

塔河油田注气井管道腐蚀特征及规律

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 塔河油田为海相沉积形成的碳酸盐岩油田, 地层液具有高矿化度、高 Cl^- 、高含 CO_2 、高含 H_2S 特点, 而注气井注气、焖井及生产过程中, 含有溶解氧, 使得腐蚀环境更加恶劣。通过分析油田碳酸盐岩油藏注气井地层采出液水、管道生产运行工况以及在注气工艺的调研基础上, 应用X射线衍射(XRD)分析、扫描电镜、能谱分析及点腐蚀影像(VMS)分析等测试分析手段, 研究注气井井下及地面管道腐蚀产物及形貌特征, 通过在注气井井底油管、井口及采油树内管道及地面生产管道内挂入3种在用材质的监测挂片, 研究注气、焖井及生产过程中不同监测部位的管道的腐蚀速度、形态及规律, 研究规律为: 从井底、井口到地面管道, 随着监测周期加大, 腐蚀坑的加深及加大, 腐蚀速率增大; 由注气过程、焖井过程向生产过程腐蚀程度逐步变大, 纵向腐蚀能力增强; 注气及生产过程中的35CrMo、P110S及P110 3种管道在用材质的耐蚀性变差。通过分析建立了注气、焖井以及生产过程中控制油田注气井井底、井口及地面管道腐蚀特征及规律的机理模型。

关键词 塔河油田; 注气井管道腐蚀; 监测挂片

中图分类号 TB304

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.31.009

Take Oilfield Gas Pipeline Corrosion Characteristics and Rules

ZHANG Jiangjiang

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

Abstract Carbonate oilfield in Take oilfield for marine sedimentary formation, formation fluid with high salinity, high Cl^- , high CO_2 , high H_2S characteristics, and the injection gas well gas injection, soaking and production process, containing dissolved oxygen, make the corrosion environment even worse. Through mining based liquid water analysis, pipeline operation condition analysis and gas injection technology research for gas injection wells of carbonate rock reservoir, analysis, application of XRD diffraction intensity of scanning electron microscope, energy spectrum analysis and point corrosion image analysis VMS test analysis methods, study on the reaction of corrosion products and morphology of downhole and surface pipeline characteristics, through the pipeline in gas injection well tubing downhole, wellhead and Christmas tree and ground production pipeline hang into the three in material for monitoring coupon, to study the gas injection, soaking and production process in different monitoring sites of pipeline's corrosion rate, morphology and rule of law, to: from the bottom, wellhead to the ground pipeline, with the increase of corrosion pit monitoring period, deepen and strengthen, the corrosion rate increased; the process of gas injection, soak process to the process of corrosion degree gradually become larger, longitudinal corrosion capability is strong; gas injection and production process of 35CrMo, P110S and P110 three kinds of pipeline with corrosion resistance material change difference. And the analysis of mechanism model and a gas injection, soaking and production process control of injection well bottom, wellhead and ground pipeline corrosion characteristics and rules.

Keywords Take oilfield; corrosion gas injection well pipe hanging piece rate; monitoring

塔河油田为中国石化的主力油田之一, 是加里东构造不整合面附近形成的奥陶系海相碳酸盐岩油田, 地层液中盐水矿化度高, 平均为 220 g/L, 高含 Cl^- , 平均为 130 g/L, 酸性气体

CO_2 、 H_2S 含量高, 平均值分别为 2.5%、5568 mg/L。塔河油田油井注氮气中含有约 2.5%~5.0% 的氧气, 使得注氮气井注气及焖井过程、自喷及机抽生产过程中管道地层液中含有一定

收稿日期: 2014-06-12; 修回日期: 2014-07-09

作者简介: 张江江, 工程师, 研究方向为油气田地面集输工程、地质研究及腐蚀与防护, 电子信箱: jiangjiang224@126.com

引用格式: 张江江. 塔河油田注气井管道腐蚀特征及规律[J]. 科技导报, 2014, 32(31): 65-70.

