#### DOI:10.11973/fsyfh-202407016

# P110 油管应力腐蚀开裂失效的原因

刘雄伟<sup>1</sup>,李 芳<sup>1,2</sup>,龙 武<sup>1,2</sup>,刘晓童<sup>3</sup>,杨志文<sup>3</sup>,闫智伦<sup>4</sup>,宫如波<sup>1</sup>,陈迎锋<sup>3</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司,乌鲁木齐 830011;

2. 中国石油化工集团公司碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率重点实验室,乌鲁木齐 830011;

3. 安科工程技术研究院(北京)有限供公司,北京 102200;4. 长江大学石油工程学院,武汉 430100)

摘 要:顺北油气田某 110 级油管发生开裂,通过分析开裂油管的服役环境、裂纹形貌、化学成分和 力学性能等,并与同工况下未开裂油管进行对比,分析了此油管的开裂原因。结果表明:裂纹由外表 面向内表面扩展,呈现树枝状分叉和不连续特征,是典型的硫化氢应力腐蚀开裂形貌;开裂油管对于 抗硫化氢应力腐蚀开裂比较敏感,与未开裂油管相比,开裂油管组织为回火屈氏体,晶界比例高,位 错密度大,材料硬度和强度较高易引起应力腐蚀开裂。油管在调质处理时,应尽量提高回火温度,降 低材料的硬度和强度,以提高材料抗应力腐蚀开裂的能力。

关键词: P110 油管;应力腐蚀开裂(SCC);失效分析 中图分类号: TE988 文献标志码: B 文章编号: 1005-748X(2024)07-0108-06

石油天然气资源是我国的主要能源资源之一, 支撑着国家的经济发展。由于地层结构等原因,腐 蚀是油气田经济和生产发展中面临的重要挑战之 一,尤其是近年来顺北油气田已陆续出现多个 110 钢级油管开裂情况,如何避免同类开裂事故的再次 发生,是目前亟需解决的问题。

顺北油气田腐蚀环境恶劣,具有"高 CO<sub>2</sub>、高 H<sub>2</sub>S、高 Cl<sup>-</sup>、低 pH"的"三高一低"特点。研究表 明,在高含 H<sub>2</sub>S 的环境中,管材具有应力腐蚀开裂 (SCC)的风险,且钢级越高,开裂敏感性越大<sup>[14]</sup>。顺北地区油井井深通常超过 7 000 m,这对油管的 强度提出了较高的要求。分析近年发生的开裂案例 可知,开裂油管均为 P110 油管。笔者选取同一井下的开裂 P110 油管和未开裂 P110S 油管,对比两 者组织、硬度、力学性能等的差别,结合工况、开裂特 征等开展综合研究,分析影响两种材料抗应力腐蚀 开裂能力的主要原因,以期为西北油田高含 H<sub>2</sub>S 环境工况下的井下安全生产、持续稳定开发提供指导,同时也为其他类似工况下的应力腐蚀开裂防护措施 选择提供参考。

某开裂油管所处油井井深约7800m,油管服役

仅 3 a,即在井深约 6 000 m 位置发生了轴向开裂,最 长裂纹约为 300 mm。油管内部主要接触介质为天然 气、生产水和原油等,其中 CO<sub>2</sub> 质量分数为 0~ 2.49%。H<sub>2</sub>S 质量分数为 820.31~14 362.69 mg/cm<sup>3</sup>, 原油平均含水率为 0.57%,产出水密度为 1.02 g/cm<sup>3</sup>, 矿化度为 26 130 mg/L,pH 为 7.8,产出水高含 Ca<sup>2+</sup> 和 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>。油管外部为环空保护液(密度 1.02 g/cm<sup>3</sup> 的清水),矿化度为 24 634 mg/L,pH 为 7.8,环空保 护液高含 Ca<sup>2+</sup>和 SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>。

## 1 理化检验与结果

### 1.1 裂纹形貌

由图1可见:裂纹呈中间宽,两边窄的特征,沿 油管轴向发展。油管的外表面有轻微腐蚀,且以均 匀腐蚀为主,可见锈红色的腐蚀产物附着,没有发现 点蚀坑等局部腐蚀。



图 1 开裂油管宏观照片

#### Fig. 1 Macro morphology of the cracked oil pipe

为分析油管的微观开裂特征,在裂纹尖端截面 方向取样,打磨抛光后,采用金相显微镜观察表面裂 纹沿壁厚方向扩展情况。由图2可见,裂纹起源于

收稿日期:2023-03-28

通信作者:杨志文(1992一),工程师,硕士,主要从事油气田 管道腐蚀与防控、失效分析等研究工作,010-51390317, Yangzhw@ankosri.com



