

腐蚀对管输 CO₂ 压力损失影响分析

李杰¹, 高嘉喜², 崔铭伟¹, 刘栋², 高延玲², 高文玲²

(1. 陕西延长石油集团有限责任公司研究院, 西安 710075;

2. 延长油田股份有限公司勘探开发技术研究中心, 陕西 延安 716000)

摘要: 目的 研究腐蚀对超临界和密相状态下长输 CO₂ 管道压力损失的影响。方法 假设新无缝钢管的表面粗糙度为 0.1 mm, 轻度腐蚀无缝钢管的表面粗糙度为 0.25 mm, 严重腐蚀无缝钢管的表面粗糙度为 0.9 mm, 结合输量、管长、环境温度等基础数据, 采用 HYSYS 软件模拟计算腐蚀对不同粗糙度的超临界和密相状态下长输 CO₂ 管道的压力分布, 根据压力分布结果总结受粗糙度影响的压力分布规律。结果 随着粗糙度的增大, 超临界和密相状态下的 CO₂ 在流动过程中的压力损失不断增大, 超临界状态下的输送受粗糙度的影响大于密相状态下的输送。受高差影响后, 结果发生了变化, 密相状态下的压力损失大于超临界状态下的压力损失。结论 表面粗糙度对不同相态下的 CO₂ 的输送压力损失影响很大, 粗糙度每增大 1 mm, 压降增大约 9%~11.2%。在无高差的条件下, 超临界状态的压力损失大于密相状态下的压力损失; 受高差影响后, 密相状态下的压力损失大于超临界状态下的压力损失。在实际输送管道中, 密相状态下的压力损失大于超临界状态下的压力损失。

关键词: 密相; 超临界; 粗糙度; 压力损失; 管输 CO₂

中图分类号: TG174.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2016)08-0045-05

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2016.08.008

Effect of Corrosion on Pressure Loss of CO₂ Pipeline

LI Jie¹, GAO Jia-xi², CUI Ming-wei¹, LIU Dong², GAO Yan-ling², GAO Wen-ling²

(1. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Company Limited, Xi'an 710075, China;

2. Yanchang Oil Field Co., Ltd, Yan'an 716000, China)

ABSTRACT: **Objective** To study the effect of corrosion on pressure loss of long-distance CO₂ pipeline at supercritical and dense-phase states. **Methods** Assuming that the surface roughness of new seamless steel tubes was 0.1 mm, that of mild corrosion seamless steel tubes 0.25 mm and that of severe corrosion of seamless steel tubes 0.9 mm, effect of corrosion on the pressure distribution of long-distance CO₂ pipeline with different roughness conditions at supercritical and dense-phase states was simulated and calculated by HYSYS software combined with basic data like transmission capacity, tube length and ambient temperature. Then the regulations of distribution influenced by roughness conditions were summarized according to the results of pressure distribution. **Results** With increasing roughness, pressure loss in flow process of CO₂ pipeline at supercritical and

收稿日期: 2016-03-16; 修订日期: 2016-04-26

Received: 2016-03-16; Revised: 2016-04-26

基金项目: 国家科技支撑计划 (2012BAC26B00); 延长石油集团项目 (ycsy2016ky-A-17)

Fund: Supported by National Technology Support Program (2012BAC26B00) and Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Company Limited Project (ycsy2016ky-A-17)

作者简介: 李杰 (1987—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事石油与天然气地面工程相关研究工作。

Biography: LI Jie (1987—), Male, Master, Engineer, Research focus: ground engineering oil and gas.

dense-phase states increased continuously. Transmission at supercritical state was more affected by roughness than that at dense-phase state. However, subject to height difference, the results changed to that pressure loss at dense-phase state was larger than that at supercritical state. **Conclusion** Surface roughness has great influence on pressure loss of CO₂ pipeline at different phase states. The pressure loss will increase for 9%~11.2% for every 1 mm roughness increases. Under the conditions without height difference, pressure loss at supercritical state is greater than that at dense-phase state. Subject to height difference, that at dense-phase state is bigger than that at supercritical state. For actually used pipelines, pressure loss at dense-phase state is larger than that at supercritical state.

