# 流速对管线中缓蚀剂作用效果的影响

## 荣 明1 任呈强2 李 刚1 祝 明2

1.中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司,四川 成都 610041;
 2.西南石油大学材料科学与工程学院,四川 成都 610500

摘 要:在实验室内利用模拟现场流动状态的动态实验设备,模拟高含 H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub> 的 NY 气田地面 集输工况,采用失重挂片、金相显微镜、扫描电镜和能谱测试分析了液体流速对 CP 50 缓蚀剂作用的效 果。CP 50 缓蚀剂使用的临界流速为实验虚拟流速 8 m/s,在该流速下,能够很好地抑制 L 360 NC 管 线钢的均匀腐蚀和点蚀。随着流速的进一步增大,缓蚀剂作用效果变差。高速流体的作用流体动力使腐蚀 产物膜疏松多孔,易产生点蚀,缓蚀作用的效果显著下降,建议定期清管,降低积液,控制流体流速。

#### 关键词:临界流速;缓蚀剂;L360 NC

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2015.01.018

## 0 前言

NY 气田含 4.5% H<sub>2</sub>S 和 6.2% CO<sub>2</sub>,含水率较高,氯离 子浓度较高(约 130 000 mg/L),矿化度大,地面集输采用 气液混输工艺。在此类工况下,管线的内腐蚀严重,流体 是影响该腐蚀的重要因素<sup>[1]</sup>。流体会影响腐蚀介质的传 输、腐蚀产物膜的完整性和缓蚀剂的稳定性<sup>[2-6]</sup>,增加腐 蚀的复杂性。流体中金属的腐蚀取决于流速和流型等流 体参数,并与材料、环境存在相互作用。Xu Linging 等人<sup>[7]</sup> 发现流速会提高管线钢的腐蚀速率,但会抑制含 Cr 钢的 点蚀。赵国仙等人<sup>[8]</sup>在实验中发现,流速增大,P 110 钢腐 蚀速率会出现峰值现象。何庆龙等人<sup>[9]</sup>研究表明流速与 温度和压力等因素存在交互作用。

对于碳钢+缓蚀剂方案,缓蚀剂在高流速下的缓蚀 效果对整个方案具有重大影响。在确保缓蚀剂效果前提 下,流速提高可以降低管径。本文针对 NY 气田环境,实 验研究添加水溶性缓蚀剂 CP 50 后,L 360 NC 管线钢在 流体流速为 5~15 m/s 内的腐蚀特征,获得流速对缓蚀剂 作用的影响,以期为实际生产设计提供参考。

#### 1 实验部分

#### 1.1 实验材质与环境

实验材料为L360NC管线钢,其元素含量见表1。

实验介质为模拟气田水的盐溶液,其化学成分见表 2,添 加了 1000×10<sup>-6</sup> 的 CP 50 缓蚀剂。L 360 NC 管线钢的试 样尺寸为 30 mm×15 mm×3 mm,打磨后清洗并干燥,称重 并测量尺寸,然后置于高压釜循环流道中。将充分除氧 的实验介质注入高压釜,实验条件为 T=100 ℃、 $p_{\&}=12$ MPa(4.5% H<sub>2</sub>S、6.2% CO<sub>2</sub> 和 89.3% N<sub>2</sub>),流速分别为 5、8、 10、15 m/s,腐蚀 72 h。

表 1 L 360 NC 管线钢的元素含量

元素	含量 w/(%)	元素	含量 w/(%)
С	0.100	Mo	0.020
Si	0.280	Cu	0.100
Mn	1.220	Ti	0.020
S	0.004	Nb	0.033
Р	0.010	Ν	0.006
Ni	0.040	Al	0.033
Cr	0.100	Fe	余量

表 2 实验溶液的化学成分

成分	含量 /(g•L-1)	成分	含量 /(g•L-1)
KCl	19.2	CaCl <sub>2</sub>	31.7
NaCl	148.37	NaHCO <sub>3</sub>	0.978
$MgCl_2$	9.54	$Na_2SO_4$	1.05
$\mathrm{MgCl_2}{\boldsymbol{\cdot}}\mathbf{6H_2O}$	20.35		
KCI NaCl MgCl <sub>2</sub> MgCl <sub>2</sub> •6H <sub>2</sub> O	19.2 148.37 9.54 20.35	CaCl <sub>2</sub> NaHCO <sub>3</sub> Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	31.7 0.978 1.05

