

TSG

特种设备安全技术规范

TSG D7003—2010

压力管道定期检验规则 ——长输（油气）管道

Periodical Inspection Regulation for Oil and
Gas Pressure Pipeline

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局颁布

2010年8月30日

前 言

2007年3月,国家质量监督检验检疫总局(以下简称国家质检总局)特种设备安全监察局(以下简称特种设备局)提出《长输(油气)管道定期检验规则》起草任务。中国特种设备检测研究院组织起草组,在总结近几年开展长输管道检验工作经验的基础上,通过充分研讨,形成了本规则草案。2008年1月,在江苏省常州市召开了起草工作会议,就本规则草案进行了研讨,修改形成征求意见稿。2008年5月,特种设备局以质检特函〔2008〕37号文征求有关单位和专家的意见。根据征求的意见,起草组进行了修改形成送审稿,并且改名为《压力管道定期检验规则——长输(油气)管道》。2009年6月,特种设备局将送审稿提交国家质检总局特种设备安全技术委员会审议,修改并形成了报批稿。2010年8月30日,由国家质检总局批准颁布。

本规则充分考虑了我国长输管道的使用现状和检验水平,并且积极吸收国外发达国家关于油气管道检验的最新成果,提出了长输管道年度检查、全面检验和合于使用评价的基本要求,以指导和规范长输管道定期检验工作。

本规则主要起草单位和人员如下:

中国特种设备检测研究院	何仁洋	刘长征	杨 永
	肖 勇		
西南油气田安全环保与技术监督研究院	罗文华	涂 强	周方勤
上海市质量技术监督局	王善江		
中国石油天然气管道局	续 理		
中国石油管道检测技术有限责任公司	门建新	金 虹	
上海市特种设备监督检验技术研究院	杨惠谷		
江苏省特种设备安全监督检验研究院	缪春生		
江苏省特种设备安全监督检验研究院常州分院	沈建强		
中国石化镇海炼化分公司	徐成裕		
新疆三叶管道技术有限责任公司	杨自力	陈 军	宋红旭
深圳市燃气集团有限公司	陈秋雄		

目 录

第一章 总 则	(1)
第二章 年度检查	(3)
第三章 全面检验与合于使用评价	(4)
第四章 附 则	(7)
附件 A 长输(油气)管道事故后果严重区的确定原则	(8)
附件 B 长输(油气)管道年度检查项目与要求	(10)
附件 C 常用风险评估方法	(12)
附件 D 长输(油气)管道全面检验项目与要求	(13)
附件 E 压力管道定期检验报告	(18)

压力管道定期检验规则——长输(油气)管道

第一章 总 则

第一条 为了规范在用长输(油气)管道检验工作,根据《特种设备安全监察条例》、《国务院对确需保留的行政审批项目设定行政许可的决定》、《压力管道安全管理与监察规定》,制定本规则。

第二条 本规则适用于《特种设备安全监察条例》、《压力管道安全管理与监察规定》所规定的范围内,输送介质为原油、成品油、石油气、天然气等地上长输(油气)管道(以下简称管道)的定期检验。

第三条 管道的定期检验通常包括年度检查、全面检验和合于使用评价。

(一)年度检查,是指在运行过程中的常规性检查。年度检查至少每年1次,进行全面检验的年度可以不进行年度检查;年度检查通常由管道使用单位(以下简称使用单位)长输管道作业人员进行,也可委托经国家质量监督检验检疫总局(以下简称国家质检总局)核准,具有相应资质的检验检测机构(以下简称检验机构)进行;

(二)全面检验,是指按一定的检验周期对在用管道进行基于风险的检验。新建管道一般于投用后3年内进行首次全面检验,首次全面检验之后的全面检验周期按照本规则第二十三条确定;承担全面检验的检验机构,应当经国家质检总局核准,并且在核准的范围内开展工作;

(三)合于使用评价,在全面检验之后进行。合于使用评价包括对管道进行的应力分析计算;对危害管道结构完整性的缺陷进行的剩余强度评估与超标缺陷安全评定;对危害管道安全的主要潜在危险因素进行的管道剩余寿命预测、以及在一定条件下开展的材料适用性评价。承担合于使用评价的机构(以下简称评价机构)应当具备国家质检总局核准的合于使用评价资质。

定期检验中的全面检验和合于使用评价,应当采用完整性管理理念中的检验检测评价技术,开展基于风险的检验检测,并且确定管道的事故后果严重区。事故后果严重区的确定原则按照附件A。

第四条 属于下列情况之一的管道,应当适当缩短全面检验周期:

- (一)位于事故后果严重区内的;
- (二)1年内多次发生泄漏事故以及受自然灾害、第三方破坏严重的;
- (三)发现应力腐蚀、严重局部腐蚀或者全面腐蚀的;

