

塔河油田点蚀测试及评价技术应用

唐世春, 张志宏, 张江江

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司, 乌鲁木齐 830011

摘要 系统分析了塔河油田点蚀测试和评价技术的特点及存在的问题。通过引进 3D 点蚀测深仪及改进点蚀评价方法, 对塔河油田不同区块的点蚀状况进行评级。对地面生产系统管道开展了腐蚀规律分析、缓蚀剂防护及新材料抗腐蚀效果现场评价, 得出塔河油田主力区块单井及油气混输管道 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 环境与点蚀速率的关系: 在介质流体温度为 $50\sim 70^\circ\text{C}$ 条件下, 点蚀速率为 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}$ 的多项式函数, 呈波动规律分布。评价了单井管道及集输管道的缓蚀剂工艺防护效果, 结果表明: 对于布站较多的长距离集输管道应采用分段加注缓蚀剂方式防护, 管道中段缓蚀率较高; 布站少或距离较短的管道应采用端点加注缓蚀剂方式防护, 从管道起点到末端缓蚀率升高; 其中, TH10244 单井管道采用“清管器+缓蚀剂”预膜防护工艺后缓蚀率高达 70%。研究表明新材料(BX245-1Cr)挂片在地面集输系统试验管道中较 20# 钢挂片点蚀速率下降了 43.7%。

关键词 塔河油田; 管道腐蚀; 点蚀; 测试技术; 新材料

中图分类号 TB304

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2013.32.006

Application of Test and Evaluation Technology of Pitting Corrosion in Tahe Oilfield

TANG Shichun, ZHANG Zhihong, ZHANG Jiangjiang

Northwest Oilfield Company, China Petroleum & Chemical Corporation, Urumqi 830011, China

Abstract The features and existing problems of Tahe Oilfield pitting corrosion testing and evaluation technology were systematically analyzed. Through 3D pitting depth sounder device and improved pitting evaluation methods, the pitting conditions of different blocks of Tahe Oilfield were rated. The corrosion behavior was analyzed and the protective effect of inhibitor and anti-corrosion effect of the new material of production system pipes on the ground were evaluated. The relationship of the mixed $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ environment and the pitting corrosion rate of single-well pipes and oil and gas mixed pipelines of the main block in Tahe Oilfield were obtained. At the fluid temperature of $50\sim 70^\circ\text{C}$, corrosion pitting rate is a polynomial function of $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}$, fluctuating regularly distributed. The protective effect of inhibitor craft of single-well pipes and gathering pipelines was evaluated. The results show that: for long-distance gathering pipeline or pipelines having more stations, the inhibition rate is higher in the middle of the pipeline, and the filling way of inhibitors should be segmented; for shorter-distance pipeline or pipelines having the fewer stations, the inhibition rate increased from the beginning to the end of the pipeline and inhibitors should be used at endpoint filling mode. Through the application of "pigging+inhibitor" pre-film protection technology for TH10244 single well pipe, the inhibition rate increased by 70%. The results have shown that pitting corrosion rate of new material (BX245-1Cr) coupon of gathering system of pipelines on the ground decreased by 43.7% compared with 20# steel coupon.

Keywords Tahe Oilfield; pipe corrosion; point corrosion; testing technology; new materials

0 引言

塔河油田地面生产系统管道主要材质为 20# 钢, 约占 75%, 管道输送流体介质腐蚀性强, 具有高含水、高矿化度及氯离子浓度、高含 CO_2 与 H_2S 酸性气体的特点, 腐蚀问题突出, 尤其是因为点蚀而造成的腐蚀穿孔已严重影响到油田生

产运行、生态环保及人员安全。因此开展点蚀测量及评价, 对油田腐蚀问题的防治具有重要意义。目前, 塔河油田现场点蚀检测应用较少, 主要采用管道内挂片监测点蚀程度, 地面生产系统已建立了较完善的 264 个腐蚀挂片监测点网络。前期应用电感点蚀测深仪对监测点挂片进行的测试及评价, 存