量的溶解氧,使得注气井管道腐蚀环境复杂恶劣,为液相条件下的高含 Cl^- - O - CO_2 - H_2S 体系腐蚀环境^[1-3],因而注氮气井管道腐蚀风险较大。通过对井下及地面管道进行断管取样发现有明显的腐蚀痕迹,此外,部分注气井地面管道也出现了注气后腐蚀穿孔现象。近年来,不同学者针对油井及注氮气井的腐蚀问题^[4-7],应用电化学测试、镜像分析、金相分析及X射线衍射(XRD)分析等物理化学测试手段分析腐蚀原因,同时对引发腐蚀的因素也进行了定性及定量的研究。但是针对塔河油田注气井管道腐蚀研究较少,尤其是针对注气过程及生产过程中的注气井在用管道材质的耐腐蚀性未开展评价,对注气生产过程中注气井井底、井口及地面管道不同部位的腐蚀特征等缺乏明确的系统性、规律性的认识。对 Cl^- - O - CO_2 - H_2S 体系复杂腐蚀环境下的注气井管道腐蚀规律控制机理未见报道。本文在对塔河油田海相碳酸盐岩油藏注气井注气工艺、生产运行参数及介质分析的基础上,综合应用XRD分析、扫描电镜、点腐蚀影像(VMS)及监测挂片点腐蚀评价^[8]等技术方法,分析注氮气井管道腐蚀特征,研究注气、生产过程下管道腐蚀规律及控制机理。

1 注氮气井管道腐蚀特征分析

通过对注气井井下及地面生产管道断管取样,发现管道腐蚀形貌主要为沟槽状及点状两种类型,在腐蚀部位分别取腐蚀产物,并进行XRD分析、扫描电镜及能谱分析。

1.1 井下管道腐蚀特征

通过对塔河油田2区注气井下油管断管部位进行观察,发现井下P110S管道腐蚀形貌为沟槽状,沟槽最大长度为1 m,宽度最大为0.1 m,深度最大为4 mm,折算腐蚀速率为4 mm/a,为极严重腐蚀。沟槽内腐蚀产物宏观呈现为褐红色的疏松状、层状,扫描电镜下微观形貌主要为不规则的碎块状,之间为喉状孔道相连(图1),XRD分析为Fe的氧化物(图2),能谱分析主要元素为Fe和O,质量分数约占90%,含少量Na和Cl元素。

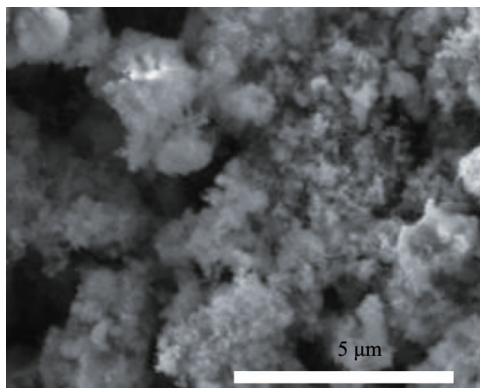


图1 井下管道腐蚀产物扫描电镜特征

Fig. 1 Underground pipeline corrosion characteristics under SEM

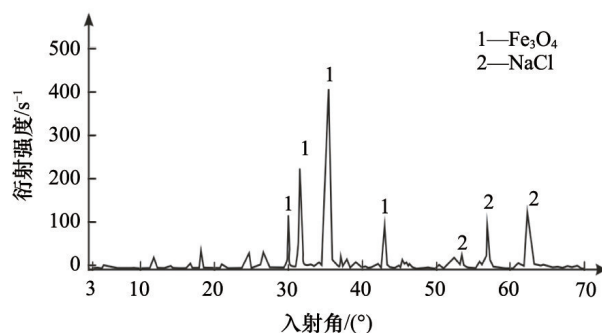


图2 井下管道腐蚀产物XRD分析

Fig. 2 Analysis of underground pipeline corrosion product of XRD diffraction intensity

