

塔河油田某侧钻深井油管断裂失效原因

张志宏, 张江江, 高秋英, 孙海礁, 肖雯雯

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司工程技术研究院, 乌鲁木齐 830011

摘要 塔河油田某稠油区高含 CO₂ 及 H₂S, 某侧钻并在井下 P110S 油管发生典型的断裂失效。为查明油管断裂原因, 结合油管服役的井下工况条件, 对断裂油管的化学成分、力学性能、金相组织、微观形貌进行测试及分析, 对油管断裂部位的腐蚀产物进行了能谱分析。通过对断裂油管进行详细观测及试验分析, 认为腐蚀是导致该井油管断裂的主要原因。通过对该侧钻井油管二种典型腐蚀特征的分析可知油管内壁以点状腐蚀为主, 腐蚀机理为典型的 CO₂ 电化学腐蚀; 外壁主要为一侧分布的沟槽状腐蚀及坑蚀, 腐蚀机理为低 pH 值酸液条件下的电化学腐蚀及缝隙腐蚀。针对上述典型腐蚀问题, 提出了针对性预防油管腐蚀穿孔的措施。

关键词 塔河油田; 油管断裂失效; 腐蚀缝隙; 侧钻井; 电化学

中图分类号 TB304

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.07.009

Analysis of Rupture Failure of Sidetrack Deep Well Pipe in Tahe Oilfield

ZHANG Zhihong, ZHANG Jiangjiang, GAO Qiuying, SUN Haijiao, XIAO Wenwen

Engineering Research Institute, Northwest Oilfield Company, China Petroleum & Chemical Corporation, Urumqi 830011, China

Abstract In the heavy oil zone with high content of CO₂ and H₂S in Tahe Oilfield, a sidetrack tubing downhole of P110S had a typical fracture failure. In order to find out the fracture reasons, this paper combined the downhole tubing service working conditions to test and analyze the pipeline rupture in terms of chemical composition, mechanical properties, and microstructure morphology, and analyzed the energy spectrum characteristic of the corrosion products in the fracture site. It is recognized that the well tubing corrosion is the main reason of the fault. Through the analysis of two kinds of typical corrosion characteristics of the tubing sidetrack, it is recognized that the corrosion and pitting mechanism of the tubing wall is mainly a typical CO₂ electrochemical corrosion, and that for the side wall of the groove-like distribution of corrosion and pitting, the corrosion mechanism is electrochemical corrosion and crevice corrosion in the condition of the acid with low pH. Targeted prevention measures are also proposed for pipeline corrosion perforation on typical corrosion issues.

Keywords Tahe Oilfield; tubing failure; corrosion cracks; sidetrack; electrochemical

塔河油田某“三高一低”稠油区块, 地层水密度为 1.134 g/cm³, 总矿化度 208.7 g/L, “三高一低”是指 H₂S 含量高(约 0.025 ~ 0.114 g/L)、CO₂ 含量高(体积分数为 3%~11%)、Cl⁻ 含量高(130 g/L)及低 pH 值(5.7)^[1,2]。该区块某侧钻井裸眼完井, 完钻并深 6533 m(斜深), 该井完钻后采用裸眼封隔管柱对水平段 6408 m 以下井段进行了酸压改造, 但未形成工业产

能, 后因无措施而关井。

该井关井 3 年 8 个月后进行修井作业, 期间未检测到 H₂S, 在提甩井下管柱至 6088.89 m 时遇阻, 最大上提悬重至 900 kN 无法解卡, 后从 5144 m 处切割成功后, 使用钻具打捞落鱼, 捞出封隔器上部的部分油管, 打捞过程因井下油管已发生严重腐蚀, 多次出现油管断裂, 腐蚀严重管段的油管存

收稿日期: 2013-10-11; 修回日期: 2013-12-12

作者简介: 张志宏, 高级工程师, 研究方向为采油气工程、油气田腐蚀与防护, 电子信箱: wtozzh@163.com; 张江江(通信作者), 助理工程师, 研究方向为油气田腐蚀与防护, 电子信箱: jiangjiang224@126.com

引用格式: 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[J]. 科技导报, 2014, 32(7): 62-66.

