

渤南油气田海底管道内检测结果分析及评价

吴秋云, 李成钢, 杨敬红, 张敬安, 郑辉

(中海油田服务股份有限公司 物探事业部, 天津 300451)

摘要: 运用腐蚀分析的方法, 对渤南油气田海底管道的内检测结果进行了清出物分析、腐蚀规律分析及维修因子分析, 得出了管道的腐蚀规律和安全状况, 并提出了本条海管的运维建议。海底管道内检测结果腐蚀分析方法的应用, 是国内首次将这一办法系统地应用于海底管道内检测结果分析, 对于今后海底管道内检测的结果分析具有开创和借鉴意义。

关键词: 内检测; 腐蚀缺陷; 维修因子; 海管; 评价

中图分类号: TE832 文献标识码: A 文章编号: 1000-3096(2012)10-0107-05

管道内检测作为管道完整性管理的关键一环, 目前在国内受到了越来越多的关注。伴随海洋石油的快速发展, 海底管道内检测作为一项关键的管道检测手段, 将进入一个高速发展期, 同时海底管道内检测的结果分析技术, 是针对内检测检测结果进行腐蚀分析、预测, 管道安全评价的综合性技术, 其重要愈发凸显。

2010 年中海油天津分公司完成了渤南油田海底管道的清管及内检测项目。检测海管长 32 km, 直径 355.6 mm, 本文在目标海底管道检测数据的基础上, 对本条海底管道的检测结果进行腐蚀分析、规律总结和安全预测。

1 检测结果

1.1 管道结构检测

根据管道的电子几何检测和漏磁检测, 发现并记录管道结构部件, 见表 1。管道电子几何检测结果显示: 本条海管没有发现明显的管道内径变化。

表 1 管道部件检测结果

Tab. 1 Inspection results of pipeline fittings

序号	结构名称	数量(个)
1	收发球筒	2
2	法兰	5
3	阀门	6
4	弯头	14
5	三通/开孔	14
6	夹套/支架	8

1.2 管道腐蚀检测

本次腐蚀检测共发现腐蚀缺陷 4 460 处, 根据缺陷深度占壁厚的百分比进行分类, 具体情况见表 2。

根据腐蚀缺陷的形态对所检测的缺陷进行分类, 缺陷分布见表 3。

2 结果分析

2.1 清出物分析

对该管道清管的清出物进行了样品溶解性分析, 分析结果见表 4。溶解性试验结果显示: 目标海管通球垢样以可溶于盐酸的无机物(盐)为主, 占到了全部垢样的 84.8%。

对样品运用能谱分析、X 光衍射法进行了无机组分分析, 分析结果见表 5。组分分析结果显示: 海管通球垢样以 CO_2 的腐蚀产物(FeCO_3 : 89%)为主, 另外还有少量 H_2S 的腐蚀产物(FeS : 4%)。

由此可见本条海管的腐蚀主要是以 CO_2 腐蚀为主, 附带有 H_2S 腐蚀。

2.2 腐蚀规律分析

2.2.1 管道两端分布有大量的轻度腐蚀

从图 1 中可以发现, 管道两端 1 km 范围内分布有大量的轻度腐蚀, 缺陷主要分布在管道的 3 点~9 点(时钟位置)的范围内, 发生这种现象的主要原因

收稿日期: 2012-04-24; 修回日期: 2012-09-03

基金项目: 国家科技重大专项(2008zx05027-004)

作者简介: 吴秋云(1961-), 男, 河北涿水人, 高级工程师, 主要从事海洋石油物探、勘察、水下工程研究工作, 电话: 022-25829618, E-mail: wuqy@cosl.com.cn

表 2 壁厚损失分类

Tab. 2 Classification of wall thickness loss

缺陷点壁厚损失百分比(%)	缺陷数量(个)	腐蚀类型	腐蚀级别	缺陷数量百分比(%)
50	1	内腐蚀	重度	0.02
30~49	24	内腐蚀	中度	0.54
20~29	103	内腐蚀	轻度	2.31
10~19	4332	内腐蚀	轻度	97.13
合计	4460			100

