

## Φ38.1 mm ST90连续油管断裂原因分析

李光峰, 申昭熙

中国石油集团工程材料研究院有限公司, 陕西 西安

收稿日期: 2021年10月29日; 录用日期: 2021年12月16日; 发布日期: 2021年12月31日

### 摘要

针对连续油管在泰国海上油田用于钻磨(Milling)时发生断裂问题, 采用扫描电镜、直读光谱仪和各项力学性能测试设备等, 对失效的连续油管的成分及力学性能进行分析。结果表明: 失效的主要原因是油管壁厚整体减薄、外表面多处损伤导致断口位置壁厚严重减薄和局部弯曲变形, 最终引起断裂发生。

### 关键词

连续油管, 断裂, 减薄, 弯曲

## Fracture Analysis of Φ38.1 mm ST90 Coiled Tubing

Guangfeng Li, Zhaoxi Shen

CNPC Engineering Materials Research Institute Co., Ltd., Xi'an Shaanxi

Received: Oct. 29<sup>th</sup>, 2021; accepted: Dec. 16<sup>th</sup>, 2021; published: Dec. 31<sup>st</sup>, 2021

### Abstract

In view of the fracture of coiled tubing when it is used in milling, which is in offshore oil field, the composition and mechanical properties of the failed coiled tubing are analyzed by using a scanning electron microscope, direct reading spectrometer and various mechanical property testing equipment. The results show that the main causes of the failure are the overall thinning of the wall thickness of the tubing, the multiple damages of the outer surface, the serious thinning of the wall thickness at the fracture position and the local bending deformation, which finally lead to the fracture.

### Keywords

Coiled Tube, Fracture, Thinning, Bending

Copyright © 2021 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Open Access

## 1. 概况

失效连续油管信息见表 1。2019 年 8 月, 该连续油管在泰国海上油田用于钻磨(Milling)时发生断裂, 断裂时工况见表 2。带断口的一侧连续油管于 2019 年 10 月送到中国石油集团石油管工程技术研究院, 如图 1 所示。该连续油管要求参照 API Spec 5ST-2010(R2015)《连续油管规范》中的 CT90 钢级进行检测分析。

现场提供的断裂失效前作业过程: 早上 5:45 夜班监督在连续油管 1367 米处(鹅颈上)发现泄漏, 此时 POOH (Pull Out of Hole)状态悬重 3765 kg (8300 lbs), 接着 RIH (Run in Hole)状态悬重 1360 kg (3000 lbs), 悬重减少。5:48, RIH 状态悬重突然降到-1360 kg (-3000 lbs), 保持泵压, 连续油管继续下放 23 米, 到 1390 米, 关闭防喷器。连续油管压力 900 psi, 继续泵送。7:30 白班监督施加拉伸, 直至悬重 4082 kg (9000 lbs), 停止泵送液体, 打开防喷器, 悬重降到-454 kg (-1000 lbs), 提拉连续油管到 1373 米(估计此时连续油管在防喷器上部断裂)。关闭防喷器。8:25 打开防喷器。8:40 发现连续油管断裂, 掉井连续油管 1367 米 + BHA4.5 米。

**Table 1.** The information of coiled tubing**表 1.** 连续油管信息

连续油管生产厂	/	连续油管编号	XDKC19013003
连续油管钢级	ST90	连续油管规定外径	38.1mm (1.5 in)
连续油管壁厚范围	2.77~3.40 mm (0.109~0.134 in)	连续油管长度	4577 m (15015 ft)
连续油管采购日期	2019 年 1 月 27 日	连续油管首次工作日期	2019 年 3 月
连续油管共服役次数	39 次	主要工作类型	洗井和钻磨
酸化作业次数	10 次	第一次酸化作业时间	2019 年 3 月
最大酸液浓度和类型	15% HCL	两次酸液作业最长间隔	2 天
含 H <sub>2</sub> S 工作次数	4 次	含 CO <sub>2</sub> 工作次数	4 次
最大 H <sub>2</sub> S 浓度	30 ppm	最大 CO <sub>2</sub> 浓度	18%
含 H <sub>2</sub> S/CO <sub>2</sub> 时是否使用缓蚀剂	每次作业都使用 CoilGard	缓蚀剂使用位置	外径(OD)
连续油管已使用寿命	最大 67.09%, 断裂处为 42.75%	连续油管总进尺	128,917 m (422,956.28 ft)

**Table 2.** Working conditions of fracture**表 2.** 断裂时工况

最大下深	3650 m	流体介质	海水(Seawater) 9.91 kPa/m
用途	钻磨(Milling)	失效时连续油管下深	1367m
失效位置到自由端长度	1367 m	失效位置规定壁厚	3.2 mm (0.125 in)

## Continued

失效时工作状态	井筒内工作(RIH)	失效断面已使用寿命	42%
连续油管失效时泵压	900 psi	酸液种类和浓度	15% HCL
H <sub>2</sub> S 浓度	30 ppm	CO <sub>2</sub> 浓度	17.94%
失效时是否使用缓蚀剂	使用了CoilGard	CoilGard 使用位置	仅外径(OD Only)
首次发现失效时失效断面位置		鹅颈上面(Over gooseneck)	
失效类型		断裂, 分离	



Figure 1. Coiled tube with fracture

图 1. 带断口连续油管

## 2. 实验方案

为找出失效原因, 根据失效管材所处的服役环境(概况), 结合管材特点特制定以下方案, 如图 2 所示:

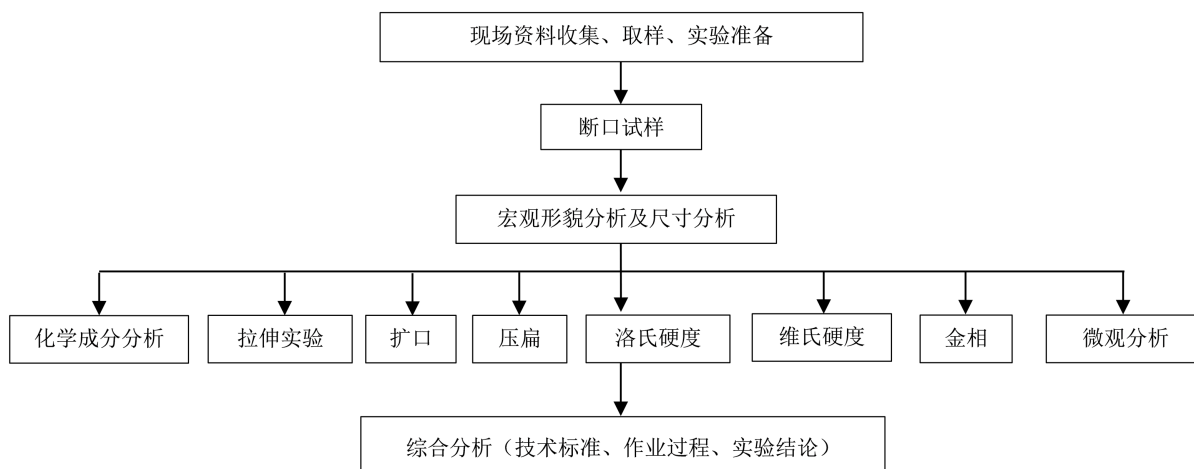


Figure 2. Experimental scheme

图 2. 试验方案

## 3. 实验设备

ARL4460 直读光谱仪, SHT4106 材料试验机, UH-F500KNI 材料试验机, RB2002T 洛氏硬度计, KB30BVZ-FA 维氏硬度计, OLS4100 激光共聚焦显微镜, 扫描电子显微镜, 超声波测厚仪。

## 4. 实验结果及结果分析

### 4.1. 宏观形貌分析

现场失效连续油管断口表面形貌如图 3(a)所示; 送到实验室时连续油管表面已锈蚀, 如图 3(b)所示。失效连续油管断口附近管体无明显塑性变形, 部分断口外表面边缘向外凸出。断口附近外径和壁厚检测结果见表 3。在断口附近外表面发现两条近似平行的凹痕变形, 最宽 4 mm, 向管体延伸, 逐渐消失, 如图 4(a)所示。其中凹痕 1 肉眼可辨识长度约 30 mm, 凹痕 2 在管体外表面肉眼可辨识长度约 33 mm, 延伸至断口, 并继续沿断口延伸约 20 mm, 如图 4(b)所示。凹痕 1 在断口处检测壁厚为 2.35 mm, 如图 5(a)所示, 截取块状试样检测凹痕 2 壁厚为 2.0 mm, 如图 5(b)和图 5(c)所示。断口附近大的沟状损伤如图 6(a)所示。刮擦和切削损伤如图 6(b)所示, 变形形貌显示此处先被刮擦, 又受到反方向切削。在邻近断口区域选取三个位置外表面圆弧检测轮廓, 如图 6(b)所示, 结果显示圆弧 2 和圆弧 3 外径有明显变形, 如图 6(c)。



**Figure 3.** Fracture morphology of coiled tube. (a) Failure scene morphology; (b) Morphology in laboratory  
**图 3.** 失效连续油管断口形貌。(a) 失效现场形貌; (b) 实验室形貌

**Table 3.** Test results of outer diameter and wall thickness near the fracture (mm)

**表 3.** 断口附近外径和壁厚检测结果(mm)

检测位置		0°~180°		45°~225°		90°~270°		135°~315°	
1	外径	37.81		37.52		38.14		38.02	
	壁厚	2.58	2.47	2.63	2.42	2.60	2.46	2.53	2.50
2	外径	37.83		37.64		37.94		37.91	
	壁厚	2.58	2.58	2.60	2.51	2.64	2.61	2.52	2.61
3	外径	37.83		37.73		37.84		37.94	
	壁厚	2.60	2.56	2.60	2.56	2.61	2.54	2.59	2.62
4	外径	37.80		37.71		37.85		37.86	
	壁厚	2.59	2.58	2.55	2.65	2.64	2.66	2.58	2.63
5	外径	37.83		37.66		37.84		37.81	
	壁厚	2.61	2.61	2.56	2.61	2.63	2.60	2.52	2.60

Continued

6	外径	37.83		37.76		37.88		37.83	
	壁厚	2.62	2.58	2.63	2.56	2.62	2.55	2.58	2.56
API Spec 5ST-2010 (R2015) [1]要求				外径: 37.85~38.35 壁厚: 3.0~3.5					

