

# 四川输气站场风险评价研究

施林圆 郑洁 李晶

(中国石油西南油气田分公司输气管理处)

施林圆等. 四川输气站场风险评价研究. 天然气工业, 2004; 24(11): 135~138

**摘 要** 输气站场风险评价技术是一门新型的站场管理技术。随着川渝地区经济的发展, 天然气输气管网日趋复杂化, 气体流量、流向都有了不同程度的变化, 输气站场的工艺流程及设备也随之变化, 但许多站场的整改方案却缺乏前瞻性综合分析和理论依据, 导致部分输气站场频繁整改, 造成了很大浪费。为此, 通过对四川输气站场风险评价方法的研究, 将风险管理理论引入输气站场的生产管理中。根据管道风险管理理论的思想, 依据有关天然气站场设计、施工验收及消防安全环保等方面的国家标准和行业标准, 结合输气站场自身设备种类多、工艺复杂、相对独立等特点从而提出了一种主观性的评分系统, 建立了一套输气站场风险评价理论体系。据此为管理者提出现场改、扩建合理化建议, 指导其投资方向, 将站场整改从被动的事后维护转向主动的事前预防, 以改善输气站场性能并减少事故的发生率。

**主题词** 四川盆地 气体输送 集气站 压气站 风险分析 评价 方法

## 一、输气站场风险评价方法的确定

油气管道风险评价方法分为定性评价、定量评价和介于两者之间的半定量评价。定性评价方法相对简单易用, 但主观性较强, 评价结果的精确性取决于分析人员的经验、划分事故因素的细致性、层次性等。定量评价也叫概率风险评价(PRA), 其结果精确性取决于原始数据的完整性、数学模型的精确性和分析方法的合理性。半定量评价方法是以风险的数量指标为基础, 最常用的是专家评分法, 它是在有经验的现场操作人员和专家意见的基础上进行打分评判的, 其评价的精确性取决于专家的经验全面性、划分影响因素的细致性、层次性以及权值分配的合理性。它的优越性在于可依据一些程序进行操作, 加强了许多没有规律性的因素之间的信息交流。文献[1]就是美国在此前 20 年开展油气管道风险评价技术研究工作的成果总结, 书中详细论述了专家评分法的基本原理、模型和评价指标体系。其模型是通过把管线分为若干管段, 分别评价出各管段的相对风险评价价值, 再对这些风险分数值进行比较、评价, 从而得到的一个事故后果参数, 它包含了涉及管输介质泄漏(事故)当时的严重性和长期性后果。

国外关于管道风险管理理论和应用已取得成

功, 其评分体系得到了世界公认。在国内, 结合我国管道输送实际情况而制定的管道风险评价体系也已逐步应用于实际生产。而对站场的风险评价研究几乎还没有开展, 如何借鉴国内外现有的管道风险评价的经验和技术来指导我们建立一套输气站场风险评价体系, 是值得研究的。通过对比研究, 结合现有的技术条件水平, 笔者决定采用半定量的评价方法对输气站场进行风险评价, 并借鉴管道风险评价成功的评价模式来建立输气站场风险评价体系。但在实践中发现, 输气站场与输气管线之间存在着较大的差异, 主要体现在以下方面。

(1) 评价对象多样化。管线的风险评价与其他装置的风险评价不同之处在于: 在整条管线的长度上没有相同的危害性倾向, 可制定一种指标来划分整条管线为若干管段, 以获得准确的风险全貌, 并分别评价出各管段的相对风险评价价值, 再对这些风险分数值进行比较、评价。因此对管线而言, 其评价对象是一个单体, 采用同一评分体系, 即同一标准对其管段分别评分, 它的评分体系是惟一的。而输气站场的设备类别众多, 不同设备的属性不同。因此, 输气站场设备的多样性是不同于管道的单一性的最基本区别之一。若将输气站的每一类设备视为一个单体, 分别对其制定评分标准进行评价, 在对不同设备

**作者简介:** 施林圆, 女, 工程师; 1999 年毕业于西南石油学院储运专业, 一直从事天然气管道生产运行调度管理及站场风险评价研究工作。地址: (610215) 四川省成都华阳输气管理处工艺技术研究。电话: (028) 85601430。E-mail: sly462@sina.com

的评分进行数学加工得到一个站的评分,这样把输气站场分为一个个的单体,每一个单体都有一套评分体系,这样就会造成评分标准的多样性(不一致性),站场相互之间也就不具有可比性。风险评价标准的一致性远比绝对的答案更重要,故只能把一个输气站场视为一个研究目标,通过分析输气站场各个环节中存在的危害因素及其影响程度来确定各评分指数,并求取其和,作为相对风险评价值。这样才能形成统一的评分标准。

