

# 多相流管道CO<sub>2</sub>内腐蚀影响因素研究

周恩甲<sup>1</sup>, 袁海娜<sup>1</sup>, 郭江涛<sup>2</sup>, 王雪芝<sup>3</sup>, 雷海<sup>1</sup>, 罗志飞<sup>1</sup>

<sup>1</sup>延长石油股份有限公司吴起采油厂, 陕西 延安

<sup>2</sup>陕西延长石油(集团)有限责任公司油气勘探公司延长石油采气一厂, 陕西 延安

<sup>3</sup>滨州市耀华工程设计有限公司, 山东 滨州

收稿日期: 2022年8月21日; 录用日期: 2022年9月19日; 发布日期: 2022年9月27日

## 摘要

油田伴生气或者天然气中CO<sub>2</sub>是导致集输管道和相关设备腐蚀失效的重要因素, 相关研究表明, 管道的CO<sub>2</sub>腐蚀现象比较复杂, 受到多种因素的共同作用和影响, 但主要以操作压力、CO<sub>2</sub>分压、温度和流型的影响为主。OLGA软件的腐蚀模块可以对多相流管道的CO<sub>2</sub>腐蚀进行计算。本文对影响管道CO<sub>2</sub>腐蚀的主要参数进行总结分析, 并以普光气田的地面集输管道为原型, 使用OLGA软件分析和研究了操作压力、CO<sub>2</sub>分压、温度和流型的变化对管道内腐蚀速率的影响规律, 为管道CO<sub>2</sub>腐蚀的预测和防护提供参考。

## 关键词

多相流, CO<sub>2</sub>, 流型, 内腐蚀, OLGA

# Study on Influence Factors of CO<sub>2</sub> Internal Corrosion in Multiphase Flow Pipeline

Enjia Zhou<sup>1</sup>, Haina Yuan<sup>1</sup>, Jiangtao Guo<sup>2</sup>, Xuezhi Wang<sup>3</sup>, Hai Lei<sup>1</sup>, Zhifei Luo<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Wuqi Oil Production Plant, Yanchang Petroleum Co., Ltd., Yan'an Shaanxi

<sup>2</sup>Yanchang Gas Field No. 1 Gas Production Plant, Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Yan'an Shaanxi

<sup>3</sup>Binzhou Yaohua Engineering Design Co., Ltd., Binzhou Shandong

Received: Aug. 21<sup>st</sup>, 2022; accepted: Sep. 19<sup>th</sup>, 2022; published: Sep. 27<sup>th</sup>, 2022

## Abstract

Corrosion of metallic materials caused by environmental effects could lead to destruction or deterioration. In the oil and gas industry, there is always CO<sub>2</sub> in the fields which makes the gathering and transportation pipelines and associated equipment failure and, or even dangerous accidents

文章引用: 周恩甲, 袁海娜, 郭江涛, 王雪芝, 雷海, 罗志飞. 多相流管道 CO<sub>2</sub> 内腐蚀影响因素研究[J]. 仪器与设备, 2022, 10(3): 267-274. DOI: 10.12677/iae.2022.103035

and causing huge economic losses and serious environmental pollution. Therefore, study on the CO<sub>2</sub> corrosion of multiphase flow pipeline is very necessary. Previous studies have shown that CO<sub>2</sub> corrosion is very complex and influenced by many factors. The corrosion module of OLGA can calculate and predict the corrosion rate. In this paper, various parameters were analyzed, and a computer model has been built based on the gathering pipeline of Puguang gas field to study the influence of temperature, pipeline diameter, operation pressure, CO<sub>2</sub> partial pressure and pipe inclination on the corrosion rate.