- (四) 承受交变载荷, 可能导致疲劳失效的;
- (五) 防腐(保温)层损坏严重或者无有效阴极保护的;
- (六) 风险评估发现风险值较高的;
- (七) 年度检查中发现除本条前几项以外的严重问题;
- (八) 检验人员和使用单位认为应当缩短检验周期的。

第五条 属于下列情况之一的管道, 如超出风险可接受程度, 应当立即进行全面检验和合于使用评价:

- (一) 运行工况发生显著改变从而导致运行风险提高的;
- (二) 输送介质种类发生重大变化, 改变为更危险介质的;
- (三) 停用超过 1 年后再启用的;
- (四) 年度检查结论要求进行全面检验的;
- (五) 所在地发生地震、滑坡、泥石流等重大地质灾害的;
- (六) 有重大改造维修的。

第六条 承担管道全面检验的检验机构、合于使用评价的评价机构以及人员应当在核准范围内开展全面检验和合于使用评价工作, 接受国家质检总局或者省级质量技术监督部门按照安全监察权限进行的监督, 并且对其工作质量负责。

第七条 使用单位应当根据全面检验周期的要求制定管道全面检验和合于使用评价计划, 安排全面检验和合于使用评价工作, 并且及时向压力管道使用登记部门申报全面检验和合于使用评价计划, 在合于使用评价合格有效期届满前 1 个月之前分别向检验机构和评价机构提出全面检验和合于使用评价要求。

定期检验前, 检验机构与评价机构必须制定全面检验和合于使用评价方案(包括安全措施和应急预案), 并且征求使用单位的意见, 全面检验和合于使用评价方案由检验机构和评价机构授权的技术负责人审批。

从事全面检验与合于使用评价的人员必须严格按照批准后的全面检验方案和合于使用评价方案进行全面检验与合于使用评价工作。全面检验和合于使用评价过程中根据实际情况需作调整时, 必须经过检验机构和评价机构授权的技术负责人审查批准。

第八条 使用单位应当根据本规则的要求做好管道定期检验前的各项准备工作, 使管道处于适合的待检状态, 并且提供安全的检验环境, 负责检验所需要的辅助工作, 协助检验机构、评价机构进行定期检验。

检验人员应当认真执行使用单位的安全管理规定。

第二章 年度检查

第九条 承担年度检查的人员(以下简称检查人员)应当在全面了解被检管道的使用、管理情况,并且在认真调阅管道技术资料和管理资料的基础上,对管道运行记录、管道隐患监护措施实施情况记录、管道改造施工记录、检修报告、管道故障处理记录进行审查,记录审查情况。

根据审查的数据进行综合评价,重点对下列管道进行检查,确定事故容易发生的位置以及发生事故造成严重后果的位置:

- (一)穿、跨越管道;
- (二)管道出土、入土点,管道阀室、分输点,管道敷设时位置较低点;
- (三)事故后果严重区内的管道;
- (四)工作条件苛刻以及承受交变载荷的管道,如原油泵站、成品油与天然气加压站等进出口处的管道;
- (五)曾经发生过泄漏以及抢险抢修过的管道,地质灾害发生比较频繁地区的管道;
- (六)已经发现的严重腐蚀或者其他危险因素的管道。

第十条 年度检查的内容除本规则第九条的要求外,还应当包括宏观检查、防腐(保温)层检查、电性能测试、阴极保护系统测试、壁厚测定、地质条件调查、安全保护装置检验。年度检查以宏观检查和安全保护装置检验为主,必要时进行腐蚀防护系统检查,部分检查项目可结合日常巡线进行。年度检查具体内容和要求见附件B。

第十一条 年度检查的现场工作结束后,检查人员应当根据检查结果出具年度检查报告,作出下述检查结论:

- (一)允许使用,检查结果符合有关安全技术规范的规定;
- (二)进行全面检验,发现存在超出有关安全技术规范规定的缺陷,并且不能满足安全使用要求。

第十二条 有条件的使用单位应当将年度检查及其检查结论录入管道地理信息系统(GIS)、管道完整性管理信息系统(PIMS)。

第三章 全面检验与合于使用评价

第一节 全面检验

第十三条 全面检验前,检验机构应当对提交和收集的以下资料进行审查、分析:

- (一)设计图纸、文件与有关强度计算书;
- (二)管道元件产品质量证明资料;
- (三)安装监督检验证明文件、安装及其竣工验收资料;
- (四)管道使用登记证;

(五)管道运行记录,包括输送介质压力、流量记录、压力异常波动记录、电法保护运行记录、阴极保护系统故障记录,管道修理或者改造的资料,管道事故或者失效资料,管道的各类保护措施的使用记录,管道的电法保护日常检查记录,输送介质分析报告(特别是含硫化氢、二氧化碳和游离水);