塔河油田油井制氮工艺为空气压缩膜制氮工艺,氮气不纯,含有平均3%的氧,注气工艺为氮气和盐水(地层采出水)混注,气液体积比平均为200:1,井口到井底注气压力为30~60 MPa,使得注气过程中气液流速最大高达3 m/s。油井气水混注过程中溶解氧含量极高,由亨特定律估算井下管道盐水中的平均含量为1000 mg/L。高含 Cl^- 、高溶解氧及高流速的气液混合物会对管壁形成氧的电化学及冲刷腐蚀是主要形成沟槽状形貌的原因。

1.2 地面生产管道腐蚀特征

通过对塔河油田10区注气井地面生产管道腐蚀部位断管,并对断管管段进行局部解剖,可见腐蚀为内腐蚀,管体内壁腐蚀分布于底部,为点腐蚀坑圆孔状(间距为40 cm)及溃疡不规则状,最大坑尺寸为2 cm×2 cm,点蚀坑主要为麻点状分布的腐蚀坑。折算点腐蚀速率为2.00~3.00 mm/a,为极严重腐蚀。点蚀坑附近腐蚀产物宏观呈现为灰褐色的块状、层状,扫描电镜下微观形貌主要为块状,之间为孔洞通道相连(图3),通过XRD分析地面管道点坑内腐蚀产物主要为Fe的氧化物及少量的 FeCO_3 和 FeS (图4),而能谱分析主要元素为Fe、O、C、S,质量分数约占80%,含有少量的Ca和Si元素。

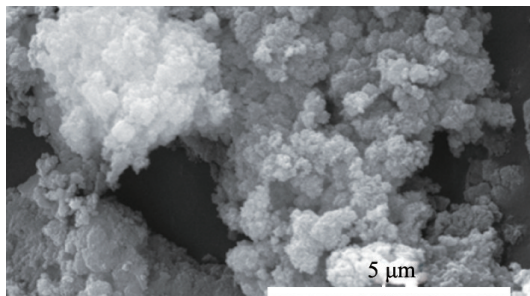


图3 地面生产管道腐蚀产物扫描电镜特征

Fig. 3 Surface production pipeline corrosion characteristics under SEM

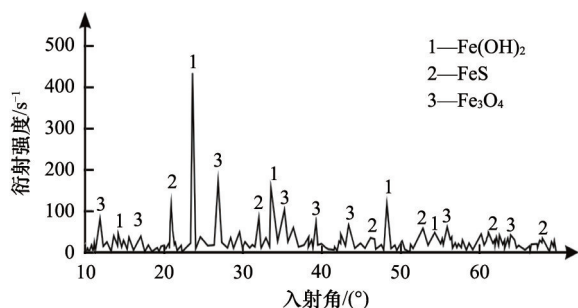


图4 地面生产管道腐蚀产物XRD分析

Fig. 4 Analysis of ground production pipeline corrosion product of XRD diffraction intensity

塔河油田注气井地层返出液中含有一定量的溶解氧,根据对注气井注气后1~3个月的地面单井管道在线溶解氧含量检测,其值一般为0.37~1.07 mg/L,此外管道中还高含CO₂及H₂S,一般分压比为20~500之间,点腐蚀坑为Cl⁻、O₂、CO₂及H₂S电化学腐蚀综合作用造成的。地面单井管道的平均流速一般<0.8 m/s,流体冲刷对管道内壁腐蚀影响微弱,结合腐

蚀产物分析,主要以O₂的电化学腐蚀为主。

2 注气井管道腐蚀监测及规律分析

通过完善注气井管道腐蚀监测点网络,应用失重法及点腐蚀评价研究注气井井下、井口、地面管道内监测挂片在注气过程、焖井过程及生产过程中的腐蚀程度及规律。

2.1 注气井管道腐蚀监测网络完善

塔河油田注气井管道腐蚀监测点较少,前期只在注气井地面集输单井管道进计转站端设有监测点,监测点安装有旋塞式腐蚀监测装置,装置内安装有监测挂片,监测挂片用来监测正常生产过程中管道输送的油井地层返出液介质对管道内壁的腐蚀状况^[9],存在监测点少、监测位置单一的问题,无法满足监测注气、焖井及生产过程井下、井口及单井管道起点不同管道部位的腐蚀监测要求。针对前期注气井腐蚀监测存在问题,后期沿着注气井注气、焖井及正常生产过程中注入气水混合物、地层返出液流程管道完善监测点,即从注气井的井底→井口采油树→井场地面管线→单井管线起点→进站末端管道进行腐蚀监测点网络的完善(图5)。

