

缓蚀剂在流动条件下的缓蚀性能研究进展

徐亚洲^{1,2,3}, 刘建国^{1,2,3}, 李自力^{1,2,3}

(1.山东省油气储运安全省级重点实验室, 山东 青岛 266580; 2.青岛市环海油气储运技术重点实验室, 山东 青岛 266580; 3.中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院, 山东 青岛 266580)

摘要: 为了延长管道寿命、降低生产成本, 在油气集输过程中往往会添加缓蚀剂抑制管道的内腐蚀, 但流动条件下的缓蚀剂性能并不理想。简要介绍了有机缓蚀剂的作用机理以及研究缓蚀性能的常用方法, 对砂、流速、流型、油相等因素对缓蚀性能的影响和作用机理进行了综述和讨论, 并对以后的研究方向做了展望。

关键词: 缓蚀剂; 复杂流动; 腐蚀

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2017.12.004

中图分类号: TJ04 **文献标识码:** A

文章编号: 1672-9242(2017)12-0019-05

Research Progress on Corrosion Inhibition of Inhibitor in Flow Conditions

XU Ya-zhou^{1,2,3}, LIU Jian-guo^{1,2,3}, LI Zi-li^{1,2,3}

(1.Shandong Provincial key laboratory of Oil & Gas Storage and Transportation Safety, Qingdao 266580, China; 2.Qingdao Key Laboratory of Circle Sea Oil & Gas Storage and Transportation Technology, Qingdao 266580, China; 3.College of Pipeline and Civil Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

ABSTRACT: The corrosion inhibitor is used to inhibit internal corrosion in oil and gas gathering and transferring to extend service life of pipeline and reduce production cost. But under the condition of complex flow, the inhibitor is not as good as being wanted. The mechanism of organic inhibitors and research methods were introduced and the effect of sands, flow velocity, flow regimes and oil phase on inhibition efficiencies and its mechanism were summarized and discussed. The developed trend was also predicted.

KEY WORDS: inhibitor; complex flow; corrosion

在石油天然气行业, 管道输送的介质具有一定的腐蚀性, 流动状态也较为复杂, 甚至会夹带一些固体颗粒, 这些不利因素可能会使管线过早局部腐蚀穿孔而报废^[1-2]。在输送介质中添加缓蚀剂一直是控制管道内腐蚀较为简单经济有效的方法^[3-4]。研究表明, 缓蚀剂的缓蚀作用会受到温度、缓蚀剂浓度、介质流速、含砂量、含水率、流体力学以及其他油品添加剂等因素的影响^[5-7]。在油田集输系统中, 各种装置、设备内的液相介质流速普遍较高且不同设备内介质

流动条件可能存在一定差异, 对缓蚀剂进行的静态评价不能反映出流动条件下缓蚀性能的优劣以及各因素对缓蚀作用的影响。另外, 在集输管道中常常出现各种复杂的流动条件, 如油/气/水/砂的多相流动、管路结构改变导致流态、流型的改变等, 静态环境中高效的缓蚀剂在复杂流动条件下不一定有效。因此, 研究缓蚀剂在各种流动条件下的缓蚀性能以及各因素对缓蚀性能的影响机制对于缓蚀剂的筛选与现场应用具有重要意义。

收稿日期: 2017-08-01; 修订日期: 2017-08-29

基金项目: 青岛市自主创新计划(15-9-1-70-jch); 国家自然科学基金(51301201); 中央高校基本科研业务费专项资金(16CX02037A, 14CX02209A); 山东省自然科学基金(ZR2013EMQ014); 青岛区重点科技计划(2014-1-52)

作者简介: 徐亚洲(1992—), 男, 山东菏泽人, 硕士, 主要研究方向为油气储运工程。

通讯作者: 刘建国(1983—), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为油气储运腐蚀与防护、海洋腐蚀与防护。

