

冲蚀作用下 CO₂ 分压对集输气管线内腐蚀的影响规律

——以大庆油田徐深 6 集气站集输管线为例

崔 钺¹ 兰惠清¹ 何仁洋² 白晓旭¹ 黄 辉²

1. 北京交通大学机械与电子控制工程学院 2. 中国特种设备检测研究院

崔钺等. 冲蚀作用下 CO₂ 分压对集输气管线内腐蚀的影响规律——以大庆油田徐深 6 集气站集输管线为例. 天然气工业, 2013, 33(2): 128-132.

摘 要 我国部分油气田集输管线中 CO₂ 与水含量较高, 同时由于提高输送流速, 集输管道 CO₂ 腐蚀日趋严重, 掌握流场诱导下 CO₂ 腐蚀速率的变化规律对腐蚀防护与定期检测具有重要意义。为此, 以大庆油田徐深 6 集气站一集输天然气管线为分析对象, 首先基于 Norsok 腐蚀模型预测 CO₂ 分压对其内腐蚀速率的影响, 再应用计算流体力学方法 (CFD) 对管道内流场进行分析, 并结合现场的内腐蚀测厚数据, 得出冲蚀作用下 CO₂ 分压对集输天然气管线内腐蚀的影响规律: 集输天然气管线内, 湍流作用在内流道剧烈变化区域 (弯头、T 形管处), 湍动能升至最大 75 m²/s², 对 CO₂ 局部腐蚀具有明显的促进作用; 流体介质的流型与流速会对管道内壁的 CO₂ 均匀腐蚀产生较强促进作用; 管道内壁在 CO₂ 分压重腐蚀区间内 (0.02~0.20 MPa), CO₂ 的腐蚀程度随 CO₂ 分压的增大呈线性加剧, 随后其最大腐蚀速率保持在 0.75 mm/a, 并趋于平缓, 而最小腐蚀速率保持在 0.62 mm/a, 稳中有升。研究结果可作为预测集输管线重点部位运行寿命的参考依据, 使得管道腐蚀防护与定期检测更为精确省时。

关键词 天然气管道 CO₂ 分压 腐蚀 冲蚀作用 影响 流场 计算流体力学

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.02.025

Effect of CO₂ partial pressure on the corrosion in flow and transport lines under the erosion action:

A case study from the Xushen-6 Gas Station in the Daqing Oil Field

Cui Yue¹, Lan Huiqing¹, He Renyang², Bai Xiaoxu¹, Huang Hui²

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

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 2, pp. 128-132, 2/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The content of CO₂ and water is rather high in the gathering and transportation lines in some oil and gas fields. Moreover, the operating pressure needs to be enhanced at the gathering and transmission stations to improve the flow rate in the lines. This leads to the increasingly serious result of the CO₂ dominated corrosion in the lines. Therefore, to master the changing law of CO₂ dominated corrosion induced by flow field is of great significance to corrosion prevention & control and regular inspection. In view of this, a case study was made of a pipeline at the Xushen-6 Gas Station in the Daqing Oil Field. First, based on the Norsok corrosion model, the effect of CO₂ partial pressure was predicted on the corrosion rate at the inner side wall of this pipeline. Then, the computational fluid dynamics (CFD) module was used to analyze the flow field in the pipeline; and in combination with the pipe wall thickness, it is disclosed that how the partial CO₂ pressure influences the internal corrosion in a pipeline under the erosion action. In a pipe line, erosion accelerates the partial CO₂ corrosion distinctly in the specific parts such as tees or elbows with a violent change of turbulent flow, the kinetic energy of which increases to the maximum value of 75 m²/s²; flow patterns and velocity exacerbate the CO₂ corrosion evenly at the inner wall of the pipe. With the CO₂ partial pressure increasing, the average CO₂ corrosion rate sharply rises in the pipe line; but when the CO₂ content reaches a saturation value in a gas-water transport line, the CO₂ corrosion will tend towards stability and the expected CO₂ corrosion rate rises on the whole. During the severe CO₂ corrosion interval (0.02 - 0.20 MPa), the CO₂ corrosion level enlarges linearly with the increase of CO₂ partial pressure, subsequently, the maximum of the corrosion rate holds a value of 0.75 mm/year and the minimum of the corrosion rate is kept at 0.62 mm/year. This study will provide a reference for predicting the life span of the key parts of a pipeline and also help improve the efficiency of corrosion prevention & control and regular inspection of pipelines.

