

含 CO₂ 油气管道内腐蚀模拟及剩余寿命预测

钟功祥, 石强, 赵乾坤

(西南石油大学 机电工程学院, 成都 610000)

摘要: 目的 通过对含 CO₂ 油气管道的内腐蚀状况进行仿真和实验研究, 得出管道的内腐蚀规律和剩余使用寿命。方法 以渤西海域某一管道的实际工况为基础, 采用 OLGA 软件并选择 De Waard95 模型对 CO₂ 腐蚀速率的影响因素进行仿真分析。采用失重实验研究了温度和 CO₂ 分压对 X52 级管道钢腐蚀速率的影响, 在仿真数据的基础上对腐蚀管道的剩余寿命进行预测。结果 仿真结果表明, 管道沿线的温度、压力、持液率、流型及 pH 值对 CO₂ 腐蚀程度的影响都很大。实验发现, CO₂ 腐蚀速率随温度的升高呈先增后降的趋势, 且在温度为 333 K 时达到最大值, 为 0.22 mm/a。随着 CO₂ 分压的升高, 腐蚀速率呈上升趋势, 最大值为 0.24 mm/a。结论 随着管道高程和里程的不同, 不同因素对 CO₂ 腐蚀有不同程度的影响, 管道入口段的腐蚀速率最大, 仿真和实验结果对管道的内腐蚀防护和剩余寿命预测有一定的参考价值。

关键词: CO₂; 剩余寿命; OLGA 软件; 腐蚀速率

中图分类号: T **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2016)11-0106-07

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2016.11.016

Corrosion Simulation inside Oil-Gas Pipelines Containing CO₂ and Prediction of Residual Life

ZHONG Gong-xiang, SHI Qiang, ZHAO Qian-kun

(Mechanical and Electrical Engineering College, Southwest Petroleum University, Chengdu 610000, China)

ABSTRACT: The work aims to conclude the internal corrosion law and residual service life of pipelines by means of the simulation of and the experimental study on the internal corrosion of oil-gas pipelines containing CO₂. Based on the actual working conditions of some pipe in the western area of the Bohai Sea, OLGA software and De Waard95 model were selected to simulate and analyze the factors influencing CO₂ corrosion rate. Weight loss experiment was adopted to research the effect of temperature and partial pressure of CO₂ on the corrosion rate of X52 pipeline steel. The residual service life of corroded pipelines was predicted based on the simulation data. The simulation results showed that the temperature, pressure, liquid holdup, flow pattern and pH value along the pipelines had great influence on CO₂ corrosion rate. Experiment showed that: with the increase in temperature, CO₂ corrosion rate increased firstly and then decreased. The maximum corrosion rate reached 0.22 mm/a at 333 K. Corrosion rate increased with the increase in CO₂ partial pressure, and the maximum value was 0.24 mm/a. With the change in piping elevation and mileage, different factors have different degrees of impact on CO₂ corrosion. The corrosion rate of pipelines inlet section is the largest. The results of simulation and experiment provide certain reference value for internal corrosion

收稿日期: 2016-03-17; 修订日期: 2016-06-17

Received: 2016-03-17; Revised: 2016-06-17

作者简介: 钟功祥 (1962—), 男, 教授, 主要研究方向为石油天然气工程设备。

Biography: ZHONG Gong-xiang(1962—), Male, Professor, Research focus: oil and gas engineering equipment.

protection and prediction of residual service life of the pipelines.

KEY WORDS: CO₂; residual life; OLGA software; corrosion rate

随着石油天然气工业的发展, 油气混输管线腐蚀损坏事故逐年增加。由于油井含水量的增加、含 CO₂ 油气层的开发以及 CO₂ 驱油工艺的发展^[1-2], CO₂ 腐蚀已成为油气传输过程中日益突出的问题。

