管线敏感性压力试验在 A 井场的应用

姜　放[1,2]　上官昌淮[1]　汤晓勇[1]

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. 中国石油天然气集团公司石油管工程重点实验室四川研究室，　四川　成都　610041

摘　要：随着油气田地面工程对安全生产的要求越来越高，对工程设计和工程建设质量提出了更高要求。管线敏感性压力试验是现场检验设备和材料质量的重要手段之一，对避免酸性环境使用不合格材料引发事故具有重要意义。以 A 井场为例，通过敏感性压力试验及时分析投产前橇装系统的安全可靠性，结果显示橇装系统材料发生开裂，取下开裂材料进行实验室检测，分析不合格原因并及时调整替换，保障了气田后续安全运行，更为酸性环境敏感性压力试验积累了应用经验。

关键词：敏感性压力试验；酸性环境；管线；应用

DOI：10.3969/j.issn.1006－5539.2015.04.014

0　前言

硫化物应力开裂（SSC）是输送含 H_2S 油气管线破裂事故的主要原因之一，SSC 的突发性有可能产生严重后果[1]。目前，含 H_2S 油气田地面工程中的管线或阀门等，只有在使用一段时间后出现了开裂事故时，才发现使用了不恰当材料，而此时已造成了巨大经济损失、严重影响了油气田安全生产[2-4]。因此，含 H_2S 油气田地面工程在设计和建设过程中，应在设计、采购、制造、施工阶段加强材料的质量管理和检测，及时发现、避免错误使用材料，这对油气田安全生产极为重要，为此，建议采用管道敏感性压力试验综合测试识别抗 SSC 材料选择的正确性。

管道敏感性压力试验是指油气田地面管道设备安装且水压试验完成后，在正式投产前对整个系统进行一段时间含 H_2S 介质整体性压力试验，是一种现场压力环境的腐蚀试验，其准确、真实地反映了受压设施在现场的使用应力状态和钢管接触介质的表面状态[5]，以及使用的高压 H_2S 腐蚀环境，优于实验室进行的模拟环境腐蚀试验，具有更高的可信度。通过敏感性压力试验可以获得预投产阶段材料发生开裂的信息，以便对设计、安装的不确定材料进行判断和甄别，确保系统后续更有效、更安全地运行。

目前，国外尚无管道敏感性压力试验的文献报道。国内含 H_2S 设施的敏感性压力试验实践刚起步，有的把其作为工程防止 SSC 的可靠性综合试验，但试验过程不规范。随着国家对安全的重视和资金投入的加大，对含 H_2S 设施开展敏感性压力试验将在油气管道领域发挥更大的作用。

根据规定，油气田开发时，在整个系统安装调试完成后，都应进行现场检验试验，以满足 QHSE 体系及其安全性要求[6]，传统的管道现场承压试验评价方法通常是水压试验，但是这种方法不能判断系统中材料抗硫化物应力开裂的性能，因此，敏感性压力试验在 A 井场预投产橇装系统中的应用，为油气田现场进行敏感性压力试验积累了经验。

1　敏感性压力试验的应用

1.1　气田及橇装系统概况

某气田 2010 年 10 月建成投产，其腐蚀介质参数：

收稿日期：2015－01－04

基金项目：中国石油天然气集团公司石油管工程重点实验室科技研发项目“腐蚀性流体冲击腐蚀试验技术研究”（KY 2004－01）；国家科技重大专项资助项目（2011 ZX－05059－004）；中国石油天然气集团公司科学研究与技术开发项目（2011 E－2505）

作者简介：姜　放（1963－），男，四川泸州人，教授级高级工程师，博士，主要从事油气田压力管道设计和油气田管道腐蚀与防护工作。

φ_{H_2S} 2.28 %，φ_{CO_2} 7.7 %，地层水为 $CaCl_2$ 型，Cl^- 浓度为 69 456.32 mg/L。投产后，压力为 8 MPa，温度为 60 ℃。

为了开展现场在线腐蚀动态研究，在建设某气田 A 井场时同步开展了在线动态腐蚀试验橇建设，通过该橇装系统可进一步研究介质中 H_2S、CO_2、Cl^-、流体压力、温度、流速、压降、气藏凝析油等因素对使用材料的腐蚀状况，评定不同的焊接工艺和热处理工艺，提供耐蚀合金材料的现场试验资料。2010 年 11 月 11 日 12:53 从 A 井场水套加热炉一级加热后的出口管旁路管道取气，同时开启腐蚀试验橇上的缓蚀剂加注阀门加注缓蚀剂，开启电加热器加热介质至试验所需温度，通入 A 井场含 H_2S 原料天然气，保持运行压力 72 h 后于 11 月 14 日 12:53 完成管道敏感性压力试验。装置现场安装见图 1。

