

# 管道运行管理的最佳方式

## —— 陕京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 100101)

**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，通过引进和开发内检测技术、外检测技术、地质灾害评估技术、水工保护技术、阀门维护技术、压缩机诊断技术、地下储气库技术等并实施，开发了陕京管道 GIS 地理信息系统，企业资产管理系统（EAM），并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、生产专业、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 120 亿方，对改善首都北京和华北地区能源结构的改善和大气环境意义重大。

### 序言

陕京输气管网系统包括管道线路总长 1095km，四座中间压气站，3 座地下储气库。其中，干线直径 660mm，设计压力 6.4Mpa，压气站有 13 套压缩机组，装机总功率为 48063 千瓦，储气库配套管线设计压力 5.5Mpa，直径 711mm，共有注采井 32 口，设计总库容量 46.46 亿立方米，设计有效工作气量 11.47 亿立方米。管网系统高日调峰量为 2600 万立方米。

北京华油天然气有限责任公司十年来不断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职能的转变，然后又从提高管理水平方面，使生产运行管理规范、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。完整性管理给华油公司带来了全新的管理理念，完整性管理是技术与管理有机结合的管理方式，下面详细介绍。

### 1、 不断探索管理的新模式，最终实现管道完整性管理

为了实现管道生命周期的安全平稳运行这一目标，华油天然气全体员工在经

历了不断的学习、实践、创新的过程。在投产初期,为了解决生产中出现的问题,请国内同行业中原输气公司和四川输气公司的有关专家查找管理差距,随后,开展了国外技术对标、接轨,坚持“走出去,请进来”的思路,组织骨干人员到国外进行项目合作,学习先进的管理经验;2002年又请加拿大 Enbridge 公司专家对公司生产管理进行差距分析,找出华油公司与国际同行业水平的差距,并提出建议措施;公司开展了“形势、责任、目标”的主题教育活动,提出以“建设国际一流管道公司”为目标,与国际管道技术和管理接轨。

几年来,华油在实践中建立 QHSE 体系,一直以 QHSE 体系文件为主线,不断的完善体系的运行,通过了中国船级社的 ISO9001 体系认证,通过了中油 HSE 认证中心的 HSE/OSH 体系的认证。

人才方面,华油公司已形成了一支知识化、专业化、国际化的高水平、高素质技术管理人才队伍,并紧密跟踪 IT 技术的发展,分步实施了网络安全和企业网基础建设,实现了 IT 技术与生产管理有机的结合,建设了资产管理系统 (EAM)、办公自动化系统、电子邮件系统、档案管理系统和企业信息门户系统,并在公司生产管理、设备资产维护管理、财务等各方面为公司的技术与管理的发展提供支撑。

近年来,随着“9.11”事件的发生,以及国家安全生产法的颁布实施,公众对管道的安全性提出了更高的要求,华油公司经过不断实践的摸索,以及人才素质和 IT 技术发展的情况,具备了实施管道完整性管理的条件,于 2001 年提出了全面实施管道完整性管理的战略思想,经过三年的不断探索,实践证明完整性管理是行之有效的管理经验,是解决目前管道安全运行问题的一剂良药。

### **1.1 抓生产运行管理,追赶国内外差距**

陕京管道基本建设完成后,工程建设人员马上投入到生产运行管理中,当时员工的天然气管道管理的经验不足,加之投产运行期出现的问题较多,公司审时度势,确立了“加强学习和培训,尽快适应生产需求的目标”,首先,开展自查自纠活动,并将发现的问题及时整改,对不能解决的问题,寻求科研院所合作解决。

其次,请国内同行业专家、技术管理人员到现场指导工作,1998 年四川管理局输气处(西南油气田分公司)有关专家为陕京线检查指导工作,对发现问题

及时整改。1999 年管道公司中原输气分公司技术人员为华油公司进一步查找管理差距，充分吸取了国内管理的经验。

第三，公司开展了国外技术对标管理，进行差距分析，坚持“走出去，请进来”的思路，1999 年组织公司骨干人员到国外进行项目合作和培训，学习国外先进的管理经验和技术手段。同时，2002 年又请加拿大 Enbridge 公司专家到工作现场，对生产管理进行差距分析，找出华油公司与国际同行业水平的差距，并提出建议措施。

第四，公司开展了“形势、责任、目标”的主题教育活动，进一步确定以“建设国际一流管道公司”为目标，与国际管道技术和管理接轨的战略目标，通过与生产实践相结合，提高了员工的素质和使命感、责任感，促进了管理水平的进一步提高。

