

TS-90 连续油管断裂失效分析

赵金兰¹, 程 佩², 王 彬³, 仝 珂¹

- (1. 中国石油集团工程材料研究院有限公司, 西安 710077;
2. 中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司, 西安 710021;
3. 中国石油天然气股份有限公司 青海油田分公司, 甘肃 敦煌 736202)

摘 要: 为了分析某井气举作业用 TS-90 连续油管断裂失效原因, 通过宏观分析、无损检测、几何尺寸测量、化学成分分析、力学性能测试、金相检测、扫描电镜 (SEM) 等手段, 对该失效连续油管进行了试验研究。试验结果显示, 该失效连续油管的管体壁厚、外径、化学成分、显微硬度、晶粒度均符合 API SPEC 5ST—2010 要求; 油管表面整体布满台阶状横向裂纹, 裂纹沿油管周向扩展; 原始裂纹断口表面大量腐蚀产物覆盖, 且从裂纹源区到裂纹尖端部位, 始终存在少量导致应力腐蚀开裂的 S 元素; 原始裂纹萌生于腐蚀坑底, 裂纹尖端呈局部沿晶脆性断裂, 且断口外表面附近呈解理形貌。综合分析结果表明, 该连续油管断裂的根本原因是应力腐蚀开裂, 其在井下作业时受腐蚀因素和应力载荷的共同作用, 管体外表面萌生应力腐蚀裂纹, 裂纹扩展并最终导致管体断裂失效。

关键词: 连续油管; 裂纹; 应力腐蚀开裂; 失效

中图分类号: TG115

文献标识码: B

DOI: 10.19291/j.cnki.1001-3938.2022.06.007

Fracture Failure Analysis of TS-90 Coiled Tubing

ZHAO Jinlan¹, CHENG Pei², WANG Bin³, TONG Ke¹

(1. CNPC Tubular Goods Research Institute, Xi'an 710077, China; 2. Petrochina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710021, China; 3. PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang 736202, Gansu, China)

Abstract: In order to analyze the fracture failure causes of TS-90 coiled tubing for gas lift operation in a well, the failed coiled tubing was tested and studied by means of macro analysis, nondestructive testing, geometric dimension measurement, chemical composition analysis, mechanical property test, metallographic examination and scanning electron microscope (SEM) testing. The results showed that the wall thickness, outer diameter, chemical composition, microhardness and grain size of the failed coiled tubing meet the requirements of API SPEC 5ST—2010. The overall surface of the oil pipe is covered with stepped transverse cracks, which extend along the circumference of the oil pipe. The surface of the original crack fracture is covered by a large number of corrosion products, and there is always a small amount of S element leading to stress corrosion cracking from the crack source area to the crack tip. The original crack originated at the bottom of the corrosion pit, the crack tip showed local intergranular brittle fracture, and there was cleavage near the outer surface of the fracture. The comprehensive analysis results show that the root cause of the coiled tubing fracture is stress corrosion cracking. Under the combined action of corrosion factors and stress during downhole operation, stress corrosion cracks are initiated on the outer surface of the pipe, the cracks expand and eventually lead to the fracture failure of the pipe body.

Key words: coiled tubing; crack; stress corrosion cracking; failure

1 事故概况

目前,连续油管作业技术的应用处于上升态势,具有很大的发展潜力。连续油管广泛用于气举作业,可以最大限度提升采油量^[1-2]。但是,受井下服役环境的影响,腐蚀性介质常造成连续油管失效,其中应力腐蚀开裂是最严重的失效,短期内即可造成断裂。因此,研究连续油管的腐蚀失效,尽早采取有效的预防措施,对推动气举采油作业具有重大意义。

本研究的失效连续油管在某井气举作业上提至 2 800 m 处时出现漏点,上提过程中断裂数节,剩余 2 400 m 断在井内,井内物质检测

中发现存在硫化物。失效连续油管钢级为 TS-90 (CT90 钢级),规格为 $\Phi 31.8 \text{ mm} \times 3.2 \text{ mm}$,技术条件为 API SPEC 5ST—2010《连续油管规范》。