⑦·农圃,回內农圃及废,裂以至树枝状分叉;尚借下可见裂纹的扩展路径中,有部分不连续的微裂纹。 采用4%(体积分数)硝酸酒精侵蚀后,可见裂纹扩展以穿晶为主,呈现典型的应力腐蚀开裂特征。

## 1.2 化学成分

参照标准 ASTM A751-2008《钢产品化学分析 的试验方法》对开裂油管中 C、Mn、Mo、Cr、Ni、P、S、 Cu、Si 等元素的含量进行检测。由表 1 可见:与未开 裂油管相比,开裂油管中的 Mn 和 S 元素含量约是未 开裂油管的 4 倍。针对 P110 油管,API 5CT 标准只 规定了元素 P 和 S 的含量,未对其他元素含量进行规 定,因此开裂油管的化学成分符合标准要求。

## 1.3 显微组织

分别对开裂和未开裂油管取样,尺寸为10 mm× 10 mm,用砂纸逐级打磨试样表面后,参照标准 GB/T 13298-2015《金属显微组织检验方法》, 选用 3%(体积分数)硝酸酒精溶液进行侵蚀,侵蚀后试样 经去离子水冲洗、酒精脱水、冷风吹干,采用 Nikon Eclipse LV150N型金相显微镜观察试样的微观组 织。由图 3 可见:未开裂(油管)试样的组织为回火 索氏体组织,而开裂(油管)试样的组织更接近于回 火屈氏体,两种组织均由铁素体和渗碳体组成。其 中,未开裂试样组织中的铁素体主要呈等轴状,而开 裂试样组织中部分铁素体仍然保留了原板条马氏 体,并非全部转换为等轴铁素体。渗碳体在回火过 程中从马氏体中析出,弥散分布在晶界和晶内, 目渗 碳体通过扩散相变优先在晶界处形核。对比两种试 样的显微组织可见,未开裂试样的渗碳体扩散得更 加充分,且在晶界处形核的比例更大。

	表 1	油管中主要元素的含量
Гаb. 1	Con	tent of main elements in oil pipes

试样 一	质量分数/%									
	С	Mn	Mo	Cr	Ni	Р	S	Cu	Si	
未开裂油管	0.22	0.48	0.70	0.50	0.048	0.008	0.004	0.08	0.18	
开裂油管	0.30	1.86	0.05	≪0.01	0.074	0.007	0.016	0.12	0.20	



图 3 未开裂及开裂油管试样的显微组织

### Fig.3 Microstructure of uncracked (a) and cracked (b) oil pipe samples

## 1.4 力学性能

参照 GB/T 228-2010《金属材料室内拉伸试 验方法》标准,对未开裂及开裂油管试样进行力学

性能测试。由表2可见:开裂试样的抗拉强度、屈服强度均高于未开裂试样,且断后伸长率低于未 开裂试样。

#### 表 2 未开裂及开裂油管试样的力学性能测试结果

Tab. 2 Mechanical property test results of uncracked and cracked oil pipe samples

试样	抗拉强度/MPa	屈服强度/MPa	断后伸长率/%
未开裂	879.6	810.7	21.8
开裂	977.8	901.6	15.2

### 1.5 硬 度

根据 API-5CT 要求,采用上海尚材试验机有限 公司生产的 HRS-150 型数显洛氏硬度计对未开裂 及开裂油管试样进行硬度测试。由图 4 可见:未 开裂试样的硬度为 28~29 HRC,而开裂试样的硬



图 4 开裂及未开裂油管试样的硬度测试结果 Fig. 4 Hardness test results of cracked and uncracked



度为 31~32 HRC,高于未开裂试样。分别测量了 开裂试样外表面和内表面的硬度,由图 5 可见,开 裂试样内表面硬度均低于 30 HRC,而外表面硬度 约为 32 HRC,高于内表面。





## 1.6 腐蚀产物

由图 6 和表 3 可见,裂纹中有大量的腐蚀产物, 腐蚀产物主要由 Fe、C、O 元素组成,含有少量的 Ca、Ba、S等元素,其中S元素质量分数达到 2.07%, 超过基体中的 S 含量,推测应为介质中的 H<sub>2</sub>S 与钢 铁反应所致。