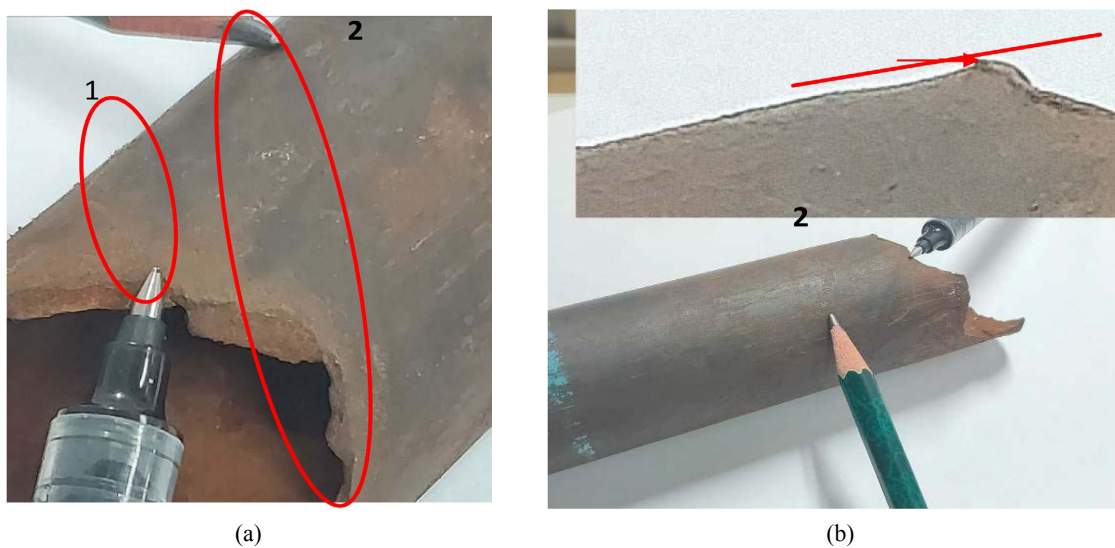
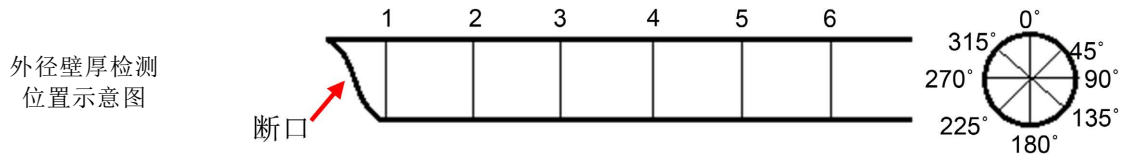


Figure 4. Indentation deformation near the fracture. (a) Two approximately parallel indentations; (b) A partial enlargement of dent 2

图 4. 断口附近凹痕变形。(a) 两条近似平行凹痕; (b) 凹痕 2 局部放大图

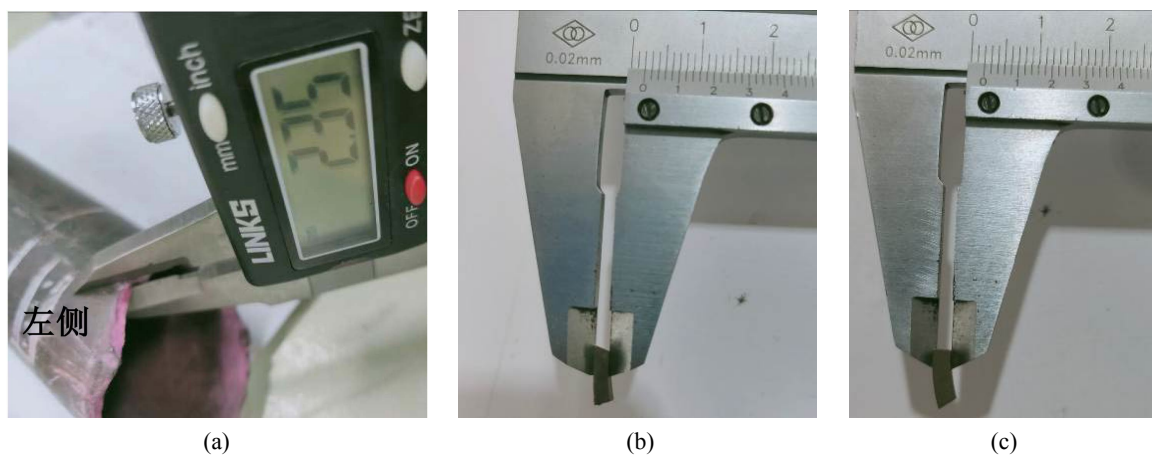
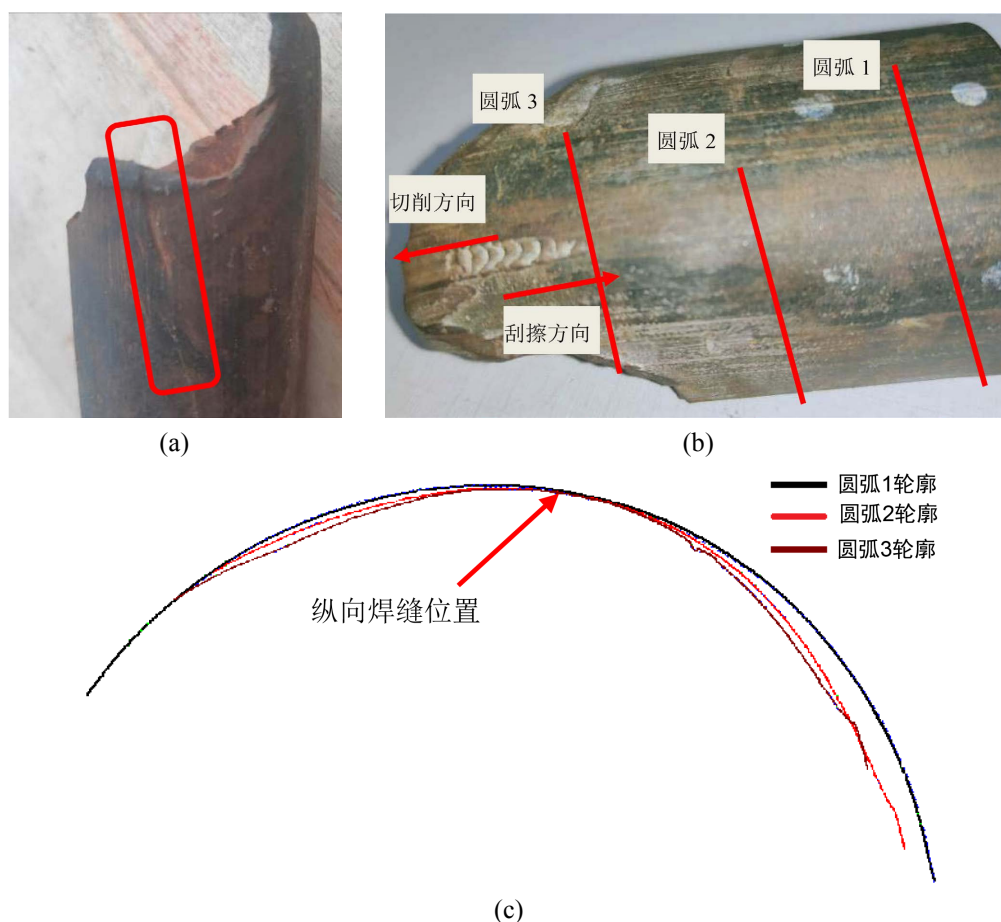


