# 川气东送管道典型站场风险量化评价

廖柯熹[1]　牛化昶[2]　张学洪[2]　陈传胜[2]　刘　明[2]　李　俊[2]
1.西南石油大学,成都　610500　2.中石化天然气川气东送管道分公司,武汉　430077

**摘要:**
川气东送管道是我国东西部地区的天然气管道大动脉,如何针对不同的管线、设备失效规律和特点开展风险量化评价是实施站场完整性管理的基础和关键。针对川气东送管道典型输气站场特点,制定了由风险预评估和检测、RBI、SIL 与 RCM 分析组成的风险量化评价流程。根据站场管道流场模拟结果确定了站场重点检测对象和位置,结合川气东送管道站场的 HSE 管理目标提出了合理的可接受风险准则。利用建立的风险量化评价流程和方法,对普光首站的 278 个设备/管道项进行了风险量化评价,合理制定的风险控制与检验计划可有效防止失效事故的发生,从而有效提高川气东送管道站场的安全运行能力和完整性管理水平。

**关键词:**
输气站场;川气东送管道;完整性管理;风险评价;检验
**文献标识码:**B
**文章编号:**1006-5539(2012)01-0005-05

## 0　前言

川气东送管道年设计输量为 $120\times10^8\ m^3$，是继西气东输管线之后又一条贯穿我国东西部地区的管道大动脉。其输气站场主要担负着向上游接气,向下游沿线城市和中国石化下属企业分输天然气的任务,具有过滤、计量、调压与分输功能,大部分站场具有清管器接收和发送、站场数据采集与监控、站场紧急截断等功能。工艺站场主要设备有收发球筒、压缩机组、计量橇块、调压橇块、旋风分离器、过滤分离器、站内自用气处理橇、放空火炬(立管)等。输气站场的风险评价与风险管理是实施完整性管理的基础，不同的工艺系统、安全仪表系统以及静、动态设备有着不同的失效模式和后果，在合理划分川气东送管道典型输气站场的基础上,按照站场完整性管理目标和环节,建立适于川气东送管道输气站场的量化风险评价流程和方法,从而对川气东送管道站场设备、管道、安全仪表系统进行风险分析，识别典型输气站场潜在失效机理,计算风险大小,确定合理的风险控制措施和检验策略。

## 1　风险量化评价流程

基于风险的管理(Risk Based Management)是实施管线与输气站场完整性管理的核心[1-3],输气站场压力容器、管线、设备、压缩机等不同类型资产应采用有针对性的、系统的风险量化评价方法,针对性地制定风险控制措施和检验维护策略,结合川气东送管道站场完整性管理要求和目标,确定的风险量化评价流程见图 1。