KEY WORDS: dense phase; supercritical; roughness; pressure loss; CO₂ pipeline

CO₂ 捕集埋存是目前国际公认可行的解决工业废气 CO₂ 去向的重要手段^[1-3], 是实现化石能源利用过程中 CO₂ 零排放的可行方法^[4]。陕西延长石油已建成靖边、吴起等油田的 CO₂ 埋存驱油示范站, 更大规模的 CO₂ 捕集运输埋存工程也在建设之中。理论和实践表明, 采用超临界或密相长距离输送 CO₂, 是将 CO₂ 从化工基地运输至油田井场的一种安全、可靠、经济的手段。美国已有超过两千公里的 CO₂ 长输管道, 而国内尚未建成长输 CO₂ 管道, 未来几年将是 CO₂ 管道大规模建设时期, CO₂ 自身的特殊性使长输管道建设运行面临许多复杂问题^[5-7]。

国内外针对遇到的问题进行了不同程度地研究。有学者对不同 CO₂ 热力学水力学模型的计算结果进行了评价^[8], 并研究了压降和长度、流量及管径的关系^[9]。文献[10—12]研究了入口温度、环境温度等对输送过程的影响。文献[13]从安全设计方面对长输 CO₂ 管道进行了研究, 指出杂质气体对管输 CO₂ 有一定影响^[13]。文献[14—15]提出不同的管道内涂层对管输 CO₂ 的影响。文献[16]指出, 油气田 CO₂ 腐蚀与超临界 CO₂ 管道腐蚀有很大区别, 超临界输送管道中的 CO₂ 分压在腐蚀过程中不再起主要作用。以上研究均未提出管道受腐蚀的影响及管壁的不同粗糙度对管道压力损失的影响。国内对超临界和密相状态下输送 CO₂ 管道腐蚀问题的特殊规律、机理、腐蚀控制方法还处于起步阶段。本研究立足实际, 从 CO₂ 相态规律出发, 通过模拟计算研究了腐蚀对不同表面粗糙度下管输 CO₂ 能量损失的影响。

1 CO₂ 物理特性

1.1 相态

定容条件下 CO₂ 的相态分布如图 1 所示。常温

常压下, CO₂ 呈气态, 临界点为(7.38 MPa, 31.4 °C), 气液固三相点为(0.52 MPa, -56 °C)。根据物理状态, 将 CO₂ 的相态分布划分为 5 个区域。密相区压力大于 7.39 MPa, 温度为-56~31.4 °C; 超临界状态区的压力大于 7.39 MPa, 温度大于 31.4 °C。对比各相态区域, 气相压力较低, 无法满足大输量的要求; 液相温度较低, 而且压力范围窄, 在输送过程中易发生相变; 超临界和密相区域压力和温度适中且易达到, 密度大, 黏度低, 是长距离输送 CO₂ 的理想状态。

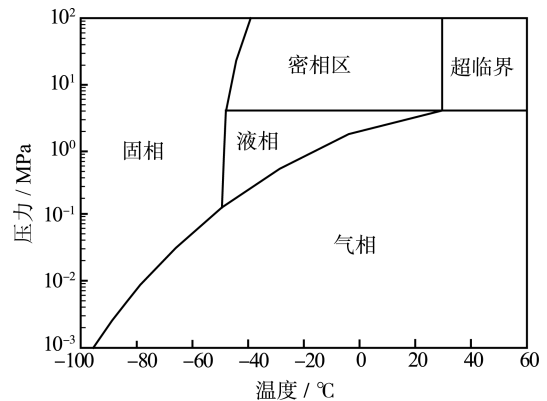


图 1 CO₂ 相态包络线
Fig.1 CO₂ phase envelope

1.2 CO₂ 密度

通过 HYSYS 物性模拟计算不同压力、不同温度下的 CO₂ 的密度值。温度越高, CO₂ 密度越小; 压力越大, CO₂ 密度越大。当温度为-60 °C时, 不同压力下 CO₂ 的密度都接近 1200 kg/m³, 此时 CO₂ 呈液态。随着温度的升高, 压力越低, CO₂ 相态的转变越快。当压力为 15 MPa、温度为 60 °C时, CO₂ 呈现出超临界状态, 密度为 560 kg/m³, 液态约占一半。结合密度变化曲线和相图可以看出, CO₂ 在输送过程中, 随着压力的变化, 相态可由液