(2)管线的风险评价中,造成管道失效的主要原因有第三方破坏、管道腐蚀、设计因素以及人为操作因素等,其中腐蚀因素和第三方破坏是最主要的原因。而对于输气站场而言,腐蚀因素和第三方破坏并非是最主要的原因。因输气站场多为有人值守的(阀室、阀井除外,但都距站场不远),站场的设备主要在地面上,这两项针对管道风险评价中提出的第三者破坏指数和腐蚀指数的分值将大大降低。只能把腐蚀、人为操作差错等因素作为评分指数中的一个评分项加以评价。另一方面,由于站场的设备较多,风险因素相应增多,应相应增加评分指标。

(3)管线的风险评价中另一关键指标是反映事故后果的泄漏影响参数。泄漏指数由介质的危险性和影响面的大小综合评定,表示可能的事故后果。因此泄漏影响参数调整了指数分值的大小,修正风险的最后结果。管线泄漏影响参数的确定关键在于确定管输介质扩散系数,比如按管道10分钟的产品泄漏数量计算。输气站场设备繁多,但对于整个输气站场而言所有设备的扩散系数都相同,该值不能反映输气站场中不同位置设备的风险值。

综上所述,站场风险评价体系的建立并不能完全套用管道风险评价技术,只能借鉴其理论和评分思路,并结合输气站场自身设备种类多、工艺复杂、相对独立等特点来建立输气站场风险评价体系。

## 二、输气站场风险评价体系的建立

专家评分法是建立在一些假设基础上的,它是评价的基础和前提。主要包括以下5种假设。

(1)独立性假设,即对能影响风险全貌的每一个因素都要分别加以考虑,各因素是相互独立的,总风险是各个独立因素风险的总和,评分值的大小则反映各事故因素发生的可能性大小。

(2)最糟情况假设,即评价风险时应按最糟糕的情况来确定评分值。

(3)相对性假设,即风险评价的结果是相对的风

险数,较高的评分值表示具有较高的安全性(较低的风险性)。

(4)主观性假设,即专家评分的方法及分值大小都是由人为制定的,主观因素的影响比较大,为提高评分的准确性,应让尽可能多的有关专家和运行操作人员参与评价活动,根据各条管道的具体情况制定出合理的评分规范,最大限度地减少人为主观性的影响。

(5)一致性假设,即为了保证整个管道系统各段风险评价结果具有可比性,在对各评分项进行“属性”和“预防措施”划分时要求保持一致性。

根据输气站场生产的各个环节中存在的危害因素及其影响程度来确定各评分项。由于输气站场设备种类、数量繁多,所以诱发事故的影响因素既是多方面的,又是多层次的。如果把一切可能导致事故的影响因素都纳入风险评价的考虑之中,固然可以提高评价结果的准确程度,但是这会增大风险评价的成本。所以,从大量影响因素中筛选出对评价结果最敏感的风险要素将是风险评价中的重要环节。根据输气站场生产的各个环节中存在的危害因素及其影响程度来确定各评分项。输气站场寿命始于设计、施工、建设、试运行、投产、维修、整改、停产,在输气站场的各个阶段可使用各种风险评价方法,以改善站场性能和减少事故的发生。在制定输气站场风险评价管理程序时,首先要确定输气站场生产的各个环节中存在的危害因素及其影响程度,包括设计因素、施工因素、管理因素、外部因素。

输气站场风险分析主要是针对危害因素对周围人员和民居的影响:①易出现的大事故——火灾、爆炸;②产生恶劣影响——环保问题,包括天然气排放、泄漏及废水废物排放等;③站场事故发生的几率;④主要危害部位包括压力容器,火炬(热辐射距离),排污池(气体排放、泄漏),法兰(泄漏易燃),阀门(泄漏)等。

由此,笔者将从站场位置及环境评价、站场阀门评价、承压容器评价、站场工艺流程适应性评价、仪器仪表评价、站内甲烷泄漏评价、站场安全系统评价这7项涵盖了输气站场的全部内容的评分项来对输气站场进行综合评价。由事故数据调查并结合运行者(专家)经验来决定各评分项分数值的大小。这种分数值反映了该评分项相对于其他项的重要性,较高的分数值则意味着重要性强。按照这种观点,更平常和更具灾难性的事件分数项就更为重要。因此,事件概率和后果都在各评分项的分数上得到反

映。7个评分项之和即为相对风险评价值,该数值包含了所有涉及站场风险的各种信息。由于各个输气站场的功能不同,各种事故原因对站场的影响程度也不尽相同,所以还要考虑一个站场的修正系数来调整指数分值的大小,修正风险值的最后结果,以提高评价结果的准确性。相对风险值乘以修正系数后得到整个站场的系统风险值,通过对该值的比较、评价就可以得到站场的评价结果。

