油田生产系统防腐监/检测服务-防腐检测人员服务

技术投标书

目　录

1. 概述.....1
1.1 体系应用及工作回顾.....2
1.2 全面腐蚀管理体系的改进与完善.....3
2. 编制依据.....4
2.1 国家现行的法令、法规、地区行业颁发的安全、环保等规定.....4
2.2 行业技术相关标准规范.....5
2.3 其他支持性文件.....6
3. 技术方案（海上设施腐蚀完整性管理解决方案）.....7
3.1 检测范围.....7
3.2 新“腐蚀完整性”技术体系.....7
3.3 技术逻辑和技术目标.....7
3.4 技术策略（RBI）.....9
3.5 工作流程模式.....10
3.6 腐蚀完整性介绍.....12
3.7 介质腐蚀性检测（常规腐蚀检测）技术介绍.....13
3.8 针对高风险设施的无损检测技术介绍.....18
3.9 终端埋地管线检测技术介绍(PCM).....21
3.10 数据库系统.....21
4. 技术限制说明.....23
5. 业绩列表.....24
6. 质量管理体系与质量保证.....26
7. 组织架构.....28
7.1 基本组织结构.....28
7.2 主要人员资历表.....29
8. HSE 体系及近三年 HSE 状况.....29
9. 分包情况.....32
附录 1. 技术人员资质.....错误！未定义书签。

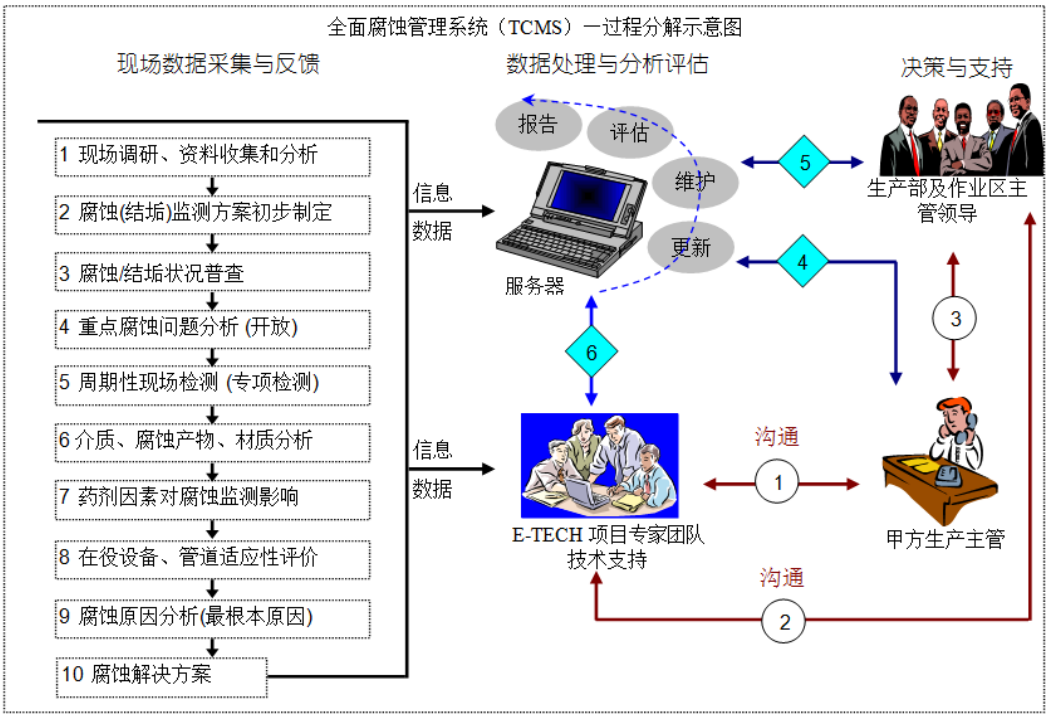
1. 概述

2002 年~2014 年，我公司从事海上石油生产系统腐蚀监检测及腐蚀管理工作已有 12 年，逐步为中海油和其它客户建立了腐蚀管理体系。根据我们多年腐蚀管理经验，油气田生产流程中存在很多腐蚀影响因素，如 CO_2、O_2、H_2S、高矿化度水、各种杂质、酸化残液、细菌等，所造成的腐蚀类型相对复杂。

在引起油气田设施腐蚀的诸多因素中，高氯根、CO_2 和 H_2S 成为引发腐蚀的主要因素。在油水介质中能够引起钢铁的全面腐蚀和严重的局部腐蚀，导致设施因腐蚀而失效。由于腐蚀介质、腐蚀机理、腐蚀结果、工艺条件和生产工况的复杂性，再加上使用的管线设备材质来源广泛（既有国产、又有进口）、施工工艺、质量控制等多重因素参与，因此腐蚀的监（检）测、腐蚀类型的判断、造成的危害以及发展趋势等都要依据历史数据、资料等为依据来进行综合判断，并提出不同的防护解决方案。

海上油气田建立完善、专业化的腐蚀管理工作非常重要，对油气田的正常生产，计划性、预防性维修，降低安全隐患等工作具有非常重要的意义。为综合评定腐蚀\结垢对海洋石油生产和安全的影响，保证数据积累和腐蚀监测的连续性，并利用数学模型对腐蚀原因、腐蚀趋势和在役设备、设备的适应性进行评估，亿利科公司在 10 多年的腐蚀监检测的过程中，形成了一套成熟的腐蚀监测管理模式，在多个海上油气田建立了“全面腐蚀管理系统（TCMS）”，并逐步对各项检测方法进行了规范，适用于海上不同设施、不同生产系统。

TCMS 全面腐蚀管理系统框图如下所示：



1.1 体系应用及工作回顾

通过在渤海湾自营油气田“全面腐蚀管理系统 TCMS”的建立和实际运用，我公司首先在中海油自营油气田引进并建立了腐蚀管理体系，并使腐蚀挂片、探针等检测按照标准进行操作。经过十几年的基础性普查及重点检测工作，在各个油气田均发现并解决了一些和腐蚀结垢相关的问题，适当降低了油气田的事故隐患、保障了安全生产，适当降低了因非计划性停工停产造成的损失，并通过采取较为适当的腐蚀解决方案，适当地延长了设备、管线使用寿命。

我公司结合国内外先进技术设备，不断更新全面腐蚀管理系统，引入多种无损检测方法和新技术如：UT、PT、MT、声发射、超声导波等，强化腐蚀因素查找、腐蚀机理和失效分析，基本掌握了各作业公司腐蚀特点以及腐蚀风险。对于自营作业公司整体性腐蚀情况评价如下表：

各分公司	腐蚀整体情况	解决问题回顾
辽东作业公司	JZ20-2 凝析气田平台以天然气为主，存在气相 CO2 腐蚀倾向。部分重要管线无保温材料。管道涂层存在老化现象。局部位置存在外腐蚀现象。	发现南平台 S3 井腐蚀问题，消除了平台非常大的安全隐患。
	JZ9-3 油田平台根据现场工况，重点以注水加药管线腐蚀、注水海管管线、生产水管线腐蚀为主。	二氧化氯杀菌加药系统的加药位置存在较高风险，和现场和厂家三方确定测定介质余氯的措施。
	JZ25-1S 油气田平台将重点关注井口区管线气相硫化氢腐蚀情况，对天然气系统高温、高压、换热管线进行系统排查。	
	JZ25-1 油田平台生产情况较为平稳。重点关注水源井腐蚀情况的变化。药剂加药管线情况的变化为主。	
	JX1-1 油田平台生产量逐年递增，重点关注生产水系统工况的变化。对加药管线局部进行加密检测。原油系统中换热器管线弯头进行排查。	水源井井口出口弯头有腐蚀趋势，提供解决方案。
	SZ36-1A/B/J 平台部分工艺管线外腐蚀严重。腐蚀问题主要集中在注水系统及水源井出口管线。老区最初设计时几乎没有挂片点，检测手段较单一。	发现 A 平台注水细滤器进出口壁厚减薄严重，建议补强或更换。
	SZ36-1CEP 注水系统挂片监测显示腐蚀速率为高/严重腐蚀程度。水源井出口道流速高且有大量伴生气产出对水源井后续管道腐蚀影响明显。	注水系统腐蚀速率较高，空泡腐蚀，提供建议。
	旅大油田群原油系统介质腐蚀为低度腐蚀。腐蚀主要集中在注水及水源井系统。水系统二氧化氯加药点后管线腐蚀严重。	水系统二氧化氯加药点后管线腐蚀严重，使用超声导波发现 26 个异常点。
	SZ36-1CEPK/WHPK 平台原油系统介质腐蚀为低度腐蚀。水处理流程设备细菌含量较高。	注水 C 泵入口弯头发现大面积夹渣，超声波探伤仪已经确认，非腐蚀问题，是材质缺陷。
	原油处理厂原油系统介质腐蚀为低度腐蚀。污水外排管线水中含有溶解氧及二氧化碳，介质腐蚀	外排管线腐蚀严重，多处壁厚异常，存在泄露风险。建议加

