

文章编号:2095—0411(2015)04-0063-06

H₂S/CO₂ 共存环境下管道内腐蚀研究进展

程雅雯,赵会军,彭浩平,张伟刚

(江苏省油气储运技术重点实验室(常州大学),江苏 常州 213016)

摘要:研究了 H₂S/CO₂ 共存环境下管道内腐蚀过程中的影响因素,如 H₂S/CO₂ 比率、含水率、温度、流速等。其中最为重要的就是 H₂S/CO₂ 比率,H₂S/CO₂ 比率不同生成的腐蚀产物就不同,相应的对基体的保护程度也就不同。而含水率则是通过影响液体的乳化形式来影响管道腐蚀速率,当液体由油包水型乳状液变为水包油型乳状液时管道的腐蚀速率大大增加。温度一方面通过影响保护膜的生成另一方面是改变反应的活化能,从而进一步影响腐蚀速率。然而两者共存下的腐蚀研究仍停留在实验的基础上,还未形成十分系统、完善的理论体系。最后介绍了油气集输系统中的几种防腐措施,特别是耐腐蚀钢在防腐蚀领域的应用,值得注意的是铬元素的加入大大增强了钢的耐腐蚀能力,但发生点蚀的风险也大大增加。

关键词:油气管道;含水率;CO₂/H₂S 比率;防腐措施;抗腐蚀油管

中图分类号:TE 988

文献标志码:A

doi:10.3969/j.issn.2095—0411.2015.04.012

Research Progress of the Pipeline under the Coexistence of H₂S/CO₂

CHENG Yawen,ZHAO Huijun,PENG Haoping,ZHANG Weigang

(Jiangsu Key Laboratory of Oil & Gas Storage and Transportation Technology, Changzhou University, Changzhou 213016, China)

Abstract: The paper studies the influence factors of pipeline internal corrosion under the coexistence of H₂S/CO₂, such as H₂S/CO₂ ratio, moisture content, temperature, flow rate, etc. The most important one is H₂S/CO₂ ratio, it effects corrosion products and correspondingly the degree of protection of matrix is different. Water cut affects the corrosion rate through affecting the emulsion liquid form and the corrosion rate will increases sharply when the emulsion changed into oil-in-water. Temperature affects the corrosion rate by affects the formation of corrosion product scale. However, the coexistence of both corrosion research was still on the basis of experiment. It hasn't formed a very perfect, systematic theory system, and the establishment of its basic theory would be the focus of future research for a long period of time. Finally, several anticorrosion measures of acid gases are introduced, especially the application of corrosion resistant steel. The addition of Cr could improve the ability of corrosion resistance of steel.

Key words: oil and gas pipelines; moisture content; ration of CO₂/H₂S; anticorrosion measures; corrosion resistant tubing

随着对清洁能源要求的不断提高,我国石油、天然气的开采量不断扩大,而在开采、运输过程中最主要的输送方式就是管道输送,而管道输送十分棘手的问题就是腐蚀问题。一方面腐蚀会造成管道系统

安全性降低,另一方面腐蚀会极大的缩短管材的使用年限,因此国内外对管道腐蚀的机理研究以及防护措施越来越重视。目前,国内外在单相流体系下管道内腐蚀的研究已十分成熟,而对多相流体系下

收稿日期:2015-05-15。

作者简介:程雅雯(1990—),女,山东东营人,硕士生。通讯联系人:赵会军(1965—),E-mail:zhj@cczu.edu.cn

管道内腐蚀的研究相对较少,特别是对含有 CO_2 、 H_2S 等酸性气体同时温度、压力都较高的液体环境中的腐蚀研究。通常,当一个油井年限较高时,产油量开始下降,而水和气体的产出率反而大幅增加。当有高腐蚀性的物质存在,如 CO_2 、 H_2S 等酸性气体溶解在液体中时,可以加速管道内腐蚀进程。

近年来,管道内腐蚀研究热点正从 CO_2 、 H_2S 单独作用逐渐向 CO_2 和 H_2S 共存下的腐蚀规律方向转变。实际上,油气管道发生的腐蚀大多为两者共存下的腐蚀。为此,本文对目前油气田的 CO_2 / H_2S 腐蚀影响因素、研究状况及几种主要的防腐措施进行了简要综述。