收稿日期: 2013-05-13; 修回日期: 2013-09-19

作者简介: 唐世春, 高级工程师, 研究方向为油气田地面工程, 电子邮箱: Tangsc.xbsj@sinopec.com

在仪器故障频发、监测数据精度较小、监测效率低及影像采集困难等问题,影响了点蚀监测数据准确性、监测效率及现场防腐评价效果。对 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 共存环境等复杂介质条件下的点蚀机理还缺乏系统的认识,对防腐工艺也缺乏有效评价。因此,本文针对塔河油田点蚀测试技术应用中存在的问题,通过引进 3D 影像点蚀测试仪、改进评价方法,并结合介质工况,尝试应用点蚀评价方法分析塔河油田腐蚀现状,将单井、油气集输 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 环境下的点蚀速率与影响因素量化,进行缓蚀剂和新材质评价。

1 点蚀测试装置

塔河油田在用点蚀测试技术主要为挂片点蚀测试技术、超声 C 扫描腐蚀检测技术、定点超声波测厚技术及探针监测外壁点蚀技术。从点蚀测试对象及条件、仪器精度及现场适用性等方面对点蚀测试技术及装置特点进行对比,其优缺点见表 1。

表 1 点蚀测试技术对比

Table 1 Comparison of pitting testing technologies

检测技术	测试仪器	优点	缺点
3D 点影像及测试评价技术,应用挂片监测点蚀		在完善监测网络体系下监测管道介质变化,精度高,电脑成像操作方便	监测不了外壁腐蚀,管道壁厚需估算
电感测深测试评价技术,应用挂片监测点蚀		在完善的监测网络体系下能合理监测管道介质腐蚀状况	监测不了外壁腐蚀,需估算,易出故障,人为误差较大,监测深度精度较低,为 0.01mm
探针监测外壁点蚀,应用于断管解剖段及外壁		操作方便,适合点蚀严重管段的腐蚀检测	对于内壁检测现场断管难,存在人为误差,检测点蚀效率低,每次只能测一个点
定点及单点超声测厚技术(超声波测厚仪),应用管道壁厚及内壁点蚀检测 ^[1]		定点测厚操作简单,便于携带	单点不易捕获点蚀,人为误差大,效率低,工作量大,每次只能测一点
超声 C 扫描腐蚀检测技术(自动爬行扫描器、主机系统),应用于点蚀、壁厚检测		在线不停输;自动爬行;灵活检测;检测面覆盖大,30 万数据/ cm^2 ;数据系统准确	定期维护,仪器精密,操作复杂,不适合长期野外作业

对比发现,超声测厚为单点测厚,检测效率低下;而超声 C 扫描仪器操作复杂、不适合长期野外作业;点蚀探针适合在断管解剖段及外壁点蚀测深,受断管难制约。上述 3 种技术各有局限,因此只适合小范围试验,不适合现场长期作业。

挂片监测点蚀评价技术通过管道内腐蚀监测点挂片能有效反映管道腐蚀状况,较为完善的管道监测点网络体系,反映不同系统、区块点蚀状况。挂片监测点蚀评价装置主要为电感点蚀测深及 3D 点蚀测深及影像仪。电感测深仪相比 3D 点蚀测深及影像仪主要有以下局限性:①故障率高,手动旋钮读取深度时常出现探针滑脱、读数中断故障,需重新调试;②测试腐蚀深度只有 0.01mm,不适合点蚀程度较弱试样,对于缓蚀剂评价及新材质试验等监测周期较短的监测挂片有局限性;③视域范围小(直径 2mm),点蚀开口尺寸及个数仅凭肉眼估测,且不能将点蚀成像,需人工拍照,人为误差大。

针对以上问题,通过引进 3D 点蚀测深及影像仪,视域范围可达 297mm×238mm,点蚀深度精度高达 0.001mm,软件自动记录点蚀参数、成像及点蚀面积,提高了监测准确度。