## Keywords

Multiphase Flow, CO<sub>2</sub>, Flow Regime, Internal Corrosion, OLGA

Copyright © 2022 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

CO<sub>2</sub> 腐蚀是引起石油工业中的设备和管道产生破坏的重要因素之一，我国一些油气田的 CO<sub>2</sub> 含量较高，南海某气田 CO<sub>2</sub> 含量高达 30%，如此高的 CO<sub>2</sub> 含量极易引起管道的腐蚀破坏，引起生产安全和环境污染。因此，有必要研究 CO<sub>2</sub> 的腐蚀规律，预测 CO<sub>2</sub> 的腐蚀速率，为油气田安全生产和管道输送的正常运行提供预警和保障。重点研究温度、管径、操作压力、CO<sub>2</sub> 分压等参数对管道 CO<sub>2</sub> 内腐蚀的影响规律。

## 2. OLGA 软件简介

OLGA 软件是现在世界领先的全动态多相流模拟计算软件，该软件能够数值仿真多相流管线中油、气、水的运动状态，而且包含了挪威研究院关于 CO<sub>2</sub> 腐蚀的研究成果以及其他一些 CO<sub>2</sub> 腐蚀预测模型。目前，OLGA 软件中的腐蚀模块主要包含有三种多相流腐蚀预测模型，分别为：NORSOK 模型、De Waard 95 (DW 95)模型和 IFE 顶部腐蚀(top-of-line)模型。

NORSOK 模型给出的腐蚀速率为 pH、温度、CO<sub>2</sub> 分压和壁面剪切应力的函数：

$$CR = f(pH, T) * g(T) * h(P_{CO_2}, \tau) \quad (1)$$

DW 95 模型给出的腐蚀速率模型如下：

$$CR = \frac{1}{\frac{1}{V_r} + \frac{1}{V_m}} \times F_{scale} \quad (2)$$

式中， $V_r$  为基于反应速度限制的最大腐蚀速率，它是温度、CO<sub>2</sub> 分压、pH 的函数： $V_r = f(T, pH, P_{CO_2})$ ； $V_m$  为基于质量转移速率限制的最大腐蚀速率，它是 CO<sub>2</sub> 分压、液体流速以及水力直径的函数， $V_m = C * P_{CO_2} * UL * 0.8 * DH^{0.2}$ ； $F_{scale}$  为腐蚀因子，为温度和 CO<sub>2</sub> 分压的函数， $F_{scale} = g(T, P_{CO_2})$ 。

## 3. CO<sub>2</sub> 内腐蚀的数值仿真

在油气混输管道中，影响 CO<sub>2</sub> 腐蚀速率的因素有很多[1][2]，这些因素相互联系共同影响 CO<sub>2</sub> 腐蚀，其中以操作压力，CO<sub>2</sub> 分压和温度对 CO<sub>2</sub> 腐蚀的影响最为严重。本节采用合适的管道模型和输送介质建立输送含 CO<sub>2</sub> 多相流的仿真模型，重点研究操作压力[3]、CO<sub>2</sub> 分压[4]、温度[5]等因素对 CO<sub>2</sub> 内腐蚀的腐

蚀速率影响规律。由于研究对象为多相流动[6] [7] [8] [9]，压力和温度等的变化对于流型改变影响很大，因此在进行单一影响因素研究时应建立简单模型[10]，确保研究参数的变化不会引起大的流型改变，确保结果的可比性。

### 3.1. 温度的影响

根据多相流动基本理论，水平管路极有可能出现层流流动，而上倾管路则可能会出现段塞流，为保证研究具有可比性，分别考虑两种流型下温度变化对管道腐蚀速率的影响。设置 CO<sub>2</sub> 的摩尔百分比为 0.5%。采用图 1 的管道模型计算，不同温度对应的管路流型分布相同，如图 2 所示。