1 缓蚀机理

添加在介质中的缓蚀剂分子可以和金属表面相互作用形成保护膜,将金属与腐蚀介质分隔开以此达到缓蚀目的。根据成膜机制可将缓蚀剂分为氧化膜型、沉淀膜型和吸附膜型缓蚀剂三种^[8]。有机缓蚀剂一般含有 O, N, P 等原子,可以吸附在金属表面形成吸附膜,属于吸附膜型缓蚀剂。有机缓蚀剂如咪唑啉衍生物等常被用来抑制油气田集输系统中的酸性腐蚀。文中重点讨论了有机缓蚀剂在流动条件下的缓蚀性能研究进展。

有机缓蚀剂分子一般由极性基团和非极性基团组成。当分子吸附在金属表面时,含有氧、氮、磷等原子的极性基团与金属表面形成物理化学吸附,使金属的双电层结构发生改变,提高金属离子化的活化能^[9]。非极性基团则远离金属表面,形成一层疏水膜,阻碍腐蚀介质的入侵^[10-11]。另外,有机缓蚀剂还可以通过在界面处进行转化、聚合、螯合等来发挥缓蚀作用^[8]。

在缓蚀剂与金属表面相互作用过程中存在着缓蚀剂膜生长与破坏的竞争过程。林富荣等^[12]采用电化学方法研究了聚合型咪唑啉缓蚀剂在 N80 钢表面的吸附过程。结果表明,在浸泡初期,随着时间的增加,电荷转移电阻逐渐增加,表明缓蚀剂分子能够短时间内在金属表面吸附形成保护膜。杜敏^[13]等研究了不同浓度的咪唑啉缓蚀剂在 Q235 钢表面的吸附过程,发现在腐蚀初期缓蚀剂的吸附速率大于脱附速率,24 h 后可形成较为完整的膜层。随着腐蚀的进行,膜层在一些因素作用下受到破坏而衰减,但在衰减后能得到修复,生长出新的膜层,处于膜溶解/生长的动态平衡中。张颖等^[14]研究了咪唑啉缓蚀剂在 X70 钢表面的吸附膜生长规律符合 $J(t)=C_1\exp(-at)+C_2\exp(-\beta t)+C_0$ 公式。预膜后的试样被划伤后,划痕内出现点蚀坑,聚集在划痕内的侵蚀性阴离子会阻碍膜的吸附再生长。提高缓蚀剂浓度后,膜的稳定性得到明显改善,重新吸附形成的保护膜质量也得到提高。

2 研究方法

目前对在动态条件下缓蚀剂缓蚀性能研究方法与静态条件下的基本一样,即主要有失重法、电化学测试以及表面分析技术等。

Badica 等人^[15]采用失重法、动电位极化曲线法、电化学阻抗谱法研究了不同流速下缓蚀剂浓度对缓蚀性能的影响。结果表明,该缓蚀剂在低碳钢表面的吸附过程为化学吸附,且遵循 Flory-Huggins 等温吸附方程,提高缓蚀剂浓度可以提高反应活化能并减小指前因子。

Yang 等人^[16]通过转轮试验、线性极化电阻、乳化和表面张力测试等方法研究了双子咪唑啉的性能。结果表明,该类型缓蚀剂比传统咪唑啉有更好的膜稳定性。

何毅等人^[17]通过电子扫描显微镜 (SEM) 方法发现,随腐蚀时间、流体流速及温度的增加,缓蚀剂保护膜由厚变薄、由致密变疏松,并表现出多孔性。

在各种研究方法中,失重法操作简单,应用最广;电化学方法能够研究金属表面的电极反应以及缓蚀剂分子在金属表面吸附引起的界面电化学特性变化^[18-19],也得到了广泛应用;表面分析技术可以监测溶液/金属界面的动态变化过程,以及吸附膜的形成、衰减过程^[20-21],但由于设备要求较高,通常难以实现原位测量。在研究缓蚀性能及机理过程中,单一方法往往具有一定的局限性,因此常采用多种方法进行综合评价。