**收稿日期:**
2011-12-06
**基金项目:**
国家自然科学基金资助项目(51174172)
**作者简介:**
廖柯熹(1970-),男,重庆人,副教授,博士,主要研究油气储运系统完整性管理与安全评价。

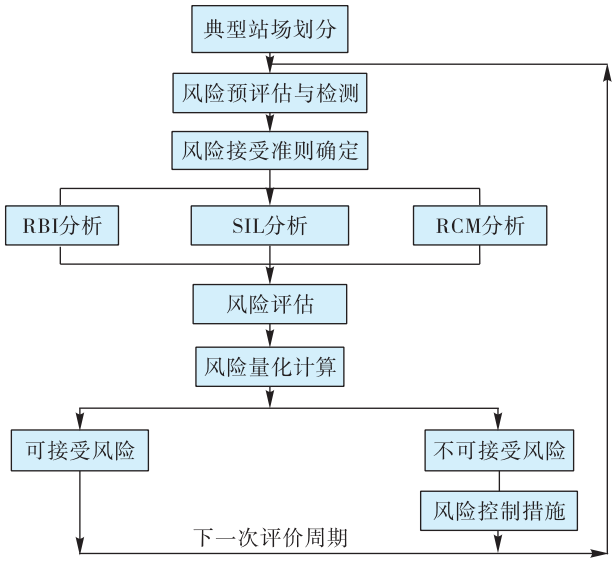


图 1 川气东送管道典型站场风险评价流程

## 2 典型站场划分

按照输气功能可将川气东送站场划分为输气首站、输气站(中间站)、压气站、分输站、清管站、输气末站,同时考虑压气站与输气站、首站合建的情况,根据站场工艺设备复杂程度、所处地区等级、月平均故障、相对重要程度、设计输气能力、占地面积等,确定相应的典型站场,见表 1。

## 3 风险预评估与检测

川气东送管道输气站场的风险预评估主要是对设备失效概率进行定性评估,通过使用“高”、“中”、“低”等术语来表示设备失效的概率。当设备资料信息不全或者存在很多不确定的地方时,该设备的失效概率就会增大。当设备资料比较全的时候,运用合乎使用性的原则对设备的失效概率进行评估。评估过程中考虑的因素有设备失效速率的变化、工艺状态的变化、相关失效因素和其他一些失效因素的影响等。

表1 川气东送管道典型站场划分结果

| 序号 | 站场 | 类型 | 设计输气能力 / $10^8(m^3\cdot a^{-1})$ | 工艺复杂程度 | 设备数量 | 占地面积 / $m^2$ | 所处地区 | 月平均故障 | 相对重要程度 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 普光站 | 输气首站 | 120 | 复杂 | 主要设备 24 套,阀门 258 个 | 63 358 | 三级 | 较低 | 重要 |
| 2 | 利川站 | 压气站 | 120 | 复杂 | 主要设备 22 套,阀门 125 个 | 27 533 | 二类 | 较低 | 重要 |
| 3 | 武汉站 | 输气站 | 120 | 复杂 | 主要设备 17 套,阀门 141 个 | 57 442 | 二类 | 低 | 重要 |
| 4 | 十字镇站 | 分输站 | 120 | 较复杂 | 主要设备 8 套(台)及 109 个阀门 | 7 551 | 二类 | 较低 | 重要 |
| 5 | 扬子站 | 南京支线末站 | 13 | 中等 | 主要设备 6 台(套)及阀门 71 个 | 19 880 | 三类 | 低 | 重要 |

结合川气东送管道输气站场工况参数,在进行泄漏扩散模拟分析的基础上,确定清管区、分离计量区发球筒和分离器定性风险等级分别为“高”、“中”,这是进行检测和风险量化评价的主要对象。同时,建立