Fig. 6 Microscopic morphology (a) and EDS spectrum (b) of cracks

表 3 腐蚀产物的化学成分分析结果

Fab. 3	Chemical	composition	analysis	results (	of	corrosion	products
--------	----------	-------------	----------	-----------	----	-----------	----------

元素	Ο	С	Fe	Ca	S	Mg	Ba	Si	Cl	Al	总量
质量分数/%	34.12	7.49	29.63	12.18	2.07	0.42	7.10	4.53	1.23	1.25	100

由开裂油管的宏观形貌可知,油管内外表面 有腐蚀产物附着,为明确开裂油管内外表面经历 的腐蚀过程,取失效油管内外表面产物,进行 XRD 测试。由图 7 可见:开裂油管外表面产物主要为 FeS、FeOOH、CaSO4 等;内表面产物主要为 SiO2、 FeOOH、FeS等。由于现场生产井不出砂,SiO<sub>2</sub> 判 断为现场取样过程中混入了管内的砂子。结合该 井 H<sub>2</sub>S-CO<sub>2</sub> 含量情况,认为 FeS 主要为 H<sub>2</sub>S 腐蚀 钢铁所致。FeOOH 则为管样在空气中氧化生成 的铁锈。





Fig. 7 XRD patterns of corrosion products on the outer (a) and inner (b) surfaces of cracked oil pipes

## 2 失效原因分析

从失效特征可知,裂纹起源于外表面,向内表面 扩展,裂纹尖端呈树枝状分叉,目裂纹扩展机制以穿 晶为主,是典型的硫化物应力腐蚀开裂(SSC)形貌。 通常管柱应力腐蚀开裂机理可分为阳极溶解型和氢 致开裂型[5-9]。阳极溶解型应力腐蚀开裂是含有 H<sub>2</sub>S 气体的腐蚀溶液沿着裂纹渗入钢中,与裂纹尖 端 Fe 发生阳极溶解生成 Fe<sup>2+</sup>,进而导致裂纹不断 向前扩展,其特征为裂纹中存在腐蚀产物。氢致开 裂型应力腐蚀开裂的裂纹扩展主要通过 H 原子扩 展至金属内部,并且在缺陷处聚集,H原子结合产 生 H<sub>2</sub>,体积膨胀,导致裂纹在金属材料中产生并扩 展,其特征为裂纹多呈现不连续扩展形态<sup>[10-11]</sup>。分 析可知,开裂油管的裂纹中存在大量的腐蚀产物,能 谱分析显示,腐蚀产物中的S含量超出正常钢材中 的S含量,说明有H<sub>2</sub>S吸附到金属表面,促进了腐蚀 发生,并生成 FeS 等腐蚀产物,呈现阳极溶解型应力 腐蚀开裂特征。另外,腐蚀产生的氡原子扩散到裂纹 前端,并目进入到金属内部,使氢脆快速发生<sup>[12]</sup>,呈 现出氢致开裂型裂纹扩展特征。

在 H<sub>2</sub>S 工况环境中,SSC 的主要影响因素为 H<sub>2</sub>S 分压、原位 pH、温度、材质等。ISO 15156-2 (2015)《石油和天然气工业——用于石油和天然气 生产含 H<sub>2</sub>S 环境中的材料——第2部分:抗开裂性 碳钢和低合金钢及铸铁的使用》标准根据服役环境 对于硫化氢应力腐蚀开裂风险进行了分区,分为应 力腐蚀开裂风险1区、应力腐蚀开裂风险2区和应 力腐蚀开裂风险3区。对于腐蚀开裂风险1区和2 区,管柱只需经过调质处理,即无明显 SSC 风险;而 对于3区,则要求管柱经过调质处理,且硬度不高于 26 HRC,或者管柱经过调质处理,同时屈服强度不 高于 863 MPa、硬度不高于 30 HRC。根据油井中 的 H<sub>2</sub>S含量和原位 pH 可判断失效管柱的服役环 境为应力腐蚀开裂风险 3 区。未开裂油管屈服强度 为 810.7 MPa,硬度小于 30 HRC,满足标准要求,而 开裂油管的屈服强度达到 901.6 MPa,且硬度高于 30 HRC,超出标准要求。