Key words: natural gas pipeline, CO₂ partial pressure, corrosion, erosion, impact, flow field, computational fluid dynamics (CFD)

基金项目: 国家科技支撑计划重点项目 (编号: 2011BAK06B01-01)。

作者简介: 崔钺, 1987 年生, 博士研究生; 主要从事石油天然气管道腐蚀方面的研究。通讯作者: 兰惠清, 1973 年生, 副教授, 博士; 主要从事石油天然气管道安全方面的科研工作。地址: (100044) 北京市海淀区上园村 3 号。E-mail: hqlan@bjtu.edu.cn

在油气开采和集输过程中,作为伴生气而存在的CO₂溶于水后,会严重腐蚀油套管和集输管线^[1]。美国的Little Creek油田在未采取抑制CO₂腐蚀措施的油井套管不到5个月便腐蚀穿孔,腐蚀速率高达12.7 mm/a。而中国石油吉林油田万五井投产不到3年,油套管即被CO₂气体腐蚀,致使800 m油管掉落井下,油井报废^[2]。四川、长庆、塔里木及南海西部等的油气田都因严重的CO₂腐蚀造成了一定的经济损失。

我国部分油气田油气管线中CO₂与水含量较高,同时由于提高输运流速,高速流场下集输管道CO₂腐蚀问题日趋严重^[3]。管道内壁材料在遭受CO₂腐蚀以后,表面会形成一层腐蚀产物膜,延缓腐蚀的进行。但当腐蚀情况发生在高强湍流场中时,尤其是管道内壁面不光滑的情况下^[4],流动的气体会对设备内壁构成强烈的冲刷,除促进腐蚀反应的物质交换外,还将使得腐蚀产物膜难以在金属表面上形成,裸露的金属表面直接与腐蚀性介质相接触,导致较高的腐蚀速率,同时也会促使局部腐蚀的发生^[5]。

因此,掌握流场诱导下CO₂腐蚀速率的变化规律,对腐蚀防护与定期检测具有重要意义。本文以中国石油大庆油田徐深6集气站—集输管线为研究对象,基于Norsok腐蚀模型和计算流体动力学方法,研究冲刷作用下CO₂分压对集输天然气管线内腐蚀的影响。

1 理论基础

1.1 CO₂腐蚀预测模型

在CO₂腐蚀预测方面,国内外学者已研究设计了多种预测模型^[6-7]。笔者主要基于Norsok M506模型,它依据大量的低温实验室数据与高温现场数据而建立,是目前国内外唯一的CO₂腐蚀预测标准。模型中考虑了腐蚀产物膜的影响,在100~150℃之间较为接近实际工况^[8]。该模型在不同温度下的CO₂腐蚀速率(mm/a)表达式见式(1)~(3)。

在20、40、60、80、90、120和150℃条件下:

$$CR_t = K_i f_{CO_2}^{0.62} (S/19)^{0.246+0.0324 \log f_{CO_2}} f_{(pH)_i} \quad (1)$$

15℃条件下:

$$CR_t = K_i f_{CO_2}^{0.36} (S/19)^{0.146+0.0324 \log f_{CO_2}} f_{(pH)_i} \quad (2)$$

5℃条件下:

$$CR_t = K_i f_{CO_2}^{0.36} f_{(pH)_i} \quad (3)$$

式中 K_i 为常数,与温度和腐蚀产物膜相关; S 为管壁切应力,Pa; f_{CO_2} 为CO₂的逸度,bar; $f_{(pH)_i}$ 为pH值对腐蚀速率的影响因子。对于实际工况温度下的腐蚀速率可通过在所测温度及所规定温度值间作线性插值得到。Norsok M506腐蚀模型是以实验数据为基础而