Figure 5. Detection of dent tube thickness. (a) Detection of indentation 1; (b) The left side thickness of Indentation 2; (c) The right side thickness of indentation 2

图 5. 凹痕壁厚检测。(a) 凹痕 1 壁厚检测; (b) 凹痕 2 断口左侧壁厚; (c) 凹痕 2 断口右侧壁厚



**Figure 6.** Obvious damage near the fracture. (a) Sulcus injury; (b) Scratch and cutting damage; (c) Outside diameter deformation

**图 6.** 断口附近明显损伤。(a) 沟状损伤；(b) 刮擦和切削损伤；(c) 外径变形

#### 4.2. 化学成分分析

在所送失效连续油管上取样，依据 ASTM A751-14a [2]，使用 ARL4460 直读光谱仪进行化学成分分析，结果见表 4。样品化学成分分析结果符合 API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求。

**Table 4.** Chemical composition analysis results (wt × 10<sup>-2</sup>)

**表 4.** 化学成分分析结果(wt × 10<sup>-2</sup>)

试样编号	C	Si	Mn	P	S
XDKC19013003	0.13	0.33	0.77	0.010	0.0019
API Spec 5ST-2010(R2015) 对 CT90 的要求[1]	≤0.16	≤0.50	≤1.20	≤0.020	≤0.005

#### 4.3. 拉伸试验

在所送失效连续油管上截取全截面试样，依据 ASTM A370-18 [2]，使用 SHT4106 材料试验机进行试验，结果见表 5。样品拉伸试验结果符合 API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求。

**Table 5.** Tensile test results**表 5.** 拉伸试验结果

试样		抗拉强度(MPa)	屈服强度(MPa)	伸长率(%)
编号	外径 × 壁厚(mm)			
XDKC19013003	37.80 × 2.50	802	654	19
API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求		≥669	620~689	≥17.0

注：屈服强度是按 API Spec 5ST-2010(R2015)规定采用载荷作用下 0.2%非比例伸长方法得到的。

#### 4.4. 扩口试验

在所送失效连续油管上取样, 依据 API Spec 5ST-2010(R2015)规定方法, 使用 UH-F500KNI 材料试验机进行扩口试验, 结果见表 6。样品扩口试验结果符合 API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求。

**Table 6.** Expanding test results**表 6.** 扩口试验结果

试样编号	顶芯角度(°)	扩口率 $X_d$ (%)	试验结果
XDKC19013003	60	25	内径扩口到 39.68 mm 未出现裂纹
API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求			内径扩口到最小 39.68 mm 时无裂纹

注：扩口最小内径是依据委托方提供的连续油管规定外径 38.1 mm (1.5 in)和规定壁厚 3.2 mm (0.125 in)按 API Spec 5ST-2010(R2015)规定计算得到的。

#### 4.5. 压扁试验

在所送失效连续油管上取样, 依据 ASTM A370-18, 使用 UH-F500KNI 材料试验机进行压扁试验, 结果见表 7。样品压扁试验结果符合 API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求。

**Table 7.** Flattening test results**表 7.** 压扁试验结果

试样		试验结果
样品编号	焊缝位置	平行板间距离
XDKC19013003	0°	压至 33 mm, 未出现裂纹
	90°	压至 33 mm, 未出现裂纹
API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求		板间距离小于 33 mm 之前, 焊缝或母材外表面任何方向不应产生超过 3.2 mm (0.125 in)的裂纹或断裂。

注：板间距离是依据委托方提供的连续油管规定外径 38.1 mm (1.5 in)和规定壁厚 3.2 mm (0.125 in)按 API Spec 5ST-2010(R2015)规定计算得到的。

#### 4.6. 洛氏硬度试验

在所送失效连续油管上取样, 依据 ASTM E18-19 使用 RB2002T 洛氏硬度计进行洛氏硬度试验, 结果见表 8。样品洛氏硬度试验结果符合 API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求。

**Table 8.** Rockwell hardness test results**表 8.** 洛氏硬度试验结果

试样编号	试验位置	洛氏硬度值(HRB)			
		外表面	壁厚中间	内表面	平均值
XDKC19013003	焊缝附近管壁	98.0	97.5	99.0	98.0
	热影响区	94.0	96.0	96.5	95.5
	焊缝	98.0	98.0	97.5	98.0
	焊缝 90°管壁	96.5	99.0	99.0	98.0
	焊缝 180°管壁	97.5	97.0	99.0	98.0
API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求			/		≤99.5