在应力腐蚀环境中,经调质处理的油套管钢的 SSC 取决于晶界、位错和析出物的协同作用<sup>[13-14]</sup>。 开裂和未开裂油管强度和硬度的差异,主要是由于 两组油管的显微组织不同。开裂油管主要由晶粒更 加细小的回火屈氏体组成,未开裂油管组织主要由 回火索氏体组成。回火屈氏体中,由于铁素体保留 了原板条状马氏体,位错密度相较于回火索氏体更 高。刘敏<sup>[15]</sup>研究表明,110级油套管位错密度越高, 抗 SCC 能力越低。未开裂油管的 Mn 含量低于开 裂油管,Mn 元素在钢的调质处理过程中起到细化 晶粒的作用,晶粒细化后,材料的晶界比例增大。 另外,钢中的 Mn 和 S 易生成 MnS 夹杂。更高的 位错密度、更大的晶界比例、更多数量的夹杂物, 都可以增加材料的强度和硬度,使其更易发生应 力腐蚀开裂。

## 3 结 论

(1) P110 油管开裂的主要原因是硬度过高,在高含 H<sub>2</sub>S的环境中发生了硫化物应力腐蚀开裂。

(2)虽然开裂失效油管显微组织、力学性能、化 学成分等符合 API 5CT-2018 标准要求,但由于服 役环境中 H<sub>2</sub>S 含量较高,属于应力腐蚀开裂风险 3 区,不能满足实际生产的需求。

(3)油套管的 SCC 敏感性受硬度影响较大,随着晶界比例、位错密度和夹杂物的增加,其抗 SCC 能力降低。在 H<sub>2</sub>S 环境中,尤其是应力腐蚀开裂风 险 3 区,在保证各项性能满足标准要求的前提下,淬 火后应尽可能提高回火温度,或进行二次回火,获得 更加均匀、热力学更加平衡和稳定的回火索氏体。 在保证管材强度符合要求的基础上,应严格控制油 管的硬度低于 30 HRC。成分设计时,控制 Mn 元 素和 S 元素的含量,减少 MnS 的生成,提高材料抗 SSC 开裂能力。

## 参考文献:

- [1] 赵海洋,叶帆,汤晟,等. 某油井 P110 油管腐蚀穿孔原因[J]. 机械工程材料,2020,44(2):82-86.
  ZHAO H Y,YE F,TANG S, et al. Cause of corrosion and perforation of P110 tubing in an oil well[J]. Materials for Mechanical Engineering,2020,44(2):82-86.
- [2] 韩燕,谢俊峰,赵密锋,等. P110E 油管接箍应力腐蚀开裂失效分析[J]. 材料保护,2013,46(2):61-62.65,69.
  HAN Y,XIE J F,ZHAO M F, et al. Stress corrosion-induced cracking and failure analysis of tubing coupling at oil well[J]. Materials Protection, 2013,46(2):61-62,65,69.
- [3] 王立翀,吕祥鸿,张志雄,等.断裂油管失效分析[J].腐 蚀与防护,2014,35(3):302-305.
  WANG L C, LYU X H, ZHANG Z X, et al. Failure analysis of fractured tubing [J]. Corrosion & Protection,2014,35(3):302-305.
- [4] 王鹏,刘文红,路彩虹,等. P110 钢级油管接箍开裂失 效分析[J]. 理化检验(物理分册),2015,51(4):293-296.

WANG P,LIU W H,LU C H, et al. Failure analysis on cracking of P110 grade tubing couplings[J]. Physical Testing and Chemical Analysis (Part A (Physical Testing)),2015,51(4):293-296.

[5] 王宙,李振钢.20CrMo钢抽油杆H<sub>2</sub>S腐蚀的裂纹成核及扩展机制研究[J].大庆石油学院学报,1993,17(3):
 43-47.

WANG Z, LI Z G. Study of corrosion cracking mechanism of 20CrMo steel sucker rods in mediums containing  $H_2S[J]$ . Journal of Daqing Petroleum Institute, 1993, 17(3):43-47.

[6] 郝文魁,刘智勇,杜翠薇,等. 35CrMo 钢在酸性 H<sub>2</sub>S环 境中的应力腐蚀行为与机理[J]. 机械工程学报,2014, 50(4):39-46.

HAO W K, LIU Z Y, DU C W, et al. Stress corrosion cracking behavior of 35CrMo steel in acidic hydrogen sulfide solutions [ J ]. Journal of Mechanical Engineering, 2014, 50(4): 39-46.  [7] 郝文魁,刘智勇,张新,等.H<sub>2</sub>S浓度对 35CrMo 钢应力 腐蚀开裂的影响[J].中国腐蚀与防护学报,2013,33 (5):357-362.