建立的,对于腐蚀过程中化学及电化学反应的热力学及动力学等机理考虑过少,可以用于预测材料的均匀腐蚀速率。

1.2 流体动力学模型

在使用流体动力学方法对含CO₂的天然气管道内流场进行模拟时,采用Euler-Euler多相流模型,模拟由水相与气相共同组成并相互作用的运动^[9]。计算中每一相使用Euler方法描述和处理,假设各相共享相同的压力,对水相与气相求解连续性方程和动量方程。除采用基本流体力学方程进行控制外,亦引入湍流模型来求解管线中的低含水天然气,建立了基于标准 $k-\epsilon$ 模型下的局部两相流湍流预测模型。

设天然气为可压缩相,通过求解单独的动量方程与处理穿过区域的每一流体的体积分数来模拟含CO₂与水相的天然气在管道中输运时的流场状态,执行方程通过有限体积法在直角坐标系中离散求解,以确保其守恒。压力、沉积浓度、湍动能及耗散率定义在控制单元内的普通节点处。速度定义在标量单元面(交错单元格中心)与普通节点间。管壁内节点处的速度、湍流元、流体及沉积浓度设置为0。方程离散求解采用耦合SIMPLE算法^[10]。

2 工况模型

工况以大庆油田徐深6集气站为例(图1),管道材质为20G,管径为89 mm,运行压力15.1 MPa,温度55℃,气相中含水率为0.001 336%。管线各段长度见表1。

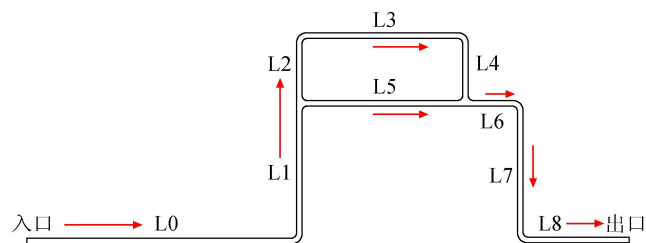


图1 徐深6集气站分离器进口处管线图

表1 管线各段长度表

管段	L0	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8
长度/m	5	2	1	3	1	3	1	2	2

为了便于讨论,将9截管段分为4个部分,定义L0与L1管段为P0部分;L2、L3与L4管段定义为P1部分;L5管段为P2部分;L6、L7与L8管段为P3部分。用流动模型计算出来的压力、温度、液体流速以及

管壁剪切力来计算腐蚀速度。

根据实际工况条件,划分非结构网格^[11],设气相输运为准连续过程,气相的输运方程在 Euler 框架中求解。根据集气站单井进站实际工况,对现场管段进行简化处理,建立二维网格模型,同时对流动参数变化大的区域(弯头与 T 形管),进行加密网格处理。为了更好地模拟低含水天然气在管道壁面附近的流动,划分网格部分对所有管道内壁附近增加 4 层边界层网格结构。

计算域的入口(图 1 中管线最左边)采用压力进口条件,给定各相的压力、体积含量及来流的湍流强度和水利直径。出口(图 1 中管线最右边)设为压力出口,全流道内与流体相接触的壁面上均采用无滑移壁面条件。

3 模拟结果分析

3.1 CO₂ 腐蚀结果分析

现场实际操作加入缓蚀剂(ZD1-1 油气井气液两相高级缓蚀剂)延缓管道的腐蚀,本文在 Norsok 经验模型中考虑了缓蚀剂的作用,引入影响因子对腐蚀速率进行控制,对图 1 所示管线进行了腐蚀预测。将腐蚀预测结果在第一个 T 形管处分开显示。图 2 给出了 CO₂ 分压为 0.0496 MPa 时,上分支管线(表 1 中 L0、L1、L2、L3、L4、L6、L7 与 L8)与下分支管线(表 1 中 L0、L1、L5、L6、L7 与 L8)腐蚀模拟结果。