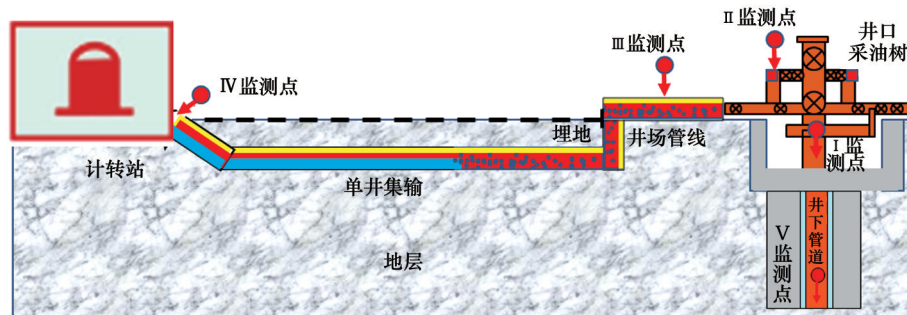


图5 塔河油田注气井管道腐蚀监测点分布

Fig. 5 Tahe oilfield gas pipeline corrosion monitoring point distribution

监测网络由5种类型监测点组成,分别为井口采油树内管道监测点、井口管道监测点、井场单井管道起点监测点、埋地单井管道进计转站管道末端监测点及井底油管内监测点。监测点安装的腐蚀监测装置内挂入监测挂片,监测挂片在监测过程中与管道内的流体介质充分接触,流体方向一致,能够反映管道内壁的腐蚀状况,监测完成后,通过失重法及点腐蚀评价等方法来计算腐蚀速度、程度及分析不同监测过程及管道部位的注气井管道系统的腐蚀规律。这5种类型的监测点具体情况如下:

I类监测点:井口采油树内管道监测点,主要监测注气、焖井、自喷过程中的腐蚀情况,注气过程及焖井腐蚀环境主要为浓度不纯的氮气与暴氧盐水混合物介质环境,自喷过程腐蚀环境主要为地层液,地层液组成主要为盐水、油气及高酸性气体,如CO₂及H₂S,此外还含有返出一定量的不纯氮气。

II类监测点:井口管道监测点,主要监测注气、焖井过程

中井口变径段的腐蚀及结垢情况,注气过程及焖井腐蚀环境主要为浓度不纯的氮气与暴氧盐水混合物介质环境。

III类监测点:井场单井管道起点监测点,主要监测自喷及机抽生产过程管道起点腐蚀,腐蚀环境主要为地层液,地层液组成主要为盐水、油气及高酸性气体,如CO₂及H₂S,还含有返出一定量的不纯氮气。此外还可以监测未注气时的井流物腐蚀过程,可用于与含氮气环境的腐蚀及结垢对比分析。

IV类监测点:埋地单井管道进计转站管道末端监测点,即在进计转站部位管段安装的监测点。管道监测点安装有旋塞式腐蚀监测装置,装置内挂入监测挂片到管道内,主要监测机抽井注气后正常生产过程管道末端腐蚀,腐蚀环境与III类监测点相似,只是与管道起点的腐蚀环境中井流物紊流状态及乳状油混合物介质存在差异,管道末端腐蚀环境中流体形态为分层流,底部为水层,上部为油气层。

V类监测点:井底油管内监测点。监测点安装有与油管

一体相连的腐蚀监测装置,而装置内装有监测挂片,监测挂片方向与井下气液流体流动方向一致,用来监测反映注气及焖井过程中的气水混合物对井底油管的腐蚀状况。

2.2 腐蚀评价方法

应用失重法及点腐蚀评价法对塔河油田注气井管道监测点内挂片进行失重、平均腐蚀速率、点腐蚀深度、密度及点腐蚀速率等腐蚀相关参数的测试,并进行数据分析,总结腐蚀规律,评价在用管柱及管道材质的耐腐蚀性。