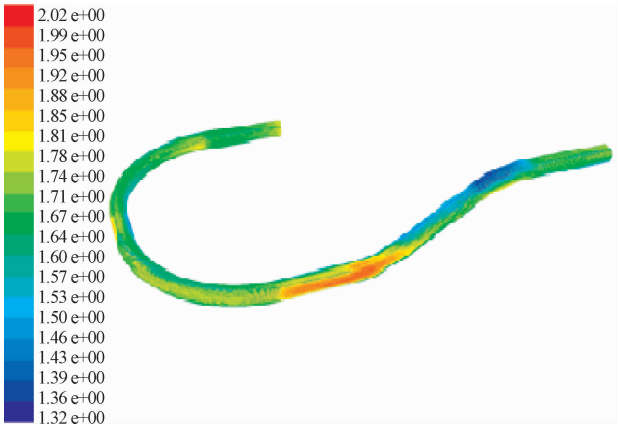


图 2 入口管段流速分布

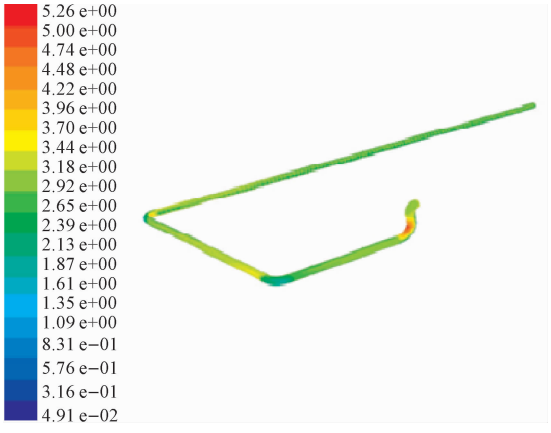


图 3 出口管段流速分布

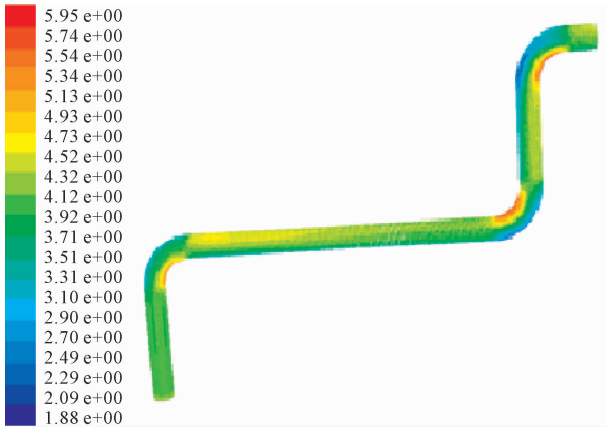


图 4　分离器连接管段流速分布

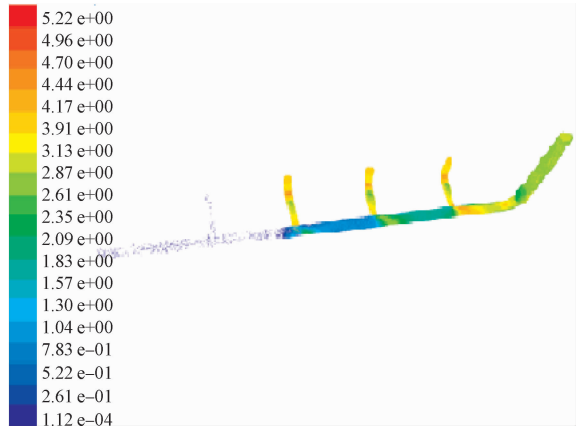


图 5　汇管流速分布

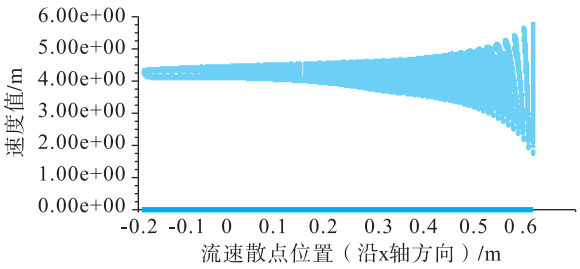


图 6　弯管沿 x 方向流速散点分布

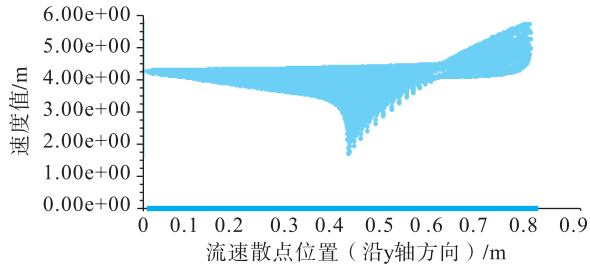


图 7　弯管沿 y 方向流速散点分布

了典型输气站场不同管段流场模拟模型，图 2~5 为典型弯管、直管段流动速度分布图，其中红色区域为流速较大管段，是进行检测的重点段，图 6 和图 7 为弯管部分 x、y 轴方向的速度散点图，可确定相应的检测点和位置。