表 3 腐蚀缺陷形态分类

Tab. 3 Classification of corrosion defects

腐蚀类型	缺陷数量(个)	缺陷数量百分比(%)
均匀腐蚀	12	0.27
点腐蚀	798	17.89
轴向腐蚀槽	72	1.61
环向腐蚀槽	127	2.85
针孔腐蚀	1400	31.39
轴向腐蚀沟	1550	34.75
环向腐蚀沟	503	11.28
合计	4460	

表 4 垢样溶解性结果

Tab. 4 Dissolution of scale sample

溶剂	石油醚	甲苯	盐酸	不溶物
溶解量(%)	11.48	1.95	84.8	1.7

表 5 无机组分

Tab. 5 Inorganic components

组分	FeCO ₃	FeS	Fe ₃ O ₄	CaCO ₃	SiO ₂	Al ₂ O ₃
组分质量分数(%)	89	4	2	2	1	1

注: 组分质量分数数据均是以有机溶剂溶解完的样品干基为基准

是海管两端立管附近, 由于存在大量气液混杂且“干湿”频繁交替现象, 形成了这一区域内大范围轻度腐蚀的分布状况。

2.2.2 腐蚀在管壁时钟位置分布前后分布规律不同

根据图 2 所示, 腐蚀在管体的分布呈现如下规律: 管道前半程腐蚀缺陷主要分布在管道 2 点~10 点位置内, 在此范围内周向分布比较均匀; 管道后半程腐蚀缺陷主要分布在 4 点~8 点位置内, 在此范围内, 缺陷分布仍呈现明显的底部集中现象。

分析这种现象的形成, 主要有以下两方面因素: (1)根据管道沿程的高程分布, 如图 2 所示, 管道高程从发球端至收球端逐渐降低, 由于管道介质中含水, 因此管道沿程的持水率逐渐升高。(2)根据管内介质流体状态计算知, 本条管道前半程流态主要表现为冲击流, 后半程流态主要为分层流, 在管道后半程形成了如图 3 所示的管内介质分布特点。

上述两方面因素形成了管道前后腐蚀在管壁时钟位置分布前后分布规律不同的现象。

2.2.3 腐蚀严重程度前后分化明显

腐蚀深度一般按管壁被腐蚀的厚度占管壁厚度的百分比表示, 本次管道内检测缺陷深度检测门限为管道壁厚的 10%, 由图 4 管道沿程腐蚀深度分布图可以看出, 严重腐蚀和中度腐蚀缺陷分布在管道前半程部分, 主要形式是点蚀和坑蚀, 后半程全部为轻度腐蚀。

分析这一现象的原因主要有以下两点: (1)根据流态分析, 前半程主要表现为冲击流, 冲击流导致管道内壁腐蚀保护膜脱落, 易形成点蚀; (2)管道入口温度为 60℃左右, 管道出口温度为 30℃左右, 根据腐蚀发展的规律, 管道前半程更利于点蚀的发生和发展, 这成为了管道前半程腐蚀深度较后半程高的一个原因。