相、超临界状态或密相转变为气相，在这个过程中密度发生剧烈变化，压降也将急剧增大。密度的变化是由相态变化引起的，是压降增大的重要因素。

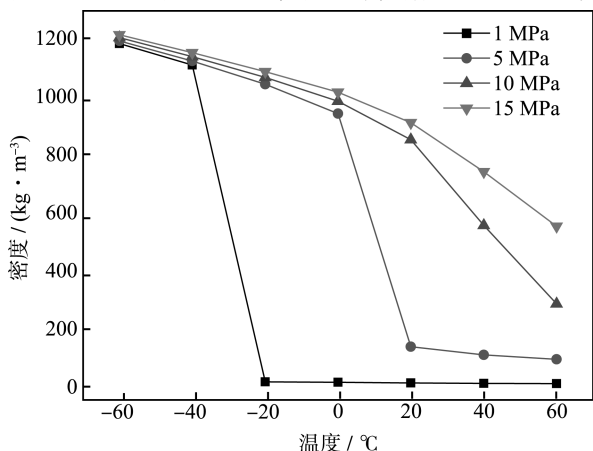


图 2 不同压力下 CO₂ 密度随温度变化曲线

Fig.2 CO₂ density & temperature curve at different pressures

1.3 CO₂ 黏度

利用 HYSYS 物性模拟不同压力、不同温度下的 CO₂ 的黏度值。从图 3 可以看出，不同压力下，CO₂ 的黏度随着温度的升高而先减小后增大，当压力较低时更为突出，这主要是由 CO₂ 在温度升高过程中相态的变化造成的。当温度为 -60 °C 时，不同压力下 CO₂ 的黏度很接近，约为 0.26 mPa·s，此时 CO₂ 呈液态。当温度为 60 °C 时，1 MPa 下 CO₂ 为气相，黏度为 0.0168 mPa·s；15 MPa 下，CO₂ 为超临界状态，黏度为 0.0439 mPa·s。超临界状态下的黏度明显大于气态下的黏度，但二者仍为同一数量级。

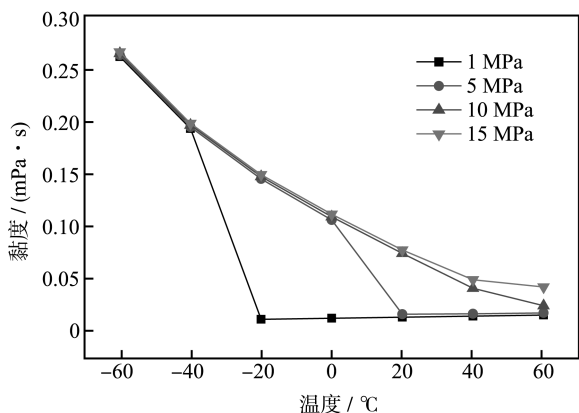


图 3 不同压力下 CO₂ 黏度随温度变化曲线

Fig.3 CO₂ viscosity & temperature curve at different pressures

2 CO₂ 管输计算分析

长输 CO₂ 管道能量损失主要来自两部分：一是

管道沿线地形起伏高程变化导致管内流体位能变化带来的能量损失，它与 CO₂ 相态的变化密切相关，相同输送量而不同相态时，能量损失不同，相态的变化会损失大量的能量；二是流体内部以及流体和管壁摩擦撞击等造成的能量损失，它与 CO₂ 所呈现的状态以及管壁粗糙度有关。本文应用 HYSYS 软件，计算腐蚀条件下管道内表面粗糙度不同的 CO₂ 管输过程，得到受表面粗糙度影响的长距离输送 CO₂ 管道的压力损失客观规律，以及由此进一步发现的压降规律。表 1 为模拟计算基础数据，其余数据为 HYSYS 模拟计算过程默认值。

表 1 管输 CO₂ 基础数据
Table 1 Basic data of CO₂ pipeline

输量/ ($\times 10^4 \text{ t}\cdot\text{a}^{-1}$)	管长 /km	环境 温度/°C	总换热系数 /($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$)	管径 /mm	状态 方程
30	30	20	2.4	159	PR

2.1 表面粗糙度对压降的影响

结合油气田管道内表面腐蚀情况，分别选取新无缝钢管、轻度腐蚀无缝钢管和严重腐蚀无缝钢管作为研究对象。新无缝钢管的内表面粗糙度为 0.1 mm，轻度腐蚀无缝钢管的内表面粗糙度为 0.25 mm，严重腐蚀无缝钢管的内表面粗糙度为 0.9 mm。假设管道是平直的，沿线没有起伏高程变化，计算超临界状态和密相两种管输条件下的压降。