注: 因为 HRC 硬度小于 20, 根据 API Spec 5ST-2010(R2015)规定, 改用 HRB 硬度进行试验。根据 ASTM E-140, HRC22.0 换算为 HRB99.5。

#### 4.7. 维氏硬度试验

在失效连续油管断口部位取 1#、2#和 3#试样, 位置如图 6 所示, 使用 KB30BVZ-FA 维氏硬度计在纵向剖面上进行维氏硬度试验, 结果见表 9。结果显示断口附近基体维氏硬度没有异常。

**Table 9.** Vickers hardness test results**表 9.** 维氏硬度试验结果

试样编号	维氏硬度值(HV10)								
1#	258	244	266	258	239	253	248	247	252
2#	272	256	243	268	243	246	273	255	251
3#	259	247	253	252	246	263	268	269	261

#### 4.8. 金相分析

在所送失效连续油管断口部位取 1#、2#、3#、4#、5#和 6#试样, 试样编号对应位置如图 7 所示, 依据 ASTM E3-11(2017)、ASTM E45-18a、ASTM E112-13, 使用 OLS 4100 激光共聚焦显微镜对试样进行金相分析, 结果见表 10 和图 8~13。样品晶粒度分析结果符合 API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求, 焊缝未见宏观缺陷。

**Figure 7.** Schematic diagram of sample position**图 7.** 试样位置示意图

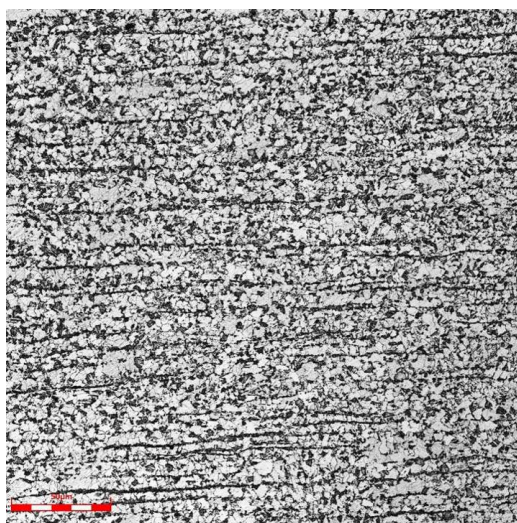


**Table 10.** Metallographic analysis results  
**表 10.** 金相分析结果

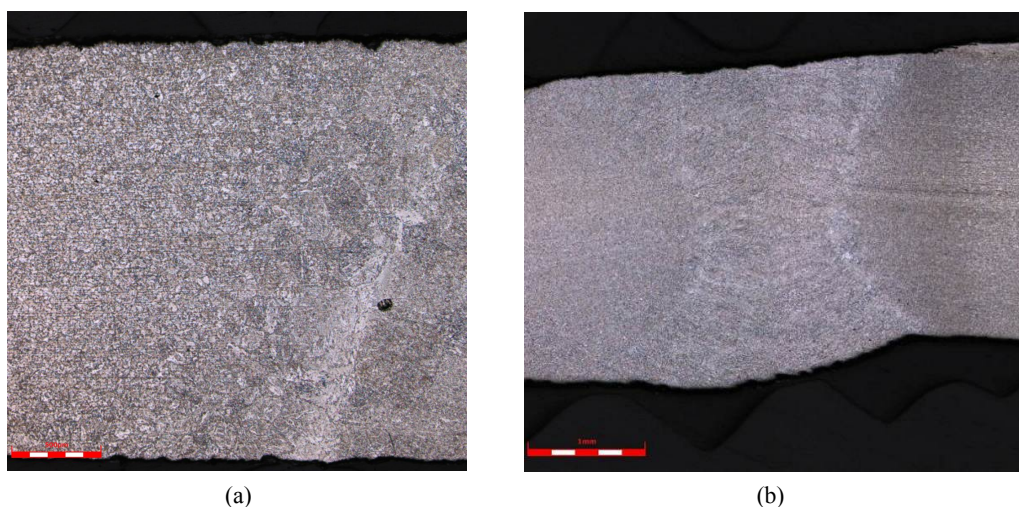
试样编号	组织	晶粒度(级)
5#	B + F + P	11.0
API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求	/	应为 ASTM 8 级或更细

注: B-贝氏体, F-铁素体, P-珠光体。

图 10~12 右侧图为左侧图的局部放大。结果显示, 1#、2#和 3#试样断口附近组织明显有向外表面方向的弯曲变形; 2#试样外表面有微裂纹; 凹痕 1 (图 11)和凹痕 2 (图 12)处组织与管体其他部位表面组织无明显差异; 6#试样距断口 1 mm 长度内组织有明显颈缩变形形貌, 如图 13 所示, 距断口更远处组织变形不明显。



**Figure 8.** Metallographic morphology of pipe body (5#)  
**图 8.** 管体金相组织形貌(5#)



**Figure 9.** Weld morphology. (a) 1# morphology away from the fracture plate-plate weld; (b) 4# Longitudinal weld morphology  
**图 9.** 焊缝形貌。(a) 1#远离断口板-板焊缝形貌; (b) 4#纵向焊缝形貌

