

渤海油田某新建海底管道内检测通球与结果分析

邹 亮（中海石油（中国）有限公司天津分公司渤西作业公司，天津 300450）

摘 要：海底管道作为海上油气田开发生产系统的大动脉，为确保渤海油田某条新建海底管道安全可靠运行，明确其管道强度、管体金属损失缺陷情况，采取有效措施进行预防性维护。本文参考管道完整性管理标准和规定，通过调研管道数据和实施漏磁内检测技术，对内检测通球作业过程和内检测结果分析进行了全面阐述，重点评估了管道的剩余强度，为海底管道的运维管理提供决策依据，并对该条海管后续维护维修、腐蚀治理、监管措施和安全运营提供了合理性的建议。

关键词：海底管道；内检测技术；金属损失缺陷；管道完整性

1 背景概述

新建海管投产前需要进行全面的内检测通球作业，管道内检测是管道完整性管理中数据采集的重要一环，是发现和定位管道缺陷的有效手段。通过内检测作业，可以对管道内部状况进行检测和评估，评价系统完整性以及安全、可靠和经济化运作的条件。渤海油田某条新建海底管道于 2024 年投产，海管全长约 3.5km，采用双层管结构，内管直径 16 寸，内管壁厚 15.9mm，外管直径 22 寸，外管壁厚 15.9mm，管道设计寿命 25 年。

2024 年 9 月，油田对该条海底管道进行了基线内检测作业，作业范围包括数据收集、编制施工方案、现场施工、分析评估等内容，作业中使用了机械测径球、钢刷磁铁球、电子几何检测器、超声检测器和漏磁检测器漏磁和超声设备，通过性及过弯能力均满足要求，检测作业过程中设备结构件无脱落，动力皮碗、支撑皮碗及里程轮等结构件正常磨损。

2 内检测通球作业

2.1 内检测前的准备工作

为确保本次海管基线内检测作业顺利开展，提前进行了设备检查测试、设备动复员计划、施工计划、现场开工会。

2.1.1 设备检查测试

动员前应平台收发球两端的工艺设施进行检查和测试，满足要求后进行作业前的动员工作：①确认生产参数的稳定性；②确认收发球装置仪表附件处于良好的工作状态；③对收发球筒进行检查，保证快开盲板可用；④检查快开盲板的密封圈，如必要需更换；⑤验证球阀的密封性；⑥准备储存清出物和废液的容器；⑦准备推动和取出设备的工具；⑧检查确认设备运抵现场的通道是否畅通；⑨确认应急设备随时待命；

⑩制定设备的取出和运输方案。

2.1.2 设备动复员计划

为提高本次作业效率，对整个作业过程进行了周密计划。提前将本次作业所需基线内检测设备送至海上平台，并进行检查和调试，与此同时，计划好作业人员、作业时间，并根据管道公司的 QHSE 管理体系要求，对其制定培训，包括入场或出海安全教育、安全质量技术交底、JSA 分析、专项安全培训等。

2.1.3 施工计划

施工计划对作业顺利实施、成本控制、质量保证以及安全施工等方面有着重要作用，编制一个完善的施工方案是确保工程项目顺利进行的关键步骤。具体作业实施流程如图 1。



图 1 作业实施流程图

2.1.4 现场开工会

在作业实施前召开现场开工会，是有效保障作业安全有序的实施的前提，还可进一步提高现场人员的安全技术水平，本次现场开工会包括以下内容：①明确各岗位人员的职责范围；②讲述本次施工作业内容，并根据作业内容进行风险辨识，针对存在的风险介绍相应的防范措施；③讲解工作中设备的使用要求；④讲述作业平台安全管理程序；⑤讲述作业平台安全应急程序；⑥讲述作业平台通讯联络方式。

2.2 应急程序

在进行清管及内检测作业过程中，经常会出现各种问题，如球未发出、球未接收、球旁通、球卡堵等。

2.2.1 球未发出

在施工过程中，由于管道内部复杂的情况，以及操作问题，可能将球卡在管道内。首先判断球的位置，如果球是卡在球阀、三通、球筒处，则需检查收发球端放空阀和排放阀是否处于关闭状态，核查球的尺寸检查记录，再次确认设备的尺寸是否正确，缓慢增加球的排量和压力，同时监控发球端的压力。

2.2.2 球未收到

首先检查收球端前的球阀是否处于完全开启状态，正常通球期间，收球段三通球阀处于关闭状态，直到球进入收球筒后再快速打开缓慢，同时增加通球流量和压力，同时监控收发球端的压力。

2.2.3 球旁通

若在发送密封尺寸小于管线内径的球时，或者管道内壁有异物将球密封碟片破坏使球密封失效，可能会由于旁通造成球滞留在海管中或长时间不能收球。如超过 1.5 倍正常通球时间，球体仍未到达收球筒，

