

考虑腐蚀影响的海洋柔性立管安全评估

王东军

(必维船级社(中国)有限公司, 上海 200011)

摘要: **目的** 考虑腐蚀的影响, 对海洋柔性立管进行安全评估。**方法** 明确立管环空区域腐蚀环境的形成机理, 对处于腐蚀环境下的金属条带截面尺寸变化进行量化分析。采用有限元方法, 进行考虑腐蚀影响的柔性立管安全评估, 重点研究腐蚀对立管结构刚度、局部强度以及疲劳寿命的影响。**结果** 随着腐蚀深度的增加, 环空区域内金属条带的截面尺寸逐渐减小, 导致立管的轴向刚度、弯曲刚度和扭转刚度逐步降低, 其中轴向刚度和扭转刚度降低可达 10%。刚度的降低直接导致条带应力增加, 疲劳损伤随之增加。此外, 由于腐蚀环境的形成, 采用考虑腐蚀的 S-N 曲线替代干燥环境的 S-N 曲线, 疲劳寿命由无限寿命减小到设计寿命的 2.4 倍。**结论** 腐蚀对柔性立管的结构刚度、局部强度和疲劳寿命均有显著影响。为了确保立管在长期服役下的安全性, 在进行立管安全评估时, 必须充分考虑腐蚀的影响, 并采取有效的防腐措施和监测手段, 以延长立管的使用寿命, 降低失效风险。

关键词: 柔性立管; 腐蚀; 截面特性; 刚度; 局部强度; 疲劳寿命

中图分类号: TE973; TG172

文献标志码: A

文章编号: 1672-9242(2025)05-0130-08

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2025.05.017

Safety Assessment of Marine Flexible Risers Considering Effects of Corrosion

WANG Dongjun

(Bureau Veritas Marine China Co., Ltd., Shanghai 200011, China)

ABSTRACT: The work aims to assess the safety of flexible risers considering the effects of corrosion. Based on the understanding of corrosion mechanism in the annulus, the changes in sectional dimensions of metal wires in corrosive environments were quantified. The safety assessment of a flexible riser was conducted using finite element method, with a focus on investigating the influence of corrosion on the riser's structural stiffness, local strength and fatigue life. As the corrosion depth increased, the sectional dimensions of the metal wires in the annular space decreased gradually, leading to a reduction in the riser's axial, bending and torsional stiffness, and a 10% reduction was seen for the axial and torsional stiffness. The reduction in stiffness directly resulted in an increase in the wire stress, which in turn increased the fatigue damage. In addition, an S-N curve considering corrosion instead of that for the dry annulus should be used in the assessment due to the corrosive environment, reducing the fatigue life from infinity to 2.4 times the design life. It's concluded that corrosion has a significant effect on the structural stiffness, local strength and fatigue life of flexible risers. To ensure the safety of risers in service, the effects of corrosion must be fully considered during safety assessments. Furthermore, effective anti-corrosion measures and monitoring techniques should be implemented to extend the service life of the riser and reduce the risk of failure.

KEY WORDS: flexible pipe; corrosion; sectional properties; stiffness; local strength; fatigue life

收稿日期: 2025-04-07; 修订日期: 2025-04-21

Received: 2025-04-07; Revised: 2025-04-21

引文格式: 王东军. 考虑腐蚀影响的海洋柔性立管安全评估[J]. 装备环境工程, 2025, 22(5): 130-137.

WANG Dongjun. Safety Assessment of Marine Flexible Risers Considering Effects of Corrosion[J]. Equipment Environmental Engineering, 2025, 22(5): 130-137.

根据《中国海洋能源发展报告 2024》^[1]的数据, 2024 年中国能源消费维持较高增速, 全球原油进口量约 5.4 亿 t, 对外依存度约 72.1%, 同比下降 0.8%。天然气进口量 1 848 亿 m³, 保持增长态势。中国持续加大油气开发投资力度, 海洋油气产量再创新高。海洋原油连续多年贡献国内原油增产量的 60% 以上, 全年海洋原油产量预计达到 6 550 万 t, 同比增长约 330 万 t, 占国内原油增产量的 80% 以上。海洋天然气产量预计达到 262 亿 m³, 同比增长 20 亿 m³ 以上。由此可见, 海洋石油和天然气资源的开发具有重要的战略意义, 而非黏结柔性立管作为海洋油气开发的关键装备, 在具有足够的轴向强度与抗压能力的同时, 又能够抵抗较大的弯曲变形^[2], 被广泛应用于世界海洋油气田。