### 三、输气站场风险评价方法

输气站场的风险评价的基本原则如下:①站场的相对风险值采用分值越高,风险越大的原则;②某输气站场没有涉及某评分项内容,则该项评分为零分,如某站场没有压力容器,则该站涉及到压力容器的所有评分项得分为零分,表示该站因无压力容器故不存在相应的风险;③根据最糟糕的原则(关键因素原则),同类设备评价中,采用分值最高的一个代表该项的最终得分,比如对站内每个阀门按照评分标准进行评分,将所得评分用修正条件修正后所得分数为每个阀门的最终得分,而对于1个站场它的阀门评价的得分是站内各种类型、各个阀门得分中的最高分;④一票否决的原则,对已失效的或不能满足生产需要的设备,采取一票否决,应对它进行整改,评分时取最大值。

输气站场的风险的相对风险评价值是7个风险评价指标的评分值之和,该值满分100分,每个风险评价指标的评分值为单项评分(满分100分)与其加权值的乘积。

相对风险评价值(100分)=站场位置及环境评价(20分)+站场阀门评价(10分)+承压容器评价(15分)+站场工艺流程适应性评价(15分)+仪器仪表评价(10分)+站内甲烷泄漏评价(20分)+站场安全系统评价(10分)

站场位置及环境评价值(20分)=单项评分(100分)×加权值(20%)

站场的系统风险值是由相对风险评价值经站场的重要性修正系数修正后得到的。根据站场在整个输气管网中所起功能不同——包括矿区进气、有多条管线进站或出站、有大用户和倒输、属干线站、属支线站、清管站、阀室等,来确定输气站场的重要性修正系数。

(1)站场位置及环境评价包括站场外部区域和站场环境两大部分。涉及站场与居民区、相邻厂矿、铁路(企业专用线)、公路以及周边危险点源、污染点

源的间距,电力线的距离,以及站内放空、排污是否符合国家相关标准等内容。

站场阀门评价主要从阀门承压能力、阀门腐蚀状况、阀门维护保养、阀门使用年限等4个方面进行评价的。阀门承压能力是通过工作压力与设计压力的比值来反映的。由于阀门都位于地面,故在评价阀门腐蚀状况时主要考虑外腐蚀和内腐蚀,并分别从大气类型、油漆质量、气体含硫量、气体含水量这4个指标来评价阀门腐蚀状况。

(2)承压容器评价包括对分离器、过滤器、除尘器、汇管、收发球筒、埋地管线的评价,其基础是对承压容器进行常规检测。该评价分地面设备评价(所占比值70%)和埋地管线评价(30%),因地面设备和埋地管线的腐蚀类型不同,评价的侧重点也就不同。对于地面设备主要考虑大气腐蚀、内腐蚀、容器工作条件、安全及维护保养4个方面。而对于埋地管道其主要影响因素为腐蚀风险(内腐蚀、埋地金属腐蚀)和系统安全2方面。

(3)站场工艺流程是否适应输配生产工艺的需要,主要是通过该站场历年的整改反映出来的。站场工艺流程适应性评价将从集输气站场管网的安全运行、站场不停气整改、站场停气整改、站场升级改造4方面进行。集输气站场管网的安全运行状况是通过系统安全系数指标(包括设计压力与实际工作压力之差、超压保护、电器防爆条件、干线阀室通风条件、设备排污条件等)和工艺流程的合理性指标来评价的。

站场不停输整改指在站场所属干线不停输的情况下,对站内设备(除清管收发装置、分离除尘设备外)进行维修和更换,以确保站场处于正常生产运行状态。设备的定期维护保养,是发现进而解决问题最好的预防措施。工作做得扎实,预防工作做得好,风险就相对较低,确保了站场安全、平稳输供气。站场停气整改是指在站场所属干线停气的情况下,对站内主要工艺设备进行维修和更换,以确保站场正常生产运行,满足生产需要。站场升级改造是指为了适应输配生产工艺的需要,在站场所属干线停输的情况下,对站场工艺流程、主要设备设施、仪器仪表及站容站貌进行重大调整和维护。它从集输站改扩建(施工方案、动火前提条件、动火时系统压力平衡、重要阀门的更新改造、改善气质的设备),是否有新增用气户、倒输矿区,是否合理调整工艺流程,是否有新技术应用几个方面来评价的。

(4)仪器仪表的评价主要涉及仪器仪表运行维

护、仪器仪表所处位置和腐蚀风险3个方面。

(5) 站内甲烷泄漏检测评价是基于甲烷泄漏点作现场测试,根据检测数据计算出各类泄漏指标,并由此来进行评分。

(6) 站场安全系统评价从站场的消防和安全运行来评价的。通过检查站场是否符合国家关于天然气站场设计、消防安全方面的国家标准和行业标准、值班人员是否具有相关知识及能力等来加以评价的。站场的安全运行评价涉及到通球清管作业方案、改扩建施工方案、干线阀室通风条件、动火前提条件、维护保养及培训、三防技术要求、站内安全宣传教育情况、站内安全监控制度等方面。