3 影响因素

缓蚀剂的缓蚀性能受到缓蚀剂种类、浓度、温度、流速、含砂量等多种因素的影响,目前对缓蚀剂在动态条件下的研究主要集中于砂、流速、流型以及油相等因素上。

3.1 砂

无砂时,缓蚀剂能很好地保护管道内壁,但是在含砂情况下,缓蚀效果并不理想^[22]。Hassani 等^[23]通过实验实现了含砂量(质量分数)0.5%、流速 9.4 m/s、CO₂ 饱和的 18%NaCl 溶液对试片的直接冲击,观察到该咪唑啉类缓蚀剂能抑制冲蚀中的腐蚀作用,对机械损伤影响较小。同时砂粒冲击会破坏缓蚀剂保护膜,并有少量缓蚀剂分子吸附在砂粒表面,缓蚀效果受到影响。有研究表明,在高含砂量、小粒径情况下,大量缓蚀剂会吸附在砂粒表面,导致溶液中有效浓度降低,当砂粒表面被油润湿时影响更为显著^[24]。而 Ramachandran 等^[25]则认为,现场使用的缓蚀剂由吸附在砂粒上造成的损失很小。

Barker 等^[26]利用冲击射流研究了三种缓蚀剂在含砂量为 500 mg/L、流速为 14 m/s、CO₂ 饱和环境下的缓蚀行为,发现三种缓蚀剂中 B, C 明显抑制了冲蚀,但 A, C 能减小坑深,而 B 增加坑深。当缓蚀剂 A 和 C 吸附在砂粒表面后对抑制流体冲刷有一定作用。Barker 等人^[27]还分别研究了在砂粒冲蚀情况下两种缓蚀剂 A, B (100 mg/L) 的缓蚀作用,结果发现,当流体含砂(含砂量 100 mg/L)时,缓蚀剂 A 的缓蚀作用受到严重影响,而 B 的缓蚀能力仍能保持较高水平。

综上所述,砂粒对缓蚀剂的抑制作用主要体现在

两方面: 砂粒的冲击会破坏缓蚀剂保护膜, 使金属表面蚀坑数量和深度增加; 砂粒表面附着缓蚀剂, 减少了介质中的缓蚀剂有效浓度。有学者认为, 缓蚀剂吸附在砂粒表面后可以减小砂粒撞击金属表面的能量, 因此对冲蚀有一定的抑制作用^[28]。另外有研究表明, 少量的砂可以去除金属表面腐蚀形成疏松的 Fe_3C 膜, 有利于缓蚀剂分子直接吸附在金属表面, 提高缓蚀性能^[29]。

3.2 流速

流速对缓蚀性能的影响与缓蚀剂浓度、种类以及金属表面粗糙度有关。当缓蚀剂浓度较低时, 缓蚀剂在金属表面覆盖率低, 增加流速可以提高缓蚀剂分子到达金属表面的扩散速率, 有利于腐蚀速率降低; 浓度较高时, 缓蚀剂能够较好地覆盖金属表面, 此时增大流速可能会加快金属表面腐蚀产物扩散而使腐蚀速率增加^[30]。不同的缓蚀剂具有不同的应用条件, Barker 等人^[27]研究了两种缓蚀剂 A、B (100 mg/L) 在静态、动态情况下对钢材的缓蚀作用, 发现与静态相比, 7 m/s 的流速会降低缓蚀剂 A 的缓蚀作用, 但 B 的缓蚀能力却得到加强。当金属表面粗糙度过大时就会影响到扩散边界层, 湍流会更容易破坏金属表面的缓蚀剂保护膜, 使腐蚀速率增大^[31]。

何毅等^[17]通过观察用缓蚀剂 C545 预膜后腐蚀试片发现, 增大流速使缓蚀剂膜发生“出现裂缝与孔洞→部分剥离→基本破坏”的变化过程。通过膜层微孔扩散电阻的变化可以得出, 存在临界流速, 超过此速度时, 膜层衰减会加快。