非黏结柔性立管是一种具有多层结构的软管形式, 包括骨架层、内衬层、抗压铠装层、耐磨性、抗拉铠装层和外护套等, 如图 1 所示。内衬层用于确保立管内部介质的密封性, 外护套用于防止海水进入管体内部, 内衬层和外护套之间的区域称为环空区域, 主要承受径向载荷的金属层 (即抗压铠装层), 以及主要承受轴向和扭转载荷的金属层 (即抗拉铠装层) 均位于该区域。在立管服役初期, 环空区域处于干燥状态。随着服役时间的增长, 管内的小分子气体, 主要是 CH₄、CO₂、H₂S 和气态水, 会以极低的速率向内衬层渗透而进入环空。当气态水冷凝或管外海水因外护套破损而进入环空时, 将与酸性气体发生反应, 形成腐蚀性介质, 进而造成环空区域内部的金属层发生腐蚀^[3]。



图 1 非黏结柔性立管结构^[4]

Fig.1 Structure of unbonded flexible pipe^[4]

陈严飞等^[5]对柔性立管抗拉铠装层的腐蚀机理与安全评价进行了文献综述, 介绍了影响环空区域腐蚀环境的因素, 对环空检测与监测的设备和方法进行了描述, 总结了腐蚀疲劳寿命的评估方法, 给出了针对抗拉铠装层腐蚀现象的应对措施。俞树荣等^[6]利用人工神经网络, 对处于服役期间发生腐蚀的立管进行

了剩余强度预测, 研究了半径、壁厚、腐蚀缺陷的长度与深度, 以及极限抗拉强度对立管剩余强度的影响, 建立了反向传播神经网络预测模型。郑霞等^[7]总结了立管腐蚀治理的经验, 对于不同程度的腐蚀情况, 结合案例给出了相应的治理方法, 为治理柔性立管的腐蚀提供了借鉴。龚凡明等^[8]采用风险检查方法对立管腐蚀失效进行了分析, 制定了既满足安全性要求又满足经济性要求的检查计划。首先在收集的海洋立管数据和风险检查数据的基础上, 确定立管的主要失效类型, 再根据相关规范和文件确定立管的腐蚀率, 采用改进的一次二阶矩阵法计算了立管失效概率, 并制定了检查计划。陈漫玲^[9]采用有限元软件 ANSYS Workbench 对含内腐蚀缺陷深海立管的剩余强度进行了仿真分析, 探讨了腐蚀缺陷对立管承压能力的影响, 并基于剩余强度随各因素的变化规律, 结合实际应用提出了维护方案。

尽管已有大量研究关注腐蚀对立管的影响, 但研究方向集中分布在腐蚀机理、腐蚀防护措施和剩余强度等^[10-16], 且主要针对刚性立管, 少有研究考虑腐蚀对柔性立管安全性的影响。现有的安全评估方法大多侧重于分析立管在正常作业条件下的力学性能, 忽视了立管长期服役于海洋环境下, 腐蚀可能引发的潜在风险。因此, 系统地研究腐蚀对柔性立管安全性的影响, 不仅具有重要的学术价值, 更是确保柔性立管安全可靠作业的关键所在。

本文从截面特性、局部强度和疲劳寿命 3 个方面研究腐蚀对柔性立管安全评估的影响。首先, 通过截面特性分析, 研究腐蚀引起的金属条带截面尺寸减小对立管刚度的影响; 其次, 通过计算典型工况下条带的应力响应, 研究腐蚀对立管局部强度的影响; 最后, 通过疲劳分析, 评估腐蚀对立管疲劳寿命的影响。综合以上 3 个方面, 旨在全面揭示腐蚀对柔性立管安全评估的影响, 为立管的完整性管理提供理论依据和方法支持。

1 基本数据

本文的评估对象为连接于某浮式生产储卸装置 (Floating Production Storage and Offloading, FPSO) 上的一根 12 英寸 (30.48 cm) 柔性立管 (下文简称“12 寸立管”)。该立管服役已 17 a, 在位检测结果显示, 外护套保持完好, 但环空区域基本已被冷凝液浸满, 且采集到的气体样本中含有 H₂ 和 CO₂ 组分, 说明环空内形成了腐蚀环境, 金属条带已经发生腐蚀。

1.1 立管结构参数

在实际设计中, 柔性立管的层数以及各层的材料与结构会根据工作环境的不同进行灵活选择。其中, 内衬层、外护套和抗拉铠装层是不可或缺的基本组成部分, 而骨架层、抗压铠装层和防摩擦层则根据具体

需求进行选择配置。此外,抗拉铠装层的数量也会根据设计需求进行调整。在某些特殊情况下,可能还需要增加其他保护层,例如为了防止径向失效,抗拉铠装层外侧可能会加设防鸟笼失效层^[17]。12 寸立管共有 19 层,其中包括 1 层抗压铠装层(由两层 C 形条带相互缠绕而成)和 2 层抗拉铠装层。立管具体的结构参数见表 1,其中, n 为条带的数目, α 为其缠绕角度。