1 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 共存条件下的腐蚀

目前,国内外对 CO_2 、 H_2S 两者共存环境下的腐蚀普遍分为 3 种。在 H_2S 含量很低时,腐蚀介质主要是 CO_2 ,腐蚀程度可由 CO_2 的分压判断,当温度不低于 60°C 时 FeCO_3 的致密性决定管材的腐蚀速率;随着 H_2S 含量的不断增加而温度不高于 120°C 时,管材表面的腐蚀产物膜 FeCO_3 受温度和 pH 影响较大,腐蚀速率减慢,同时 CO_2 的存在会促进 FeS_x 膜的溶解;当 H_2S 继续增大,成为以 H_2S 为主导的腐蚀而温度在 $60\sim 240^\circ\text{C}$ 时,管材表面会优先生成 FeS 膜,阻碍 FeCO_3 的生成。总体来说,当 CO_2 和 H_2S 共同存在时, H_2S 对管材腐蚀的发生有一定的抑制作用^[1]。然而 ZHENG Yougui^[2] 通过实验,在总压力为 0.1MPa 温度为 30°C 并且只含有 CO_2 的 NaCl 溶液中逐渐注入 H_2S 气体,结果表明在注入少量 H_2S 的初期钢铁腐蚀速率被抑制,随着注入 H_2S 的增加腐蚀速率增大。为了进一步得到 CO_2 和 H_2S 两者共存时对腐蚀的影响,武玉梁等^[3] 利用高温高压釜在静态条件下对 X65 管线钢进行实验,实验发现只有微量的 H_2S 才会对 CO_2 腐蚀产生有效地抑制作用。而抑制腐蚀的根本原因是 FeS_{1-x} 的溶度积远小于 FeCO_3 ,更易沉积在基体表面,另一个原因则是 H_2S 的加入降低了阴极电流密度使得整个腐蚀速率减小。其变化趋势如图 1 所示,可以看出腐蚀速率的趋势为先减小后增大。

实际上,管材表面腐蚀产物(FeS 或 FeCO_3)的组成和结构决定了 H_2S 的作用形式。燕铸等^[4] 通过实验发现,对管材单一 CO_2 腐蚀时管材损坏最为严重;若在 CO_2 腐蚀后逐渐通入 H_2S 腐蚀速率减小,腐蚀产物膜由 FeCO_3 膜转变为 FeS 膜;而当先进行 H_2S 腐蚀再 CO_2 腐蚀,腐蚀速率最小,腐蚀产

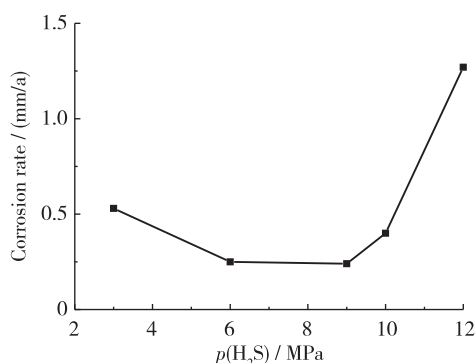


图 1 不同 H_2S 分压下的管材腐蚀速率

Fig.1 The corrosion rates of steel with different H_2S partial pressure

物膜未发生转变。徐仕利等^[5] 通过对再生贫液的研究发现,当 CO_2 的含量为 H_2S 含量的十几倍而温度在 126°C 以上时,由 CO_2 生成的碳酸会使钢材的腐蚀加剧。

2 影响酸性气体腐蚀的因素

2.1 含水率

液态水的存在是酸性气体促使管道发生内腐蚀的必要条件。对于大部分油气管道来说,水的含量越高管道腐蚀越严重,但是当管道内的水以气态形式存在时是不会发生特别严重的内腐蚀。而当管道中的水以液体形式出现时,酸性气体溶于水发生电离,则会加快管道的腐蚀速率。NGUYEN Thuan Dinh 等^[6] 利用几种不同的 Fe-Cr 合金在干 CO_2 和湿 CO_2 中进行腐蚀实验,实验发现水蒸气的加入大大加速了 Fe-Cr 合金的腐蚀速率。张江江^[7] 指出气态氧遇水形成的溶解氧与 CO_2 及 H_2S 遇水生成的酸发生去极化反应,可在管道内壁造成微小腐蚀坑,腐蚀产物主要为 Fe_3O_4 、 FeS 、 FeCO_3 等。

