

某集气管道苛刻服役工况下 CO₂ 腐蚀分布规律 仿真模拟

李 磊¹, 朱恩雄², 丰劲松², 李广山¹, 罗金恒¹

(1. 中国石油集团工程材料研究院有限公司, 石油管材及装备材料服役行为与结构安全国家重点实验室, 西安 710077;
2. 塔西南勘探开发公司博大采油气管理区, 库尔勒 841000)

摘 要: 为明确高温、高压和大输量等苛刻工况下管道沿线 CO₂ 腐蚀分布及影响规律, 基于多相流数值模拟和 De Waard95 CO₂ 腐蚀模型, 研究了温度 70~90 °C、压力 15~18 MPa、输量 35~50 kg/s 及 15°~60°倾角下管道沿线的 CO₂ 腐蚀速率变化规律。结果表明: 管道沿线腐蚀速率变化拐点与高程变化拐点重合, 下坡段腐蚀速率最高, 温度、压力、输量及管道倾角变化不影响腐蚀速率分布走向; 最大腐蚀速率对介质温度变化最为敏感, 其次为运行压力; 腐蚀控制应重点关注介质温度、运行压力和下坡段等。

关键词: 集气管道; 苛刻服役工况; CO₂ 腐蚀; 模拟分析

中图分类号: TG174.4 **文献标志码:** A **文章编号:** 1005-748X(2025)01-0105-06

内腐蚀是导致油气田集输管道失效的重要原因, 具有隐蔽性、突发性等特点。随着国内非常规油气田开发的不断深入, 采出介质的组成和运行工况更为复杂苛刻, 集输管道面临的内腐蚀问题也更为突出。其中高压气田集气管道运行压力高, 一旦发生腐蚀失效, 就会造成极为严重的后果。

CO₂ 是集输管道内腐蚀的主要影响因素, 其腐蚀作用机理复杂, 国内外研究人员对此进行了大量研究^[1-3]。钟功祥等^[4]采用失重法研究了温度和 CO₂ 分压对 X52 管线钢腐蚀速率的影响, 结果表明管道沿线的温度、压力、持液率、流型及 pH 对 CO₂ 腐蚀的影响都很大。张喜庆等^[5]对 CO₂ 和 Cl⁻ 共同作用下的腐蚀规律进行了研究, 结果表明流速、CO₂ 分压等的升高会增加 L245M 管线钢的腐蚀速率。谢飞等^[6]总结了现行 CO₂ 腐蚀研究的缺陷和不足, 认为目前的腐蚀速率预测模型只考虑了电化学腐蚀因素, 没有考虑管道内介质流动的影响, 应建立更符合管道实际工况的预测模型。SADEGHI 等^[7]研究了温度和 NaCl 浓度对 X65 管线钢在 CO₂ 腐蚀介质中应力腐蚀开裂 (SCC) 的影响, 发现腐蚀敏感性随温度升高和 NaCl 浓度降低而增加。

ELGADDAFI 等^[8]研究了介质流动对高强度 API 碳钢 CO₂ 腐蚀的影响, 发现无论温度高低, 介质流速都会影响 API 钢的 CO₂ 腐蚀速率。目前, 现有 CO₂ 腐蚀规律的研究主要侧重于常规运行工况或单一变量的影响, 对于处在介质温度最高达 90 °C、运行压力超过 15 MPa、输量最高达 50 kg/s 的高温、高压、大输量苛刻服役工况的管道沿线 CO₂ 腐蚀速率变化规律研究较少。此外, 腐蚀试验无法体现长距离输送条件下的多相流变化特点及其对腐蚀速率的影响, 而多相流仿真软件结合 CO₂ 腐蚀计算模型可以弥补上述问题。因此, 笔者采用模拟计算的方式, 以某高压气田集气管道为例, 研究了温度 70~90 °C、压力 15~18 MPa、输量 35~50 kg/s 的苛刻工况及 15°~60°倾角变化对管道 CO₂ 腐蚀速率分布的影响规律, 以期明确主要影响因素, 为该高压气田集气管道腐蚀控制提供指导。

