2021 年 第 21 卷 第 31 期
2021, 21(31): 13313-06

科 学 技 术 与 工 程
Science Technology and Engineering

ISSN 1671—1815
CN 11—4688/T

引用格式:赵 帅, 廖柯熹, 周飞龙, 等. CO_2/H_2S 共存条件下集输管道选材的新方法及应用[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(31): 13313-13318.
Zhao Shuai, Liao Kexi, Zhou Feilong, et al. New method and application of gathering pipeline material selection in CO_2/H_2S coexisted corrosion environment[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(31): 13313-13318.

CO_2/H_2S 共存条件下集输管道选材的新方法及应用

赵 帅[1], 廖柯熹[1*], 周飞龙[2], 杜 伟[3], 冷吉辉[1], 唐 鑫[1], 何国玺[1]

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 成都 610500; 2. 国家管网集团西气东输公司苏浙沪管理处, 南京 210037;
3. 国家管网集团西气东输公司郑州管理处, 郑州 450000)

摘 要 在 CO_2/H_2S 共存条件下集输管道中,管道发生腐蚀的可能性急剧增大,因此集输管道的选材至关重要。若选择管材级别较低,则会严重影响管道的正常生产;若管材级别较高,会引起经济成本的浪费。为了使集输管道在 CO_2/H_2S 共存条件下选材更加合理。在 CO_2/H_2S 共存腐蚀速率预测模型的基础上,提出了一种新的集输管道选材方法,新方法的步骤为:计算材质的均匀腐蚀速率,腐蚀速率应满足美国腐蚀工程师协会标准中腐蚀速率的控制值(小于 0.076 mm/a),结合管道的设计寿命、剩余强度和经济性评价,确定在 CO_2/H_2S 共存体系下集输管道的材质。以某油田集输管道为示例,根据新方法选择的材质与实验得到的管材结果一致,验证了新方法的准确性。集输管道选材新方法在保证集输管道安全运行的前提下,能够有效降低管材质选择的成本,有利于保证集输管道的安全性和经济性。

关键词 CO_2/H_2S 共存体系; 腐蚀机理; 腐蚀模型; 集输管道; 选材; 经济效益

中图法分类号 TE832; **文献标志码** A

New Method and Application of Gathering Pipeline Material Selection in CO_2/H_2S Coexisted Corrosion Environment

ZHAO Shuai[1], LIAO Ke-xi[1*], ZHOU Fei-long[2], DU Wei[3], LENG Ji-hui[1], TANG Xin[1], HE Guo-xi[1]

(1. School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;
2. National Pipeline Network Group West-East Gas Transmission Company Jiangsu, Zhejiang and Shanghai Management Office, Nanjing 210037, China; 3. National Pipeline Network Group West-East Gas Transmission Company, Zhengzhou Management Office, Zhengzhou 450000, China)

[**Abstract**] Under the condition of CO_2/H_2S coexistence, the possibility of pipeline corrosion increases sharply, so the selection of materials for gathering and transportation pipelines is very important. If the pipe material grade is lower. It will seriously affect the normal production of the pipe; if the pipe material grade is higher, it will cause a waste of economic costs. In order to make the selection of materials for gathering pipelines under the conditions of CO_2/H_2S coexistence more reasonable, a new method for selecting materials for gathering pipelines was proposed on the basis of the prediction model of CO_2/H_2S coexistence corrosion rate. The steps of the new method were these as follows. calculated the uniform corrosion rate of the material, the corrosion rate should meet the control value of the corrosion rate in the National Association of Corrosion Engineers(NACE) standard (less than 0.076 mm/a), and determined the material of the gathering pipeline under the CO_2/H_2S coexistence system based on the design life of the pipeline, remaining strength and economic evaluation. Taking the gathering and transportation pipeline of an oil field as an example, the material selected by the new method was consistent with the experimental result, which verifies the accuracy of the new method. The new method of material selection for gathering and transportation pipelines can effectively reduce the cost of pipe material selection on the premise of ensuring the safe operation of gathering and transportation pipelines, which is beneficial to ensure the safety and economy of gathering and transportation pipelines.