	性为高度。现场外排管线已经发生严重腐蚀。	阴极保护。
渤南作业公司	BZ28-1 友谊号生产流程 H2S 治理效果显著，现阶段流程 H2S 含量较 2012 年有明显降低，BZ28-1 南北平台由于服役时间较长，井口采油树夹层甲板处管线外腐蚀比较严重。	
	BZ28-2S CEP 平台污水、注水系统有严重结垢趋势，现场使用阻垢剂+阻垢器+海水冷却治理方法后效果略有改善。	
	海洋石油 102 由于服役时间较长，机舱和泵舱以及热介质油管线使用时间较长，管线风险较高。	
	BZ34-1CEPA 平台污水注水系统均有结垢趋势，部分单井 H2S 含量较高，BZ34-2EP/EW、BZ34-4 等老期平台管线设备外腐蚀比较严重。	A14 井材质存在缺陷，已经更换。
	新投产垦利油田的 BZ29-4WHPC 平台水源井介质含有较高 H2S，导致后续 BZ35-2CEPA 和 KL3-2CEPA 流程 H2S 含量较高，尤其是 KL3-2CEPA 原油处理系统 H2S 含量受上游影响较大。	
渤西作业公司	NB35-2CEP 平台个别单井二氧化碳分压达到腐蚀临界值，A22 单井出现气体硫化氢，平台生产水系统 SRB 细菌较多。平台换热器结垢情况较严重。	
	NB35-2B 及 QHD33-1 平台水源井排海管线结垢严重。超声波精滤器前后管线有腐蚀风险。QHD33-1 平台除砂器出口挂片腐蚀数据显示为高度腐蚀，纤维球过滤器出口挂片腐蚀数据显示为中度腐蚀。	
	CB-A/B 油田单井及设备硫化氢含量较高，B 平台气浮选器前后管线存在腐蚀现象。	平台发现硫化氢超标，已通过油藏治理。
	渤西处理厂生产污水管线超声测厚数据有异常，腐蚀风险较高。	污水总管存在腐蚀风险，已经更换。
	BZ26-2 平台除气罐气体硫化氢含量较高，单井二氧化碳分压值较高，A8S 井挂片历年数据显示为中度严重腐蚀。	
	BZ26-3A 平台 A12 井二级油嘴后管线及 A6 井水源井穿甲板后三通处腐蚀严重。	A12 井二级油嘴后管线已经更换。
	QK18-1 平台生产水缓冲罐中含有一定量的溶解氧，有一定的腐蚀风险。	

1.2 全面腐蚀管理体系的改进与完善

虽然全面腐蚀管理体系在渤海石油各作业公司得到了成功的应用，但在应用过程中任然存在一些结构性问题，主要体现在以下几个方面：

- 与业主（甲方）生产相关主管联系较紧密，与设施维修相关主管人员联系脱节，腐蚀解决方案的提出有时不适合甲方的生产计划与维修计划；
- 腐蚀监测和腐蚀机理分析工作比较成熟，但在腐蚀剩余强度与剩余寿命预测方面做的工作较少，此方面工作需要加强；

- 全面腐蚀管理体系与设施“腐蚀完整性管理”关联存在一些问题，腐蚀风险的管理是设施完整性管理工作的重要组成部分，腐蚀风险管理能够给基于风险的检验和基于风险的维修提供指导，在今后的腐蚀管理工作中需要加强腐蚀风险的评估。除生产系统的常规腐蚀检测、设施的无损检测等工作外，我们要还需要收集、参与所有与腐蚀相关的资料和活动，如清罐内部检验、停产大修设施腐蚀检查、海管清管作业或智能检测、设施管道防腐措施改变等。
- 在后续的腐蚀监检测过程中，我们将持续改进，使用新的海上设施“腐蚀完整性管理体系”，在原来基础上不断完善腐蚀管理体系和方法，使腐蚀管理工作更加完善。

经过了近十年的检测，我们汇集了大量基础数据。经过积累分析，大致掌握了渤海湾自营油气田的腐蚀情况。鉴于上述的不足情况，现在是升级完善 “腐蚀完整性”的关键时间。

我们希望通过海上设施“腐蚀完整性”的实施，在原有的大量腐蚀检测工作的基础上，依据“基于腐蚀风险的检测”（RBCI），集中无损检测资源到风险较高的设施上，为海上设施生产安全运行保驾护航。在原有检测工作和数据基础上，增加评估、机理分析、失效分析等工作保证数据准确和科学性；在原理基础上，增加综合信息收集工作；坚持设施的全寿命管理（设计-延寿）和全范围覆盖（生产主流程、海管、支撑、导管架等）；在原理基础上，增加全过程管理（预评估-常规检测-高风险识别-无损检测-原因查找-措施实施-效能分析）。

2．编制依据

2.1 国家现行的法令、法规、地区行业颁发的安全、环保等规定

- 《中华人民共和国职业病防治法》2011.12.31
- 《中华人民共和国环境保护法》2015.01.01
- 《中华人民共和国消防法》2009.05.01
- 《中华人民共和国特种设备安全法》2014.01.01
- 《特种设备安全监察条例》2009.05.01
- 《压力管道安全技术监察规程》TSGD0001-2009
- 《压力容器安全技术监察规程》TSGR0004-2012
- 《中海油 HSE 体系》

2.2 行业技术相关标准规范

- ASTM G4-01 《Standard Guide of Conducting Corrosion Coupon Tests in Field Applications》
- NACE Standard RP0775-2005 《preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations》
- NACE RP-0502-2002 《管道外腐蚀直接评价法》
- NACE RP0169-2002 《埋地或水下金属管线系统外腐蚀控制的推荐作法》
- SY/T 5523-2006 《油田水分析方法》
- SY/T0026-1999 《水腐蚀性测试方法》
- SY/T 0600-1997 《油田水结垢趋势预测》
- SY/T0532-93 《油田注入水细菌分析方法绝迹稀释法》
- GB/T 13609－1993 《天然气取样导则》
- SY/T 0546-1996 《腐蚀产物的采集与鉴定》
- SY/T 0087.1-2006 《埋地钢质管道及储罐腐蚀评价标准--外腐蚀直接评价》
- GB/T 21246-2007 《埋地钢质管道阴极保护参数测试方法》
- GB/T 19285-2003 《埋地钢质管道腐蚀防护工程检验》
- SY/T 5918-2004 《埋地钢质管道外防腐层修复技术规范》
- GB 50128-2005 《立式圆筒形钢制焊接储罐施工及验收规范》
- SY/T 0087.3-2010 《钢制管道及储罐腐蚀评价标准 钢制储罐直接评价》
- SY/Y 6620-2014 《油罐检验、修理、改建和翻建》
- JB/T 4730-2005 《承压设备无损检测》
- GB/T 28704-2012 《无损检测　磁致伸缩超声导波检测方法》
- SY/T5447-92 《油井管无损检测方法超声测厚》
- GB/T 11344-2008 《接触式超声波脉冲回波测厚方法》

2.3 其他支持性文件

- 公司相关质量体系管理文件（IS09001）
- 公司相关 HSE 体系管理文件(IS014001)/（IS018001）
- 合同具体要求

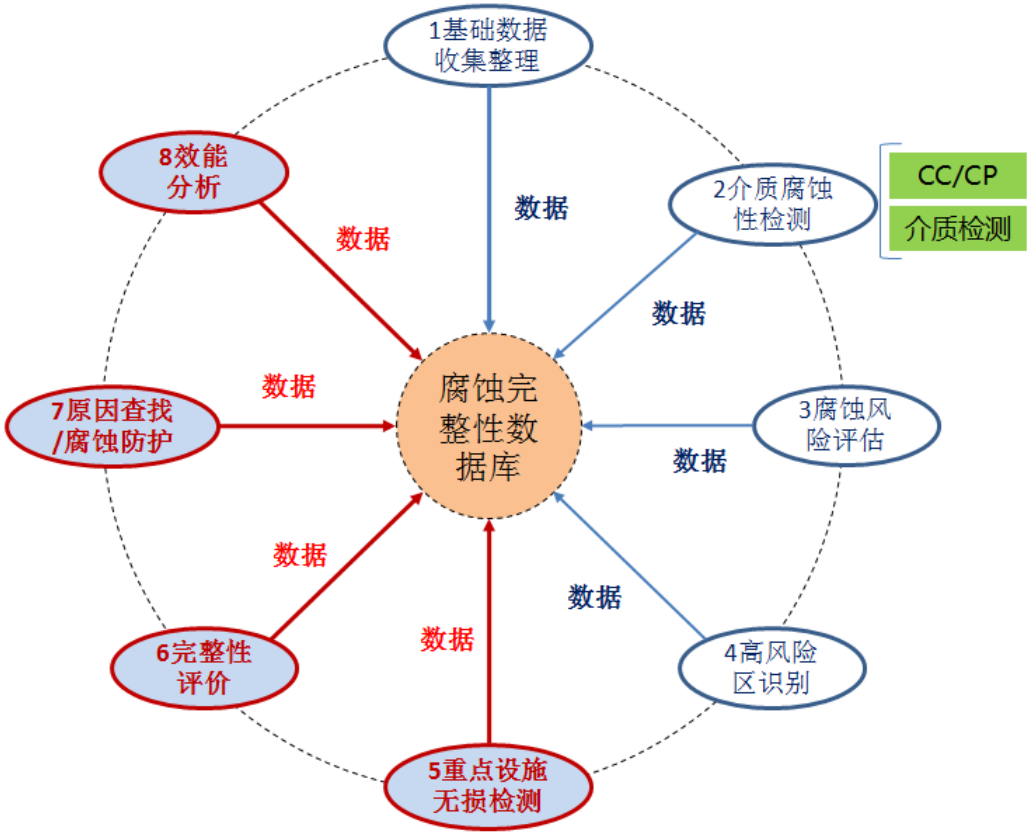
3. 技术方案（海上设施腐蚀完整性管理解决方案）

3.1 检测范围

对中海油天津分公司自营油气矿（厂）生产系统进行腐蚀与防护监测工作，并对现场监测和腐蚀情况进行深入分析、制定防腐解决方案、评估防腐措施效果。工作范围包含辽东作业公司、渤西作业公司、渤南作业公司的海上平台、油轮、陆地处理厂等设施，对 2015 年即将投产的平台设施进行基线检测和资料收集。详见附录 1 所示。

