

文章编号: 0253-2697(2013)02-0386-07 DOI: 10. 7623/syxb201302024

基于流场计算的天然气集输管线 CO₂ 腐蚀预测模型

崔 钺¹ 兰惠清² 康正凌² 何仁洋³ 黄 辉³ 林 楠¹

(1. 北京交通大学机械与电子控制工程学院 北京 100044; 2. 海军后勤技术装备研究所 北京 100072;
3. 中国特种设备检测研究院 北京 100013)

摘要:为了更准确地反映含 CO₂ 天然气管线典型管件(弯头及 T 形管)的腐蚀情况,在根据 de Waard 腐蚀模型预测管段平均腐蚀速率的基础上,应用计算流体动力学(CFD)方法计算了管道内的流场,分析了流场参数对管段腐蚀速率的影响,进而结合颗粒冲蚀模型,对已有的 de Waard 腐蚀模型进行了改进,并提出了流场作用下的 CO₂ 腐蚀模型。应用该改进的 CO₂ 腐蚀模型研究现场实际工况表明:影响管线腐蚀的主要流场参数为介质流速、湍动能和相分布;弯头腐蚀最大位置位于弯头部位迎流侧偏向流场下游位置;T 形管腐蚀最大位置位于沿内部斜向合流部位。改进模型计算出的管线重点腐蚀位置和腐蚀速率,与现场工况的壁厚检测结果吻合良好,从而验证了该改进腐蚀模型的正确性。这种基于流场作用下改进的 CO₂ 腐蚀模型为天然气管线腐蚀预测体系的建立提供一种新思路。

关键词:CO₂ 腐蚀模型;弯头;T 形管;流场;计算流体动力学;管道

中图分类号:TE988 **文献标识码:**A

Improvement of a CO₂ corrosion prediction model for natural gas pipelines based on flow field calculation

CUI Yue¹ LAN Huiqing¹ KANG Zhengling² HE Renyang³ HUANG Hui³ LIN Nan¹

(1. School of Mechanical, Electronic and Control Engineering, Beijing Jiaotong University, Beijing 100044, China;
2. Navy Logistics Institute of Technology & Equipment, Beijing 100072, China;
3. China Special Equipment Inspection & Research Institute, Beijing 100013, China)

Abstract: In order to more exactly reflect corrosion situation of typical pipe fittings (elbows and tees) for natural gas pipelines with CO₂, flow field within pipelines is calculated by using computational fluid dynamics (CFD) method based on average corrosion rate predicted by de Waard corrosion model, and impact of flow field parameters on corrosion rate of pipelines is analyzed. Furthermore, the existing de waard corrosion model is modified and a CO₂ corrosion model under flow filed influence is proposed. The applied results of improved CO₂ corrosion model shows that main flow field parameters affecting pipeline corrosion are media velocity, turbulent kinetic energy and phase distribution. The maximum corrosion in elbows occurs at facing stream side partial to flow-field downstream while that in tees occurs at confluent part diagonally along internal oblique interflow structure. The corrosion location and rate of pipelines calculated by the modified model are well consistent with wall-thickness detection results on site conditions, which verifies validity of the improved CO₂ corrosion model. This improved CO₂ corrosion model based on the flow-field effect provides a new approach to build up a system for predicting corrosion location and rate of natural gas pipelines.

Key words: CO₂ corrosion model; elbow; tee; flow field; computational fluid dynamics; pipeline

在石油、天然气的开采及集输过程中,作为伴生气而存在的 CO₂ 在其溶于水后,会严重地腐蚀油套管和集输管线^[1]。而随着中国大部分油气田开发进入中后期,油气管线中的 CO₂ 与含水量也越来越高,盲目提升集输站场的管道压力,会使流场诱导下的 CO₂ 腐蚀问题日趋严重。因此,CO₂ 的腐蚀与防护已成为今后油田及管道生产商亟待解决的问题之一^[2-3]。

国际上已开展了数十年关于 CO₂ 腐蚀的研究,CO₂ 腐蚀速率预测模型大致可分为 3 类,即半经验型预测模型、经验型预测模型和机理型预测模型。在半经验模型的建立上,1975 年 de Waard 与 Millams 提出了有代表性的 de Waard 预测模型,并在此后的几十年中引入了流速、pH 值及油膜等因素不断改进修正^[4-6];在经验模型方面,以挪威能源科技研究所根据

基金项目:国家高技术研究发展计划(863)项目(2012AA040105-3)资助。

第一作者:崔 钺,男,1987 年 4 月生,2012 年获北京交通大学硕士学位,现为北京交通大学博士研究生,主要从事石油天然气管道腐蚀方面的研究。
Email: 12116321@bjtu.edu.cn

通讯作者:兰惠清,女,1973 年 12 月生,2002 年获中国石油大学(北京)博士学位,现为北京交通大学副教授,主要从事石油天然气管道安全方面的科研工作。Email: hqlan@bjtu.edu.cn