## **1.2 深化 QHSE 管理体制，实现生产管理标准化、程序化**

公司针对输气生产实际，在总结投产以来运行管理经验教训的基础上，为将安全管理纳入到日常生产管理全过程，把握质量、健康、安全、环境管理的内在规律，将 ISO9001、ISO14001、HSE 及 OSH 管理体系有机地整合为一套覆盖生产管理各专业、全过程的 QHSE 管理体系，提出了“以人为本、诚实守信、科技创新、持续发展”的方针，并于 2001 年 8 月 30 日颁布实施体系文件。

公司将 QHSE 管理体系作为生产管理的管理标准和工作标准，使生产管理的全过程更加科学化、标准化、规范化、程序化，公司把 QHSE 管理体系定位为公司内部生产管理的基本法，贯穿于生产管理的始终，公司 QHSE 管理体系于 2002 年 1 月份通过了中国船级社的 ISO9001 体系认证，同年 7 月份通过了中油 HSE 认证中心的 HSE/OSH 体系的认证。

公司领导高度重视，始终坚持以 QHSE 体系为纲，推动各项安全、生产管理工作。对日常生产过程中出现的生产事件、险情，每次都要求严格按照 QHSE 体系文件进行对照，公司领导从体系文件入手，直接抓管理，首先明确体系文件规定了没有，按规定了做了没有，对文件未规定的要修改文件，文件中有规定未严格执行的，要举一反三坚决整改，使 QHSE 管理体系日臻完善。公司将 QHSE 体系内审工作与原有的各级安全生产大检查及经济责任考核结合为一体，从根本上杜绝了体系运行与安全生产检查两张皮现象。公司 QHSE 体系文件中完善了风险评价和风险管理程序，公司每年组织基层单位开展环境影响因素和危害因素的

识别与评价工作，从上到下已经形成了公司、分公司两级风险管理控制体系，变过去的事后诸葛亮为事前诸葛亮，真正做到了预防为主，事前预控。公司完善了QHSE 应急准备和响应程序。公司建立了应急指挥中心，明确了公司应急领导小组及各级应急组织的组成、职责、响应内容及工作程序，从上到下形成了公司、分公司两级应急预案体系。公司 QHSE 体系文件中包括了应急指挥、应急气量调配、输气站场、管道线路、压气站、储气库等六个方面的应急预案，公司每年定期认真组织应急预案的培训和演练工作。

QHSE 体系逐渐完善，为进一步增强体系文件的实用性、可操作性，公司先后两次组织对体系文件进行完善、修订换版工作，公司 C 版 QHSE 文件将 EAM 系统优化后的工作流程与 QHSE 文件规定充分结合，做到通过 EAM 系统来实现 QHSE 体系管理，同时，C 版将进一步细化安全生产合同管理，明确横向、纵向安全生产责任，明确各岗位员工的安全生产责任，落实各项工作的安全生产责任人。目前公司的 QHSE 管理体系文件共有 37 个程序文件、53 个作业文件。压气站、储气库增输工程改造作业频繁，公司全线累计进行大小动火作业 1361 次，动火点达 4972 个，未发生一起安全事故，在安全生产工作中发挥了重要作用。

### **1.3 大力开展科技与信息化建设，实现 IT 数字化的生产管理**

公司始终把科技创新工作与生产管理紧密结合，科技工作有序开展，几年来，完善公司科技管理体系，公司科技项目紧紧围绕完整性管理和生产运行的突出问题进行选题和立项，公司科委与各部门共同立项了多项课题，解决了日常生产实际问题。分别包括：陕京输气管道水合物抑制技术研究，陕京管道第三方爆炸物破坏风险评价研究，陕京输气管道优化运行方案研究，压缩机隔离气系统优化，陕京管道内检测安全评价及软件编制研究，储气库注采能力研究，天然气管道粉尘组成化合物分析及抑制方法研究，陕京管道外防腐安全评价研究等，取得了多项技术成果。

为实现高效益、高可靠性的安全生产管理，公司确立了“运用 IT 技术与生产管理结合的数字化管道战略发展思路”，1997 年与陕京一线管道同步建成数据采集与监控（SCADA）系统，伴随信息技术的发展和生产运营管理的需求，在中油集团和股份的统一规划指导下，华油公司积极探索通过信息技术提升管理的

