
水中的 PH 值	(<0.0137)	(0.0137~0.03066)	(0.03066~0.3066)	(>0.3066)
<5.5	低	中	高	高
5.5~7.5	低	低	低	中
7.6~8.3	低	中	中	中
8.4~8.9	低	中	中	高
>9.0	低	中	高	高

注:对于 H₂S > 1000 ug·g⁻¹,且 PH > 8.3 的环境,如有氯化物等无机盐存在,其环境危害等级应提高一级。

3. 案例背景及数据

集输系统中的腐蚀产物导致管材表面粗糙度增大,易于沉淀物附着。因此,腐蚀的影响也是结垢的重要原因。由于磨损使集输系统内表面变得更粗糙,从而加速腐蚀,而粗糙的表面吸附结垢更为严重。磨损、腐蚀和结垢并非简单的叠加,而是相互作用,相互促进,三者结合具有更大的破坏性。通过分析原油集输腐蚀现状及其反应机理,认为目前腐蚀方面主要存在以下几个因素。

3.1. 集输系统的含油污水

油田开发后期,采出原油高含水。高含水集输系统原油来液中含油污水中富含氯离子、高矿化度、高侵蚀性 CO₂ 和高 HCO₃ 等,存在一定的电化学腐蚀和 CO₂ 腐蚀,系统由于富含成垢离子导致结垢[6],因此,高含水原油富含硫化物,而原油脱硫效果差是目前油田面临的不足。

由于原油脱水的工艺要求,设备及管道底部长期也会积存大量游离水,由于这部分含油污水的含盐矿化度较高(特别是含 Cl 较高),溶有 H₂S、CO₂ 等有害物质时,使得设备部位介质的腐蚀性很强,主要

是电化学腐蚀和化学腐蚀。污水矿化度高导致电化学腐蚀严重[7]。

集输系统来液中含油污水不仅矿化度高，氯离子质量浓度高和 PH 值低，而且含有 CO₂ 以及硫酸盐还原菌等。这些因素使污水介质成为了腐蚀性极强的介质，使得输液介质电导率高，电化学腐蚀严重，特别是在设备焊接部位，因材质不均匀形成原电池，造成阳极区金属溶解，导致设备焊接部位穿孔频率较高。

根据国内外科学测算及长期使用经验表明[8]，原油中不含 H₂S，钢质管道一般使用寿命为 10~15 年；若含有 H₂S，使用寿命为 3~5 年(见表 2，各腐蚀类型逐年对壁厚损失数据)，而且腐蚀对器壁减薄量逐年呈增加趋势，腐蚀破坏首先在底部发生穿孔，平均腐蚀速度为 0.5~1.5 mm/a，因此判断，底部长期积水是造成管道及容器类腐蚀严重的一个重要原因。

Table 2. Annual wall thickness loss data of various corrosion types
表 2. 各腐蚀类型年壁厚损失数据

腐蚀类型	年管壁减薄量(mm)
均匀电化学腐蚀	0.08~0.12
CO ₂ 酸性点腐蚀	0.25~0.38
SRB 微生物结垢腐蚀	0.40~0.55

3.2. 防腐涂层存在质量缺陷

(1) 管线内防因素：频繁穿孔的原油及污水管线，有一些是因为内防腐层脱落，主要是由于内防腐质量差。内防腐技术在施工过程中存在着对内壁的除锈，清扫要求高，喷涂(挤涂)技术要求高等技术难题，使得内防腐的质量难以保障；

(2) 管线外防因素：管线的外防腐层老化脱落；由于外在的机械伤害造成外防腐层的破损；失去外防腐保护的钢管在大气腐蚀，土壤腐蚀等外在的腐蚀环境作用下，腐蚀速度明显加快。

4. 针对性策略

4.1. 涂层保护

涂层保护是一种提前保护策略，通过在内外管壁进行防腐涂层可以有效降低管壁受到腐蚀的可能性，整体防腐效果提高。但是，受介质、工作环境的影响，其防腐能力和作用范围也不同，要根据油田的情况来选择适应性较好的涂层为好。目前油田的原油长输 DN219 管线采用此技术，使用效果较好。

4.2. 电化学保护

在电化学腐蚀中，电极电位是一个影响腐蚀程度的重要因素，所以通常在集输管道外部做好阴极极化与腐蚀程度处理工作，从而实现电位控制整体防护。在一些裸露部位腐蚀程度较高的情况下，还可以采取涂层与电化学联合防护，能够形成优势互补的防护控制[9]。