表 1 12 英寸立管的结构参数
Tab.1 Structural parameters of 12-inch riser

参数	数值
内径	304.8 mm
外径	488.4 mm
抗压铠装层 1	$n=2$, 10 mm×4 mm, $\alpha=88.9^\circ$
抗压铠装层 2	$n=2$, 10 mm×4 mm, $\alpha=88.9^\circ$
抗拉铠装层 1	$n=61$, 15 mm×4 mm, $\alpha=32.0^\circ$
抗拉铠装层 2	$n=63$, 15 mm×4 mm, $\alpha=-31.6^\circ$
轴向刚度	931.06 MN@22°
弯曲刚度	388.74 kN·m ² @22°
扭转刚度	13054.20 kN·m ² /rad@22°

1.2 立管整体构型

柔性立管的常见构型有自由悬链式、陡 S 形、懒 S 形、陡波形和懒波形等^[18]。12 寸立管的整体构型为陡波形(如图 2 所示),通过在立管局部安装一定数量的浮力模块,增大该部分立管的浮力,使其形成拱弯段。这一设计能够显著降低悬挂点处的有效张力,提高立管的疲劳寿命^[19]。立管不与海床直接接触,底端与水下终端管汇(Pipeline End Manifold, PLEM)相连。陡波形立管的安装相对简单,但要求水下终端管汇具有足够的基础支撑力,以确保立管的稳定性,同时需要在立管底端安装限弯器^[20]。

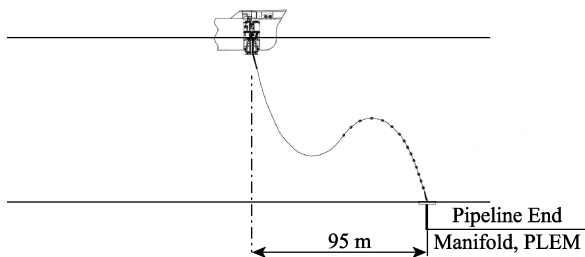


图 2 12 寸立管的整体构型
Fig.2 Global configuration of 12-inch riser

1.3 环境条件参数

12 寸立管的作业海域属于热带季风气候区,海洋环境复杂多变,具体的环境条件见表 2 和表 3。其中, H_s 为有义波高; H_{max} 为最大波高; T_z 为平均跨零周期; T_p 为谱峰周期。

表 2 不同重现期下的波浪参数
Tab.2 Wave parameters for different return periods

重现期/a	H_s /m	H_{max} /m	T_z /s	T_p /s
1	7.3	12.6	9.2	11.8
5	8.1	13.9	9.7	12.5
10	9.2	15.8	10.0	12.9
25	10.5	18.1	10.2	13.1
50	11.5	19.8	10.7	13.8
100	12.7	21.8	11.4	

表 3 不同重现期下的表面流速
Tab.3 Surface current speed for different return periods

重现期/a	表面流速/(cm·s ⁻¹)
1	135
5	164
10	173
25	203
50	216
100	227

2 有限元模型

根据 12 寸立管的截面参数,采用挪威 SINTEF Ocean 开发的专用有限元软件 BFlex 建立立管的局部分析模型,其中抗拉铠装条带的模拟采用 ITCODE31 模型。该模型假设层间无间隙,将抗拉铠装层作为螺旋单元处理,对每层建立各自单元形式下的平衡方程,以每层的半径与厚度作为层间的联系条件,迭代求解每一层的应力响应。该方法考虑了每层抗拉铠装层对弯矩的贡献,且分别计算了各层抗拉铠装条带的临界滑移曲率,提高了计算的精度^[21]。立管每层结构使用 2 节点 12 自由度梁单元 PIPE52 模拟,模型长度为内层抗拉铠装层的 1 倍螺距,每层结构全局节点数量为 21,单元数量为 20。模型一端约束 x 、 y 和 z 方向的平动和绕 x 方向的转动,另一端约束 y 和 z 方向的平动。立管的局部分析模型如图 3 所示。

CTYPE=FLEXCROSS ITCODE=31

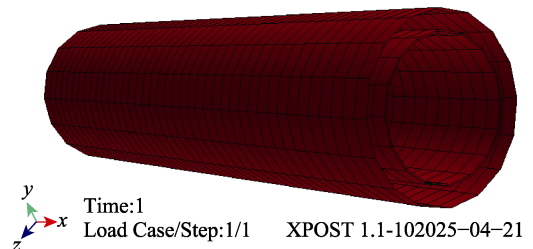


图 3 12 寸立管的局部分析模型
Fig.3 Local analysis model of 12-inch riser

3 截面特性分析

截面特性分析是柔性立管设计的基础,立管截面

重要的力学性能均须通过截面分析进行确定, 包括轴向刚度、弯曲刚度、扭转刚度、破断张力和最小弯曲半径等^[22]。其中, 轴向刚度、弯曲刚度和扭转刚度是柔性立管整体分析的重要输入参数^[23]。