1 试 验

1.1 仿真模拟方法

已有文献研究表明^[9-10] 碳钢的 CO₂ 腐蚀受到多种因素影响, 包括物理因素、环境因素和管道材料参数以及腐蚀产物膜等。

为提高腐蚀预测的准确度, 将多相流瞬态模拟和 De Waard95 CO₂ 腐蚀模型相结合, 进行苛刻服役工况下 CO₂ 腐蚀规律模拟研究, 这克服了传统

收稿日期: 2023-01-21

通信作者: 李磊 (1987—), 高级工程师, 硕士, 主要研究方向为油气田管道和站场的腐蚀与防护, 15029570215, 623549473@qq.com

CO₂ 腐蚀模拟对管内流型流态考虑不足的问题。De Waard95 CO₂ 腐蚀模型是应用广泛的典型半经验模型^[11],其包含了与流速相关的物质过程及与流速无关的腐蚀反应动力学过程,考虑了影响腐蚀的多个因素。多相流瞬态模拟采用 OLGA 多相流瞬态仿真模型,它能模拟管道中流体与时间相关的瞬态流动过程,精确预测生产系统中的诸多关键参数^[12-13]。

1.2 模拟试验条件

以国内某条集气管道的正常运行工况数据建立

对照模型,其正常运行工况如表 1 所示。此外,受地层波动影响,该集气管道面临异常高温、高压和大输量,采出介质最高运行温度为 90 ℃,最高运行压力为 18 MPa,最高输量为 50 kg/s。此外,管道沿山脉铺设,高程变化较大,爬坡角度最高达 60 ℃。为避免与 CO₂ 腐蚀有关的多因素混杂对本研究产生影响,将集气管道模型进行简化,如图 1 所示。管道模型水平段长 3 200 m,上下坡段均长 1 000 m,相对高差 70 m。

表 1 某管道的正常运行工况

Tab. 1 Normal operation condition of a pipeline

内径/ mm	壁厚/ mm	材质	入口温度/ ℃	出口压力/ MPa	输量/ (kg·s ⁻¹)	上下坡段 倾角/(°)	CO ₂ 摩尔 分数/%	气油比/ (m ³ ·t ⁻¹)	含水率/ %
300	16	L360N	52	14	30	45	3	8 523	3.5

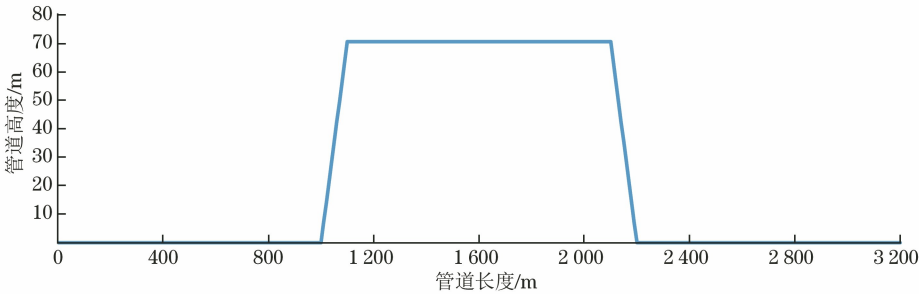


图 1 简化管道模型

Fig. 1 Simplified pipeline model

2 结果与讨论

2.1 温度的影响

以对照模型为基础,仅改变管道入口温度为 70、80、85、90 ℃,研究温度对集气管道 CO₂ 腐蚀速率的影响。不同入口温度条件下管道沿线腐蚀速率分布如图 2 所示,最大腐蚀速率如表 2 所示。

由模拟结果可以发现,管道沿线腐蚀速率分布与高程变化直接相关,腐蚀速率的变化拐点与高程

表 2 不同入口温度下管道的最大腐蚀速率

Tab. 2 Maximum corrosion rate of pipeline at different inlet temperatures

入口温度/℃	52	70	80	85	90
最大腐蚀速率/(mm·a ⁻¹)	4.88	5.77	6.23	6.45	6.67

变化拐点重合。下坡管段腐蚀速率最高,水平管段次之,上坡管段腐蚀速率最小。各温度下,最大腐蚀速率均出现在下坡段的坡脚位置,最小腐蚀速率均位于上坡段。下坡管段和水平管段的腐蚀