2 失效连续油管宏观分析

失效连续油管如图 1 所示,整个油管已腐蚀呈黄褐色。失效连续油管开裂部位宏观可见,沿连续油管周向存在 2 处台阶状裂纹。裂口最大区域位于连续油管弯曲外侧区域,贯穿整个管壁,裂纹止于连续油管弯曲内侧区域,整个裂纹区域约占连续油管 3/4 周长。



(a) 两处裂纹形貌



(b) 开裂部位1裂纹形貌



(c) 开裂部位2裂纹形貌

图 1 失效连续油管宏观形貌

3 试验方法和结果

3.1 尺寸测量

对失效连续油管管体壁厚、外径进行测

量,结果见表 1。测量结果表明,失效连续油管的管体壁厚、外径检测结果符合 API SPEC 5ST—2010 标准要求(壁厚 3.0~3.5 mm,外径 31.55~32.05 mm)。

表 1 失效连续油管壁厚、外径测量结果

测量位置	管体壁厚/mm	外径/mm	测量位置	管体壁厚/mm	外径/mm
1	3.27	31.70	9	3.31	31.60
2	3.33	31.80	10	3.36	31.90
3	3.35	31.70	11	3.34	31.80
4	3.34	31.60	12	3.28	31.60
5	3.33	31.70	13	3.25	31.70
6	3.31	31.70	14	3.28	31.80
7	3.39	31.90	15	3.32	31.90
8	3.30	31.70	标准要求	3.0~3.5	31.55~32.05

注:每个测量位置沿管体纵向间隔 100 mm。

3.2 磁粉检测

依据 NB/T 47013.5—2015 标准，使用磁粉探伤仪对送检失效连续油管进行磁粉检测。检测

结果如图 2 所示，可以看出，失效连续油管整管均布满台阶状横向裂纹，且裂纹均位于管体弯曲段外侧表面。

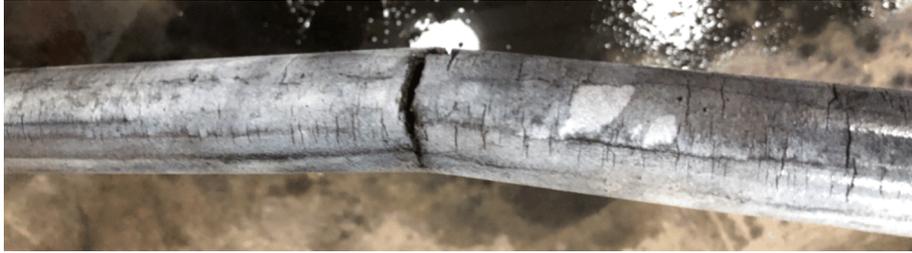


图 2 送检失效连续油管磁粉检测裂纹形貌

3.3 化学成分分析

在失效连续油管的管体上取样，使用直读光谱仪，依据 ASTM A751—2020^[3]标准进行化学成

分分析，结果见表 2。结果表明，失效连续油管管体化学成分符合 API SPEC 5ST—2010 标准要求。

表 2 失效连续油管管体化学成分分析结果

项目	w(C)	w(Si)	w(Mn)	w(P)	w(S)	w(Cr)	w(Mo)	w(Ni)	w(Cu)
实测值	0.14	0.32	0.77	0.012	0.001 2	0.60	0.13	0.16	0.27
API SPEC 5ST—2010 要求	≤0.16	≤0.50	≤1.20	≤0.020	≤0.005				

3.4 显微硬度试验

在失效连续油管上取一段管环试样，进行显微硬度测试。因试样尺寸限制，采用 HV_{0.5} 维氏硬度代替洛氏硬度试验。将试样两端横截面磨平后，使用维氏硬度计，依据 ASTM E384—2017^[4]标准要求进行试验。试验位置如图 3 所示，试验结果见表 3。从表 3 可以看出，失效连续油管硬度最大值为 239HV_{0.5}，换算成洛氏硬度值为 20.3HRC。试验结果表明，失效连续油管的硬度值符合 API SPEC 5ST—2010 标准要求 (HRC ≤ 22)。