- (六)运行周期内的年度检查报告;
- (七)上一次全面检验报告、合于使用评价报告;
- (八)检验人员认为全面检验所需要的其他资料。

本条(一)至(三)款在管道投用后的首次全面检验时必须审查,以后的全面检验中可以根据需要查阅。

第十四条 全面检验前,检验机构应当根据资料分析辨识所有危害管道结构完整性的潜在危险。这些潜在危险主要分为以下几种:

- (一)固有危险,如制造与安装、改造、维修施工过程中产生的缺陷;
- (二)运行过程中与时间有关的危险,如内腐蚀、外腐蚀、应力腐蚀;
- (三)运行过程中与时间无关的危险,如第三方破坏、外力破坏、误操作;
- (四)其他危害管道安全的潜在危险。

第十五条 检验机构对资料审查分析完成后,应当按照有关安全技术规范及其相应标准进行风险预评估。承担评估工作的人员应当充分了解每种管道风险评估方法的优缺点,选择合适的风险评估方法,常用的管道风险评估方法见附件 C。

第十六条 检验机构应当根据风险预评估确定的结果,选择合适的全面检验方法。

全面检验方法有内检测、直接检测和耐压(压力)试验,详细内容见附件 D。检验机构也可选择经过国家质检总局批准的其他检验方法。

第二节 合于使用评价

第十七条 全面检验完成后，使用单位应当及时安排合于使用评价工作。

评价机构应当结合管道全面检验情况进行合于使用评价，并且确定管道许用参数与下次全面检验日期。

第十八条 有下列情况之一的管道，应当按照许用压力进行耐压强度校核：

- (一)全面减薄量超过管道公称壁厚 20%的；
- (二)操作参数发生增大的；
- (三)输送介质种类发生重大变化，改变为更危险介质的。

耐压强度校核参照相应国家标准或者行业标准的规定进行。

第十九条 有下列情况之一的管道，应当进行应力分析校核：

- (一)存在较大变形、挠曲、破坏，以及支撑件损坏等现象且无法复原的；
- (二)全面减薄量超过管道公称壁厚 30%的；
- (三)需要设置而未设置补偿器或者补偿器失效的；
- (四)法兰经常性泄漏、破坏的；
- (五)检验人员或者使用单位认为有必要的。

第二十条 对检测中发现的危害管道结构完整性的缺陷进行剩余强度评估与超标缺陷安全评定，在剩余强度评估与超标缺陷安全评定过程中应当考虑缺陷发展的影响，并且根据剩余强度评估与超标缺陷安全评定的结果提出运行维护意见。

第二十一条 根据危害管道安全的主要潜在危险因素选择管道剩余寿命预测方法。管道剩余寿命预测主要包括腐蚀寿命、裂纹扩展寿命、损伤寿命等。

其中管道腐蚀寿命预测可以采用以下公式计算：

$$RL = C \times SM \frac{t}{GR}$$

式中：

RL —— 管道腐蚀寿命，年；

C —— 校正系数， $C = 0.85$ ；

SM —— 安全裕量， $SM = \frac{\text{计算失效压力}}{\text{屈服压力}} - \frac{MAOP}{\text{屈服压力}}$ ；

$MAOP$ —— 管段许用压力，MPa；

GR —— 腐蚀速率，mm/y(年)；

t —— 名义壁厚，mm。

第二十二条 有下列情形之一的钢质管道，应当进行材料适用性评价：

- (一) 材质发生劣化的；
 (二) 输送介质种类发生重大变化，改变为更危险介质的。

第二十三条 应当结合全面检验和合于使用评价结果，确定管道下次全面检验日期，其全面检验周期不能大于表 1 的规定，并且最长不能超过预测的管道剩余寿命的一半。

表 1 检验周期表

检测方法	操作条件下的应力水平			检验周期 (年)
	< 30% SMYS (注 1)	30% ~ 50% SMYS	≥ 50% SMYS	
内 检测	PF > 1.7 MAOP (注 2)	PF > 1.4 MAOP	PF > 1.25 MAOP	5
	PF > 2.2 MAOP	PF > 1.7 MAOP	PF > 1.39 MAOP	10
	PF > 2.8 MAOP	PF > 2.0 MAOP	不允许	15
	PF > 3.3 MAOP	不允许	不允许	20
直接 检测	抽样检测危险迹象 (注 3)	抽样检测危险迹象	抽样检测危险迹象	5
	抽样检测危险迹象	抽样检测危险迹象	检测所有危险迹象	10
	检测所有危险迹象	检测所有危险迹象	不允许	15
	检测所有危险迹象	不允许	不允许	20
耐压 试验	TP (注 4) > 1.7 MAOP	TP > 1.4 MAOP	TP > 1.25 MAOP	5
	TP > 2.2 MAOP	TP > 1.7 MAOP	TP > 1.39 MAOP	10
	TP > 2.8 MAOP	TP > 2.0 MAOP	不允许	15
	TP > 3.3 MAOP	不允许	不允许	20