可视为球体发生旁通。解决措施：①反复提高海管压力至最大操作压力，下游快速泄压，提高海管输量，增大压差，诱使清管器向前运行；②根据现场实际情况，可继续发送一个等径或过盈量稍大的泡沫球推动产生旁通的清管器向前运行。

2.2.4 球卡堵

发球端海管压力快速上涨超过，收球端压力降低且来液明显减少，判断球可能在海管内发生卡堵。处理措施：①正向增压解卡。收球端增加海管入口压力，收球端进行快速泄压，增加海管压差，迫使球移动进行解卡，若下游可收到稳定液量，证明球在海管内向前移动，海管压力恢复正常，则解卡成功；②若正向增压解卡措施不能解卡，则需要反推，或者正反推交替操作。

2.3 内检测通球过程

本次内检测通球作业一共发出 5 个检测设备，分别是：机械测径球、钢刷磁铁球、电子几何检测器、超声检测器、漏磁检测器（按照发出时间先后排序）。清管及基线内检测阶段，液体速度为 0.84m/s，运行时间为 1.16h，海管平均压力 0.9MPa，整个海管工况由专人负责记录。为确保海管内检测数据结果真实有效，减少误差，作业要求每收到一次检测设备后，需要满足表 1 条件，方可进行下一步工作。

3 管道评估分析

管道评估分析可以预防管道腐蚀、裂纹、变形等潜在问题，还可以为管道的维护和管理提供科学依据。作业过程中，漏磁内检测器稳态运行速度始终保持在 0.1m/s ~ 15m/s（漏磁内检测器允许运行速度范围）之内，其中最大运行速度为 0.9m/s。通过检测报告得知：

表 1 发球顺序及下一步作业标准

序号	设备名称	数量	下一步作业标准
1	机械测径球	1	球体外观无较大破损，清出物（软蜡、油泥、砂子）重量小于 8kg，轮廓测径盘变形后直径不低于 305mm
2	钢刷磁铁球	1	球体外观无较大破损，清出物（软蜡、油泥、砂子）重量小于 8kg，且铁磁性杂质不高于 4kg
3	电子几何检测器	1	数据采集成功，管道内部几何特征满足超声检测器要求，且测得的管道最小通过内径不低于 325mm，可进行下一步超声检测作业；测得的管道最小通过内径不低于 345mm，方可进行漏磁检测作业。
4	超声检测器	1	数据采集成功，数据完整有效无丢失，各附件特征、焊缝信号等清晰可见。
5	漏磁检测器	1	数据采集成功，数据完整有效无丢失，各附件特征、焊缝信号等清晰可见。

表 3 检测金属损失缺陷统计表

里程 (m)	相对焊缝距离 (m)	时钟方位	壁厚 (mm)	管节长度 (m)	深度 (%)	长度 (mm)	宽度 (mm)	缺陷位置
1415.441	0.394	4.04	15.9	12.03	10.68	27.1	25	外部

整条管道检测出深度超出报告阈值（10% 管道壁厚）的缺陷特征 1 处，为外部制造缺陷。

3.1 内检测数据分析

本次内检测结果如表 2、表 3 所示，通过表 2、表 3 得到基线内检测共检测到深度 $\geq 10\%$ 壁厚的金属损失缺陷 1 处，为外部制造缺陷，深度为 10.68%，位于里程 1415.441m。

表 2 检测缺陷信息表

金属损失缺陷					
缺陷	总数	缺陷位置			
深度		内部腐蚀	外部腐蚀	内部制造	外部制造
$\geq 50\%$	0	0	0	0	0
40-49%	0	0	0	0	0
30-39%	0	0	0	0	0
20-29%	0	0	0	0	0
10-19%	1	0	0	0	1
总数	1	0	0	0	1

3.2 剩余强度分析

3.2.1 腐蚀缺陷

评价主要参照 DNV-RP-F101(2021)的许用应力法。该方法是根据许用应力设计（ASD）标准。许用应力法需先计算出具有腐蚀缺陷管道的失效压力（即剩余强度），然后再将该失效压力乘以一个基于初始设计参数的单一安全系数而得到最终的安全工作压力。

计算中需要用到结构的极限拉伸强度（UTS）。如果 UTS 未知，则可以使用规定的最小拉伸强度（即用 SMTS 替代 UTS）。实测的 UTS 值可以从具有代表性的管道试样上所作标准拉伸试验结果中获得，或从工厂证书中获得。

在实际的计算评估中，用该方法计算得到的腐蚀管道的最终剩余强度由实际的计算数值乘以这个总使用系数得到。

失效压力的计算如下：

$$P_f = \frac{2 \cdot t \cdot SMTS \cdot \left(1 - \frac{d_0}{t}\right)}{(D - t) \cdot \left(1 - \frac{d_0}{Q \cdot t}\right)}$$