1) 失重法。

失重法是防腐行业最常用最经典的腐蚀监测技术,通过监测挂片在一定的腐蚀环境中暴露时间(监测周期)内发生的重量损失来反映平均腐蚀速度。塔河油田注气井管道监测周期为30~90 d。根据监测周期、试件表面积、试件材质

密度、失重量计算其平均腐蚀速度。

$$v = \frac{3650 \times \Delta w}{S \times T \times \rho} \quad (1)$$

式中, v 为平均腐蚀速度,mm/a; Δw 为试验前后试样的质量差,g; S 为试样的有效面积,cm²; T 为监测周期,d; ρ 为试样材料的密度,g/cm³。

2) 点腐蚀评价。

应用3D点腐蚀影像监测仪,针对注气井管道内监测周期结束后取出的监测挂片进行点腐蚀参数(密度、尺寸、深度及形貌)测试(表1)。对数据进行计算分析后,结合改进后的GB/T18590-2001金属合金腐蚀点蚀评定方法^[8]进行点腐蚀评级及腐蚀程度分析,再进一步结合腐蚀环境,可用来分析注气井管道监测挂片的点腐蚀规律。

表1 管道内监测试片点腐蚀评级标准

Table 1 Tahe oilfield gas pipeline within the prison test point corrosion rating

项目	点蚀密度/(个·m ⁻²)		平均开口尺寸大小/mm ²		平均点蚀坑深度/mm	
	范围	评级	范围	评级	范围	评级
点蚀评级	≤2500	A1	≤0.5	B1	≤0.4	C1
	2500~10000	A2	0.5~2.0	B2	0.4~0.8	C2
	10000~50000	A3	2.0~8.0	B3	0.8~1.6	C3
	50000~100000	A4	8.0~12.5	B4	1.6~3.2	C4
	100000~500000	A5	12.5~24.5	B5	3.2~6.4	C5
点蚀评级方法改进 平均开口尺寸来控制点蚀个数的读取 对不规则状利用软件确定边界计算面积 精度提高至0.001 mm						

2.3 腐蚀规律分析

从注气井管道监测点不同部位来看,从井底→井口→采油树内→单井管道,由于受腐蚀环境影响,即由高压注气腐蚀环境向低压地层液含返出氮气腐蚀环境转变,P110材质的不同管道部位的腐蚀速率如图6所示。

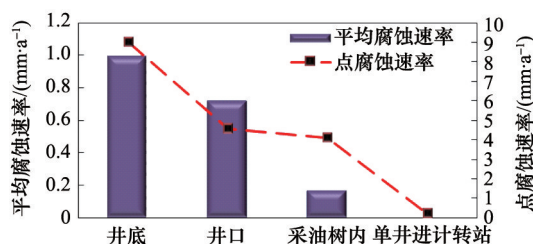


图6 注气井管道不同监测点P110监测挂片腐蚀速率对比
Fig. 6 Gas injection well pipes of different monitoring points P110 monitoring corrosion rate comparison

规律1:依据图6分析,从井底、井口、采油树内到地面单井管道的监测挂片的均匀腐蚀及点腐蚀速率均呈现逐步降低的趋势,同时,点腐蚀评级井底管道为A5/B4/C3,井口和采油树内管道为A5/B2/C1,地面单井进计转站管道为A4/B1/

C1,腐蚀程度逐步减弱。

注气井在注气、焖井管道内监测挂片(P110材质)及生产过程中管道内监测挂片(20#碳钢材质)的腐蚀状况也存在明显差异(图7)。

规律2:依据图7分析可知,注气→焖井→正常生产过程的管道内监测挂片的腐蚀速率逐步变小,从VMS点腐蚀影像分析形貌来看,点腐蚀密度、开口尺寸、深度评级下降,由注气、焖井过程的A5/B2/C1降级为注气后正常生产过程的A4/B1/C1,可见腐蚀影响程度减弱。