3.2 新“腐蚀完整性”技术体系

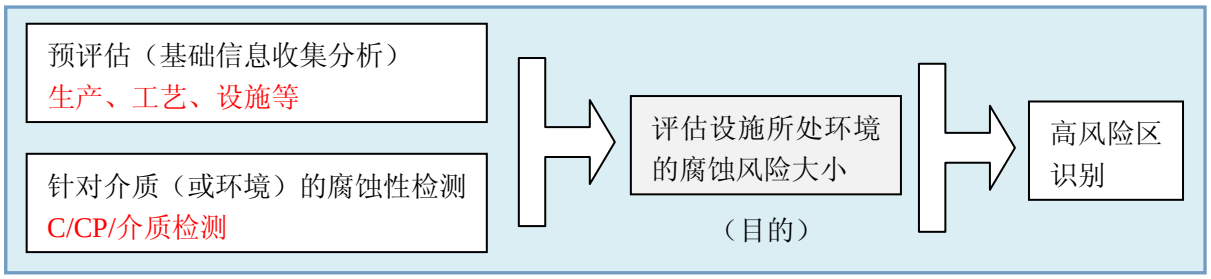
经过亿利科公司近十年对渤海湾自营油田进行常规腐蚀检测，并结合超声波测厚，积累了大量基础数据和对设施的腐蚀情况认知。在此基础之上，综合新老平台腐蚀情况，我方认为现在渤海湾自营油田设施已经到了从“常规腐蚀监测与防护”阶段，过渡升级到“腐蚀完整性”的关键时间阶段。新的海上设施“腐蚀完整性体系图”如下：



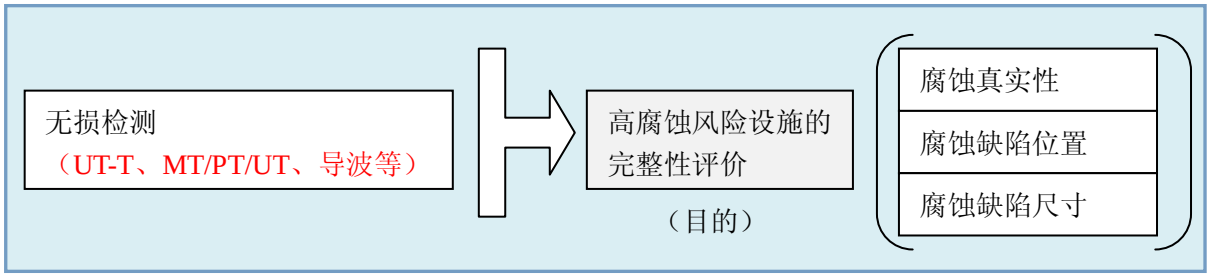
3.3 技术逻辑和技术目标

通过对海上及陆地设施（FPSO、平台及终端）生产介质或环境的常规腐蚀检测（腐蚀

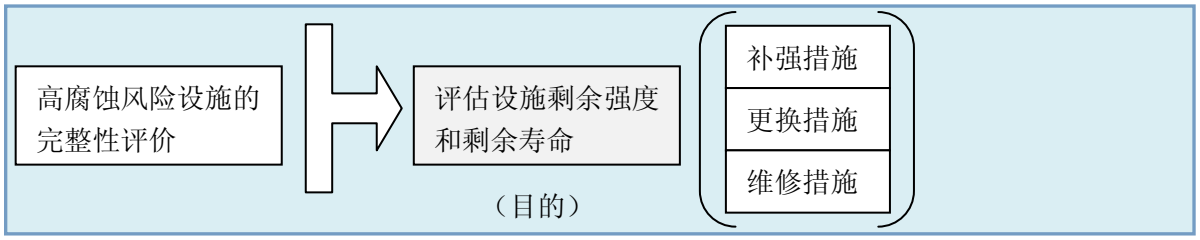
挂片、探针、介质分析等），以及腐蚀信息、工艺基础信息、生产工况数据等收集和综合分析，评估或确定目标设施所处的腐蚀风险大小。



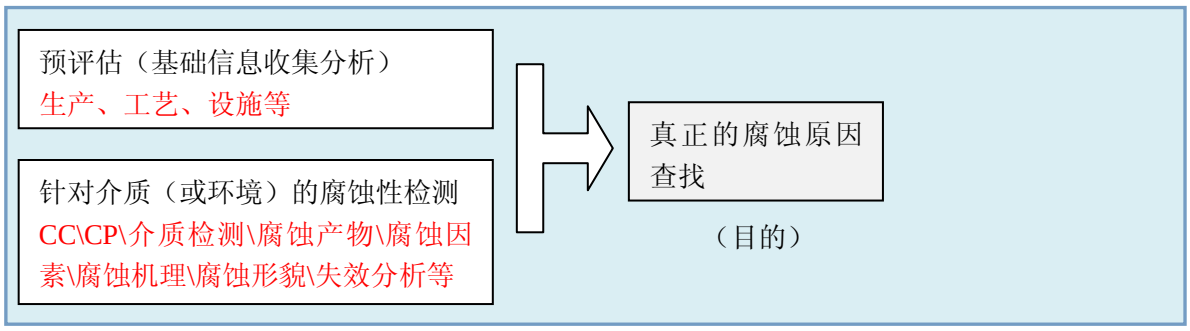
针对识别出的腐蚀风险较大的设施，进行有针对性的无损检测（保证实时超声波测厚），视实际情况进行高灵敏度、高可靠性的导波、MT/PT/UT 等无损检测。通过无损检测确定设施腐蚀缺陷是否真实（验证性检测），确定腐蚀缺陷的位置和尺寸大小，直接评价设施是否



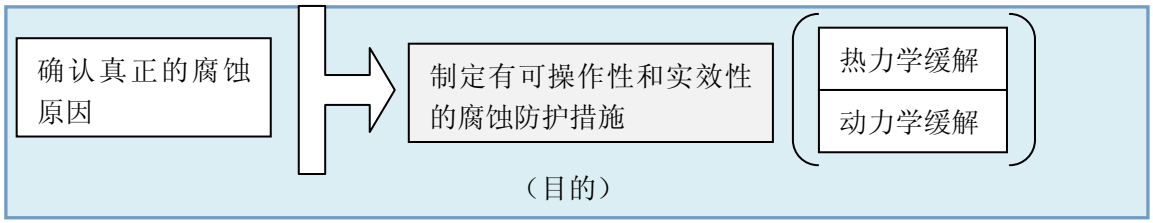
如果确认目标设施真实存在腐蚀问题和腐蚀缺陷，则需要通过缺陷尺寸大小和其它数据信息，依据国家和国际标准，评估设施剩余强度和剩余寿命，为设施的补强、更换、维修等提供数据支持。



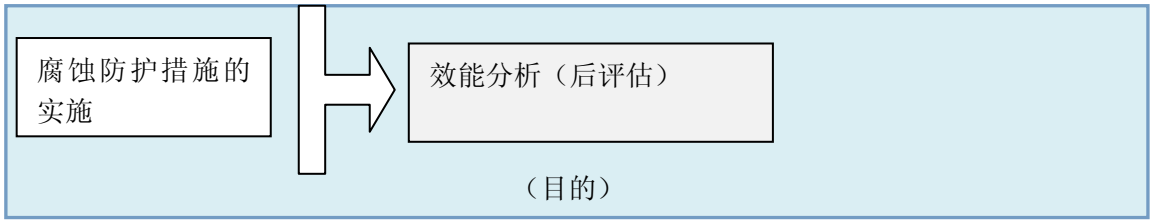
如果确认目标设施真实存在腐蚀问题，则还需要对腐蚀原因进行细致查找。需要针对介质腐蚀性的常规检测（挂片、探针、介质分析等）数据、生产数据、腐蚀产物、腐蚀形貌、材质信息、腐蚀因素、腐蚀机理、甚至失效分析等综合分析，寻找目标设施真正的腐蚀原因。