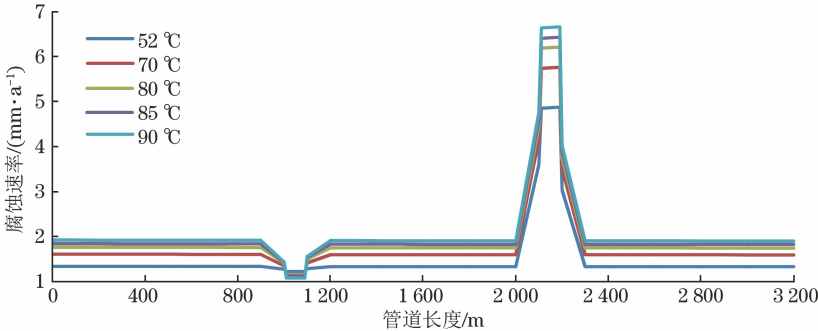


图 2 不同入口温度下管道的腐蚀速率分布

Fig. 2 Corrosion rate distribution of gas gathering pipeline under different inlet temperatures

速率随入口温度变化均较为明显,即随温度的升高而增大。上坡管段腐蚀速率则随入口温度的升高有所降低。

上述规律表明,管道沿线腐蚀速率分布主要受高程引起的腐蚀介质传质速率变化控制。上坡段流速降低、传质速率降低,腐蚀速率降低;下坡段流速增加,传质速率增加,腐蚀速率升高。而温度的升高会影响多相流介质的气液比、黏度等,上坡段主要受气液比升高、液相减少的影响,流速降低,导致腐蚀

速率降低;下坡段和水平段主要受液相黏度随温度升高而降低的影响,流速增加,腐蚀性离子传质速率增加,且壁面剪切力上升,影响腐蚀产物膜的稳定性,腐蚀速率升高^[14-15]。

2.2 运行压力的影响

以对照模型为基础,仅改变出口压力,分别研究 15、16、17、18 MPa 高压输送工况下集气管道 CO₂ 腐蚀速率变化规律。不同出口压力下的腐蚀速率分布和最大腐蚀速率分别如图 3 和表 3 所示。

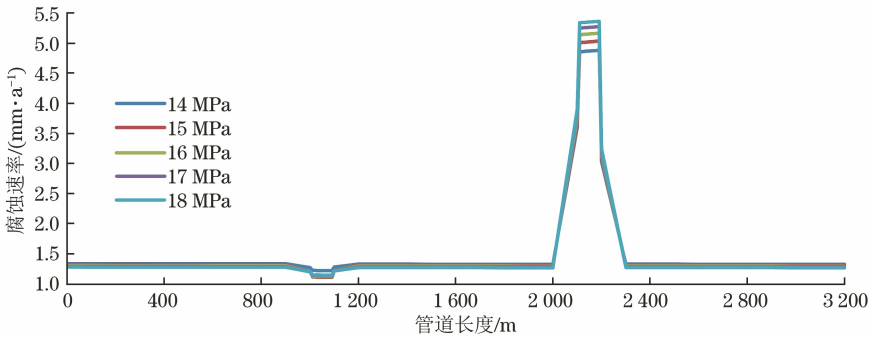


图 3 不同出口压力下管道的腐蚀速率分布

Fig. 3 Corrosion rate distribution of pipeline under different outlet pressures

表 3 不同出口压力下管道的最大腐蚀速率

outlet pressures					
出口压力/MPa	14	15	16	17	18
最大腐蚀速率/(mm·a ⁻¹)	4.88	5.04	5.18	5.28	5.37

