

某单井输气用修复油管开裂失效分析

田鸣, 崔永兴, 黄倩, 赛亚尔·库西马克, 王瑞雪

(中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司, 新疆 库尔勒 841000)

摘要: **目的** 分析西部油田某油井至转油站的修复油管线开裂失效的原因。**方法** 利用宏观检查、理化检验和断口分析方法, 对宏观形貌、化学成分、金相组织、拉伸性能、维氏硬度、断口微观形貌及元素能谱进行检测分析。**结果** 该开裂修复油管化学成分、拉伸性能符合 API 5CT 对 P110 材质要求, 冲击性能、金相组织未见异常, 其连接的螺纹未上紧至指定位置, 环向焊接后在焊缝热影响区焊趾处形成了硬度高达 476HV10 的马氏体组织。**结论** P110 修复油管碳当量高, 可焊性差, 环焊后在焊趾处形成了马氏体组织, 导致其热影响区出现冷裂纹, 在应力作用下扩展造成开裂失效。

关键词: 油井; 输气管线; 修复油管; 开裂; 环焊缝; 理化检验; 失效分析

中图分类号: TG172 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-9242(2025)01-0178-08

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2025.01.018

Cracking Failure Analysis of Repaired Oil Pipeline in a Gas Well

TIAN Ming, CUI Yongxing, HUANG Qian, KOXMAK Sayyara, WANG Ruixue

(Tarim Oilfield Company, Petrochina, Xinjiang Korla 841000, China)

ABSTRACT: The work aims to analyze the cracking failure of the repaired oil pipeline from an oil well to a transfer station in the Western oilfield. The macroscopic inspection, physical and chemical inspection and fracture analysis were used to analyze the macro-morphology, chemical composition, metallographic structure, tensile properties, Vickers hardness, micro-morphology of fracture and energy spectrum of elements. The chemical composition and tensile properties of the repaired oil pipeline met the requirements of API 5CT for P110 steel, and no abnormality was found in impact properties and metallographic structure, but the threads were not tightened up to the specified position, and after girth welding, martensite structure with hardness as high as 476HV10 was formed at the toe of weld heat-affected zone. P110 repaired oil pipeline has high carbon equivalent and poor weldability, so martensite structure is formed at the weld toe after girth welding, which leads to cold cracks in its heat-affected zone, causing expansion under stress and resulting in cracking failure.

KEY WORDS: oil well; gas pipeline; repaired oil pipeline; cracking; girth weld; physical and chemical test; failure analysis

1 现场简况

油管一般用作井下油气开采的完井用管, 相对于一般的地面管线, 其力学性能和耐蚀性能等要求

很高^[1-4]。这是因为井下的力学和腐蚀环境相比地面集输和处理的要苛刻得多^[5-6], 在井下服役一段时间后, 油管因发生疲劳和遭受严重腐蚀甚至腐蚀穿孔或断裂等^[7-9], 导致其不再能承受井下的力学和腐蚀

收稿日期: 2024-06-22; 修订日期: 2024-09-09

Received: 2024-06-22; Revised: 2024-09-09

引文格式: 田鸣, 崔永兴, 黄倩, 等. 某单井输气用修复油管开裂失效分析[J]. 装备环境工程, 2025, 22(1): 178-185.

TIAN Ming, CUI Yongxing, HUANG Qian, et al. Cracking Failure Analysis of Repaired Oil Pipeline in a Gas Well[J]. Equipment Environmental Engineering, 2025, 22(1): 178-185.

环境。随后就对这些油管进行清理、修复、检测和评价^[10-11], 以确定一些未完全失效的油管是否可继续或降级在井下使用, 或者使用在力学和腐蚀环境不是太苛刻的地面集输系统和油气处理站场^[2,12-13], 这就是修复油管在地面系统中得到广泛应用的重要意义, 事实上修复油管在 20 世纪 90 年代就已得到广泛应用^[14,15]。当然, 修复油管在地面系统中应用时, 尽管相比一般地面管材的耐蚀性能要好, 但长时间或在较苛刻的地面腐蚀环境中同样也会产生疲劳或腐蚀失效^[13,16-18], 导致修复油管出现的穿孔、刺漏、开裂、密封不严、节箍处脱落等问题。

西部油田投用于 2020 年 7 月的某油井至转油站管线, 原用于该单井外输原油, 而后因产量降低于 2021 年 3 月改造为转油站反输气至该单井的管道, 与该井采出气一起输送到天然气处理站处理。该管线采用修复油管, 规格为 $\phi 88.9 \text{ mm} \times 6.45 \text{ mm}$, 材质为 P110 钢或 C110 钢, 服役温度为 $15 \text{ }^\circ\text{C}$, 压力为 5.0 MPa , 介质含 0.767% (质量分数) H_2S 和 2.387% CO_2 的天然气, 流量为 10×10^4 方左右, 管内流速为 5 m/s 。在 2021 年 11 月 8 日, 发现该修复油管线发生刺漏, 其部位在两根油管接头处的现场端发生环向开裂, 为了弄清其失效原因, 开展室内检测分析, 并提出防腐建议, 为修复油管应用及其出现同类失效事件提供重要参考。