如果确认了腐蚀原因，则需要针对腐蚀原因进行热力学或动力学方面的防护措施的制定，要求措施具有可操作性和实效性。对于腐蚀防护过程要有程序和方法进行质量控制。



针对使用防护措施之后的设施，要进行阶段性的效能分析评价报告（含现场使用者的陈述报告）。



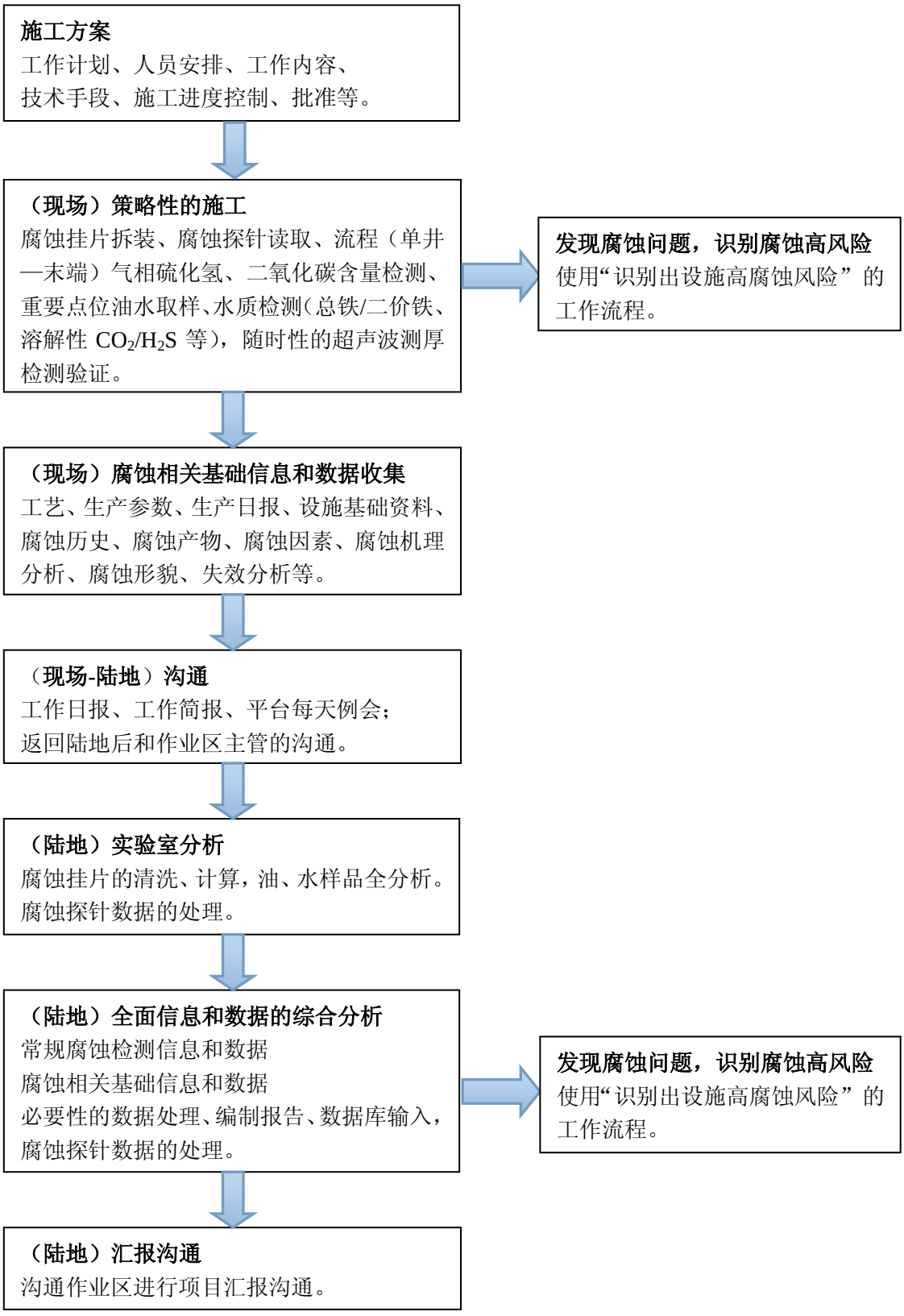
3.4 技术策略（RBI）

- 通过介质腐蚀性检测，对于长期处于腐蚀速率轻微、中等程度的腐蚀挂片，保证一年 2 次拆装检测；对于长期处于腐蚀速率严重程度的腐蚀挂片、探针等，保证一年 3-4 次的拆装检测。
- 介质腐蚀检测和无损检测区分开。对于腐蚀风险高的设施（管线和设备），随时用超声波测厚进行现场验证，不再单独超声波测厚布点（偶然性过高）。对于那些仍不能确认腐蚀缺陷的设备，则需要使用高灵敏度、高可靠性的导波、MT\PT\UT 等无损检测手段进行确认。
- 增加重点高风险设施位置的 MICROCORR 电感探针的布设。
- 部分海管两端增加智能化超声波连续在线检测。
- 平台以投产期限进行分类，建立不同的监测策略。渤海湾自营作业区的平台以新平台（0-5 年）、中期平台（5-10 年）、后期平台（10-15 年）、老平台（15-20 年）、延寿平台（>设计寿命），对不同的平台建立腐蚀档案、以及不同的检测（监测）策略。其主线是：

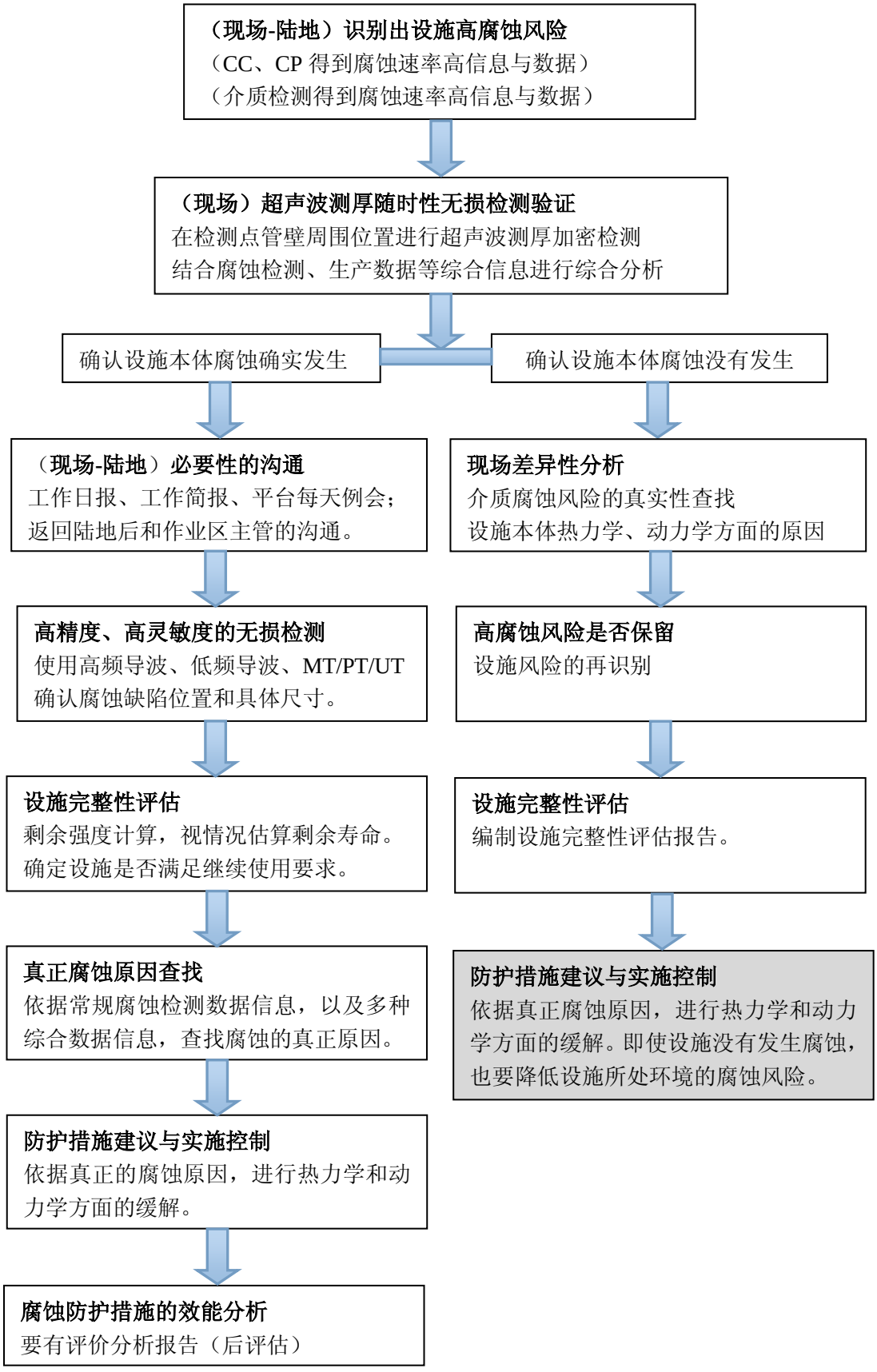
  A) 针对新平台、中期平台，原则上以介质的腐蚀性检测（常规腐蚀检测）为主，以无损检测为辅（腐蚀风险最大的设施）；B) 针对后期平台、老平台和延寿平台，原则上以重点设施的无损检测为主，以常规腐蚀检测为辅。

3.5 工作流程模式

3.5.1 常规工作流程



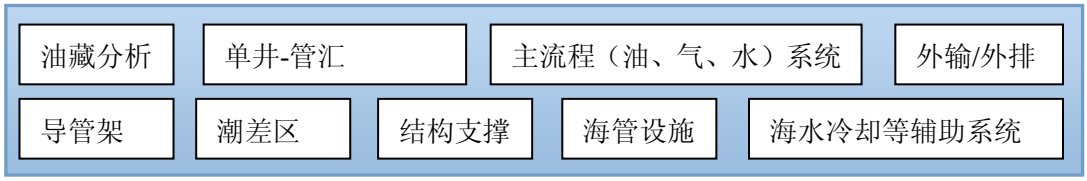
3.5.2 识别出设施高腐蚀风险的工作流程



3.6 腐蚀完整性介绍

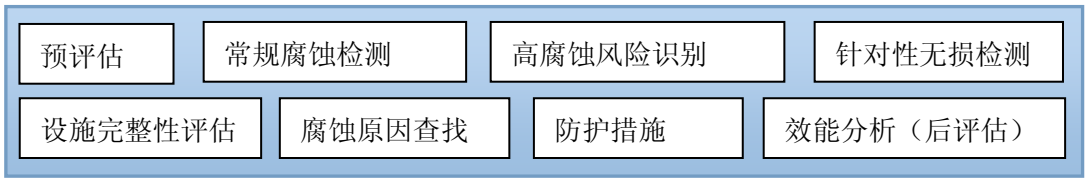
3.6.1 范围完整性

腐蚀完整性要求范围完整性。范围要从平台的油藏研究开始，到油井、到管汇、到分离器、到油气水系统，一直到油外输、水排海；另外，范围要求从主流程到海管、到结构支撑、到导管架；最后，范围要求从内腐蚀，到内腐蚀和外腐蚀全包括。



3.6.2 过程完整性

腐蚀完整性要求过程完整性。过程主要包括基础数据信息的预评估、针对介质腐蚀性检测的常规腐蚀检测、高腐蚀风险识别、高风险设施位置的无损检测、设施完整性评估、腐蚀原因查找、指导防护措施与实施控制、效能分析（后评估）这八个逻辑紧密的过程。



3.6.3 寿命完整性

腐蚀完整性要求寿命完整性。寿命完整性是指从平台设计之初，一直到平台延寿的全寿命管理。过程包括 ODP 设计阶段的腐蚀监测点设计、投产之初的腐蚀点位检查、投产运行之后的腐蚀管理“腐蚀完整性”、延寿过程的腐蚀管理等。