由图 3 可见,单一工况下,管道沿线的腐蚀速率仍与高程变化直接相关,最大腐蚀速率均位于管线下坡段的坡脚位置。对比不同出口压力下的模拟结果可知,管道腐蚀速率随着出口压力的升高而上升,且最大腐蚀速率随出口压力的变化尤为明显。

随着压力的增加,CO₂ 气体分压增加,CO₂ 在液相中的溶解量增大,阴极去极化过程加快,因此压力增加腐蚀速率增大^[16]。下坡段腐蚀速率显著

增大主要还是因为管内液相介质流速在重力作用下迅速增大,腐蚀离子传质速率快速提高,且使壁面剪切力锐增,腐蚀产物保护膜的稳定性的显著降低。

2.3 输量的影响

以对照模型为基础,仅改变入口流量为 35、40、45、50 kg/s,研究输量对集气管道 CO₂ 腐蚀速率的影响。不同输量下管道的腐蚀速率分布和最大腐蚀速率分别如图 4 和表 4 所示。

表 4 不同输量下管道的最大腐蚀速率

different inlet flow					
进口流量/(kg·s ⁻¹)	30	35	40	45	50
腐蚀速率/(mm·a ⁻¹)	4.88	4.96	5.02	5.06	5.08

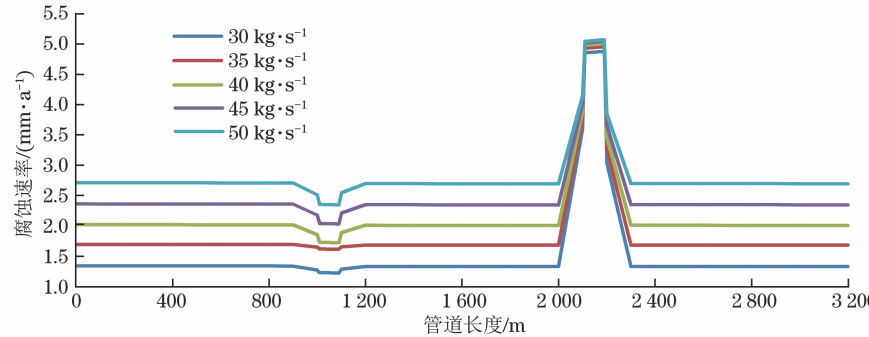


图 4 不同输量下管道的腐蚀速率分布

Fig. 4 Corrosion rate distribution of pipeline under different inlet flow

由图 4 可见,管道沿线腐蚀速率的分布规律不受管道输量变化影响,仅随管线高程变化,最大腐蚀速率仍位于下坡段的坡脚位置,且相对其他位置,该处的腐蚀速率增幅较小。横向对比各工况发现,随着输量的增大,管道腐蚀速率明显增大。这是因为随着输量增大,介质流速增大,腐蚀性离子传质速率增加,壁面剪切力提高, H⁺ 等去极化剂能更快地扩散到电极表面,增强阴极去极化作用,腐蚀产生的 Fe²⁺ 能够迅速离开金属表面,阻止金属表面保护膜的形成,并对已形成的保护膜起到破坏作用,形成活化钝化微电池,使腐蚀速率升高^[17]。此外,在出口压力不变的情况下,随着输量增大,管线压力会升高,CO₂ 气体分压也会相应增加,导致 CO₂ 在液相中的溶解量增大。下坡段坡脚处的腐蚀速率增幅相对较小是因为该位置液相流速和压力的增幅均较小。