从现场采集的气体样本中检测出 CO₂, 说明铠装条带发生了 CO₂ 腐蚀。试验测试和现场经验均表明, 条带采用的高强度钢在环空内的腐蚀速率较低, 一般小于 0.01 mm/a^[24-26]。这是因为腐蚀发生在密闭空间内, 且冷凝液的体积与条带的表面积之比很小。此外, 冷凝液中的 Fe²⁺过饱和导致 pH 值升高, 在条带表面生成了致密的 FeCO₃ 保护膜, 有效减缓了腐蚀的发生^[24]。

在腐蚀的作用下, 条带的横截面积减小。考虑到环空内已浸满冷凝液, 假设条带所有表面均以 0.01 mm/a 的速率发生均匀腐蚀。若从立管服役伊始条带就发生腐蚀, 则服役 17 a 后的腐蚀深度为 0.34 mm。由于不能确定条带何时开始发生腐蚀, 这里针对 0.2、0.25、0.3 mm 这 3 种腐蚀深度分别进行计算。不同腐蚀深度下, 12 寸立管的轴向刚度、扭转刚度和弯曲刚度见表 4。从表 4 中可以看出, 随着腐蚀深度的增加, 立管的刚度逐渐减小, 其中轴向刚度和扭转刚度的减幅较大, 而弯曲刚度变化很小。当腐蚀深度为 0.3 mm 时, 抗拉铠装条带的横截面积减小了 9.35%, 立管的轴向刚度和扭转刚度分别减小了 9.12%和 9.97%, 而弯曲刚度仅减小了 1.07%。这是因为轴向刚度和扭转刚度主要由抗拉铠装层提供, 而弯曲刚度的贡献主要来自聚合物层, 金属层的贡献较小。

表 4 不同腐蚀深度下 12 寸立管的结构刚度
Tab.4 Structural stiffness of 12-inch riser at different corrosion depth

腐蚀深度/mm	轴向刚度/(MN)	扭转刚度/(kN·m ² ·rad ⁻¹)	弯曲刚度/(kN·m ²)
0.00	931.06	13 054.2	388.74
0.20	874.15	12 179.9	385.94
0.25	860.12	11 965.5	385.25
0.30	846.16	11 752.7	384.57

4 局部强度分析

柔性立管局部强度分析的目的是确保铠装条带的应力利用系数不超过规范中的许用值。其基本流程: 首先根据规范 API Spec 17J^[27]定义工况和载荷组合(主要是内压和张力); 然后将各个工况的载荷组合作为局部分析模型的输入条件, 计算铠装条带的应力, 并根据规范校核其局部强度。

4.1 局部强度分析工况

为了获取局部分析工况所需的张力, 采用 Orcina

公司开发的三维非线性时域分析软件 OrcaFlex 建立 FPSO-柔性立管系统的整体模型, 并进行动力分析, 提取立管的最大张力, 并对波浪周期、环境载荷方向、系泊系统完整性、FPSO 的位置与朝向以及 FPSO 的装载状态进行敏感性分析, 确保得到的张力能够覆盖立管整个寿命期内的最大响应。立管的整体模型如图 4 所示。根据水下机器人的检测结果, 垂弯段最低点和拱弯段最高点处的水深分别为 70 m 和 43 m, 整体模型的计算结果分别为 70.4 m 和 44.6 m, 与检测数据非常接近, 验证了模型的准确性。提取立管在相应工况下的最大张力, 并根据规范与内压进行组合定义分析工况, 见表 5。

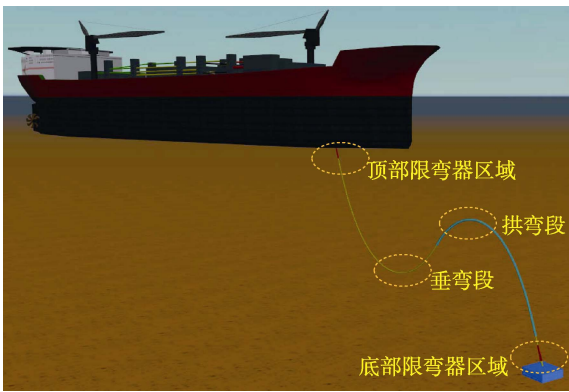


图 4 12 寸立管的整体分析模型
Fig.4 Global analysis model of 12-inch riser

表 5 局部强度分析工况
Tab.5 Load cases for local strength analysis

工况	描述	内压/MPa	外压/MPa	张力/kN
1	作业	2.3	0	222.61
2	极限	5.6	0	432.17
3	安装	0	0	310.95
4	测试	8.4	0	0

4.2 局部强度分析结果

将表 5 中各个工况的载荷分别加载到有限元模型, 计算抗拉和抗压铠装条带的应力, 结果见表 6。可以看出, 在同一工况下, 随着腐蚀深度的增加, 金属条带的应力逐渐增大。当腐蚀深度为 0.3 mm 时, 应力增幅在 10%~20%。例如, 抗拉铠装层 1 在极限工况下应力增大了 19%。虽然应力利用系数也增大了相同的比例, 但仍远小于规范所给的许用值。这是因为应力利用系数被定义为计算应力与结构承载力的比值, 结构承载力取材料极限抗拉强度的 0.9 倍和屈服强度中的较小者; 而抗拉铠装层采用了屈服强度为 800~900 MPa 的高强度钢, 极限抗拉强度为 850~1 050 MPa, 使得其结构承载力远大于计算应力。这也意味着, 局部强度往往不是柔性立管失效的制约因素。