[**Keywords**] CO_2/H_2S coexisted; corrosion mechanism; corrosion model; gathering pipeline; material selection; economic benefits

管道输送是天然气资源最安全和经济的运输方式之一[1-2],如果输送过程中含有 CO_2/H_2S 气体,将对金属管道造成严重的腐蚀[3-4],降低管道的服役寿命[5],不仅会造成巨大的经济损失,还会对安全与环境造成极大的危害[6]。因此集输管道的合理选材对管道的安全运行有重要的意义。

一些专家只考虑单一 CO_2 环境下,材质的选择,如龚宁等[7]以 De Waard 预测腐蚀模型为基础,

收稿日期: 2021-01-15; **修订日期**: 2021-08-20

基金项目: 国家自然科学基金(51674212)

第一作者: 赵 帅(1992—),男,汉族,重庆人,博士研究生。研究方向:油气管道腐蚀与防护。E-mail:zhaozs0829@163.com。

* **通信作者**: 廖柯熹(1970—),男,汉族,重庆人,博士,教授。研究方向:油气管道腐蚀与防护。E-mail:liaokxswpi@163.com。

提出了二氧化碳腐蚀环境下套管选材新方法。李秀贞等[8]解读石油天然气行业标准 SY/T 5329—94 和美国腐蚀工程师协会标准 NACE 0775—2005 提出了 CO_2 腐蚀环境下油套管选材思路。若在 CO_2/H_2S 共存条件下,一般采用 ISO 15156《石油和天然气工业——油气开采中用于含硫化氢环境的材料》、NACE MR 0175《酸性油田环境中抗硫化物应力开裂和应力腐蚀开裂的金属》等标准[9-10],进行碳钢和低合金钢的材质选择。该方法可以快速选择出适合集输管道酸性环境中的材质选择,但针对具体的工况条件差异性较大,使得选择的材质等级偏高,造成不必要的成本上升。在满足标准的基础上,结合管道的设计寿命和腐蚀后的剩余强度,以及经济性评价,最终确定管道的材质,形成一种 CO_2/H_2S 共存条件下集输管道选材的新方法。

1 CO_2/H_2S 共存条件下的腐蚀机理和影响因素

1.1 腐蚀机理

干燥的 CO_2 和 H_2S 对金属管道均不造成腐蚀,然而,水相与金属表面的接触导致腐蚀和随后的失效。尽管 H_2S 气体的溶解度比 CO_2 气体高约 3 倍,但 H_2S 分解产生的酸比碳酸弱约 3 倍。而且 CO_2 腐蚀主要是一种流体力学化学腐蚀,流体造成的管壁剪切应力能造成腐蚀产物 $FeCO_3$ 膜的减薄和破裂,使金属形成“大阴极-小阳极”,从而加速管道的腐蚀。H_2S 除了造成电化学腐蚀外,还会形成氢致开裂(hydrogen induced cracking,HIC)和硫化物应力腐蚀开裂(sulfide stress corrosion cracking ,SSC)等。

研究表明:在 CO_2/H_2S 共存的体系下,H_2S 在 CO_2 腐蚀中起着双重作用[11]。FeS 层的瞬间形成会降低腐蚀速率(抑制作用),而较高的浓度会增大腐蚀速率(催化作用)[12-13]。Kvarekval 等[14]认为,H_2S 含量较少时以 CO_2 为主,腐蚀得到较大的促进;H_2S 含量增大,转化为以 H_2S 为主,出现局部腐蚀,因此 H_2S 含量的多少是判断腐蚀主控因素的依据。一般来说,在 CO_2/H_2S 系统中根据 CO_2 和 H_2S 的分压比值,确定腐蚀主控因素[15-16],如图 1 所示[17]。若 CO_2、H_2S 分压比 P_{CO_2}/P_{H_2S} = 1 000 ~ 5 000 时,腐蚀产物膜由 FeS 向 $FeCO_3$ 转变[18]。

CO_2为单一因素的腐蚀机理[19-20]为

$$CO_{2(g)} + H_2O \rightleftharpoons H_2CO_{3(aq)} \quad (1)$$

$$2H^+_{(aq)} + 2e^- \longrightarrow H_{2(g)}\ (pH<4) \quad (2)$$

$$2H_2CO_{3(aq)} + 2e^- \longrightarrow H_{2(g)} + 2HCO^-_{3(aq)}\ (4 \leqslant pH<6) \quad (3)$$

$$2HCO^-_{3(aq)} + 2e^- \longrightarrow H_{2(g)} + 2CO^{2-}_{3(aq)}\ (pH \geqslant 6) \quad (4)$$