2.4 管道倾角的影响

以对照模型为基础,仅改变上下坡管道倾角

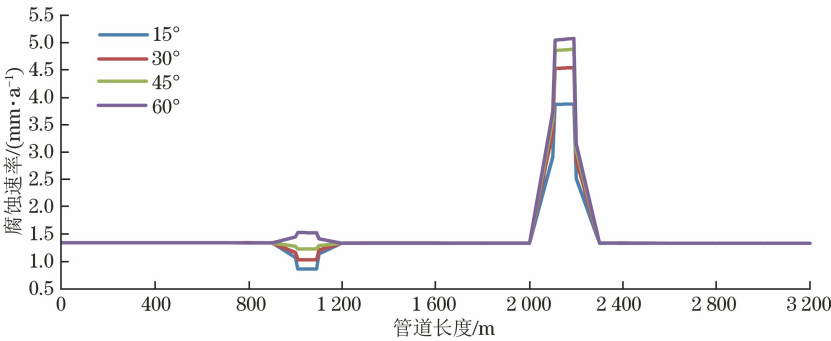


图 5 不同上下坡倾角下管道腐蚀速率分布

Fig. 5 Distribution of pipeline corrosion rate under different slope angles

表 5 不同上下坡倾角下管道的最大腐蚀速率

Tab. 5 Maximum corrosion rate of pipeline under different slope angles

上下坡倾角/(°)	15	30	45	60
腐蚀速率/(mm·a ⁻¹)	3.88	4.56	4.88	5.09

2.5 讨论

为了分析苛刻服役工况下管线最大腐蚀速率对介质温度、运行压力、输量和管道倾角变化的敏感性,以表 1 所示工况为基础模拟条件,将各影响因素的变化程度和对应最大腐蚀速率的变化程度按照百分数进行计算,曲线斜率可以直观显示最大腐蚀速率对各因素变化的敏感性。

由图 6 可见:在给定的苛刻服役工况下,管道的最大腐蚀速率对介质温度变化最为敏感,其次为运行

为 15°、30°、45°和 60°,研究上下坡管道倾角对集气管道 CO₂ 腐蚀速率的影响。不同倾角下的腐蚀速率分布和最大腐蚀速率分别如图 5 和表 5 所示。

由图 5 可见,水平段的腐蚀速率基本不受管道倾角的影响。当倾角为 15°、30°、45°时,上坡段腐蚀速率较水平段低,但当倾角为 60°时,上坡段腐蚀速率较水平段高。上坡段腐蚀速率随着倾角的增大而增大;下坡段腐蚀速率显著高于水平段,亦随着管道倾角的增大而增大,最大腐蚀速率仍位于下坡段坡脚处。

管道倾斜会导致上坡段管道内液相爬升困难,流速降低,因此腐蚀速率较水平段低,但当倾角增大到一定程度后(60°),管内液体持续集聚,持液率上升,出现段塞流现象,增大流速和壁面剪切力,腐蚀速率会高于水平段。对于下坡段,倾角增大使管内介质流速增大,腐蚀性离子扩散速率增大,且压力逐渐上升导致 CO₂ 分压增大,促使其更多溶解于液相水中,增大了管道的腐蚀速率。

压力,对输量的变化则相对最不敏感。这主要是因为介质温度的变化对管道腐蚀具有综合性作用,虽然温度升高会降低 CO₂ 在水中的溶解度,但同时会使 CO₂ 的扩散过程和电极反应速率加快,且温度升高还会降低液相黏度和流动阻力,提高液相流速,促进阳极和阴极反应的去极化作用;温度升高还会增加溶液的电导率,使腐蚀电流增大。运行压力则直接决定了介质中 CO₂ 分压的大小,显著影响 CO₂ 在液相中的溶解度和溶液 pH,这些是影响 CO₂ 腐蚀的重要因素。此外,由于所选取的基础工况输量较大,输量继续增大则主要使运行压力升高、介质被压缩,而对流速提高有限,即传质速率变化不大,因此,最大腐蚀速率对输量变化相对不敏感。而管道倾角是影响腐蚀的外部因素,其对最大腐蚀速率的影响亦有限。