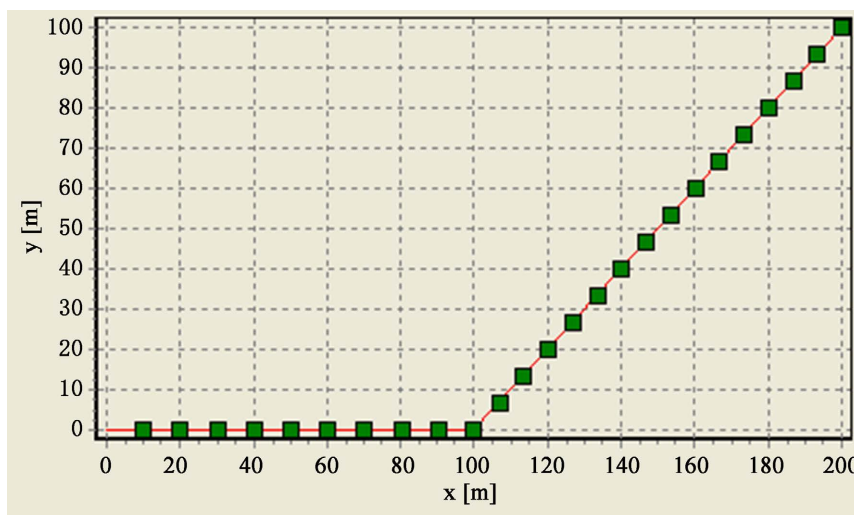


Figure 1. The pipeline profile used to study the influence of temperature  
图 1. 研究温度影响采用的管道路由

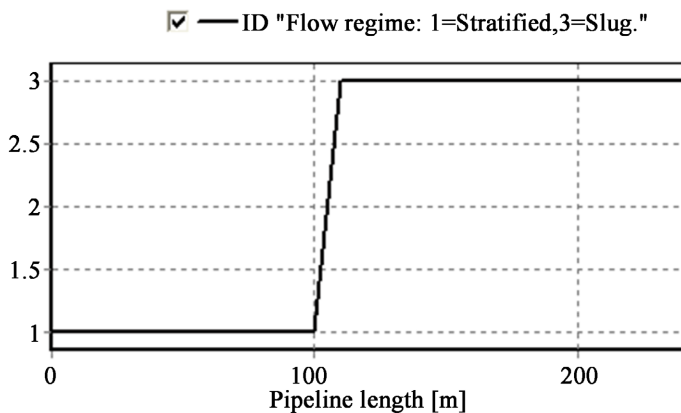


Figure 2. The profile of flow regime  
图 2. 管道流型分布

因此，温度变化并没有改变管道中的流动状态，选取距管道入口 50 m 处(层流)和 150 m 处(段塞流)两个位置，分别考察其腐蚀速率随温度的变化情况。50 m 处和 150 m 处的腐蚀速率随温度变化规律如图 3 和图 4 所示。

可以看出，不管是层流还是段塞流状态下的管段，NORSOK 模型所计算的腐蚀速率均要高于 De Waard 模型计算出的腐蚀速率；采用 NORSOK 模型计算的腐蚀速率随温度的升高呈现先增大后减小的趋

势，在温度约为 60℃时达到最大值；采用 De Waard 模型计算时，腐蚀速率随温度的升高而线性增大，在达到计算的最高温度时(约 90℃)腐蚀速率也最大。

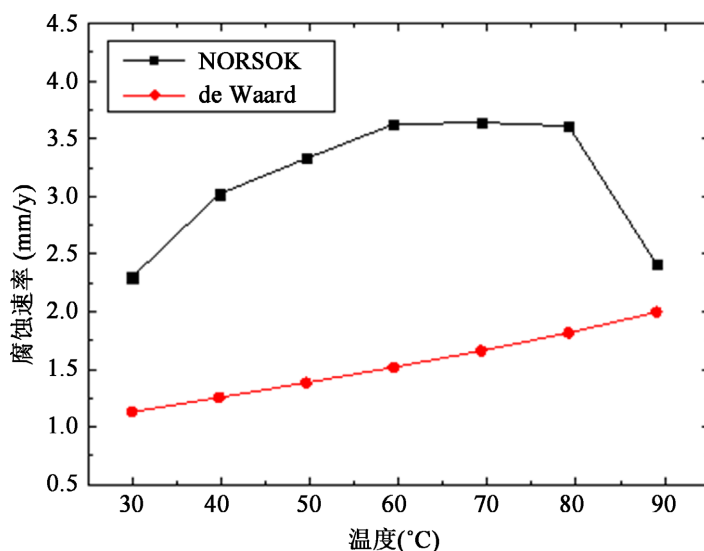


Figure 3. The corrosion rate of the position 50 m away from the inlet  
图 3. 距入口 50 m 处腐蚀速率