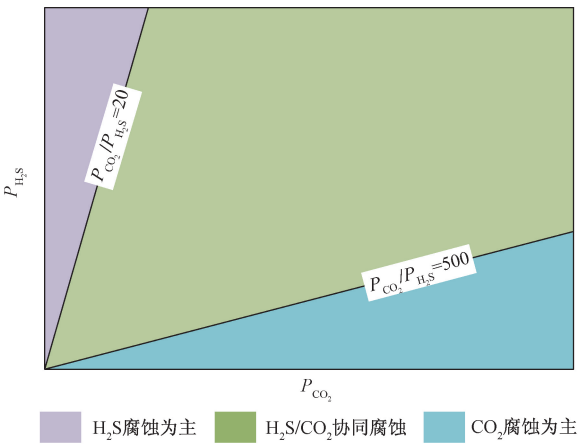

图 1 CO_2/H_2S 不同分压比条件下的腐蚀主控因素

Fig. 1 Corrosion control factors under different partial pressure ratios of CO_2/H_2S

$$Fe_{(s)} \longrightarrow Fe^{2+}_{(aq)} + 2e^- \quad (5)$$

H_2S 为单一因素的腐蚀机理[21]为

$$H_2S_{(g)} + e^- \longrightarrow H^+_{(aq)} + HS^-_{(aq)} \quad (6)$$

$$HS^-_{(aq)} + e^- \longrightarrow H^+_{(aq)} + S^{2-}_{(aq)} \quad (7)$$

$$Fe_{(s)} \longrightarrow Fe^{2+}_{(aq)} + 2e^- \quad (8)$$

$$Fe_{(s)} + H_2S_{(g)} \longrightarrow FeS_{(g)} + H_{2(g)} \quad (9)$$

$$Fe_{(s)} + H_2S_{(g)} \longrightarrow FeS_{1-x(g)} + H_{2(g)} \quad (10)$$

1.2 影响因素

影响集输管道腐蚀的主要因素有 CO_2 和 H_2S 的含量、温度、流速、pH 等。Perdomo 等[22]研究了在含有 CO_2 和 H_2S 气体的环境中,API 5L X52 和 API 5 L B 级在 NaCl 溶液中的腐蚀行为。研究发现在恒定的 H_2S 分压下,增加 CO_2 的分压可以提高腐蚀速率。Li 等[23]利用高温高压釜研究了 110S 钢在高 H_2S 和 CO_2 环境下的腐蚀行为,结果表明,当 H_2S 分压低于 9 MPa 时,腐蚀速率随 H_2S 分压的增加而下降。当超过 9 MPa 时,加速管道的腐蚀。Pessu 等[24]从动力学方向研究了温度对 FeS 膜的影响程度,其中 CO_2 和 H_2S 物质的量之比为 9∶1,研究表面随着温度的升高和 CO_2 的存在,FeS 随着时间的推移而堆积,说明反应过程以 H_2S 腐蚀为主。Zhang 等[25]研究了碳钢在不同流速下的腐蚀行为,研究表明随着流速的增加,碳钢在 H_2S/CO_2 动态高压下的腐蚀速率明显增加。在较高的 CO_2/H_2S 分压比下,腐蚀过程主要受 CO_2 腐蚀的影响。Nizami[26]研究表明 pH 是影响腐蚀速率的关键因素,但是环境中的 pH 是有温度、H_2S 和 CO_2 浓度确定的。Smith 等[27]研究表明温度与 H_2S 分压交互控制腐蚀产物膜的形成,并从热力学角度给出了腐蚀产物转变的临界条件。在实际集输管道选材中,主要考虑 CO_2 和 H_2S 的分压值,溶液 pH,但这样传统的选择往往

偏保守,因而会造成材质浪费。

2　集输管道选材的新方法

为了降低管材不必要的成本浪费,在 CO_2/H_2S 共存的腐蚀预测模型[28]的基础上,提出一种新的集输管道选材方法。在均匀腐蚀的环境下,计算不同材质的腐蚀速率,腐蚀速率满足 NACE 标准中的高腐蚀速率的控制值(小于 0.076 mm/a),结合管道的设计寿命和腐蚀后的剩余强度,以及经济性评价,最终确定管道的材质。详细的评价步骤如下。