大量的低温室内实验数据与高温现场数据建立的 Norsok 腐蚀经验模型为代表^[7],其可以用于预测材料的均匀腐蚀速率,但当材料出现局部不规则情况时(如出现点蚀及台地状腐蚀),预测结果往往低于实际情况;在机理模型方面,Nesic 等提出的 Ohio 模型则是 CO₂ 腐蚀动力学模型^[8-9],其考虑了金属表面成膜的单相化学反应及离子交换。

在多相流冲刷研究方面,国外也已积累了较成熟的方法。在对确定多相流的组分、分相流压降和截面含液率的多相流流型和流型图也已开展了较多研究^[10-12],但多数都未同腐蚀情况相联系,进而建立较全面的流场与腐蚀交互作用模型。McLaury 等在 2002 年提出的考虑流体性质及流速的 Tulsa 模型也仅对冲刷现象进行了研究^[13]。

CO₂ 腐蚀模型的理论研究已发展得较为系统,但还未见考虑流体力学作用下更贴近管道实际工况的腐蚀预测体系。笔者等选择了应用最广、考虑范围最全、模型各参数影响因子易修正的半经验 de Waard 模型,结合模拟所得的流场参数和管壁腐蚀速率,同时参考 Tulsa 冲刷模型中湍动能与流速两种流场参数对壁面冲刷率的作用情况,提出了流场诱导下的腐蚀模型,并进行各工况下的验算校正,以期通过仿真模拟减轻集气站运营管道安全状态监测及检测维修的难度,同时为集气站的防腐维护提供理论依据。

1 理论模型

1.1 CO₂ 腐蚀模型

当腐蚀组分的传质过程小于腐蚀反应的动力学过程时,腐蚀速率可近似表达为

$$\frac{1}{V_c} = \frac{1}{V_r} + \frac{1}{V_m} \quad (1)$$

其中

$$V_m = C_m \frac{D_{CO_2}^{0.7}}{\mu^{0.5}} \frac{U^{0.8}}{d^{0.2}} H \cdot p_{CO_2} \quad (2)$$

式中: V_c 为腐蚀速率,mm/a; V_r 是当传质为有限快时的最大腐蚀反应速率,mm/a; V_m 为腐蚀组分最快的传质速率,mm/a; C_m 为待定影响因子(由具体工况确定); D_{CO_2} 为水中 CO₂ 的扩散系数; μ 为水的动力黏度,Pa·s; U 为流体介质速度,m/s; d 为管线直径,mm; H 为 CO₂ 溶解的亨利常数^[4-5]; p_{CO_2} 为 CO₂ 分压,kPa。

当电荷转移控制腐蚀反应进行时,腐蚀速率表达式如下:

$$\ln V_c = 7.96 - 2320/(T + 273) - 5.55 \times 10^{-3} T + 0.6711 \ln p_{CO_2} \quad (3)$$

式中: T 为温度,℃。

同时,在引入校正因子对介质中的腐蚀产物垢、Fe²⁺ 浓度和 pH 值等进行修正后,考虑了碳化物对 CO₂ 腐蚀速率的影响,即拥有不同组织成分与微观结构的合金钢在 CO₂ 腐蚀下的差异。在 221 组腐蚀数据拟合的基础上,式(2)与式(3)可变为

$$V_m = 2.45 \frac{U^{0.8}}{d^{0.2}} H \cdot p_{CO_2} \quad (4)$$

$$\log(V_c) = 4.93 - \frac{1119}{T} + 0.58 \log(p_{CO_2}) - 0.34(pH_a - pH_{CO_2}) \quad (5)$$

式中: pH_{CO_2} 是在相同 CO₂ 分压下纯水中的 pH 值; pH_a 为实际工况介质 pH 值。

当考虑 pH 值的影响时,在 10~80 ℃ 的温度范围内,温度将影响 CO₂ 的溶解度和 H₂CO₃ 的电数:

$$pH_{CO_2} = 3.82 + 0.00384T - 0.5 \log(p_{CO_2}) \quad (6)$$

整合式(5)与式(6),有

$$\log(V_c) = 6.23 - \frac{1119}{T + 273} + 0.0013T + n \log(p_{CO_2}) - 0.34pH_a + c \quad (7)$$

式中: n 为 CO₂ 分压指数,一般为 0.7 左右; c 为待定常数。

1.2 冲刷模型

颗粒对材料壁面的腐蚀速率为^[14-15]

$$V_d = \sum_{p=1}^{N_p} \frac{m_p C(d_p) f(a) v^{b(v)}}{A_t} \quad (8)$$

式中: N_p 为颗粒总数; m_p 为颗粒质量,kg; $C(d_p)$ 为颗粒直径的函数; $f(a)$ 为碰撞角 a 的函数; v 为流体相对速度,m/s; $b(v)$ 为相对速度 v 的函数; A_t 为壁面单元表面积,m²。