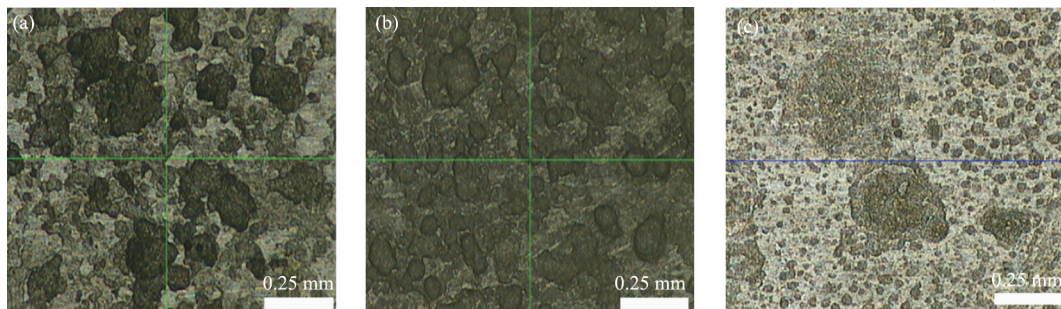
规律3:依据图8分析可知,从不同部位的不同注气监测过程的腐蚀监测数据来看,几种材质的耐蚀性能依次为:35CrMo>P110S>P110。

由于注气井管道受到注气过程的影响,在不同的腐蚀监测部位腐蚀程度出现差异性,这种差异性不仅表现在点腐蚀方面,还表现在平均腐蚀及腐蚀穿透能力。通过对井口及地面不同阶段的变径及直管段的腐蚀速率进行统计,分析平均腐蚀速率(横向均匀腐蚀)、点腐蚀速率及之间的比值(点腐蚀因子:表征腐蚀纵向穿透金属的能力)特点。

规律4:由图9分析可知,井底>井口>采油树>地面生产管道的均匀腐蚀速率,而点蚀纵向穿透能力升高。结合注

气工况及介质特点,当流体流速较大时,会形成冲刷腐蚀,点蚀因子较小,平均腐蚀速率大,说明监测部位管道向流体方向的腐蚀较为严重;当流体流速较小时,流体横向冲刷腐

蚀程度减弱,点蚀因子较大,平均腐蚀速率小,说明腐蚀向流体垂直方向,即纵向腐蚀程度严重。



(a):注气过程点蚀速率为4.406 mm/a,点蚀评级为A5/B2/C1;(b):注气和焖井过程点蚀速率为1.506 mm/a,点蚀评级为A5/B2/C1;(c):注气后正常生产过程点蚀速率为0.059 mm/a,点蚀评级为A4/B1/C1

图7 注气井不同过程监测挂片腐蚀形貌对比(150×)

Fig. 7 Gas injection well different process monitoring corrosion morphology comparison (150×)

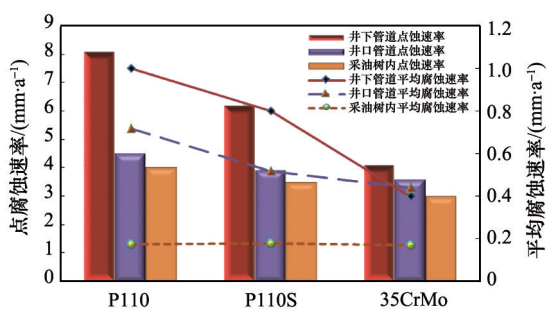


图8 注气井地面腐蚀监测不同过程材质耐腐蚀性对比
Fig. 8 Gas injection well ground corrosion monitoring in different processes of material corrosion resistance comparison

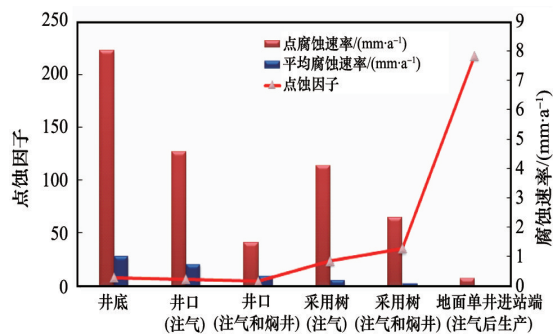


图9 注气井不同部位监测P110材质纵向及横向腐蚀特点
Fig. 9 Gas injection well in different parts of monitoring of longitudinal and transverse corrosion characteristics of P110 material