新路子，遵循“总体规划，分步实施”的原则，于 2001 年制订信息化建设总体规划。本着保障安全生产、降低成本和增强企业核心竞争力的目的，一手抓网络安全和企业网基础建设工作，一手抓各专业系统在生产管理上的推广和应用。

在通过广泛连接的视频会议系统与国内外合作伙伴展开面对面技术交流的同时，为把安全管理落到实处，还不断利用该技术进行设备故障远程诊断、在线监控指挥现场的生产作业；以陕京管道设备资产维护管理为出发点，结合 SCADA 系统，利用 EAM 系统贯彻落实预防性检测维护为主的生产管理理念，以工作单的提交、审批、执行为主线，把控包括计划、采购、合同、库存、费用和验收等大修理及更新改造项目实施环节，跟踪设备资产生命周期维护管理全过程，面向各管理层提供与设备维护相关的人、财、物管理与分析信息；为把好经济控制关，通过中油财务管理系统跨空间统一上传和监视基层单位财务帐目，实现费用开支动态扁平的管理；视频点播系统和在线培训软件系统为适时远程培训教育和保障员工素质奠定良好的基础。

与此同时，还配合中国石油建成并投用了统一的办公自动化系统、电子邮件系统、档案管理系统和企业信息门户，并针对调度运行管理正在配合中国石油开展管道生产系统的建设。通过信息化的建设，有效地保障了 7 年来华油公司生产运行、设备维护和应急抢险等活动一直有序、健康地开展。