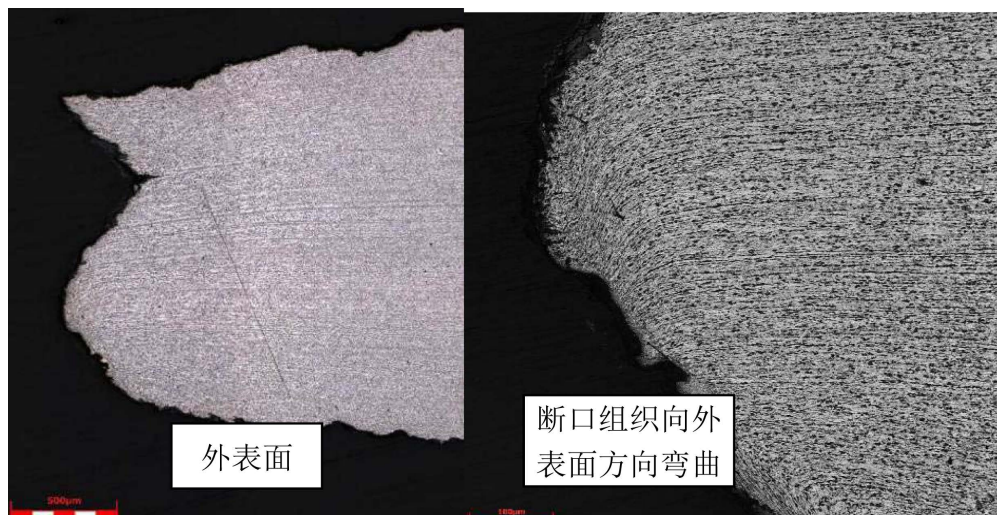


Figure 10. Microstructure morphology near fracture 1#  
图 10. 1#断口附近组织形貌

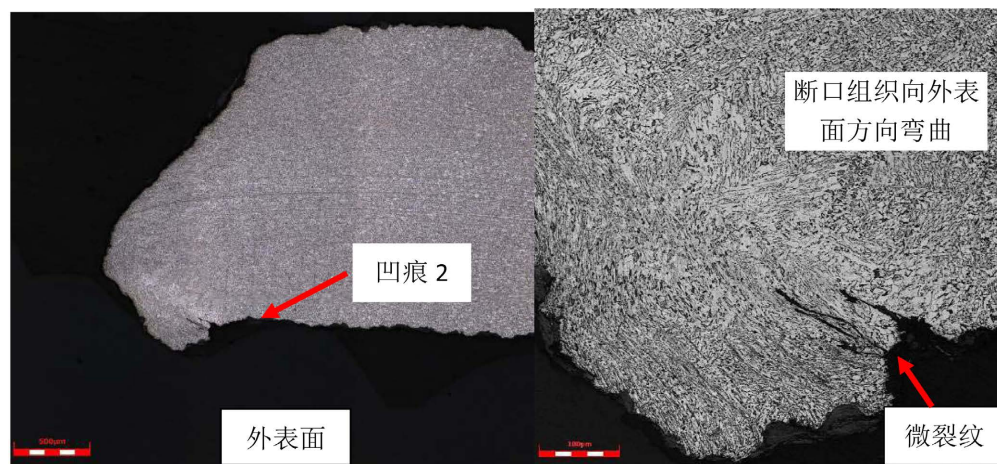


Figure 11. Microstructure morphology near fracture 2#  
图 11. 2#断口附近组织形貌

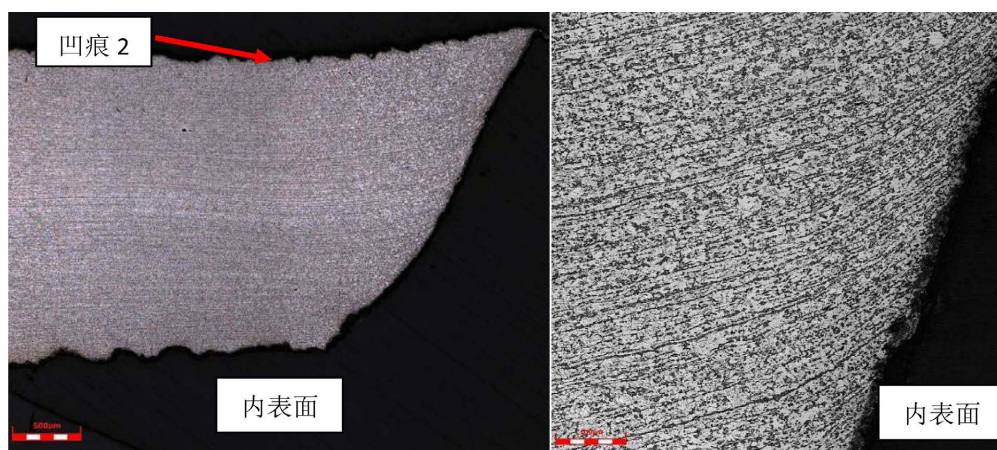


Figure 12. Microstructure morphology near fracture 3#  
图 12. 3#断口附近组织形貌

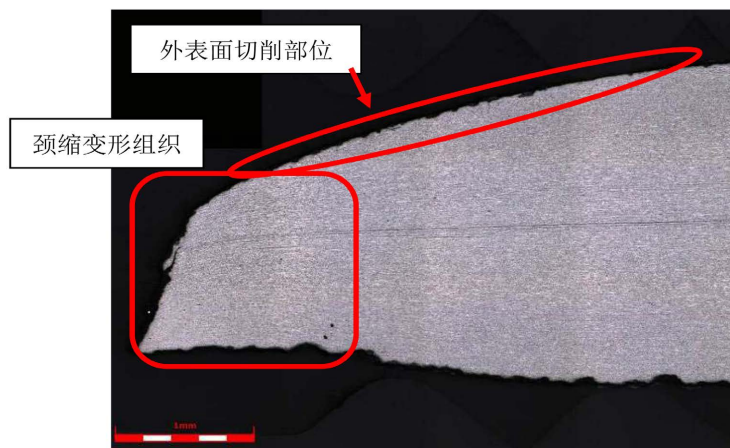


Figure 13. Microstructure morphology near fracture 6#  
图 13. 6#断口附近组织形貌

#### 4.9. 微观分析

在所送失效连续油管断口部位取样 1#、2#和 3#, 试样编号对应位置如图 7 所示。对截取的试样进行清洗, 使用扫描电子显微镜对试样断口表面进行微观形貌观察, 典型结果如图 14。结果显示, 断口