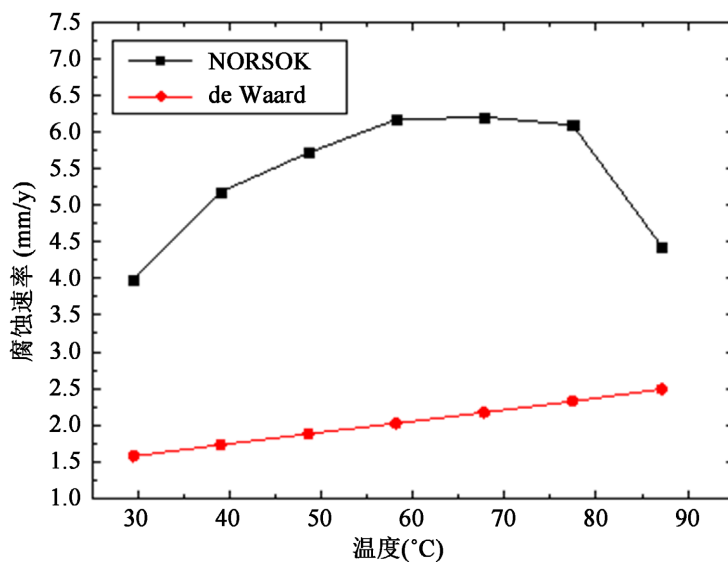


Figure 4. The corrosion rate of the position 150 m away from the inlet  
图 4. 距入口 150 m 腐蚀速率

### 3.2. 操作压力影响

继续修改 3.1 节中的管道模型，改变管道的出口压力，分别设置为 1 MPa、2 MPa、3 MPa、4 MPa、5 MPa、6 MPa、7 MPa 以及 8 MPa，设置 CO<sub>2</sub> 分压为 0.1%，管道入口温度为 30℃。

首先考察管道内的流型分布，当出口压力为 1 MPa 时，管道全线为层流流动；当出口压力设置为 2 MPa 时，在管道的入口处和爬坡管段产生段塞流，其余水平管路为层流流动；当出口压力设置为 3 MPa~8 MPa 时，管路的流型分布与图 2 相同。

为分析相同流型下的腐蚀速率，分别选出口压力为 1 MPa~8 MPa 时距离管道入口 50 m 处(层流流动)和出口压力为 2 MPa~8 MPa 时距离管道入口 150 m 的位置(段塞流)进行分析。

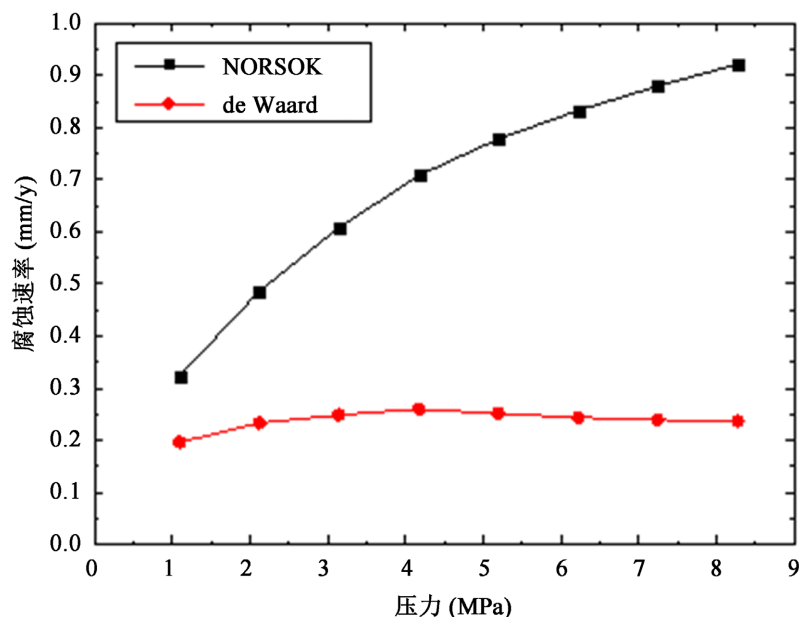


Figure 5. The corrosion rate of 50 m away from the inlet with various pressures  
图 5. 距入口 50 m 处腐蚀速率随压力变化情况