对于原油管道来说液体中的含水率对腐蚀的影响更直接一些,这个影响是通过改变油/水的混合状态来实现的。当含水率较低时,水以小液滴的形式包裹在原油中形成油包水型乳状液,在这种状态下特别是低含水率高流速时,水没有直接与管道接触而油又有很好的润滑作用,因此腐蚀不严重;随着含水率的增加,由于流速或流态的变化,水从乳状液中脱离出来液体逐渐由油包水型转变为水包油型乳状液,钢材处在被水润湿的条件下,而酸性气体可以与水直接接触,此时管道的腐蚀速率会明显增大,其变化趋势如图 2 所示。值得注意的是,管线钢发生腐蚀速率转变的临界含水率与其成分有很大的关联。

LIANG Wei^[8]等对 3Cr 钢、L245 钢和 16Mn 钢在 CO₂ 环境中不同含水率(10%、30%、80%)条件下进行实验,实验发现 3Cr 钢和 L245 钢在含水率 80% 时腐蚀速率最大,而 16Mn 钢的腐蚀速率则是随着含水率的增加而持续大幅增加。

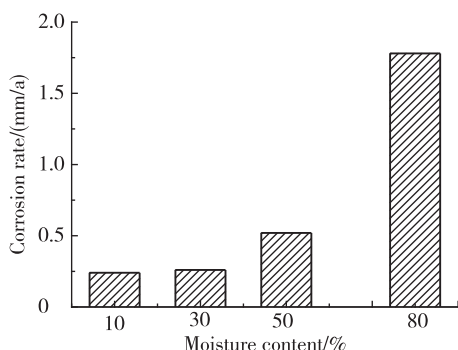


图 2 不同含水率下管材腐蚀速率

Fig.2 The corrosion rates of steel with different water cut

2.2 温度

温度是影响酸性气体腐蚀的重要参数,对腐蚀速率的影响不是简单的线性关系,在一定条件下可以促进腐蚀在另一种条件下又能抑制腐蚀^[9]。大量的实践经验表明,含有 CO₂ 的湿气温度的高于 70℃ 时,会形成致密的 FeCO₃ 膜防止管线进一步的腐蚀,若是 FeCO₃ 膜被破坏,就会出现局部腐蚀或点蚀;湿气温度的低于 50℃ 时,腐蚀产物的结垢就会较为疏松,防腐效果差,腐蚀速率也就相对较高^[10]。与 CO₂ 不同的是,对于 10% 的 H₂S 水溶液来说(图 3),当温度从 55℃ 开始小幅度升高时,腐蚀速率加快 20%,但当温度达到 100℃ 以上时腐蚀速率却开始下降。当温度在 110℃ 时腐蚀速率最小,生成的 FeS 和 FeS₂ 具有保护性^[11]。

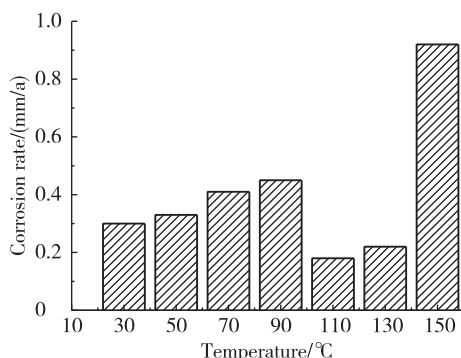


图 3 不同温度下 10% H₂S 水溶液中管材腐蚀速率

Fig.3 The corrosion rates of steel with different temperature in 10% H₂S water solution

温度对腐蚀速率影响的同时,管线钢的成分也

在一定程度上影响着腐蚀速率。如 3Cr 钢的腐蚀速率随着温度的升高而下降,随后趋于稳定;而 16Mn 钢则由于腐蚀产物膜与基体之间的粘附力较差,随着温度的升高产物膜不断脱落,当温度达到 80℃ 时基体直接暴露在腐蚀性液体中,腐蚀速率不断增大。由此可见,温度通过影响保护膜的形成从而进一步影响腐蚀速率。因此,选取合适的钢管和气体温度,将有利于控制腐蚀反应的进行。

郭强等^[12]对 H₂S/CO₂ 开展两种不同温度的腐蚀实验,实验发现在较高温度下镍基合金材料的钝化膜的耐腐蚀性相对于腐蚀前有所下降。唐应彪^[13]在实验室利用高压反应釜模拟 CO₂ 腐蚀,实验表明试样腐蚀速率出现了两个极大值,随着温度升高 CO₂ 腐蚀速率呈现先减小、再增加、再减小的趋势。