2 3D 点蚀测深及影像评价方法

GBT18590-2001 金属和合金的腐蚀点蚀评价方法^[2]中提出“将带有 3~6mm² 的网格覆盖在金属表面上,统计和记录每单位面积的蚀坑数”。塔河油田监测挂片上点蚀通常较为严重,数量大,造成前期电感点蚀测深仪读数时,需要肉眼对着目镜(2mm)对整个挂片移动扫查,造成计数困难及误差。针对腐蚀点密集难测试的问题,本课题组对前期的点蚀参数测定方法进行了修订^[3]。首先,对点蚀密度测定法进行改进。在监测周期为 1~4 个月内,点蚀平均开口尺寸不超过 0.35mm,选取一个目镜视域内腐蚀点估算点蚀密度;对于开口尺寸大于 0.35mm 点蚀,整个挂片只读取 0.35mm 以上腐蚀点计算点蚀密度,提高点蚀监测效率。其次,对前期通过点蚀直径计算点蚀开口面积的方法进行改进,即对于形状不规则的点蚀先采用软件确定面积边界线,然后应用 3D 镜像软件计算面积,相比前期通过点蚀直径计算点蚀开口面积的方法精度提高,且符合腐蚀规律。

对塔河油田现场 264 个腐蚀监测点的 400 组监测挂片进行点蚀参数测定,建立点蚀密度、开口尺寸及点蚀速率的评价指标体系及评级方法(表 2)。

针对各区块地面生产系统管道监测挂片按照点蚀密度评级(A)、点蚀开口尺寸(B)及点蚀深度评级(C)进行点蚀评级。结果表明,塔河油田采油二厂及采油三厂点蚀评级及点蚀速率较高,达到严重腐蚀以上程度。通过对一号联、二号联及三号联油气水系统管道腐蚀程度分析(图 1),可以及时掌握系统沿生产流程管道的腐蚀状况。分析得出,水系统、原油外输及油气混输单井管道点蚀速率较高,为今后防腐预警及工作重点跟踪提供依据。此外,相比于电感点蚀测深技术,3D

腐蚀过程为气相 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 遇水形成酸,酸电离出的 H^+ 浓度较大并被还原成 H 原子, FeS/FeCO_3 的腐蚀产物膜破损或脱落形成点蚀坑。随着坑内 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 消耗殆尽,点蚀坑内金属阳离子不断增加,其水解作用导致氢离子活度增加,pH 值降低,为了维持点蚀坑内溶液的电中性,腐蚀介质中的 Cl^- 将优先扩散到点蚀坑内部并富集,造成点蚀坑内酸度增加,点蚀加剧。

对塔河油田酸性气体与点腐蚀速率的关系研究多为气田集输管道^[5]及高含 H_2S 伴生气管道^[6],使用 Waard 公式及 PREDICT 软件建立二氧化碳分压与平均腐蚀速率的关系^[7],而

对于点腐蚀与 CO_2 与 H_2S 的分压的定量研究较少^[8],主要为定性的分析,还未建立两者之间定量的关系。本文应用统计学理论及回归分析,通过与实测点蚀速率(f)的对比分析获悉,塔河油田 2 区、3 区及托普台区(TP 区)等区地面单井及油气混输管道点蚀主要受 CO_2 与 H_2S 的分压比 ($P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}$) 影响,得出当 CO_2 与 H_2S 的分压比拟合值 $(P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}})^n = 4.352 (P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}})^{1.56}$,相关性系数 $R^2=0.922$;点蚀速率拟合值 $f'' = -5 \times 10^{-5} f^5 - 0.125 f^2 + 0.418 f + 0.315$,相关性系数 $R^2=0.761$ 。当 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} \geq 40$ 时,随着含水增加,点蚀速率 f (实测值) 增大(图 2)。

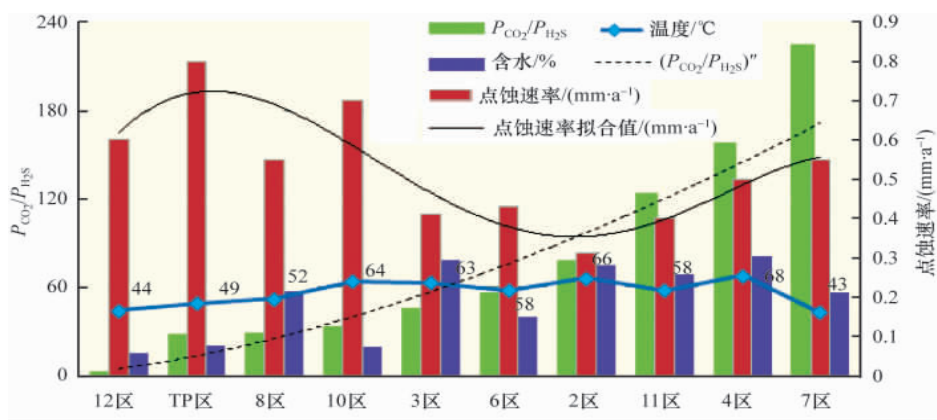


图 2 单井及油气混输管道点蚀与介质含量的关系

Fig. 2 Relationship between pitting rate of single well mixed transportation and oil and gas pipelines and pitting media content (f corrosion rate measured value for the point, f'' is the fitted values of pitting rate)