注 1: SMYS 表示管材规定的最小屈服强度。

注 2: PF 表示按照相应标准计算的失效压力。

注 3: 抽样检测危险迹象是指对直接检测过程中确定的危险点按照相应标准进行的检测。

注 4: TP 表示耐压试验压力。

第三节 全面检验、合于使用评价报告与问题处理

第二十四条 检验人员应当根据全面检验情况和所进行的全面检验项目，准确填写全面检验记录，及时出具全面检验报告。合于使用评价工作结束后，评价人员应当根据全面检验报告和所进行的合于使用评价项目，出具合于使用评价报告。合于使用评价报告中应当明确许用参数、下次全面检验日期等。

第二十五条 使用单位应当对合于使用评价过程中要求进行处理的缺陷进行修复或者采取降压运行的措施。评价机构可以在出具报告前将需要处理的缺陷书面通知

使用单位。使用单位处理完成并且经过评价机构确认后，评价机构再正式出具合于使用评价报告。

缺陷修复前，使用单位应当制订修复方案，缺陷的修复应当按照有关要求进行，相关文件记录应当存档。

使用单位对管道采取相应的修复或采取降压措施，并且经评价机构确认后，评价机构应当重新对风险预评估结果进行修正（即风险再评估）。风险评估的结果应当纳入管道使用登记工作中。

第二十六条 使用单位应当将全面检验与合于使用评价结果归档，有条件的应当将全面检验与合于使用评价结果录入管道地理信息系统(GIS)、管道完整性管理信息系统(PIMS)。

检验机构、评价机构应当按照特种设备信息化的要求，及时将全面检验、合于使用评价结果输入特种设备有关信息系统。

第四章 附 则

第二十七条 管道工程中的输气输油站场、地下储气库中的管道与设施、通用阀门、阴极保护设施的定期检验参照工业管道、压力容器定期检验等有关要求执行。

集输管道、油(气)生产单位内部埋地管道的定期检验参照本规则执行。

第二十八条 管道的定期检验报告(包括年度检查报告、全面检验报告、合于使用评价报告)的格式见附件 E。根据检验类别，选用报告目录、结论报告及其附件的格式。

第二十九条 本规则由国家质检总局负责解释。

第三十条 本规则自 2010 年 11 月 1 日起施行。

附件 A

长输(油气)管道事故后果严重区的确定原则

A1 输油管道事故后果严重区的确定原则

符合以下条件之一的，确定为输油管道事故后果严重区：

- (1) 城市化人口密集区；
- (2) 乡镇、居民与商业区等人口密集区；
- (3) 商业航运水道；
- (4) 油品泄漏的敏感区域，如饮用水源、自然保护、文物保护、军事设施等地区。

A2 输气管道事故后果严重区的确定原则

符合以下条件之一的，确定为输气管道事故后果严重区：

- (1) 一类、二类地区(地区类别划分见注 A-1、A-2,下同)内，当管道潜在影响半径(见注 A-3)超过 200m 时，并且潜在影响半径内居民户数不小于 20 户；
- (2) 三类地区；
- (3) 四类地区；
- (4) 潜在影响半径内有医院、学校、托儿所、养老院、监狱或其他具有难以迁移或难以疏散人群的建筑设施的区域。

注 A-1：地区类别的划分

沿管道中心线两侧各 200m 范围内，任意划分成长度为 2km 并且能包括最大聚居户数的若干地段，按照划定地段内的户数划分为四个类别。在农村人口聚集的村庄、大院、住宅楼，应当以每一独立户作为一个供人居住的建筑物计算。地区类别的具体划分如下：

- (1) 一类地区，户数在 15 户或以下的区段；
- (2) 二类地区，户数在 15 户以上、100 户以下的区段；
- (3) 三类地区，户数在 100 户或以上的区段，包括市郊居住区、商业区、工业区、发展区和不够四类地区条件的人口稠密区，在一、二类地区内的学校、医院以及其他公共场所等人群聚集的地方；
- (4) 四类地区，系指四层及四层以上楼房(不计地下室层数)普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段。

注 A-2：高压燃气管道($1.6\text{MPa} < P \leq 4.0\text{MPa}$)的地区级别划分按照 GB 50028—2006《城镇燃气设计规范》要求。