CO₂ 与水共存后具有极强的腐蚀性, 能严重破坏金属材料^[3-4]。在相同 pH 值下 CO₂ 总酸度比盐酸高^[5], 故能导致更严重的管材腐蚀, 同时也极大缩短了油气管材的使用寿命。油气田管道内 CO₂ 腐蚀常以局部点蚀、轮癣状腐蚀或台面状腐蚀形式出现, 腐蚀穿透率很高, 腐蚀速率每年通常达到数毫米, 其中台面状坑蚀是最严重的腐蚀特征^[6-8]。黄刚等^[9]采用 OLGA 研究了立管路由对含 CO₂ 油水混输管线内腐蚀的影响表明: 油气混输立管的腐蚀速率明显低于水平段腐蚀速率, 当立管高度达到某一值时, 立管底部腐蚀速率最大。王国栋等^[10]研究了不同离子浓度对油水混输管线的影响: HCO₃⁻ 浓度与立管段的腐蚀速率呈明显的线性关系, Cl⁻ 浓度与立管段的腐蚀速率呈两段常函数特点。冷亚梅^[11]和张宏阳^[12]基于 OLGA 软件研究了酸性气体对油气混输管道内腐蚀的影响规律并取得了一定成果。Nesic^[13]研究了多相流对低碳钢中 CO₂ 腐蚀的影响, 得出离子浓度、剪切应力以及泥砂等因素均对 CO₂ 腐蚀有一定程度的影响。Torgeir 等^[14]利用 OLGA 研究了多相流管道中的压力、温度和液体组分等因素对 CO₂ 腐蚀速率的影响。本文采用 OLGA 对油气管道 CO₂ 内腐蚀进行了模拟分析, 并预测了油气管道的剩余使用寿命。

1 管道基础数据^[15]

油气混输管道全长 4.58 km, 路由区海底地形基本平坦, 最大坡度为 10 m。外管道钢级为 API5L X52, 外径为 406.4 mm, 壁厚为 12.7 mm, 内管道钢级为 API5L X56, 外径为 273.05 mm, 壁厚为 11.1 mm, 保温层材料为聚氨酯泡沫, 壁厚为 50 mm。

管道输送介质为油、气及水, CO₂ 体积分数约为 3.6%, 不含 H₂S, N₂ 含量约为 1.05%, 其他烃类烃总量约为 95.35%, 入口压力为 1.8 MPa, 出口压力为 1.6 MPa, 入口温度为 335 K, 出口温度为

317 K, 海底平均温度为 293 K, 总传热系数为 0.055 W/(m²·K)。输油量为 89.51~135.77 m³/d, 输气量为 30 684~50 978 m³/d, 输水量为 182.65~329.88 m³/d, 含水量为 57.8%~74.7%, 气液体积比为 91.9~160.74。

分析产出的气体组分发现, 实际产出气体 CO₂ 含量约为设计值的 1 倍。因此模拟时选取 CO₂ 的含量为 5%。实际操作中从入口处注入的缓蚀剂效率为 85%~90%, 模拟时取保守值 85%。

2 模型简介

OLGA 软件有 3 种腐蚀预测模型: Norsok 模型、Top-of-Line 模型以及 De Waard95 模型。Norsok 模型更注重考虑腐蚀产物膜 (FeCO₃) 的保护作用, 对介质的 pH 值比较敏感, 在 373~423 K 之间预测结果更接近实际腐蚀速率^[16], 由运行工况可知, 该模型不适用。Top-of-Line 模型主要分析酸性气体对管道顶部的腐蚀, 其分析结果不能代表管道的腐蚀情况^[17]。De Waard 95 模型是应用最广泛的典型半经验模型, 该模型包含了与流速相关的物质过程和与流速无关的腐蚀反应动力学过程。在温度低于 358 K 时, 其预测的腐蚀速率与实际情况相符合, 故文中以 De Waard95 模型进行模拟分析, 其表达式为^[18]:

$$\frac{1}{V_{\text{corr}}} = \frac{1}{V_r} + \frac{1}{V_m} \quad (1)$$

$$\lg V_r = 5.07 - \frac{1119}{T} + 0.581 \lg p_{\text{CO}_2} - 0.34(\text{pH}_{\text{actual}} - \text{pH}_{\text{CO}_2}) \quad (2)$$

$$V_m = 2.45 \frac{u^{0.8}}{d_{0.2}} p_{\text{CO}_2} \quad (3)$$

$$\text{pH}_{\text{CO}_2} = 3.82 + 0.00384 - 0.5 \lg p_{\text{CO}_2} \quad (4)$$

式中: V_{corr} 为腐蚀速率 (mm/a); V_r 为反应速率 (mm/a); V_m 为传质速率 (mm/a); T 为介质温度 (K); p_{CO_2} 为 CO₂ 分压 (Pa); $\text{pH}_{\text{actual}}$ 为实际 pH 值; pH_{CO_2} 为 CO₂ 饱和溶液的 pH 值; u 为介质的液相流动速率 (m/s); d 为直径 (m)。