(1)集输管道材质初选。在 CO_2/H_2S 共存的体系中,根据 CO_2/H_2S 的分压值和原位 pH,结合标准 ISO 15156《石油和天然气工业——油气开采中用于含硫化氢环境的材料》的碳钢和低合金钢 SCC 的环境严重程度的区域,如图 2 和图 3 所示,选择适用于集输管道的碳钢和低合金钢。

(2)集输管道材质腐蚀速率计算。根据 CO_2/H_2S 共存的腐蚀预测模型[29],计算不同材质的腐蚀速率,使材质的均匀腐蚀速率小于 0.076 mm/a。计算公式为

$$\ln r_{corr} = C - \frac{E_a}{RT} + av + 0.67\left[1 - \exp\left(\frac{E}{P_{H_2S}}\right)\right] \times \ln P_{CO_2} + b(\ln P_{H_2S})^2 + c\ln P_{H_2S} + d\ln P_{CO_2} \tag{11}$$

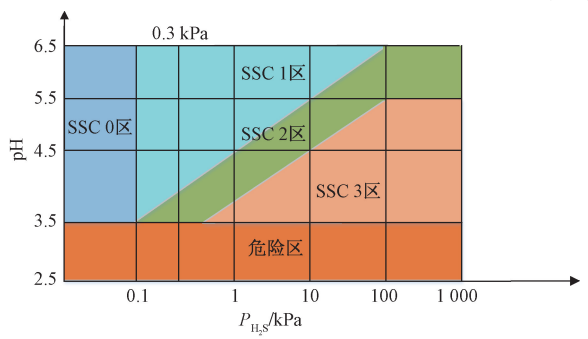

图 2　碳钢和低合金钢 SCC 的环境严重程度的区域

Fig. 2　Areas of environmental severity of carbon steel and low alloy steel SCC

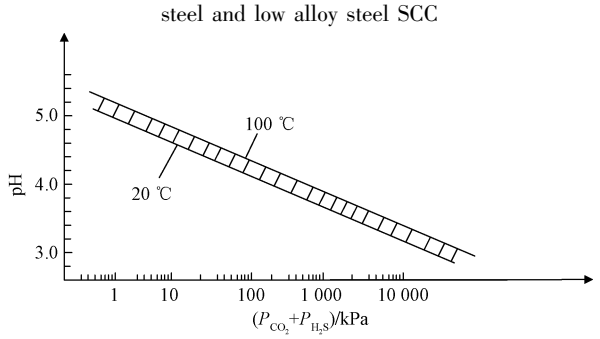

图 3　生产条件下的原位 pH 的确定

Fig. 3　Determination of in-situ pH value under production conditions

式(11)中:C、a、b、c、d 为常数项;E_a、E 为活化能,J/mol;R 为气体常数;T 为温度,K;P_{H_2S} 为 H_2S 分压,MPa;P_{CO_2} 为 CO_2 分压,MPa;v 为流体流速,m/s。

(3)集输管道材质剩余强度分析。在均匀腐蚀的前提下,以年腐蚀速率乘以设计寿命,计算出设计寿命年限的腐蚀厚度,忽略腐蚀层的承载能力,根据剩余壁厚进行强度要求,规定壁厚损失不能超过壁厚的 12.5%[30]。

(4)经济性评价。按照石油天然气行业标准 SY/T 0042—2002《防腐蚀工程经济计算方法》中的计算方法进行经济性评价。

综合分析以上结果,选择出能够满足作业要求的经济合理的集输管道材质。

3　应用示例

3.1　集输管道材质初选

某油田集输管道的工况条件如表 1 所示,集输管道尺寸为 168.3 mm × 5.6 mm,线路长度 5.0 km。根据 ISO 15156:第 2 部分:抗开裂碳钢、低合金钢和铸铁,进行集输管道的材质选择,可选材质为碳钢和低合金钢。恶劣的腐蚀环境还可能导致与 SCC 和(或)SCC 机理不同的破坏。因此在酸性环境的设备设计和操作中应按具体情况选择适当的材料。

表 1　某集输工况条件

Table 1　Some gathering and transportation conditions

工况条件	温度/℃	压力/MPa	流速/(m·s^{-1})	物质的量分数/%	
				H_2S	CO_2
数值范围	60 ~ 120	0.1 ~ 1.5	1 ~ 5	0.1 ~ 0.2	10 ~ 20