2 失效修复油管的宏观分析

送检的失效试样如图 1 所示, 可见送检样品长约 100 cm, 包含两段修复油管 (分别标记为 1#、2#油管) 及接箍, 在 1#修复油管与接箍连接部位存在环焊痕迹, 2#修复油管与接箍为正常的螺纹连接, 1#管体在环焊缝附近存在环向开裂, 如图 2 所示。为了观察断口及内表面情况, 将失效试样沿图 1 所示虚线切割并对剖, 如图 3 所示。由图 3 可见, 接箍连接处内表面覆盖少许黑色油污, 接箍及 1#、2#管端均无明显腐蚀。从对剖的截面可看到, 2#管体公扣上扣共 20 牙, 1#管体公扣上扣约为 14 牙, 由此可以推断,

1#管体公扣端未上扣至指定位置, 导致其密封性差。为直观分析断口的断裂扩展形貌特征, 从环向未完全开裂处进行切割。切割后断面形貌如图 4 所示。由图 4 可见, 断口表面覆盖黑色物质 (见图 4a), 断面整体属于非平面 (见图 4b、c), 局部断面与管体轴向非垂直, 即断面是倾斜的, 形成撕裂唇 (见图 4b),



图 1 失效修复油管宏观形貌

Fig.1 Macro-morphology of failed repaired oil pipeline



图 2 环焊缝一侧的环向开裂形貌

Fig.2 Circumferential crack morphology on the side of girth weld

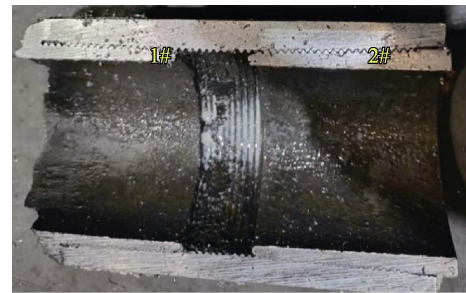


图 3 接箍对剖后的内表面形貌

Fig.3 Internal surface morphology after couple cutting

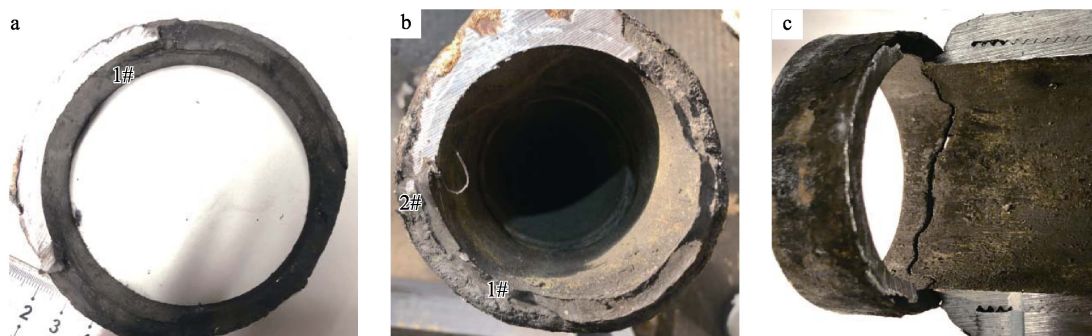


图 4 环向开裂断口和裂纹扩展宏观形貌

Fig.4 Macro-morphology of circumferential fracture and crack propagation

在主体扩展面相对平坦（见图 4a、b），无明显的塑性变形特征。

3 物化性能分析

3.1 化学成分分析

在 1#、2#修复油管管体及接箍上分别切取化学成分分析试样，依据 ASTM A751-20，采用 ARL4460 直读光谱仪进行试验，结果见表 1。由表 1 可见，1#

修复油管和接箍的材质组成满足标准对 P110 的要求，2#修复油管满足标准对 C110 的要求。

3.2 金相分析

在 1#和 2#修复油管及接箍上取横向金相组织试样，依据 ASTM E112-13 和 ASTM E3-11(2017)，用 MEF4M 金相显微镜及图像分析系统进行金相分析，结果如图 5 所示。由图 5 分析修复油管及接箍显微组织均为回火索氏体，晶粒度均为 9.5 级。

表 1 化学成分分析结果（质量分数，%）

Tab.1 Results of chemical composition analysis (mass fraction, %)

试样	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Nb	Cu	Al
1#管样	0.27	0.24	1.44	0.01	0.0046	0.093	0.018	0.022	0.0007	0.032	0.018
2#管样	0.26	0.21	0.48	0.0066	0.0011	0.52	0.80	0.03	0.031	0.046	0.015
接箍	0.25	0.23	0.96	0.012	0.0065	0.71	0.19	0.02	0.0009	0.036	0.014
API 5CT P110				<0.03	<0.03						
API 5CT C110	<0.35		<1.20	<0.02	<0.03	0.4~1.5	0.25~1.0	<0.99			