在纵向腐蚀槽及腐蚀坑。近年来,应用元素分析、能谱测试及腐蚀产物分析等技术手段,针对井下油管断裂及腐蚀问题开展了大量的研究工作^[2-9],对塔河油田非水平段油管断裂的原因、腐蚀类型及机理有了一定认识。但针对塔河油田侧钻井水平管段的油管断裂及腐蚀研究还未涉及^[10,11],尤其对井下酸压作业对油管断裂及腐蚀的影响未见报道。针对塔河油田某侧钻井水平段油管的断裂及腐蚀问题,结合井下工况及作业情况,采用力学性能分析及腐蚀产物分析等技术手段,查明断裂及腐蚀原因,对断裂处(6315 m)及腐蚀严重管段(6370 m)取样进行腐蚀失效分析评价。

1 腐蚀形貌特征

该井下油管为P110S材质抗硫油管,油管内壁腐蚀形貌如图1所示,其外壁腐蚀沟槽位置对应的油管内侧也存在较多腐蚀坑(图1(a)),腐蚀坑呈圆形;油管母扣的内外壁均发现腐蚀(图1(b)),腐蚀主要为局部坑点;剖开油管后,可见内壁一侧呈坑状腐蚀,坑底有黑色、疏松的腐蚀产物,为层状结构。油管外壁一侧纵向分布明显的沟槽,同时减薄严重(图1(c)),沟槽内多处穿孔,最小减薄处壁厚为1.8 mm,穿孔处腐蚀速率大于 $1.48 \text{ mm}\cdot\text{a}^{-1}$,属极严重腐蚀。

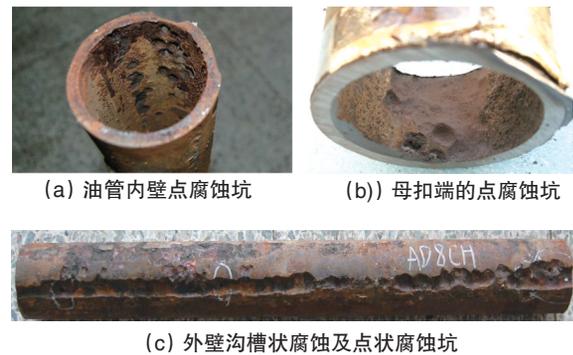


图1 油管腐蚀形貌特征

Fig 1 Tubing corrosion morphology

2 油管性能检测及分析

2.1 理化性能分析

2.1.1 化学成分

为确定断裂油管在化学成分上是否存在缺陷,从管体上取样,采用ARL4460直读光谱仪进行化学成分分析(表1)。

从得到的结果来看,油管化学成分符合API Spec 5CT^[12]标准要求,不存在化学成分上的缺陷。

表1 化学成分(质量分数)分析结果

Table 1 Chemical composition analysis

											%
C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Nb	V	Ti	
0.24	0.24	0.60	0.0094	0.0057	1.02	1.04	0.015	0.024	0.033	0.028	

2.1.2 力学性能

为了评价断裂油管拉伸性能是否存在缺陷,从管体上取3份试样,进行力学性能实验,结果见表2,分别确定断裂油管的拉伸和冲击力学性能。

油管硬度试验为管体18.1~26.8 HRC,屈服强度、冲击功等其他力学性能指标均符合API Spec 5CT标准对P110S油管要求,抗拉强度最大为860 MPa,低于API Spec 5CT标准要求,可能由于腐蚀造成抗拉强度降低。