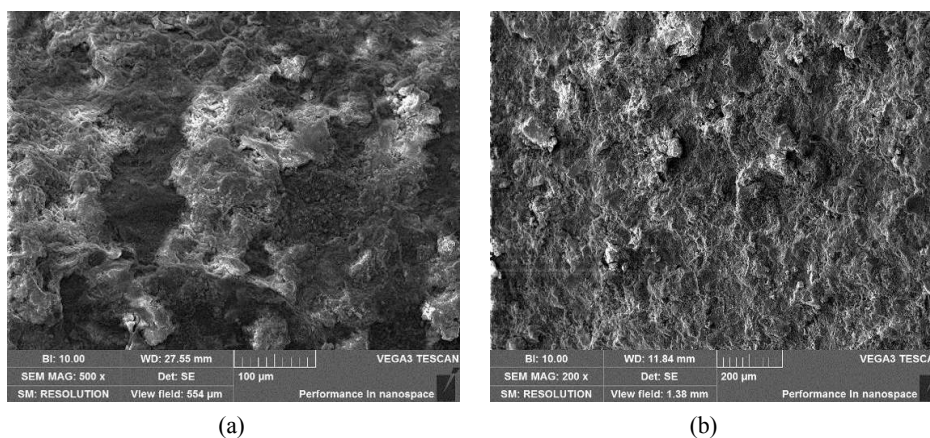


Figure 14. Typical morphology of fracture surface. (a) Fracture surface of sample 1#; (b) Fracture surface of sample 3#  
图 14. 断口表面典型形貌。(a) 1#试样断口表面; (b) 3#试样断口表面

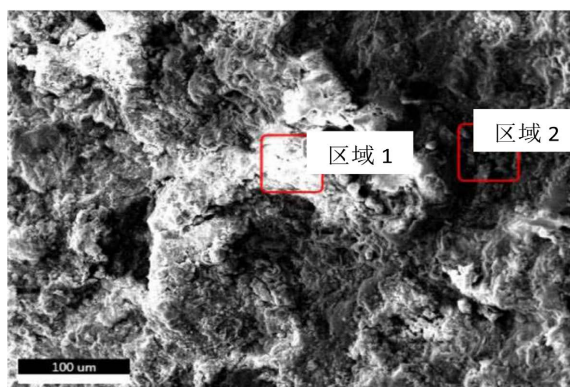


Figure 15. Energy spectrum analysis area  
图 15. 能谱分析区域

表面锈蚀比较严重, 已不能观察到原始形貌。对失效连续油管断口进行能谱分析, 典型结果见图 15~17, 表 11, 表 12。

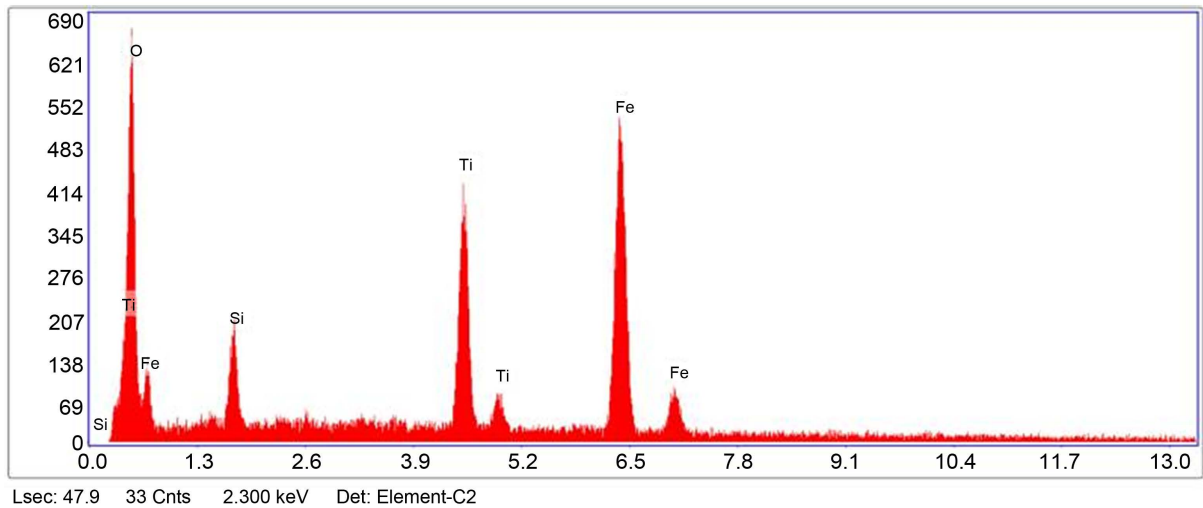


Figure 16. Typical energy spectrum analysis results of fracture site (region 1)