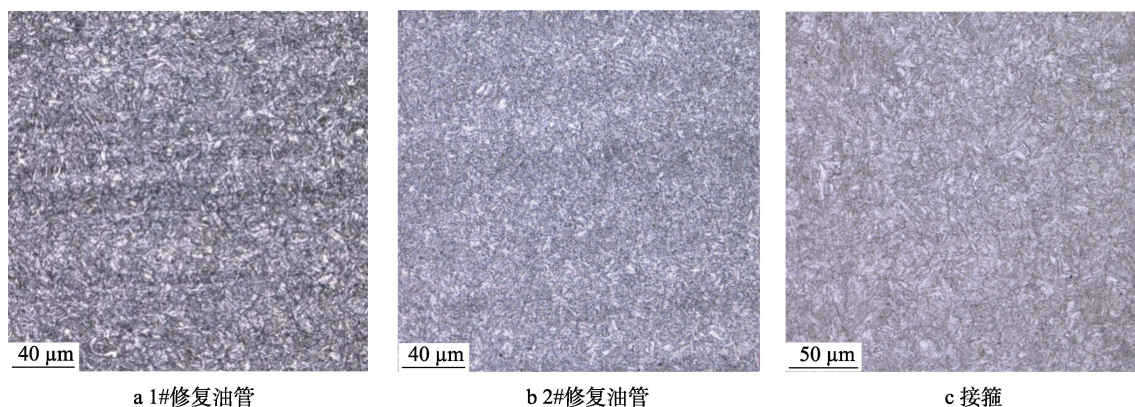


图 5 油管及接箍显微组织

Fig.5 Microstructure of oil pipeline and collar: a) 1 # repaired oil pipeline; b) 2 # repaired oil pipeline; c) collar

在 1#和 2#修复油管及接箍上取纵向金相组织试样，依据 ASTM E45-18a，用 MEF4M 金相显微镜及图像分析系统对非金属夹杂进行检测，结果见表 2。由表 2 分析可知，材料非金属夹杂未见异常。

表 2 非金属夹杂检测结果

Tab.2 Test results of non-metallic inclusions

试样	A		B		C		D	
	薄	厚	薄	厚	薄	厚	薄	厚
1#管体纵向	1.0	0	0.5	0	0	0	1.5	0
2#管体纵向	0.5	0	0.5	0	0	0	1.0	0
接箍纵向	1.0	0	1.0	0	0	0	1.0	0

在 1#、2#修复油管及接箍上取纵向金相组织试样，依据 ASTM E1268-19，用 OLS 4100 激光共聚焦显微镜对带状组织进行检测，结果如图 6 所示。由图 6 分析可知，1#、2#修复油管带状组织为 3.0 级，接箍 0 级，未见异常。

3.3 拉伸性能试验

在 1#和 2#修复油管管体上分别取纵向拉伸试样，依据 ASTM A370-20，采用 UTM5305 材料试验机进行试验，结果见表 3。由表 3 可见，1#和 2#修复油管的抗拉强度、屈服强度分别满足标准对 P110 和 C110 的要求。

3.4 冲击性能试验

在 1#、2#修复油管管体上分别截取规格为 5 mm×10 mm×55 mm 的 V 形缺口纵向冲击试样，依据 ASTM A370-20 标准，采用 PIT302D 冲击试验机在 21 °C 下进行冲击试验，结果见表 4。由表 4 可见，2#管体的纵向断裂韧性好于 1#管体。

3.5 硬度试验

在开裂处取管体纵向截面试样，依据 ASTM

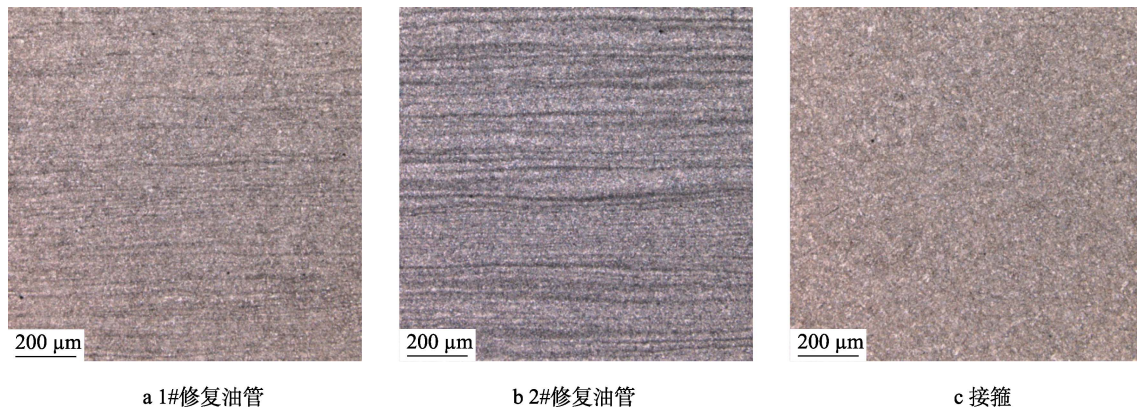


图 6 油管及接箍的带状组织

Fig.6 Banded tissue of oil pipeline and collar: a) 1 # repaired oil pipeline; b) 2 # repaired oil pipeline; c) collar