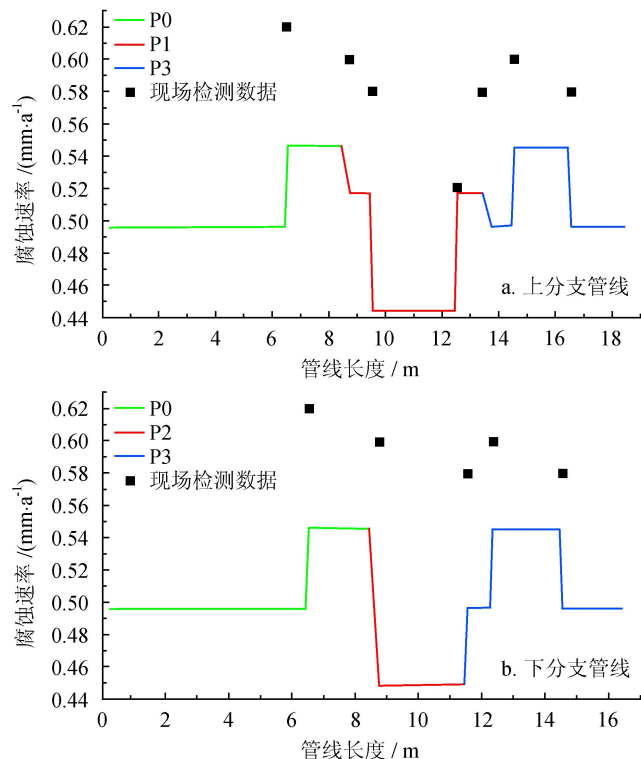


图 2 徐深 6 集气站分离器进口处管线 CO₂ 腐蚀速率图

由计算数据可以得出,在管道的入口水平管道处,平均腐蚀速率保持在 0.49 mm/a,随着流体介质从 L0 管段流入 L1 管段,管道由水平管段转为铅直管段,平均腐蚀速率升高,保持在 0.55 mm/a。在第一个 T 形管处管段的腐蚀速率有了一定程度的变小,L2 与 L4 铅直管线的腐蚀速率减至 0.52 mm/a,L3 与 L5 水平管线的腐蚀速率减至 0.45 mm/a。在第二个 T 形管处介质流体合流,腐蚀速率也增至 0.50 mm/a,在 L7 段处的管道铅直下降,腐蚀速率升到 0.55 mm/a,最后在 L8 管段处达到稳定。按照 NACE 标准 RP-0775-91^[12]中对腐蚀程度的规定,该条集气站管线腐蚀率大于 0.254 mm/a,已发生极严重腐蚀。中国特种设备检测研究院于 2011 年利用 OLYMPUS 38DL PLUS 超声波测厚仪对该管线的重点管段处(弯头及 T 形管)进行检测,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^[13],从而说明本文采用模拟方法是可行的,为下面继续分析 CO₂ 分压对腐蚀速率的影响奠定基础。

有关 CO₂ 分压对管线钢的腐蚀速率关系在很多文献中已有阐述,但大多仅针对材料属性而开展研究,并未在实验环境中引入高速流场。基于油气工业中根据 CO₂ 分压判断 CO₂ 腐蚀性的经验规律,55 °C 时,选取不同的 CO₂ 分压进行管线内腐蚀速率的模拟对比,腐蚀速率的结果趋势与图 2 相似,只是模拟的最大平均腐蚀速率和最小平均腐蚀速率不同,因此图 3 给出这两个腐蚀速率随 CO₂ 分压(0.024 8、0.037 2、0.049 6、0.074 4、0.099 2、0.148 8、0.198 2 MPa)的变化规律。当 CO₂ 分压处于 0.02~0.08 MPa 时,20G 管线钢的最大平均腐蚀速率及最小平均腐蚀速率随 CO₂ 分压的增加而迅速增大,当 CO₂ 分压大于 0.08 MPa 时,最大平均腐蚀速率趋于平缓,而最小平均腐蚀速率稳中有升。