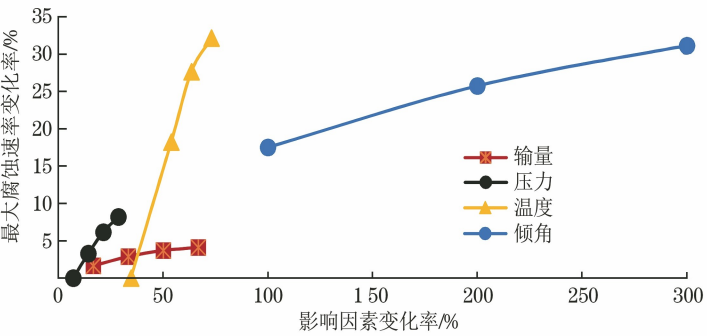


图 6 最大腐蚀速率对各影响因素变化的敏感性

Fig. 6 Change sensitivity of various influencing factors on maximum corrosion rate

3 结 论

(1) 随着介质温度从 52 ℃ 提高到 90 ℃,管道的腐蚀速率在上坡段降低,在水平段和下坡段明显提高,特别是下坡段增幅最大,约为 37%;随着运行压力从 14 MPa 提高到 18 MPa,管道的腐蚀速率稍有增加,但下坡段的增幅较明显,约为 10%;随着输量从 30 kg/s 提高到 50 kg/s,管道的腐蚀速率在水平段和上坡段大幅提高,最大增幅约为 93%,而在下坡段的最大增幅仅 4%;随着管道倾角从 15° 增加到 60°,管道的腐蚀速率在水平段未见明显变化,而上下坡段明显增大,尤其下坡段增幅最大,约为 31%。

(2) 在苛刻服役工况下,管道沿线腐蚀速率分布主要受高程引起的腐蚀介质传质速率变化控制,其变化拐点与高程变化拐点重合,下坡段腐蚀速率最高,最大腐蚀速率位于下坡段的坡脚处,温度、压力、输量及管道倾角变化不影响腐蚀速率分布走向。

(3) 在给定的苛刻服役工况下,管线最大腐蚀速率对介质温度变化最为敏感,其次为运行压力,对输量和管道倾角的变化最不敏感,腐蚀控制应重点关注介质温度、运行压力和下坡段等。

参考文献:

[1] 贾巧燕,王贝,王赞,等. X65 管线钢在油水两相界面处的 CO₂ 腐蚀行为研究[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2020, 40(3): 230-236.
JIA Q Y, WANG B, WANG Y, et al. Corrosion behavior of X65 pipeline steel at oil-water interface region in hyperbaric CO₂ environment[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2020, 40 (3): 230-236.

[2] 明男希,王岐山,何川,等. 温度对 X70 钢在含 CO₂ 地层水中腐蚀行为影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2021,

41(2): 233-240.

MING N X, WANG Q S, HE C, et al. Effect of temperature on corrosion behavior of X70 steel in an artificial CO₂-containing formation water[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2021, 41(2): 233-240.

[3] 刘玉,李焰. 天然气管线钢 CO₂ 腐蚀研究进展[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2013, 33(1): 1-9.
LIU Y, LI Y. Research progress of CO₂ corrosion of internal gas pipeline steel [J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2013, 33(1): 1-9.

[4] 钟功祥,石强,赵乾坤. 含 CO₂ 油气管道内腐蚀模拟及剩余寿命预测[J]. 表面技术, 2016, 45(11): 106-112.
ZHONG G X, SHI Q, ZHAO Q K. Corrosion simulation inside oil-gas pipelines containing CO₂ and prediction of residual life [J]. Surface Technology, 2016, 45(11): 106-112.

[5] 张喜庆. 原油集输管道在 CO₂ 和 Cl⁻ 共同作用下的腐蚀规律研究[J]. 钻采工艺, 2019, 42(1): 50-52.
ZHANG X Q. Study on corrosion law of crude oil gathering and transportation pipeline under the combined action of CO₂ and Cl⁻ [J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(1): 50-52.

[6] 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.

[7] SADEGHI M A, JAVIDI M. Investigation on stress corrosion cracking of API 5L X65 steel in CO₂ corrosion medium [J]. Materials Science and Engineering: A, 2021, 824: 141856.