实际上,函数 C 、 f 与 b 的定义反映的是颗粒材料对壁面材料性质的影响。由此简化颗粒的影响,反映磨蚀影响因素的 Tulsa 冲刷模型如下:

$$V_{CL} = 155.9 B^{-0.59} F_s v^{1.73} k^m \quad (9)$$

式中: V_{CL} 为壁面磨蚀率,kg/(m²·s); B 为布氏硬度,HB; F_s 为颗粒形状系数; k 为湍动能,m²·s⁻²; m 为待定系数(由实际工况确定)。

2 腐蚀速率分析

计算工况取自大庆某集气站,管道材质为 20G 钢,管径为 0.089 m,运行压力 15.1 MPa,温度 55 ℃,气相中含水率为 0.001336%。考虑现场实际操作加入缓蚀剂(ZDI-1 油气井气液两相高级缓蚀剂)的作用,基于 de Waard 腐蚀模型对管线进行了腐蚀模拟预测。

首先,基于 de Waard 模型对 35~100 ℃ 下的管线平均腐蚀速率进行预测。温度升高主要通过介质的溶解度降低及腐蚀产物的成膜机制来控制存在 CO₂ 下

的腐蚀速率变化。由图1预测平均腐蚀速率随温度变化的拟合曲线可见,管线的平均腐蚀速率在35~100℃范围内呈现先增高后降低的趋势,在65℃左右时管线的平均腐蚀速率达到最大。

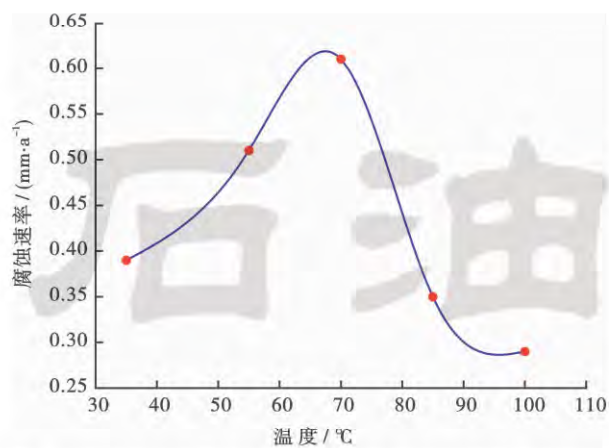


图1 集气站分离器进口处管线不同温度作用下平均腐蚀速率的变化

Fig. 1 The average corrosion rate under different temperatures at the entrance of gas station separator

温度的影响主要表现为当温度从35℃升高至100℃过程中,腐蚀反应速度加快,这会在一定程度上促进腐蚀;而在温度高于65℃后,CO₂的溶解度降低,同时腐蚀产物膜的性质及其在介质中的溶解度发生变化,从而使腐蚀速率降低。

有关CO₂分压与管线钢腐蚀速率的关系在以往的文献中已有阐述^[16],基于油气工业中根据CO₂分压判断CO₂腐蚀性的经验规律,55℃时,选取不同的CO₂分压进行管线内腐蚀速率的模拟对比(图2)。当CO₂分压处于0.02~0.08 MPa时,20G管线钢的最大腐蚀速率及最小腐蚀速率随CO₂分压的增加而迅速增大;当CO₂分压大于0.08 MPa时,最大腐蚀速率与最小腐蚀速率趋于平缓。

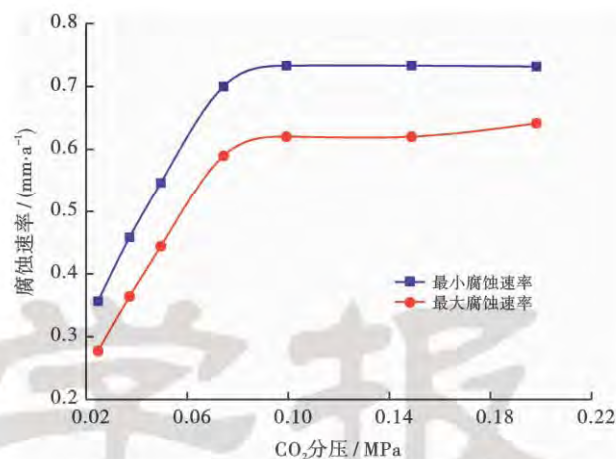


图2 集气站分离器进口处管线不同CO₂分压下腐蚀极值速率的变化

Fig. 2 The corrosion extreme value under different CO₂ practical pressure at the entrance of gas station separator

根据亨利定律,随着CO₂分压的升高,CO₂在含有天然气的水中溶解度升高,pH值因此而降低,H⁺的去极化作用增强^[17]。这样一方面会加速碳钢的腐蚀,另一方面由流场诱导产生极强的湍流强度和传质特性使得腐蚀性离子向金属壁面的传输能力增强^[18],大的壁面切应力作用使保护膜与金属基体的结合能力变差,引起裸露金属表面直接与腐蚀性介质相接触,导致较高的腐蚀速率^[19]。