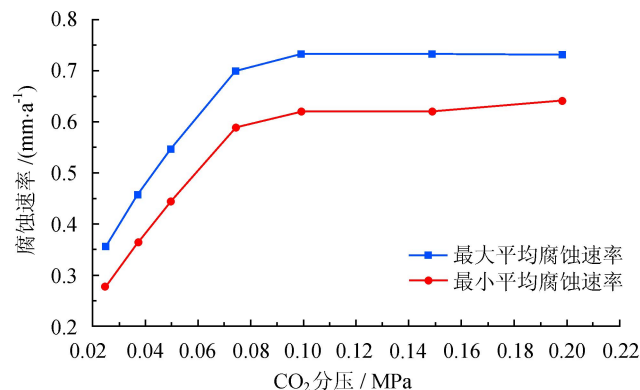


图 3 徐深 6 集气站分离器进口处管线不同 CO₂ 分压下腐蚀速率变化图

根据亨利定律,随着 CO_2 分压的升高, CO_2 在天然气杂质水中的溶解度升高,pH 值因此而降低, H^+ 的去极化作用增强^[9]。这在一方面会加速碳钢的腐蚀,另一方面由流场诱导的极强的湍流强度和大的传质特性使得腐蚀性离子向金属壁面的传输能力增强,大的壁面切应力作用使保护膜与金属基体结合能力变差,从而引起裸露的金属表面直接与腐蚀性介质相接触,导致高的腐蚀速率^[14]。

经过集气站前脱水干燥塔的预处理,天然气中的水相含量相对较少,当 CO_2 分压增加到一定程度时, H^+ 与 HCO_3^- 浓度都较高,这时大量的 HCO_3^- 一方面阻止 H_2CO_3 进一步电离,另一方面对溶液的 pH 值改变起到一种缓冲^[15],这也是当 CO_2 分压大于 0.08 MPa 时,腐蚀速率相对平缓的原因。

3.2 流场冲刷结果分析

介质在管道运输过程中,由于其内部流道的变化,局部的流速会远远高于整体流速,加之紊流作用影响,因此必定会加剧影响腐蚀速率。图 1 所示管线的内流场模拟结果见图 4、5 所示。

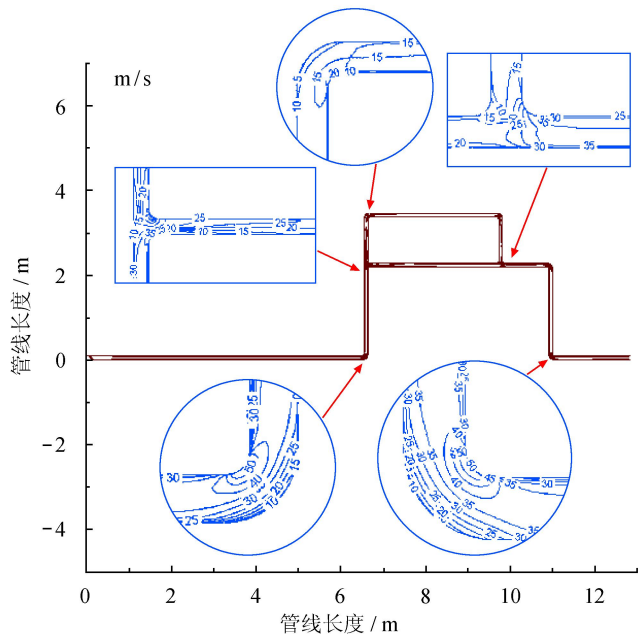


图 4 分离器进口处管线流速分布等值线图

从图 4 可以看出,在管道第一个弯头处水平管段转为铅直管段,气体流型发生较大变化^[16],这也是平均腐蚀速率升高并保持在 0.55 mm/a 的原因。而第一个 T 形管处的介质分流导致平均流速由 T 形管入口处的 35 m/s 下降为出口处各支线管段中的 15 m/s 左右(图 3),管壁切向流速的减少引起管段的 CO_2 腐蚀速率也随之相应变小(图 2)。在第二个 T 形管处的