#### 四、输气站场风险评价结果分析

根据对四川天然气管网43个输气站场的风险评价结果,将输气站场风险分为以下五大类。

五类风险站:0~10分,对站场几乎没有影响;

四类风险站:10~20分,对站场影响小;

三类风险站:20~30分,对站场中等程度影响;

二类风险站:30~50分,对站场影响大;

一类风险站:50~100分,对站场影响极严重。

对所评价的站场可根据评价结果绘制出柱状图,对评价结果进行横向和纵向的比较分析,直接反映出相对的风险大小。如图1为根据10个输气站的评价结果所绘制的柱状图。

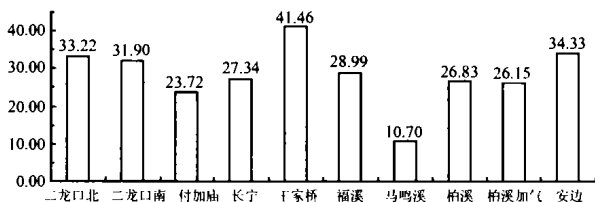


图1 10个输气站及阀室风险评价评分对比图

从图1中可看出各站的风险分值,此次评价的10个站场中,其中二类风险站4个:二龙口北站、二龙口南站、王家桥站、安边站,对站场影响大,占总数的40%;三类风险站5个:付家庙站、长宁站、福溪站、柏溪站、柏溪加气站,对站场中等程度影响,占总数的40%;四类风险站1个:马鸣溪阀室,对站场影响小,占10%。由此根据分数越高,风险越高的原则,可看出王家桥站风险较高,应进一步分析找出该站风险点源。根据该站7项评价指标绘制的风险分值参比图(图2),可直观反映7项评价指标的高低。从图2中不难看出王家桥站的泄漏指标达该项总分(20分)的60%,说明该项指标对站场影响极为严

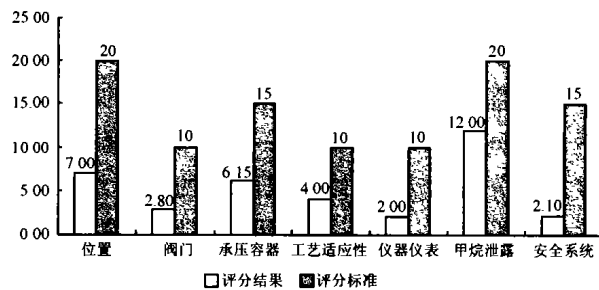


图2 王家桥站风险评价评分结果图

重,对泄漏量大的盲板、加脂孔、阀门,必须进行更换;原则上将风险值大于50%的定为严重,必须列入整改。承压容器指标达到该项总分(15分)的41%,说明该项指标对站场影响比较严重。从压力容器检测报告可以发现该站汇管、收发球筒均存在安全隐患,建议更换或割除。

对同一个风险评价指标,也可进行纵向比较分析。从图3可看出柏溪站为站场位置及环境评价中

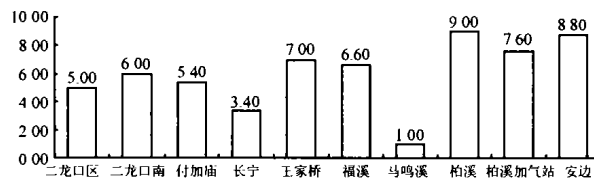


图3 站场位置及环境评价评分对比图

得分最高的站,风险较大,该站得分(9.00分)达该项总分(20分)的45%,其次安边站(8.80分)达该项总分(20分)的40%,说明该项指标对站场影响较为严重;随着近年来城镇的发展,这两个输气站紧邻居民区、厂矿,放空排污设施都不满足规范要求,必须进行整改。

#### 参 考 文 献

- 四川石油管理局编译. 管道风险管理. 北京:石油工业出版社,1995
- 姚安林. 论我国管道风险评价技术的发展战略. 天然气工业,1999;7
- 黄维和. 油气管道风险管理技术的研究及应用. 油气储运,2001;20(10):1~10
- 张鹏等. 长输管线风险技术的研究. 天然气工业,1998;18(5):72~76
- 吴宗之,高进东. 重大危险源辨识与控制. 北京:冶金工业出版社,2001
- 中国石油天然气集团公司HSE指导委员会. 健康、安全、环境管理体系风险评价. 北京:石油工业出版社,2001

(收稿日期 2004-07-05 编辑 居维清)