[8] ELGADDAFI R, AHMED R, SHAH S. The effect of fluid flow on CO₂ corrosion of high-strength API

- carbon steels[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 86: 103739
- [9] 周琦,王建刚,周毅. 二氧化碳的腐蚀规律及研究进展[J]. 甘肃科学学报, 2005, 17(1): 37-40.
ZHOU Q, WANG J G, ZHOU Y. Law of carbon dioxide corrosion and advances in research[J]. Journal of Gansu Sciences, 2005, 17(1): 37-40.
- [10] 李国敏,李爱魁,郭兴蓬,等. 油气田开发中的 CO₂ 腐蚀及防护技术[J]. 材料保护, 2003, 36(6): 1-5.
LI G M, LI A K, GUO X P, et al. CO₂ corrosion and protection technology in oil and gas field [J]. Materials Protection, 2003, 36(6): 1-5.
- [11] 姚权珂. 磨溪气田集气管道内腐蚀预测方法研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2012: 30-31.
YAO Q K. Study on prediction method of internal corrosion of gas gathering pipeline in Moxi gas field [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012: 30-31.
- [12] 耿华荣. 油气水多相流实验架应用模拟研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2020.
GENG H R. Study on application simulation of oil-gas-water multiphase flow experimental frame[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2020.
- [13] 韩宁. 基于 OLGA 软件的南海某天然气管道腐蚀模拟研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
HAN N. Study on corrosion simulation of a natural gas pipeline in South China Sea based on OLGA software[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [14] 余亚军. 基于数值仿真计算的含 CO₂ 多相流集输管道内腐蚀评价方法研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2019.
YU Y J. Research on corrosion evaluation method of CO₂ multiphase flow gathering pipeline based on numerical simulation[D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), 2019
- [15] 郑东宏,车得福,贺林,等. 油气管道 CO₂ 腐蚀过程中弹状流的影响[J]. 东营: 腐蚀与防护, 2007, 28(2): 77-81.
ZHENG D H, CHE D F, HE L, et al. Effect of slug flow on CO₂ corrosion of pipeline in oil and gas industry [J]. Corrosion & Protection, 2007, 28(2): 77-81.
- [16] 程远鹏. 含原油介质中集输管线钢 CO₂ 腐蚀特性研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2016.
CHENG Y P. Study on CO₂ corrosion characteristics of gathering pipeline steel in crude oil-bearing medium[D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), 2016.
- [17] 刘元亮. 高温高压环境下连续管 CO₂ 腐蚀研究[D]. 荆州: 长江大学, 2021.
LIU Y L. Study on coiled tubing CO₂ corrosion under high temperature and pressure[D]. Jinzhou: Yangtze University, 2021.

Simulation of CO₂ Corrosion Distribution in a Gas Gathering Pipeline under Harsh Service Conditions

LI Lei¹, ZHU Enxiong², FENG Jingsong², LI Guangshan¹, LUO Jinheng¹

(1. State Key Laboratory of Performance and Structural Safety for Petroleum Tubular Goods and Equipment Materials, Tubular Goods Research Institute, CNPC, Xi'an 710077, China;

2. Department of Boda Oil and Gas Development, of Southwest Tarim Exploration and Development Company, Korla 84100, China)

Abstract: Based on multiphase flow numerical simulation and the De Waard95 CO₂ corrosion model, the variation of CO₂ corrosion rate along pipelines under temperature ranges of 70—90 °C, pressure ranges of 15—18 MPa, transmission capacities of 35—50 kg/s, and inclination angles of 15°—60 ° was examined in order to shed light on the distribution and effects of CO₂ corrosion along pipelines under harsh operating conditions, such as high temperature, high pressure, and large transmission capacity. The findings indicate that the corrosion rate was the highest on the downhill portion of the pipeline and that the inflection point of corrosion rate along the pipeline corresponded with the inflection point of elevation change. The maximum corrosion rate was most sensitive to changes in medium temperature, followed by operating pressure; corrosion control should concentrate on medium temperature, operating pressure, and downhill sections. Temperature, pressure, flow rate, and pipeline inclination had no effect on the distribution of corrosion rate.

Key words: gas gathering pipeline; harsh service condition; CO₂ corrosion; simulation analysis