

# 某试验区集输管道失效分析及剩余寿命预测

闫伟<sup>1,2</sup>, 李远朋<sup>1</sup>, 徐梦雅<sup>1</sup>, 王小玉<sup>1</sup>, 马松华<sup>1</sup>, 吴凡<sup>1</sup>, 赵明辉<sup>1</sup>, 路坤桥<sup>1</sup>

(1. 新疆油田公司实验检测研究院, 克拉玛依 834000;

2. 新疆维吾尔自治区油气田环保节能工程研究中心, 克拉玛依 834000)

**摘要:** 为分析某集输管道的失效原因, 评价管道整体状况, 通过管道输送介质成分分析、缺陷宏观分析、管材光谱及金相分析对管道进行了失效分析, 并依据规范进行了完整性评价。结果表明: 集输管道的化学成分符合 GB/T 8163—2018 标准要求, 金相组织正常, 管道材料性能无异常; 凹槽极有可能是管道在制造、施工或运输过程产生的初始缺陷所致; 腐蚀孔是溶解氧腐蚀、酸性气体腐蚀、氯离子、钙镁离子局部腐蚀以及流速过慢多重因素共同作用下的结果; 均匀腐蚀速率 1.28mm/a, 剩余寿命评估最短为 1.7a。

**关键词:** 集输管道; 失效分析; 光谱分析; 金相分析; 超声导波检测、超声波测厚; 完整性评价。

**中图分类号:** TG172.9

## Failure analysis and remaining life prediction of gathering and transporting pipeline in a test area

YAN Wei<sup>1,2</sup>, LI Yuanpeng<sup>1</sup>, XU Mengya<sup>1</sup>, WANG Xiaoyu<sup>1</sup>, MA Songhua<sup>1</sup>, WU Fan<sup>1</sup>, ZHAO Minghui<sup>1</sup>, LU Kunqiao<sup>1</sup>

(1. PetroChina Xinjiang Oilfield Company Experimental Testing Research Institute, Karamay 834000;

2. Xinjiang Uygur Autonomous Region Oil and Gas Field Environmental Protection and Energy Saving Engineering Research Center, Karamay 834000)

**Abstract:** In order to analyze the failure causes of a gathering pipeline and evaluate the overall situation of the pipeline, this paper analyzes the failure of the pipeline through the analysis of the transmission medium composition, the macro analysis of defects, the spectrum and metallographic analysis of pipes, and evaluates the integrity of the pipeline according to the specifications. The results show that the Failure analysis and remaining life prediction of gathering chemical composition of the gathering and transportation pipeline conforms to GB / T 8163-2018 According to the standard, the metallographic structure is normal and the performance of the pipeline material is normal; the groove is likely to be caused by the initial defects of the pipeline in the process of manufacturing, construction or transportation; the corrosion hole is the result of multiple factors such as dissolved oxygen corrosion, acid gas corrosion, chloride ion, calcium magnesium ion local corrosion and slow flow rate; the uniform corrosion rate is 1.28mm/a, and the remaining life is evaluated The shortest is 1.7a.

**Key words:** Gathering and transportation pipeline; failure analysis; spectrum analysis; metallographic analysis; ultrasonic guided wave detection, ultrasonic thickness measurement; integrity evaluation.

## 0 引言

石油工业的发展与国家建设紧密相关, 集输管道是油气田开发的重要组成部分, 由于输送介质复杂多样、敷设环境条件苛刻、以及人为因素的综合影响, 管道失效时有发生, 因此分析集输管道失效原因, 评价其完整性, 对延长使用年限, 保障管道安全运行具有重要意义。

**作者简介:** 闫伟 (1993) 助理工程师, 现研究方向: 地面工程与油气储运. E-mail: 1426457202@qq.com

目前国内外主要采用宏观分析、化学成分分析、显微组织分析<sup>[1-11]</sup>等方法对集输管道失效原因进行分析，本文的创新点是在现有方法基础上，采用了超声导波+超声波组合方式进行壁厚测试，这种测试方式较单一使用超声波检测壁厚具有目的性强、效率高的特点。

试验区地面集输系统于 2018 年 12 月建成投产，总井数 40 口，其中注入井 13 口，采油井 27 口，开发方式为注水/气（烟道气）交替开发，交替周期为 1 个月。2019 年 6 月和 7 月该区地面集输管道各发生 1 次泄漏失效，并进行了局部换管修复。该集输管道起点为 2# 计量站，终点为注入站，管材为 20#无缝钢管，长度 640m,管径 159×5mm，设计压力 2.5Mpa。运行参数如表 1。