从上式可看出,影响 CO_2 腐蚀速率的主要因素有介质温度、 p_{CO_2} 分压及介质流速。

3 模拟分析

按照已知路由数据(见表 1),结合管道的高程变化,把管道分为 8 段,共 65 个子段,管道沿线高程如图 1 所示。

表 1 管道路由
Tab.1 Pipe routing

| 管段 | 里程/mm | 高程/mm |
|--------|-------|-------|
| Pipe-1 | 150 | -120 |
| Pipe-2 | 800 | 0 |
| Pipe-3 | 600 | 10 |
| Pipe-4 | 800 | 0 |
| Pipe-5 | 600 | -20 |
| Pipe-6 | 600 | 20 |
| Pipe-7 | 900 | 0 |
| Pipe-8 | 130 | 130 |

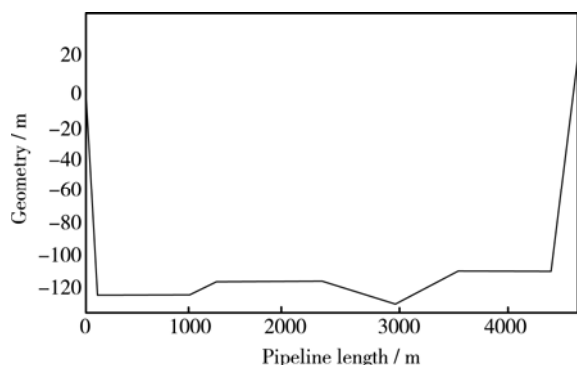


图 1 管道的沿线高程
Fig.1 Elevation along the pipeline

选取 OLGA 中 Corrosion 模块,根据基础数据输入各项对应的参数,模拟分析管道的运行状况。OLGA 软件中分为气泡流、段塞流、分层流及环状流四种流型。由图 2 可知,管道流型有 2 种:水平管段由于高程起伏不大,液体流动稳定,容易与气体产生分层,液膜湿周与管道内圆周不相等,形成了分层流;出口立管段,由于液膜湿周与管道内圆周相等,分层流转变为环状流。入口立管段由于液体的自重作用很快流入水平管段,持液率基本为零;出口立管段由于液体的自重以及后续液体的推动作用也造成了零持液率;在管长为 3000 m 处,液体处于上坡管段,流速较小,易聚集,持液率上升,腐蚀速率增大;其余管段起伏变化不大,持液率较稳定。

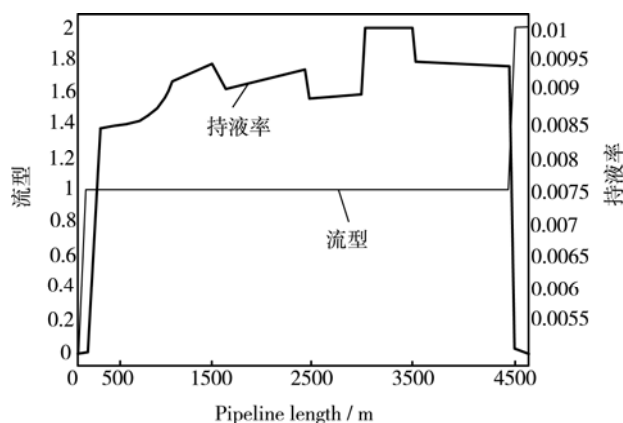


图 2 管道沿线的持液率与流型变化

Fig.2 Change of liquid holdup and flow pattern along the pipeline

研究表明^[19-21],流速对管道腐蚀有重要影响,在一定范围内腐蚀速率随流速的增加而增大,这是由于高流速促进 Fe 的溶解及 FeCO_3 的形成。由图 3 可知,在入口立管段由于液体重力势能转化为动能,流速较快,腐蚀速率也快;出口立管段由于动能不断减少,流速降低,腐蚀速率呈下降趋势。