HAO W K, LIU Z Y, ZHANG X, et al. Effect of  $H_2S$  concentration on stress corrosion cracking behavior of 35CrMo steel in an artificial solution simulated drilling well waters at oil field[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2013, 33(5): 357-362.

[8] 刘智勇,董超芳,李晓刚,等. 35CrMo和 00Cr13Ni5Mo
 硫化氢环境应力腐蚀开裂[J]. 化工学报, 2008, 59
 (10):2561-2567.
 LIU Z Y, DONG C F, LI X G, et al. Stress corrosion

LIU Z Y, DONG C F, LI X G, et al. Stress corrosion cracking behavior of 35CrMo and 00Cr13Ni5Mo steels in hydrogen sulfide solutions[J]. Journal of Chemical Industry and Engineering (China), 2008, 59(10): 2561-2567.

- [9] CHU W Y, HSIAO C M, LI S Q. Investigation of stress corrosion cracking of low-alloy steel in water [J]. Engineering Fracture Mechanics, 1982, 16(1):115-127.
- [10] TAIRA T, TSUKADA K, KOBAYASHI Y, et al. Sulfide corrosion cracking of linepipe for sour gas service[J]. Corrosion, 1981, 37(1):5-16.
- [11] CHU W Y, QIAO L J, WANG Y B, et al. Quantitative study for sulfide stress corrosion cracking of tubular steel[J]. Corrosion, 1999, 55(7): 667-673.
- [12] 陶勇寅,杜则裕,李云涛. 管线钢硫化氢应力腐蚀的影响因素[J]. 天津大学学报,2004,37(4):358-362.
  TAO Y Y, DU Z Y, LI Y T. Influencing factors of SSCC for domestic pipeline steels [J]. Journal of Tianjin University,2004,37(4):358-362.
- [13] 曹备.管线钢的缝隙腐蚀和应力腐蚀作用机理及控制 措施研究[D].北京:北京科技大学,2000.
- [14] 张海鑫. 新疆油田某区注聚合物驱井筒腐蚀行为研究
  [D]. 成都:西南石油大学,2019.
  ZHANG H X. Study on corrosion behavior of polymer flooding well in A certain area of Xinjiang oilfield [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University,2019.
- [15] 刘敏. C110 油套管微观结构和硫化物应力开裂机理研究[D]. 上海:上海大学,2018.
   LIU M. Microstructure and mechanism of sulfide stress cracking of C110 casing steel[D]. Shanghai:

Shanghai University, 2018.

#### **Reasons for Stress Corrosion Cracking Failure of P110 Tubing**

LIU Xiongwei<sup>1</sup>, LI Fang<sup>1,2</sup>, LONG  $Wu^{1,2}$ , LIU Xiaotong<sup>3</sup>, YANG Zhiwen<sup>3</sup>,

YAN Zhilun<sup>4</sup>, GONG Rubo<sup>1</sup>, CHEN Yingfeng<sup>3</sup>

(1. Northwest Branch Company of Sinopec, Urumqi 830011, China;

2. Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery in Carbonate Fractured-Vuggy Reservoirs, Sinopec, Urumqi 830011, China;

3. Safetech Research Institute (Beijing) Co., Ltd., Beijing 102200, China;

4. School of Petroleum Engineering College University, Wuhan 430100, China)

**Abstract:** A 110-level oil pipe in Shunbei Oil and Gas Field cracked. By analyzing the service environment, crack morphology, chemical composition, and mechanical properties of the cracked oil pipe and comparing it with the uncracked oil pipe under the same working conditions, the cause of the cracking of this oil pipe was analyzed. The results show that the cracks propagated from the outer surface to the inner surface, exhibited dendritic branching and discontinuous characteristics, and were a typical morphology of hydrogen sulfide stress corrosion cracking. Cracked oil pipes were more sensitive to stress corrosion cracking caused by hydrogen sulfide. Compared with uncracked oil pipes, the tempered martensite structure of cracked oil pipes was more prone to stress corrosion cracking due to the high proportion of grain boundaries, high dislocation density, and high material hardness and strength. When quenching and tempering oil pipes, the tempering temperature should be increased as much as possible to reduce the hardness and strength of the material in order to improve the material's ability to resist stress corrosion and cracking.

Key words: P110 steel pipeline; stress corrosion cracking (SCC); failure analysis