注 A-3：天然气管道的潜在影响半径按照公式(A)计算。

$$r = 0.1d_w \sqrt{p_c} \quad (\text{A})$$

式中：

- r — 影响半径，m；
 d_w — 管道外直径，mm；
 p_c — 管段许用压力(MAOP)，MPa。

A3 液化石油气(LPG)的事故后果严重区确定原则

参照输气管道事故后果严重区的确定原则。

国家质量监督检验检疫总局
<http://www.aqsic.gov.cn/>

附件 B

长输(油气)管道年度检查项目与要求

B1 资料审查

(1)安全管理资料,包括使用登记证、安全管理规章制度与安全操作规则,作业人员上岗持证情况;

(2)技术档案资料,包括定期检验报告,必要时还包括设计和安装、改造、维修等施工、竣工验收资料;

(3)运行状况资料,包括日常运行维护记录、隐患排查治理记录、改造与维修资料、故障与事故记录。

B2 宏观检查

(1)位置与走向,主要检查管道位置、埋深和走向(注 B-1);

(2)地面装置,主要检查标志桩、测试桩、里程桩、标志牌(简称三桩一牌)以及锚固墩、围栏等外观完好情况、丢失情况;

(3)管道沿线防护带,包括与其他建(构)筑物净距和占压状况;

(4)地面泄漏情况;

(5)跨越段,检查跨越段管道防腐(保温)层、补偿器、锚固墩的完好情况,钢结构及基础、钢丝绳、索具及其连接件等腐蚀损伤情况;

(6)穿越段,检查管道穿越处保护工程的稳固性及河道变迁等情况;

(7)水工保护设施情况;

(8)检验人员认为有必要的其他检查。

注 B-1:如果管线周围地表环境无较大变动、管道无沉降等情况,可以不要求。

B3 防腐(保温)层检查

主要检查入土端与出土端、露管段、阀室内管道防腐(保温)层的完好情况。检查人员认为有必要时,可对事故后果严重区管道采用检测设备进行地面不开挖检测。

B4 电性能测试(适用于有阴极保护的管道)

(1)测试绝缘法兰、绝缘接头、绝缘短管、绝缘套、绝缘固定支墩和绝缘垫块等电绝缘装置的绝缘性能;

(2)对采用法兰和螺纹等非焊接件连接的阀门等管道附件的跨接电缆或者其他电

连接设施，测试其电连续性。

B5 阴极保护系统测试 (适用于有阴极保护的管道)

- (1) 管道沿线保护电位，测量时应考虑 IR(注 B-2)降的影响；
- (2) 牺牲阳极输出电流、开路电位(当管道保护电位异常时测试)；
- (3) 管内电流(当管道保护电位异常时测试)；
- (4) 辅助阳极床和牺牲阳极接地电阻(牺牲阳极接地电阻应当在管道保护电位异常时测试)；
- (5) 阴极保护系统运行状况，检查管道阴极保护率和运行率、排流效果，阴极保护系统设备及其排流设施。

注 B-2：管道外防腐(保温)层破损部位的阴极保护电流在土壤介质中产生的电位梯度。

B6 壁厚测定

利用阀井或者探坑，对重要压力管道或者有明显腐蚀和冲刷减薄的管道进行壁厚抽样测定。

B7 地质条件调查

按照相应标准的要求，对有危险的矿产地下采空区、黄土湿陷区、潜在崩塌滑坡区、泥石流区、地质沉降区、风蚀沙埋区、膨胀土和盐渍土、活动断层等地质灾害进行地质条件调查。

B8 安全保护装置检验

参照工业管道定期检验等有关要求执行，特殊的安全保护装置参照相应标准的规定。

附件 C

常用风险评估方法

常用的管道风险评估方法有专家评估法、相对评估法、场景评估法和概率评估法等。

C1 专家评估法

该评估方法基于专家经验和相关文献资料,给出每个风险来源的失效可能性和失效后果的相对数值分值,并进一步计算管段的相对风险值。

C2 相对评估法

该评估方法基于管道运行历史,辨识其风险来源,给出影响失效可能性和失效后果的各个因素的定量权重,并进一步计算管段的相对风险值。该评估方法建立在与所评估管道有关的运行历史和大量数据的基础上,并且特别强调曾经发生的对管道运行造成影响的危险因素。该方法为完整性管理决策过程提供风险排序。与专家评估法相比,相对评估法比较复杂,要求更具体的管道系统数据。

C3 场景评估法

该评估方法是一种演绎分析方法。该方法建立模型描述导致风险的单个事件或者一系列事件,对事件的失效可能性和相应的失效后果进行分析。

该方法通常建立事件树、决策树和事故树,并通过事件树、决策树和事故树的分析确定风险值。

C4 概率评估法

该评估方法运用数理统计的概率分析方法,针对每一种风险来源,分析失效可能性和事故后果之间的数量关系及其变化规律,从而对风险进行定量评价,给出可与事先确定的可接受风险进行比较的风险值。该方法需要有建立在统计基础上的数据库支持,数据需求量大,对数据完整性、准确性要求很高,最复杂。