表 1 管线运行数据

Tab.1 Pipeline operation data

Medium	Operating pressure (Mpa)	liquid measure (m <sup>3</sup> /d)	Operating gas volume(m <sup>3</sup> /d)	rate of water content	temperature (°C)
Oil&gas&water	0.35	200.2	1948	83.1	32.89

1 实验

通过室内化验结合现场检测对失效处进行分析。用等离子发射光谱仪和色谱仪对介质成分进行测试，分析其腐蚀性。对失效管段样品进行切割，进行尺寸测量、观察管壁宏观形态。通过 PMI-Master Smart 全谱直读光谱仪和 M-40BD 金相显微镜对样品管道进行化学成分和金相分析，确定管道设计是否符合标准 GB/T 8163—2018<sup>[12]</sup>。采用 MsSR3030R 超声导波仪和 TMG-II 超声波测厚仪，对整条管道进行随机开挖检测，共开挖测厚 72 处，并依据规范 GB 50350 – 2015<sup>[13]</sup>进行了管道完整性评价。

2 结果及讨论

2.1 介质分析

2.1.1 伴生气组分分析

伴生气中含有大量 CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S 酸性气体和部分溶解氧，含量分别达到了 4.59%、7.10 mg/m<sup>3</sup>、0.09%，分析数据如表 2 所示。

表 2 伴生气组分分析结果

Tab.2 Analysis results of associated gas components

Element	Content (mol/mol) %	Element	Content (mol/mol) %
C1	86.08	C6	0.06
C2	1.9	C7	0.02
C3	0.58	CO2	4.59
iC4	0.28	O2	0.09
nC4	0.18	N2	6.09
iC5	0.01	H2S	7.10 mg/m3
nC5	0.12	S	8.62 mg/m3

2.1.2 水质分析

介质中含有大量的 Cl<sup>-</sup>,HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>,含量分别达到了 7985.82mg/L、2246.19mg/L,分析数据如表 3 所示。

75

表 3 水质分析结果

Tab.3 Water quality analysis results

Element	Content (mg/L)	Element	Content (mg/L)
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	5636.56	O <sub>2</sub>	/
Mg <sup>2+</sup>	120.94	S <sup>2-</sup>	0
Ca <sup>2+</sup>	174.51	Fe <sup>2+</sup>	5
Cl <sup>-</sup>	7985.82	Fe 总	5
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	79.12	CO <sub>2</sub>	/
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	2246.19	Mineralization degree	16243.12
pH	7.56	Water type	NaHCO <sub>3</sub>

## 2.2 几何尺寸测量及宏观分析

截取并剖开腐蚀孔失效管段,如图1所示。腐蚀孔失效处距起点约580m,位于管道底部,共2处。管道外壁穿孔部位及附近防腐层脱落明显,其他部位保存较完好。管道内壁腐蚀面积较大,腐蚀孔与较多腐蚀坑形成一较规则凹槽中,凹槽长4米,宽0.8-1.5cm,最大深度3.7mm。凹槽A侧腐蚀面积大于B侧,且A侧因原油印迹导致黑色区域面积也较大。腐蚀孔1#处,沿轴向呈椭圆形,长轴10mm,短轴5mm,腐蚀孔2#处位于1#孔正下方8cm,呈不规则形,长11mm,宽3mm,该孔下方凹槽C区域中有较多腐蚀浅坑存在。