表2 力学性能实验结果

Table 2 Mechanical test results

管体	纵向拉伸			纵向冲击	
	抗拉强度/MPa	屈服强度/MPa	断面收缩率/%	试样规格/mm	冲击吸收能/J
试样1	860	795	20.0	5×10×55	65.0
试样2	835	765	22.0		60.0
试样3	855	795	21.5		60.0
API Spec 5CT	≥862	758 ~ 965	≥11	—	≥22.55

2.2 金相分析

对油管失效样品在显微镜下进行观察,通过对管体及腐蚀坑周围进行了金相组织对比、裂纹发育情况等分析(图2)。

通过图2分析可知,本体及腐蚀坑周围组织为回火索氏体,未见裂纹,按照GB 6394-2002^[13]晶粒度为10.0级。

综上所述,油管性能检测结果表明,除抗拉强度略低于API Spec 5CT标准要求外,其化学成分、冲击功,以及力学其

他性能均符合API Spec 5CT相关技术标准要求,材质没有明显的缺陷。

2.3 微观形貌及能谱分析

在内外腐蚀坑处分别取样进行了扫描电镜及能谱分析。内外壁腐蚀坑处均覆盖有很厚的腐蚀产物,层状结构,见图3。腐蚀产物能谱分析结果见表3,产物中主要元素为Fe、O、C和S,初步分析为铁的碳酸及氢氧化合物,Cl等元素为井流体成分。

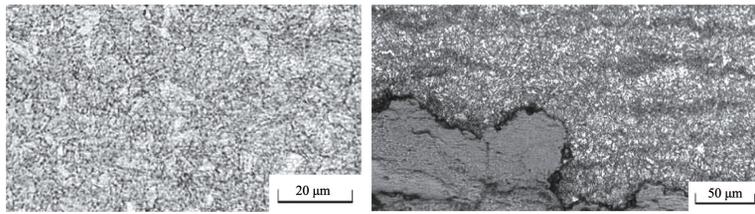
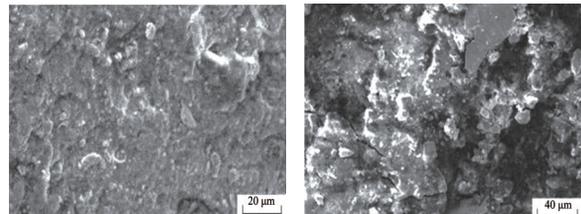


图2 油管管体及腐蚀坑周围组织

Fig. 2 Tubing tube and corrosion pits surrounding tissue



(a) 外壁

(b) 内壁

图3 腐蚀坑处微观形貌

Fig. 3 Morphology of corrosion pits

表3 油管腐蚀坑元素成分能谱分析结果

Table 3 Analysis of the elemental composition of the tubing corrosion pits spectroscopy

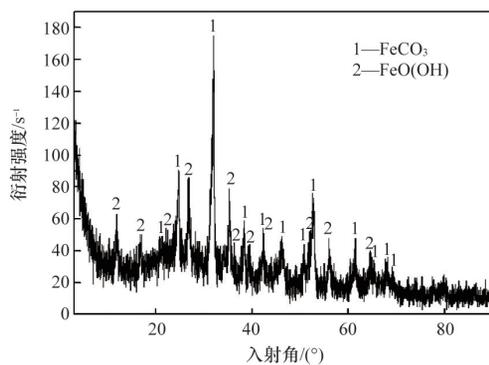
油管腐蚀区域	元素质量分数/%						
	C	O	Si	S	Ca	Cr	Fe
外壁坑	8.795	43.811	3.286	1.309	1.588	0.601	38.350
外壁沟槽	0.557	46.114	—	—	1.454	0.777	49.082
内壁坑	16.560	34.267	—	0.647	1.225	—	47.890

外壁沟槽内、外壁腐蚀坑、内壁腐蚀坑的腐蚀产物元素成分以铁为主,说明腐蚀产物主要为铁的碳酸盐及氧化物腐蚀产物,外壁沟槽内相比内外壁腐蚀坑,腐蚀产物元素中C含量无或较少,有较大差异性,说明腐蚀反应过程可能不同。