图 5 是距离管道入口 50 m 位置处的腐蚀速率随压力变化规律，在该位置管道内为层流流动，当压力由 1 MPa 逐渐增加至 8 MPa 时，NORSOK 模型计算的腐蚀速率增加，其增加的速率逐渐趋于缓和；De Waard 模型计算的腐蚀速率线增加后略微减小，变化比较平缓。在压力接近 4 MPa 时腐蚀速率最大。可以明显看出，随着压力增大，两种模型的计算结果也相差的越来越多。

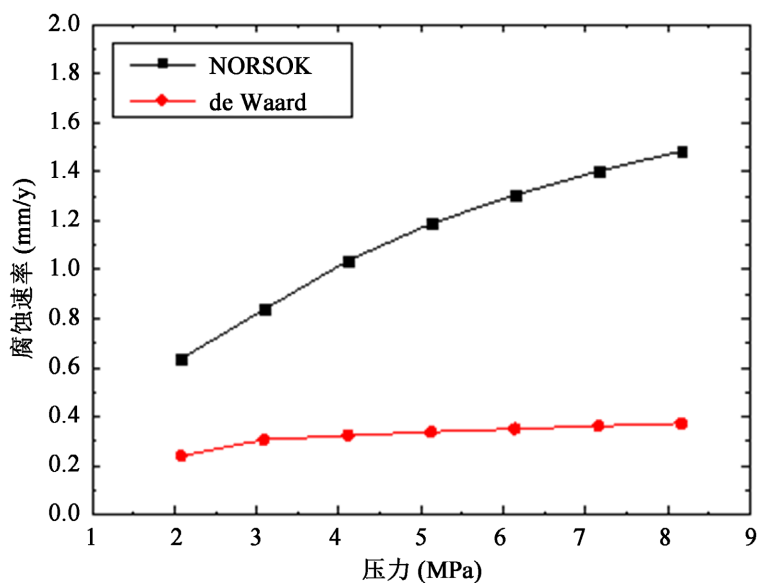


Figure 6. The corrosion rate of 150 m away from the inlet with various pressures  
图 6. 距入口 150 m 处腐蚀速率随压力变化情况

图6是距入口150 m处的腐蚀规律,在该点管道内为段塞流。当压力由2 MPa 逐渐增加至8 MPa 时,两种模型计算出的腐蚀速率均是逐渐增大的,NORSOK 模型的计算结果增加很明显,而De Waard 模型的计算结果变化幅度很小,因此两种方法的计算结果相差也越来越大。同时,比较这两张图可以看出,发生段塞流时管道的腐蚀速率比层流时管道腐蚀速率要大得多。

### 3.3. CO<sub>2</sub>分压的影响

本节研究CO<sub>2</sub>分压变化对腐蚀速率的影响规律。修改温度研究中的管道模型,主要变量为CO<sub>2</sub>分压,分别设置CO<sub>2</sub>分压为总压力(6 MPa)的0.1%、0.2%、0.3%、0.4%、0.5%、0.6%、0.7%、0.8%、0.9%以及1.0%。同样的,首先考察不同分压下管路的流动状态,计算表明流型分布与图2 相同。

流型分布结果表明,在所设定的条件下,CO<sub>2</sub>分压的改变并没有影响管路的流型分布,即水平段为层流;上倾段为段塞流;拐点处为层流至段塞流的过渡管段。为保证参数的可比性,选择距离管道入口50 m (层流)和150 m (段塞流)处两个位置进行结果分析。距管道入口50 m 处(层流)两种计算模型对应的管道腐蚀速率曲线如图7 所示,距管道入口150 m 处(段塞流)两种计算模型对应的管道腐蚀速率曲线如图8 所示。