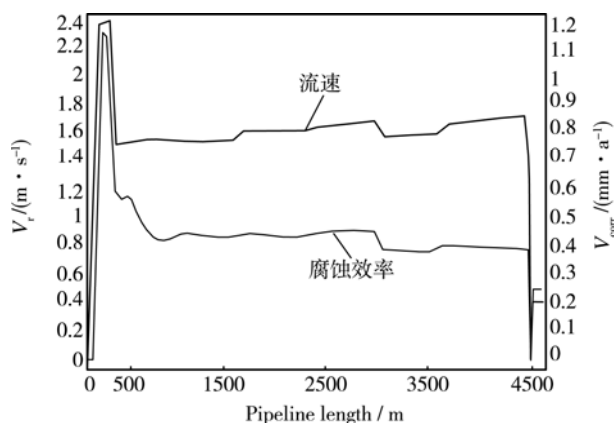


图 3 管道沿线液体流速与腐蚀速率的变化
Fig.3 Flow rate and corrosion rate along the pipeline

由图 4 可知,管内的流体与海水有热交换过程,导致管道沿线温度下降;管内的液体不断地向前流动,需要不断消耗能量,使管内压力不断下降,这基本上与管道运行工况相符合。

CO_2 对油气混输管道的影响主要体现在 pH 值对腐蚀的影响上。一般来说,随着 pH 值的减小,溶液中 H^+ 的浓度会增大,对管道的腐蚀性较强。由图 5 可知,管道沿线 pH 值呈下降趋势,但酸性不断增强, pH 值基本上维持在 4.0 作用,因此对管道的腐蚀性影响较大。

管道中不同含量 CO_2 与管道腐蚀速率的关系如图 6 所示,随着 CO_2 含量由 1% 增加到 10%,管

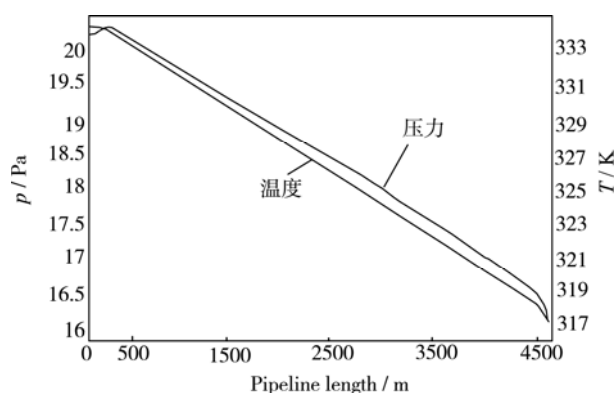


图 4 管道沿线压力与温度的变化

Fig.4 Change of pressure and temperature along the pipeline

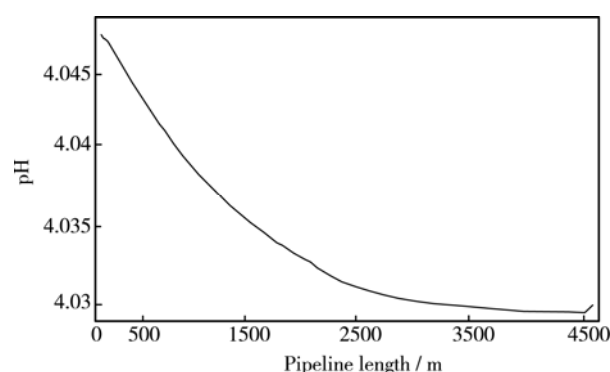
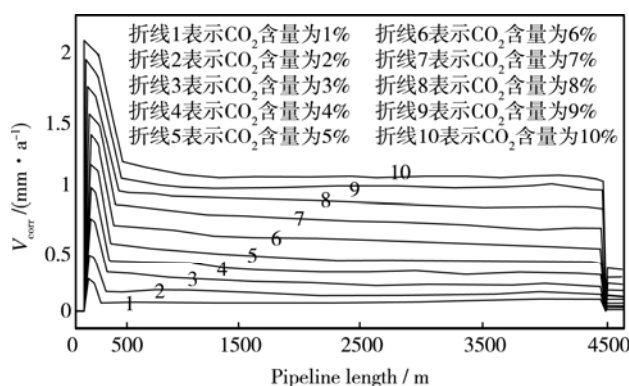