3 流场分析

根据实际工况条件,提取分离器入口处管线左弯头与右侧迎流T形管,划分非结构网格(图3)^[20],设气相运输为准连续过程,气相的输运方程在Euler框架中求解。为了更好地模拟低含水天然气在管道壁面附近的流动,对管道内壁附近增加4层边界层网格结构。

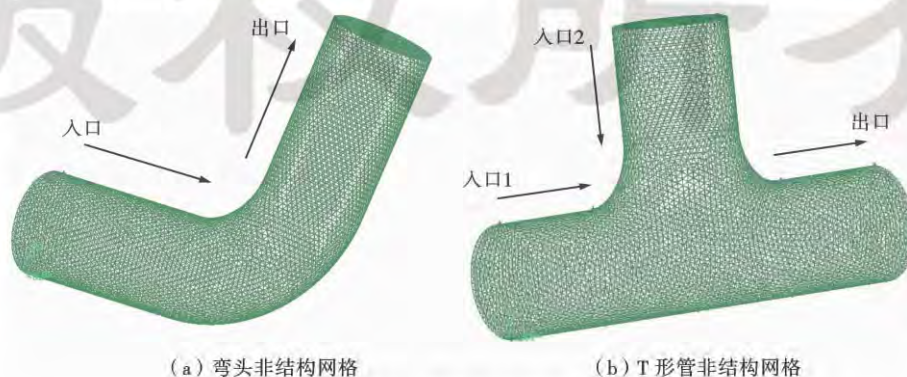


图3 网格划分模型

Fig. 3 Mesh model

计算域的入口采用压力进口条件,对于 T 形管则给定了左侧与上侧两个入口[图 3(b)]、各相的压力、体积含量、来流的湍流强度和水力直径,出口设为压力出口,全流道内与流体相接触的壁面均采用无滑移壁面条件,模拟不同 CO₂ 分压与含水率条件下的流场分布情况,以分析管道近壁面处的流场情况。

湍动能为湍流速度高低方差与流体质量乘积的函数,其随时间的变化可作为判断湍流强度的指标。由图 4 可知,湍动能在弯头内部整体变化较均匀,仅在流

向变化位置的下游区域,产生了较大的湍动波动;在 T 形管道左侧与上侧管道流向相交的位置,即水平流体与垂直流体相交的位置,产生了较大的湍动波动,随后平缓降至平均水平直到右侧出口,在迎流内径位置,也出现了湍动能的增大。湍动能最大值位于沿 T 形管内部结构斜向合流的部位。根据不同 CO₂ 分压(占管道总压百分比为 0.16%、0.64%、0.96%和 1.28%)下的流场分析表明,不同 CO₂ 分压下 T 形管并未产生湍动能的显著变化。

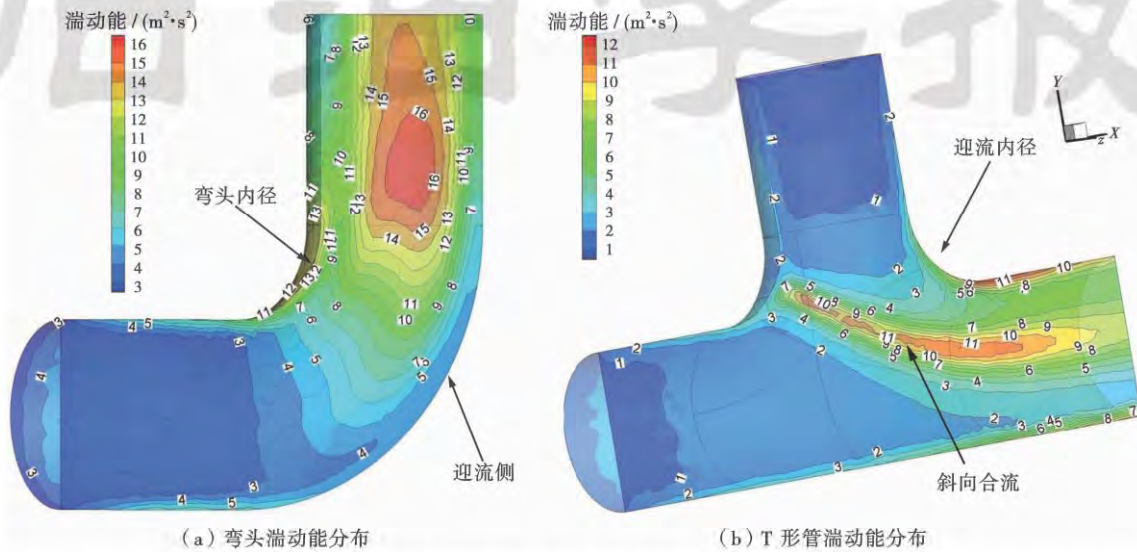


图 4 含水率 0.1336%、CO₂ 分压 0.32% 下的湍动能分布

Fig. 4 Turbulent kinetic energy distribution under the moisture content 0.1336% and CO₂ partial pressure 0.32%