附件 D

长输(油气)管道全面检验项目与要求

D1 内检测

对具备内检测条件的管道,可采用管道内检测器对管道内外腐蚀状况、几何形状进行检测。当内检测发现管道有严重缺陷点时,应当进行开挖直接检验。开挖直接检验的主要内容见 D2.3.4。

内检测完成后,必要时还应进行埋地与裸露管段焊缝无损检测。

对不具备内检测条件的管道,或者以内腐蚀、应力腐蚀、外腐蚀为主要失效模式的管道,应当采用直接检测方法进行全面检验。

D2 直接检测

直接检测方法包括管道内腐蚀、应力腐蚀开裂、外腐蚀直接检测。检验机构应当根据危害管道完整性的因素选择一种或者几种直接检测方法。

D2.1 内腐蚀直接检测

管道内腐蚀直接检测应当在凝析烃、凝析水、沉淀物最有可能聚集之处,以及两相界面处(即油、水、气界面)进行;可采用多相流计算、高程点分布等方法确定检测位置。对管道进行内腐蚀直接检测时,一般在开挖后采用超声壁厚测定法进行直接检测,确定内腐蚀状况;也可采用腐蚀监测方法或者其他认可的检测手段。

内腐蚀直接检测方法的步骤主要包括预评价、间接检测、直接检验、后期评价四个步骤。

D2.1.1 预评价

预评价步骤包括收集历史数据和当前数据,根据收集的数据资料确定该方法是否可行,并确定评价区域。

D2.1.2 间接检测

该步骤主要采用流体模拟结果来预测最可能发生腐蚀的管道区域,并对腐蚀程度进行预测。

D2.1.3 直接检验

对 D2.1.1 预评价和 D2.1.2 间接检测两个过程发现的可能产生的腐蚀点进行检查,可以采用管道本体腐蚀检测技术,也可采用监测技术,确定管道内部的腐蚀状态。在条件许可时,按照一定比例(输油管道,0.6 处/km 至 1.5 处/km;输气管道,1.0 处/km 至 1.2 处/km)开挖后用漏磁检测技术、低频电磁检测技术、远场涡流检测技术、壁厚

测定技术或者腐蚀扫描技术进行直接检测。

必要时还应当进行埋地管段焊缝无损检测。

D2.1.4 后期评价

该步骤包括分析 D2.1.1~D2.1.3 中收集的数据资料，评价内腐蚀直接检测方法的有效性。

D2.2 应力腐蚀开裂直接检测

对有应力腐蚀开裂严重倾向的管道，一般采用直接对管道进行无损检测的方法或者其他适宜的方法进行检查。除输送有应力腐蚀介质导致的管道内壁应力腐蚀开裂倾向外，同时满足下列所有条件的管道，一般确定为具有管道外壁应力腐蚀开裂倾向：

- (1) 操作应力(注 D-1)大于 60% SMYS；
- (2) 操作温度大于 38℃(注 D-2)；
- (3) 与压缩机站的距离小于或者等于 32km；
- (4) 使用年限大于或者等于 10 年；
- (5) 除熔结环氧粉末(FBE)外的其他外防腐层。

注 D-1：操作应力计算见公式(D)。

$$\sigma_p = \frac{p_c d_w}{2t} \quad (D)$$

式中：

- σ_p —— 操作应力，MPa；
- p_c —— 管段最大允许操作压力(MAOP)，MPa；
- d_w —— 管道外直径，mm；
- t —— 管道壁厚，mm。

注 D-2：近中性 pH 值的应力腐蚀不受温度的限制。

输送介质导致应力腐蚀的管道按照相应国家标准或者行业标准进行直接检测。

必要时还应当进行埋地管段焊缝无损检测。

D2.3 外腐蚀直接检测

外腐蚀直接检测的具体项目，一般包括管线敷设环境调查、防腐(保温)层状况不开挖检测、管道阴极保护有效性检测、开挖直接检验。根据检测、检验结果，对腐蚀防护系统进行分级，原则上分为四个等级，1 级为最好，4 级为最差。

D2.3.1 管道敷设环境调查

管道敷设环境调查，一般包括环境腐蚀性检测和大气腐蚀性调查。环境腐蚀性检测，包括土壤腐蚀性以及杂散电流测试。当地物地貌环境和土壤无较大变化时，土壤腐蚀性数据可采用工程勘察或者上次全面检验报告的数据。

对可能存在大气腐蚀环境的跨越段与露管段，应当按照相应国家标准或者行业标准的规定进行大气腐蚀性调查。

D2.3.2 防腐(保温)层状况不开挖检测

对防腐(保温)层与腐蚀活性区域,采用不开挖方法进行检测,主要检测方法有直流(交流)电位梯度法、直流电位(交流电流)衰减法。检测过程中应当至少选择两种相互补充的检测方法。