4.3. 新型复合管材

复合管材的应用是一种采用针对性管线防护处理的方式进行电化学腐蚀预防及控制的技术措施，可以替代在盐碱地区更容易受到腐蚀的钢材管道。例如玻璃钢内衬，热喷玻璃釉的内防腐技术和玻璃钢管道技术，复合管道技术，可以在根本上降低受腐蚀的程度，在一定程度上延长了管道设施的使用寿命。因此，探索耐腐蚀、抗结垢的新型管道材料，如纳米涂层或复合管材，以提升管道的整体性能。

4.4. 外防腐保护处理

油田的外防腐层以石油沥青覆盖层使用量最多,广泛应用于大口径的输油管线和集输管网,石油沥青覆盖层具有较好的防腐性能,相对于其他覆盖层,石油沥青覆盖层具有价格优势。但是石油沥青属于热属性材料,低温时硬而脆,随温度升高变成可塑状态,升高至软化点以上则具有可流动性,发生沥青流淌的现象。

对于集输管线,要求外防腐层与金属有良好的粘结性;电绝缘性能好;防水及化学稳定性好;有足够的机械强度和韧性;耐热和抗低温脆性;耐阴极剥离性能好;抗微生物腐蚀;破损后易修复等。现有的管道的外防腐层材料有石油沥青、煤焦油瓷漆、聚乙烯胶粘带、环氧粉末、挤出聚乙烯和环氧煤沥青等。防腐层分为普通,加强和特强三种。

4.5. 阴极保护系统

埋地管线的阴极保护:实现阴极保护的方法通常有牺牲阳极法和强制电流法。

4.5.1. 牺牲阳极法

在腐蚀电池中,阳极腐蚀,阴极部腐蚀。利用这一原理,以牺牲阳极优先溶解,使金属构筑物成为阴极而实现保护的方法[10]。作为牺牲阳极材料,必须具有下列条件:要有足够的负电位,且很稳定;工作中阳极极化要小,溶解均匀,产物易脱落;很稳定;工作中阳极极化要小,溶解均匀,产物易脱落;阳极必须有高的电流效率,即实际电容量和理论电容量之比的百分数要大;电化当量高,即单位质量的电容量要大;腐蚀产物无毒,不污染环境;材料来源广,加工容易,价格便宜。在土壤环境中常用的阳极材料有镁和镁合金,锌和锌合金。

4.5.2. 强制电流法

用外部的直流电源做阴极保护的计划电源,将电源的负极接到管道(被保护的构筑物),将电源的正极接至辅助阳极,在电流的作用下,使管道发生阴极极化,实现阴极保护。强制电流法是目前长距离管道最主要的保护方法。

4.6. 加强运行管理

对于集输系统的分离器及储罐类设备,污水对这些设备的腐蚀与污水中的硫化氢,低分子有机酸等的含量及在设备内存留时间有关。污水中的硫化氢等腐蚀介质的浓度越高,存留时间越长,污水对设备的腐蚀越严重[11]。因此,在设备运行时,要及时淘出沉积在底部的污水,一般情况下应每天放一次水,如原油含水率高,则应增加放水次数。

4.7. 管道监测管理

建议在原油输送管道中安装实时监测系统,重点关注温度、压力、流速等参数,及时发现结垢和腐蚀迹象,并基于人工智能和大数据的智能检测系统,实施结构和腐蚀的精准预测,这些措施需纳入日常管理之列。光纤光栅传感器、智能清管器、电化学阻抗在线监测设备,再结合数字化管网腐蚀监测平台,可以完成管道腐蚀缺陷定位,为管道运维提供数据支撑。

4.8. 管道维护策略

制定定期清洗和维护计划,定期进行清管作业通球维护,加强焊缝和弯头等易损部位进行重点检查或检测,延长管道使用寿命。

4.9. 抑制缓蚀剂的使用

针对不同原油成分, 开发研制使用化学抑制剂、缓蚀剂, 并定期评估其使用效果, 确保防护效果的经济性和有效性。且能提高运输效率, 减少管道内壁腐蚀有助于减少管道内摩擦阻力, 提高流体的流动效率, 从而低能源消耗和运输成本。

5. 结论与展望

原油集输系统的油田原油处理系统的命脉。防止集输管线结垢与腐蚀不仅可以提高传输效率, 同样可以确保设施完整性及提高使用寿命的有效途径之一。在解决实际生产问题的过程中, 要根据实际情况, 重点解决结垢与腐蚀问题, 更好地满足油田开发的客观要求, 从而获得更高的经济效益与社会效益, 为油田集输系统的管理提供参考依据。