Ortega-Toledo 等^[32]通过监测不同流速下系统的电化学噪声发现, 增加流速虽然加快了分子的传质过程, 但电极表面仍有未被缓蚀剂覆盖或者缓蚀剂膜被破坏的局部区域, 有发生局部腐蚀的危险。

Zeng 等^[33-34]通过研究缓蚀剂对 X65 钢弯管的缓蚀规律发现, 弯管内侧流速高、剪切应力大、湍流能量大并受到二次流的影响, 试片表面形成的 $[\text{Fe-Inh}]_{\text{ads}}^{2+}$ 保护膜易被破坏。同时流体流动会加快缓蚀剂分子的扩散速率, 使分子更易到达试片表面。多方面因素共同作用使弯管各个部位的缓蚀效率有所不同, 但弯管内侧的缓蚀效率要低于外侧, 与流体动力学参数分布较为一致。

在低流速条件下, 流体流动造成的传质效应占主要地位, 缓蚀性能比静态条件有所增加; 在高流速条件下, 由于流动引起的剪切力增大, 吸附的缓蚀剂分子容易受到冲刷而脱附, 因此缓蚀作用降低, 只有增加缓蚀剂浓度才能发挥最佳效果^[35-36]。

3.3 流型

集输管道往往出现各种各样的流型, 对缓蚀剂的

影响不能忽略。封子艳等人^[37]采用实验和数值模拟研究了段塞流条件下咪唑啉衍生物和乙二醇对 X70 钢 CO_2 腐蚀的影响, 发现在段塞流动状态下, 缓蚀剂虽然可以抑制均匀腐蚀, 但对局部腐蚀影响不大, 甚至会促进局部腐蚀的发展。

流型对缓蚀性能的影响还和管路结构有关。Canto 等^[38]通过研究缓蚀剂在三种管路结构 (水平直管、向上弯管、向下弯管) 中的缓蚀效率发现, 多相流的强度和流态对缓蚀剂性能影响较小, 但大量缓蚀剂可积聚在气/液界面上造成水溶液中有效浓度降低, 因此缓蚀效率较低。

当流体处于分层流或满管流状态时, 缓蚀剂保护膜受到的破坏较小, 材料表面受到的腐蚀也更加均匀; 当管道中出现段塞流时, 由于气泡冲击, 保护膜更易受到破坏。当段塞流 Fr 数增大时, 电荷转移电阻和 Warburg 阻抗系数减小, 高能量的湍流和气泡冲击会使缓蚀剂膜变薄或疏松多孔^[39]。段塞流虽然会加速缓蚀剂膜的衰减, 但是只有在缓蚀剂浓度低的情况下才会明显, 而在较高浓度时, 因缓蚀剂再吸附作用增强使段塞流破坏作用不明显^[40]。

3.4 油相

有研究表明, 当介质中含水时, 水相中的腐蚀组分通常会腐蚀管道内壁, 而油的存在则会对缓蚀剂的缓蚀作用造成一定的影响。一方面, 缓蚀剂可能从水相转移到油相中, 或积聚在液滴的油水界面上, 使水相中缓蚀剂的有效浓度降低, 从而影响缓蚀效率^[41]。另一方面, 由于油的高电阻率以及通过润湿钢材表面将腐蚀介质与金属分隔开, 对腐蚀有一定的抑制作用^[42]。另外, 介质的乳化性能对缓蚀剂性能也会有一定的影响^[43]。

赵景茂等^[44]通过研究三种商用缓蚀剂在油水混合物中的缓蚀性能发现, 含有缓蚀剂的水溶液与油混合之后, 水溶型缓蚀剂大部分存于水相, 油相的存在对其影响较小。油溶水分散型缓蚀剂大部分进入油相, 少量留于水相, 油相对各浓度的油溶水分散型缓蚀剂均有不同程度的减弱作用。油溶型缓蚀剂几乎全部存于油相, 各浓度的油溶型缓蚀剂的缓蚀率均有明显下降。