温度在 $50\sim 70^\circ\text{C}$ 条件下, CO_2 与 H_2S 分压比 ($P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}$) 与 f' (点蚀速率拟合值) 关系为 $f' = 10^{-10} (P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}})^5 - 6 \times 10^{-8} (P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}})^4 + 10^{-5} (P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}})^3 - 0.001 (P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}})^2 + 0.024 (P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}) + 0.541$, 相关性系数为 $R^2=0.777$ 。在 CO_2 与 H_2S 共存体系下, 根据 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}$ 的值不同, 腐蚀进程及腐蚀产物不同: 当 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} < 20$ 时, H_2S 腐蚀为主, 形成 FeS 腐蚀膜, 当温度小于 60°C 时, 稳定性差而多孔、附着力差易剥落, 随着 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}$ 增大, 溶液中 pH 值降低, H^+ 去极化作用加强, 点蚀速率增大。Kapusta 等^[9]认为, 混合交替控制的区间为 $20 < P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} < 200$, 腐蚀产物膜受 H_2S 浓

度及 Fe^{2+} 影响会控制整个腐蚀进程, H_2S 浓度减小及 Fe^{2+} 浓度增大, 腐蚀产物膜 FeS 与 FeCO_3 同时存在, 而对于该区 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}$ 介于 $25\sim 35$ 时, 点蚀速率达到极值, H_2S 腐蚀控制转为 H_2S 腐蚀与 CO_2 混合腐蚀控制。国内外学者^[10,11]认为, 在 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} < 200$ 时, 在 $60\sim 240^\circ\text{C}$, FeS 腐蚀膜会优先 FeCO_3 腐蚀产物膜形成并对碳钢管壁形成保护作用。从图 3 可见, $50 < P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} < 125$ 时, 点蚀速率降低也说明了这点, 而当温度小于 60°C 时, H_2S 会加速腐蚀; 当 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} > 200$ 时, 腐蚀产物膜阻隔离子及保护作用减弱, Fe^{2+} 水解及 H^+ 的浓度加大, 导致点蚀加剧。

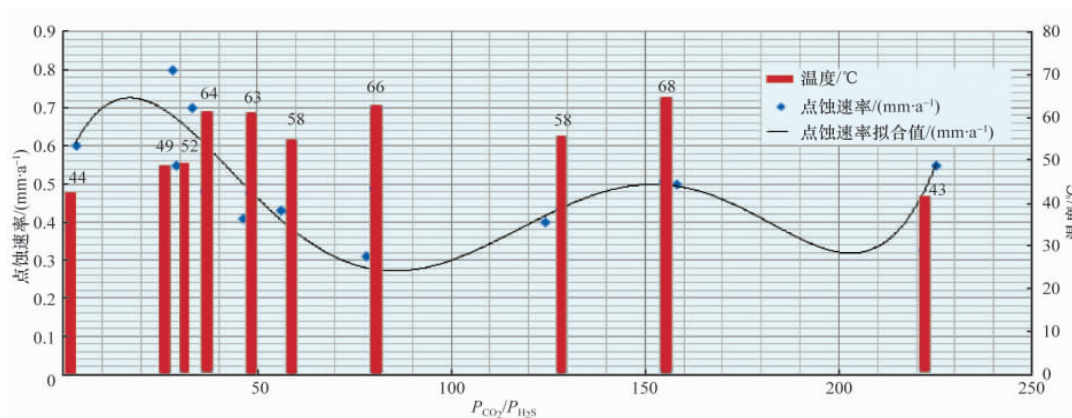
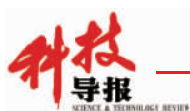