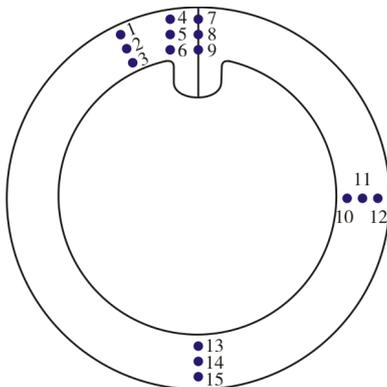


图 3 显微硬度试验位置示意图

表 3 硬度试验结果

测试点	HV _{0.5}	测试点	HV _{0.5}	测试点	HV _{0.5}
1	209	6	203	11	212
2	202	7	218	12	239
3	209	8	219	13	221
4	223	9	193	14	218
5	204	10	217	15	229

3.5 金相分析

在失效连续油管管体、焊缝上取试样，使用激光共聚焦显微镜，依据 ASTM E3-11 (2017)^[5]、ASTM E45-18a^[6]、ASTM E112-13^[7]标准对管体和焊缝进行金相分析，结果分别见表 4、表 5 和图 4。

表 4 管体金相分析结果

项目	非金属夹杂物								组织	晶粒度
	A		B		C		D			
	薄	厚	薄	厚	薄	厚	薄	厚		
实测值	0.5	0	0.5	0	0	0	0.5	0	F+P	11.0 级
标准要求										≥8.0 级

表 5 焊缝金相分析结果

项目	组织	晶粒度
焊缝	F+少量 P	10.0 级
热影响区	F+P	11.0 级
标准要求		≥8.0 级

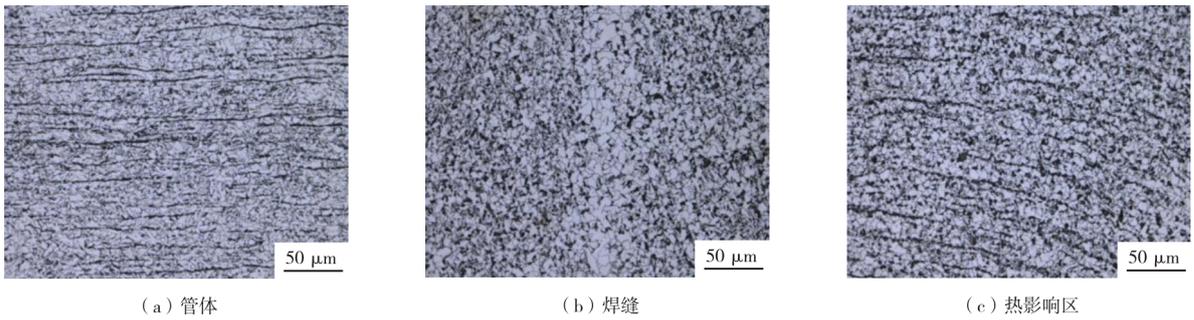


图 4 失效连续油管组织形貌

3.6 连续油管失效部位微观特征分析

3.6.1 裂纹金相分析

在失效连续油管裂纹处取 A、B 金相试样，取样位置如图 5 所示。使用激光共聚焦显微镜进行

金相微观特征分析。结果显示，裂纹起源于管体外表面，裂纹萌生于腐蚀坑底，且主裂纹扩展区存在大量“树枝状”次生裂纹，裂纹尖端曲折扩展，呈局部沿晶形貌^⑧，如图 6、图 7 所示。