碳钢或低合金钢发生 SSC 的酸性环境的严重程度与 H_2S 分压和溶液的 pH 有关,用图 2 进行评价。酸性环境的严重程度:SSC 3 区 > SSC 2 区 > SSC 1 区 > 0 区。

集输管道的最大 H_2S 分压为 3 kPa。生产条件下体系中的原位 pH 根据图 3 确定,$P_{H_2S} + P_{CO_2}$ 为 303 kPa,则原位 pH 约为 3.6。根据 H_2S 分压和原位 pH,确定集输管道酸性环境的严重程度属于 SSC 3 区。因此,集输管道材质按照 SCC 3 区进行选择。

根据腐蚀环境的严重程度 SCC 3 区进行抗开裂碳钢、低合金钢的选择。可选择表 2 中的材质,主要用于管道,在选择时具有以下的要求。

NACE MR0175/ ISO 15156—3 规定了一般马氏体不锈钢在集输管道下的使用条件是:H_2S 最大分压为 0.1 bar,pH 最小为 3.5。300 系列不锈钢是基于标准 AISI 304L 等级和更高含钼合金 316L 的各种材料。

表 2 用于酸性环境的材质

Table 2 Materials used in acidic environments

材料类别	标准	牌号	环境限制	用途
碳钢	GB 3087 GB 6479 GB5310	10,20 10,20 20G	SSC1 ~ 3 区	设备壳体、接管,采集气管线、管件等
碳钢和低合金钢	GB/T 9711.3	酸性环境用 S 类 L245,L290,L360 钢级	SSC1 区 ~ 3 区	设备管束,采集气管线、管件等
		酸性环境用 S 类 L415,L450 钢级	SSC 1 区 ~ SSC 2 区,用于 SSC 3 区应进行抗 SSC 评定	
	API Spec 5L	B 以及 X-42 到 X-52 钢级	SSC 3 区产品规范水平为 PSL2	
		X-56 到 X-65 钢级	SSC 1 区 ~ SSC 2 区,用于 SSC 3 区应进行抗 SSC 评定	
	GB/T 3077	35CrMo 低合金钢	SSC1 ~ 3 区	阀体、阀盖、法兰、螺栓等

集输管道材质初选结果为 L245NS、35CrMo、2Cr13、316L。

3.2 集输管道材质的腐蚀速率计算

根据 CO_2/H_2S 共存的腐蚀预测模型,计算得到 L245NS、35CrMo、2Cr13、316L 的腐蚀速率分别为 0.189 0、0.024 5、0.012 4、0.000 3 mm/a。由于 L245NS 的腐蚀速率超过了 0.076 mm/a,不推荐在集输管道中使用。

3.3 集输管道材质剩余强度分析

集输管道的设计寿命一般在 25 年,在均匀腐蚀的前提下,计算得到 4 种材质的腐蚀厚度分别为 4.725、0.612 5、0.310 0、0.007 5 mm。由于 L245NS 的腐蚀厚度超过了壁厚的 12.5%,不予以推荐。

3.4 经济性评价

在稳定期 10 年内不需要更换管材,无维护费用,不考虑缓蚀剂加注设备购置费、运行费(设备维护 + 电费)、缓蚀剂购置费等。总费用为管材费 + 安装费。管材费和安装费均为一次性投入,4 种材质的一次性费用如表 3 所示。

通过经济分析,L245NS、35CrMo、2Cr13、316L 4 种材质的总费用分别是 221、228、442、1 145 万元。

综合分析以上结果,35CrMo 钢无论是从腐蚀速率、剩余强度还是经济性,均能满足集输工况的使用要求。

为了验证该方法的正确性,利用失重法实验进行验证。实验材质分别为 L245NS、35CrMo、2Cr13、316L。试样尺寸为 50 mm × 10 mm × 3 mm,带有直径 3 mm 的圆孔,采用 400 #、600 #、800 #、1000 #、1200 #砂纸逐级打磨,分布用石油醚和酒精去油脱水后,冷风吹干,放入干燥器中待用。利用高温高压动态反应釜(5 L)进行室内模拟实验,如图 4 所示。实验温度为 120 ℃,压力为 1.5 MPa,流速为 5 m/s,H_2S 物质的量分数为 0.2%,CO_2 物质的量分数为 20%,腐蚀介质为去离子水,实验时间为 7 d。腐蚀速率计算公式为

$$v_{corr} = \frac{87\ 600(m_1 - m_2)}{\rho S t} \tag{12}$$

式(12)中:v_{corr}为试样腐蚀速率,mm/a;m_1 为试样腐蚀后质量,g;m_2 为试样腐蚀前质量,g;t 为试样腐蚀反应时间,h;ρ 为试样钢材的密度,g/cm^3;S 为试样的表面积,cm^2。