图 16. 断口部位区域 1 典型能谱分析结果

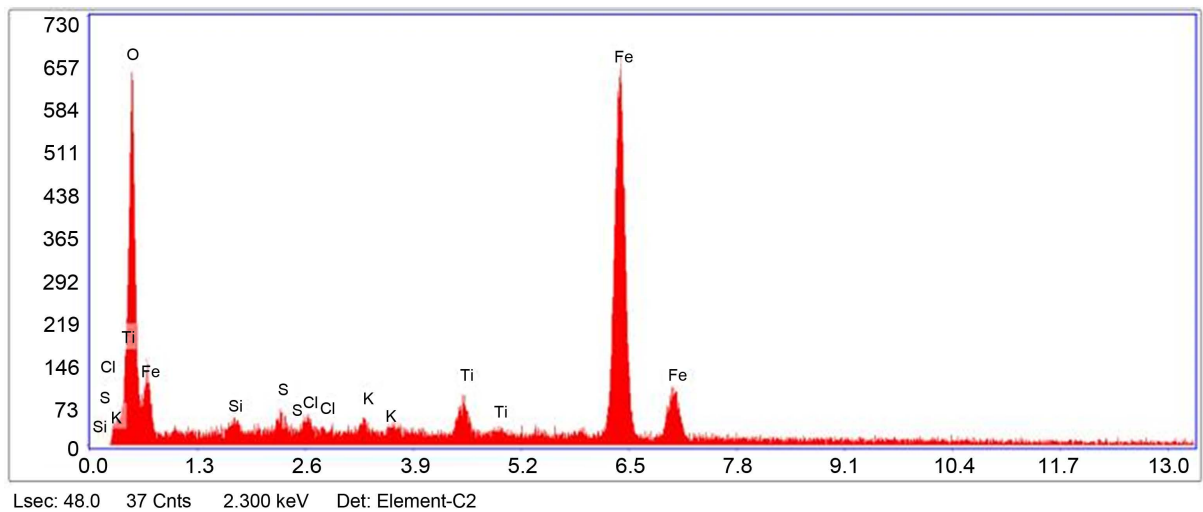


Figure 17. Typical energy spectrum analysis results of fracture site (region 2)

图 17. 断口部位区域 2 典型能谱分析结果

Table 11. Analysis results of region 2 energy spectrum

表 11. 区域 1 能谱分析结果

Element 元素	Weight 质量%	Atomic 原子%	Error 偏差%
O K	34.20	62.26	10.19
SiK	3.67	3.81	10.67
TiK	17.57	10.69	4.17
FeK	44.56	23.24	3.46

**Table 12.** Analysis results of region 2 energy spectrum  
**表 12.** 区域 2 能谱分析结果

Element 元素	Weight 质量%	Atomic 原子%	Error 偏差%
OK	25.69	53.78	8.68
SiK	0.64	0.77	39.95
SK	0.88	0.92	26.30
ClK	0.88	0.83	30.81
KK	0.92	0.79	23.90
TiK	3.55	2.48	13.88
FeK	67.43	40.43	2.90

## 5. 综合分析及结论

失效连续油管的化学成分分析结果符合 API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求; 拉伸试验、扩口试验、压扁试验和洛氏硬度试验结果均符合 API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求; 晶粒度分析结果符合 API Spec 5ST-2010(R2015)对 CT90 的要求。

从宏观形貌分析和金相分析结果可以看出, 失效连续油管断口部位局部存在弯曲变形。断口部位损伤较为集中, 壁厚减少, 最薄位置壁厚约 1.5 mm。连续油管断裂原因分析如下:

1) 壁厚整体减少。失效连续油管无明显损伤部位实测壁厚为 2.42~2.66 mm。根据现场提供信息, 断口部位规定壁厚为 3.2 mm。

2) 断口部位多处损伤。较严重损伤包括一条沟槽状损伤, 两条凹痕, 及一处切削。其中切削损伤处最小壁厚为 1.5 mm 左右, 不到规定壁厚的一半, 圆周方向宽约 10 mm。凹痕 2 壁厚为 2.0 mm, 为规定壁厚(3.2 mm)的 62%, 总长度 53 mm, 约圆周长的 44%。凹痕 1 可见长度 30 mm, 在断口另一侧连续油管上继续延伸, 总长度未知。附近管体实测壁厚为 2.4~2.6 mm, 局部几何尺寸变化也会产生应力集中[3]。

3) 局部弯曲变形。断口部位多处损伤, 壁厚减少且分布不均匀, 局部壁厚不到规定壁厚的一半, 断口附近连续油管强度和刚度均降低, 受压缩载荷作用时局部出现弯曲变形, 再次受到拉伸和弯曲等复合载荷作用, 应力分布不均匀。在连续油管弯曲变形位置容易产生应力集中, 附加弯曲拉伸应力后总拉伸应力较高, 超过材料强度而开裂, 在压缩和拉伸交互应力作用下连续油管最终断裂。

综合以上分析, 连续油管断裂的原因是壁厚整体减薄, 外表面多处损伤且相距较近导致断口附近壁厚严重减薄和局部弯曲变形。

## 参考文献

- [1] (2015) API Spec 5ST-2010(R2015) Specification for Coiled Tubing. American Petroleum Institute, Washington.
- [2] (2018) API Specification 5CT-2018 Specification for Casing and Tubing. American Petroleum Institute, Washington.
- [3] 李光峰, 王建东, 卫尊义, 等.  $\Phi 139.7 \text{ mm} \times 7.72 \text{ mm}$  J55 LC 套管脱落失效分析[J]. 石油矿场机械, 2012(11): 53-58.