然而 HUA Yong, BARKER Richard 等^[14]得出了不一样的结论,他们利用高压反应釜在压力为 80Pa 温度分别为 35℃ 和 50℃ 的条件下,将试样浸泡在 CO₂ 的水溶液中,实验发现随着浸泡时间的延长 35℃ 条件下试样的腐蚀程度明显比 50℃ 条件下试样的腐蚀现象明显。其主要原因是温度的不同使 CO₂ 在水中的溶解度不同。

2.3 流速

大量的实践经验表明,流速是影响管道内腐蚀的一个不可忽略的因素。研究发现,腐蚀速率与流速成正比。一方面因为流体流动会有一定的携带力,携带的腐蚀产物会对管壁造成局部腐蚀;另一方面则因为流速通过影响流体的流型从而影响管内腐蚀速率,特别是当流态从层流过渡到湍流时腐蚀介质与管道顶部的接触面积和时间增大而发生严重的局部腐蚀,而流态的变化也直接影响了缓蚀剂的缓蚀作用。但当流体在某一特定的流速下时,管内流体趋于平稳,管内的腐蚀速率随着时间的推移而逐渐降低,最后达到平衡。

XU Lining 等^[15]在实验室条件下研究低合金管线钢在二氧化碳饱和溶液静态和流动条件下的腐蚀的性能,研究发现流动条件下管材的腐蚀速率明显大于静态时的腐蚀速率。但与此相悖的是,流动会抑制含铬钢的点蚀并可使腐蚀界面更平整。

2.4 分压

气体分压在一定程度上是引起管线腐蚀危害的主要因素。首先,压力增大到一定程度时极易使气

体中的气态水液化,为腐蚀的发生提供必要条件。其次,当气压增大时气体溶解度也增大,液体酸性增强 pH 降低,而 pH 降低会促进腐蚀产物膜溶解,管道腐蚀加剧。

与此相似的,郑友志^[16]通过高温高压腐蚀仪对试样进行腐蚀,利用 X 射线衍射、扫描电镜等实验手段研究发现:随 H_2S 分压的增加,试样被腐蚀侵入程度增加;随腐蚀时间的延长,腐蚀深度增加。而对于前面提到的 CO_2 、 H_2S 同时存在时,隋义勇等人^[17]经过实验发现两者的分压比在影响腐蚀的因素中至关重要,它决定了腐蚀的控制因素、腐蚀产物的主要成分以及管材腐蚀的程度。

2.5 其他因素

在油气管线中往往含有多种盐类,经研究表明盐类对管道的腐蚀有十分明显的影响,其中尤为显著的是 Cl^- ,其次是 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 。通常介质中会含有大量的 Cl^- , Cl^- 极易穿透保护性硫化铁膜使膜开裂,促进铁化物的溶解加剧腐蚀,腐蚀的基本趋势随 Cl^- 浓度的增加先增大后减小;而当介质中出现 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 时,可与 CO_3^{2-} 生成不易溶的碳酸盐,在一定程度上又抑制了腐蚀的进程。当将温度、管材部位、 HCO_3^- 等其他因素同时考虑时,影响关系就十分复杂了。

现阶段国际上对 CO_2 和 H_2S 共存环境下的管道内腐蚀展开了一定的讨论研究,但讨论仍停留在实验的基础上,还未形成十分完善、系统、独立的理论体系。一方面,由于实验室测得的腐蚀数据与实际情况不是十分吻合,主要因为实验室腐蚀测试中试样表面进行抛光处理且没有流体流动,同时试验温度比实际操作下温度要低;另一方面, CO_2 和 H_2S 共同作用下的腐蚀情况比二者单独作用下的腐蚀情况要复杂的多,同时腐蚀形态与腐蚀倾向间也存在一定的关联性。

为了减轻这两种酸性气体协同作用下的腐蚀,很多石油公司选择脱除酸性气体。厉嘉滨等^[18]在实验室条件下利用超重力机通过改变其转速、压力、温度等变量对酸性气体进行脱除,通过实验发现酸性气体脱除率越高试样腐蚀速率越低。

3 防护措施

3.1 管材成分

目前,管道内腐蚀防护措施多种多样,最为广泛

就是内涂层防护技术,但其腐蚀保护需要定期进行检查和维护,成本较高;同时涂层下点蚀的位置和腐蚀程度难以察觉^[19],因此近年来越来越多的专家学者将腐蚀防护的重点放在耐蚀钢的研究上来。