D2.3.3 管道阴极保护有效性检测

对采用外加电流阴极保护或者可断电的牺牲阳极阴极保护的管道,应当采用相应检测技术测试管道的真实阴极保护极化电位;对阴极保护效果较差的管道,应当采用密间隔电位测试技术。

D2.3.4 开挖直接检验

D2.3.4.1 开挖点确定原则

根据 D2.3.1~D2.3.3 的检测结果,按照一定比例选择开挖检验点,开挖点数量的确定原则见表 D-1。开挖点的选取应当结合资料调查中的错边、咬边严重的焊接接头以及碰口与连头焊口,风险较高的管段,使用中发生过泄漏、第三方破坏的位置。

表 D-1 开挖点数量确定原则

管道类别	腐蚀防护系统质量等级			
	1	2	3	4
油管道(处/km)	不开挖	0.1	0.6~0.8	1.2~1.5
气管道(处/km)	不开挖	0.1	1.0~1.2	1.8~2.0

D2.3.4.2 开挖直接检验的方法和内容:

(1)土壤腐蚀性检测,检查土壤剖面分层情况以及土壤干湿度,必要时可以对探坑处的土壤样品进行理化检验;

(2)防腐(保温)层检查和探坑处管地电位检测,检查防腐(保温)层的物理性能以及探坑处管地电位,必要时收集防腐(保温)层样本,按照相应国家标准或者行业标准的要求进行防腐(保温)层性能分析;

(3)管道腐蚀状况检测,包括金属腐蚀部位外观检查、腐蚀产物分析、管道壁厚测定、腐蚀区域的描述;

(4)管道焊缝无损检测,对开挖处的管道对接环焊缝进行无损检测,必要时还应对焊接钢管焊缝进行无损检测;无损检测一般采用射线或者超声方法,也可采用国家质检总局认可的其他无损检测方法。

对于宏观检查存在裂纹或者可疑情况的管道,处于有应力腐蚀开裂严重倾向的管段以及检验人员认为有必要时,可对管道对接环焊缝、管道碰口与连头、管道螺旋焊缝或者对接直焊缝、焊缝返修处等部位的焊缝进行无损检测。

D2.4 穿、跨越段检查

应当对穿越段进行重点检查或者检测。

对跨越管道的检查参照工业管道定期检验的有关要求进行,并且按照相应国家标准或者行业标准对跨越段附属设施进行检查。

D2.5 其他位置的无损检测

除对 D2.1.3、D2.2、D2.3.4 规定的检测位置进行无损检测外,必要时对下述位置的裸露管道也应当进行无损检测抽查:

- (1) 阀门、膨胀器连接的第一道焊接接头;
- (2) 跨越部位、出土与入土端的焊接接头;
- (3) 检验人员和使用单位认为需要抽查的其他焊接接头。

D2.6 理化检验

对有可能发生 H_2S 腐蚀、材质劣化、材料状况不明的管道,或者使用年限已经超过 15 年并且进行过与腐蚀、劣化、焊接缺陷有关的修理改造的管道,一般应当进行管道材质理化检验。

理化检验包括化学成分分析、硬度测试、力学性能测试、金相分析。

D2.6.1 化学成分分析

对材料状况不明的管道,应当分析其化学成分,分析部位包括母材和焊缝。

D2.6.2 硬度测试

对可能发生 H_2S 腐蚀的管道,应当进行焊接接头的硬度测试,判定管道的应力腐蚀开裂倾向的大小。硬度测试部位包括母材、焊缝及热影响区。硬度测试应当符合以下规定:

- (1) 对输送含 H_2S 介质的管道,其母材、焊缝及热影响区的最大硬度值不应超过 $250 HV_{10}$ (22 HRC);
- (2) 碳钢管的焊缝硬度值不宜超过母材最高硬度的 120%;
- (3) 合金钢管的焊缝硬度值不宜超过母材最高硬度的 125%。

当焊接接头的硬度值超标时,检验人员应当根据具体情况扩大焊接接头内外部无损检测抽查比例。

D2.6.3 力学性能测试

包括管道母材横向、纵向与焊缝的屈服强度、抗拉强度、延伸率和冲击性能。

对于输送含 H_2S 介质应力腐蚀倾向严重或者低温工况下的钢管焊缝,避免延性断裂的冲击性能测试内容包括 $-10^{\circ}C$ 或者更低温度下的夏比冲击功;避免脆性断裂的冲击性能测试内容包括设计温度减 $10^{\circ}C$ (公称壁厚 $T_n \leq 20mm$)、设计温度减 $20^{\circ}C$ ($20mm < 公称壁厚 T_n \leq 30mm$)、设计温度减 $30^{\circ}C$ (公称壁厚 T_n 大于 $30mm$) 下的夏比冲击功。