图 5 给出了弯头和 T 形管的切向速度。对于弯头而言,在管道近壁面处流体的切向速度基本保持不变,仅在内径近壁面处切向速度略有增加;而在管壁迎流侧上方腐蚀减薄的位置,流道过渡较平滑,也并未引

起近壁面处切向速度的增加。T 形管近壁面处的切向速度由于左侧与上侧流体的合流作用在整个 T 形管中变化较大。由于合流作用,沿 T 形管内部斜向合流的部位,近壁面管线产生了比较大的切向速度;T 形管

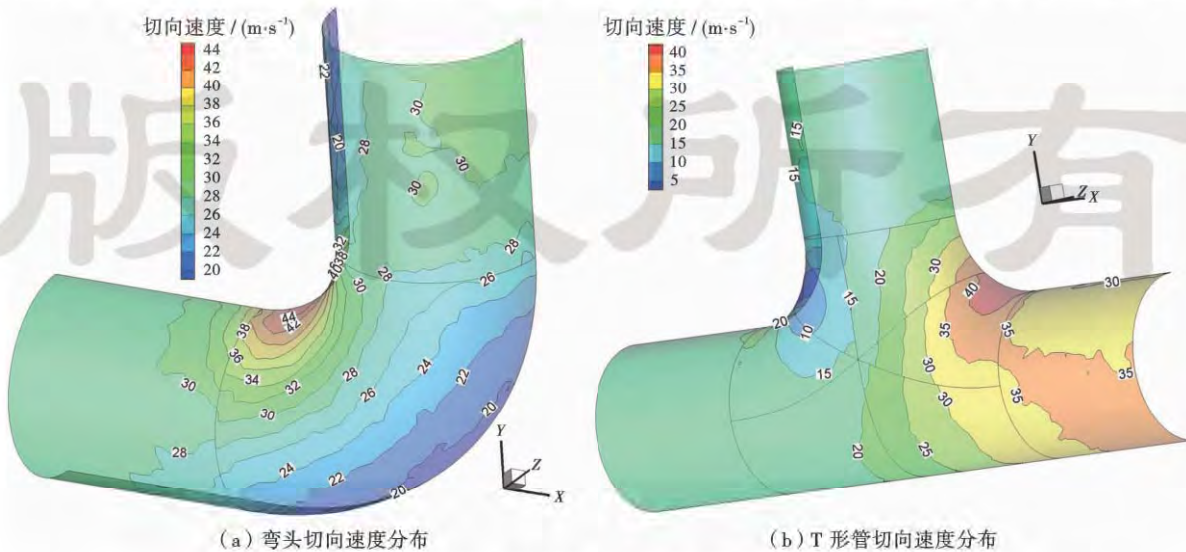


图 5 含水率 0.1336%、CO₂ 分压 0.32% 下的切向速度分布

Fig. 5 Tangential velocity distribution under the moisture content 0.1336% and CO₂ partial pressure 0.32%

迎流内径的位置,也出现了近壁面速度的高数值。而且不同 CO_2 分压(0.16%、0.64%、0.96%和 1.28%)对管线的切向速度影响很小。

图6是弯头和T形管的 CO_2 相分布。在弯头近壁面输运气体中的 CO_2 含量在管道迎流面略偏于流向下游的位置出现最大;而在管道内径近壁面湍动能与切向速度较大的位置, CO_2 含量小于管线的平均 CO_2 含量,

达到弯头中 CO_2 含量的最低值,这可能是由于该处较高的切向速度引起的相分散所造成的。T形管内近壁面输运气体中的 CO_2 含量在沿内部斜向合流的部位较大;而在迎流内径的位置, CO_2 含量则最低。从不同 CO_2 分压(0.16%、0.64%、0.96%和 1.28%)下 T形管壁面处的相分布可以看出,其高低峰值差距不大,但随着模拟 CO_2 分压的增高,管段内 CO_2 相的分布基本呈线性增加。