试样腐蚀后的宏观形貌图如图 5 所示,腐蚀速率值如表 4 所示。从图 5 和表 4 中,可以确定 L245NS 表面有一层较厚的腐蚀产物,腐蚀速率为 0.189 0 mm/a,大于 0.076 mm/a,35CrMo 表面有一层较薄的腐蚀产物,腐蚀速率为 0.024 5 mm/a,2Cr13 试样表面腐蚀产物较少,316L 试样表面腐蚀轻微,呈镜面,两者的腐蚀速率均较低。

表 3 4 种材质费用

Table 3 Four material costs

序号	计算项目	L245NS	35CrMo	2Cr13	316L
1	线路长度	5	5	5	5
2	油管费/万元	170	175	340	881
3	安装费/万元	51	53	102	264
4	总成本/万元	221	228	442	1 145

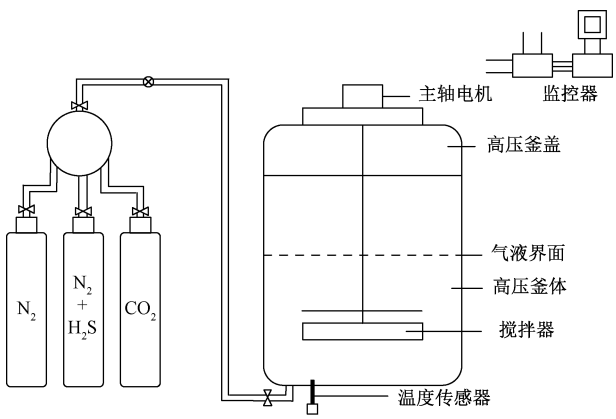

图 4 高温高压反应釜简图

Fig. 4 Schematic diagram of high temperature-pressure reactor

图 5　试样腐蚀后的宏观形貌

Fig. 5　Macromorphology of the sample after corrosion

表 4　4 种材质的腐蚀速率

Table 4　Corrosion rate of four materials

序号	材料	腐蚀速率/(mm·a^{-1})
1	L245NS	0.192 4
2	35CrMo	0.026 2
3	2Cr13	0.016 1
4	316L	0.000 4

通过实验得到的腐蚀速率重新计算 4 种材质的剩余强度,35CrMo 满足要求(0.655 mm < 0.700 mm 壁厚的 12.5 %)。在集输管道中,温度和压力随着沿程逐渐降低,因此管道沿程的腐蚀速率逐渐减低。在室内模拟的是集输管道极端工况下的腐蚀情况,因此推荐选择 35CrMo,与本文中提出的技术管道选材新方法结果是一致的,验证了该方法的正确性。邝献任[31]采用室内实验和现场实验验证了两种实验结果的正确性。彭龙等[32]采用高温高压反应釜实验,验证了 CO_2 腐蚀模型的正确性。因此本文通过高温高压反应釜实验验证集输管道选材新方法是正确的。

4　结论

(1)在 CO_2/H_2S 共存的腐蚀预测模型的基础上,提出了一种新的集输管道选材方法。计算不同材质的均匀腐蚀速率,腐蚀速率满足美国腐蚀工程师协会标准中的高腐蚀速率的控制值(小于 0.076 mm/a),结合管道的设计寿命、剩余强度和经济性评价,确定集输管道的材质。

(2)采用集输管道选材新方法对某油田的集输管道进行选材,并通过室内模拟实验验证了该方法的正确性。

(3)集输管道选材新方法在保证集输管道安全运行的前提下,能够有效降低管材质选择的成本,有利于保证集输管道的安全性和经济性。

参　考　文　献

[1] 李秋扬, 赵明华, 任学军, 等. 中国油气管道建设现状及发展趋势[J]. 油气田地面工程, 2019, 38(S1): 14-17.
Li Qiuyang, Zhao Minghua, Ren Xuejun, et al. Construction status and development trend of Chinese oil & gas pipeline[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2019, 38(S1): 14-17.

