

陕京天然气管道完整性管理与实践

董绍华* 姚 伟

(北京华油天然气有限责任公司)

董绍华 姚 伟:陕京天然气管道完整性管理与实践,油气储运,2005,24(增刊) 8~13。

摘 要 管道完整性管理是管道运行管理科学化、程序化、规范化的重要手段,本文紧密跟踪国外完整性管理的最新进展,通过开发和实施内检测、外检测、地质灾害评估、水工保护、阀门维护以及地下储气库等完整性技术,将管道完整性管理分为管道本体、管道防腐、管道地质灾害和周边环境、站场及设施、地下储气库等五大类。全面实施管道完整性管理,保障向京津等地区管道安全输气 $150 \times 10^8 \text{ m}^3$,为首都北京和华北地区能源结构的平衡和大气环境的改善作出重要贡献。

主题词 管道完整性管理 完整性技术 安全运行

一、前 言

陕京输气管网系统包括管道线路总长 2 250 km,五座压气站,4 座地下储气库。其中,一线干线直径 660 mm,设计压力 6.4 MPa,二线直径 1 016 mm,设计压力 10 MPa,储气库配套管道设计压力 5.5 MPa,直径 711 mm,共有注采井 32 口,设计总库容量 $46.46 \times 10^8 \text{ m}^3$,设计有效工作气量 $16 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。管网系统高日调峰量为 $2 800 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

陕京管道探索管道技术管理的新思路,在探索的过程中,经历了从工程建设到生产运行,从提高管理水平方面,使生产运行管理规范化、程序化,再从深化管理模式方面,实现 IT 技术与生产管理相结合,最终与国际管道管理的技术接轨,实现管道完整性管理的全过程。完整性管理给油气管道安全管理带来了全新的管理理念,是技术与管理有机结合的管理模式。

二、管道完整性管理的理念

1、管道生命周期与完整性管理的关系

管道安全就是管道的生命。在传统的管理模式下,一般管道建设投产初期和设计寿命期失效概率较高,在运行期失效概率较低,管道在整个运行周期

内的失效概率可以用图 1 表示。国际上通常采用完整性管理技术,使管道的失效概率在整个生命周期内是平稳变化的,增加了管道使用寿命,从某种意义上讲,管道是具有无限寿命的,见图 2。

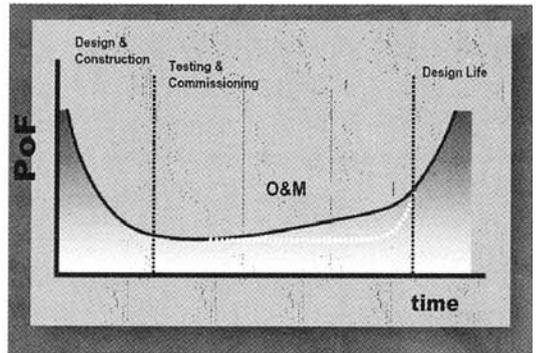


图 1 管道的失效概率

2、管道完整性管理的概念

管道完整性(PIPELINE INTEGRITY)是指:

- (1) 管道始终处于安全可靠的工作状态;
- (2) 管道在物理上和功能上是完整的,管道处于受控状态;
- (3) 管道运行商不断采取行动防止管道事故的发生。
- (4) 管道完整性与管道的设计、施工、运行、维护、检修和管理的各个过程是密切相关的。

* 100101,北京市朝阳区慧忠里甲 118 号,电话:(010)84884253。

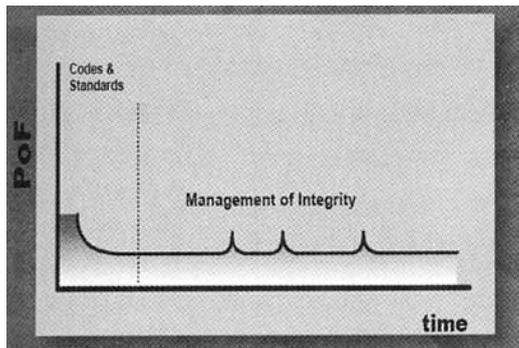


图 2 实施先进的管理手段后管道失效概率

管道的完整性管理 PIM (Pipeline Integrity Management)定义为:管道公司通过根据不断变化的管道因素,对天然气管道运营中面临的风险因素的识别和技术评价,制定相应的风险控制对策,不断改善识别到的不利影响因素,从而将管道运营的风险水平控制在合理的、可接受的范围内,建立以通过监测、检测、检验等各种方式,获取与专业管理相结合的管道完整性的信息,对可能使管道失效的主要威胁因素进行检测、检验,据此对管道的适应性进行评估,最终达到持续改进、减少和预防管道事故发生、经济合理地保证管道安全运行的目的。管道完整性管理,也是对所有影响管道完整性的因素进行综合的、一体化的管理,包括以下几个方面。