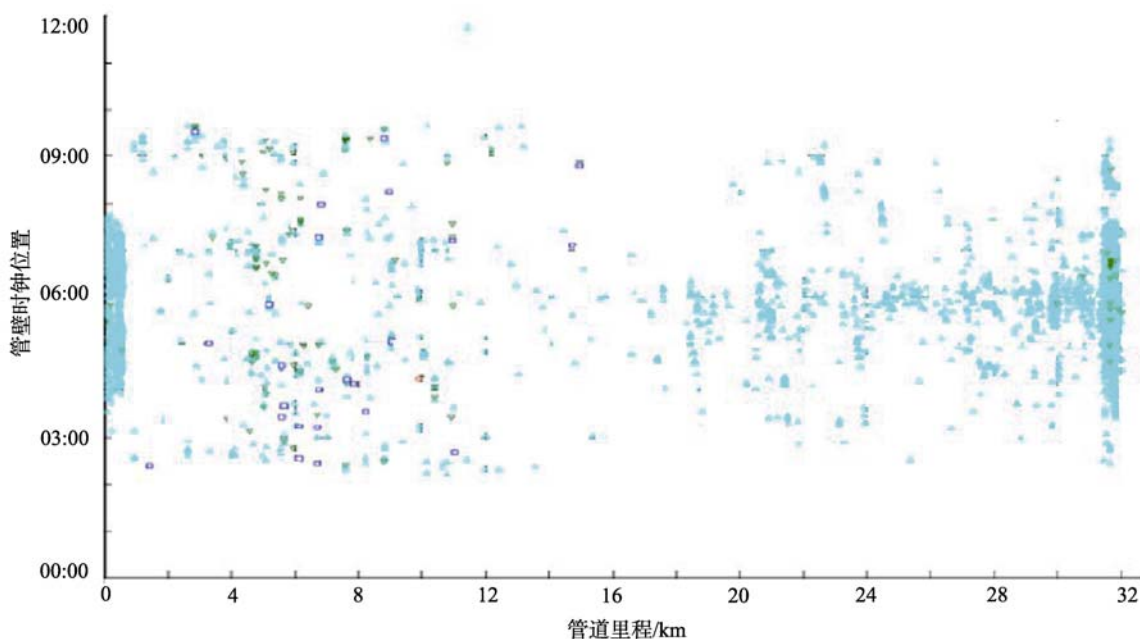


图 1 管道沿程管体腐蚀分布图

Fig. 1 Corrosion distribution along the pipeline

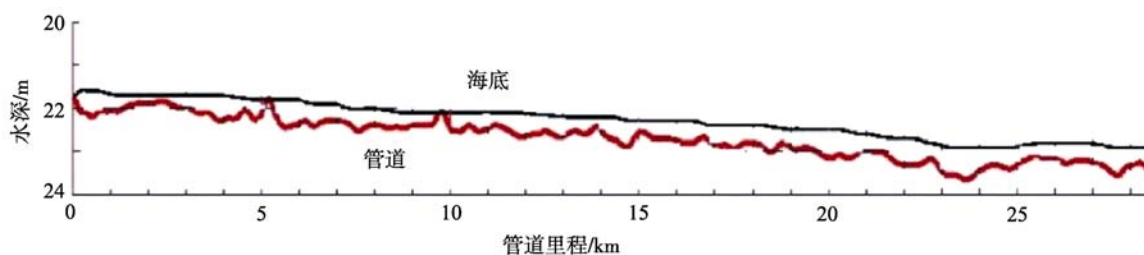


图 2 管道沿程高程图

Fig. 2 Pipeline elevation chart

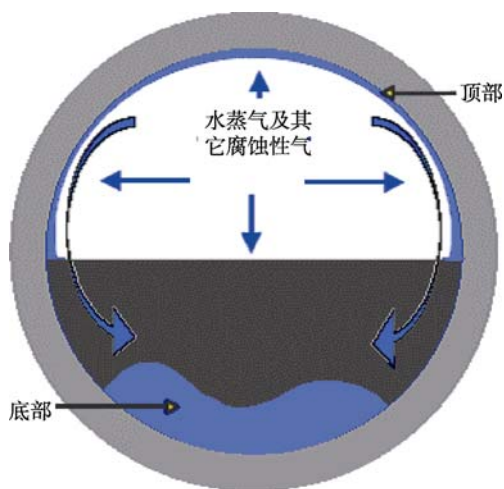


图 3 后半程管内介质分布图

Fig. 3 Medium distribution chart of the second half pipeline

3 结果评价

3.1 腐蚀速率分析

预测管线的腐蚀变化趋势及腐蚀对管线结构完整性的危害是评价管线剩余寿命的关键步骤^[1]。以本次检测发现最深腐蚀点为例，其壁厚损失达 53%，剩余壁厚为 7.47 mm。如果把此腐蚀当作一个匀速进行的过程来看待，则其壁厚方向平均腐蚀速率约为 1.5 mm/a，按照此腐蚀坑腐蚀速率估计，在 2013 年 1 月其壁厚损失将会达到管道壁的 80% (根据 ASME 标准，壁厚损失超过 80% 不可接受)。如果考虑点蚀的加速效应，时间可能会更短。