根据风险预评估、泄漏扩散以及流场模拟分析结果，确定相应的检测内容：

a）超声波测厚：主要针对管道和容器易腐蚀、易冲刷部位——气液界面、积液部位、直管和弯头交接部位等进行测厚；

b）埋地管线超声导波检测：主要针对进站管道、出站管道进行检测，对检测发现的缺陷进行开挖验证；

c）金属磁记忆检测、超声探伤：主要针对管道焊缝、应力集中缺陷进行局部检测、分析。

## 4　量化风险接受准则

在制定维护计划和风险评估中，应结合川气东送管道站场的 HSE 管理要求，制定合理的风险接受准则，确定不同失效/故障发生时输气站愿意接受的风险值大小，从而采用适合的维护策略来降低失效/故障率。

基于中石化天然气分公司 HSE 管理程序，采用风险矩阵来表示装置的风险结果，用风险矩阵来评估资产失效/故障情况时所造成的安全和健康风险、环境风险、生产运行风险以及后续成本风险。采用国际通行的 5×5 后果矩阵，参考中石化天然气分公司 HSE 相关目标和国际经验，制定可接受风险准则。

### 4.1　失效概率（PoF）的等级

失效概率等级划分为 1、2、3、4、5 个等级，对应的量化值范围为：<0.002、0.002~0.02、0.02~0.1、0.1~0.8、>0.8。

### 4.2　安全风险后果等级

安全风险矩阵由潜在人命损失 PLL（Potential Loss of Life）和损失工时的工伤 LTI（Lost Time Injury）组成。结合国内外大型管道公司安全风险后果判断情况，确定的 PLL 可接受准则为 $1\times10^{-3}$/a，安全风险等级划分结果见表 2。

表2　安全风险后果等级

| 后果等级 | 描述 |
| --- | --- |
| A– 无受伤 | 没有影响工作（包括急救、医疗救治和职业病） |
| B– 轻微受伤（损失时间的受伤 LTI，轻伤 1~2 人） | 短期影响工作，诸如禁止活动、禁止工作或职业病或必须休假 |
| C– 重大受伤（重伤 1~9 人） | 长期影响工作，如长期不能工作，没有失去生命却不可康复 |
| D– 一人伤亡事故 | 由事故或职业病引起，严重残疾或死亡所造成的不可康复的健康损失 |
| E– 多人伤亡事故（重伤 10 人及以上，或者死亡 2 人及以上） | 由事故或职业病引起 |

### 4.3 环境风险后果等级

环境风险后果划分为 A、B、C、D、E 等 5 个等级，根据后果严重程度和处理解决方法确定相应的后果范围，见表 3。

表3 环境风险后果等级

| 后果等级 | 范围 |
|---|---|
| A- 轻微影响 | 在系统中轻微的环境破坏，没有经济后果，站队处理解决 |
| B- 较轻影响 | 较轻的环境破坏，超出设备模块但在系统中，较轻的经济后果，管理处处理解决 |
| C- 局部影响 | 处理泄漏的应急计划或川气东送管道分公司财力解决的污染 |
| D- 较大影响 | 可以寻求天然气分公司和地市级支援处理 |
| E- 重大影响 | 必须通过股份公司、省部级以上外部协助来解决 |

### 4.4 生产运行成本后果等级

根据川气东送管道站场 HSE 管理程序，采用每年 8 小时作为利川压气站可接受停产的上限，按照轻微影响、较轻影响、局部影响、较大影响、重大影响 5 个等级确定相应的生产运行成本后果和对应的范围。

### 4.5 后续成本后果等级

除了业务中断风险外，后续成本风险还包括资产失效发生时设备/资产的受损成本以及相关设备的受损成本，分为轻微影响、较轻影响、局部影响、较大影响、重大影响 5 个等级，对应的量化范围为：≤1 万元、1~10 万元、10~100 万元、100~500 万元、≥500 万元。