3.6.4 信息完整性

腐蚀完整性要求信息完整性。信息完整性是指过程完整性八个阶段的信息要及时输入到腐蚀管理数据库之中。

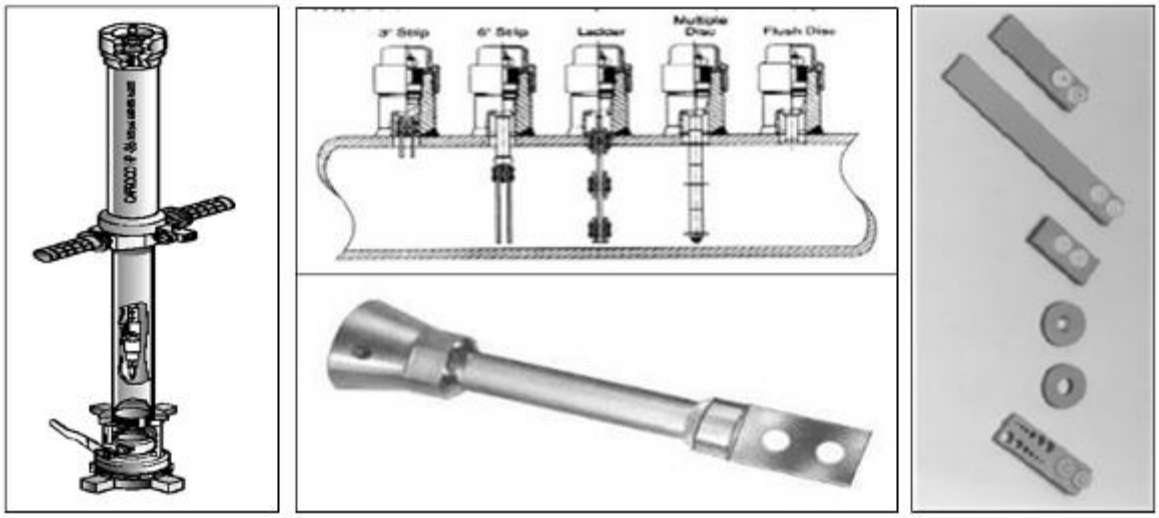
3.6.5 检测手段完整性

本次腐蚀完整性要求的检测手段，在原有常规检测设备基础上，增加海管旁路系统、Microcorr 系统、海管超声波测厚在线系统和导管架阴极保护系统等。

3.7 介质腐蚀性检测（常规腐蚀检测）技术介绍

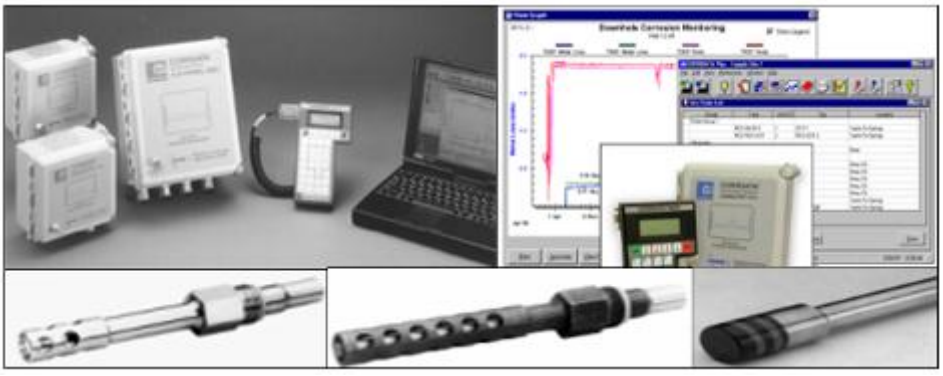
3.7.1 标准腐蚀挂片失重法(standard corrosion coupon /weight loss)

挂片法是油气田腐蚀监测中使用最广泛，也是最直接、有效的方法。从失重可以计算出其放置期内的平均腐蚀速率，也可以用电子显微镜测量坑的深度并计算点蚀速率，观察点蚀的形状还能判断腐蚀的类型。另外，分析挂片上附着的垢样可以知道结垢的类型，并采取相应阻垢措施。挂片一般与管材或设备材质相同。通过计算挂片在放入腐蚀介质前与取出后这一段时间内的重量差值，可以计算出实际情况下该材质的均匀腐蚀速率；



3.7.2 ER 法(electrical resistance)

ER 电极可以在设备（管道）连续运行过程中对设备（管道）的腐蚀状况进行连续的监测，能准确地反映出设备运行各阶段的腐蚀率及其变化，且能适用于各种不同的介质，不受介质导电率的影响，其使用温度仅受制作材料的限制。测量仪测定该金属的电阻和参比电极电阻的比值，这个比值和该金属的直径成正比。把取得的数据画在图上，根据任一直线的斜率可以计算出该时间段的腐蚀速率。



3.7.3 比色法：测水中溶解性气体

溶解在水中的二氧化碳、硫化氢、氧是造成金属腐蚀的主要因素，定期检测水中的三种溶解性气体，可以掌握腐蚀的变化趋势。溶解性气体的检测，时效性非常重要，要求必须在现场取样后立即进行检测分析，公司应用快速（现场）比色法，在每一口井进入计量分离器以后采集水样，并且立即进行检测。



3.7.4 比色法：测总铁法

腐蚀发生时，容器或管壁的铁（Fe）释放电子成为铁离子（Fe2+）。二价铁离子在水中溶解氧的作用下可以转变成三价铁离子（Fe3+）。在特定条件下各种铁离子可以形成铁化合物，溶解在水里，或以杂质的形式沉淀下来。如果某个设备里腐蚀特别严重，则其下游的水里含的各种铁的总量将超过其上游的水。根据定期现场检测水中铁离子含量的变化可以分析、判断出系统腐蚀情况的变化及严重程度。腐蚀的程度、倾向和腐蚀速率的大小需要结合其它方法进行确定。



3.7.5 比色法：测水中硫的总含量

硫化氢只有溶解在水里面才有危害性腐蚀，我们通过对比系统前后硫浓度变化分析硫造成的腐蚀及危害。





3.7.6 比色法：测天然气中 CO2、H2S 浓度并计算其分压

在水以液态的情况下存在时，二氧化碳、硫化氢容易发生腐蚀，因此检测气相中二氧化碳、硫化氢的浓度可以推断腐蚀情况。

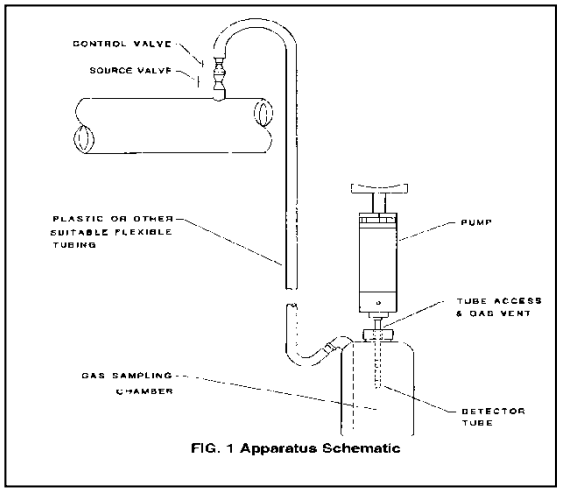


FIG. 1 Apparatus Schematic

3.7.8 细菌测试（SRB、TGB、FB ）

细菌的存在会加快、加重腐蚀的发生，尤其是直接参与自然界中硫、铁循环的细菌，即：硫酸盐还原菌、铁细菌和腐生菌。为此，对水中这三种细菌数进行检测，是预测发生腐蚀的可能性和分析腐蚀原因的重要因素。





3.7.9 产出水分析

分析内容：pH 值、总硬度、总碱度、总溶固、氯离子含量、硫酸根含量、碳酸氢根含量、碳酸根含量、钾离子含量、钠离子含量、铁离子含量、镁离子含量、钙离子含量等；

3.7.10 产出油分析

分析内容：含水率、酸值、硫的总含量、密度、胶质、沥青质、机械杂质；

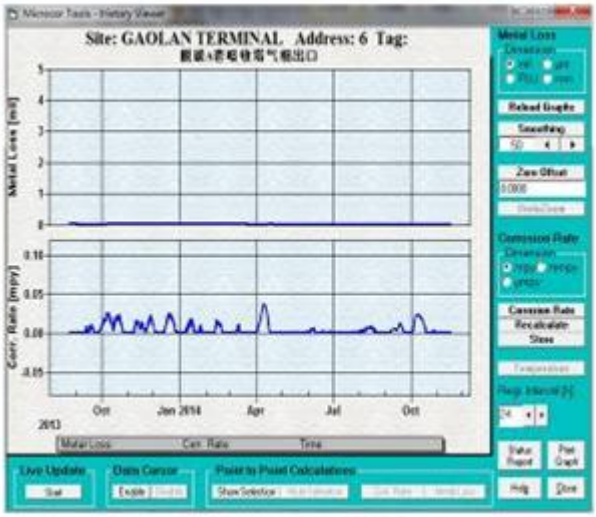
检测仪器：200TC 台式 X 射线分析仪、DMA48 型数字密度计、F-13 酸度计、石油产品蜡含量测定器、原油水含量测定器等。

3.7.11 实验室分析

分析项目	分析内容
金相分析	Mn、Ni、S、P、Cr、Mo、Ti、V、Al、B
管材机械性能	管材表面强度、抗拉强度、延伸率、屈服极限、冲击值
腐蚀产物分析	（1）扫描电子显微镜（SEM）分析： ➢ 腐蚀试样表面和裂纹断口的形貌 ➢ 裂纹内外夹杂物分布和形态等 ➢ 微区成分分析及晶体学分析 （2）透射电子显微镜（TEM）分析： ➢ 断口表面特征 ➢ 进行断口表面的物相分析 （3）电子能谱（AES）分析： ➢ 腐蚀过程的表面膜成分 ➢ 表面层化学成分的定性或定量分析