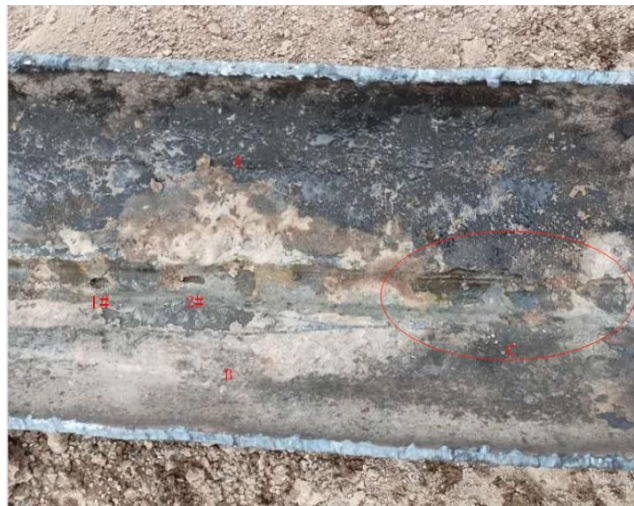


图1 腐蚀孔失效图

Fig.1 Corrosion hole failure diagram

将失效段管道截成3段,裂缝失效处距起点约480m。如图2(a)所示,裂缝位于管道底部一规则凹槽中,属于贯穿性裂缝,缝长30cm,缝宽由中心最大宽度8mm两端逐渐减小,凹槽长6m,宽1-2cm,管道外壁裂缝处及附近区域防腐层已脱落,其他部位基本无腐蚀,防腐层保存基本完整。管样内壁裂缝口较光滑,裂缝两侧至凹槽边缘A区域呈黑色,是原油印迹,表面无明显腐蚀,凹槽两侧有明显局部腐蚀,且B侧区域腐蚀面积大于C侧。图2(b)中的凹槽极其规则,凹槽中及内部管壁均无明显腐蚀现象。如图2(c)所示,凹槽底部壁厚减薄严重,壁厚最少仅2mm。

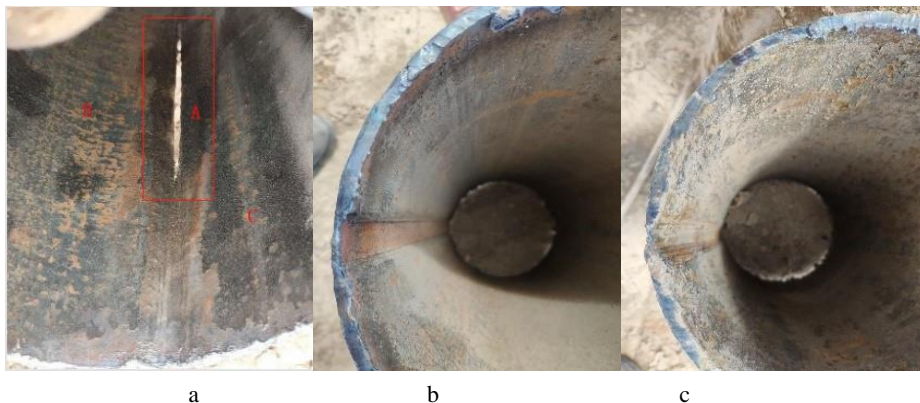


图2 裂缝失效图

100

Fig.2 Fracture failure diagram

2.3 化学成分分析

在失效集输管道上截取长为 25cm 的柱状样品，去除管道外防腐后，将管道打磨至光滑，在管道凹槽处及两侧（B、C）进行化学成分分析，分析结果表明，管道化学成分符合 GB/T 8163—2018 标准要求。检测结果如表 5 所示。

105

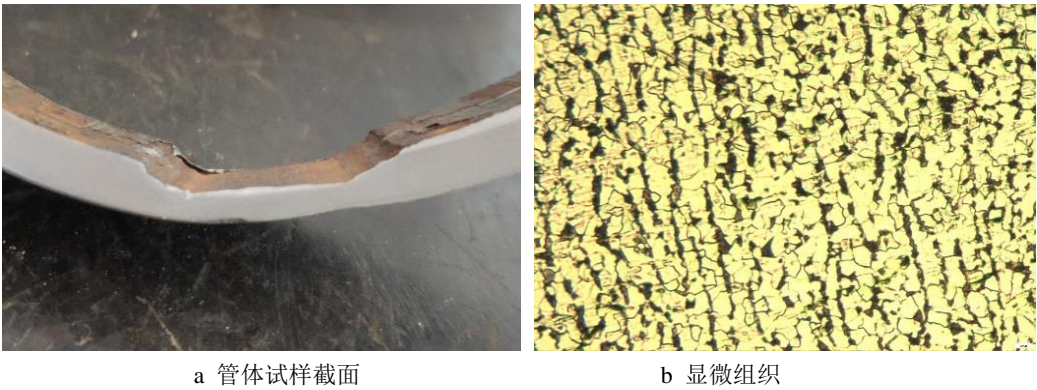
表 4 化学成分检测结果

Tab.4 Test results of chemical composition								wt/%
Element	C	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	S	P
Requirements of GB/T 8163—2018	0.07-0.23	0.17-0.37	0.35-0.65	≤0.25	≤0.30	≤0.20	≤0.03	≤0.03
Groove	0.2220	0.2970	0.4760	0.0117	0.0077	0.0051	0.0087	0.0110
Side B	0.2200	0.3030	0.4630	0.0191	<0.0050	0.0040	0.0037	<0.0030
Side C	0.2250	0.2940	0.4730	0.0131	<0.0050	0.0042	0.0080	0.0066