Keller^[45]通过模拟油/水/砂多相流动研究不同含油量对缓蚀剂性能的影响发现, 油相可以减小纯腐蚀速率, 但效果不太明显。当存在油相时, 部分缓蚀剂会进入油相, 使缓蚀剂在试片的表面覆盖度减小, 缓蚀性能减弱。含水率为分别为 100% 和 40% 时, 由实验得出的表面覆盖度与缓蚀剂浓度的关系能较好地符合 Frumkin 模型。

Hu 等^[46]进行了高流速 (20 m/s)、含砂量 1.5% 的不同介质对 X65 钢的冲击射流试验。结果表明,

在模拟溶液中加入 100 mg/L 的缓蚀剂将腐蚀速率降低了 20%, 而同时加入体积分数为 5% 的凝析油与 100 mg/L 缓蚀剂时, 腐蚀速率降低了 70%。因此凝析油与缓蚀剂在抑制腐蚀方面表现出了一定的协同作用。

4 结语

1) 缓蚀剂的缓蚀性能与其在金属表面形成的保护膜密不可分, 采用多种测量方法实现对保护膜在各种实验条件下吸附和衰减过程的动态监测, 有助于深入研究缓蚀剂的作用机理。

2) 不同类型的缓蚀剂具有不同的应用条件, 缓蚀剂的缓蚀作用还受砂、流速、流型、油相等多种因素的影响, 进行多因素实验来研究在各种条件下缓蚀剂的缓蚀性能, 对缓蚀剂的筛选有重要的参考价值和指导作用。

参考文献:

- [1] AMRI J, GULBRANDSEN E, NOGUEIRA R P. Numerical Simulation of a Single Corrosion Pit in CO₂ and Acetic Acid Environments[J]. Corrosion Science, 2010, 52(5): 1728-1737.
- [2] 齐友, 刘武, 王赤字, 等. 多相流集输管道腐蚀规律及控制措施[J]. 腐蚀与防护, 2013, 34(10): 929-932.
- [3] ACHOUR M, KOLTS J. Corrosion Control by Inhibition Part I: Corrosion Control by Film Forming Inhibitors[C]// Corrosion 2015. NACE International, 2015: 5475.
- [4] MATJAŽ F, JENNIFER J. Application of Corrosion Inhibitors for Steels in Acidic Media for the Oil and Gas Industry: A Review[J]. Corrosion Science, 2014, 86(3): 17-41.
- [5] XIONG Y, LI C, DESAI S, et al. The Importance of Chemical Compatibility in Corrosion Inhibitor Performance[C]// International Petroleum Technology Conference. 2015: 18435.
- [6] 张寅龙. 吐哈油田管道腐蚀分析与缓蚀剂评价研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- [7] 周永强. 咪唑啉 CO₂ 缓蚀剂在油井中的应用研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2014.
- [8] 张天胜, 张浩, 高红. 缓蚀剂(第 2 版)[M]. 北京: 化学工业出版社, 2008: 101-102.
- [9] SANGEETHA Y, MEENAKSHI S, SUNDARAM C S. Interactions at the Mild Steel Acid Solution Interface in the Presence of O-fumaryl-chitosan: Electrochemical and Surface Studies[J]. Carbohydrate Polymers, 2016, 136: 38-45.
- [10] 张丽. 咪唑啉缓蚀剂的结构与缓蚀性能的理论研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- [11] 杜威. 抑制 CO₂ 腐蚀用咪唑啉类缓蚀剂及机理研究进展[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2016, 28(6): 584-588.
- [12] 林富荣, 崔存凤, 秦亮, 等. 聚合型咪唑啉缓蚀剂的合成与性能[J]. 材料保护, 2015: 48(11): 52-55.
- [13] 杜敏, 张静, 王宁. 缓蚀剂浓度对饱和 CO₂ 盐溶液中咪唑啉缓蚀剂膜的影响[J]. 中国海洋大学学报: 自然科学版, 2009, 39(5): 1100-1104.
- [14] 张颖, 董国强, 胡凌艳. 注水介质中咪唑啉缓蚀剂对管线钢的缓蚀作用研究[J]. 表面技术, 2015, 44(6): 88-92.
- [15] BADIEA A M, MOHANA K N. Effect of Temperature and Fluid Velocity on Corrosion Mechanism of Low Carbon Steel in Presence of 2-hydrazino-4,7-dimethylbenzothiazole in Industrial Water Medium[J]. Corrosion Science, 2009, 51(9): 2231-2241.
- [16] YANG J, GAO L, LIU X, et al. A Highly Effective Corrosion Inhibitor by Use of Gemini Imidazoline[C]// Society of Petroleum Engineers. 2016: 173777.
- [17] 何毅, 范毅, 丁忆鑫, 等. 流体环境对碳钢表面附着缓蚀剂膜的影响[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2015, 27(1): 31-36.
- [18] 徐云泽, 黄一, 盈亮, 等. 管线钢在沉积物下的腐蚀行为及有机膦缓蚀剂的作用效果[J]. 金属学报, 2016, 52(3): 320-330.
- [19] OKAFOR P C, LIU C B, ZHENG Y G. Corrosion Inhibition of Pipeline Steels in CO₂-Saturate System by an Imidazoline Based Inhibitor[C]// Corrosion 2016. NACE International, 2016: 7601.
- [20] 柳鑫华, 孙彩云, 王庆辉, 等. 用表面分析的方法研究复合缓蚀剂在天然海水中的缓蚀阻垢机理[J]. 表面技术, 2013, 42(3): 19-22.
- [21] 赵桐, 赵景茂, 姜瑞景. 流速和碳链长度对咪唑啉衍生物在高压 CO₂ 环境中缓蚀性能的影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2015, 35(2): 163-168.
- [22] MALKA R, NEŠIĆ S, GULINO D A. Erosion Corrosion and Synergistic Effects in Disturbed Liquid Particle Flow[J]. Wear, 2007, 262(7/8): 791-799.
- [23] HASSANI S, ROBERTS K P, SHIRAZI S A, et al. Characterization and Prediction of Chemical Inhibition Performance for Erosion-Corrosion Conditions in Sweet Oil and Gas Production[J]. Corrosion, 2012, 68(10): 885-896.
- [24] MCMAHON A, HARRIS L, MARTIN J. Effects of Sand and Interfacial Adsorption Loss on Corrosion Inhibitor Efficiency[C]// Corrosion 2005. NACE International, 2005: 05274.
- [25] RAMACHANDRAN S, JOVANCICEVIC V, BASSETT J, et al. Further Advances in the Development of Erosion Corrosion Inhibitors[C]// Corrosion 2005. NACE International, 2005: 05292.
- [26] BARKER R, NEVILLE A, HU X, et al. Evaluating Inhibitor Performance in CO₂-saturated Erosion-corrosion Environments[J]. Corrosion, 2015, 71(1): 14-29.
- [27] BARKER R, HU X, NEVILLE A, et al. Inhibition of Flow-Induced Corrosion and Erosion-corrosion for Carbon Steel Pipe Work from an Offshore Oil and Gas Facility[J]. Corrosion, 2013, 69(2): 193-203.
- [28] NEVILLE A, WANG C. Erosion-corrosion Mitigation by Corrosion Inhibitors—An Assessment of Mechanisms[J].