3.7.12 腐蚀电感探针（Microcorr）

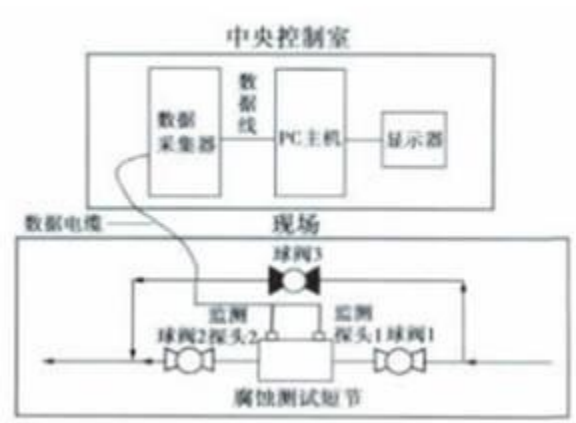




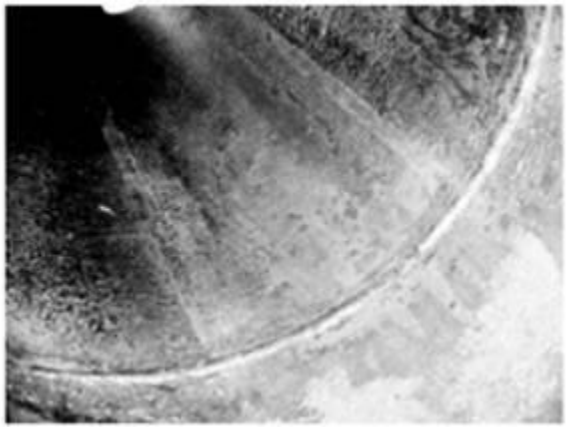




3.7.13 海管旁路系统

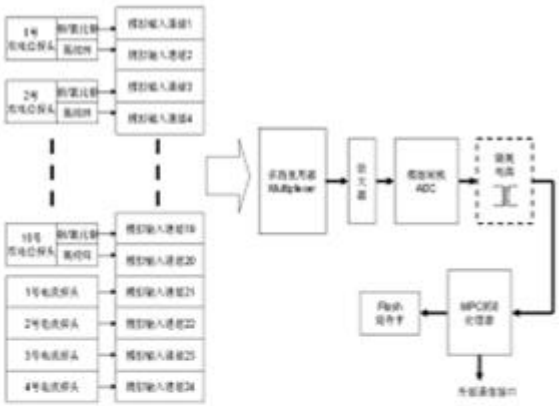




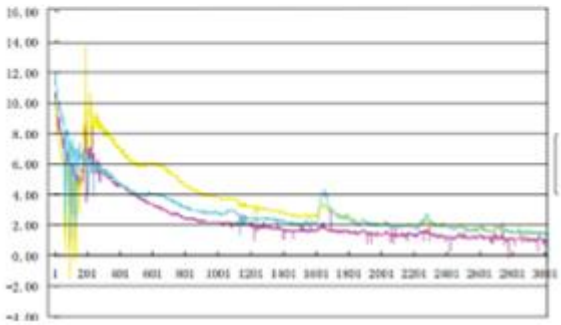




3.7.14 导管架阴极保护智能监测系统（CPMS）

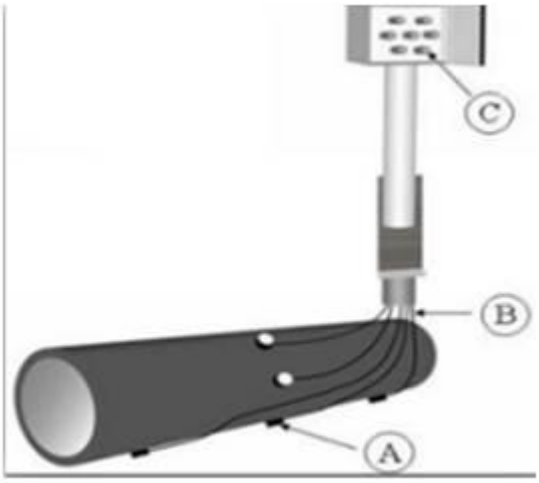






3.7.15 海管两端超声波测厚在线系统







3.8 针对高风险设施的无损检测技术介绍

无损检测是在现代科学基础上产生和发展的检测技术，它借助先进的技术和仪器设备，在不损坏、不改变被检测对象理化状态的前提下，对被检测对象的内部及表面的结构、性质和状态进行高灵敏度和高可靠性的检查和测试，借以评价它们的连续性、完整性、安全性以及其他性能指标。作为一种有效的检测手段，无损检测技术广泛应用于特种设备压力容器和压力管道的安装和维修检验过程中。本技术服务涉及的无损检测手段主要包括：超声波测厚（UT-T）、低频导波、高频导波、磁粉/渗透/超声波（MT/PT/UT）。

3.8.1 超声波测厚(UT-T)

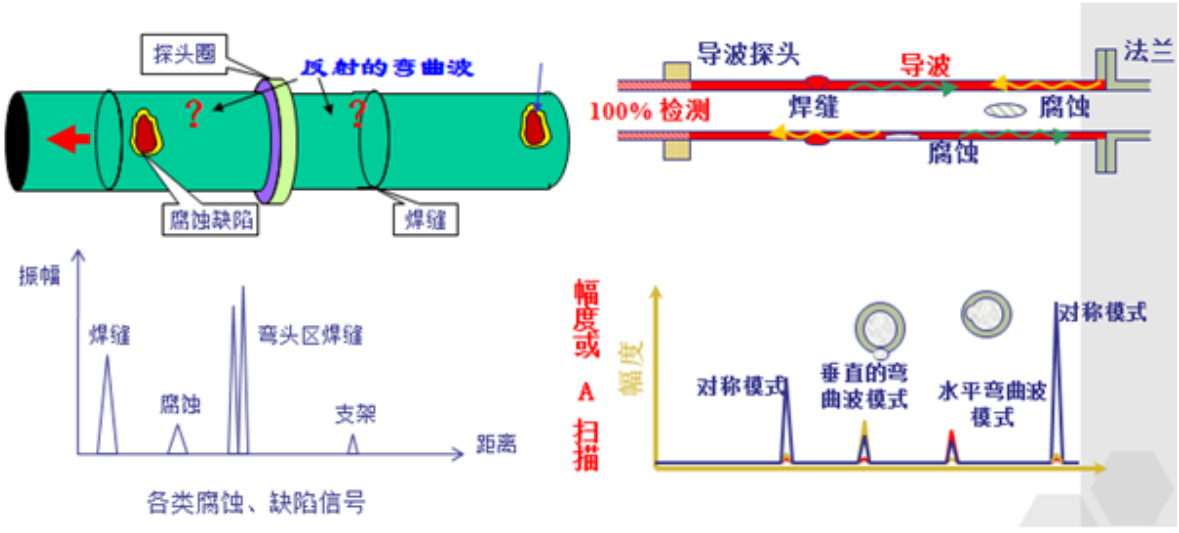
超声波测量厚度的原理与光波测量原理相似。探头发射的超声波脉冲到达被测物体并

在物体中传播，到达材料分界面时被反射回探头，通过精确测量超声波在材料中传播的时间来确定被测材料的厚度。超声波测厚法可用在工业生产领域中对钢材厚度的测量，可以对生产设备中各种管道和压力容器进行监测，监测它们在使用过程中受腐蚀的程度，还可以对各种零件作精确测量。它最大的特点是具有高温测厚的功能。公司使用的仪器为 TT120 超声波测厚仪。



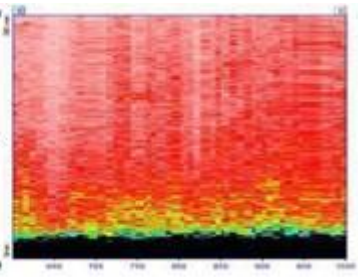
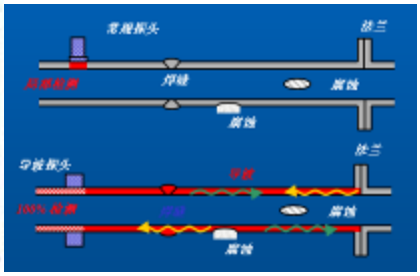
3.8.2 低频导波

应用磁致伸缩效应，激发能沿有限形状的结构传播的结构机械弹性波，沿着构件有限的边界形状传播并被构件边界所约束、所导向。所谓磁致伸缩是铁磁物质(磁性材料）由于磁化状态的改变，其尺寸在各方向发生变化。磁致伸缩材料在磁场作用下，其长度发生变化，可发生位移而做功或在交变磁场作用可发生反复伸张与缩短，从而产生振动或声波，这种材料可将电磁能（或电磁信息）转换成机械能或声能（或机械位移信息或声信息），相反也可将机械能（或机械位移与信息），转换成电磁能（或电磁信息）。根据该原理对缺陷进行检测的技术就是 MsS 超声导波技术。期检测原理是：探头发射超声能量脉冲，沿管线全周向传播，脉冲波遇到缺陷时返回，探头根据反射信号判断缺陷位置、大小。



3.8.2 高频导波

高频导波特点：表面 100％快速检测，覆盖所有检测区域。采用探头扫查操作，不会造成任何缺陷的漏检。检测精度高，对内外的腐蚀具有同样的灵敏度。降低检测成本，除探头安装区域外，可不拆保温层。