3 腐蚀控制规律分析

塔河油田注气井管道在不同过程及不同部位腐蚀状况存在明显差异,腐蚀产物分析表明,井下管道腐蚀产物主要

为铁的氧化物;注气后正常生产的地面单井管道腐蚀产物主要为铁的氧化物、硫化物及碳酸盐岩产物。注气、焖井及注气后正常生产过程管道腐蚀主要为氧的腐蚀(图10)。

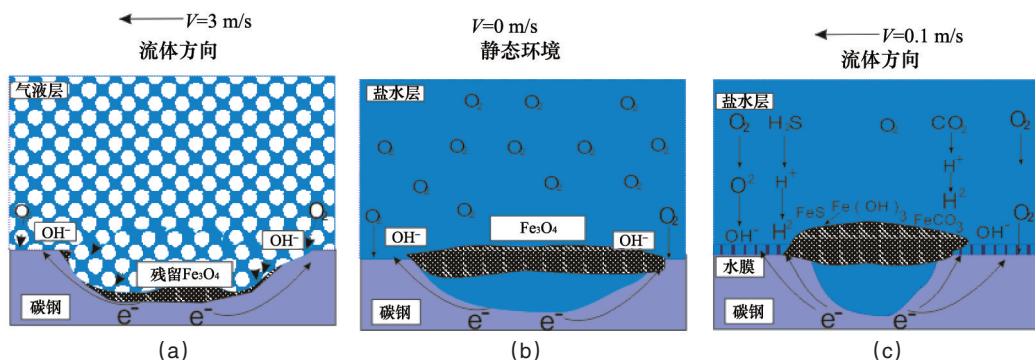


图10 注气井管道腐蚀控制规律

Fig. 10 Gas injection well pipe corrosion control law

不同过程中注气过程气液流速高,将对井口及井下管道造成冲刷腐蚀。由于井下管道压力大($>30\text{ MPa}$)、温度高($30\sim150^{\circ}\text{C}$),导致井下管道腐蚀程度重于井口管道,此外,由于流体流速高造成高溶解度氧(1000 mg/L)与碳钢管道接触频繁,加快渗碳体附近的铁素体加速溶解,在冲刷及电化学腐蚀综合作用下^[10],管壁在横向、纵向不断扩大加深(图10(a));焖井过程流体处于静止状态,管壁为高溶解氧下电化学腐蚀^[11],由于无冲刷作用,腐蚀程度相比注气过程减弱(图10(b));注气后的正常生产过程管道溶解氧为地层返出液所携带的,含量低(1.37 mg/L),相比于注气焖井过程,压力(0.8 MPa)小、温度(27°C)低,腐蚀环境较弱,因而腐蚀速率及程度较小,由于溶解氧的去极化电位相比氢的要高,因此,主要表现为氧的电化学腐蚀, CO_2 及 H_2S 电化学腐蚀为次,在管道内壁无腐蚀产物结垢覆盖区与腐蚀产物结垢覆盖区形成 O 、 CO_2 及 H_2S 浓度差原电池^[12],造成管道内壁腐蚀产物结垢覆盖区下的点蚀深坑(图10(c)),横向均匀腐蚀弱,造成点蚀因子(点蚀速率与均匀腐蚀速率比值较大)明显高于注气及焖井过程的管道。

4 结论

通过对塔河油田注氮气井管道断管进行腐蚀特征及腐蚀产物分析,结合管道内监测点监测挂片失重法及点腐蚀评价,研究了注气井管道腐蚀规律及控制过程。

1) 海相碳酸盐岩塔河油田注氮气井管道井下及井口腐蚀主要表现为沟槽状腐蚀,腐蚀产物主要为疏松孔喉状的 Fe 的氧化物;地面单井生产管道腐蚀主要为点腐蚀坑,腐蚀产物主要为层状 Fe 的氧化物, FeCO_3 和 FeS 次之。