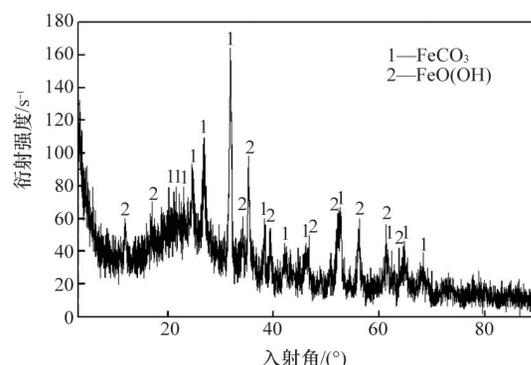
2.4 腐蚀产物X射线衍射分析

在油管内、外壁腐蚀坑处刮取腐蚀产物进行X射线衍射

(XRD)分析(图4),由于腐蚀产物中,有些物质在腐蚀坑内可能有局部富集,或所取样中某种物质不在XRD检测范围,而使油管内、外壁腐蚀坑内产物的衍射结果有所不同,但其主要腐蚀产物是一样的。腐蚀产物为 FeCO_3 和 $\text{FeO}(\text{OH})$,分别是铁的 CO_2 腐蚀产物和铁的氢氧化物。



(a) 内壁



(b) 外壁

图4 腐蚀产物XRD分析

Fig. 4 XRD of the corrosion products

3 油管腐蚀失效原因分析

3.1 腐蚀环境因素分析

该井区虽为高含硫化氢区块,但从前期酸压、修井作业过程中井流物的检测分析来看,未检测到 H_2S ,而腐蚀产物分析中硫含量也很少,因此硫化氢的腐蚀影响较小;本井区地层水总矿化度208.7 g/L,Cl⁻的质量浓度为130 g/L,介质导电性强,而Cl⁻作为点蚀的催化剂,能减弱腐蚀产物膜与金属作用力,在闭塞点池中引起孔内酸化,为腐蚀创造了条件^[12]。

该井裸眼井段水平段长433 m,关井3年8个月以来,水平段的完井管柱一直处于高温(120~130℃)、高压(55 MPa)、

高含水(>95%)、高含 CO_2 (分压为4.4~8.25 MPa)及低pH值(4~6)的静置腐蚀环境中(图5),受重力作用的影响,水平段管柱与井底呈紧密贴合的状态,期间形成了特有的缝隙结构。

酸压作业已成为塔河油田碳酸盐岩油藏重要的增产手段之一^[14],该井酸压初期便出现封隔器失封的迹象,因此部分酸液穿过封隔器或其附近的地层,进入了封隔器上部的油管环空。由于压后未建产(图6),残酸返排率仅83.9%,尚有部分残酸未排出,酸盐反应产生的大量 CO_2 与低pH值的残酸,使水平段油管内外均形成了强腐蚀的介质环境。

于滞流状态,发生缝隙腐蚀。

4 结论

通过对水平段断裂及腐蚀油管的化学成分、力学性能及腐蚀产物测试,结合油管 CO₂ 等环境参数及井下酸压作业分析,对比油管内、外壁腐蚀特征,主要得出以下结论及建议:

1) 该侧钻井水平段油管在 CO₂、H₂S 和 Cl⁻ 等腐蚀介质共同作用下,内壁发生以 CO₂ 电化学腐蚀为主的点状腐蚀,外壁发生沟槽状腐蚀及连续分布的坑状腐蚀和母扣端腐蚀主要为低 pH 条件下的缝隙腐蚀,腐蚀及穿孔造成抗拉强度下降,是造成在修井作业油管提出过程中油管断裂发生的主要原因。

2) 对于酸压后未建产井,建议及时上修解封封隔器,并将之提出,避免长期腐蚀作用造成的井下复杂事故;对于需长期关停的井,应及时注入缓蚀剂或提高井筒内液体的 pH 值,保护井下油套管,尤其是水平井要及时将水平井段的管柱提出,避免低 pH 值环境下的局部缝隙造成的高速腐蚀。

参考文献 (References)

[1] 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.