- (1) 拟定工作计划、工作流程和工作程序文件。
- (2) 进行风险分析和安全评价,了解事故发生的可能性和将导致的后果,指定预防和应急措施。
- (3) 定期进行管道完整性检测与评价,了解管道可能发生事故的原因和部位。
- (4) 采取修复或减轻失效威胁的措施。
- (5) 培训人员,不断提高人员素质。

管道完整性管理的过程是持续不断的改进过程,见图 3。

3、 管道完整性管理的原则

- (1) 在设计、建设和运行新管道系统时,应融入管道完整性管理的理念和做法。
- (2) 结合管道的特点,进行动态的完整性管理。
- (3) 要建立负责进行管道完整性管理机构、管理流程、配备必要的手段。
- (4) 要对所有与管道完整性管理相关的信息进行分析整合。

- (5) 必须持续不断的对管道进行完整性管理。
- (6) 应当不断在管道完整性管理过程中采用各种新技术。管道完整性管理是一个与时俱进的连续过程,管道的失效模式是一种时间依赖的模式。腐蚀、老化、疲劳、自然灾害、机械损伤等均能够引起管道的失效,随着岁月的流逝不断的侵蚀着管道,必须持续不断的随管道进行风险分析、检测、完整性评价、维修、人员培训等完整性管理。

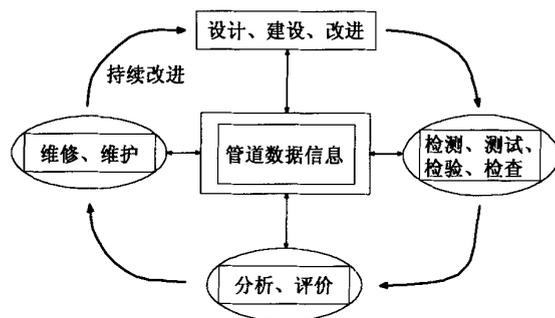


图 3 管道完整性管理要素循环

4、 完整性管理的重要性

管道完整性管理是指对可能引起管道失效的主要因素进行检测,据此对管道的适应性进行评估的过程。当前全世界在用管道总量 350×10^4 km,其中旧管道数量一半以上,如何评价这些管道的状况,保证安全、经济的运行,是管道完整性管理评价解决的主要问题。

在美国 100×10^4 km 在用管道中超过 50% 已使用了 40 年以上,许多油气输送管道达到设计寿命后,还可以继续使用 25~50 a,但是需要仔细评估。美国运输部估计今后 10 年需要重建 8×10^4 km 管道,仍有 40×10^4 km 的管道将使用 50 年,俄罗斯的油气管道,20% 已经接近设计寿命,今后 15 年内数字将增大到 50%。到 2000 年,西欧 31×10^4 km 油气管道中超过 42% 已经使用了 35 年以上,只有 11% 使用低于 10 年,见表 1。

5、 完整性管理的依据和标准

国家法律、法规方面标准依据。美国国内拥有约 56×10^4 km 输气管道, 25×10^4 km 液体燃料管道,且相当一部分使用年限很长。为了增进管道的安全性,美国国会于 2002 年 11 月通过了专门的 H. R. 3609 号法案,该法案于 2002 年 12 月 27 日经布什总统签署后生效。H. R. 3609 The Pipeline Safety Improvement Act of 2002 (PSIA) 是关于增进管

道安全性的法案,PSIA 中第 14 章中要求管道运行商在后果严重地区(高风险地区)实施管道完整性管理计划,PSIA 也写入了 ANSI(美国标准学会)相关标准部分内容。基于 PSIA 法律,美国政府运输部 DOT 已发布了输气管道和液体危险品管道安全性管理的建议规则,联邦政府关于在天然气管道高危严重地区的完整性建议规则 49 CFR Part 192,关于在危险液体管道高危地区的完整性管理建议 49 CFR part 195,推进并加速管道 HCA 区域的完整性评价,促进管道公司建立和完善完整性管理系统,促进政府发挥审核管道完整性管理计划方面的作用。增强公众对管道安全的信心。