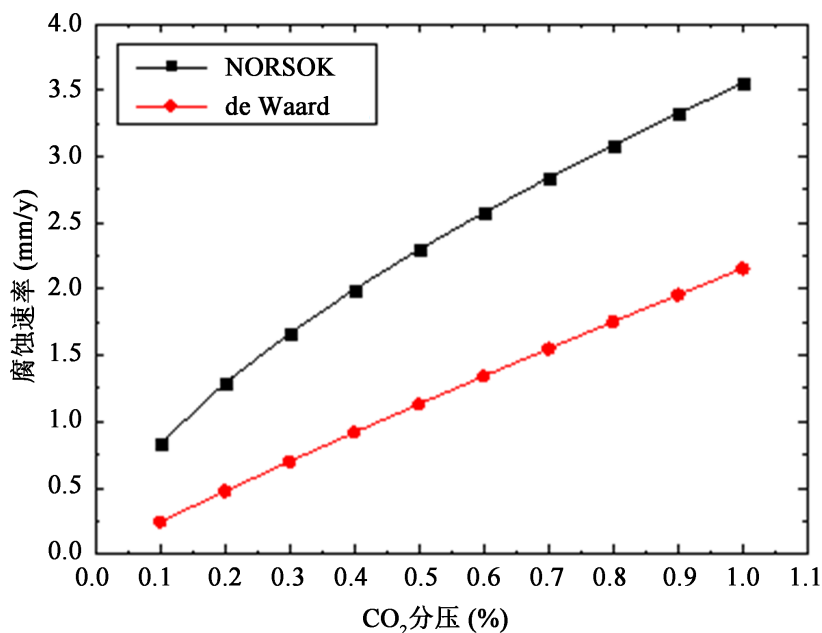
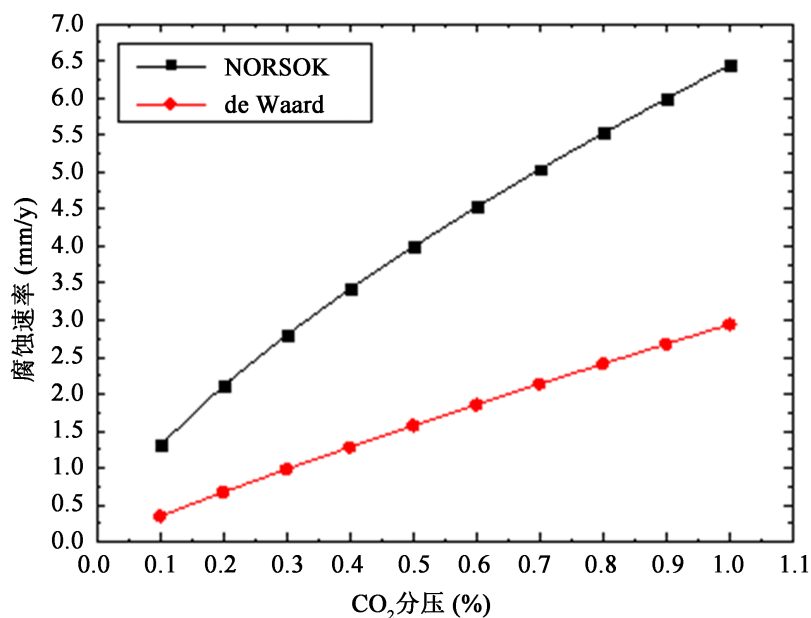


Figure 7. The corrosion rate of 50 m away from the inlet with various CO<sub>2</sub> partial pressures  
图7. 距管道入口50 m 处腐蚀速率随CO<sub>2</sub>分压变化情况

图中的曲线表明,在层流管道,随着CO<sub>2</sub>分压的增加,两种模型计算的管道腐蚀速率均线性增加,变化规律比较一致。同样的,NORSOK 模型计算结果比De Waard 的计算结果约高1 mm/y,并且两者只差随着CO<sub>2</sub>分压的增大而增大。

对于段塞流的情况,随着CO<sub>2</sub>分压的增加,两种模型计算的管道腐蚀速率均线性增加,变化规律也比较一致。两种模型计算结果偏差随CO<sub>2</sub>分压增加而增加,最小相差1 mm/y,而最大可以达到约3.5 mm/y。