图 3 点蚀速率与 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}$ 、温度之间的关系

Fig. 3 Relationship between pitting rate and $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}$, temperature (f is corrosion rate measured value for the point)



3.2 缓蚀剂防护工艺评价

3.2.1 单井管道缓蚀剂防护工艺

在塔河油田 TH10244 单井集输管道开展“清管作业+前期缓释剂预膜+后期加注”腐蚀防护工艺试验,将光洁的同材质 20# 钢挂片挂入清管后的缓蚀剂加注点前后管道中,对管道监测挂片进行点蚀参数测定,结果见表 4。

表 4 TH10244 单井管道腐蚀监测点蚀速率

Table 4 Pitting coupon rate of TH10244 single well pipe

项目	点蚀速率/ (mm·a ⁻¹)	点蚀 程度	平均腐蚀 速率/ (mm·a ⁻¹)	平均 腐蚀 程度	点蚀评级
缓蚀剂加注前	1.197	极严重	0.0356	中度	A5/B2/C1
缓蚀剂加注后	0.352	严重	0.0201	轻度	A4/B1/C1

通过分析评价得出:加注后监测挂片点蚀速率为 0.352mm/a,相比加注前下降了 70.6%,点蚀密度(A)及开口尺寸(B)等级降低,缓蚀效果明显(图 4)。



(a) 缓蚀剂加注前



(b) 缓蚀剂加注后

(a) Before filling corrosion inhibitor (b) After filling corrosion inhibitor

图 4 TH10244 单井管道监测挂片点蚀井下形貌特征(150×)

Fig. 4 Microscopic features of monitoring coupon pitting in TH10244 single well pipeline (150 times)

3.2.2 地面集输管道缓蚀剂防护效果监测

地面集输管道缓蚀剂加注分为分段加注和端点加注两种方式。通过对两种类型加注 SWPC-6-1 型缓蚀剂的管道监测挂片进行点蚀速率参数测定,分析两种加注方式的工艺特点及点蚀缓蚀剂防护效果,为后期集输管道缓蚀剂防护工艺及优化提供依据。

(1)管道分段加注缓蚀剂点蚀防护效果。

西达里亚集输站至一号联合站原油外输管道采用分段加注(起点加注中点补充)缓蚀剂的方式,全长约 32km(图 5、图 6)。

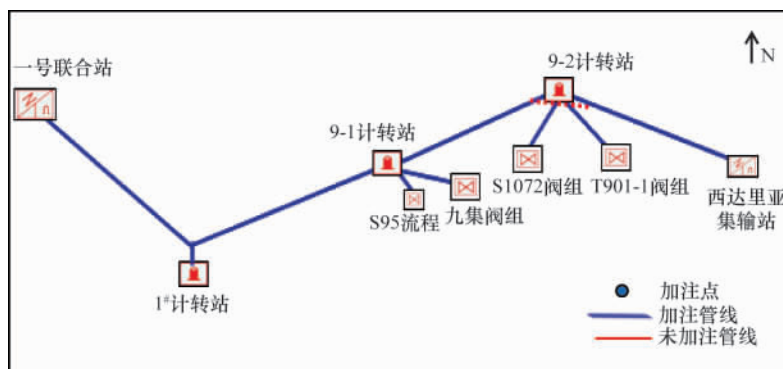


图 5 西达里亚集输站至一号联合站管道分段加注缓蚀剂

Fig. 5 Segmented filling of inhibitor from Elijah west to the 1st-gathering pipeline