图 4 为超临界状态下管道沿程压力变化曲线，入口压力为 13 MPa，温度为 50 °C。随着距离的不断增大，压力不断降低，整个过程中，新无缝钢管压降约为 69 kPa/km，轻度腐蚀无缝钢管压降约为 85 kPa/km，严重腐蚀无缝钢管压降约为 132 kPa/km。

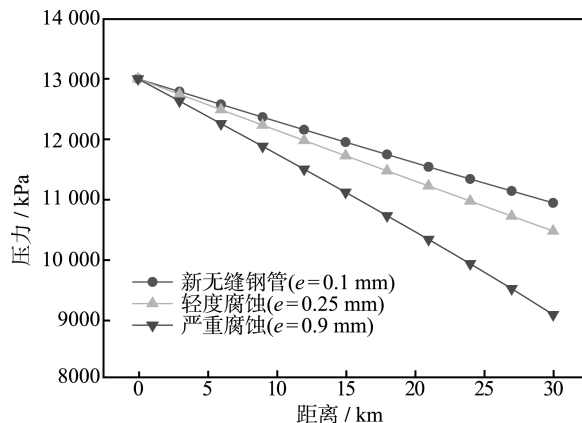


图 4 不同粗糙度下沿程压降变化曲线（超临界）

Fig.4 Pressure drop curve along the way at different roughness (supercritical)

随着粗糙度不断增大, 压降也不断增大。从统计数据得到, 粗糙度每增大 0.1 mm, 超临界输送 CO₂ 每公里的压降增大约 11.2%。

图 5 为密相状态下管道沿程压力变化曲线, 入口压力为 13 MPa, 温度为 0 °C。入口条件和超临界输送状态下的条件相比, 压力相同, 温度不同。整个过程中, 新无缝钢管压降约为 43 kPa/km, 轻度腐蚀无缝钢管压降约为 52 kPa/km, 严重腐蚀无缝钢管压降约为 74 kPa/km。粗糙度每增大 0.1 mm, 每公里压降增大约 9%。

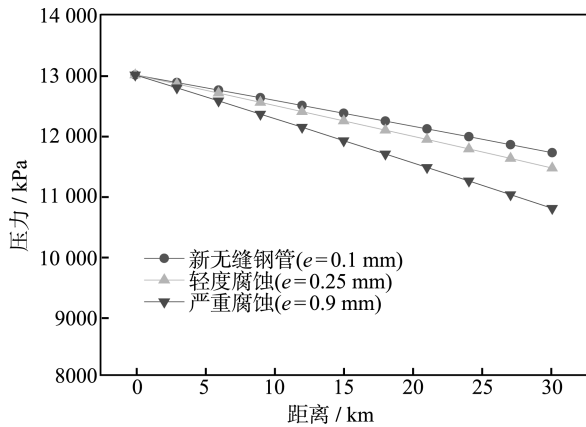


图 5 不同粗糙度下沿程压降变化曲线 (密相)
Fig.5 Pressure drop curve along the way at different roughness (dense phase)

综合图 4 和图 5 可以看出, 不同状态、不同粗糙度下, 管道沿程压力呈直线下降趋势, 粗糙度对不同状态的管道压降影响较大, 粗糙度越大, 压力下降越快, 图中的直线越陡。相同粗糙度, 在超临界和密相两种输送状态下, 到达管道末端时, 超临界的压力更低, 说明超临界在输送过程中的压力损失更大。

图 6 为粗糙度为 0.9 mm 的严重腐蚀无缝钢管在不同状态下的沿程压降变化曲线, 入口压力温度与图 4、图 5 相同, 可知距离相同时, 超临界状态下的压降变化大于密相状态下的压降。这是由不同状态下 CO₂ 密度和黏度共同作用的结果。超临界状态的密度比较小, 约 550 kg/m³, 密相密度约 900 kg/m³; 超临界状态的黏度也最小, 约 0.044 mPa·s, 密相黏度约 0.114 mPa·s。超临界的密度和黏度都最小, 在相同输送量的情况下, 超临界的流速更高, 摩擦阻力成为压力损失的主要因素, 因此超临界状态的压力损失大于密相的压力损失。但是, 这一规律在受到地形起伏有高差影响的情况下, 结果会发