#### 1.4 与国际管道管理模式接轨，实现管道完整性管理

##### 完整性管理的前提条件

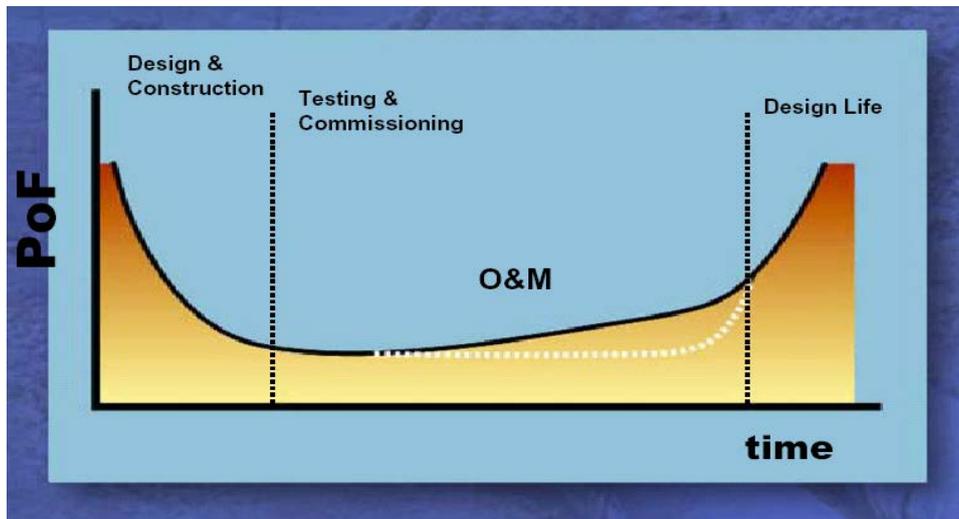


图 1 管道的失效概率

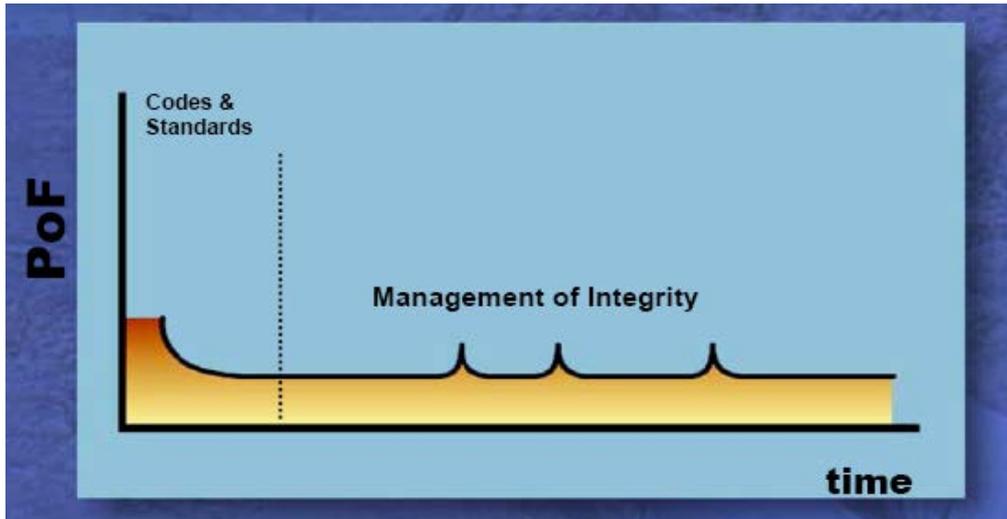


图 2 实施先进的管理手段后管道失效概率

管道安全就是管道的生命，一般在传统的管理模式下，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一般可以用图 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。见图 2 所示。

华油公司在不断的实践中发现，随着管理的深化，缺乏一种管理方式将各方面的管理统一起来，具体的将管理从基于事件的管理模式、基于时间的管理模式、基于可预测的管理模式统一到基于可靠性为中心的完整性管理模式。完整性管理的实施需要具备多方面的条件，公司已经具备了实施条件：

- (1) 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。
- (2) 信息化技术手段方面，IT 技术已成为生产管理的支撑。
- (3) 管理基础方面，QHSE 体系已经使生产管理程序化、规范化。

2001 年提出了全面实施管道完整性管理的战略思想，经过三年的不断探索，实践证明完整性管理是行之有效的管理经验，是解决目前管道安全运行问题的一剂良药。下面介绍一下华油公司实施完整性管理的经验和过程。

## 2. 引进国际管道完整性管理的理念

华油公司实施完整性管理方面，具体包括以下几个方面的内容：

- 宣传国际管道完整性管理的理念
- 根据国际标准制定完整性管理实施计划
- 编制管道完整性管理的体系文件、出台完整性管理办法。

## ■ 完整性管理的培训

## ■ 完整性管理具体实施

### 2.1、完整性管理的概念

管道完整性（PIPELINE INTEGRITY）是指：

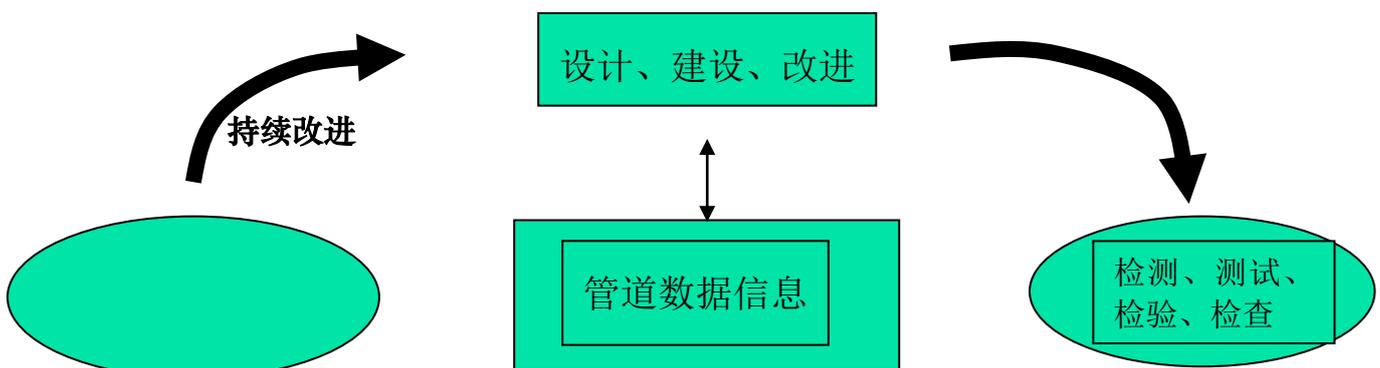
- （1） 管道始终处于安全可靠的工作状态；
- （2） 管道在物理上和功能上是完整的，管道处于受控状态；
- （3） 管道运行商不断采取行动防止管道事故的发生。
- （4） 管道完整性与管道的设计、施工、运行、维护、检修和管理的各个过程是密切相关的。

管道的完整性管理 PIM（ Pipeline Integriy 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 PIM，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：

- 拟定工作计划，工作流程和工作程序文件
- 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
- 定期进行管道完整性检测与评价，了解管道可能发生事故原因和部位。
- 采取修复或减轻失效威胁的措施
- 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