表 1 美国运输部 1996 年~1999 年统计

年份	失效原因 %				
	内腐蚀	外腐蚀	外力损伤 或误操作	建设期损伤 和材料缺陷	其他
1996	8.20	9.80	50.70	9.6	21.90
1997	23.90	7.60	41.80	11.90	14.90
1998	14.30	8.20	36.70	19.40	21.40
1999	18.94	0.93	32.12	38.17	9.82

完整性管理实施方面有许多标准,其中包括,ASME B31.8-S2001(输气管道完整性管理的标准)、API 1160 危险液体管道的完整性管理、ASME B31.Q(输气管道管道操作人员的资质标准)、NACE RP0102-2002(管道内检测推荐做法)、NACE RP 0502-2002(管道外检测评价标准)等标准规范对完整性管理作出了具体的规定和建议。

三、完整性管理实施计划

陕京管道根据国际标准制定完整性管理实施计划,具体的内容包括:

- (1) 确定影响管网系统运行的危险因素、管段位置。
- (2) 制定管网的检测、检定、检验、测试计划(内检测、外检测、标定、测试等)和实施。
- (3) 定期进行全面完整性评价,间隔不大于 5 年,时时进行局部完整性评价。
- (4) 由专家审核总体评价结果,全面建立时时

评价体系和管理制度。

- (5) 修复或减轻造成威胁的因素。
- (6) 进行风险分析、并控制风险。

陕京管道实施完整性管理方面,具体包括的内容为,①引进国际管道完整性管理的理念;②根据国际标准制定完整性管理实施计划;③编制管道完整性管理的体系文件、出台完整性管理办法;④完整性管理培训;⑤管道完整性管理实践。

四、建立完整性管理体系

1、体系制定

陕京线编制了完整性管理的程序文件《陕京管道完整性评价管理文件》、《陕京管道完整性管理体系文件》、《陕京管道检测、评价、修复技术规范》和若干支持性作业文件,逐渐完善管道完整性管理体系。该体系主要从天然气埋地管道的组成因素,管道失效的因素的五个方面考虑:管道土壤地质及其周围的环境因素;钢管内外缺陷的因素;防腐层的损伤因素;站场及设施因素;储气库井场失效因素。

确定对 5 个因素的完整性评价是管道安全运行的重要条件,结合管道管理的组织结构特点编制操作性强的管理程序体系文件,完整性管理程序文件之一为陕京管道本体的完整性管理,主要针对管道本体内缺陷、防腐层、地质环境的损伤因素,确保管道安全运行,之二是陕京管道站场及设施等专业的完整性管理体系文件,针对专业的日常管理,不断的识别本专业影响管道运行的风险因素,进行完整性管理,确保管道从设备、工艺、操作各个方面平稳运行。管道完整性管理体系程序文件包含了公司实施完整性管理的战略目标、方法、程序,并对全面推进管道的完整性管理发挥决定性的作用。

2、完整性管理体系培训

管道完整性管理体系培训工作,特别是完整性管理程序文件和作业流程,以数字化管道的完整性管理培训为主,重点培训专业工程师的完整性管理、完整性评价运行流程和使用的软件、硬件,以及完整性管理的内容,包含的步骤程序;另外,培训网络维护、更新的专业管理员,使其做到及时更新信息,提示信息流程、评价报告的反馈和处理等。

五、完整性管理实践

1、含缺陷(内部缺陷、外部缺陷)管道本体的完整性管理

(1) 实施管道内检测

进入21世纪,各国管道公司对管道安全问题逐渐重视起来,各国政府在不同时期均提出了对管道内检测的要求,其中,我国在2000年4月《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》中对管道的检验与检测做了新的规定,为了与国际管道技术管理的惯例接轨,考察并引进国内外先进技术,进行检测器设备的改造,建立陕京管道天然气管道内检测技术标准,实施过程经历了检测设备的改造、试验、方案制定、现场实施等过程。

2003年完成了干线1000 km的检测任务,管道靖边—永清912 km,检测出25%以上的缺陷金属损失105个,其中包括制管、防腐、运输和敷设过程中产生的机械损伤缺陷,以及管材本身存在的内部缺陷(夹层、材质不均匀等)。检测数据给出了全部对接环焊口的位置和信息及全部螺旋焊缝的位置信息及全线三通、阀门、弯头(冷弯、热弯)、测试桩焊点、全线管道壁厚变化连接点(穿越、跨越点)、收发球筒等的详细信息。通过开挖验证,检测结果各项数据可靠,满足标准中各项技术指标的要求。对榆林—永清干线段的开挖验证,发现了三岔阀室+800 m位置的制造缺陷已经凸起,实施碳纤维补强处理后消除了泄露、爆炸的隐患。