[2] 黄维和, 郑洪龙, 李明菲. 中国油气储运行业发展历程及展望[J]. 油气储运, 2019, 38(1): 1-11.
Huang Weihe, Zheng Honglong, Li Mingfei. Development history and prospect of oil & gas storage and transportation industry in China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2019, 38(1): 1-11.

[3] 王明辉, 张　智, 曾德智, 等. 高含硫气田套管腐蚀情况实验研究及建议[J]. 天然气工业, 2011, 31(9): 85-87, 140-141.
Wang Minghui, Zhang Zhi, Zeng Dezhi, et al. An experimental study on casing corrosion in a high-H_2S gas field[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(9): 85-87, 140-141.

[4] 王寿平, 黄雪松, 李明志, 等. 普光气田地面生产系统腐蚀控制技术及其效果[J]. 天然气工业, 2012, 32(12): 97-101, 135.
Wang Shouping, Huang Xuesong, Li Mingzhi, et al. Corrosion control technology in and effects of ground production system in the high-sulfur Puguang gas field[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(12): 97-101, 135.

[5] 王　帆, 李　娟, 李金灵, 等. 金属管道在 CO_2/H_2S 环境中的腐蚀行为[J]. 热加工工艺, 2021, 50(4):1-7.
Wang Fan, Li Juan, Li Jinling, et al. Corrosion behavior of metallic pipes in CO_2/H_2S environment[J]. Hot Working Technology, 2021, 50(4): 1-7.

[6] 赵向东. 某油田天然气输送管线泄漏原因分析[J]. 焊管, 2020, 43(7): 25-29.
Zhao Xiangdong. Cause analysis of natural gas pipeline leakage in the oil field [J]. Welded Pipe and Tube, 2020, 43(7): 25-29.

[7] 龚　宁, 张启龙, 李　进, 等. 二氧化碳腐蚀环境下套管选材新方法及应用[J]. 表面技术, 2017, 46(10): 224-228.
Gong Ning, Zhang Qilong, Li Jin, et al. New method of casing selection in carbon dioxide corrosion environment and its application [J]. Surface Technology, 2017, 46(10): 224-228.

[8] 李秀贞, 闫　伟, 徐　芸. CO_2 腐蚀环境下油套管选材标准及思路[J]. 石油和化工设备, 2010, 13(7): 59-61.
Li Xiuzhen, Yan Wei, Xu Yun. Selection criteria and ideas of oil casing under CO_2 corrosion environment[J]. Petroleum and Chemical Equipment, 2010, 13(7): 59-61.

[9] 蒋　毅, 蒋　洪, 朱　聪, 等. 高含硫气田集输管道材质的选择[J]. 油气储运, 2006, 25(12): 43-45.
Jiang Yi, Jiang Hong, Zhu Cong, et al. Selection of materials for gathering and transmission pipelines in high sour gas fields[J]. Oil and Gas Storage and Transportation, 2006, 25(12): 43-45.

[10] 胡永碧, 谷　坛. 高含硫气田腐蚀特征及腐蚀控制技术[J]. 天然气工业, 2012, 32(12): 92-96.
Hu Yongbi, Gu Tan. Corrosion characteristics and corrosion control technology of high sulfur gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(12): 92-96.

[11] Lee K L J, Nesic S. The effect of trace amount of H_2S on CO_2 corrosion investigated by using the EIS technique[C]//2005, Houston: NACE International, 2005: 05630.

[12] Kittel J, Ropital F, Grosjean F, et al. Corrosion mechanisms in aqueous solutions containing dissolved H_2S. part 1: characteriza-

tion of H_2S reduction on a 316L rotating disc electrode[J]. Corrosion Science, 2013, 66(7): 324-329.

[13] Sun C, Sun J, Wang Y, et al. Synergistic effect of O_2, H_2S and SO_2 impurities on the corrosion behavior of X65 steel in water-saturated supercritical CO_2 system[J]. Corrosion Science, 2016, 107:193-203.

[14] Kvarekval J, Nyborg R, Choi H. Formation of multilayer iron sulfide films during high temperature CO_2/H_2S corrosion of carbon steel[C]//Corrosion 2003. Houston: NACE, 2003: 03339.