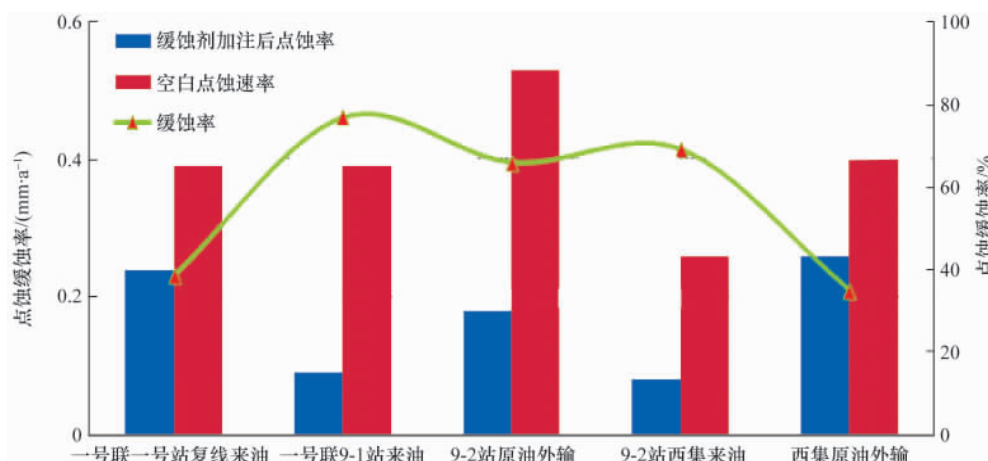


图 6 分段缓蚀剂加注管道点蚀规律及缓蚀效果

Fig. 6 Pitting law and inhibition effect of segmented filling of inhibitor

9区、1区及西达利亚区块加注浓度为 $6 \times 10^{-5} \sim 8 \times 10^{-5}$ 时,在 10km 以内管道缓蚀率可达 40% 以上。对于布站较多的长距离集输管道,可通过定期监测点蚀缓蚀率变化来进行缓蚀剂加注浓度优化。9-1 计转站至一号联合站管段占整个管段的 2/3 左右,可考虑在 9-1 计转站适当提高缓蚀剂的加注浓度以提高管道整体点蚀缓蚀效果。

(2) 管道端点加注缓蚀剂点蚀防护效果。

端点加注缓蚀剂方式的管道一般为布站少、距离较短的管道,以 6、7 区原油外输管道为例(图 7、图 8)。

由图 8 分析得出,由于管道距离短,端点加注使得管道末端的缓释剂浓度较长距离管道大,表现出从管道端点到末端缓蚀率上升的规律。在 6、7 区的原油外输管道加注 8×10^{-5} 浓度的 SWPC-6-1 型缓蚀剂,在 10km 内管道缓蚀率可达 50% 以上。