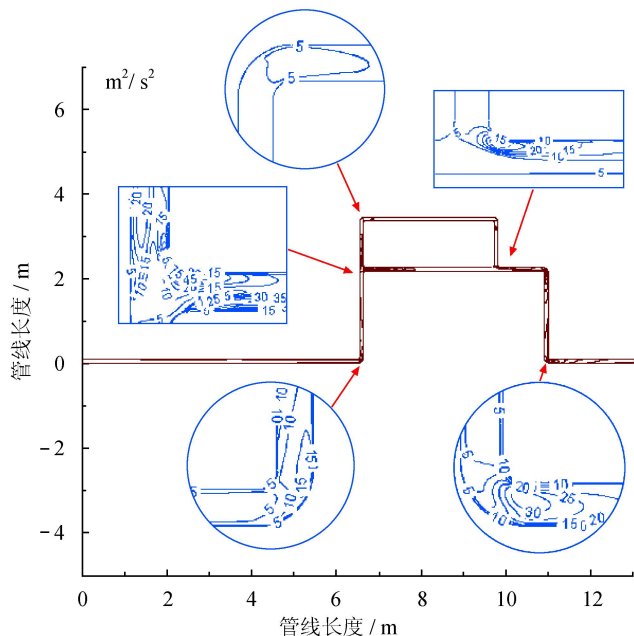


图 5 分离器进口处管线湍动能分布等值线图

的合流引起 L6 管段的流量增加,流速再度增至 35 m/s 左右,使得 CO_2 腐蚀速率也随之增高直至介质流体在 L7 段处的铅直下降,此时流型与流速的变化再度引起腐蚀速率升到 0.55 mm/a,最后在 L8 管段处达到稳定。

由于结构的变化,弯头迎着来流方向的内弧面首先承受流体的冲刷,且流体速度达到最大,表明该位置的冲刷破坏危险性较高。与此同时,弯头迎流侧中上部位置形成局部湍流,湍流强度有明显增强,湍流动能数在弯头区域处达到最大值 $75 \text{ m}^2/\text{s}^2$ (图 5)。由于流体的惯性作用,流体沿着弯头的弧度向前流动,正对着来流方向的弯头外弧面上方的直管段位置,也承受了较大的冲刷作用;T 形管内最大流速发生在来流支管主流区域和与主流管道垂直的支管道内远离主流一侧的区域,而与主流方向一样的另一条支管道内的流速则相对平缓。同时,涡流程度也在垂直主管道的支管道中靠近主流的一侧以及支管道与主管道衔接部位的拐角处有了较大提高,湍流动能数也达到了该管线的峰值。

4 结论

笔者通过模拟分析大庆油田徐深 6 集气站一集输天然气管线内腐蚀与流场变化情况,得出以下结论:

1) 流场冲刷在介质流向突变处(三通管及弯头)对 CO_2 局部腐蚀具有较明显的促进作用。即使添加了缓蚀剂,20G 管线钢也发生了极严重的 CO_2 腐蚀。

2) 流体介质的流型与流速会对管道内壁的 CO_2 均匀腐蚀产生促进作用。

3) 随着 CO_2 分压的增高, 管线钢的 CO_2 平均腐蚀速率也随着迅速升高, 当 CO_2 在输运天然气水相中达到饱和值时, 腐蚀速率趋于稳定, 但其整体的腐蚀期望速率仍然略有增加。