表 3 拉伸试验结果
Tab.3 Results of tensile test

试样	抗拉强度/MPa			屈服强度(0.6%EUL)/MPa			断后伸长率/%		
	1	2	平均值	1	2	平均值	1	2	平均值
1#管体纵向	958	965	962	895	907	901	16	17	16.5
2#管体纵向	857	861	859	802	808	805	25	24	24.5
API 5CT P110		>862			758~965			/	
API 5CT C110		>793			758~828			/	

表 4 冲击试验结果
Tab.4 Results of impact test

项目	1#管体纵向			2#管体纵向		
	1	2	3	4	5	6
冲击吸收能量/J	56	57	55	81	82	81
剪切断面率/%	100	100	100	100	100	100

管体焊接焊趾开裂处, 位置点 23、51~53 处, 硬度值达到了 476HV10。

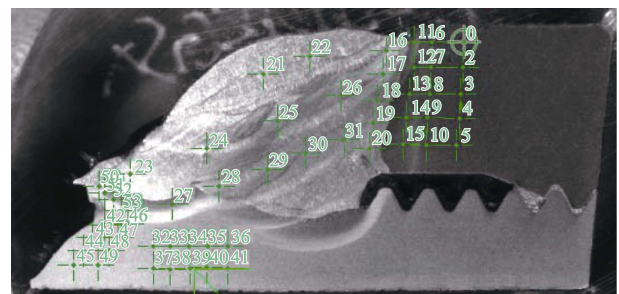


图 7 开裂处截面硬度试验示意图

Fig.7 Schematic diagram of section hardness test at crack

E384-17, 采用 DuraScan 70G5 显微维氏硬度计进行试验 (如图 7 所示), 结果见表 5。由表 5 可见, 接箍硬度在 279HV10~334HV10, 接箍热影响区局部硬度升高, 最高达到 391HV10; 焊接区硬度约 220HV10, 比接箍、管体低; 1#管体硬度在 320HV10 左右; 1#

表 5 开裂处截面硬度试验结果 (HV10)
Tab.5 Test results of section hardness at crack (HV10)

位置	接箍管体					接箍管体近热影响区					接箍管体热影响区					焊接区		
序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
硬度	317	313	315	322	327	308	328	334	329	279	391	298	316	341	358	234	221	221
位置	焊接区		盖面		过渡焊区				根焊区				管体内侧					
序号	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	20	30	31	32	33	34	35	36
硬度	224	249	233	218	403	193	211	197	307	223	214	229	223	329	333	333	328	320
位置	管体外侧				管体近开裂位置										焊趾处			
序号	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	
硬度	337	329	329	315	327	317	324	329	328	295	308	321	319	254	476	361	356	

4 断口分析

4.1 断口金相分析

在焊接断口截面上取金相组织试样，用 OLS 4100 激光共聚焦显微镜对断口截面组织进行观察，结果如图 8 所示。断口截面螺纹齿根焊接区组织为柱状晶，螺纹组织为回火索氏体（见图 8a、b）；管体

热影响区组织为回火索氏体+贝氏体+少量铁素体，熔合区为贝氏体（见图 8c~f）；未见组织异常。

进一步观察断口附近组织与母材差异，如图 9 所示。可见在断口焊趾处，即显微维氏硬度最高的编号 51 位置处，组织为马氏体。在油管热影响区靠近焊缝侧组织为粒状贝氏体，热影响区靠近油管侧组织为多边形铁素体+马奥岛。