3.2 维修因子分析

维修因子 (Estimated repair factor)^[2] 表征的是管

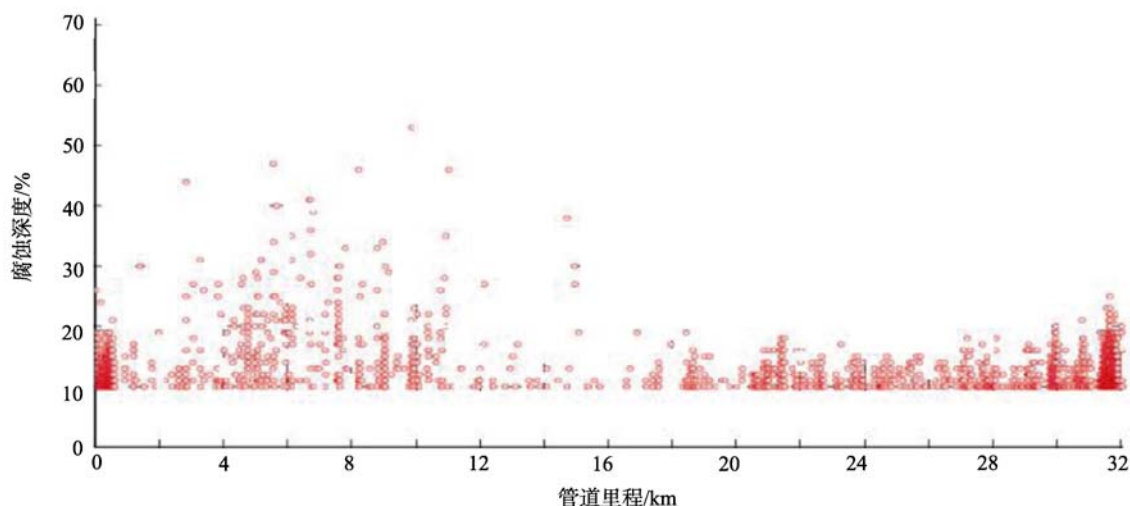


图 4 管道沿程腐蚀深度分布图

Fig. 4 Corrosion depth distribution along the pipeline

道需要进行维修维护的程度, 其计算公式为

$$F_{ER} = P_1/P_2 \quad (1)$$

$$P_2 = S_F F_D \quad (2)$$

$$F_D = D_o P_D / 2 S_{MYS} t \quad (3)$$

$$S_F = S_{flow} \frac{1 - 0.85 \frac{d}{t}}{1 - 0.85 \frac{d}{t} \frac{1}{M}} \quad (4)$$

$$S_{flow} = 1.1 S_{MYS} \quad (5)$$

$$M = \left(1 + 0.6275 \frac{L^2}{D_i t} - 0.003375 \left(\frac{L^2}{D_i t} \right)^2 \right)^{0.5}, L^2/D_i t \leq 50 \quad (6)$$

$$M = 0.032 \frac{L^2}{D_i t} + 3.3, L^2/D_i t > 50 \quad (7)$$

式中, F_{ER} 表示维修因子; D_i 表示管道内径; D_o 表示管道外径; F_D 表示管道设计因子; L 表示缺陷长度;

M 表示膨胀因子; P_D 表示管道设计压力; P_1 表示管道最大允许操作压力; P_2 表示理论缺陷失效压力; S_F 表示缺陷管道爆破应力; S_{flow} 表示流动应力; S_{MYS} 表示管道最小屈服应力; d 表示缺陷深度; t 表示管道壁厚。