4) 研究结果可作为预测集输管线重点部位运行寿命的参考依据, 使得现场管道的腐蚀防护与定期检测更为精确省时。

参 考 文 献

- [1] BRONDEL D, EDWARDS R, HAYMAN A, et al. Corrosion in the oil industry [J]. *Oilfield Review*, 1994, 6(2): 4-18.
- [2] 鲜宁, 姜放, 荣明, 等. 连续油管在酸性环境下的腐蚀与防护及其研究进展 [J]. *天然气工业*, 2011, 31(4): 113-116.
XIAN Ning, JIANG Fang, RONG Ming, et al. Research progress in corrosion issues and prevention countermeasures of the coiled tubing for downhole sour services [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(4): 113-116.
- [3] 山本隆, 曲良山, 黄桂柏, 等. 四川气田含 H_2S 天然气管道内防腐涂层性能现场试验研究 [J]. *天然气工业*, 1999, 19(2): 95-98.
YAMAMOTO TAKASHI, QU Liangshan, HUANG Guibo, et al. On-site Experimental study of internal anticorrosion coating performance of the H_2S bearing gas pipeline in Sichuan Gas Fields [J]. *Natural Gas Industry*, 1999, 19(2): 95-98.
- [4] ZHANG Yucheng, PANG Xiaolu, QU Shaopeng, et al. The relationship between fracture toughness of CO_2 corrosion scale and corrosion rate of X65 pipeline steel under supercritical CO_2 condition [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 1643-1650.
- [5] AMRI J, GULBRANDSEN E, NOGUEIRA R P. Numerical simulation of a single corrosion pit in CO_2 and acetic acid environments [J]. *Corrosion Science*, 2010, 52(5): 1728-1737.
- [6] NYBORG Rolf, Field data collection, evaluation and use for corrosivity prediction and validation of models Part II: Evaluation of field data and comparison of prediction models [C]// paper 06118 presented at the Corrosion 2006, 12-16 March 2006, San Diego, Canada. Houston: NACE International, 2006.
- [7] 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 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 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 H_2S and CO_2 to 0.5Cr steel used in gathering pipeline at simulated environment of Tarim Oilfield [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2009, 30(5): 782-787.
- [8] DEWAARD C, LOTZ U, DUGSTAD A. Influence of liquid flow velocity on CO_2 corrosion: A semi-empirical model [C]// *Corrosion/95*, Houston: NACE, 1995: 128.
- [9] LOPEZ D A, PEREZ T, SIMISON S N. The influence of microstructure and chemical composition of carbon and low alloy steels in CO_2 corrosion. A state-of-the-art appraisal [J]. *Materials and Design*, 2003, 24(8): 561-575.
- [10] PATANKAR S V, SPALDING D B. A calculation procedure for heat, mass and momentum transfer in three-dimensional parabolic flows [J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 1972, 15(3): 1787.
- [11] SRDJAN NESIC. Key issues related to modeling of internal of corrosion of oil and gas pipelines — A review [J]. *Corrosion Science*, 2007, 49(2): 4308-4338.
- [12] NACE International. NACE RP-0775-91 Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations [S]. Houston: NACE, 1991.
- [13] 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: 中国特种检测研究院, 2011.
China Special Equipment Inspection and Research Institute. Report of the wall thickness detection data in Xushen 6-3 [R]. Beijing: China Special Equipment Inspection and Research Institute, 2011.
- [14] 龙凤乐, 郑文军, 陈长风, 等. 温度、分压、流速、pH 值对 X65 管线钢均匀腐蚀速率的影响规律 [J]. *腐蚀与防护*, 2005(7): 27-31.
LONG Fengle, ZHENG Wenjun, CHEN Changfeng, et al. Influence of temperature, CO_2 partial pressure, flow rate and pH value on uniform corrosion rate of X65 pipeline steel [J]. *Corrosion & Protection*, 2005(7): 27-31.
- [15] 王选奎. 户部寨气田腐蚀机理及防护措施研究 [D]. 北京: 中国地质大学, 2007.
WANG Xuankui. A study on corrosion factor and mechanism in Hubuzhai gas field [D]. Beijing: China University of Geosciences, 2007.
- [16] REZKALLAK K S. Recent progress in the studies of two-phase flow at microgravity conditions [J]. *Advances in Space Research*, 1995, 16(3): 123-132.

(修改回稿日期 2012-12-29 编辑 赵勤)