从基本的定义来说,耐蚀钢就是在碳钢的基础上加入了几种合金元素,改变钢的晶体结构和组成成分以此提高钢的耐腐蚀性。正如前面提到的,在不同含水率、温度、分压等条件下不同的管线钢的腐蚀速率不同,因此管材的成分在很大程度上决定了管道腐蚀的速率。其中尤为明显的就是 Cr 的加入,通过实验发现 Cr 的富集可形成致密的内锈层同时大大降低钢的腐蚀敏感性提高钢的耐蚀性^[20-21]。特别是在 CO_2 环境中,与普通碳钢相比含 Cr 钢的抗蚀效果十分明显且其抗蚀能力随着 Cr 含量的增加而提升,然而若含 Cr 层破损则十分容易发生点蚀^[22-23]。目前,对于耐蚀钢的研究只是初步阶段,要想研制出抗蚀性能优良、性价比高的管材还有很长的路要走。

3.2 缓蚀剂

缓蚀剂最基本的定义就是,一种以适当浓度和形式存在于介质中,起到缓蚀阻垢的作用,从而延长管材使用寿命的化学物质。缓蚀剂防腐是一种成本低、易于操作、缓蚀效率较高的防腐措施。然而,正如前面所说缓蚀剂受流速影响较大,在低于缓蚀剂使用的临界流速时缓蚀剂能较好发挥作用,但当流速较高时缓蚀剂的功效大大降低特别是对点蚀的抑制作用^[24]。因此使用缓蚀剂之前须按实际的使用工况对其进行评价,并选择适合的缓蚀剂类型及加注工艺。例如:Shell 加拿大湿酸气集输系统利用缓蚀剂防腐,采用清管器和缓蚀剂连续加注、间歇加注的组合工艺;阿姆河右岸气田集输系统采用的耐高温高压缓蚀剂防腐;法国的拉克气田集输系统采用的有机缓蚀剂防腐;普光气田集输系统则采用了预膜缓蚀剂与连续缓蚀剂结合加注的工艺。

针对于含酸性气体的管线顶部腐蚀,通常的缓蚀剂由于其具有的高分子质量不能顺利达到管线顶部而无法发挥缓蚀作用^[25]。RAMACHANDRAN Sunder 等^[26]在实验室中利用石英晶体微天平等仪器研制出了一种挥发性的胺类缓蚀剂,其具有良好的与其他材料的兼容性和环保性,采用连续化学加注方法,可有效减缓管道腐蚀速率。

3.3 湿气脱水

管线中水分的冷凝是造成管道腐蚀的重要原

因,脱水是控制管道腐蚀最直接的方法之一。在油气输送之前,可采用高速分离技术对湿气进行初步分离,减小腐蚀的可能,但这种方法所用设备复杂,成本高,只适用于大型集输干线上。在一般的集输过程中,大都采用操作简单、耗损少、经济费用低的脱水方法。例如:固体吸附脱水法、溶剂吸收脱水法、低温冷凝法、以及新型脱水方法(超音速脱水技术和膜分离脱水法)。其中固体吸附脱水占地面积较小对气体的温度压力要求不高,溶剂吸收脱水法适用于大流量高压天然气输送,而低温冷凝法则适用于高压气田。所以,在脱水时应综合考虑,选取适合的脱水工艺,以此来简化工艺流程,提高系统的脱水效率,并降低成本同时减少环境污染^[27]。

3.4 气体脱硫

目前,油田采出气中普遍含有硫醇、硫醚、H₂S、CO₂等,而H₂S的存在会严重腐蚀管道,而最有效的防腐措施就是气体脱硫。在脱硫方法中占据主导地位的是湿法脱硫,主要分为物理吸收法、化学吸收法、联合吸收法与氧化吸收法。物理吸收法处理量大,在脱除H₂S的同时还可以脱除CO₂和水,但净化度通常不如化学吸收法;联合吸收法则同时具备了物理、化学吸收法的优点,但效率较低;氧化吸收法效率较高且成本较低,但通常仅用于压力低及处理量不大的场合。除湿法脱硫外还有干法脱硫,但干法脱硫所用的固体脱硫剂无法循环使用需要定期更换,主要适用于小量的气体净化^[28]。