当 F_{ER} 小于 1 时, 表明管道目前仍处于安全状态, F_{ER} 大于或等于 1, 管道需要进行维护 [3]。

经对该管道全部缺陷点的 F_{ER} 计算, 发现本条海管 4 460 个缺陷 F_{ER} 均小于 1, 表明本条管道目前处于安全状态。

选取 3 个有代表性的缺陷, 对其进行 F_{ER} 的计算与预测分析。

A: 最深缺陷点。

B: 目前最高 F_{ER} 点。

C: 目前第二高 F_{ER} 点。

表 6 缺陷点维修因子变化预测

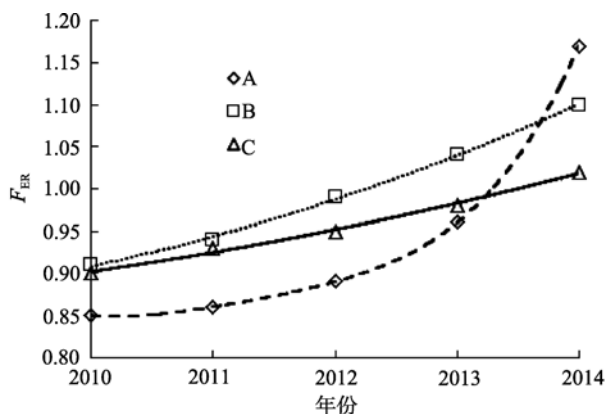
Tab. 6 Forecast of estimated repair factor

缺陷	F_{ER}				
	2009 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年
A	0.85	0.86	0.89	0.96	1.17
B	0.91	0.94	0.99	1.04	1.10
C	0.90	0.93	0.95	0.98	1.02

根据本条海管最具代表性的三个缺陷点的 F_{ER} 未来四年的预测计算可知: 2009 年最高 F_{ER} 点的 F_{ER} 将最早达到“1”, 时间大约在 2012 年 3 月, 然后依次

是最深缺陷点和次高 F_{ER} 点, 分别预计在 2013 年的 4 月和 2013 年的 6 月。

跟另外两个缺陷点相比较, 最深缺陷点具有深

图 5 F_{ER} 变化趋势图Fig. 5 F_{ER} tendency chart

度大、面积小的特点，这一缺陷的 F_{ER} 变化曲线提升相对较快，其 F_{ER} 预计在 2013 年 8 月超过目前最高 F_{ER} 缺陷点的 F_{ER0} 。另外考虑到本缺陷属于点腐蚀，具有腐蚀加速的特性，因此建议将此处列为最需关注的缺陷。

4 结论及建议

通过本次海管内检测工作，对目标海管的腐蚀、

几何变形等情况有了深入了解，海管内检测是目前充分了解海管腐蚀、变形状态最有效的方法^[4]。

根据海管清管情况、整体腐蚀情况以及腐蚀趋势预测结果，推荐针对本条海管建立如下运维策略：(1)针对重点腐蚀点的腐蚀发展监控，依据腐蚀发展趋势预测结果，建议在 2012 年对该管道进行一次金属损失内检测，监控管道腐蚀的发展；(2)针对高 F_{ER} 腐蚀缺陷点建议建立应急预案、准备相应的应急维修物资，以应对紧急情况的发生；(3)建议建立本条管道定期通球制度。

参考文献：

- [1] 帅健. 腐蚀管线的剩余寿命预测[J]. 石油大学学报, 2003, 27(4): 91-92.
- [2] ASME B31G-2009, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines[S].
- [3] API Std 1163, In-line Inspection Systems Qualification Standard[S].
- [4] NACE RP 0102-2002, Recommended Practice for ILI Operations [S].

Analysis and assessment of the result of Bonan oil & gas field subsea pipeline in-line inspection

WU Qiu-yun, LI Cheng-gang, YANG Jing-hong, ZHANG Jing-an, ZHEN Hui
(China Oilfield Services Limited, Geophysical Department, Tianjin 300451, China)

Received: Apr., 24, 2012

Key words: in-line inspection; corrosion defect; estimated repair factor; subsea pipeline; assessment

Abstract: With the corrosion analysis method to in-line inspection data of subsea pipeline in Bonan oil&gas field, waste analysis, corrosion rule analysis and estimated repair factor analysis were carried out with the conclusion of corrosion rule, safety condition and the operation suggestion. It is the first time that utilization of the corrosion analysis method to subsea pipeline in-line inspection result in China, which is significant to the following inspect result analysis project.

(本文编辑: 刘珊珊)