生变化。

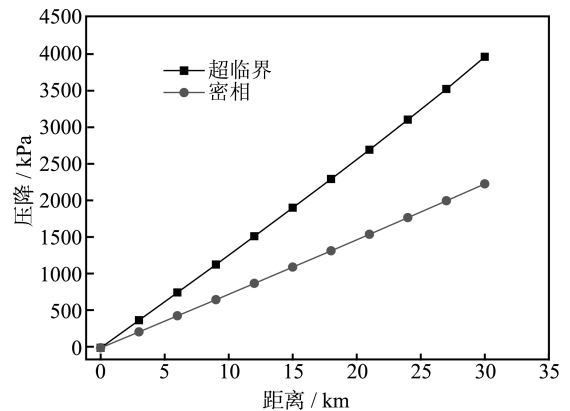


图 6 不同相态沿程压降变化曲线 (e = 0.9 mm)
Fig.6 Pressure drop curve along the way at different phases (e = 0.9 mm)

2.2 受高差影响压降变化

在实际管输 CO₂ 过程中, 必然受到地形起伏高程高差变化的影响。超临界输送入口压力为 13 MPa, 温度为 50 °C; 密相输送入口压力为 13 MPa, 温度为 0 °C。假设未腐蚀的新无缝钢管的粗糙度为 0.1 mm, 其他条件参照基础数据。

由图 7 可知, 当高程出现凹点, 先降低再升高时, 压力变化为凸起状; 当高程出现凸点时, 压力变化为凹状。当地形凸起时, 密相凸起高于超临界状态; 当地形凹下时, 密相凹下低于超临界状态。在凸起和凹下的过程中, 密相变化大于超临界状态。这主要是因为密相的密度明显大于超临界状态的密度, 而超临界状态和密相状态的密度又接近液体的密度, 当存在高差时, 摩擦阻力不是压力损失的主要因素, 高差成为影响压降的主要因素。因此整个过程中, 密相的压力损失明显大于超临界状态的压力损失。受地形起伏高差的影响, 实际管输 CO₂ 时,

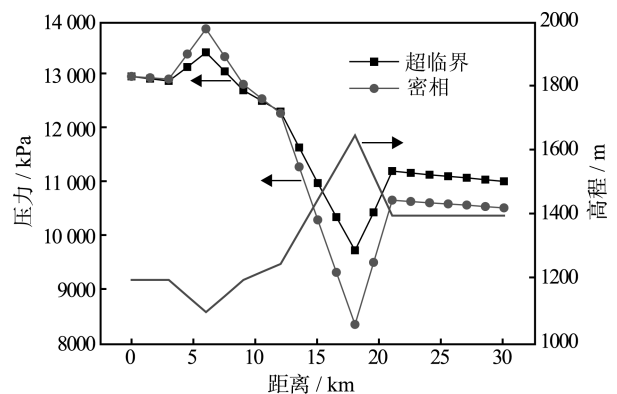


图 7 压力分布受高程影响变化曲线
Fig.7 Pressure distribution & elevation curve

密相输送的压力损失大于超临界状态的压力损失。

3 结论

1) 在不同温度、不同压力下, CO₂ 呈现出密相、超临界状态所具有的高密度、低黏度以及压力温度范围大的特性, 为 CO₂ 的长距离管输提供了有利的条件。密相和超临界状态的密度范围为 550~1000 kg/m³, 不同相态、不同密度对 CO₂ 长输过程的压力损失影响较大, 超临界和密相区域密度大、黏度低, 是长距离输送 CO₂ 的理想状态。

2) 在输送过程中, 腐蚀程度不同的管壁的粗糙度对超临界和密相状态下的 CO₂ 的压力损失影响较大。粗糙度不断增大, 压降也明显增大, 粗糙度每增大 0.1 mm, 超临界输送 CO₂ 每公里的压降增大 11.2%, 密相每公里压降增大 9%。