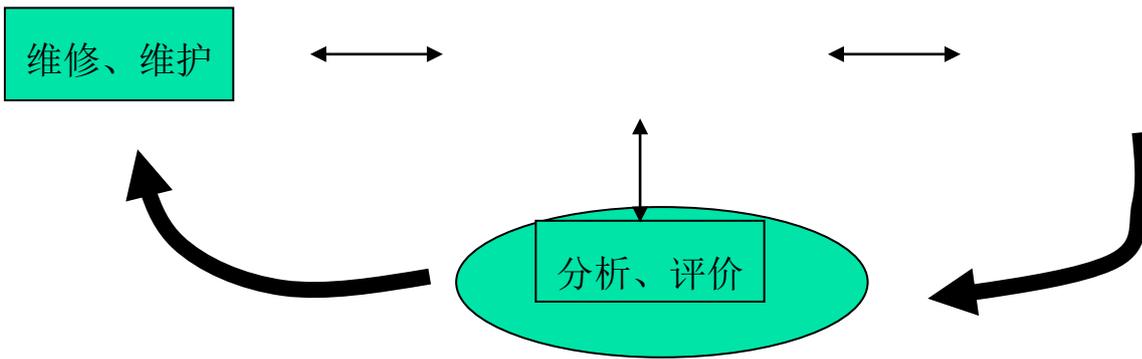


图3 管道完整性管理要素循环

### 管道完整性管理的原则

- 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
- 结合管道的特点，进行动态的完整性管理。
- 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
- 要对所有与管道完整性管理相关的信息进行分析整合
- 必须持续不断的对管道进行完整性管理。
- 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、机械损伤等能够引起管道失效的多种过程，随着岁月的流逝不断的侵害着管道，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。

### 2.2 完整性管理的重要性

管道完整性管理（PIPELINE INTEGRITY MANAGEMENT）是指对可能使管道失效的主要威胁因素进行检测，据此对管道的适应性进行评估过程。当前全世界在用管道总量 350 万公里，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 万公里在用管道中超过 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 年~50 年，但是需要仔细评估。美国运输部估计今后 10 年需要重建 8 万公里管道，仍有 40 万公里的管道将使用 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 万 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。

美国运输部 1996 年-1999 年统计 (%)

失效原因	1996	1997	1998	1999
内腐蚀	8.2	23.9	14.3	18.94
外腐蚀	9.8	7.6	8.2	0.93
外力损伤或误操作	50.7	41.8	36.7	32.12
建设期损伤和材料缺陷	9.6	11.9	19.4	38.17
其他	21.9	14.9	21.4	9.82

### 2.3 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 万 km 输气管道，25 万 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) 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的计划方面的作用。增强公众对管道安全的信心。

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）、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。

### 3. 根据国际标准制定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：

- 确定影响管网系统运行的危险因素、管段位置
- 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。
- 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。
- 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。
- 修复或减轻造成威胁的因素
- 进行风险分析、并控制风险。

上述计划中，充分体现了技术与管理的紧密结合，将预防性维护、检测、评价、维修等的一体化内容形成循环系统。

#### 4. 编制管道完整性管理的体系文件、出台完整性管理办法

陕京管道自 2001 年开始实施管道完整性管理，编制了完整性管理的程序文件《陕京管道安全评价体系管理程序文件》和若干支持性作业文件，2003 年开始逐渐完善和建立了陕京管道完整性管理体系，从全局战略出发，全面实施陕京管道完整性管理。陕京管道完整性管理体系是实施陕京管道完整性管理的程序文件，该体系主要从天然气埋地管道的组成因素，管道失效的因素的四个方面考虑：

- 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
- 输气管道各专业（工艺、设备、电气、通讯、自控等）对管道的影响因素；

确定对四个因素的完整性评价是管道安全运行的重要条件。同时结合公司的组织结构特点编制行之有效、操作性强的管理程序体系文件，完整性管理程序文件之一确定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，之二是陕京管道各专业完整性管理，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。

建立了一套适用性、操作性强的完整性管理办法。为了保证完整性管理的

顺利实施，公司专门组织专业生产部门编制了管道完整性管理办法，该办法从完整性管理的要素、职责、完整性管理的内容、检查与考核、培训、标准等多方面进行了全方位的描述，在公司上下贯彻执行，以设备的可靠性为基础，达到安全隐患提前排除和有效处理。