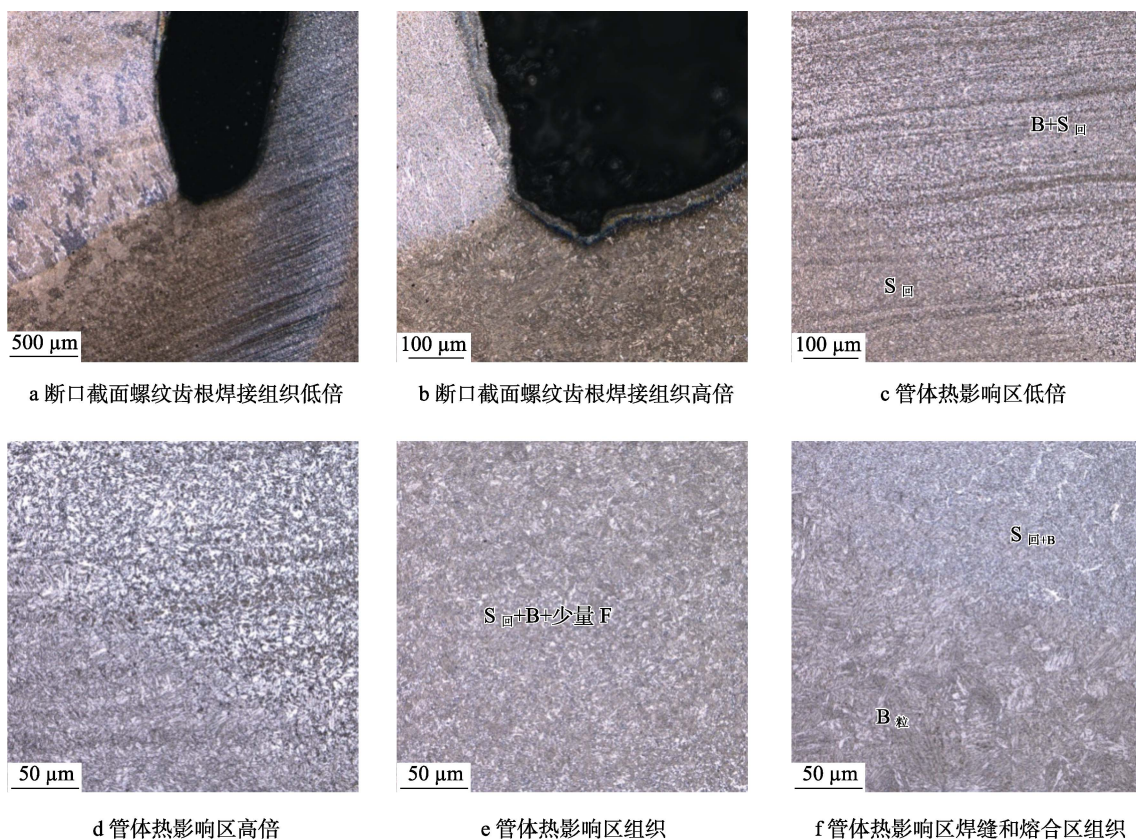


图 8 断口截面金相组织

Fig.8 Metallographic structure of fracture section: a) low magnification of fracture section thread root weld; b) high magnification of fracture section thread root weld; c) low magnification of heat-affected zone of pipeline body; d) high magnification of heat-affected zone of pipeline body; e) high magnification of heat-affected zone of pipeline body; f) microstructure of weld and fusion zone in heat-affected zone of pipeline body

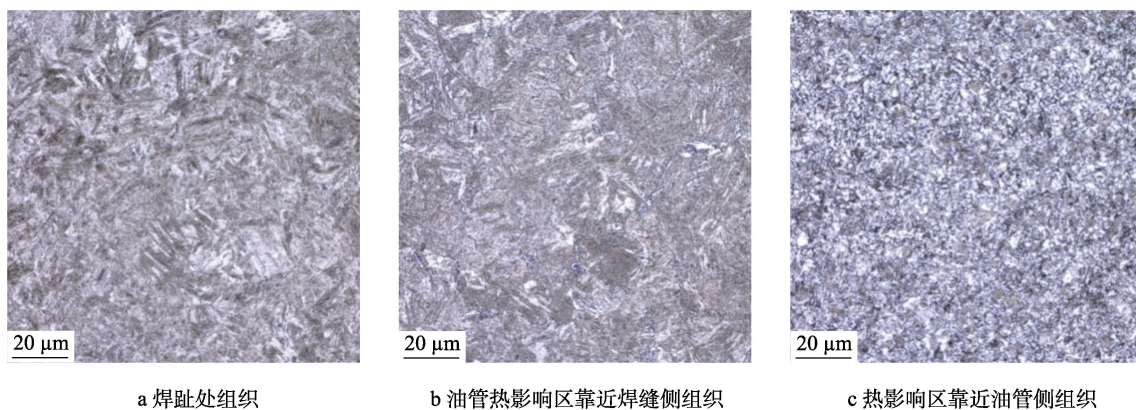


图 9 断口附近金相组织

Fig.9 Metallographic structure near fracture: a) microstructure at weld toe; b) microstructure near weld side of pipeline heat-affected zone; c) microstructure near pipeline side of heat-affected zone

4.2 断口扫描电镜分析

取断面试样, 采用 TESCAN VEGA II 型扫描电子显微镜和 OXFORD INCA350 能谱分析仪对断面形貌及断面化学成分进行表征, 结果如图 10 所示。断口平坦, 断面可见放射状花纹, 收敛于外壁, 内壁有少量剪切唇, 为断口边缘特征, 因此推断外壁为起裂源。