按照以上风险可接受准则，确定的安全、环境风险矩阵如图 8 所示。

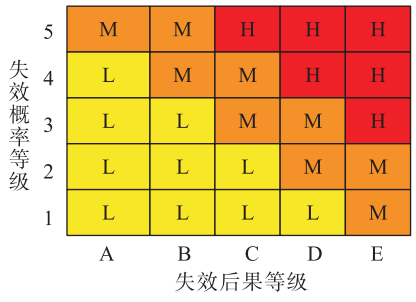


图 8 安全/环境风险矩阵

## 5 风险量化评价

针对川气东送管道输气站场不同设备、管线、系统分别采用 RBI、RCM、SIL 分析技术进行风险量化评价，确定合理的风险控制措施和检验维护策略。

### 5.1 RBI 分析

RBI 方法根据失效可能性和失效后果，确定每个设备项的风险大小，根据风险大小对设备进行风险排序；根据风险可接受准则、风险的大小和未来的发展，确定检验的优先次序，检验日期和周期[4]。

实施步骤主要包括：

a)RBI 数据库的编制；

b)确定损伤机理与腐蚀回路；

c)按照不同的损伤机理，计算每个设备项的失效可能性，退化速率；

d)计算与每个设备项相关的失效后果；

e) 结合失效可能性和后果数值计算出与每个设备项相关的风险并根据风险结果排序；

f)根据风险大小，确立相应的降低风险的措施。

### 5.2 RCM 分析

RCM 是建立在风险和可靠性方法的基础上，并应用系统化的方法和原理，系统地对装置中设备的失效模式及后果进行分析和评估，进而量化地确定出设备每一失效模式的风险及失效原因和失效根本原因，识别出装置中固有的或潜在的危险及其可能产生的后果，制定出针对失效原因以及失效根本原因的、优化的降低风险的维护策略[5]。

RCM 的主要工作步骤：

a)数据收集、评审；

b)系统划分和确定设备的技术层次；

c)制定风险可接受准则；

d)失效模式影响分析和风险评估；

e)FMEA 分析；

f)制定和优化维护策略；

g)提交最终报告。

### 5.3 SIL 分析

川气东送管道典型站场所有的和需增加的安全仪表系统的安全完整性等级(SIL)分析包括 SIL 等级的评估和 SIL 等级的验证计算两方面的内容[6]。SIL 等级的评估是基于风险的，并根据 IEC61508(“Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable-Electronic SafetyRelated Systems”)/IEC61511(“Functional Safety-Safety instrumented systems for the process industry sector”)的要求来执行。SIL 等级的验证基于国际通用的数据库，通过选取可靠性的数据，对需要 SIL 等级的安全仪表功能进行 PFD 的计算，确定测试维护计划[6]。