收稿日期:2014-02-25 作者简介:荣明(1986-),女,湖北仙桃人,工程师,硕士,从事压力容器设计和研究工作。

78 天煞气与石油 2015 年 02 月

#### 1.2 实验方法

实验装置见图 1,通过实验装置中的搅拌叶片,使实 验溶液在上下支管内进行循环流动,模拟管道现场的流 动。将准备好的试样如图 2 所示放入高温高压腐蚀实验 釜的液体流动支管中,向釜体中注入实验溶液(实验介 质的矿化物及含量见表 2),密封住釜盖后通入 N<sub>2</sub>检查 密封性并除氧 4 h,升温至实验所需温度,开启电机逐步 提高转速至所需转速,依次通入实验所需的 H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub> 气体,再通入 N<sub>2</sub>升压至实验所需压力,确保试样在稳定 实验条件下持续浸泡 72 h 后取出。



#### 1.3 腐蚀试样的测试表征

腐蚀实验结束后,采用失重法计算腐蚀速率。用 JSM-6490 IJV 型扫描电子显微镜(SEM)观察腐蚀产物膜 的微观形貌;用 GENESIS 2000 XMS 型 X 射线能谱仪 (EDS)测试产物中的元素种类及含量;用 XJP-3 C 型双 目显微镜观察除膜后试样的点蚀。

#### 2 结果与讨论

图 3 是添加 CP 50 缓蚀剂后 L 360 NC 管线钢腐蚀 速率和流速关系图。随着流速增加,平均腐蚀速率增大, 当流速达到 8 m/s 时,平均腐蚀速率为 0.093 3 mm/a,此时 缓蚀效果能够满足工程需要;当流速超过 8 m/s 后,平均 腐蚀速率迅速增加,如流速 10 m/s 后,平均腐蚀速率达到



图 3 添加 CP 50 缓蚀剂后 L 360 NC 管线钢腐蚀速率和流速关系图

0.2142 mm/a。由此可知 CP 50 缓蚀剂在实验中模拟 NY 气田地面管线使用的虚拟临界流速为 8 m/s。

将试样的腐蚀产物除去,在光学显微镜下观察到的 表面形貌见图 4。流速为 5、8 m/s 时,试样表面光滑,为均 匀腐蚀;当流速增大到 10 m/s 时,表面出现了许多微小 的坑点,而流速为 15 m/s 时,试样表面则分布着较大的 腐蚀坑。这说明在高于 8 m/s 的流体冲刷下,缓蚀剂已不 能抑制点蚀的发生。Xu Liangjing 等人认为流体会使钢表 面脱落的 Cr 重新均匀覆盖于钢表面,对点蚀起到较好的 抑制效果<sup>[5]</sup>,但由于 L 360 NC 管线钢含 Cr 很低,故不会 出现抑制点蚀的现象。



图 4 L 360 NC 管线钢除去腐蚀产膜后的形貌 (×100)

不同流速下腐蚀后的L360NC钢表面腐蚀产物膜的 微观形貌见图5。当流速为5、8m/s时,腐蚀产物沿打磨 划痕方向结晶,腐蚀产物膜较薄,腐蚀轻微。流速继续增 大,腐蚀产物堆积较厚,因其在流体冲刷下结构疏松多 孔,部分产物被流体冲刷携带,留下许多絮状物质,导致 腐蚀加速。流体冲刷并未使腐蚀产物膜全部剥离,孔隙处基 体金属与腐蚀产物构成了电偶,导致局部腐蚀的产生<sup>[10]</sup>。



图 5 L 360 NC 管线钢腐蚀产物膜的扫描电子显微镜图谱

对流速为 8、15 m/s 的腐蚀产物膜进行能谱分析 (EDS),结果见图 6。腐蚀产物中主要元素为 Fe、S、O 和 C, 结合腐蚀环境推测其腐蚀产物应该为 FeS 和 FeCO<sub>3</sub>。在缓 蚀剂使用的临界流速以下,S、O 和 C 含量较低,说明形成 的腐蚀产物少,EDS 分析结果除了腐蚀产物成分外,还含 有试样的基体金属成分,以至于 Fe 的峰值较高。而高于 临界流速后,S、O、C 的含量迅速上升,S 的峰值已经远高 于 Fe 的峰值,说明实验表面的腐蚀产物较多,腐蚀更为 严重,故缓蚀剂无法起到有效的保护作用。