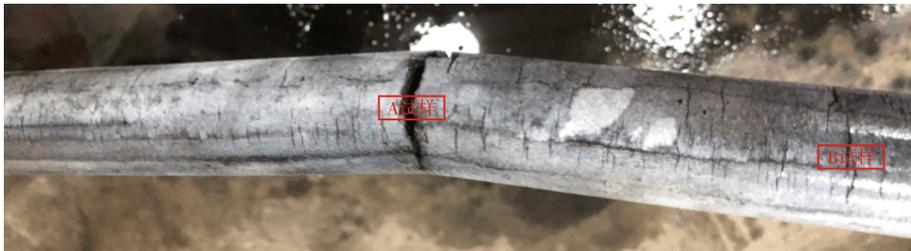


图 5 金相试样取样位置示意图

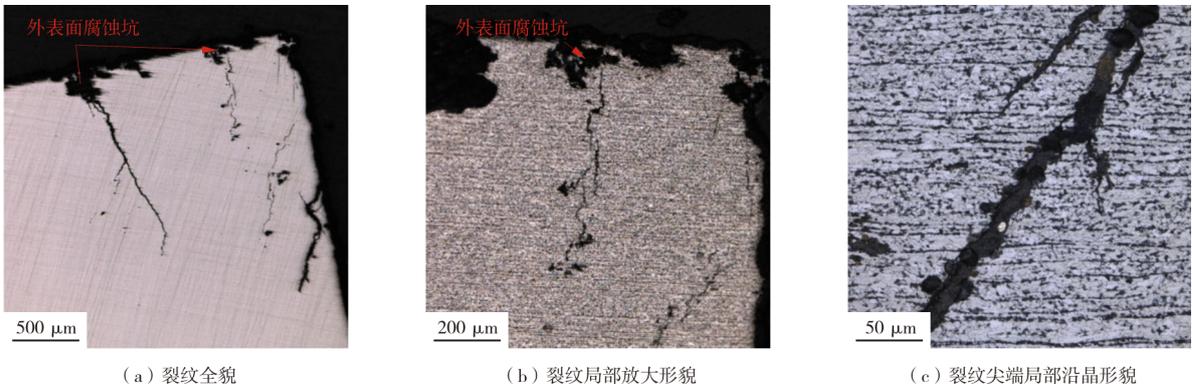


图 6 A 试样管体表面裂纹形貌

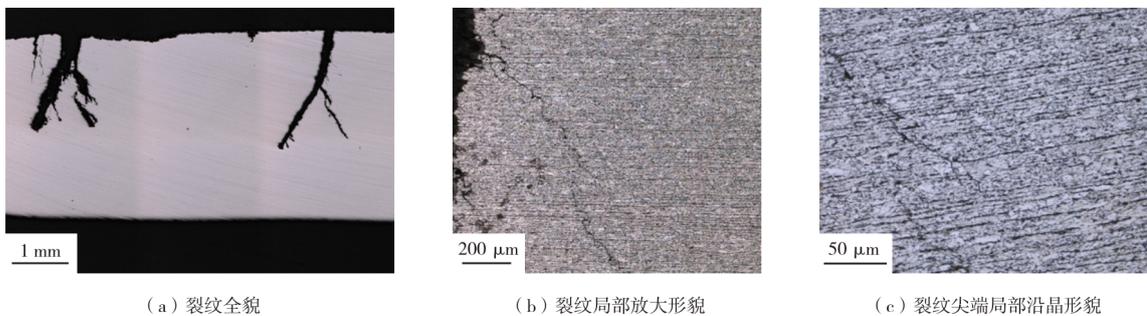


图 7 B 试样管体表面裂纹形貌

3.6.2 断口表面扫描分析

将失效连续油管裂纹部分断口经超声波清洗

后，使用扫描电子显微镜对断口进行显微观察，如图 8 所示。放大观察断口靠近管体外表面部

位，断口外表面附近可见解理脆性形貌^[9]。断口存在大量的腐蚀产物，使用能谱分析仪分别对腐蚀产物进行能谱分析，腐蚀产物形貌及分析谱图

如图9所示，腐蚀产物能谱分析结果见表6。由能谱分析结果可知，腐蚀产物主要组成元素为Fe、C、O、S等。

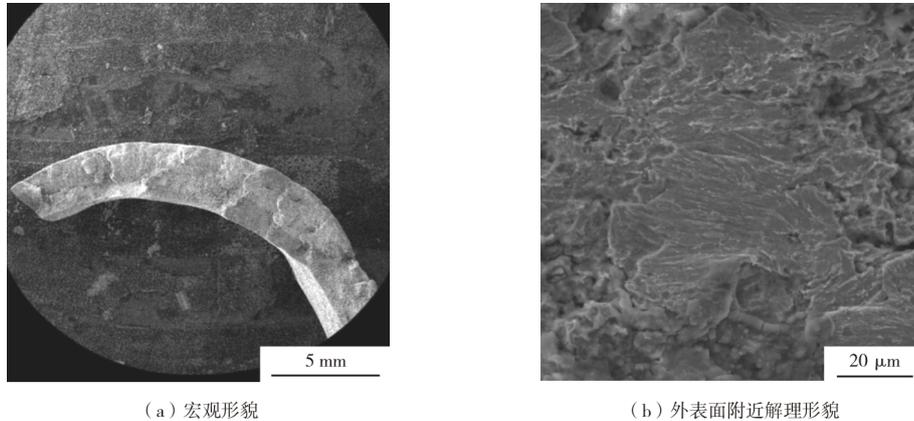


图8 失效连续油管断口形貌

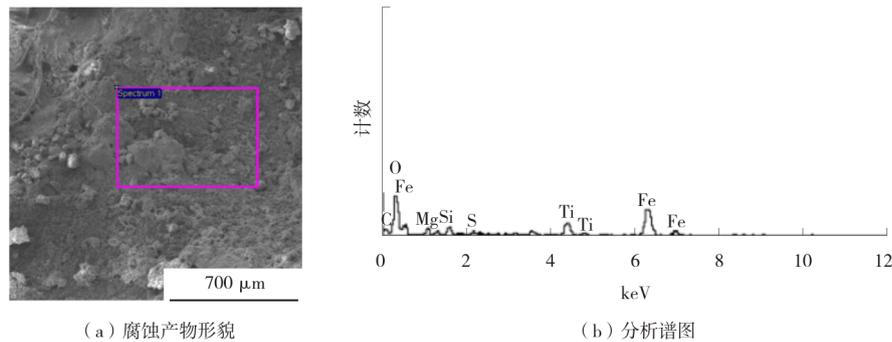


图9 腐蚀产物形貌及能谱分析曲线

表6 腐蚀产物能谱分析结果

元素	质量百分比/%	原子百分比/%
C	15.08	26.65
O	40.24	53.39
Mg	2.89	2.52
Si	2.14	1.61
S	0.95	0.63
Ti	7.65	3.39
Fe	31.06	11.81
合计	100.00	