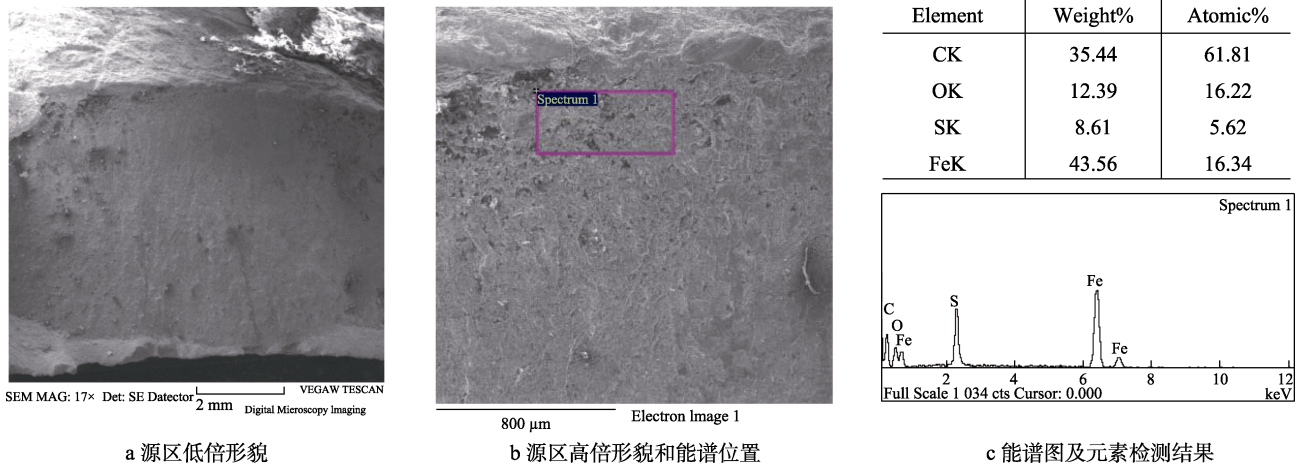


图 10 断面形貌及能谱结果

Fig.10 Section morphology and energy spectrum results: a) low magnification of source region; b) high magnification of source region and energy spectrum position; c) energy spectrum and element detection results

5 综合分析

该送检管段宏观分析表明, 1#修复油管与接箍连接部位存在焊接痕迹, 失效开裂位置位于焊接处, 断口无塑性明显变形。理化检验结果表明, 1#修复油管材质为 P110, 2#修复油管的化学成分、拉伸性能均满足标准要求, 冲击性能未见异常。从断口分析来看, 1#修复油管开裂起源于外壁, 可以排除 H_2S 、 CO_2 内腐蚀引起的。从截面金相分析来看, 外壁沿着热影响区扩展, 因此推断修复油管开裂失效与焊接有关。至于 2#修复油管未发生断裂, 其原因在于化学组成中 S 和 P 元素的含量低, 合金元素较高, 有利于金属材料的晶粒细化, 具有较好的韧性, 且它的一侧未焊接, 不会因为焊接而产生耐蚀性较差并未进行热处理的热影响区。

现场调研了解到该管道在试压过程中发生了泄漏, 采用补焊进行了封堵。焊接是常用的金属连接方式, 然而并非所有金属材料都具有良好的可焊性^[19-21]。在常用钢材的焊接中, 对焊接性影响最大的是碳元素含量, 故常把钢中碳含量作为判别钢材焊接性的主要标志, 含碳量越高, 其焊接性越差。当碳当量 $\leq 0.45\%$ 时, 焊接性好; 当碳当量为 $0.45\% \sim 0.5\%$ 时, 焊接性稍差, 焊前需适当预热; 当碳当量 $\geq 0.5\%$ 时, 焊接性较差, 属难焊材料, 需采用较高的预热温度和严格的工艺方法^[22-23]。通过计算可知, 1#修复油管的碳当量为

在高倍下观察, 断面覆盖腐蚀产物, 未发现韧窝韧性断口特征 (见图 10a、b, 其中图 10b 中的小矩形为能谱扫描区域)。对该断口表面腐蚀产物进行能谱表征, 发现腐蚀产物含有 C、O、S、Fe 元素, 这与介质中含有 H_2S 、 CO_2 相符, 表明该处开裂后, 断口表面也受到了 H_2S 、 CO_2 腐蚀, 见图 10c。

0.536 9%, 该修复油管焊接性差, 属于难焊材料, 即使焊接也属于可能开裂材料^[24-26]。

从断口截面金相及硬度结果来看, 在焊趾处材料组织为马氏体, 硬度为 476HV10; 在油管热影响区靠近焊缝侧组织为粒状贝氏体, 硬度为 361HV10; 热影响区靠近油管侧组织为多边形铁素体+马奥岛, 硬度为 356HV10; 油管母材组织为回火索氏体, 硬度约为 320HV10。在焊接过程中, 不同位置的冷却速度不同, 形成的微观组织不同, 组织冷却体积变化不同, 因此会形成内应力, 且还有管线的冷热膨胀和铺设构成的外加应力。在焊趾处的板条状马氏体组织, 是碳钢典型的硬脆组织, 严重降低了焊接接头的抗裂韧性, 导致出现热影响区冷裂纹, 造成在应力作用下扩展开裂失效^[9]。综上可知, 该修复油管开裂失效是失效部位的螺纹未上紧到指定位置, 试压过程中发生泄漏, 现场采用补焊堵漏, 但因 P110 油管碳当量高, 可焊性差, 焊趾处形成了马氏体组织, 导致发生了热影响区冷裂纹, 在应力作用下扩展开裂造成失效。