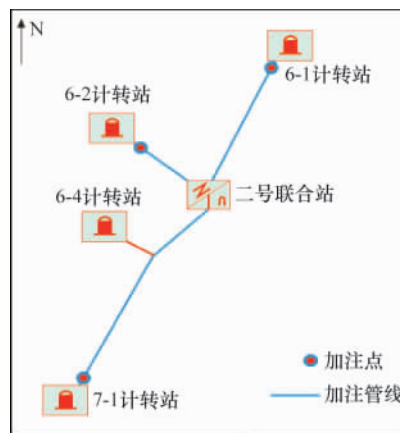


图 7 端点加注缓蚀剂管道分布

Fig. 7 Distribution of endpoint filling inhibitor pipeline

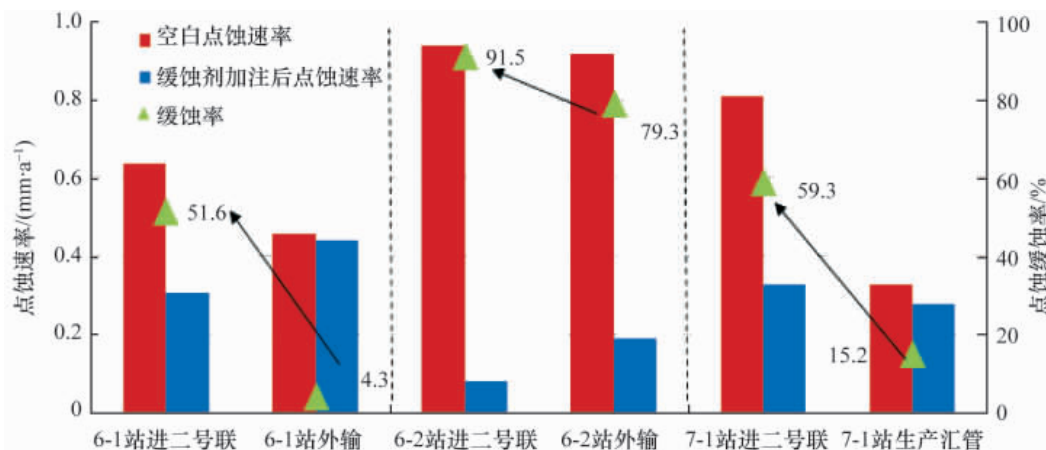


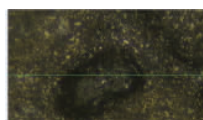
图 8 端点加注缓蚀剂管道点蚀防护效果

Fig. 8 Protective effect of pipelines with endpoint filling of inhibitor

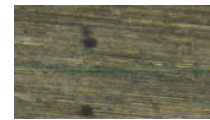
3.3 新材质(BX245-1Cr)抗点蚀性能评价

在不同介质工况条件下对原油含水、污水等地面集输系统管道的 32 个腐蚀监测点(每个监测点试片夹监测挂片有一组一侧为 20# 钢,一侧为 BX245-1Cr 材质)取出的 20# 钢挂片和 BX245-1Cr 挂片进行了腐蚀称重、点蚀形貌、开口尺寸及点蚀速率测定。对于抗均匀腐蚀,BX245-1Cr 挂片相比于 20# 钢挂片仅下降了 9%。

从 3D 点蚀测深仪器的镜下点蚀形貌特征来看,两种材质挂片点蚀形貌均为椭圆型(图 9),点蚀密度/点蚀开口/点蚀深度(A/B/C)分级评价值在部分监测点明显降低,如 10-4 站内伴生气管线(缓蚀剂加注前)点蚀开口尺寸由 B3 降至 B2 级;相比 20# 钢挂片,BX245-1Cr 挂片点蚀速率值下降明显,缓蚀率为 2%~86.3%,平均缓蚀率为 43.7%。



(a) 20# 钢挂片 (150x)
(a) 20# steel hanging piece
(150 times)



(b) BX245-1Cr 挂片 (150x)
(b) BX245-1Cr hanging piece
(150 times)

图 9 BX245-1Cr 及 20# 钢挂片点蚀形貌比较

Fig. 9 Comparison of pitting morphology between BX245-1Cr and 20# steels

从不同生产系统管道内的新材质的 BX245-1Cr 挂片及数据分析(图 10)得出,水系统、含水原油系统的 BX245-1Cr 挂片点蚀速率值比气系统降低了近 50%。说明 BX245-1Cr 材质在气井、污水、含水原油集输系统的抗点蚀性能要强于伴生气及油气混输集输系统。

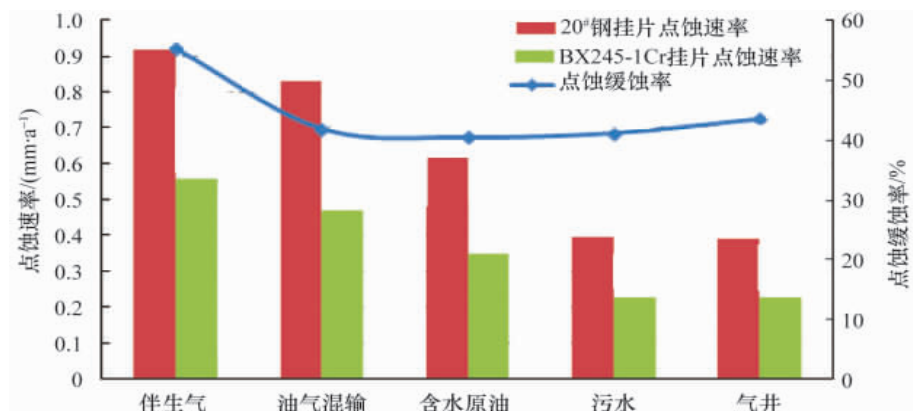


图 10 塔河油田地面集输管道监测挂片 BX245-1Cr 及 20# 钢挂片点蚀特征对比

Fig. 10 Pitting characteristics of BX245-1Cr and 20# steel hanging pieces in Tahe Oilfield ground gathering pipeline

4 结论

(1) 相比电感点蚀测试技术,3D 点影像及测试评价技术采用点蚀开口尺寸参数控制来计算点蚀密度,测试效率提高 100%,监测点蚀故障率降低,精度提高,对短周期防腐工艺监测挂片的测试与评价效果较好。