信号数据精度指标按长度精度、宽度精度、深度精度定量给出,改变了国内检测精度定性给出的不足,同时把国内的低清晰度检测器的检测水平提升到中等清晰度的国外同等技术水平。

通过内检测技术对陕京管道1997年投产以来的管道完整性情况进行一次总的摸底和评价,查出管道中可能存在的缺陷或安全隐患,建立管道完整的基础数据库。

(2) 实施缺陷的评价

通过管道内检测工程的具体实施,针对干线检测出的缺陷,使用含缺陷管道的剩余强度和剩余寿命预测评估技术,对检测的缺陷进行了承压能力评价,按照ASME B31. G标准、DNV RP-F101标

准、BS 7910、API 579适用性评价标准实施,根据评价结果,确定了开挖验证点的维修标准、以及目前的承压能力,为缺陷的进一步处理打下基础。

(3) 开展缺陷补强工作

研究开发了含缺陷管道碳纤维补强技术,碳纤维增强复合材料具有轻质高强、抗腐蚀、耐久性好、施工简便、不需停气的特点,不影响结构的外观等特性,克服了传统的焊接补疤过程中会产生焊穿和产生氢脆的危险,对压气站附近缺陷点和三岔阀室的内检测的缺陷点评价后,实施了补强处理,保障了生产运行。

基于内检测工作的实施,进行了陕京管道内检测安全评价及软件编制研究,完成了内检测数据的评价分析,建立了管道沉降、地质断层的损伤模型、管道承压的力学计算模型、缺陷管道的安全评价模型和寿命预测分析模型,为陕京管道内检测数据安全评价打下基础。

2、管道地质灾害与周边环境完整性管理

(1) 实施管道地质灾害的预防和维护

地质灾害防护主要是针对陕京管道地形,地质条件恶劣,地质灾害类型多样的特点,采用对湿陷性黄土区的地质采取导流、堵、夯填、护坡、阻水、埋深的治理技术;对顺冲沟、河床管道采取沟内淤土坝、排水沟以及管道的稳管技术;对河床内管道设置阻水墙或截水沟以及浆砌石结构的淤土坝或防冲墙技术;对北方地区季节性河流的夏季大水量极容易造成漏管、悬空、甚至断管,采取浆砌石或散体材料形式的石笼护岸技术;对于下切作用强烈的河流管道下游合理位置设置淤土坝或水下防冲墙,对山地、卵石冲击管道处采取护坡、挡土墙等技术。

(2) 开展反恐、安全保卫、防止第三方破坏活动

依托公众社会力量加强管道保卫,采取高科技手段提高防范水平,采用红外监测技术,沿线所有压气站、地下储气库、计量分输站、清管站、RTU 阀室等共计28个站场安装了周界红外报警系统,14座有人值守站还安装了工业电视监控系统。为确保陕京管道跨越黄河段管道的安全,2003年4月起,武警对黄河管桥实行24 h武装保护。

3、外防腐层及防腐有效性完整性管理

防腐管理是管道运行维护的基础工作,防腐管理工作质量决定着管道运行寿命和安全性。提出阴保站通电率和管道阴极保护率两个100%的工作目

标(目前已经全部达到)。提出阴保系统日监测、季监测和年监测的内容和标准,结合现场腐蚀调查,及时掌握整个管道的腐蚀与防护情况。

陕京输气管道编制了《三层 PE 外防腐层绝缘电阻测试方法》、《干线热煨弯头腐蚀与防护调查程序》、《钢套管穿路管线腐蚀与防护调查程序》、《站内埋地管线腐蚀与防护调查程序》等四部企业标准,总结了管理经验。

陕京管道的外防腐措施采用了外涂层加阴极保护的防腐方式。全线设置 15 座阴保站,每座阴保控制台安装有变送器,通过站控 RTU 将阴保站输出电流和通电点保护电位,实时上传到调控中心,位于北京的调控中心可通过相应的控制画面随时监控全线阴保系统的运行情况。