陕京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。

#### **4.1 完整性管理的培训**

作好陕京管道完整性管理的培训工作，特别是完整性管理程序文件和作业流程，以及数字化管道的完整性管理培训为主，重点在于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，使其作到及时更新信息，提示信息流程、评价报告的反馈和处理等。

建立一套有效的完整性管理的培训制度，重点针对新员工，从完整性管理体系的 ABC 出发，达到掌握完整性管理方式、管理方法的基本要点，能够胜任本职工作。

### **5. 具体实施完整性管理的四个方面**

管道运行期的完整性管理，包括以下四个方面的内容：

- a) 含缺陷（内部缺陷、外部缺陷）管道本体的完整性管理
- b) 管道地质灾害及周边环境完整性管理
- c) 外防腐层及防腐有效性评价与寿命完整性管理
- d) 输气管网生产运行专业完整性管理

华油公司从涉及管道运行的四个方面实施了管道完整性管理，具体的管理经验、管理办法、以及采用的管理新技术分别介绍如下：

#### **5.1 含缺陷（内部缺陷、外部缺陷）管道本体的完整性管理**

含缺陷管道本体的完整性管理，实质上是随着内检测技术的应用，检测出管道本体存在的缺陷，对含缺陷管道本体实施的完整性管理，包括缺陷检测、评价、处理的全过程。

A、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，各过政府均在不同时期提出了管道内检测的要求，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，2001 年初，公司领导提出了陕京管道内检测的要求，由于当时国外的这项技术的的服务价格非常昂贵，而国内检测队伍又不具备这项技术。经过华油公司与国内外检测队伍、技术研究机构的多方交流，反复研究项目实施模式和实施方案，最终决定请英国 Advantica 公司为陕京管道检测项目做技术监理和服务，管道技术公司作为国内实施检测单位，帮助管道技术公司引进国外先进检测技术，进行设备改造，并建立华油公司天然气管道内检测技术标准，项目的实施经历了检测设备的改造、试验、方案制定、现场实施等过程，使管道技术公司在技术方面得以提高。

2001 年 9 月，英国 ADVANTICA 公司实施了内检测工程第一阶段，考察陕京管道的可检测性，提出陕京管道内检测国际技术指标，并得出当时国内没有实施天然气管道检测的能力，如果进行检测，必须进行设备改造。

2002 年 1 月，由华油公司组织管道技术公司与外方合作对其设备进行改造，历经半年，进行了检测器标定试验、牵拉试验、检测器的检测精度测试，检测器动态性能试验等。2002 年 7 月，由外方确认检测器满足陕京线检测要求。

2002 年 9 月，考虑技术的可靠性以及陕京管道向北京供气的单气源、单管道的风险，从确保陕京管道的安全，首先进行了靖边-榆林段的试验段项目，检测操作完成、数据分析后进行了开挖验证，与实际结果相符。

2003 年 6 月~11 月完成了干线 813km 的检测任务，陕京管道靖边-永清 912km，检测出 25%以上的缺陷金属损失 105 个，检测出金属损失缺陷包括制管、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、给出了全部螺旋焊缝的位置信息，给出了全线三通、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。

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。

通过对榆林-永清干线段的开挖验证，发现了三岔阀室+800 米位置的制造缺

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，有力的保证了2003年陕京管道冬季运行的安全。

通过内检测技术的引进和实施，陕京管道实现了以国内队伍的价格，达到国际先进检测水平的举措，填补了国内天然气管道检测的空白。同时也是对陕京管道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。

为确保陕京二线施工质量，经公司研究决定，留足尾款，在陕京二线投产后尽快进行管道内检测，对于检测发现的缺陷根据实际情况对制管厂、防腐厂、施工单位、监理单位追究责任。

**B、实施缺陷的评价。**通过管道内检测工程的具体应用，公司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，根据评价结果，确定了开挖验证点的维修的标准、以及目前的承压能力，为缺陷的进一步处理打下基础。

**C、开展碳纤维补强工作，**公司与北京科技大学一起开发研究了碳纤维补强技术，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优异特性，较之于传统的焊接补疤方法具有明显的优越性（克服了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。

基于内检测工作的开展，相应开展了陕京管道内检测安全评价及软件编制研究，项目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，建立了管道的承压的力学计算模型，建立了缺陷管道的安全评价模型、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。