3.5 其他防腐措施

除了上面介绍的几种主流措施外,还有很多其他措施。像衬里防腐技术,这是较经济、有效的防腐措施,但衬里要求较高需要具有良好的耐高温、耐腐蚀性和独立性同时抗应力效果要好;非金属管道防腐技术,比较有代表性的就是塑料和玻璃钢的应用,最大的优点就是经济效果好、加工损耗少;还有一种较方便的就是调节pH,通过在管道中加入碱性物质来提高管线内环境中的pH,减少酸性气体在凝析水中的溶解量,从而降低管道内腐蚀速率。

然而单一的防护措施或多或少都会存在一定的缺陷,因此国际上较常见的做法是根据不同的环境、不同的介质而将2种或3种防护方法结合使用,以此来将腐蚀速率降到最低。

4 结 论

随着人们对油气需求量的不断增大,油井越打

越深,油气中的酸性气体也越来越多。目前,已建立的H₂S腐蚀和CO₂腐蚀模型能很好地预测一定环境下的腐蚀速率,相应的防腐措施也能一定程度的抑制腐蚀速率,然而CO₂和H₂S共存条件下的腐蚀与防护研究相对较少,而针对于流场作用下酸性气体腐蚀也几乎是凤毛麟角。在以后的研究工作中,应根据CO₂、H₂S共存条件下的腐蚀特性、腐蚀产物积聚方式和各油气田管材实际腐蚀情况,结合流场作用从CO₂/H₂S腐蚀失效入手,深入研究二者共同作用下的腐蚀机理和影响因素。

另一方面,应根据管材的材质和腐蚀特性选用合适的防腐材料。抗腐蚀经济型油管的研究在国际上已成为一个热点,抗腐蚀经济型油管的应用必将成为一种发展趋势,我们应及时掌握世界前沿的技术,在总结油田管材实际腐蚀情况的基础上,通过分析管材腐蚀失效原因、优化管材成分和生产工艺,从而开发出一系列抗CO₂/H₂S腐蚀性能良好、性价比高的经济型油管。

参考文献:

- [1]于少波,赵国仙,韩勇. 模拟塔里木油田环境中低Cr钢的H₂S/CO₂腐蚀行为[J].腐蚀与防护,2009,30(5):289-354.
- [2]ZHENG Y G, NING J, BROWN B, et al. Electrochemical model of mild steel corrosion in a mixed H₂S/CO₂ aqueous environment[C]//Corrosion. Houston, Texas: NACE, 2014.
- [3]武玉梁,张金源,袁琳,等. 微量H₂S对X65管线钢CO₂腐蚀行为的影响[J].腐蚀与防护,2014,35(8):792-796.
- [4]燕铸,钱进森,李振东,等. 油管钢在高温高压H₂S/CO₂环境中的二次腐蚀行为研究[J].焊管,2014,37(10):20-25.
- [5]徐仕利,陈东丽. 高酸性气体对脱硫再生重沸器腐蚀现象分析及防范措施[J].石油与天然气化工,2012,41(1):24-31.
- [6]NGUYEN T D, ZHANG J Q, DAVID J Y. Water vapour effects on corrosion of Fe-Cr and Fe-Cr-Ni alloys containing cerium and manganese in CO₂ gas at 818℃[J].Corrosion Science, 2014,89(12):220-235.
- [7]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,2014,29(14):9-14.
- [8]LIANG W, PANG X L, GAO K W. Effects of crude oil on corrosion behavior of pipeline steel under wet CO₂ condition[C]//Corrosion. Houston, Texas:NACE, 2014.
- [9]SCHMITT G, BOSCH C. A probabilistic model for flow induced localized corrosion [C]//Corrosion. Houston, Texas: NACE, 2000.
- [10]SMITH S N, BROWN B, SUN W. Corrosion at higher concentrations and moderate temperatures[C]//Corrosion. Houston, Texas:NACE, 2011.
- [11]寇杰,梁法春,陈倩. 油气管道腐蚀与防护[M].北京:中国石化