(2) 塔河油田 2 区、3 区等主力区块的地面单井及油气混输管道在湿相 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 环境下,介质流体温度为 $50\sim 70^\circ\text{C}$ 时,随着 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}$ 及温度的变化,点蚀速率拟合值呈现规律性波动,波动曲线函数为 $f' = 10^{-10}(P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}})^5 - 6 \times 10^{-8}(P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}})^4 + 10^{-5}(P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}})^3 - 0.001(P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}})^2 + 0.024(P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}}) + 0.541$ 。

(3) 塔河油田缓蚀剂防护工艺能有效降低地面集输及单井管道点蚀风险,建议根据点蚀速率变化跟踪监测结果与管道保护长度,确定缓蚀剂浓度以达到最有效的防腐效果。

(4) BX245-1Cr 材质相比于 20# 钢抗点蚀性能明显,在气井(雅克拉气田)、污水、含水原油集输系统的抗点蚀性能要强于伴生气及油气混输集输系统。

参考文献 (References)

- [1] 张江江,张志宏,羊东明,等. 油气田地面集输碳钢管线内腐蚀检测技术应用[J]. 材料导报,2012,26(S2): 118-122.
Zhang Jiangjiang, Zhang Zhihong, Yang Dongming, et al. Materials Review, 2012, 26(S2): 118-122.
- [2] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局. GB/T18590-2001: 金属和合金的腐蚀点蚀评价方法[S]. 北京: 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,2001: 3-11.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China. GB/T18590-2001: Corrosion of metals and alloys-evaluation of pitting corrosion [S]. Beijing: General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, 2001: 3-11.
- [3] 张志宏,张江江,刘冀宁,等. 塔河油田腐蚀监测工艺评价及优化[C].

全国油气田管道腐蚀检测、防护预警技术科技创新技术交流会,昆明,14-18,2012.

Zhang Zhihong, Zhang Jiangjiang, Liu Jining, et al. Tahe oilfield corrosion monitoring process evaluation and optimization[C]. The national oil and gas pipeline corrosion detection, protection warning technology innovation and technological exchanges will, Kunming, August 14-18, 2012.

- [4] 翁永基. 材料腐蚀通论—腐蚀科学与工程基础[M]. 北京: 石油工业出版社,2004.

Weng Yongji. Material corrosion general theory-Corrosion science and engineering foundation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.

- [5] 羊东明,李亚光,张江江,等. 大涝坝气田油管腐蚀原因分析及治理对策[J]. 石油钻探技术,2011,39(5): 81-84.

Yang Dongming, Li Yaguang, Zhang Jiangjiang, et al. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 81-84.

- [6] 葛鹏莉,刘强,孙海礁. 塔河油田站间伴气管线腐蚀风险评价[J]. 工业安全与环保,2012,38(7): 35-37.

Ge Pengli, Liu Qiang, Sun Haijiao. Industrial Safety and Environmental Protection, 2012, 38(7): 35-37.

- [7] 叶帆,高秋英. 凝析气田单井集输管道内腐蚀特征及防腐技术[J]. 天然气工业,2010,30(4): 96-99.

Ye Fan, Gao Qiying. Natural Gas Industry, 2010, 30(4): 96-99.

- [8] 石鑫,张志宏,刘强,等. 塔河某单井管道频繁穿孔原因[J]. 油气储运,2011,30(11): 848-850.

Shi Xin, Zhang Zhihong, Liu Qiang, et al. Oil & Gas Storage and Transportation, 2011, 30(11): 848-850.

- [9] Kapusta S D, Whitham T S, Girgis M, et al. Improvements on de Waard-Milliams corrosion prediction and applications to corrosion management [C]. CORROSION 2002, Denver, Co, USA, April 7-11, 2002.

- [10] 闫伟,邓金根,董新亮,等. 油管钢在 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 环境中的腐蚀产物及腐蚀行为[J]. 腐蚀与防护,2011,32(3): 193-195.

Yan Wei, Deng Jingen, Dong Xinliang, et al. Corrosion & Protection. 2011, 32(3): 193-195.

- [11] Srinivasan S, Tebbal S. Critical factors in predicting $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ corrosion in multiphase systems [C]. CORROSION 98, San Diego, CA, USA, March 22-27, 1998.

(责任编辑 侯澄芝,马宇红)