## **5.2 管道地质灾害与周边环境完整性管理**

**A、实施管道地质灾害的预防和维护。**陕京管道沿途经过沙漠、黄土、山区、河谷台地等多种地形，地质条件恶劣，维护难度大。为彻底防治水害，增强管道抵御灾害的能力，公司提出“力争八十年，确保五十年”的整治标准，本着“关键地段一次根治，不留后患”的原则，每年投入大量人力、物力开展水工保护工程的施工。并将水工保护水害调查、设计、施工和验收的管理程序和质量标准纳

入QHSE体系中严格执行。每年汛期过后对全线进行水害调查，初步确定维护和整治方案。调查由公司的主管部门、承包单位线路管理人员、有关设计院人员参加，对于水害严重或整治困难的地段，还聘请行业及地方地质水保专家参与现场调查，共同制定整治方案。现场调查后，由设计单位根据调查结果提交设计图纸。公司组织有关专家和部门进行方案审查，设计院根据审查意见对方案进行完善，春季施工前，出具施工设计方案和图纸。为确保工程质量合格，投资合理，通过招标方式确定施工和监理单位。在施工过程中，公司还注意发挥基层管理单位的监督作用，让管理维护单位参与工程施工管理，有效地提高了施工质量。

通过上述行之有效的管理程序，水保工程维护率达到100%，使得各关键环节得到控制，保证陕京管道水保工程施工质量，重点地段和典型水害全部实现一次根治。2003年雨季，管道所经陕西、山西地区遭受了80年一遇的暴雨和洪水，该地区水工保护工程发挥了重要作用，管道得以平稳运行。

地质灾害防护技术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。

**B、开展反恐、安全保卫、防止第三方破坏活动**，2002年冬季接到反恐任务以来，公司给予高度重视，依托社会力量加强管道保卫，采取高科技手段提高防范水平，下大力气做好管道的安全保卫工作。

截止目前，沿线共聘用属地巡线工每天沿管道徒步巡检。除4座压气站、3座地下储气库及有人职守分输计量站（包括首、末站）外，其余46的座无人站分别聘用属地看护工，每天上、下午两次到站巡检。

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个站场在2003年都安装了周界红外报警系统，其中14座有人职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线的安全，经中油集团公司协调，2003年4月起，中国人民武装警察忻州市支队第五中队进驻黄河跨越东岸保德县，对黄河管桥实行24小时武装保护。

### 5.3 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。

根据陕京输气管道线路长、人员精简、自动化程度高等特点，公司从提高工作标准，完善管理体制入手，参照国际防腐管理先进经验。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）。制定了一系列体系文件，强化了日常监测和维护的要求，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，及时掌握整个管线的腐蚀与防护情况。

做为在国内首次全线采用三层 PE 防腐层的管道，华油公司根据日常管理的心得，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，及时总结了管理经验。

陕京管线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 秒通、3 秒断的工作状态下，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。

上述工作取得了明显的成果，陕京管道运行近 7 年后，干线每公里通电电位达到 $-1.1\text{v}$ ，所需电流总量在 3 安培左右，平均保护电流密度  $1.3\ \mu\text{A}/\text{m}^2$ ，远远低于国际防腐界公认的，新管道  $5\ \mu\text{A}/\text{m}^2$  的保护指标，管道防腐达到国际先进水平。

**B、开展内腐蚀监测。**公司根据管道清管的粉尘情况，引进了内腐蚀监测系统，在沿线具有代表性的 6 处工艺点（站场）安装内腐蚀监测探头，每月监测管道内壁的腐蚀速率，通过近 2 年的监测，陕京干线全年平均金属损失壁厚减薄率

为 8.4 微米/年，低于 10 微米/年的国际腐蚀标准，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，建立起一套科学的分析方法，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。

C、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。

B、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。

#### **5.4 输气管网生产运行专业完整性管理**

A、实施管网优化运行管理。陕京管道调控中心在国内采用了当今先进的 SCADA 自控系统，实现全线的数据自动采集、远程控制和调度管理，以卫星通讯为管道运行数据传输提供可靠、先进的传输通道。陕京输气管道用户用气波动幅度大，用气量季节性变化明显，冬季与夏季用气峰谷差达到 10 倍左右，为保证安全、高效向北京供气，采用国外先进的在线和离线模拟软件系统，实现了对管网管道运行进行动态实时模拟和稳态工况模拟分析的功能。在运行过程中，根据动态模拟计算结果进行每日中间压气站运行参数调整，调整储气库采气量，保证用气高峰供气和用气低谷时管道运行安全；根据稳态工况模拟计算结果制定中长期运行方案，对不同运行方案的运行成本进行分析比较，优化经济的运行方案。通过模拟软件应用和综合运行管理经验的运用，摸索出一套事故状态下应急气量调配方案，不但增加了调度对管道运行监控的技术手段，还有效的提高了管道输