3) 在相同输送量、相同粗糙度、相同距离、无高差的条件下, 超临界状态的压力损失大于密相, 但是这一规律在受到地形起伏有高差影响的情况下, 结果会发生变化。

4) 在相同输送量、相同粗糙度、相同距离、有高差的条件下, 密相的压力损失大于超临界状态。实际管道中, 密相输送的压力损失大于超临界状态的压力损失。

参考文献

- [1] 赵青, 李玉星. 杂质对管道输送 CO₂ 相特性的影响规律[J]. 油气储运, 2014, 33(7): 734—739.
ZHAO Qing, LI Yu-xing. Impact of Impurities on the Phase Behavior of CO₂ in Pipeline Transportation[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014, 33(7): 734—739.
- [2] 宁雯宇, 陈磊, 韩喜龙, 等. CO₂ 管道输送技术现状研究[J]. 当代化工, 2014, 43(7): 1280—1282.
NING Wen-yu, CHEN Lei, HAN Xi-long, et al. Research Situation of the CO₂ Pipeline Transportation Technology[J]. Contemporary Chemical Industry, 2014, 43(7): 1280—1282.
- [3] KYLE C, MENG A, ROBERT H, et al. Opportunities for Low-cost CO₂ Storage Demonstration Projects in China[J]. Energy Policy, 2007, 35(6): 2368—2378.
- [4] 任韶然, 张莉, 张亮. CO₂ 地质埋存: 国外示范工程及其对中国的启示[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(1): 94—98.
REN Shao-ran, ZHANG Li, ZHANG Liang. Geological Storage of CO₂: Overseas Demonstration Projects and Its Implications to China[J]. Journal of China University of Petroleum, 2010, 34(1): 94—98.
- [5] Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Special Report on Carbon Capture and Storage[R]. New York: IPCC, 2005.
- [6] BACHU S, ADAMS J J. Sequestration of CO₂ in Geological Media in Response to Climate Change: Capacity of Deep Saline Aquifers to Sequester CO₂ in Solution[J]. Energy Conversion and Management, 2003, 44(20): 3151—3175.
- [7] GALE J, DAVISON J. Transmission of CO₂-safety and Economic Considerations[J]. Energy, 2004(29): 1319—1328.
- [8] 喻西崇, 李志军, 潘鑫鑫, 等. CO₂ 超临界态输送技术研究[J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 83—86.
YU Xi-chong, LI Zhi-jun, PAN Xin-xin, et al. Research on CO₂ Supercritical Transportation Technology[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 83—86.
- [9] 钱焕群, 朱义成, 张璐, 等. 亚临界管道输送 CO₂ 研究[J]. 可再生能源, 2010, 28(2): 50—52.
QIAN Huan-qun, ZHU Yi-cheng, ZHANG Lu, et al. Research on Transporting Carbon Dioxide in Sub-critical Pipeline[J]. Renewable Energy Resources, 2010, 28(2): 50—52.
- [10] 鲁岑. CO₂ 管道输送规律及运行参数[J]. 油气储运, 2015, 34(5): 493—496.
LU Cen. Transmission Rules of CO₂ through Pipelines and Relevant Operational Parameters[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34(5): 493—496.
- [11] 高嵩, 宋辉. 基于 PIPEPHASE 纯 CO₂ 超临界管道输送模拟计算与分析[J]. 广州化工, 2013, 41(10): 49—51.
GAO Song, SONG Hui. The Simulation Calculation and Analysis of Pure Supercritical CO₂ Pipeline Transport Based on PIPEPHASE[J]. Guangzhou Chemical Industry, 2013, 41(10): 49—51.
- [12] GOLOMB D. Transport Systems for Ocean Disposal of CO₂ and Their Environmental Effects[J]. Energy Conversion and Management, 1997, 38(S1): 279—286.
- [13] 龙安厚, 狄向东, 孙瑞艳, 等. 超临界二氧化碳管道输送参数的影响因素[J]. 油气储运, 2013, 32(1): 15—19.
LONG An-hou, DI Xiang-dong, SUN Rui-yan, et al. Influencing Factors of Supercritical CO₂ Transportation Pipeline Parameters[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(1): 15—19.
- [14] 刘建武. 二氧化碳输送管道工程设计的关键问题[J]. 油气储运, 2014, 33(4): 369—373.
LIU Jian-wu. Key Issues Related to Engineering Design of CO₂ Transportation Pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014, 33(4): 369—373.
- [15] 张月静, 张文伟, 王彦, 等. CO₂ 长输管道设计的相关问题[J]. 油气储运, 2014, 33(4): 364—368.
ZHANG Yue-jing, ZHANG Wen-wei, WANG Yan, et al. Issues Related to Design of Long-distance CO₂ Pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014, 33(4): 364—368.
- [16] 左甜, 刘小辉, 蒋秀, 等. 超临界 CO₂ 输送管道的腐蚀研究进展[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2011, 28(6): 1—3.
ZUO Tian, LIU Xiao-hui, JIANG Xiu, et al. Corrosion Research Progress of CO₂ Pipeline at Supercritical State[J]. Corrosion & Protection in Petrochemical Industry, 2011, 28(6): 1—3.