为测量消除土壤中 IR 降的管道保护电位,按照国际惯例,阴保站控制台内安装有固体继电器(大功率场效应管)与站控系统相连,通过站控系统接受调控中心的指令,使阴保电源工作于 12 s 通、3 s 断的工作状态下,调控中心通过 SCADA 系统采集所有 RTU 站场设定时间点的断电电位,用以衡量阴极保护系统的保护效果,除阴保站外,沿线 RTU 阀室也都安装了电位变送器,该站点的保护电位情况也在调控中心的实时监测当中。

陕京管道运行近 7 年后,干线每公里通电电位达到 -1.1 V ,所需电流总量约 3 A,平均保护电流密度 $1.3\ \mu\text{A}/\text{m}^2$,低于国际新管道标准 $5\ \mu\text{A}/\text{m}^2$ 的保护指标,管道防腐达到国际先进水平。

(1) 开展内腐蚀监测

引进了内腐蚀监测系统,在沿线具有代表性的工艺点(站场)安装内腐蚀监测探头,每月监测管道内壁的腐蚀速率,通过监测,干线全年平均金属损失壁厚减薄率为 $8.4\ \mu\text{m}/\text{a}$,低于 $10\ \mu\text{m}/\text{a}$,的国际腐蚀标准,同时确定了气量、压力、流速与腐蚀速率的关系,通过对内部腐蚀冲蚀、磨蚀的数据的分析,建立起一套分析方法,大大提高了对管道内腐蚀与气质的监测能力,整体水平达到了国际先进水平。

(2) 开展外防腐层检验与安全评价

陕京管道运行 7 年来,为了解管道材料及防腐层材料,在运行的工况、内部气体环境、压力波动、埋地土壤腐蚀性介质的影响下,材料的机械性能和微观组织是否发生了变化,管道外防腐层的性能指标是否满足标准的要求,应用外防腐层检验与安全评

价技术对陕京管道原在役管道进行了管道性能、外防腐性能、土壤指标等的性能全面检验和安全评价,检验管段是 2003 年陕京管道大界则改线后,遗留在原线路的废弃管道。这段管道的性能具有一定的代表性,通过检验后找出外防腐层的 7 个漏点,金属材料的性能未发生变化,根据此项检验结果,对今后的管道维护确定了管理方向和重点。

(3) 实施黄河管桥腐蚀评价

针对黄河管桥的特点,黄河跨越工程是陕京输气管道的咽喉工程,黄河桥梁形式为悬索桥,钢结构桥梁和管道无法加阴极保护,只能采用外防腐层,管桥位于大气污染严重的陕西府谷与山西保德两县,酸雨现象严重,为全面了解黄河跨越悬索桥的实际运行状况及腐蚀防护现状,公司根据标准,采用外防腐层评估技术对黄河悬索桥的腐蚀状况做出了整体评价,确定对桥的桥架、塔架涂层进行大修。

4、站场及设施完整性管理

(1) 设备维护 使用 JHU 阀门维护技术方法,对清管站原本内漏严重的 CAMERON 球阀进行了处理,使阀门恢复了密封性能,基本实现了零泄露。同时还避免了干线停气,动火换阀造成的费用、时间特别是地库停注的损失。新的阀门维护技术的采用,大大提高了阀门的密封性及可靠性,通过这项技术的使用,作到全线所有设备的完好率达到 100%。

(2) 实行站场工艺管道、设备监测与评价 定期对弯头、设备等关键部位的壁厚进行测量,建立管道壁厚监测数据库,定期进行评价分析和管理工作,并采用 ANSYS、ABQUS 等软件进行计算,得出了管道、工艺设备的冲刷、腐蚀的安全性。根据壁厚监测的结果,发现石景山站去加气站的 80 mm 弯头壁厚严重减薄,立即对其更换,保证安全,对排污弯头采取定期的开挖调查监测,制定更换周期,确保工艺管道的安全。

(3) 实施压缩机优化运行管理 根据榆林冬夏季温差大的原因,压缩机在冬季不需要冷却,在夏季需要冷却,为了对空冷器有效的控制,采用了压缩机运行空冷器优化技术,包括机组控制逻辑优化技术和工艺气后空冷器旁通控制技术,对机组出口温度实行有效的控制,确定运行的时段,保证进入管道的天然气温度不超过 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$;采用压缩机优化运行技术,通过优化 4 座压气站机组的运行,机组实现了 $360\times 10^4\sim 1\ 030\times 10^4\ \text{m}^3/\text{d}$ 输量的调节。