表 6 局部强度分析结果
Tab.6 Results of local strength analysis

工况	描述	功能层	未腐蚀		腐蚀 0.20 mm		腐蚀 0.25 mm		腐蚀 0.30 mm	
			应力/MPa	利用系数	应力/MPa	利用系数	应力/MPa	利用系数	应力/MPa	利用系数
1	作业	抗压铠装层 1	33.99	0.042	36.86	0.046	37.62	0.046	38.4	0.047
		抗压铠装层 2	33.23	0.041	36.07	0.045	36.83	0.045	37.61	0.046
		抗拉铠装层 1	65.99	0.086	70.68	0.092	71.83	0.094	73.00	0.095
		抗拉铠装层 2	65.35	0.085	70.04	0.092	71.19	0.093	72.37	0.095
2	极限	抗压铠装层 1	90.61	0.112	95.16	0.117	97.13	0.12	99.17	0.122
		抗压铠装层 2	88.59	0.109	93.14	0.115	95.09	0.117	97.11	0.12
		抗拉铠装层 1	133.20	0.174	153.48	0.201	155.96	0.204	158.51	0.207
		抗拉铠装层 2	133.41	0.174	153.11	0.2	155.63	0.203	158.21	0.207
3	安装	抗压铠装层 1	-9.51	-0.012	-10.15	-0.013	-10.3	-0.013	-10.46	-0.013
		抗压铠装层 2	-9.29	-0.011	-9.93	-0.012	-10.08	-0.012	-10.24	-0.013
		抗拉铠装层 1	49.44	0.065	52.97	0.069	53.83	0.07	54.71	0.07
		抗拉铠装层 2	46.22	0.060	49.55	0.065	50.37	0.066	51.21	0.067
4	测试	抗压铠装层 1	160.95	0.199	174.75	0.216	178.4	0.22	182.19	0.225
		抗压铠装层 2	157.34	0.194	171.02	0.211	174.64	0.216	178.4	0.22
		抗拉铠装层 1	112.32	0.147	120.29	0.157	122.24	0.16	124.23	0.162
		抗拉铠装层 2	118.31	0.155	126.81	0.166	128.89	0.168	131.02	0.171

5 疲劳分析

5.1 疲劳分析方法

柔性立管的多层复合结构形式使得其疲劳分析非常复杂,铠装条带的疲劳应力与立管的张力、弯矩等之间的关系远没有刚性立管那样直观,且具有多种不同的应力成分。例如,抗拉铠装条带中含有轴向应力、摩擦应力和局部弯曲应力,如图 5 所示。其中,摩擦应力还具有迟滞现象,呈现出强烈的非线性;局部弯曲应力又分为侧向弯曲应力和法向弯曲应力。由于这种复杂性以及立管在轴向和截面上的尺度差别,现有的分析方法尚难以在时域内对柔性立管进行细致模拟,以期在整体分析中直接得到应力信息。通常是分为如下步骤:首先,对立管进行整体动力分析,

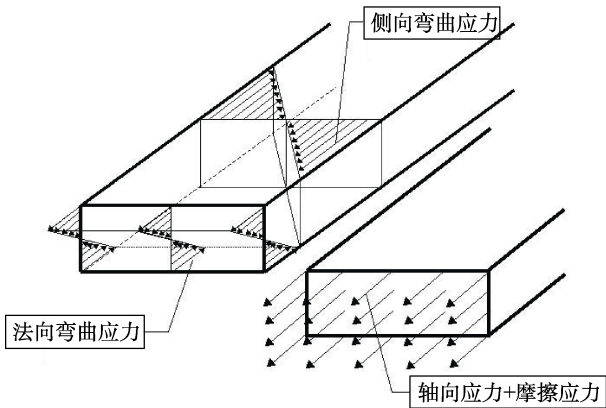


图 5 抗拉铠装条带中的应力成分^[28]
Fig.5 Stress components in tensile armor wire^[28]

提取热点截面处的有效张力和曲率分量时程;其次,将得到的有效张力和曲率分量时程,作为局部有限元分析模型的载荷输入,计算金属条带的应力时程;然后,采用雨流计数法对应力时程进行循环计数,得到若干应力循环,并进行平均应力修正,供损伤计算使用;最后,结合 $S-N$ 曲线与 Miner 准则计算疲劳损伤。