6 结论

1) 宏观分析表明, 修复油管开裂部位的螺纹未上紧至指定位置, 油管与接箍连接处泄漏后进行了环向焊接, 开裂就发生在焊缝热影响区。

2) 物化性能分析表明, 修复油管母材化学成分和拉伸性能符合 API 5CT 对 P110 材质要求, 冲击性

能、金相组织未见异常,断口截面焊趾处组织为马氏体,硬度为476HV10。

3)修复油管接头开裂失效原因是P110修复油管碳当量高,可焊性差,在焊接过程中,焊趾处形成了马氏体组织,在热影响区出现冷裂纹,在应力作用下扩展开裂造成失效。

参考文献:

- [1] 杨永华,魏峰,王洪海,等.大庆油田油管修复技术研究[C]//第四届世界维修大会论文集.海口:中国设备管理协会,2008.
YANG Y H, WEI F, WANG H H, et al. Study of Tubing Repairing Technology in Daqing Oilfield[C]// Proceedings of the Fourth World Congress on Maintenance, Hainan: China Association of Plant Engineering, 2008.
- [2] 石晓霞,高峰,崔弘.经济型抗CO₂腐蚀专用油管钢种成分设计与优化[J].包钢科技,2017,43(6):33-38.
SHI X X, GAO F, CUI H. Composition Design and Optimization of Economical Special Tubing Steel for CO₂ Corrosion Resistant[J]. Science & Technology of Baotou Steel, 2017, 43(6): 33-38.
- [3] 赵波,陈克东,王长顺,等.经济型耐CO₂腐蚀的J55油管的开发[J].上海金属,2018,40(5):66-70.
ZHAO B, CHEN K D, WANG C S, et al. Development of Economic CO₂ Corrosion Resistant J55 Tubing[J]. Shanghai Metals, 2018, 40(5): 66-70.
- [4] 高泽平,周维汉.C90耐腐蚀油管用钢Cr3的开发[J].特殊钢,2006,27(2):43-45.
GAO Z P, ZHOU W H. Development of Anti-Corrosion Steel Cr3 for C90 Oil-Well Tube[J]. Special Steel, 2006, 27(2): 43-45.
- [5] 习琦,田景隆,陈述治,等.长庆油田地面建设关键技术综述[J].石油规划设计,2013,24(1):8-11.
XI Q, TIAN J L, CHEN S Z, et al. Petroleum and New Energy, 2013, 24(1): 8-11.
- [6] 张国超,林冠发,孙育禄,等.13Cr不锈钢腐蚀性能的研究现状与进展[J].全面腐蚀控制,2011,25(4):16-20.
ZHANG G C, LIN G F, SUN Y L, et al. Research on Corrosion Resistance of 13Cr Stainless Steel[J]. Total Corrosion Control, 2011, 25(4): 16-20.
- [7] 罗懿,夏明磊.某气田井下管柱的失效原因分析及对策[J].装备环境工程,2023,20(1):90-96.
LUO Y, XIA M L. Failure Causes and Countermeasures of Downhole Pipe String in a Gas Field[J]. Equipment Environmental Engineering, 2023, 20(1): 90-96.
- [8] 刘良果,胡欢,刘鹏,等.川南某页岩气井N80油管腐蚀穿孔的失效分析[J].材料保护,2023,56(11):193-198.
LIU L G, HU H, LIU P, et al. Failure Analysis of N80 Tubing Corrosion Perforation in a Shale Gas Well in South Sichuan[J]. Materials Protection, 2023, 56(11): 193-198.
- [9] 龙岩,李岩,马磊,等.西部某油田修复油管的断裂原因[J].腐蚀与防护,2018,39(5):359-364.
LONG Y, LI Y, MA L, et al. The Fracture Reason of Repaired Tubing in a Western Oilfield[J]. Corrosion & Protection, 2018, 39(5): 359-364.
- [10] 于爱云,王玉鹏.油管修复工艺及质量现状研究[J].中国石油大学胜利学院学报,2012,26(1):11-14.
YU A Y, WANG Y P. Journal of Shengli College China University of Petroleum, 2012, 26(1): 11-14.
- [11] 李丰元,蔡藻,李家政.油管修复质量控制[J].石油工业技术监督,2007,23(1):53-55.
LI F Y, CAI Z, LI J Z. Quality Control over Oil Pipeline Repairs[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2007, 23(1): 53-55.
- [12] 李作春.修复油管应用于地面集输管道的可行性[J].管道技术与设备,2015(2):70-71.
LI Z C. Feasibility of Application of Repaired Pipeline on Surface Gathering Pipeline[J]. Pipeline Technique and Equipment, 2015(2): 70-71.
- [13] 方华,张梅,石伟海.修复油管接头断裂原因分析[J].油气田地面工程,2005,24(11):50.
FANG H, ZHANG M, SHI W H. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2005, 24(11): 50.
- [14] 王玉山,王秀玲.旧油管修复技术的探讨[J].石油机械,1991,19(9):38-40.
WANG Y S, WANG X L. Renovation of Used Tubings[J]. China Petroleum Machinery, 1991, 19(9): 38-40.
- [15] 郑文照,王峰,任淑萍,等.旧油管检测修复技术的现状与对策[J].石油矿场机械,2003,32(3):54-56.
ZHENG W Z, WANG F, REN S P, et al. Resent Situation and Ways for Used Oil Pipes' Inspection and Repair[J]. Oil Field Equipment, 2003, 32(3): 54-56.
- [16] 徐旭龙,马景萍,李林,等.废旧油管杆、抽油泵的修复与再利用[J].石油工业技术监督,2021,(4):55-57.
XU X L, MA J P, LI L, et al. Repair and Reuse of Waste Tubing Rod and Oil Pump[J]. Technical Supervision of Petroleum Industry, 2021(4): 55-57.
- [17] 拉里.埋地油管热力输送温度场数值模拟研究[D].西安:西安石油大学,2023.
KHAN LALIJ. Numerical Simulation of Temperature Field in Thermal Transportation of Buried Oil Pipe[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2023.
- [18] 陈丽娟,于勇,张红,等.某海外高硫高盐油田地面油管的腐蚀失效原因[J].腐蚀与防护,2021,42(3):73-78.
CHEN L J, YU Y, ZHANG H, et al. Corrosion Failure Causes of Surface Oil Pipe in an Overseas High-Sulfur and High-Salt Oilfield[J]. Corrosion & Protection, 2021, 42(3): 73-78.
- [19] 宣卫芳,王辉,王一临.汽车排气管焊缝断裂的失效分析[J].装备环境工程,2010,7(3):14-17.
XUAN W F, WANG H, WANG Y L. Failure Analysis of Fracture on Weld of Motorcar Vent-Pipe[J]. Equipment Environmental Engineering, 2010, 7(3): 14-17.
- [20] 程娟丽,孔金凤.大型焊接齿轮结构的工艺性及可焊