图 5 管道沿线液体 pH 的变化

Fig.5 Change of liquid PH value along the pipeline

图 6 不同含量的 CO₂ 与腐蚀速率的关系Fig.6 Relationship between different levels of CO₂ and corrosion rate

道的腐蚀速率也相应增加,可见 CO₂ 含量对管道腐蚀速率的影响程度。

4 实验研究

失重法研究 CO₂ 腐蚀的影响因素: 温度和 CO₂ 分压。利用高温高压反应釜控制实验条件。首先

对金属试片进行脱水处理,再用丙酮进行脱脂清洗,随后用滤纸包好放入干燥器中干燥 4 h,最后用电子天平称量。实验时,将挂片浸入盛有 2.5 L 腐蚀介质高压釜中。实验结束后,用含体积分数分别为 10% 的 HCl 和 1% 的酸洗缓蚀剂处理液浸泡挂片 5 min,随后擦拭挂片表面腐蚀产物,清洗、干燥,1 h 后用电子天平称量,计算腐蚀速率 V ,公式如下:

$$V = \frac{8.67 \times 10^4 \times \Delta m}{s \times t \times \rho} \quad (5)$$

式中: Δm 为挂片腐蚀前后的平均失重 (g); s 为挂片的面积 (cm²); ρ 为钢的密度 (g/cm³); t 为实验时间 (h)。

4.1 温度对 CO₂ 腐蚀速率的影响

将挂片浸入盛有腐蚀介质的高温高压釜中,随后通入氮气以除去釜内氧气,再通入 CO₂ 排出釜内氮气,最后依次调整温度至 293、313、333、353、373、393、413 K,实验过程中 CO₂ 分压保持在 0.12 MPa,96 h 后,测试其腐蚀速率,并用环境扫描电镜观察挂片表面腐蚀形貌。

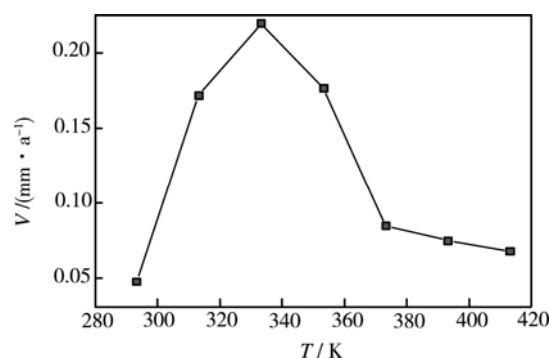


图 7 不同温度下 X52 钢的腐蚀速率

Fig.7 Corrosion rate of steel X52 under different temperatures

由图 7 可看出,温度低于 333 K 时,腐蚀速率随温度的升高而增大,高于 333 K 时,腐蚀速率随温度的升高呈下降趋势,腐蚀速率在 333 K 时达到最大,为 0.22 mm/a。由图 8 可知,333 K 时,挂片表面发生了均匀腐蚀,温度达到 373 K 时,挂片表面点蚀现象相当明显。温度的升高导致挂片由均匀腐蚀转变成了局部腐蚀,随着腐蚀时间的增加,点蚀坑不断生长,金属失效的可能性极大,因此温度对 CO₂ 腐蚀有很大影响。