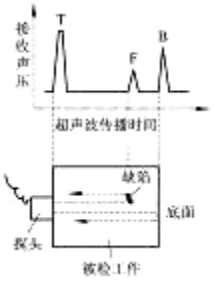




3.8.3 超声波检测（UT）

超声波是声源（探头）产生超声波，采用一定的方式使超声波进入工件。 超声波在工件中传播并与工件材料以及其中的缺陷互相作用，使其传播方向或 特性发生变化。 反射后的超声波通过检测设备被接收，并可对其进行处理和分析。 根据接收的超声波的特征，评估工件本身及其内部是否存在缺陷及缺陷的特性。 适用性：检测工件（铸钢件、锻件、钢板等）或焊缝内部的埋藏缺陷。







(a) (b) (c) (d)

3.8.4 磁粉检测（MT）

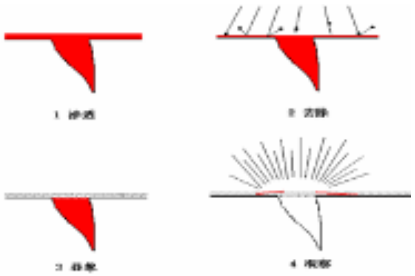
铁磁性材料工件被磁化后，由于不连续性的存在，使工件表面和近表面的磁感应线发生畸变，形成漏磁场，吸附施加在工件表面上的磁粉，在合适的光照下形成目视可见的磁痕，从而显示出不连续性的位置、大小、形状和严重程度。 适用性：检测铁磁性材料的表面和近表面缺陷。




3.8.5 渗透检测（PT）

工件表面被施加含有荧光染料或着色染料的渗透液后，在毛细现象作用下，经过一定时间的渗透，渗透液可以渗进表面开口缺陷中；经去除工件表面多余的渗透液并干燥后；再在零件表面施加显象剂；同样，在毛细现象作用下，显象剂将吸附缺陷中的渗透液，即渗透液回渗到显象剂中；在一定的光源下（黑光或白光），缺陷处的渗透液痕迹被显示（黄绿色荧光或红色），从而探测出缺陷的形貌及分布状态。 适用性：检测非多孔性材料的表面缺陷。





3.9 终端埋地管线检测技术介绍(PCM)

交变电流梯度法是采用 RD PCM 仪器，快速、经济的对防腐层进行检测，通过分析测试数据，可以计算出防腐层绝缘电阻 Rg 值，同时确定出电流信号漏失异常的管段。对于异常管段，使用 PCM 仪器配套的 A 字架，检测该处地表电位梯度，确定出防腐层破损点位置。功能：可对长输管线进行高性能管线定位、定深，对管道外防腐层状况进行评估，对管道外防腐层破损点进行定位，管道绝缘等级划分，对重要管道进行定期跟踪检测，对新建设管道防腐层施工质量验收，对主管道上分支输油管线进行查找，对管线搭接点进行查找。

需要的设备有防腐层检测仪、A 型架、RD4000 系列地探仪、发射机、接收机电池组、数据分析软件系统等。





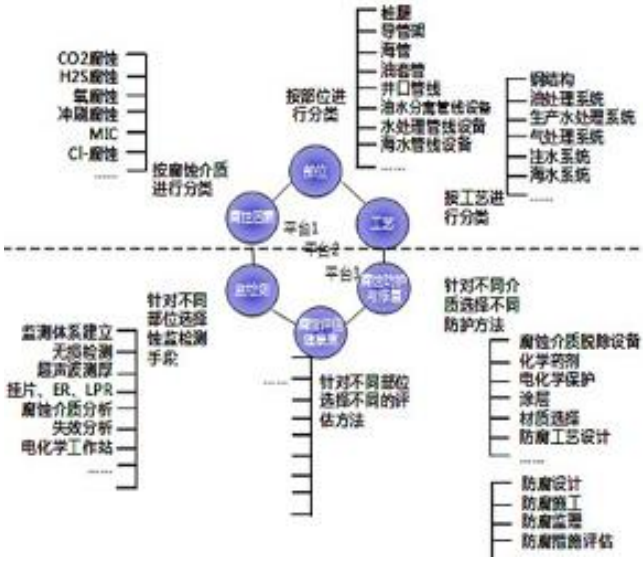




3.10 数据库系统

数据库系统是从海上油田的设施信息完整性出发，对其全生命周期内的相关数据进行规

范有效管理，评估和确定其在服役期间的安全性及安全使用周期，提出以风险预测控制为核心的检测、维护、应急决策支持模式和策略。从而形成系统的、合理的、易实现的海上油田的设施完整性科学管理解决方案，有效保障海上油田的运行安全。







4. 技术限制说明

1、针对“介质腐蚀性”的常规腐蚀检测，并不能直接得出目标设施本体材质发生泄露或已经腐蚀的结论，只能代表“用来评估设施所处腐蚀风险的大小”，并不能直接评价设施的剩余强度和剩余寿命。

2、无损检测是对识别出的高风险设施的腐蚀缺陷进行直接检测的技术手段，其检测结果可以评估设施的剩余强度和剩余寿命，但不能分析确定目标设施的具体的真实腐蚀原因。

3、分析设施真正的腐蚀原因，要从（针对介质腐蚀性的）常规腐蚀检测所得的数据信息、及其它综合信息进行汇总，利用科学的分析方法，并综合深入分析才能得出。

5. 业绩列表

作业区/油田	时间	主要项目名称及内容
中海油天津分公司自营油气田	2005 年~2014	● 生产工艺系统、埋地管线的腐蚀监检测； ● 腐蚀机理研究分析项目 ● 腐蚀管理数据库建立
中海油渤中 25-1/ 秦皇岛 32-6 油田	2006 年~2014	● 生产工艺系统、海水系统、热油系统的腐蚀监检测 ● 腐蚀管理数据库建立 ● 秦皇岛 32-6A/C/E 平台生活污水处理项目及装置维保技术服务 ● 生活污水处理装置改造项目
中海油康菲蓬莱 19-3 油田	2008 年~2014	● 腐蚀挂片的拆装及腐蚀机理研究 ● 腐蚀失效分析、特种物理化学分析 ● 二氧化碳腐蚀问题研究 ● 蓬莱 19-3 油田硫化氢现场检测服务 ● 硫化氢抑制剂研究及现场服务项目
中海油番禺油田	2005 年~至今	● 腐蚀管理数据库的建立及维护 ● 腐蚀机理研究：从 ODP 设计至投产后的腐蚀研究（二等奖） ● 伴生气（H2S、CO2）脱除研究项目 ● 破乳剂、清水剂、杀菌剂项目
中海油流花油田	2010 年~至今	● 硫化氢腐蚀机理研究、失效分析 ● 除砂设备的研究、现场试用及应用 ● 换热器清垢防垢研究及应用 ● 低温破乳剂项目
中海油文昌油田	2009 年~至今	● 腐蚀管理数据库的建立和维护 ● 油气水腐蚀评价 ● 除砂设备的研究及应用（科技进步三等奖） ● 缓蚀剂、除垢剂、清水剂、破乳剂项目
中海油绥中 36-1 油田	2005 年~至今	● 缓蚀剂、缓蚀阻垢剂、净水剂、浮选剂、杀菌剂、除氧剂、破乳剂药剂总包项目 ● 绥中 36-1 原油污水处理厂 COD 深度处理一体化高效菌剂服务 ● 绥中 36-1A、WHPE 平台生活污水处理项目及装置维保技术服务 ● 硫化氢抑制剂（科技进度二等奖）
中石油辽河油田	2010 年~2014	● 油水井腐蚀机理研究及腐蚀监测服务 ● 罐体检测项目

		● 辽河油田 COD 达标外排处理中试、大试工程 ● 破乳剂、脱硫剂项目
中海油涠洲油田	2010 年~2014	● 涠洲 11-4A、12-1B 生活污水处理装置改造、安装、调试服务 ● 破乳剂项目 ● 涠洲 11-4 油田硫化氢治理适用性研究（科技进步二等奖 ● 硫化氢抑制剂项目
中海油东方气田	2012 年	● 除垢剂项目
中海油辽东油气田	2011 年~2014	● 金县 1-1 油田 WHPB、CEPA 平台生活污水处理项目及装置维保技术服务 ● 锦州 9-3CEPD/WHPC 平台生活污水装置改造装置采办服务
中石油长城钻探	2010 年	● 采油污水处理技术研究 ● 钻井液硫化氢去除剂研究
中海油埕北油田	2006 年~至今	● 埕北油田 硫化氢成因研究及现场中试服务 ● 埕北馆陶组硫化氢机理研究 ● 硫化氢抑制剂

6. 质量管理体系与质量保证

我公司秉承“科技为先、质量为本、业主至上、持续改进”的质量方针，建立了由 M、P、W 三级文件组成的 Q 体系（ISO9001：2008）文件。公司编制了《质量手册》、20 个程序文件、35 个作业文件，96 个记录文件，涵盖了公司技术服务涉及的全过程，确保服务过程在可控状态下进行。

自 2008 年由劳氏质量认证（上海）有限公司进行 Q 体系认证至今，一直保持并持续改进其充分性、有效性和适应性。

我公司提供的腐蚀监（检）测技术服务是根据服务合同中明确的作业内容，验收要求及接受标准，以及是否提供检验测试方案来制定“施工方案”的，在施工方案中，我们为每个工作范围制定了《质量控制计划》，如检验测试方案，经作业公司批准后执行作业活动质量控制计划。质量控制只能通过对作业活动的过程进行监控才能实现。同时施工方案中也明确了作业活动要确保符合作业公司的质量、健康、安全、环保体系和规范的具体实施方法和措施。

检验测试方案是关键的控制文件。通过对检验测试方案的实施，才能保证我们的作业过程符合作业公司的规范，以及满足服务合同中指定的要求。检验测试方案内容包括：资质、材料、测试（腐蚀检测和性能）、文件、应用的标准/规范、验收准则、验收文件、参与验收的人员等。

在实施石油、天然气行业的腐蚀监（检）测过程中，我公司建立了《腐蚀监（检）测技术服务规范》（E-TECH/QHSE/W-10）内容中，提供了以下八种基础的标准检验方法及其流程图：