图 1　装置现场安装图

按照设计，该在线动态腐蚀试验橇装装置的工艺管线材质为 L 245 NS，放空管线为 20 G，阀门的阀体材质及管路附件材质为 20 Ⅲ级锻件，阀门及管件采用整体锻制，管件焊接后进行了合格的焊缝热处理。

1.2　现场敏感性压力试验

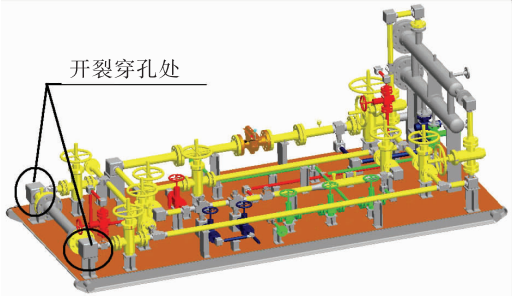
吹扫在线动态腐蚀试验橇装系统中残留空气，打开旁通通入含 H_2S 天然气，加注缓蚀剂并升温，每隔 24 h 不定期对系统进行检查，检查情况见表 1。检查方式有：观察压力表、监测装置区空气中 H_2S 浓度以及监听泄漏声音等。

表 1　装置通气后检查情况

时间 /h	压力	声音及气味
0 ~ 24	无变化	无变化
24 ~ 48	无变化	偶尔听到细微嘶嘶声，持续时间短，H_2S 报警器未发生报警，增加检查频率，偶尔有声音
48 ~ 72	无变化	偶尔听到嘶嘶声，持续时间短，H_2S 报警器未发生报警，略有臭鸡蛋气味，增加检查频率，间断有声音，时间间隔不等

由表 1 可见，72 h 内装置的压力无变化，24 h 后 H_2S 报警器未发生报警，但橇装装置出现了间歇细微嘶嘶声，48 h 后不仅出现间歇细微嘶嘶声还略有臭鸡蛋气味，在中间检查过程中，增加了检查频率，未发生明显变化，偶尔产生嘶嘶声，持续时间短，说明系统材料发生了细微开裂或穿孔。

对监听到的发声处进行检查，发现在管件支管处出现了开裂，见图 2。



a）装置开裂穿孔处三维模型

b）现场开裂穿孔处

图 2　支管开裂部位

2　实验室检验结果与分析

在靠近裂纹穿孔区域，按照 GB/T 4340.1 - 2009《金属材料维氏硬度试验第 1 部分：试验方法》[7] 进行 HV 10 硬度检测，测试点见图 3，测试结果表 2。表 2 显示在裂纹两侧所有硬度测试点硬度平均值为 279.5，尤其靠近穿孔点两侧 1、2、7、8 点的 HV 10 值均 > 280，超过了 NACE MR 0175 - 2009 Petroleum and Natural Gas Industries-materials for Use in H_2S-containing Environments in Oil and Gas Production（简称 NACE MR 0175 - 2009）[8] 标准中酸性服役条件下材料维氏硬度 HV 10 不得超过 250 的规定。

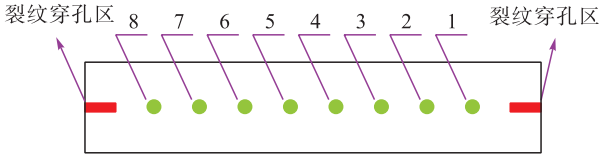


图 3　HV10 硬度测试点示意图

在橇块开裂部分取样，采用 GB/T 223《钢铁及合金钢化学分析方法　系列国家标准》[9] 中的分析方法对管件支管材料进行化学成分分析，见表 3。

表 2　HV 10 硬度测试结果

测试点	1	2	3	4	5	6	7	8
硬度值	311.0	282.1	287.6	245.8	278.6	251.2	281.0	298.5

注：所有测试点硬度平均值为 279.5。

表 3　化学成分分析

材料		C	Si	Mn	Cr	P	S	Ni	Cu	Mo	V	Nb
管件材质 20 Ⅲ级锻件	标准 w /(%)	0.17 ~ 0.23	0.15 ~ 0.40	0.60 ~ 1.00	≤0.25	≤0.030	≤0.020	≤0.25	≤0.25	–	–	–
	实测 w /(%)	0.18	0.26	1.28	0.05	0.011	0.002	0.18	0.16	0.07	0.04	0.05

由表 3 可知，材料的化学成分中锰含量为 1.28 % 超过了 NB/T 47008 – 2010《承压设备用碳素钢和合金锻件》范围[10]，其余成分满足标准要求。