- 出版社,2008.
- [12]郭强,陈莉,陈长风,等. 高含硫环境中镍基双金属复合管焊缝区域的耐腐蚀性能研究[C]//2014 北京国际腐蚀技术大会论文集. 北京:中国石化出版社,2014.
- [13]唐应彪. 二氧化碳腐蚀规律研究[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2014,31(1):1-5.
- [14]HUA Y, BARKER R, NEVILLE A. Effect of temperature on the critical water content for general and localised corrosion of X65 carbon steel in the transport of supercritical CO₂[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2014,31(12):48-60.
- [15]XU L N, GUO SH Q, CHANG W, et al. Corrosion of Cr bearing low alloy pipeline steel in CO₂ environment at static and flowing conditions [J]. Applied Surface Science, 2013,270:395-404.
- [16]郑友志,余朝毅,姚坤全,等. 川渝地区含硫气井固井水泥环界面腐蚀机理分析[J]. 天然气工业, 2011,31(12):85-89.
- [17]隋义勇,孙建波,孙冲,等. 温度和 CO₂/H₂S 分压比对 BG90SS 钢管腐蚀行为的影响[J]. 材料热处理学报, 2014, 35(8): 102-106.
- [18]厉嘉滨,刘杰,王海,等. 超重力技术脱除酸性气体影响因素的室内实验研究[J]. 腐蚀研究, 2014,28(9):60-64.
- [19]ZENG D F, CHEN G, TAO N W, et al. Analysis of test results and corrosion behavior of corrosion resistant steel in crude oil tanks[C]//Corrosion. Houston, Texas: NACE, 2014.
- [20]晁月林,周玉丽,邸全康,等. Cu, P, Cr 和 Ni 对低碳钢耐蚀性的影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2014,34(1):70-74.
- [21]KO M, INGHAM B, LAYCOCK N, et al. In situ synchrotron X-ray diffraction study of the effect of microstructure and boundary layer conditions on CO₂ corrosion of pipeline steels[J]. Corrosion Science, 2015,90: 192-201.
- [22]PIGLIACAMPO L, GONZALES J C, TURCONI G L, et al. Window of application and operational track record of low carbon 3Cr steel tubular [C]//Corrosion. Houston, Texas: NACE, 2006.
- [23]ZHANG Y N, XU L N, XIE Y, et al. Corrosion behavior of Cr bearing low alloy steel with different Cr content in CO₂ Top-of-Line corrosion environment[C]//Corrosion. Houston, Texas: NACE, 2014.
- [24]荣明,任呈强,李刚,等. 流速对管线中缓蚀剂作用效果的影响[J]. 腐蚀与防护, 2015,33(1):77-79.
- [25]AJAYI F, LYON S. Efficiency of volatile corrosion inhibitors in wet gas pipelines [C]//Corrosion. Houston, Texas: NACE, 2014.
- [26]RAMACHANDRAN S, RODGERS P. A new top of the line corrosion inhibitor to mitigate carbon dioxide corrosion in wet gas systems[C]//Corrosion. Houston, Texas: NACE, 2013.
- [27]陈丽群,孙雷,张立强,等. 天然气中水含量影响因素及脱水工艺探讨[J]. 油气藏评价与开发, 2013,3(1):59-64.
- [28]杨婷婷,熊运涛,崔荣华,等. 天然气湿法脱硫技术研究进展[J]. 天然气与石油, 2013,31(2):40-42.

(责任编辑:殷丽莉)

《常州大学学报(自然科学版)》声明

近期,《常州大学学报(自然科学版)》编辑部发现互联网上一些网站提供可以在本刊快速发表论文的特殊“服务”,编辑部也接到一些作者电话核实版面费和审稿费的缴费情况。经过本刊编辑部查实,有不法机构和个人冒名本刊欺骗作者办理“缴费快速发表论文”的所谓业务。为避免作者上当受骗,《常州大学学报(自然科学版)》编辑部特此声明并告知广大作者:《常州大学学报(自然科学版)》一贯秉承严谨的学术作风和期刊编辑规范,视质量为期刊的生命。所有稿件均通过在线投稿系统(<http://xuebaozkb.cczu.edu.cn/>)投稿,并经过严格的同行评议进行评审。稿件处理的所有程序都可以通过在线投稿系统查询,通知邮件也是通过编辑部办公邮箱 xbzkb01@cczu.edu.cn 和 xbzkb02@cczu.edu.cn 办理,通过其他非法投稿系统和邮箱的信息均不来自本刊编辑部。稿件处理正常周期为 3 个月。本刊没有委托或授权任何第 3 方公司或个人提供任何代理服务,凡号称提供在本刊代发论文服务并收取审稿费和发表费的行为均属欺诈行为,与《常州大学学报(自然科学版)》无关。作者若遇到可疑信息,可与编辑部直接联系,电话:0519—86330173。