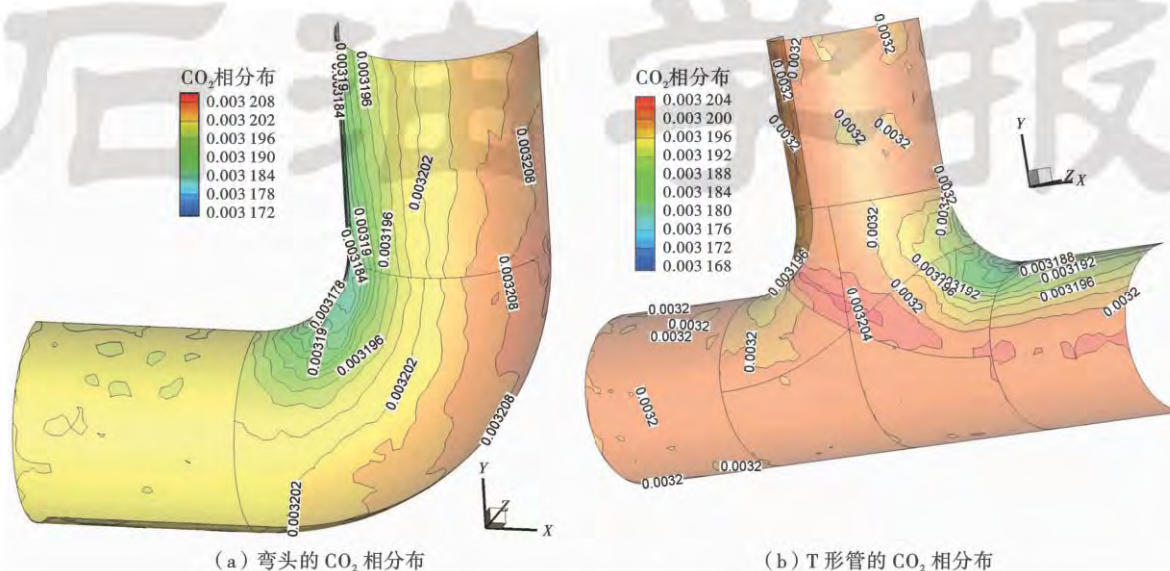


图6 含水率 0.1336%、 CO_2 分压 0.32% 下的 CO_2 相分布

Fig. 6 The CO_2 phase distribution under the moisture content 0.1336% and CO_2 partial pressure 0.32%

4 基于流场的改进 CO_2 腐蚀预测模型

在大庆某集气站管线平均腐蚀速率预测的基础上,通过对管道内流场模拟,分析了管道内壁处湍动能、介质切向流速及 CO_2 的相分布,并对该进站管线的重点管段进行了不同 CO_2 分压条件下弯头与 T形管的流场对比分析。研究表明,气相微小分压的变化(0.025~0.197 MPa)并不能引起管线近壁处湍动能与流速的增加,但会使管道内 CO_2 相分布呈线性增加。考虑到湍动能与流速的流场分布,其明显表现出对腐蚀速率有促进的趋势^[21]。弯头影响位置表现在迎流侧下游壁面与内径壁面处;T形管影响位置表现在管道内部斜向合流位置与迎流侧内径位置。由基于 de Waard 腐蚀模型的腐蚀速率预测可知, CO_2 分压的增高将引起管道内平均腐蚀速率增大,而其中腐蚀严重的位置是在湍流强度与壁面切向流速共同作用下的结果。

结合模拟所得的流场参数、管壁腐蚀速率,在 de Waard 模型与冲蚀模型的基础上,提出流场诱导下改进的腐蚀模型:

$$V_{\text{Cor}} = a\rho_L V_c V_{\text{CL}} + bV_c + d \quad (10)$$

其中

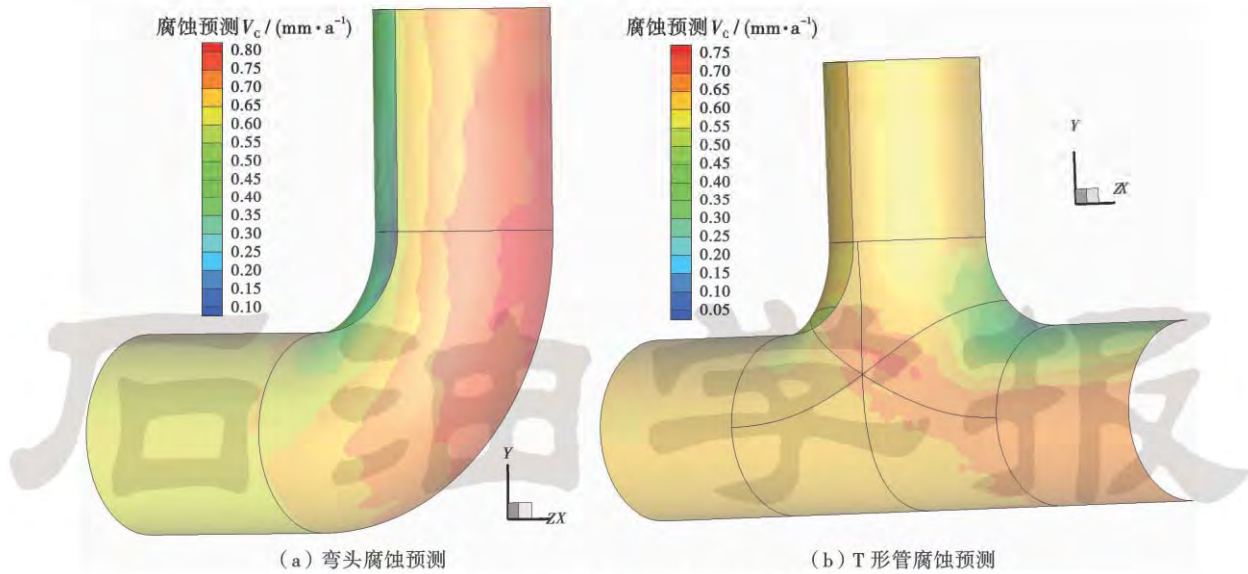
$$\log(V_c) = 6.23 - \frac{1119}{T + 273} + 0.0013T + 0.41\log(p_{\text{CO}_2}) - 0.34pH_a + c \quad (11)$$