图 6 L 360 NC 管线钢腐蚀产物膜的能谱图

CP 50 缓蚀剂为多吸附基团缓蚀剂,当其产生吸附后,可以阻止腐蚀介质对 L 360 NC 管线钢表面活性点的作用。在液体流速冲刷下,会使吸附失效,从实验结果来看,当流速高于 8 m/s 后,流体的冲刷剪切力已经大于其吸附作用力,缓蚀剂被冲刷掉,腐蚀介质的作用显著。同时可以看出高流速下腐蚀产物疏松,即使缓蚀剂能够在产物上吸附,也难以再起到缓蚀作用,故在实际使用中,应该做定期清管,再添加缓蚀剂。

## 3 结论

通过动态实验设备模拟 NY 气田气液混输环境条件,考察了液体流速对缓蚀剂 CP 50 作用效果的影响。结

# CORROSION AND PROTECTION 腐蚀与防护

第1期

第33卷

果发现:CP 50 缓蚀剂在流体流速不高于 8 m/s 时,缓蚀 作用效果优良;当流速进一步增加时,腐蚀产物膜疏松, 导致腐蚀速率升高和点蚀产生。

#### 参考文献:

- [1] Nešić S. Key Issues Related to Modelling of Internal Corrosion of Oil and Gas Pipelines[J]. Corrosion Science, 2007, 49(12): 4308–4338.
- [2] Pots B F M. Mechanistic Models for the Prediction of CO<sub>2</sub> Corrosion Rates under Multiphase Flow Conditions [C]. Texas: NACE International. Corrosion, 1995.
- [3] Schmitt GA, Mueller M. Understanding Localized CO<sub>2</sub> Corrosion of Carbon Steel from Physical Properties of Iron Carbonate Scales [C]. Texas: NACE International, Corrosion, 1999.
- [4] Ige O O, Barker R, Hu X, et al. Assessing the Influence of Shear Stress and Particle Impingement on Inhibitor Efficiency through the Application of In-situ Electrochemistry in A CO<sub>2</sub>-saturated Environment[J]. Wear, 2013, 304(1): 49–59.
- [5] 叶 帆. 介质流态对凝析气集输管道的腐蚀影响分析[J]. 天然气与石油,2009,27(6):22-25.
  Ye Fan. Analysis on Corrosion Effect of Medium Flow Pattern on Condensate Gasgathering and Transportation Pipeline [J]. Natural Gas and Oil, 2009, 27(6):22-25.
- [6]王德国,何仁洋,董山英. 长距离油、气、水混输管道内壁流动腐蚀的研究进展[J]. 天然气与石油,2002,20(4):24-29.
  Wang Deguo, He Renyang, Dong Shanying. Advances in Study on Internal Flowage Corrosion of Multiphase Pipelines
  [J]. Natural Gas and Oil, 2002, 20(4):24-29.
- [7] Xu Lining, Guo Shaoqiang, Chang Wei, et al. Corrosion of Cr Bearing Low Alloy Pipeline Steel in CO<sub>2</sub> Environment at Static and Flowing Conditions [J]. Applied Surface Science, 2013, 270(4): 395–404.
- [8] 赵国仙, 吕祥鸿,韩 勇. 流速对 P 110 钢腐蚀行为的影响
  [J]. 材料工程,2008,(8): 5-8.
  Zhao Guoxian, Lü Xianghong, Han Yong. Effect of Flow Rate on CO<sub>2</sub> Corrosion Behavior of P 110 Steel[J]. Journal of Ma-terials Engineering, 2008,(8): 5-8.
- [9] 何庆龙,孟惠民,俞宏英,等. N 80 油套管钢 CO<sub>2</sub>腐蚀的研究进展[J]. 中国腐蚀与防护学报,2007,27(3):186-190.
  He Qinglong, Meng Huimin, Yu Hongying, et al. Recent De-velopments in Carbon Dioxide Corrosion of N80 Well Tube Steel[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection,2007,27(3):186-190.
- [10] Crolet J L, Thevenot N, Nešić S. Role of Conductive Corrosion Products on the Protectiveness of Corrosion Layers [C]. Texas: NACE International. Corrosion, 1996.

79