- 性探讨[J]. 江苏机械制造与自动化, 2000(3): 18-20.
- CHENG J L, KONG J F. Discussion on the Processibility and Weldability of Bull Welded Gear Configuration[J]. Jiangsu Machine Building & Automation, 2000(3): 18-20.
- [21] 许祖泽, 朱福留, 周俊其. 研究钢材可焊性的新方法及其设备—HRJ-型焊接热模拟试验机[J]. 焊接, 1979(6): 6-10.
- XU ZZ, ZHU F L, ZHOU J Q. A New Method and Equipment for Studying the Weldability of Steel—HRJ-Type Welding Thermal Simulator[J]. Welding, 1979(6): 6-10.
- [22] 杨浩, 黄朋, 李丽, 等. 碳和碳当量对 Q690 高强结构钢焊接性能的影响[J]. 上海金属, 2024, 46(5): 17-21.
- YANG H, HUANG P, LI L, et al. Effect of Carbon and Carbon Equivalent on Weldability of Q690 High-Strength Structural Steel[J]. Shanghai Metals, 2024, 46(5): 17-21.
- [23] 吕鑫磊, 薛覃. 碳当量对钢制安全壳附件板焊接质量的影响[J]. 中国金属通报, 2023(17): 176-178.
- LYU X L, XUE Q. Effect of Carbon Equivalent on Welding Quality of Steel Containment Accessory Plate[J]. China Metal Bulletin, 2023(17): 176-178.
- [24] 姚琼, 陈俊航, 宋玉红, 等. 不锈钢波纹管在海洋大气环境下的腐蚀失效分析[J]. 装备环境工程, 2020, 17(12): 86-94.
- YAO Q, CHEN J H, SONG Y H, et al. Corrosion Failure of Stainless Steel Bellows in Marine Atmosphere[J]. Equipment Environmental Engineering, 2020, 17(12): 86-94.
- [25] 廖佰明, 陈敏杰. 螺纹锁紧环换热器内漏分析及处理[J]. 广州化工, 2019, 47(12): 120-121.
- LIAO B M, CHEN M J. Analysis and Treatment of Internal Leakage in Thread Locking Ring Heat Exchanger[J]. Guangzhou Chemical Industry, 2019, 47(12): 120-121.
- [26] 杨振华, 蔡迎峰, 高磊, 等. 28 MPa 液压系统螺纹连接 I 型密封的失效分析与性能控制[J]. 液压与气动, 2023, 47(11): 183-188.
- YANG Z H, CAI Y F, GAO L, et al. Failure Analysis and Operation Method of Type I Seal of Thread-Connection Tubing Fittings in 28 MPa Hydraulic Systems[J]. Chinese Hydraulics & Pneumatics, 2023, 47(11): 183-188.