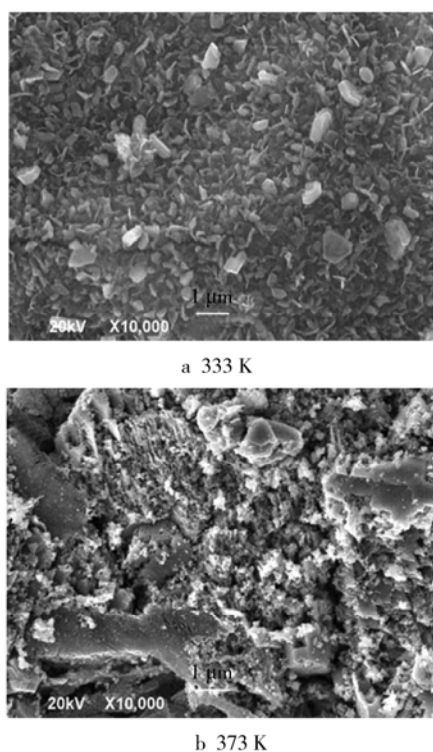


图 8 不同温度下 X52 钢的表面腐蚀形貌

Fig.8 Surface corrosion morphology of X52 steel under different temperature

4.2 CO₂ 分压对 CO₂ 腐蚀速率的影响

保持釜内温度不变,依次调整 CO₂ 分压为 0.015、0.03、0.045、0.06、0.075、0.09、0.105、0.13 MPa,得到图 9 所示的 CO₂ 分压对腐蚀速率影响的曲线。

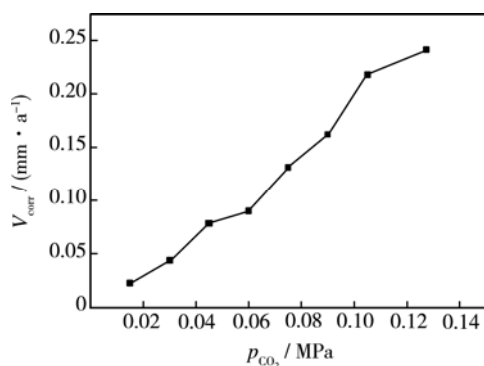
图 9 不同 CO₂ 分压下 X52 钢的腐蚀速率Fig.9 Corrosion rate of steel X52 under different CO₂ partial pressure

图 9 可看出,随着 CO₂ 分压的增大腐蚀速率增幅较大,当 CO₂ 分压为 0.13 MPa 时,腐蚀速率最大,为 0.24 mm/a。这是由于在较低压力下,CO₂ 溶解度与压力成正比,随着 CO₂ 分压的增大,CO₂

溶解度增大,介质 pH 降低,阴极 H 去极化作用增强,腐蚀速率增大。

5 剩余寿命预测

通过上述模拟可知油气管道最易发生腐蚀且腐蚀速率最大的发生处,即已发生损坏失效的地方,为保证管道的正常运行,有必要对管道进行剩余寿命的预测。根据已知的管道设计使用年限,投入使用年限,利用下面经验公式可预测管道的剩余寿命。

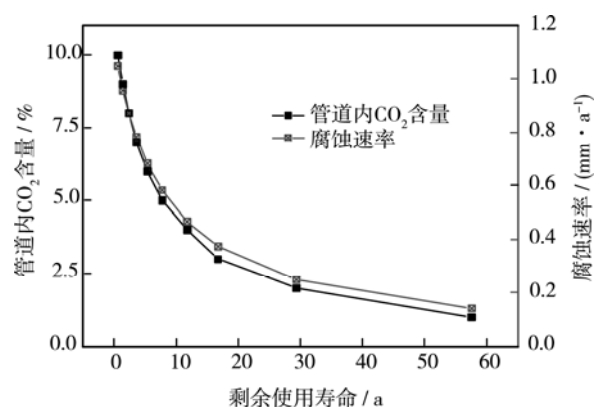
$$R_t = K \frac{S}{V_R} \quad (6)$$

$$S = S_d - S_c \quad (7)$$

$$S_c = V_R \times t \quad (8)$$

式中: R_t 为剩余寿命 (a); K 为修正系数; S 为腐蚀余量 (mm); V_R 为平均腐蚀速率 (mm/a); S_d 为管道设计壁厚 (mm); S_c 为管道已腐蚀的壁厚 (mm); t 为管道投入使用年限 (a)。

由图 6 和公式 (6) — (8) 可得到不同含量 CO₂ 的腐蚀速率及对应的管道剩余寿命,具体如图 10 所示。

图 10 CO₂ 含量、管道腐蚀速率和剩余使用寿命的关系
Fig.10 Relation among CO₂, corrosion rate and residual service life