同时,段塞流产生位置在距离管道入口110 m 处,在各种分压下,最大腐蚀速率都出现在距离管道入口114 m 处,这表明整个管道的最大腐蚀速率出现在段塞流流型中,并且在空间上略滞后于段塞流出现的位置。



**Figure 8.** The corrosion rate of 150 m away from the inlet with various CO<sub>2</sub> partial pressures  
**图 8.** 距管道入口 150 m 处腐蚀速率曲线随 CO<sub>2</sub> 分压变化情况

#### 4. 总结

论文使用 OLGA 软件中腐蚀模块的 NORSOK 模型和 De Waard 模型计算和研究混输管道的 CO<sub>2</sub> 内腐蚀规律。针对不同的研究参数合理的建立和修改管道模型，研究了诸如温度、操作压力、CO<sub>2</sub> 分压等单一因素的改变对管道内腐蚀速率的影响规律，研究表明：

- 1) 无论是层流还是段塞流流型，OLGA 软件中的 NORSOK 模型都比 De Waard 模型计算的腐蚀速率高，在使用过程中需要明确各个模型的适应范围，本文以 NORSOK 模型的仿真结果为准。
- 2) 在 60 摄氏度时，管道内腐蚀速率达到最大值，随着 CO<sub>2</sub> 分压和管道操作压力的增大而增大；
- 3) 相同操作条件下，发生段塞流的管道其 CO<sub>2</sub> 腐蚀速率远高于层流的管道。

#### 参考文献

- [1] Nestic, S., Cai, J.Y. and Lee, K.-L. (2005) A Multiphase Flow and Internal Corrosion Prediction Model for Mild Steel Pipelines.
- [2] Nestic, S. (2012) Effects of Multiphase Flow on Internal CO<sub>2</sub> Corrosion of Mild Steel Pipelines. *Energy & Fuels*, **26**, 4098-4111. <https://doi.org/10.1021/ef3002795>
- [3] Wang, Z.M., Liu, X.T., Han, X. and Zhang, J. (2015) Managing Internal Corrosion of Mild Steel Pipelines in CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery Multiphase Flow Conditions. *Energy Technology*, **3**, 225-233. <https://doi.org/10.1002/ente.201402159>
- [4] Dugstad, A., Kvarekval, J., Nyborg, R., *et al.* (2006) Corrosion Testing in Multiphase Flow, Challenges and Limitations.
- [5] Dai, M. (2021) *In Situ* Mathematically Simulation for CO<sub>2</sub> Internal Corrosion in Wet Natural Gas Gathering Pipelines System by HYSYS. *Engineering Failure Analysis*, **122**, 105265. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105265>
- [6] Sim, S., Cole, I., Corrigan, P. and Birbilis, N. (2013) Internal Corrosion of CO<sub>2</sub> Pipelines for Carbon Capture and Storage. International Corrosion Conference Series.
- [7] Silva, C.A., Filho, D.R.N., Nunes, G.M.B., Bassani, G.S., *et al.* (2021) IBP1173\_19 the Design and Development of a Small-Scale, Multiphase Flow Loop for the Study of Corrosion in Sour/Sweet Gas Environments.
- [8] Oshinowo, L., Said, F., Bokhedaim, Y., *et al.* (2020) Multiphase Flow Simulation to Estimate Erosion/Corrosion Potential in Gas Sweetening Process Piping. *International Petroleum Technology Conference*. Dhahran, January 2020,

Paper Number: IPTC-19681-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19681-MS>

- [9] Peng, S.B., Zhang, Z., Liu, E.B., *et al.* (2020) A New Hybrid Algorithm Model for Prediction of Internal Corrosion Rate of Multiphase Pipeline. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **85**, 103716.
- [10] Khan, R., Ya, H.H., Pao, W., *et al.* (2020) Effect of Sand Fines Concentration on the Erosion-Corrosion Mechanism of Carbon Steel 90 Elbow Pipe in Slug Flow. *Materials*, **13**, 4601. <https://doi.org/10.3390/ma13204601>