式中: V_{Cor} 为预测腐蚀速率, mm/a; ρ_L 为流体密度, kg/m^3 ; a, b, d 为待定常数。

由式(10)可知,当流场因素影响很小时,此模型与 de Waard 预测模型完全类似。而在引入影响当前工况的流场系数进行线性插值计算则有

$$V_{\text{Cor}} = 0.38v^{1.73} k^{-1.23} + bV_c + d \quad (12)$$

使用提出的预测模型对完成流体动力学分析的弯头与 T形管进行腐蚀速率及腐蚀位置预测(图7)。弯头腐蚀最大位置位于迎流侧偏向流场下游的位置,腐蚀预测最大值 0.8 mm/a,最小腐蚀速率发生在弯头内径近壁面处,可低至 0.2 mm/a,平均腐蚀速率保持在 0.63 mm/a。T形管腐蚀最大位置位于沿内部斜向合流位置,腐蚀预测最大值 0.72 mm/a,最小腐蚀速率发生在迎流内径处,低至 0.3 mm/a,平均腐蚀速率保持在 0.62 mm/a。

图 7 0.32%CO₂ 分压含水率 0.1336% 下的腐蚀预测Fig. 7 The corrosion prediction under the moisture content 0.1336% and CO₂ partial pressure 0.32%

中国特种设备检测研究院于 2011 年利用 O-LYMPUS 38DL PLUS 超声波测厚仪也对该段管线的重点管段处(弯头及 T 形管)进行了检测,由于重点管段处的腐蚀情况略高于平均腐蚀预测率,故该模拟结果与现场工况的检测结果较吻合^[22]。统计分析表明,该预测模型计算的弯头处最大腐蚀速率、平均腐蚀速率与实测值的回归系数分别为 0.92 与 1.12, T 形管处最大腐蚀速率、平均腐蚀速率与实测值的回归系数分别为 0.84 与 1.12(表 1)。模拟结果与现场工况下的壁厚检测结果对比分析吻合良好,验证了该改进腐蚀模型的正确性。

表 1 现场壁厚检测数据

Table 1 Wall thickness detection in the site conditions

	平均腐蚀率/(mm·a ⁻¹)	最大腐蚀率/(mm·a ⁻¹)
弯头	0.56	0.87
T 形管	0.55	0.86

5 结 论

(1) 通过分析含 CO₂ 的天然气集输管道内腐蚀情况下的温度及 CO₂ 分压变化,在此基础上对湍动能、切向流速及 CO₂ 相分布等流场分布参数进行了研究,从而提出了流体力学作用下更贴近管道实际工况的 CO₂ 腐蚀预测模型。

(2) 改进的 CO₂ 腐蚀预测模型在不考虑流场影响时与 de Waard 腐蚀模型完全等同,而在流场参数的影响下,对管道的腐蚀速率预测可以精确至流场诱导位置。该模型的建立可为基于流场的天然气管线腐蚀

预测体系的建立提供一种新思路。

(3) 在下一步的研究中,该模型可以进一步结合更多现场检测中的腐蚀变化参数、流场变化参数等影响因素,从而使该流场作用下的 CO₂ 天然气集输管道内腐蚀模型可以更全面、精准地用于现场实际预测。

参 考 文 献

- [1] 魏丹,叶东,王献昉,等.含 CO₂ 多相流相态的非均匀性对输油管冲刷腐蚀的影响[J].科技导报,2009,27(16):49-52.
Wei Dan, Ye Dong, Wang Xianfang, et al. Effect of nonuniformity of multiphase flow with CO₂ on erosion corrosion of pipeline[J]. Science & Technology Review, 2009, 27(16): 49-52.
- [2] 胡建春,胡松青,石鑫,等.CO₂ 分压对碳钢腐蚀的影响及缓蚀性能研究[J].青岛大学学报:工程技术版,2009,24(2):90-93.
Hu Jianchun, Hu Songqing, Shi Xin, et al. Dynamic corrosion behaviors of tubing steels in simulated oilfield H₂S/CO₂ environment[J]. Journal of Qingdao University: Engineering & Technology Edition, 2009, 24(2): 90-93.
- [3] 吕祥鸿,赵国仙,张建兵,等.用于集输管线的 0.5Cr 钢在模拟塔里木油田环境中的 H₂S/CO₂ 腐蚀行为研究[J].石油学报,2009,30(5):782-787.
Lü Xianghong, Zhao Guoxian, Zhang Jianbing, et al. Experimental study on corrosion behaviors of H₂S and CO₂ to 0.5 Cr steel used in gathering pipeline at simulated environment of Tarim Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(5): 782-787.
- [4] de Waard C, Milliams D E. Carbonic acid corrosion of steel[J]. Corrosion, 1975, 31(5): 177-181.
- [5] Bernardus F M P, Sergio D K, Randy C J, et al. Improvements on de Waard-Milliams corrosion prediction and application to corrosion management, Corrosion 2002, Denver, April 7-11, 2002[C]. Denver: NACE International, 2002.