由图 10 可知,管道内 CO₂ 含量与管道的剩余使用寿命成反比,与腐蚀速率成正比。即根据管道内任意 CO₂ 含量,便可得出管道的腐蚀速率和剩余使用寿命。基于仿真得出的腐蚀速率数值进行管道剩余寿命的预测,能较快地得出管道的腐蚀速率和剩余使用寿命,进而采取相关的防护措施。但这种方法需以大量现场所测数据和相关经验为基础。

6 结语

1) 管道沿线的温度、压力和 pH 值随管道里程的增加均呈下降趋势。持液率、流型和流速在水平管段变化不大, 竖直管段变化较大。入口立管段腐蚀速率最大, 运行过程中需要对其进行腐蚀情况监控, CO₂ 浓度越大腐蚀速率越大。

2) X52 钢的腐蚀速率随温度的升高先增后减, 随 CO₂ 分压的升高而增大。

3) 基于仿真结果, 采用计算公式能够对 CO₂ 腐蚀管道的剩余寿命进行较准确地预测, 为管道正常运营和安全评估提供了理论支持。

参考文献:

- [1] 张忠铎, 郭金宝. CO₂ 对油气管材的腐蚀规律及国内外研究进展[J]. 宝钢技术, 2000(4): 54—58.
ZHANG Zhong-hua, GUO Jin-bao. Law of CO₂ Corrosion of Oil Country Tubular Goods and the Study of Its Progress at Home and Abroad[J]. Baosteel Research Institute, 2000(4): 54—58.
- [2] 薛丹, 胡敏. 陕北气田气井腐蚀速率影响因素及规律[J]. 表面技术, 2016, 45(2): 169—174.
XUE Dan, HU Min. Factors and Rules Affecting Gas Well Corrosion Rate in Shanbei Gasfield[J]. Surface Technology, 2016, 45(2): 169—174.
- [3] 朱景龙, 孙成, 王佳, 等. CO₂ 腐蚀及控制研究进展[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2007, 19(5): 350—352.
ZHUN Jing-long, SUN Chen, WANG Jia, et al. Advances on Research of CO₂ Induced Corrosion and Its Protection[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2007, 19(5): 350—352.
- [4] 艾志久, 范钰玮, 赵乾坤. H₂S 对油气管材的腐蚀与防护研究综述[J]. 表面技术, 2015, 44(9): 108—112.
AI Zhi-jiu, FAN Yu-wei, ZHAO Qian-kun. Review on H₂S Corrosion of Oil Gas Tubing and Its Protection[J]. Surface Technology, 2015, 44(9): 108—112.
- [5] A Ikeda, M Ueda, S Mukai. CO₂ behavior of carbon and Cr steels[J]. NACE Corrosion-84, New Orleans USA, 1984: 289.
- [6] 张学元, 王风平, 于海燕, 等. CO₂ 腐蚀防护对策研究[J]. 腐蚀与防护, 1997, 18(3): 8—10.
ZHANG Xue-yuan, WANG Feng-ping, YU Hai-yan, et al. Research on the Protection of Carbon Dioxide Corrosion[J]. Corrosion and Protection, 1997, 18(3): 8—10.
- [7] K Videm, A Dugstad. Effect of flow velocity, PH, Fe²⁺ concentration and steel quality on the CO₂ corrosion of carbon steels[J]. NACE Corrosion-90, Houston USA, 1990: 42.
- [8] 姚晓. CO₂ 对油气管材腐蚀的预测及防护[J]. 石油钻采工艺, 1998, 20(3): 44—46.
YAO Xiao. The Protection of CO₂ Corrosion of Oil Gas Tubing and Protection[J]. Oil Drilling and Production Technology, 1998, 20(3): 44—46.
- [9] 黄刚, 涂强, 曹学文, 等. 立管路由对含 CO₂ 油水混输管线内腐蚀影响研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014, (10): 107—108.
HUANG Gang, TU Qiang, CAO Cue-wen et al. Research on Vertical Line about Internal Corrosion of Oil-Water Mixed Pipeline with CO₂[J]. China Petroleum and Chemical Industry Standard and Quality, 2014, (10): 107—108.
- [10] 王国栋, 涂强, 曹学文, 等. 离子浓度对含 CO₂ 油水混输管线内腐蚀影响研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014, (10): 109—111.
WANG Guo-dong, TU Qiang, CAO Cue-wen et al. Research on Ion Concentration about Internal Corrosion of Oil-Water Mixed Pipeline with CO₂[J]. China Petroleum and Chemical Industry Standard and Quality, 2014, (10): 109—111.
- [11] 冷亚梅. 含 CO₂ 多相流内腐蚀研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2013, 5: 60—62.
LENG Ya-mei. Study on CO₂ Internal Corrosion of Multiphase Flow[D]. China University of Petroleum, 2013, 5: 60—62.
- [12] 张宏阳. 含酸气集输管道的内腐蚀规律研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2013, 6: 76—78.
ZHANG Hong-yang. Study of the Influence of Acid Gas on Gather Pipeline Internal Corrosion[D]. China University of Petroleum, 2013, 6: 76—78.
- [13] Nesic S. Effects of Multiphase Flow on Internal CO₂ Corrosion of Mild Steel Pipelines[J]. Energy Fuels, 2012, 26(7): 329—344.
- [14] TORGEIR A R, XU Zheng-gang, MONICA H S, et al. Simulating Flow of CO₂ with Impurities in OLGA; Dealing with Narrow Phase-envelopes and the Critical Point [C]// 7th Trondheim Conference on CO₂ Capture, Transport and Storage. Trondheim, Norway: Energy Procedia, 2014: 344—352.
- [15] 赵学清. WC19-1B 至 WC19-1A 海底混输管道内腐蚀状态评估技术研究[D]. 西南石油大学, 2014, 6: 39—40.
ZHAO Xue-qing. The Research on Internal Corrosion State Evaluation Technology of WC19-1B to WC19-1A Subsea Mix Pipeline[D]. Southwest Petroleum University, 2014, 6: 39—40.
- [16] 张国安, 陈长风, 路民旭, 等. 油气田中 CO₂ 腐蚀的预测模型[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2005, 25(2): 119—