2) 从注气生产过程来看,注气、焖井及注气后生产过程腐蚀程度依次减弱;从管道材质来看, 35CrMo 、 P110S 及 P110 耐腐蚀性依次变差;注气井不同管道部位从井底到井口再到地面生产管道腐蚀加重,点蚀因子增大,腐蚀纵向能力增强,横向能力减弱。

3) 注气过程井底及井口管道腐蚀受氧的电化学及冲刷腐蚀控制,焖井过程为氧的电化学腐蚀,注气后生产过程地面单井管道腐蚀以 O 的电化学腐蚀为主, H_2S 及 CO_2 电化学腐蚀为次,溶解氧含量减小、流速降低、温度和压力变小的腐蚀环境减弱控制了从注气、焖井至注气后正常生产过程的横向腐蚀减弱、纵向腐蚀加强及腐蚀程度减弱的规律。

参考文献(References)

- [1] 曹楚南. 腐蚀电化学原理[M]. 北京: 化学工业出版社, 2004: 55-77.
Cao Chunan. The corrosion electrochemistry principle[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2004: 55-77.
- [2] 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: 56-80.
Weng Yongji. Material corrosion general theory: Corrosion science and engineering foundation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 56-80
- [3] 唐世春, 张志宏, 张江江. 塔河油田点蚀测试及评价技术应用[J]. 科技

导报, 2013, 31(32): 42-48.

Tang Shichun, Zhang Zhihong, Zhang Jiangjiang. Application of test and evaluation technology of pitting corrosion in Tahe Oilfield[J]. Science & Technology Review, 2013, 31(32): 42-48.

- [4] 赵文娜, 王宇宾, 张焱. 高温地面交联酸体系研究及其现场应用[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(8): 2191-2193.

Zhao Wenna, Wang Yubin, Zhang Ye. Study and application of the ground cross-linked acid with high-temperature resistance [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(8): 2191-2193.

- [5] 张江江, 刘冀宁. 表面工程应用实例[例33]三元牺牲阳极镀层在油田管道防腐中的应用[J]. 中国表面工程, 2014, 27(1): F0002.

Zhang Jiangjiang, Liu Jining. Surface engineering application examples [Example 33] application of ternary sacrificial anode coating for oilfield pipeline[J]. China Surface Engineering, 2014, 27(1): F0002.

- [6] 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. The corrosion evaluation of inter-station accompanying gas pipeline in Tahe Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 81-84.

- [7] 韩阳, 张江江, 羊东明. 清管技术在TH10244单井集输管线中的应用[J]. 中国高新技术企业, 2013(13): 59-60.

Han Yang, Zhang Jiangjiang, Yang Dongming. Pigging technology application in TH 10244 pipeline of single well[J]. China High-Tech Enterprises, 2013(13): 59-60.

- [8] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局. GBT18590—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 GBT18590—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.

- [9] 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, 2012.

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

- [10] 李效波, 张海龙. 热采筛管冲蚀与腐蚀迭加作用机理[J]. 科技导报, 2014, 32(3): 49-55.

Li Xiaobo, Zhang Hailong. Erosion and corrosion superposition mechanism of thermal screen[J]. Science & Technology Review, 2014, 32(3): 49-55.

- [11] 张江江, 黄鹏, 高淑红, 等. 超声C扫描检测技术在塔河油田管道检测中的应用与评价[J]. 化工自动化及仪表, 2013, 40(11): 1355-1359.
Zhang Jiangjiang, Huang Peng, Gao Shuhong, et al. Ultrasonic C-scan detection technology for pipe in spection and evaluation intaheoilfield [J]. Control and Instruments in Chemical Industry, 2013, 40(11): 1355-1359.

- [12] 张志宏, 张江江, 高秋英, 等. 塔河油田某侧钻深井油管断裂失效原因分析[J]. 科技导报, 2014, 32(7): 62-66.

Zhang Zhihong, Zhang Jiangjiang, Gao Qiuying, et al. Analysis of rupture failure of sidetrack deep well pipe in Tahe oilfield[J]. Science & Technology Review, 2014, 32(7): 62-66.

(责任编辑 吴晓丽)