[15] 姚培芬. 油气管道 CO_2 与 H_2S 腐蚀与防护研究进展[J]. 腐蚀与防护, 2019, 40(5): 19-23, 61.
Yao Peifen. Research progress on corrosion and protection of CO_2 and H_2S in oil and gas pipeline[J]. Corrosion & Protection, 2019, 40(5): 19-23, 61.

[16] 张江江. 气液环境下注氮气井管道腐蚀因素和机理研究[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(29): 9-14.
Zhang Jiangjiang. Study on nitrogen gas pipeline and mechanism of corrosion factors on gas-liquid environment[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(29): 9-14.

[17] Khan M I, Yasmin T. Erosion-corrosion of low carbon (AISI 1008 Steel) ring gasket under dynamic high-pressure CO_2 environment[J]. Journal of Failure Analysis and Prevention, 2014, 14(4): 537-548.

[18] Hausler R H, Stegman D W, Tjanroso D. Parametric study on the effect of H_2S, condensate, metallurgy, and flowrate[C]//Corrosion 1990. Houston: NACE, 1990: H6.

[19] Alamri A H. Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines - an overview[J]. Engineering Failure Analysis, 2020, 104735: 116-132.

[20] 林 楠, 黄 辉, 李仕力, 等. 天然气集输场站管线弯头冲蚀磨损数值模拟研究[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(21): 8543-8549.
Lin Nan, Huang Hui, Li Shili, et al. Study on erosion numerical simulation of elbows of pipelines in natural gas gathering stations[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(21): 8543-8549.

[21] Ibo A, Mms A, Sau A, et al. Progress in the development of sour corrosion inhibitors: Past, present, and future perspectives[J]. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 2019, 79: 1-18.

[22] Perdomo J, Lusinchi A J, Viloria A, et al. CO_2 and H_2S corrosion of API 5LB and 5LX52 grade steels[C]//Corrosion 2000. Houston: NACE, 2000: 1-10.

[23] Li E F, Zhou Y J, Xue Y. Corrosion behavior of 110s tube steel in environments of high H_2S and CO_2 content[J]. Journal of Iron and Steel Research (International), 2012, 19(12): 59-65.

[24] Pessu F, Barker R, Neville A. Pitting and uniform corrosion of X65 carbon steel in sour corrosion environments: the influence of CO_2, H_2S and temperature[C]//Corrosion 2017. Houston: NACE, 2017: 2454.

[25] Zhang G A, Zeng Y, Guo X P, et al. Electro-chemical corrosion behavior of carbon steel under dynamic high pressure H_2S/CO_2 environment[J]. Corrosion Science, 2012, 65(1): 37-47.

[26] Nizami I M. Characteristic and mechanism of hydrogen sulfide corrosion of steel[J]. PPOR, 2017, 18(3): 215-228.

[27] Smith S N, Pacheco J L. Prediction of corrosion in slightly sour environments[C]//Corrosion 2002. Houston: NACE, 2002: 02241.

[28] Li Q A, Bai Z Q, Huang D Z, et al. Predictive model for corrosion rate of oil tubes in CO_2/H_2S coexistent environment part I: building of model[J]. Journal of Southwest Jiaotong University, 2004, 12(2): 141-147.

[29] 廖柯熹, 周飞龙, 何国玺, 等. 流动条件下 20 钢在 H_2S/CO_2 共存体系中的腐蚀行为及预测模型研究[J]. 材料保护, 2019, 52(7): 29-36.
Liao Kexi, Zhou Feilong, He Guoxi, et al. Corrosion behavior and prediction model of 20 steel in H_2S/CO_2 coexistence system under flow condition[J]. Materials Protection, 2019, 52(7): 29-36.

[30] American Petroleum Institute. Welding of pipelines and related facilities pipeline segment: API Standard 1104[S]. Washington, D. C.: APl Publishing Services, 2005.

[31] 邝献任. 含 CO_2 集输管线腐蚀及选材技术研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2014.
Kuang Xianren. Research on corrosion and material selection technology of CO_2 containing gathering and transmission pipeline[D]. Xi'an: Xi'an University of Petroleum, 2014.

[32] 彭 龙, 韩国庆, 杨 杰, 等. 渤海油田 CO_2 腐蚀速率预测模型[J]. 石油科学通报, 2020, 5(4): 531-540.
Peng Long, Han Guoqing, Yang Jie, et al. Prediction model of CO_2 corrosion rate in Bohai oilfield[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(4): 531-540.