气量，降低了能耗，减小了管道末端调压设备的磨损。保证了管网系统的安全。

根据生产实践中出现的问题，开展了陕京输气管道水合物抑制技术研究，确定了陕京输气管道生成水合物的温度、压力条件，在理论分析和建模的基础上，确定了管道的沿线的动态运行参数及其对管道水合物形成的影响，并制定控制进入管道的天然气的含水量和防止水合物生成的具体措施。对华油公司在安全部署和预防等方面发挥重要作用。

#### B、设备运行完好率管理

陕京管道属于设备密集型，对各种通用设备，以工艺设备为例，工艺设备老、大、难问题，沿线各种工艺设备 3121 台，目前仅有 4 台阀门有微量内漏，设备完好率达到 99.9%。为提高并保持设备完好率，将各专业设备管理作为管道运行的重要内容纳入 QHSE 体系，明确提出设备完好率争取 100%的管理目标。在 QHSE 体系文件中明确规定了设备主管部门、检查维护周期、内容和考核标准，逐台设备建立运行维护档案。对照国际先进水平，严细管理，精心维护，引入完整性管理概念，力争实现设备的无故障运行。

2003 年，公司引进了国际领先水平的阀门维护技术方法，对神池清管站原本内漏严重的 21#CAMERON 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，华油公司认为影响生产运行的老大难问题设备完好率管理问题能够解决，只要阀门设备达到 100%的完好率，就必能作到全线所有设备的完好率达到 100%。

C、实行站场工艺管道、设备监测与评价管理，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评价管理，并采用 ANSYS、ABQUS 等软件进行计算，得出管道、工艺设备的冲刷、腐蚀的安全性。2002 年 4 月，根据壁厚监测的结果，发现石景山站去加气站的 80mm 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。

D、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，公司采用了压缩机

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°C;采用压缩机优化运行技术,通过优化四座压气站机组的运行,机组实现了 360~1030 万方/日输量的调节,达到了国际一流技术管理的水平。

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。一旦上述各运行参数发生异常,及时做出预报警,并可根据系统所采集的大量信息分析原因,可防止设备突发事件的发生,大大提高压气站运行的可靠性,为完整性管理打下良好的基础。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。

E、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。

陕京管道储气库均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,避免套管承受高温高压状态,同时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,进行了储气库注采能力的研究,建立了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。

F、定期实施管道生产运行安全评价。该项工作针对冬季、夏季大气量生产运行过程中的影响因素，为保证全年的运行，实施的一项综合性安全评价技术，管道生产运行的安全评价主要从影响生产的 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) 管道外力重载的预防措施评价 (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。

该项工作从 2001 年开始，针对评价的结论，公司领导高度重视，逐条落实，整改存在隐患，真正落实，有力的保证了安全生产。

## 6 结束语

华油天然气公司全体员工从基本建设与运行管理转变阶段到实现完整性管理阶段，管理理念和方式发生了巨大的变化，管理水平究竟提高了没有，华油公司认为，管理水平的提高最终体现在管道安全生产上，“实践是检验真理的唯一标准”，陕京输气管道自 1997 年投产至 2004 年 2 月底安全运行 2362 天，实现了安全生产事故“六杜绝”，累计向北京、天津、河北、山东、山西、燕山石化、沧化等地区供气 95.1 亿立方米，日供气高峰达到 2265 万立方米，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。

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。陕京管道专业完整性管理要采用 IT 技术实现可视化、数字化的完整性管理，完整性管理的内容只需通过 GIS、EAM 等系统设置的管道本体、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。陕京管道专业完整性管理最终实现可视化、数字化的完整性管理，实现 IT 技术与先进管理模式相结合的发展战略思路。

在中油集团和股份以及北京市的统一规划指导下，华油天然气全体员工在技术管理和创新中不断发扬石油行业的优良传统，求真务实，真正作到了“以人为本、科技创新、诚实守信、持续发展”的QHSE的方针目标，不断采用新的技术、新的管理手段，全面促进公司技术进步，增强企业核心竞争力，为未来的管道一体化、智能化管理奠定坚实的基础。