(1) 通过对集输系统设备腐蚀机理及现状的调查分析, 集输设备多数腐蚀过程的本质均为电化学腐蚀, 因此加强电化学保护及阴极保护是至关重要的措施。

(2) 管道腐蚀是管道与周围环境作用而引起的破坏。影响管道腐蚀的因素很多, 它既与管道自身的因素有关, 又与腐蚀环境相关联。因此, 根据油田集输系统的腐蚀环境特点, 同时结合根据国内外先进的防腐技术, 采取最有效的防腐工艺措施, 取得了一定的效果。

(3) 防腐策略的实施要进行优化和对比, 择优而用。针对含油污水沉积产生的电化学腐蚀, 以及防腐涂层缺陷问题, 可通过运行管理手段进行消除整改, 定期切水, 以及更换新型防护层, 均取得了明显的防护效果。

(4) 加强对管道的检测与维护管理, 通过对运输油气能源的集输设备进行检测与维护, 例如添加缓蚀剂、通球清管、热洗等措施, 提高运输管道设施的使用性。

鉴于原油腐蚀的多重性复杂性, 当前研究还存在短板与不足。尤其是多因素腐蚀定量机理研究不足, 针对原油集输油-气-水-固三相复杂介质工况下, 对于 H_2S 、 CO_2 、氯离子、微生物、蜡质沥青质、温度压力等多因素协同加剧效应, 还无法精准量化各组分交互作用的权重。同时, 对于腐蚀预测的通用性、精准度偏低, 与油田高含硫、高矿化度等集输生产环境下的预测误差大, 也难以精准计算出均匀腐蚀速率、局部点蚀、垢下腐蚀的真实情况, 无法预测管道穿孔泄漏风险。此外, 在防腐集输的应用还存在明显短板, 特别老油田设施老化严重, 存在耐蚀管材成本高、阴保设施失效, 药剂匹配不足等问题。因此, 我们展望后续多围绕多因素结垢-腐蚀耦合腐蚀规律、新型低成本防腐材料、全流程智能监测调控等方面开展深入研究, 为高腐蚀油田集输系统的运维提供有力的支撑。

致 谢

诸多帮助, 无以言表。要特别感谢岗位长李工及其周围石油同仁的费心帮助。从最初的论文选题到撰写开题报告, 到现场数据选取与论文的撰写, 原因及事件论证及分析评估, 直至最终的定稿, 都凝聚了大家的付出和心血, 感谢大家在每一个过程中都给予了悉心的指导并给出了实质性的建议。在此, 我要向李工及同事们致以深深的敬意和谢意!

参考文献

- [1] 程庆利, 陶彬, 刘栓, 等. 原油沉积水对 Q235B 碳钢的腐蚀影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2017, 37(2): 126-134.
- [2] 王小伟, 田松柏, 王京. 混合原油的相容性[J]. 石油学报(石油加工), 2010, 26(5): 706-711.
- [3] 张润杰, 曹振恒, 张贵雄, 等. SRB 对油气管道腐蚀影响的研究进展[J]. 腐蚀与防护, 2021, 42(10): 68-73, 108.
- [4] 李煜. 油田集输管线腐蚀机理及防护措施研究[J]. 石油化工设备, 2025(28): 242-244.

-
- [5] 陈超, 丁翠娇. 煤气管道腐蚀机理与预防措施研究现状[J]. 工业加热, 2015(1): 41-44.
 - [6] 王建国. 原油集输管线电化学腐蚀及防护研究[J]. 当代化工, 2020(7): 1309-1313.
 - [7] 余存烨. 湿硫化氢环境下钢的腐蚀开裂与选材[J]. 化工设备与管道, 2009(6): 61-65.
 - [8] 李彦鹏, 朱世东, 等. 油气管道 H_2S/CO_2 腐蚀与防护技术研究进展[J]. 腐蚀与防护, 2022(6): 1-6.
 - [9] 沈哲, 康留香, 李丛妮. 陕北油田集输管线腐蚀原因分析及腐蚀防护技术研究[J]. 表面技术, 2021, 50(5): 253-260.
 - [10] 杨涛, 许磊, 王建春, 等. 油套管 CO_2 腐蚀和防护研究进展[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2024, 44(5): 1134-1144.
 - [11] 刘志德, 黄黎明, 杨仲熙, 等. 高含硫环境中地面集输管线材质腐蚀影响因素[J]. 天然气工业, 2004(12): 122-123+126-197.