这里也采用上述方法,其中整体分析采用 OrcaFlex 软件,模型如图 4 所示。局部分析采用 BFlex 软件,模型如图 3 所示。平均应力修正选择 Gerber 方法,即:

$$\frac{S_r}{S_e} + \left(\frac{S_m}{S_u} \right)^2 = 1 \quad (1)$$

式中: S_r 和 S_m 分别为通过雨流计数法得到的应力范围和平均应力; S_e 为修正后的应力范围; S_u 为材料的极限抗拉强度。

根据 DNV-RP-C203 规范^[29],选择高强度钢在空气以及海水中腐蚀的 $S-N$ 曲线,截距 $\lg A$ 、斜率 m 、应力比 R 以及疲劳极限的取值见表 7。

表 7 $S-N$ 曲线的参数
Tab.7 Parameters of $S-N$ curves

环境	$\lg A$	m	R	疲劳极限
空气	17.446	4.7	-1	235 MPa, 对应的 循环次数为 2.0×10^6
海水	17.446	4.7	-1	无

5.2 疲劳分析结果

从疲劳失效的角度而言,陡波形立管的热点截面通常位于限弯器、垂弯段和拱弯段等曲率较大的区

域,如图 4 所示。表 8 给出了无腐蚀发生时这 4 个危险区域的疲劳分析结果,其中疲劳寿命的计算考虑了 10 倍安全系数。从结果可以看出,若按照传统做法,考虑环空区域为干燥环境,立管几乎不发生损伤,疲劳寿命近乎无限,这与当前的工程设计经验一致。出现这种结果的原因是,空气中的 $S-N$ 曲线存在 235 MPa 的疲劳极限,条带的应力范围基本均小于该值,所以不会对立管造成损伤。但若考虑环空区域为潮湿环境,即使仍然采用条带的原始尺寸,疲劳寿命却由无限寿命减小到仅 85.34 a (出现在拱弯段)。这是因为海水中的 $S-N$ 曲线没有疲劳极限,应力范围无论多小也会造成损伤。

12 寸立管在不同腐蚀深度下的疲劳分析结果见表 9。当腐蚀深度为 0.3 mm 时,与无腐蚀潮湿环境相比,拱弯段的疲劳寿命由 85.34 a 减小到 60 a (即设计寿命的 2.4 倍),减小了 29.69%。因两者采用的都是海水中的 $S-N$ 曲线,故这一减幅体现的完全是条带截面尺寸减小的影响。若与无腐蚀干燥环境相比,拱弯段的疲劳寿命则是由无限寿命减小到 60 a,这种急剧的变化同时包含了截面尺寸减小和 $S-N$ 曲线选取的影响。可见,与引起条带截面尺寸减小相比,腐蚀的影响更重要的是体现在 $S-N$ 曲线的选取上。同时,这也意味着腐蚀环境下的疲劳可能成为柔性立管最为危险的失效模式。

表 8 无腐蚀发生时 12 寸立管的疲劳分析结果
Tab.8 Fatigue analysis results of 12-inch riser without corrosion

区域	干燥环境 (空气中 $S-N$ 曲线)		潮湿环境 (海水中 $S-N$ 曲线)	
	损伤	寿命/a	损伤	寿命/a
顶部限弯器	1.00×10^{-32}	1.00×10^{31}	5.95×10^{-5}	1 680
垂弯段	1.00×10^{-32}	1.00×10^{31}	5.44×10^{-5}	183.8
拱弯段	1.00×10^{-32}	1.00×10^{31}	1.17×10^{-3}	85.34
底部限弯器	1.00×10^{-32}	1.00×10^{31}	1.03×10^{-3}	96.76

表 9 不同腐蚀深度下 12 寸立管的疲劳分析结果
Tab.9 Fatigue analysis results of 12-inch riser under different corrosion depth

区域	腐蚀 0.20 mm		腐蚀 0.25 mm		腐蚀 0.30 mm	
	损伤	寿命/a	损伤	寿命/a	损伤	寿命/a
顶部限弯器	7.57×10^{-5}	1 321	8.02×10^{-5}	1 246	8.51×10^{-5}	1 175
垂弯段	6.56×10^{-4}	152	6.89×10^{-4}	145	7.24×10^{-4}	138
拱弯段	1.47×10^{-3}	68	1.56×10^{-3}	64	1.66×10^{-3}	60
底部限弯器	1.19×10^{-3}	84	1.33×10^{-3}	75	1.40×10^{-3}	71

6 结论

本文研究了金属条带腐蚀对非黏结柔性立管安全评估的影响,某 12 寸陡波形目标柔性立管的算例分析结果表明,腐蚀对立管的结构刚度、局部强度和疲劳寿命均有显著影响,安全评估时必须予以充分考虑。具体结论如下:

- 1) 腐蚀对立管轴向刚度和扭转刚度的影响较大,对于目标立管最大可达 10%,而对弯曲刚度的影响很小。这是因为轴向刚度和扭转刚度主要由抗拉铠装层提供,而弯曲刚度的贡献主要来自聚合物层。
- 2) 腐蚀对目标立管金属条带应力的影响在 10%~20%,尽管不可忽略,但由于条带材料的结构承载力较大,所以并未影响局部强度的校核结果。
- 3) 腐蚀对疲劳寿命的影响一方面体现在条带截面尺寸减小引起的应力增大,另一方面体现在 $S-N$ 曲线的选取。与前者相比,后者的影响更为重要,可令目标立管的疲劳寿命由无限寿命减小到设计寿命的