对于输送无水介质或者含水分较少的天然气、原油或者成品油的钢管焊缝，冲击性能测试内容包括 0℃ 下的夏比冲击功。

具体的测试方法按照相应国家标准或者行业标准的规定。

D2.6.4 金相分析

应当对管道母材和焊缝的显微组织、夹杂物进行金相分析。

D3 耐压(压力)试验

当内检测或直接检测不可实施时，可以采用耐压(压力)试验的方法进行检验。耐压(压力)试验按照相应国家标准或者行业标准的规定。

D4 其他要求

进行全面检验时，应当包括年度检查内容。

附件 E

报告编号:

压力管道定期检验报告

使用单位: _____

设备类别: _____

设备品种: _____

使用登记证号: _____

压力管道代码: _____

检验类别: (年度检查、全面检验、合于使用评价)

检验日期: _____

(印制自行年度检查单位或者检验机构、评价机构名称)

长输(油气)管道年度检查结论报告

报告编号：

使用单位			
单位地址			
安全管理人员		联系电话	
邮政编码		压力管道代码	
管道名称			
使用登记证编号		投用日期	
性能 参数	管道长度	km	管道规格
	设计压力	MPa	设计温度
	设计介质		管道材质
	操作压力	MPa	操作温度
主要 依据	《压力管道定期检验规则——长输(油气)管道》		
问题 与 处理	[说明检查发现的问题及其缺陷位置、程度、性质与处理意见(必要时附图或附页),不印制]		
检查 结论	<input type="checkbox"/> 允许使用 <input type="checkbox"/> 进行全面检验	许用 参数	压力: MPa 温度: °C 介质: 其他:
检查:	日期:	检验机构核准证号:	
审批:	日期:	(检验机构检验专用章) 年 月 日	

共 页 第 页

(注: 如果年度检查由使用单位自行进行, 则本表右下栏的“检验机构核准证号”删除, 将“检验机构检验专用章”改为使用单位的“检查专用章”或者公章。本注不印制。)

长输(油气)管道年度检查报告附页

报告编号：

序号	检查项目及其内容		检查结果	备注
1	1 资料 审查	(1)安全管理资料	使用登记证	
2			安全管理规章制度与安全操作规则	
3			作业人员上岗持证情况	
4		(2)技术档案资料	定期检验报告	
5			设计和安装、改造、维修等施工、竣工验收资料	
6		(3)运行状况资料	日常运行维护记录	
7			隐患排查治理记录	
8			改造、维修资料	
9			故障与事故记录	
10	2 宏观 检查	(1)位置	管道位置	
11			管道埋深	
12			管道走向	
13		(2)地面装置	三桩一牌	
14			锚固墩	
15		围栏		
16		(3)防护带		
17		(4)地面泄漏情况		
18	(5)跨越段			
19	(6)穿越段			
20	(7)水工保护设施			
21	(8)其他			
22	3	防腐(保温)层		

报告编号：

序号	检查项目及其内容		检查结果	备注	
23	4 电性 能测 试	(1)电绝缘装置			
24		(2)电连续性能			
25	5 阴极 保护 系统 测试	(1)保护电位			
26		(2)牺牲阳极输出电流、开路电位			
27		(3)管内电流			
28		(4)辅助阳极床和牺牲阳极接地电阻			
29		(5)阴极保 护运行状 况	保护率		
30			运行率		
31			排流效果		
32			阴极保护系统设备和排流设施		
33	6 壁厚测定				
34	7 地质条件调查				
35	8 安全保护装置检验				
说明：					
检查：		日期：	审核：	日期：	

共 页 第 页

注：没有或者未进行的检查项目在检查结果栏打“—”；无问题或者合格的检查项目在检查结果栏打“√”；有问题或者不合格的检查项目在检查结果栏打“×”，并且在备注栏中说明。

输(油气)管道全面检验结论报告

报告编号：

使用单位			
单位地址			
安全管理人员		联系电话	
邮政编码		压力管道代码	
管道名称			
使用登记证编号		投用日期	
性能 参数	管道长度	km	管道规格
	设计压力	MPa	设计温度 ℃
	设计介质		管道材质
	操作压力	MPa	操作温度 ℃
主要 依据	《压力管道定期检验规则——长输(油气)管道》		
发现 问题	[说明检验发现的问题及其缺陷位置、程度、性质(必要时附图或者附页),不印制]		
检验人员：			
编制：	日期：	检验机构核准证号： (检验机构检验专用章) 年 月 日	
审核：	日期：		
批准：	日期：		

共 页 第 页