SIL 分析内容包括：

a)系统以及受保护设备(EUC)的确定；

b)基于系统以及受保护设备的安全仪表功能的确定；

c)安全仪表功能的安全完整性等级的评估；

d)安全仪表功能的可靠性数据的确定；

e)安全仪表功能的验证计算；

f)对未满足所需 SIL 等级要求的安全仪表功能提出建议；

g)确定安全仪表功能的测试维护计划。

## 6　应　用

采用建立的川气东送管道典型站场量化风险评价流程，针对普光站进行了管线与静设备的量化风险评价，划分的物流回路、腐蚀回路和风险评价结果见

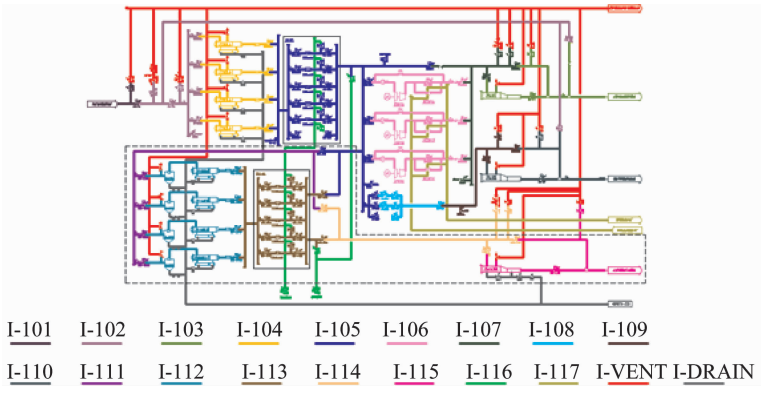


图 9　普光首站物流回路划分结果

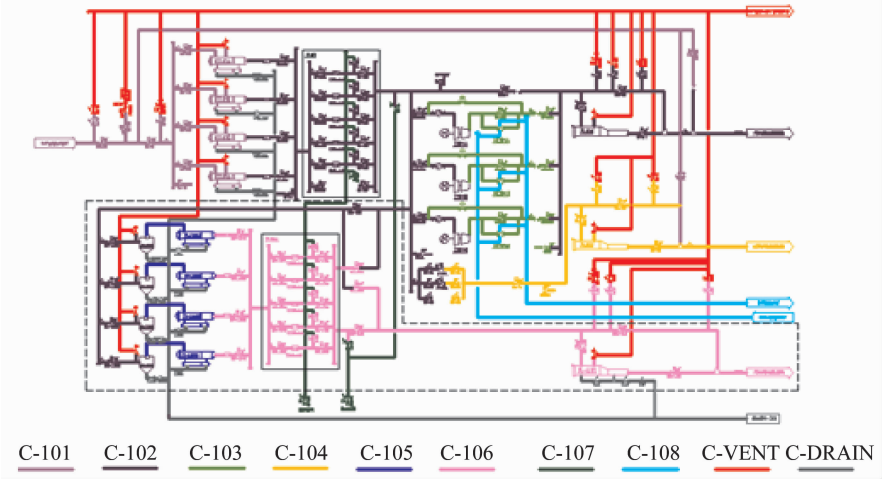


图 10　普光首站腐蚀回路划分结果

图 9~10。

评价结果为低风险设备/管道 97 项、中风险 174 项、中高风险 7 项，其中排污和放空系统的风险等级较低，主要工艺管道系统的风险等级较高，当前没有高风险设备/管道项。7 个中高风险的设备/管道项贡献了 80 %的风险来源，分别为联络线分离计量区的分离器 FT-L101A、FT-L101B、FT-L101C、FT-L101D、天然气外输去达化末站管道 NG-121-500-8A2、NG-121-500-8A1 以及进站放空管道 NG-124-900-2A3。

根据不同管段和设备风险等级制定相应的风险控制与检验计划，中高风险及以上管段与设备采用“高度有效”检测方法，检验间隔为 6 个月；中等风险管段与设备采用“通常有效”检测方法，检验间隔为 12 个月；低风险管段与设备采用“一般有效”检测方法，检验间隔为 12 个月。

参考文献：

[1] 苏　欣，潘亚东，章　磊，等. 油气管道完整性管理[J]. 天然气与石油，2008，26(03)：10-14.

[2] 牛　蕴，周锡河，门晓棠，等. 现有评价方法在油气长输管道工程安全评价中的应用 [J]. 工业安全与环保，2007，33(09)：56-57.

[3] 陈利琼，李大勇，李　卫，等. 油气管道完整性维护决策分析[J]. 天然气与石油，2004，22(02)：19-22.

[4] 施林圆，郑　洁，李　晶. 四川输气站场风险评价研究[J]. 天然气工业，2004，24(11)：135-139.

[5] 谷志宇，帅　健，董绍华. 应用 API581 对输气站场进行定量风险评价[J]. 天然气工业，2006，26(05)：111-115.

[6] 刘　扬，张　艳，张　丹. 天然气输气站场的风险评价技术研究[J]. 管道技术与设备，2007，20(03)：4-9.