2.4 金相分析

110

在失效集输管道上截取管道试样，试样依次通过机械切割、人工锯割、人工打磨、机械抛光 4 个步骤，做成金相试样，依据标准 GB/T 13298-2015<sup>[14]</sup>进行金相组织评定。失效集输管体材料组织为铁素体和珠光体，金相组织均匀，晶粒度等级为 7.0 级，未发现热处理问题。显微组织如图 3(b)所示。



a 管体试样截面

b 显微组织

图 3 管体试样截面及显微组织图

115

Fig.3 Section and microstructure of pipe sample

2.5 超声导波+超声波分析

120

超声导波检测可快速判断管线的整体腐蚀情况，需要注意的是，超声导波所检测出的缺陷面积是指腐蚀或裂纹所占管道横截面积损失量的百分比，而不是沿壁厚方向的腐蚀深度。超声导波不能检测管道的真实厚度和较小的孤立腐蚀坑，所以需要超声波检测技术对管道壁厚进行进一步检测，并且可以对之前的超声波检测结果加以验证。



在该集输管线上随机开挖 2 处，进行超声导波检测，共检测 2 个导波点，发现 7 处腐蚀缺陷，腐蚀面积百分比最大为 8.3%，最小为 3.1%，在其中腐蚀面积较大的 6 处进行了超声波壁厚测试，共测厚 72 处，最小壁厚 4.36mm,最大壁厚 5.39mm。超声导波+超声波示意图如图 4 所示，超声导波、超声波检测结果分别如表 6、7 所示。

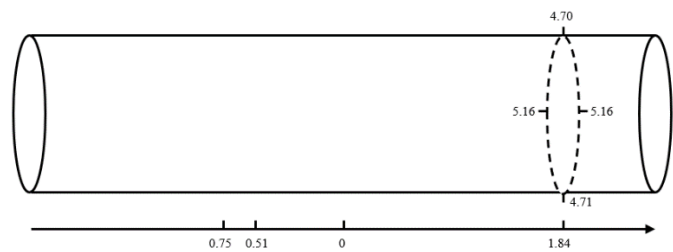


图 4 超声导波+超声波示意图  
Fig.4 Schematic diagram of ultrasonic guided wave + ultrasonic

表 5 超声导波检测结果  
Tab.5 Ultrasonic guided wave test results

Number	Direction	Distance（m）	Corrosion area（%）
1#	+	0.51	6.7
	—	0.75	5.1
	+	1.84	8.3
2#	—	0.33	4.8
	—	1.19	3.7
	+	0.58	3.1
	+	0.72	3.5

表 6 超声波壁厚测试结果  
Tab.6 Ultrasonic wall thickness test results

方位	thickness of different corrosion areas（mm）					
	6.70%	5.10%	8.30%	4.80%	3.70%	3.50%
1 点	4.86	5.11	4.87	5.17	5.17	4.97
2 点	4.82	5.10	5.05	5.14	5.39	5.07

3 点	4.65	5.30	5.16	5.22	5.28	5.17
4 点	5.06	5.26	5.13	5.07	5.25	4.97
5 点	4.97	4.94	4.99	4.98	5.1	4.95
6 点	4.36	4.58	4.71	4.94	5.25	4.87
7 点	5.06	5.21	5.01	4.87	4.98	4.58
8 点	4.87	5.21	4.84	4.74	4.59	4.64
9 点	4.67	5.07	5.16	4.88	4.61	4.76
10 点	4.74	4.81	5.12	5.17	5.17	4.88
11 点	4.66	5.01	5.34	5.31	5.07	5.3
12 点	5.08	5.10	4.70	5.18	5.09	5.09

## 2.6 失效原因分析

### 2.6.1 管壁凹槽形成原因

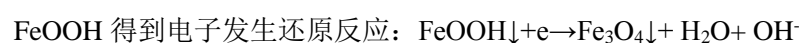
135 凹槽形成处均在地表平坦处，无明显高程落差，排除因输送介质含砂物理冲刷导致，并且凹槽形状较规则，底部平整，在随机开挖处底部均未见沟槽现象，因此凹槽极有可能是在制造、施工、或运输过程产生的管道初始缺陷。