管件支管（材质 20 Ⅲ级锻件）发生腐蚀开裂原因：材料没有达到抗 SSC 要求。由表 2 可知，裂纹侧 HV 10 硬度均 >250，最高达到了 311，远远超出了标准 NACE MR 0175 – 2009[8] 中酸性环境用材料的硬度规定要求，而且锰含量超过了标准范围，Mn 与 S 形成 MnS，MnS 含量增大，容易导致氢致开裂[11]。

3　结论

管道敏感性压力试验是综合测试工程构件材料抗 SSC 的技术，A 井场在正式投产前采用腐蚀试验橇进行了一段时间的整体敏感性压力试验，发现管件材质 20 Ⅲ级锻件发生氢致开裂，通过实验室的检验发现该材料成分出现了偏离，硬度高于设计标准，及时更换了部件，确保了该气田在线动态腐蚀试验橇系统的正常安全运行，同时也验证了敏感性压力试验的应用效果。敏感性压力试验作为含 H_2S 气田工程防止 SSC 重大事故发生、确保安全的一项重要验证技术之一，特别是含 H_2S 气田工程在设计、建设过程中，出现材料不可控或不确定现象时，采用此技术具有重要意义。

参考文献：

[1] 周建江，刘　杏，刘光福，等. X70 管线钢在近中性及高 pH 值溶液中的电化学行为和 SCC 敏感性[J]. 腐蚀与防护，2007，28(1)：1 – 5.
Zhou Jianjiang，Liu Xing，Liu Guangfu，et al. Electrochemical Behaviour and SCC Susceptibility of Pipeline Steel X70 in Near-neutral and High pH Solutions[J]. Corrosion & Protection，2007，28(1)：1 – 5.

[2] 叶　帆，杨　伟. 塔河油田集输管道腐蚀与防腐技术[J]. 油气储运，2010，29(5)：354 – 358，362.
Ye Fan，Yang Wei. Corrosion and Corrosion Control of Gathering Pipelines in Tahe Oilfield[J]. Oil & Gas Storage and Transporation，2010，29(5)：354 – 358，362.

[3] Okafor P C，Liu X，Zheng Y G. Corrosion Inhibition of Mild Steel by Ethyl-amino Imidazoline Derivative in CO_2 – saturated Solution[J]. Corrosion Science，2009，51(4)：761 – 768.

[4] 王　霞，上官昌淮，胡志强. 2 – 氨乙基十七烯基咪唑啉缓蚀性能评价[J]. 精细石油化工，2010，27(1)：39 – 42.
Wang Xia，Shangguan Changhuai，Hu Zhiqiang. Synthesis and Performance of 2 – aminoethyl – 17 alkenylimidazoline Inhibtor[J]. Speciality Petrochemicals，2010，27(1)：39 – 42.

[5] 赵学芬，姚安林，游　赟. 天然气集输管道内腐蚀敏感性评价方法研究[J]. 焊管，2008，31(4)：84 – 87.
Zhao Xuefen，Yao Anlin，You Yun. The Research of Natural Gas Pipeline Internal Corrosion Sensitivity Evaluation Method[J]. Welded Pipe and Tube，2008，31(4)：84 – 87.

[6] 杨晓秋，李林辉，李　浩，等. CPI – 5 缓蚀剂在酸性气田的现场应用[J]. 天然气与石油，2011，29(4)：65 – 67.
Yang Xiaoqiu，Li Linhui，Li Hao，et al. Application of CPI – 5 Corrosion Inhibitor in Sour Gas Field[J]. Natural Gas and Oil，2011，29(4)：65 – 67.

[7] GB/T 4340.1 – 2009，金属材料维氏硬度试验第 1 部分：试验方法[S].
GB/T 4340.1 – 2009，Metallic Materials – Vickers Hardness Test-Part 1：Test Method[S].

[8] NACE MR 0175 – 2009，Petroleum and Natural Gas Industries-materials for Use in H_2S-containing Environments in Oil and Gas Production[S].

[9] GB/T 223，钢铁及合金钢化学分析方法　系列国家标准[S].
GB/T 223，Chemical Analysis Method of Steel and Alloy – Series Standards[S].

[10] NB/T 47008 – 2010，承压设备用碳素钢和合金锻件[S].
NB/T 47008 – 2010，Carbon and Alloy Steel Forgings for Pressure Equipments[S].

[11] 李　科，柳建华，李天雷，等. 安全阀配对法兰焊口裂纹产生原因分析[J]. 理化检测（物理分册），2012，48(7)：478 – 482.
Li Ke，Liu Jianhua，Li Tianlei，et al. Reason Analysis on Cracks of Flange Welding Joint Matched with a Relief Valve[J]. Physical Testing and Chemical Analysis Part A：Physical Testing，2012，48(7)：478 – 482.