[2] 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. Corrosion detection technology for surface gathering carbon steel pipeline in oil and gas field[J]. Materials Review, 2012, 26 (S2): 118-122.

[3] 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: 30-50.
Weng Yongji. Material corrosion general theory: Corrosion science and engineering foundation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 30-50.

[4] 万里平, 孟英峰, 梁生书. 油气田开发中的二氧化碳腐蚀及影响因素[J]. 全面腐蚀控制, 2003, 17(2): 15-17.
Wan Liping, Meng Yingfeng, Liang Shengshu. Carbon dioxide corrosion and its influence factors in oil/gas field exploitation[J]. Total Corrosion, 2003, 17(2): 15-17.

[5] 闫伟, 邓金根, 董新亮, 等. 油管钢在 CO₂/H₂S 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 products and corrosion behavior of tubing steel in CO₂/H₂S environment[J]. Corrosion & Protection, 2011, 32(3): 193-195.

[6] 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. Reason analysis on the

corrosion to leak pipeline of well[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2011, 30(11): 848-850.

[7] 王树涛, 郑新艳, 李明志, 等. 抗硫酸管钢 P110SS 在高含 H₂S/CO₂ 条件下的硫化物应力腐蚀破裂敏感性[J]. 腐蚀与防护, 2013, 34(3): 189-192.
Wang Shutao, Zhen Xinyan, Li Minzhi, et al. Stress corrosion cracking sensitivity of sulfide-resistant casing steel P110SS in hyperbaric H₂S/CO₂ environments[J]. Corrosion & Protection, 2013, 34(3): 189-192.

[8] 张春颜, 钱文辉, 郑玉萍, 等. 深井油管 CO₂ 腐蚀规律及其应用研究[J]. 科技导报, 2012, 30(36): 47-51.
Zhang Chunyan, Qian Wenhui, Zhen Yuping, et al. CO₂ corrosion law and its application to analysis of tubing in deep and super deep wells[J]. Science & Technology Review, 2012, 30 (36): 47-51.

[9] 郑华安, 闫化云, 佟琳, 等. 气举作业中连续油管腐蚀断裂原因[J]. 腐蚀与防护, 2011, 32(9): 758-759.
Zheng Huaan, Yan Huayun, Dong Lin, et al. Corrosion cracking cause of coiled tubing in gas lift operation[J]. Corrosion & Protection, 2011, 32 (9): 758-759.

[10] 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.

[11] 孙海礁, 叶帆. 塔河油田油套管内壁的腐蚀与防护[J]. 腐蚀与防护, 2010, 31(5): 383-386.
Sun Haijiao, Ye Fan. Corrosion and protection of oil tubes inwall in Tahe Oilfield[J]. Corrosion & Protection, 2010, 31(5): 383-386.

[12] API Spec 5CT. Specification for casing and tubing[S]. Michigan: National Association of Corrosion Engineers, 2011: 2-11.

[13] 中华人民共和国质量监督检验检疫总局. GB/T 6394—2003: 金属平均晶粒度测定方法[S]. 北京: 中华人民共和国质量监督检验检疫总局, 2003: 4-9.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China. GB/T 6394—2003: Metal—methods for estimating the average grain size[S]. Beijing: General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, 2003: 4-9.

[14] 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, 2011, 32(3): 193-195.

[15] 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.

[16] 吴剑. 不锈钢的腐蚀破坏与防蚀技术——(二)缝隙腐蚀[J]. 腐蚀与防护, 1997, 18(2): 41-48.
Wu Jian. Corrosion damage and corrosion of stainless steel: (b) The crevice corrosion[J]. Corrosion & Protection, 1997, 18(2): 41-48.

(编辑 田恬)