3.6.3 壁厚方向裂纹扫描电镜及能谱分析

按照壁厚方向对裂纹进行不同壁厚深度的元素分析。为了表征裂纹内各元素含量随壁厚方向的分布情况，从连续油管外壁到内壁方向（裂纹源区→裂纹尖端）共选择4个不同深度的位置进行能谱分析，每个部位的具体位置及分析结果见表7。从表7可以看出，S元素从裂纹源区到裂纹尖端部位始终存在。图10为裂纹的总体形貌，可以看出该裂纹呈“树枝”状从连续油管外壁向内壁扩展。

表7 断裂连续油管试样管体壁厚方向裂纹内元素分析结果

试样编号	分析部位	裂纹内元素质量分数/%						
		w(C)	w(O)	w(Si)	w(S)	w(Cr)	w(Ti)	w(Fe)
1#	管体外表面裂纹	20.25	35.51	0.68	0.35	-	0.92	42.30
2#	管体壁厚中部裂纹	33.37	9.62	0.97	1.24	-	-	54.80
3#	管体近内表面裂纹	31.34	16.51	0.49	0.81	-	-	50.85
4#	管体内表面裂纹	43.34	23.94	0.54	0.77	0.78	-	30.62

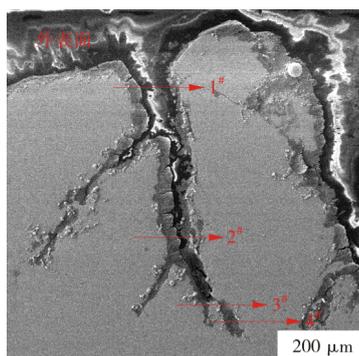


图10 断裂连续油管管体试样壁厚方向裂纹形貌

4 综合分析

失效连续油管管体外径、壁厚、化学成分、显微硬度、晶粒度符合 API SPEC 5ST—2010 标准要求,其管体金相组织为铁素体+珠光体,未见异常。对失效连续油管的裂纹部位进行检测,该裂纹具有以下特征:

(1) 该失效连续油管表面布满台阶状横向裂纹,裂纹沿油管周向扩展。作业时主要承受反复拉应力、摩擦力,断口断面与油管轴线(即受力方向)垂直,且失效连续油管开裂部位均位于弯曲外侧,由此可知断裂部位承受拉伸载荷较高。

(2) 原始裂纹断口表面大量腐蚀产物覆盖,且从裂纹源区到裂纹尖端部位,始终存在少量导致应力腐蚀开裂的 S 元素。

(3) 原始裂纹断口呈明显的多源台阶状特征,裂纹扩展的弧形前沿线亦明显可见。

(4) 原始裂纹萌生于腐蚀坑底,裂纹尖端呈局部沿晶脆性断裂(图6(c)、图7(c)),同时分布大量树枝状次生裂纹,且断口外表面附近呈解理形貌(图8(b))。这些均符合应力腐蚀开裂的基本特征,即断裂前没有明显的宏观塑性变形,大多数为脆性断口,即解理、准解理或沿晶^[9]。

应力腐蚀开裂是金属构件在一定的拉应力和腐蚀介质共同作用下的一种失效形式,且某些金属只对某些腐蚀介质敏感,常在应力远低于抗拉强度而介质腐蚀又轻微情况下发生。因此,该失效连续油管断裂根本原因是应力腐蚀开裂,且起裂于连续油管管体外表面,连续油管在外界腐蚀

介质和应力的共同作用下,管体外表面萌生应力腐蚀裂纹,裂纹扩展并最终导致管体断裂失效。

5 结束语

通过对失效连续油管管体外径、壁厚、化学成分、显微硬度、晶粒度和组织进行分析,未见异常。进而对失效连续油管的裂纹部位进行检测和分析,结果表明导致该连续油管断裂失效的根本原因是应力腐蚀开裂。连续油管在井下作业时,受到腐蚀因素和应力载荷的共同作用,管体外表面萌生应力腐蚀裂纹,裂纹扩展并最终导致管体断裂失效。

参考文献:

- [1] 秦川. 连续油管在含硫介质中耐腐蚀评价[D]. 西安:西安理工大学,2014:1-4.
- [2] 贺会群. 连续油管技术与装备发展综述[J]. 石油机械, 2016,34(1):1-5.
- [3] American Society of Testing Materials. Standard test methods and practices for chemical analysis of steel products: ASTM A 370—2020[S]. [S.l.]: ASTM,2020.
- [4] American Society of Testing Materials. Standard test method for knoop and vickers hardness of materials: ASTM E384—2017[S]. [S.l.]: ASTM,2017.
- [5] American Society of Testing Materials. Standard guide for preparation of metallographic specimen:ASTM E3—11 (2017) [S]. [S.l.]: ASTM,2017.
- [6] American Society of Testing Materials. Standard test methods for rockwell hardness of metallic materials: ASTM E45—18a[S]. [S.l.]: ASTM,2018.
- [7] American Society of Testing Materials. Standard test methods for determining average grain size:ASTM E112—13 [S]. [S.l.]:ASTM,2013.
- [8] 钟群鹏,赵子华. 断口学[M]. 北京:高等教育出版社, 2005:178-185.
- [9] 孙炎,于庆波. 低碳钢的解理断裂机理及微观形貌分析[J]. 昆明理工大学学报(自然科学版),2011(4):18-22.
- [10] 李鹤林. 石油管工程学[M]. 北京:石油工业出版社, 2020:334-336.

作者简介:赵金兰(1982—),女,硕士,高级工程师,现主要从事石油管道技术支持工作。

收稿日期:2022-02-05

修改返回日期:2022-04-07

编辑:黄蔚莉