2.4 倍。腐蚀环境下的疲劳可能成为柔性立管最为危险的失效模式,在设计阶段应当进行气体渗透和环空环境分析,并根据分析结果选取合适的 $S-N$ 曲线开展疲劳寿命计算。

参考文献:

[1] 中国海油集团能源经济研究院. 中国海洋能源发展报告 2024[R]. 北京: 2024 海洋能源发展国际论坛, 2024. Energy Economics Institute of CNOOC. Marine Energy Development Report of China 2024[R]. Beijing: 2024 International Forum on Marine Energy Development, 2024.

[2] 董磊磊. 非粘合柔性立管截面特性的理论计算及 BSR 区域的疲劳分析[D]. 大连: 大连理工大学, 2013: 1-2. DONG L L. Theoretical Calculation of Section Characteristics of Unbonded Flexible Riser and Fatigue Analysis in BSR Area[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2013: 1-2.

[3] 金星, 胡军, 杨波, 等. 动态柔性立管环空检测技术及

- 应用[J]. 海洋工程装备与技术, 2019, 6(S1): 28-31.
- JIN X, HU J, YANG B, et al. Dynamic Flexible Riser Annulus Test Technology and Application[J]. Ocean Engineering Equipment and Technology, 2019, 6(S1): 28-31.
- [4] 陈严飞, 何明畅, 宗优, 等. 非粘结柔性软管失效模式与控制措施研究进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(11): 122-31.
- CHEN Y F, HE M C, ZONG Y, et al. Research Progress on Failure Modes of Unbonded Flexible Pipe and Their Control Measures[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(11): 122-31.
- [5] 陈严飞, 江楠, 何明畅, 等. 非黏结柔性管道抗拉铠装层腐蚀机理与安全评价研究进展[J]. 海洋工程, 2023, 41(4): 178-188.
- CHEN Y F, JIANG N, HE M C, et al. A Review on Corrosion Mechanism and Safety Evaluation of Tensile Armor Layer of Unbonded Flexible Pipe[J]. The Ocean Engineering, 2023, 41(4): 178-188.
- [6] 俞树荣, 王超. 腐蚀海洋立管剩余强度预测[J]. 化工机械, 2014, 41(5): 552-556.
- YU S R, WANG C. Remaining Strength Prediction of Corroded Marine Risers[J]. Chemical Engineering & Machinery, 2014, 41(5): 552-556.
- [7] 郑露, 安平, 韩羽, 等. 海洋平台立管腐蚀治理方法研究与应用[J]. 全面腐蚀控制, 2024, 38(3): 139-142.
- ZHENG L, AN P, HAN Y, et al. Research and Application of Corrosion Control Methods for Offshore Platform Risers[J]. Total Corrosion Control, 2024, 38(3): 139-142.
- [8] 龚凡明, 余建星, 郝晓楠, 等. 基于风险检查的海洋立管腐蚀失效分析[J]. 石油矿场机械, 2013, 42(2): 1-4.
- GONG F M, YU J X, HAO X N, et al. Corrosion Failure Analysis of Marine Riser Based on Risk Inspection[J]. Oil Field Equipment, 2013, 42(2): 1-4.
- [9] 陈漫玲. 内腐蚀深海立管剩余强度评估[D]. 武汉: 武汉理工大学, 2016.
- CHEN M L. Residual Strength Assessment of Deepwater Risers with Inner Corrosion[D]. Wuhan: Wuhan University of Technology, 2016.
- [10] 王长学, 王鸿轩, 高凌霄. 非粘结挠性复合软管常见失效模式与失效原因分析[J]. 辽宁化工, 2022, 51(6): 837-840.
- WANG C X, WANG H X, GAO L X. Analysis of Common Failure Modes and Failure Causes of Unbonded Flexible Pipe[J]. Liaoning Chemical Industry, 2022, 51(6): 837-840.
- [11] 范嘉堃, 罗晓兰, 李博, 等. 腐蚀立管的检测方法 & 剩余强度评价[J]. 无损检测, 2015, 37(1): 33-37.
- FAN J K, LUO X L, LI B, et al. Detection Method and Remaining Strength Assessment for Corroded Riser[J]. Nondestructive Testing Technologizing, 2015, 37(1): 33-37.
- [12] 宋青武. 海洋立管风险评价与安全措施研究[D]. 天津: 天津大学, 2009.
- SONG Q W. Study on Risk Assessment and Safety Measures of Marine Riser[D]. Tianjin: Tianjin University, 2009.
- [13] 曹鑫. 海洋立管缺陷与结构易损区域分析及安全评估[D]. 兰州: 兰州理工大学, 2013.
- CAO X. Analysis and Safety Assessment of Defects and Vulnerable Areas of Marine Risers[D]. Lanzhou: Lanzhou University of Technology, 2013.
- [14] 巴宁, 张苗苗, 汪菁, 等. 深海钢悬链线立管腐蚀疲劳性能分析[J]. 武汉理工大学学报, 2024, 46(6): 46-53.
- BA N, ZHANG M M, WANG J, et al. Analysis of Corrosion Fatigue Performance of Steel Catenary Risers in Deep-Sea[J]. Journal of Wuhan University of Technology, 2024, 46(6): 46-53.
- [15] 杜圣道. 柔性立管运营风险分析与维护管理建议[J]. 科技创新与应用, 2021, 11(10): 118-120.
- DU S D. Risk Analysis and Maintenance Management Suggestions of Flexible Riser Operation[J]. Technology Innovation and Application, 2021, 11(10): 118-120.
- [16] 郑松贤, 李友行, 柳斌, 等. 立管腐蚀治理工艺应用[J]. 化工装备技术, 2023, 44(1): 37-40.
- ZHENG S X, LI Y H, LIU B, et al. Application of Riser Corrosion Treatment Process[J]. Chemical Equipment Technology, 2023, 44(1): 37-40.
- [17] 任少飞. 非粘结柔性立管截面力学性能及典型失效特性研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2015.
- REN S F. Study on Mechanical Properties and Typical Failure Characteristics of Unbonded Flexible Riser Section[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2015.
- [18] American Petroleum Institute. Recommended Practice for Flexible Pipe: API RP 17B[S]. Washington: API Publishing Services, 2014.
- [19] 顾洪禄, 郭海燕, 刘震. 陡波形立管涡激振动疲劳损伤参数敏感性分析[J]. 中国海洋大学学报(自然科学版), 2021, 51(5): 113-121.
- GU H L, GUO H Y, LIU Z. Parametric Sensitivity Analysis of Fatigue Damage in Steep-Wave Riser Due to Vortex-Induced Vibration[J]. Periodical of Ocean University of China, 2021, 51(5): 113-121.
- [20] 司江伟. 浮筒对柔性立管构型影响规律的研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- SI J W. Study on the Influence of Buoy on the Configuration of Flexible Riser[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.
- [21] 李朋杰. 陡波形非粘结柔性立管疲劳寿命评估[D]. 武汉: 华中科技大学, 2021.
- LI P J. Fatigue Life Assessment of the Non-bonded Flexible Riser[D]. Wuhan: Huazhong University of Science & Technology, 2021.
- [22] 任铁, 宋磊建, 沈志平, 等. 半潜式生产平台缓波形柔性立管设计分析[J]. 中国海洋平台, 2018, 33(6): 12-20.
- REN T, SONG L J, SHEN Z P, et al. Design and Analysis of Lazy-Wave Flexible Riser of Semi-Submerged