### 2.6.2 腐蚀孔、裂缝形成原因

140 失效管样的化学成分分析、金相成分分析结果表明：集输管道的材料理化性能符合标准 GB/T 8163—2018，管道材料性能无异常。从腐蚀破坏形态上判断，第一次失效处以电化学腐蚀引起的局部腐蚀为主，根据腐蚀面积大小可判断腐蚀孔 A 侧为阴极，B 侧为阳极。第二次失效处以均匀腐蚀为主，并伴有不同程度的局部腐蚀，其中裂缝 B 侧为 阴极，C 侧为阳极。

#### （1）溶解氧腐蚀

145 腐蚀孔均形成于管道内表面，腐蚀特征呈现出溶解氧腐蚀特征<sup>[15-17]</sup>，且输送介质伴生气组分检测发现，介质中含有一定量 O<sub>2</sub>，腐蚀基本原理如下：



150 （2）酸性气体腐蚀

该集输管道伴生气组分含有 H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub>,属于酸性气体,溶解于水中形成酸性液体,具有较强腐蚀性,可对该集输管道产生电化学腐蚀,生成 FeS 和 FeCO<sub>3</sub> 腐蚀物,腐蚀基本原理如下:



155 (3) 氯离子、钙镁离子局部腐蚀

水质分析结果表明介质中含有大量的 Cl<sup>-</sup>和一定量的 Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>。Cl<sup>-</sup>具有强穿透性,可破坏氧化膜保护层,形成局部腐蚀,还可以破坏腐蚀产物膜,使腐蚀产物对管体的保护能力减弱,随着管体中的 Fe 被在该区域不断聚集的 Cl<sup>-</sup>溶解,点蚀、坑蚀发展迅速,最终形成腐蚀穿孔。Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>的存在也可增强局部腐蚀,Ca<sup>2+</sup>可与介质中的 CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>形成大量 CaCO<sub>3</sub> 沉积在管道表面,产生垢下局部腐蚀和电偶腐蚀<sup>[16-19]</sup>。沉积原理如下。

160



(4) 流速影响

经计算该管道流体流速约为 0.0013 m/s,远小于 1 m/s,属于层流流态<sup>[17]</sup>。由于重力作用,油水两相沉淀分离,油层常位于上部,水层位于管道底部,腐蚀介质在管道底部沉积,从而导致底部局部腐蚀,现场腐蚀孔也全部位于管道底部。并且,流速太慢降低了缓蚀剂的扩散速度,减弱了缓蚀效果。

165

## 2.7 剩余寿命评估

鉴于该集输管道在投入使用半年内已发生两次失效,于是根据剩余寿命算法<sup>[18]</sup>和规范 GB 50350-2015 并结合超声波测试结果对该管道进行剩余寿命评估,计算剩余寿命为 1.7a。

170

$$\eta = \frac{T_m - T_{\min}}{v} \quad (1)$$

$$T_{\min} = \frac{PD}{2\sigma_s F \Phi t} + C \quad (2)$$

式中:  $\eta$ , 剩余寿命, a;  $T_m$ , 最小剩余壁厚, mm;  $T_{\min}$ , 最小安全壁厚, mm;  $v$ , 腐蚀速率, mm/a; P, 设计压力, MPa; D, 管道外径, mm;  $\sigma_s$ , 最低屈服强度, MPa; F, 设计系数, 当原油集输管道处于野外地区时, 取 0.72;  $\Phi$ , 钢管焊缝系数, 当选用无缝钢管时, 取值应为 1.0;  $t$ , 温度折减系数, 当设计温度小于 120℃, 取值 1.0, C, 管道腐蚀裕量, 根据腐蚀程度及防腐措施确定, 一般取 1mm~4mm, 本文取 1mm。

175

## 3 结论

本文给出了:

1) 集输管道的化学成分符合 GB/T 8163-2018 标准要求, 金相组织正常, 管道材料性



180 能无异常。

2) 凹槽极有可能是管道在制造、施工或运输过程产生的初始缺陷所致。

3) 腐蚀孔是溶解氧腐蚀、酸性气体腐蚀、氯离子、钙镁离子局部腐蚀以及流速过慢多重因素共同作用下的结果。

4) 均匀腐蚀速率 1.28mm/a, 剩余寿命评估最短为 1.7a。

## 185 4 建议及不足

1) 严格监督管道施工, 做好运输防护, 避免产生管道初始缺陷。

2) 合理选材。换管修复时可选用具有较好耐蚀性能的钢管, 如含 9% ~13%Cr 的铬铁素体不锈钢管道、高分

子材料或玻璃钢管道等。

190 3) 采用脱氧剂脱除已进入系统的氧气, 避免形成溶解氧腐蚀。

3) 适当增加介质流速, 避免腐蚀物在管道底部沉积, 形成电化学腐蚀。

3) 协同使用多种缓蚀剂, 提升缓蚀效果。

5) 对修复换管处做好腐蚀监测, 建议每半年检测壁厚, 保障安全运行。

6) 由于缺少不同使用时间剩余壁厚数据, 故无法通过建立腐蚀深度、腐蚀裕量及使用年限三者关系模型评估剩余寿命, 无法进行不同方法剩余寿命评估结果对比。

## [参考文献] (References)

[1] 梁裕如,姬丙寅.某输油管道腐蚀泄漏失效原因分析[J].表面技术,2016,45(8):68-73.

200 [2] 徐学旭,刘智勇,李建宽,等.20 钢和 16Mn 钢天然气管道失效分析[J].腐蚀科学与防护技术,2018,30(2):195-201.

[3] 马亚鑫,门正兴,岳太文,等.天然气管道失效分析[J].腐蚀与防护,2017,38(12):974-977+982.

[4] 马丁,刘智勇,杜翠薇,等.沼泽环境下 20 钢输氢气管道失效分析[J].腐蚀科学与防护技术,2017,29(4):431-436.

[5] 任明浩,江胜飞,杨卫华,等.带插入式构件油气混输管道失效分析[J].腐蚀与防护,2013,34(10):960-962.

205 [6] 陈浩,江胜飞,古丽,等.高温高压含 CO<sub>2</sub> 气田油气混输管道失效分析[J].腐蚀与防护,2013,34(2):185-188.

[7] 张国礼,秦立峰,张峙,等.某海底管道失效分析[J].西安石油大学学报(自然科学版),2013,28(1):98-101+1.

[8] MAUSHUMI K T, ABHAY K, SUBRAHMANYA B, et al. Failure analysis of onshore pipeline in petroleum industry - a case study[C]// SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Mumbai, India: Society of Petroleum Engineers, 2012: SPE 155232.

210 [9] HAMED M, REZA M, A M. Pitting corrosion failures of natural gas transmission pipelines[C]// International Petroleum Technology Conference. Beijing, China: International Petroleum Technology Conference, 2013: IPTC-16750.

[10] QING X F, ZHONG Z Z, BAO S R, et al. The study on mechanism of steel pipeline corrosion in daqiang oilfield[C]// SPE International Conference on Oilfield Corrosion. Aberdeen, UK: Society of Petroleum Engineers, 2010: SPE-129850.

215 [11] ANIL B, BIPIN K, SANGEETA R P, et al. Failure analysis of carbon steel sub sea water injection pipelines and their protection for.

[12] GB/T 8163-2018, 输送流体用无缝钢管[S].

[13] GB/T 13298-2015, 金属显微组织检验方法[S].

220 [14] GB 50350 - 2015, 油田油气集输设计规范[S].

[15] 蔡锐,吴鹏,赵金龙,等.某 L245 集输管道腐蚀失效原因分析[J].表面技术,2006,48(5):58-64.

[16] 张弟,梁平,史艳华,等.温度和溶解氧对 X80 管线钢在库尔勒土壤模拟溶液中腐蚀行为的影响[J].热加工工艺,2016,45(8):70-73.

- 225 [17] 谢飞,王月,王兴发,等.辽河油田土壤中溶解氧对 X70 管线钢腐蚀的影响[J].表面技术,2018,47(10):186-192.
- [18] 严旭.CO<sub>2</sub> 驱集输管道内腐蚀机理研究[J].化学工程与装备,2020(1):100-102.
- [19] 钟彬,陈义庆,孟凡磊,等.N80 油管穿孔失效原因分析[J].腐蚀与防护,2018,39(08):647-650.
- [20] 范峥,屈端,黄风林,等.合水油田注水管线腐蚀成因与缓蚀措施[J].腐蚀与防护,2015,36(9):888-892.
- 230 [21] 王孝建,李国敏,沈奇欣,等.钢铁厂循环水对 Q235 管道腐蚀的研究[J].材料与冶金学报,2019,18(2):132-140.