单一安全系数由两部分组成：

F1=0.9，模型系数。

F2：作业使用系数，引入此系数是为了保证腐蚀缺陷的工作压力和失效压力之间有一个安全裕度。

用于确定安全工作压力的总使用系数（F）应为 $F=F1 \cdot F2$ 。

通过计算，将许用压力或安全工作压力与最大允许运行压力进行比较，判断缺陷是可以接受（若许用压力或安全工作压力大于最大允许运行压力，则腐蚀缺陷可接受，管道可在最大操作压力作用下继续运行，并且对于单个缺陷可以进行剩余寿命的预测）。

3.2.2 制造缺陷

制造缺陷是指非腐蚀原因造成的缺陷，相对于腐蚀缺陷，制造缺陷有更显著的应力集中作用。一般腐蚀缺陷的剩余强度评估方法已不再适用。Shannon 提出了一种评估方法，并通过试验证明该方法适用于人为导致的制造缺陷评估。已知缺陷轴向长度 L 和深度 d，管道的失效压力 P_f 计算如下：

$$P_f = \frac{2t}{D} (1.15 SMTS) \left[\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} M^{-1}} \right]$$

其中 M 取值如下：

$$M = \sqrt{1 + \frac{1.255}{2} \left[\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right]^2 - \frac{0.0135}{4} \left[\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right]^4}$$

本次评估选取了检测深度 $\geq 10\%$ 的金属损失缺陷进行强度计算。仅考虑内压情况下，缺陷评估结果如下：外部制造缺陷安全工作压力为 18.07MPa，此缺陷深度为 10.68%，长 27.1mm，缺陷里程为 1415.441m 处（如表 4 所示）。

预评估维修系数 ERF 的计算如下：

$$ERF = MAOP/p$$

MAOP：最大允许运行压力。

通过计算 ERF，判断缺陷是否可以接受。若 ERF 小于 1，则缺陷可接受，管道可在最大操作压力作用下继续运行，并且对于单个缺陷可以进行剩余寿命的预测；若 ERF 大于或等于 1，则缺陷不可接受，管道运行压力需降至许用压力或安全工作压力运行，或对管道缺陷部位进行修理或更换缺陷管段。

经分析统计，该海管检出缺陷中 ERF 最大值为 0.06。

4 结论

①整条管线共记录到 1 个金属损失缺陷，为外部

表 4 制造缺陷剩余强度评估结果统计表

里程 (m)	相对焊缝距离 (m)	时钟方位	深度 (%)	长度 (mm)	宽度 (mm)	安全工作压力 (MPa)	缺陷位置
1415.441	0.394	4.04	10.68	27.1	25	18.07	外部

制造缺陷,位于海底管段,未检测出深度超出 10% 管道壁厚的内部缺陷特征。海底管段中检测到的缺陷位于 1421.931m 处,该缺陷为外缺陷,时钟位置为 4:04,深度为 1.70mm (对应剩余壁厚为 14.2mm),长 27.1mm,宽 25mm,相对公称壁厚的深度百分比为 10.68%。②海底管道漏磁内检测是检测管体缺陷的有效方式,通过内检测数据对管道强度、管体金属损失缺陷进行分析评估,确保海底管道安全平稳运行,达成减少或者是不发生管道运营过程对员工、社会公众、用户或环境产生不利影响的基本目标。③每天记录生产运行工况,保证其在设计工况下运行,并按照《一管一策》和相关管理要求开展工作本次为基线检测,后续关注工况、介质组分、清出物等影响腐蚀的因素地变化,建议管道再检测周期为 5 年。若腐蚀性气体检测数据及腐蚀挂片等监测数据表明腐蚀风险较高,建议适当缩短再检周期,并在检测后进行检测数据对比分析。

参考文献:

- [1] 董利萍,刘希永,徐洪林,等.长输管道的通球和测径[J].油气田地面工程,2003,22(12):56-56.
- [2] 任慧龙,李陈峰,夏雪.腐蚀海底管道剩余强度的

可靠性评估方法研究[J].船海工程,2009(5):5.

- [3] 吴秋云,李成钢,杨敬红,等.渤南油气田海底管道内检测结果分析及评价[J].海洋科学,2012,36(10):107-111.
- [4] 徐学武.涠洲 11-1 至 12-1PAP 海管内检测与腐蚀分析[J].腐蚀与防护,2015(7):643-647.
- [5] 宋生奎,宫敬,才建,等.油气管道内检测技术研究进展[J].石油工程建设,2005,31(2):5.
- [6] 王金榜.原油海管清管与内检测作业过程中的应急程序及措施[J].现代工业经济和信息化,2023,13(4):236-237.
- [7] 殷川,程东旭,方刚,等.海上采油中心平台与无人井口平台等径环路海管通球技术的应用[J].天津科技,2021(09):99-100.
- [8] 梁云.海管内检测与海管防腐蚀策略探讨[J].石油和化工设备,2024(03):27.

作者简介:

邹亮(1987-),男,湖北麻城人,大学本科学历,工程硕士学位,工程师,从事石油天然气开发生产运营管理。