121.
ZHANG Guo-an, CHEN Chang-an, LU Min-xun et al. The Prediction Model of CO₂ Corrosion of Oil and Gas Fields[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Production, 2005, 25(2): 119—121.
- [17] 赵学清, 王志强, 董静雅. 基于 OLGA 的 CO₂ 腐蚀模拟研究[C]// CIPC2013 中国国际管道会议论文集. 河北: 石油工业, 2013: 144—146.
ZHAO Xue-qing, WANG Zhi-qiang, DONG Jing-ya. CO₂ Corrosion Simulation Based on OLGA[C]// CIPC2013 China International Pipeline Conference Proceeding. Hebei: Petroleum Industry, 2013: 144—146.
- [18] 姚权珂. 磨溪气田集气管道内腐蚀预测方法研究[D]. 四川: 西南石油大学, 2012: 30—31.
YAO Quan-ke. Research on Internal Corrosion Prediction Method of Pipeline of Moxi Gas Filed[D]. Sichuan: Southwest Petroleum University, 2012: 30—31.
- [19] 赵国仙, 吕祥鸿, 韩勇. 流速对 P110 钢腐蚀行为的影响[J]. 材料工程, 2008(8): 5—8.
ZHAO Guo-xian, LYU Xiang-hong, HAN-Yong. Effect of Flow Rate on CO₂ Corrosion Behavior of P110 Steel[J]. Materials Engineering, 2008(8): 5—8.
- [20] 高纯良, 李大鹏, 张雷, 等. 流速对油管用 N80 钢 CO₂ 腐蚀行为的研究[J]. 腐蚀与防护, 2013, 34(12): 1090—1092.
GAO Chun-liang, LI Da-peng, ZHANG Lei, et al. Effect of Flow Rate on CO₂ Corrosion Behavior of Pipeline Steel N80[J]. Corrosion and Protection, 2013, 34(12): 1090—1092.
- [21] NESIC S, SOLVIG T, ENERHAUG J. Comparison of the Rotating Cylinder and Pipe Flow Tests for Low-sensitive Carbon Dioxide Corrosion[J]. Corrosion, 1995, 51: 773—787.