- [6] Smith L, de Waard K, Bruce D C, et al. The influence of crude oils on well tubing corrosion rates; Corrosion 2003, San Diego, March, 2003[C]. San Diego: NACE International, 2003.
- [7] Standards Norway. M-506 CO₂ corrosion rate calculation model [S]. Lysaker; Standards Norway, 2005.
- [8] Nesić S, Postlethwaite J, Olsen S. An electrochemical model for prediction of corrosion of mild steel in aqueous carbon dioxide solutions[J]. Corrosion, 1996, 52(4): 280-294.
- [9] Nešić S, Lee K L J. A mechanistic model for carbon dioxide corrosion of mild steel in the presence of protective iron carbonate films—Part 3; film growth model[J]. Corrosion, 2003, 59(7): 616-628.
- [10] Angeli P, Hewitt G F. Flow structure in horizontal oil-water flow [J]. International Journal of Multiphase Flow, 2000, 26(7): 1117-1140.
- [11] Feenstra P A, Weaver D S, Judd R L. An improved void fraction model for two-phase cross-flow in horizontal tube bundles[J]. International Journal of Multiphase Flow, 2000, 26(11): 1851-1873.
- [12] Bonizzi M, Issa R I. On the simulation of three-phase slug flow in nearly horizontal pipes using the multi-fluid model[J]. International Journal of Multiphase Flow, 2003, 29(11): 1719-1747.
- [13] Pope S B. 湍流[M]. 北京: 世界图书出版公司, 2010.
Pope S B. Turbulent flows[M]. Beijing: World Publishing Corporation, 2010.
- [14] Prasad B K. Effects of alumina particle dispersion on the erosive-corrosive wear response of a zinc-based alloy under changing slurry conditions and distance[J]. Wear, 2000, 238(2): 151-159.
- [15] Modi O P, Saxena M, Prasad B K, et al. Corrosion behaviour of squeeze-cast aluminium alloy-silicon carbide composites[J]. Journal of Materials Science, 1992, 27(14): 3897-3902.
- [16] 朱世东, 白真权, 尹成先, 等. CO₂ 分压对 P110 钢腐蚀行为的影响[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2008, 25(5): 12-15.
- Zhu Shidong, Bai Zhenquan, Yin Chengxian, et al. Impact of CO₂ partial pressure on corrosion behavior of P110 steel[J]. Corrosion & Protection in Petrochemical Industry, 2008, 25(5): 12-15.
- [17] López D A, Pérez T, Simison S N. The influence of microstructure and chemical composition of carbon and low alloy steels in CO₂ corrosion. A state-of-the-art appraisal[J]. Materials & Design, 2003, 24(8): 561-575.
- [18] Moayed M H, Newman R C. Deterioration in critical pitting temperature of 904L stainless steel by addition of sulfate ions[J]. Corrosion Science, 2006, 48(11): 3513-3530.
- [19] 龙凤乐, 郑文军, 陈长风, 等. 温度、CO₂ 分压、流速、pH 值对 X65 管线钢 CO₂ 均匀腐蚀速率的影响规律[J]. 腐蚀与防护, 2005, 26(7): 290-293.
Long Fengle, Zheng Wenjun, Chen Changfeng, et al. Influence of temperature, CO₂ partial pressure, flow rate and pH value on uniform corrosion rate of X65 pipeline steel[J]. Corrosion & Protection, 2005, 26(7): 290-293.
- [20] Nešić S. Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines; a review[J]. Corrosion Science, 2007, 49(12): 4308-4338.
- [21] Zhang Yucheng, Pang Xiaolu, Qu Shaopeng, et al. The relationship between fracture toughness of CO₂ corrosion scale and corrosion rate of X65 pipeline steel under supercritical CO₂ condition[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2011, 5(6): 1643-1650.
- [22] 中国特种设备检测研究院. 徐深 6 测厚数据录入报告[R]. 北京: 中国特种设备检测研究院, 2011.
China Special Equipment Inspection and Research Institute. Report of the wall thickness detection data in Xushen 6[R]. Beijing: China Special Equipment Inspection and Research Institute, 2011.

(收稿日期 2012-08-23 改回日期 2012-12-26 编辑 王培玺)

版权所有