- 防腐挂片及探针拆装更换
- 超声波测厚
- 水中溶解性气体、铁离子检测
- 天然气（伴生气）中硫化氢、二氧化碳含量检测
- 细菌检测
- ER 电极探针数据读取
- 线性极化电阻(LPR)腐蚀速率测定
- 水质分析

每种方法规定了具体的步骤、技术指标、操作要求和检测方法，并予以记录，并提供记录表单：

- E-TECH/QHSE/W-10-R60　　《LPR 分析报告》
- E-TECH/QHSE/W-10-R61　　《挂片腐蚀分析报告》
- E-TECH/QHSE/W-10-R62　　《细菌分析报告》
- E-TECH/QHSE/W-10-R63　　《超声波测厚分析报告》
- E-TECH/QHSE/W-10-R64　　《溶解性气体、总铁、二价铁分析报告》
- E-TECH/QHSE/W-10-R65　　《气体检测报告》
- E-TECH/QHSE/W-10-R66　　《水质分析报告》
- E-TECH/QHSE/W-10-R67　　《监视和测量装置年度检测计划》

公司与 NACE 保持良好的合作，参加国内外防腐技术交流会活动，关注防腐技术领域的最前沿，公司内每年不定期的组织进行防腐技术交流和培训，所有实施腐蚀监检测的人员均具备符合要求的人员资质。

公司拥有先进完善的常规检测和无损检测设备，所有仪器设备都在规定的时间内进行检定或校准，确保其检验精度。质量体系 ISO9001：2008 的体系认证证书如下：

7. 组织架构

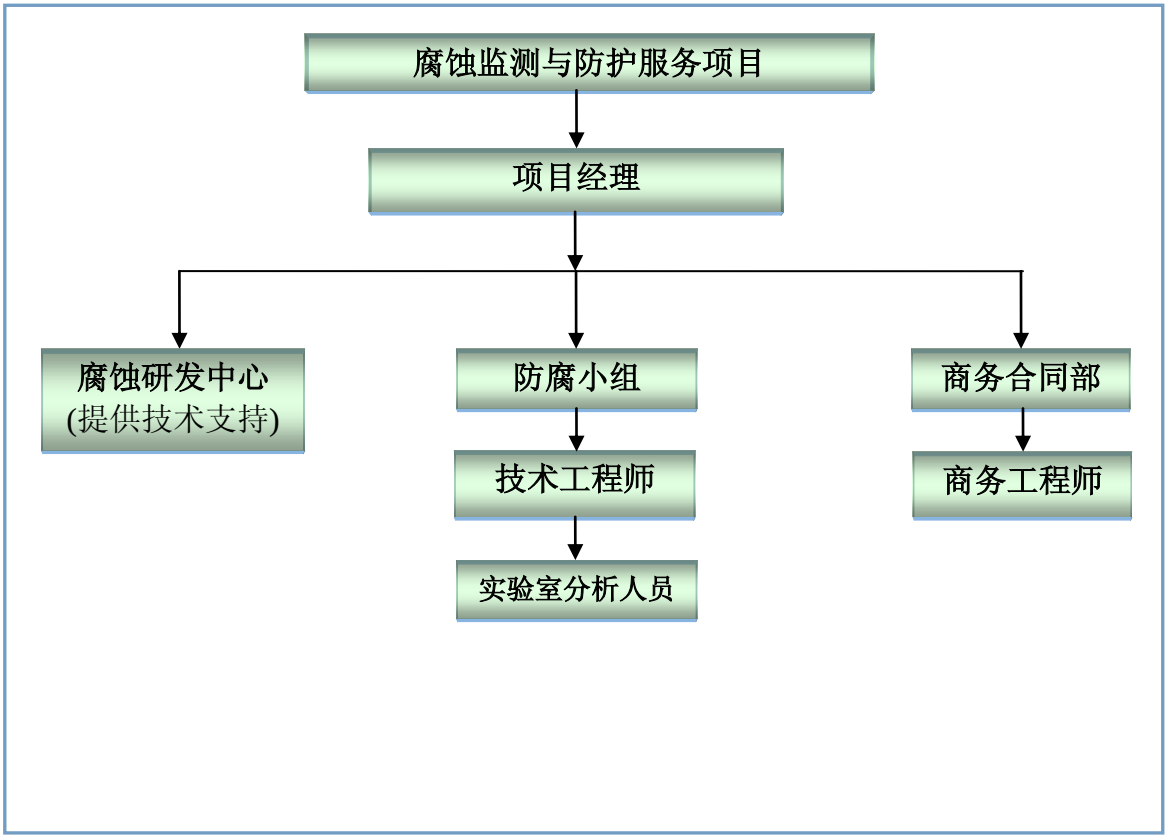
腐蚀监测是一项涉及多个领域和学科的工作。为了更好的开展腐蚀监测工作，长期以来我公司非常重视腐蚀监测团队的建设工作，并组建有一支由防腐检测工程师、专业实验分析人员、专业软件工程师、国内外专家等组成的综合性服务团队。

我们的技术项目经理和项目工程师，不仅拥有专业背景，而且有多年的现场经验，能够根据生产实际情况为业主提出解决方案；专业实验室拥有国内外先进的化学分析和物理测试仪器设备；专业软件工程师具有多年开发大型数据库系统的相关经验。

为了适应国内的现场情况和加强语言之间的交流，专家组不仅集合了国外腐蚀防护领域的资深专业人士和从事全球服务的技术代表，也集合了国内知名高校和研究院所的博导、教授、研究员和高级工程师，他们理论水平深厚，也具备相当的现场服务经验。

7.1 基本组织结构

针对渤海湾自营油气田腐蚀监测与防护服务（腐蚀完整性管理）项目团队主要人员结构如下：



7.2 主要人员资历表

8. HSE 体系及近三年 HSE 状况

在石油、天然气行业的油田化学、腐蚀监检测和防腐技术服务（含辅助过程和后勤）、硫化氢治理和延缓设备设施腐蚀所涉及的活动、产品、过程中确保依据 GB/T28001-2001、OHSAS18001:2007 和 ISO14001：2004 标准要求，建立、实施和保持 HSEMS，制定 HSE 方针、目标和管理方案，并使其文件化，通过对健康安全环境的管理，本公司遵守与公司危险和环境因素有关的适用的法律、法规和其它要求的承诺，实现预防伤害和疾病、污染预防、保护地域环境以及持续改善 HSE 管理和 HSE 绩效。

公司制定了《职业健康安全与环境管理体系文件汇编》中《项目全过程 HSE 管理规定》，明确了项目的 HSE 方针、HSE 目标、现场项目 HSE 组织机构及职责，对项目 HSE 全过程管理进行了具体规定；《危险源辨识、风险评价和风险控制措施控制程序》、《应急准备和响应控制程序》、《事故（事件）调查处理控制程序》、《项目全过程 HSE 管理规定》等程序文件的建立，从体系上保证了公司安全生产有章可循，有法可依的监督机制。

《绩效的监测和测量控制程序》规定了绩效监测的依据、内容和重点；《目标和管理方案控制程序》规定了实现公司的健康、安全环境目标，《目标、指标、管理方案一览表》用来定期记录需要控制的环境保护和节约资源完成情况，对发现的问题及时纠正，达到分类监督监察的目的。

《劳动防护用品管理规定》规定个人防护用品采购、发放、管理、使用等；其中《消防设备设施管理规定》规定消防系统的分类、定期检查和维护要求等。

《特种人员资质动态及健康管理规定》规定资质的分类、资质申报的界定及办理流程、

资质的动态管理；公司每年都办理天津市环保局《危险废物转移申请书》，与有资质的单位签署废物处理合同，对技术服务过程中产生的危险废弃物进行处理，有效的履行保护环境的社会责任。

HSE 体系文件目录如下：

编号	文件名称
1	健康安全环境管理手册
2	文件控制程序
3	记录控制程序
4	管理评审控制程序
5	人力资源控制程序
6	内部审核控制程序
7	不符合、纠正措施和预防措施控制程序
8	环境因素识别、评价和预防措施控制程序
9	危险源辨识、风险评价和风险措施控制程序
10	法律法规及其他要求获取、识别和更新控制程序
11	目标和管理方案控制程序
12	沟通、参与和协商控制程序
13	运行控制程序
14	应急准备和响应控制程序
15	绩效的监测和测量控制程序
16	合规性评价控制程序
17	事故（事件）调查处理控制程序
18	岗位说明书
19	设施设备管理规定
20	特种人员资质动态及健康管理规定
21	信息安全管理规定
22	IT 设备间管理规定
23	IT 系统维护和使用管理规定
24	电子文档管理办法
25	采购过程管理规定
26	防腐监（检）测技术服务规范
27	油田化学技术服务规范

28	硫化氢治理技术服务规范
29	实验室管理规定
30	取样管理规定
31	项目全过程 HSE 管理规定
32	库房管理规定
33	HSE 会议管理规定
34	办公室安全环保管理规定
35	劳动防护用品管理规定
36	危险化学品管理规定
37	消防设备设施管理规定
38	车辆交通安全管理规定
39	高处作业管理规定
40	新、改、扩建项目的管理规定
41	临时用电管理规定
42	临时动火管理规定
43	女职工管理规定
44	废弃物管理规定
45	节能降耗控制程序
46	对相关方的管理规定
47	变更管理规定
48	火灾事故应急预案
49	食物中毒应急预案
50	地震应急预案
51	职业健康监护管理规定

近三年 HSE 状况如下：

公司自 2008 年进行 HSE 体系认证以来，一直保持至今，近三年来未发生造成人员伤害的安全事故，公司未发生紧急、重大环境污染事件。

公司 HSE 体系（ISO18001：2007 和 ISO14001：2004）的体系认证证书如下：

9. 分包情况

无。