- Production Platform[J]. China Offshore Platform, 2018, 33(6): 12-20.
- [23] 庞国良. 海洋非粘结柔性管截面力学特性及典型失效分析研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2020.
- PANG G L. Study on Mechanical Characteristics and Typical Failure Analysis of Offshore Unbonded Flexible Pipe Section[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2020.
- [24] 4subsea. Un-bonded Flexible Risers-Recent Field Experience and Actions for Increased Robustness: 0389-26583-U-0032[R/OL].(2013-12-31)[2025-04-15].<https://www.havtil.no/contentassets/c2a5bd00e8214411ad5c4966009d6ade/un-bonded-flexible-risers--recent-field-experience-and-actions--for-increased-robustness.pdf>.
- [25] DUGSTAD A, BØRVIK L, PALENCAR S, et al. Corrosion Testing of Steel Armour Wires in Flexible Pipes—a Parametric Study[C]// Corrosion 2015. Dallas: NACE International, 2015.
- [26] NTNU, 4subsea, SINTEF. Handbook on Design and Operation of Flexible Pipes: OC2017 A-001[R/OL]. (2017-06-06)[2025-04-15]. <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/3123266/OC2017%2bA-001%2b-%2bHandbook%2bon%2bDesign%2band%2boperation%2bof%2bflexible%2bpipes.PDF?sequence=1&isAllowed=y>.
- [27] American Petroleum Institute. Specification for Unbonded Flexible Pipe: API RP 17J[S]. Washington: API Publishing Services, 2014.
- [28] DOYNOV K, NILSEN-AAS C, HAAKONSEN R, et al. Methodology for Calculating Irregular Wave Stress Time Histories of Tensile Wires in Flexible Risers[C]// ASME 2007 26th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, San Diego: American Society of Mechanical Engineers, 2009.
- [29] DNVGL. Fatigue Design of Offshore Steel Structures: DNVGL-RP-C203[S]. Norway: DNVGL, 2019.