引进压缩机故障诊断技术。该技术可提高对机组在线监测能力,可连续对压气站压缩机组的运行状态(如振动幅值、轴位移、机组运行工艺参数)进行连续监测、记录,及时做出预报警,并可根据系统所采集的大量信息远程分析原因,防止设备突发事件的发生,提高压气站运行的可靠性。压缩机平均故障停机率低于0.3%;与国际同行业的水平相同。

5、 储气库井场设施维护技术

实施储气库注采一体化管柱技术,保证注采井的安全。地下储气库是陕京输气管道的配套工程,实现用气调峰以及特殊情况下向京津地区的紧急供气。工程采用了国内、国际先进的处理、控制工艺与设备,注气压缩机组采用了大功率高效燃气发动机驱动三级高压往复式压缩机、注采井采用井下安全阀、封隔器、伸缩短节、环空充填套管保护液,站场集中控制通过数字化通讯系统与公司中央调度系统实现同步通讯与控制,整体达到了国际先进水平。

储气库采用了注采井管柱联作工艺,实现了生产与射孔管柱一次作业完成,缩短了完井时间,从而最大限度地保护了储层。另外,完井时选择了常规完井生产管柱,达到了采用永久封隔器,进行套管保护,实现了无套压安全生产;油套环空注入环空保护液,保护套管和油管外壁免受腐蚀;管柱上配有测试用座落短节,以满足测试作业的要求;同时,管柱也配备伸缩短节,可以抵消“注气”、“采气”应力交变,延长管柱免修期;使用气密封丝扣油管,保证管柱在高温高压状态下密封性能良好;产水井定期进行固体防腐棒,进行油管内壁的化学防腐;管柱上配有井下安全阀,可以满足安全的要求,同时对于大张坨储气库来说,还可以满足地面泄洪环区的需要,防止污染。所有的井场都安装有地面安全控制系统,对所有的注采井,均能实现就地和远程控制功能,保证储气库注采井的安全。

针对储气库的运行管理特点,进行储气库注采能力的研究,建立大张坨地库地质模型,进行井口的数值模拟;建立井口温度场计算模型,并对大张坨储气库的注采能力、边水结构以及采出率进行了分析,对指导地下库的运行发挥重要作用。

6、 管道完整性评价

实施的一项综合性安全评价技术,管道完整性评价主要从影响生产运行的13个方面进行综合评价,分别包括,①冬季运行压力、气量预测下,站场、

干线管道承压能力;②站场关键部位壁厚测量、沉降;③管道外力生载的预防措施评价;④汛期管道抢险检验情况评价;⑤设备故障点安全评价和改进措施;⑥全线设备、压力容器检测结果评价;⑦内腐蚀、内部冲蚀监测;⑧阴极保护、外防腐层评价;⑨内检测数据评价分析;⑩自控、通讯、电气安全评价;⑪压缩机振动的问题分析和评价;⑫储气库站场采气工艺管道应力分析;⑬应急指挥、应急抢修方案评价。

六、结束语

(1) 数字化管道是国内外管道公司实施战略化管理的重要手段和发展方向。管道完整性管理要采用IT技术实现可视化、数字化的完整性管理,通过GIS、EAM等系统将管道本体、管道工艺、自控、通讯等的建设信息、运行信息、设备信息,进行缺陷或故障的安全评价、风险评价,并结合管道的位置信息、图形信息、地理信息、设备参数、运行信息等进行有效的完整性评价,实现事故的提前预控。

(2) QHSE是实施管道完整性管理的基础,同时管道完整性管理又是QHSE的重要组成部分,另外不断采用新的技术、全面提升完整性技术水平,是未来管道一体化、智能化管理的基础。

(3) 完整性管理的实施需要具备多方面的条件,如员工素质方面,员工在生产过程中具备了深厚的理论和实践经验;信息化技术手段方面,IT技术已成为生产管理的支撑;管理基础方面,QHSE体系已经使生产管理程序化、规范化。

(4) 实践证明完整性管理是管道行业行之有效的管理模式,是确保管道安全的重要手段,10年来,陕京管道实现了累计向北京、天津、河北、山东、山西、燕山石化、沧化等地区供气 $150 \times 10^8 \text{ m}^3$,日供气高峰达到 $3000 \times 10^4 \text{ m}^3$,实现了陕京管道安全、高效、优质向京津地区供气,保证并促进了京津地区的经济和社会的发展。

(5) 尽快建立适合油气管道行业的完整性管理体系是实施完整性管理的首要任务。

(收稿日期:2005-09-15)

编辑:吕彦