- Wear, 2009, 267(1/4): 195-203.
- [29] NASSEF A S, KELLER M W, ROBERTS K P, et al. Erosion-corrosion of Low Carbon Steel Inhibition in Oil Brine-Sand Flow[C]// Corrosion 2016. NACE International, 2016: 7426.
- [30] BARMATOV E, HUGHES T, NAGL M. Efficiency of Film-forming Corrosion Inhibitors in Strong Hydrochloric Acid under Laminar and Turbulent Flow Conditions[J]. Corrosion Science, 2015, 92(3):85-94.
- [31] EVGENY B, HUGHES T, ESKIN D. Effect of Surface Roughness on Corrosion Behaviour of Low Carbon Steel in Inhibited 4M Hydrochloric Acid under Laminar and Turbulent Flow Conditions[J]. Corrosion Science, 2016, 103: 196-205.
- [32] ORTEGA-TOLEDO D M, GONZALEZ-RODRIGUEZ J G, CASALES M, et al. CO₂ Corrosion Inhibition of X-120 Pipeline Steel by a Modified Imidazoline under Flow Conditions[J]. Corrosion Science, 2011, 53(11): 3780-3787.
- [33] ZENG L, ZHANG G A, GUO X P, et al. Inhibition Effect of Thioureidoimidazoline Inhibitor for the Flow Accelerated Corrosion of an Elbow[J]. Corrosion Science, 2015, 90(1): 202-215.
- [34] ZENG L, ZHANG G, GUO X. Effect of Hydrodynamics on the Inhibition Effect of Thioureido Imidazoline Inhibitor for the Flow Accelerated Corrosion of X65 Pipeline Steel[J]. Corrosion, 2016, 72(5): 598-614.
- [35] OLVERA-MARTÍNEZ M E, MENDOZA-FLORES J, GENESCA J. CO₂ Corrosion Control in Steel Pipelines. Influence of Turbulent Flow on the Performance of Corrosion Inhibitors[J]. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 2015, 35: 19-28.
- [36] 扈俊颖, 陈龙俊, 孙志勇. 流速对缓蚀剂成膜效率的影响[J]. 油气田地地面工程, 2016, 35(5): 22-24.
- [37] 封子艳, 杨志刚, 南蓓蓓, 等. 多相流动状态下缓蚀剂对 X70 钢 CO₂ 腐蚀的影响[J]. 表面技术, 2016, 45(8): 74-79.
- [38] CANTO C, BROWN B, NEŠIĆ S. Integrity of Corrosion Inhibitor Films In Multiphase Flow[C]// Corrosion 2011. NACE International, 2011: 11238.
- [39] HONG T, SUN Y H, JEPSON W P. Study on Corrosion Inhibitor in Large Pipelines under Multiphase Flow Using EIS[J]. Corrosion Science, 2002, 44(1): 101-112.
- [40] HEEG B, KLENERMAN D. Persistency of Corrosion Inhibitor Films on C-steel under Multiphase Flow Conditions. PART II: Optical Shg and Electrochemical Studies[J]. Corrosion Science, 1998, 40(8): 1313-1329.
- [41] XIONG Y, PACHECO J, DESAI S. A Parametric Study of Corrosion Inhibitor Partitioning in Oil and Water Phases [C]// Corrosion 2016. NACE International, 2016: 7398.
- [42] HASSANI S, ROBERTS K P, SHIRAZI S A, et al. A New Approach for Predicting Inhibited Erosion-corrosion in CO₂-saturated Oil/Brine Flow Condition[J]. Spe Production & Operations, 2012, 28(2): 1-18.
- [43] 江晶晶, 张东岳, 李一枚, 等. 凝析油环境下缓蚀剂的防腐性能及乳化倾向性研究[J]. 石油与天然气化工, 2016, 45(5): 71-75.
- [44] 赵景茂, 李玉龙, 谷丰, 等. H₂S/CO₂ 腐蚀环境中原油对缓蚀剂缓蚀性能的影响[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2016, 28(5): 423-428.
- [45] KELLER M W, HALL A H, ROBERTS K P, et al. Corrosion Inhibition in Oil/Water Environments[C]// Corrosion 2015. NACE International, 2015: 5819.
- [46] HU X, ALZAWAI K, GNANAVELU A, et al. Assessing the Effect of Corrosion Inhibitor on Erosion-corrosion of API-5L-X65 in Multi-phase Jet Impingement Conditions[J]. Wear, 2011, 271(9/10): 1432-1437.