

输油管道的风险评价^{*}

帅 健^{**} 党文义 狄 彦

(中国石油大学(北京)机电工程学院) (中国石化科技发展部)

帅 健 党文义等: 输油管道的风险评价, 油气储运, 2009, 28(2) 5~9.

摘 要 考虑油气管道运行中的风险因素, 应用风险评价的指标模型, 对一条输油管道进行了风险评价。模型中的失效可能性包括内、外腐蚀、第三方破坏、地面移动、设计/材料、运行等六个模块, 失效后果考虑了对环境、高价值地区和居民的影响。模型的因素权重由该管道以往事故统计分析确定。依据风险相同的原则和管道的实际情况, 对管道进行了分段, 对每一段管道确定了管道失效可能性和失效后果, 并进行了风险敏感因素分析, 识别风险源。基于风险评价结果, 给出了该管道沿程风险分布和相对风险等级, 指出腐蚀、第三方破坏以及施工时的误操作(管道建设施工遗留问题)是该管道的主要问题。风险评价的结果可以该管道的完整性管理提供参考。

主题词 管道 风险评价 失效概率 失效后果 完整性 管理

一、前 言

油气管道的完整性是一个伴随管道服役周期的循环管理过程^[1,2], 其中的一个重要环节是风险评价, 因为风险评价不仅能评估油气管道的风险程度, 而且能提出降低风险的办法。管道完整性管理可采用两种完整性管理程序: 即规定的完整性管理程序和基于风险评估的完整性管理程序。在这两种程序中, 风险评价都是必不可少的, 它的目标是对管道完整性评估和风险减缓活动进行优先排序, 评价风险减缓措施的效果, 确定对已识别危险最有效的减缓措施。

二、管道风险与管理

管道风险分析与管理技术起源于 20 世纪 70 年代, 美国首先开始借鉴经济学和其他工业领域中的风险分析技术来评价油气管道的风险性, 90 年代初期到本世纪初, 美国的许多油气管道都已应用了风险管理技术来指导管道的维护工作, 制定了许多风险评估的规程和标准, 例如 API 1160、ASME B31.8S、API RP 580、API PR 581 等, 逐渐形成了基于风险的检测规范体系^[3]。长期的工业实践证明,

风险评价能不断改善在管道上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, 达到减少管道事故发生、经济合理地保证管道安全运行的目的。在我国, 最早由潘家华全面介绍了美国的管道风险管理手册^[4-6], 引起管道业界的广泛关注。管道的风险评价模型分为相对指标模型^[7,8]、概率模型^[9,10]等。由于缺少完整和可靠的数据积累以及概率模型所要求数据的复杂性和精确性, 基于可用的管道数据, 常采用各种相对指标评估模型。

通过现场调查, 收集了一条管道的相关有关资料, 应用风险评价的指标模型, 对一条输油管道进行了风险评价, 识别管道上存在的风险因素, 为该管道的完整性管理提供依据。

三、风险评估方法

油气长输管道的风险因素及其复杂, 为了合理考虑管道风险因素的作用, 管道风险评价模型按层次结构组织^[7,8], 模型层次见图 1。

模型的层次结构中, 失效可能性 LOF 为 6 个子模块, 每个子模块代表一类重要的失效原因, 其中的每一个变量又被划分到具体的类别, 具体的类别为以下的环境、设计、完整性监测和维修。

^{*}国家科技支撑技术课题“生命线工程安全保障关键技术研究及工程示范”(2006BAK02B01-12)项目资助。

^{**}102249, 北京市昌平区府学路 18 号; 电话: 13910027590。

(1)环境因素。描述管道周围或管道中影响失效类别的条件或活动。

(2)设计因素。描述管道是如何通过设计来防止失效。

(3)完整性监测因素。描述在给定的环境中,管道“设计”如何被监测和执行。

(4)维修因素。为最小化风险而采取的行动。

失效后果 COF 考虑了环境敏感地区、高价值地

区和对居民的影响。环境高敏感地区常常包括城镇供水系统的取水地区、湿地、河流附近和河口地区、国家和地方公园或森林、原生态环境保护区、野生生物保护区、自然遗产区、濒危物种重要栖息地、海岸线等。高价值地区可能包括财产较贵重地区、难以补救的地区、建筑物和设施难以重建、连带的代价较高、有历史意义的地区。失效后果 COF 则用泄漏冲击指数来表示。

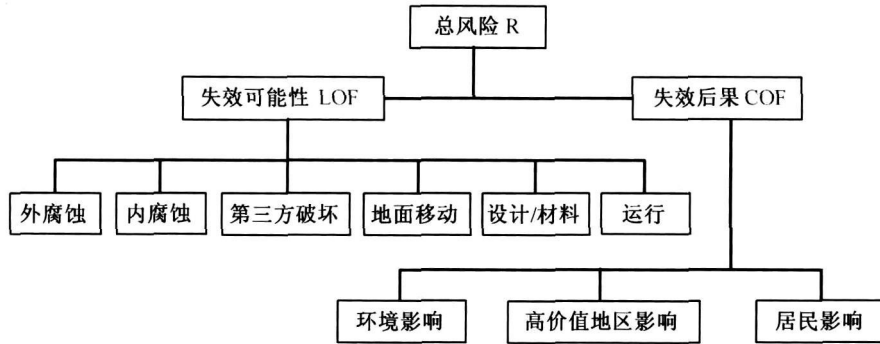


图 1 管道风险评价的层次模型

按照层次模型,管道风险计算式如下:

$$R = H \sum_{i=1}^m (\alpha_i P_i) \quad (1)$$

式中 R —— 风险值;
 H —— 冲击指数;
 α_i —— 危害因素的权重;
 P_i —— 危害因素模块。

四、因素权重

失效可能性 LOF 模块中各子模块的权重 α_i 应该是动态的,是对历史的反映,它是数据积累和经验判断的结果,由管道失效统计数据来确定。因此,确定风险因素权重的方法为,首先求出各种因素的风险概率,然后将这些概率归一化,最后综合管道工程技术人员意见,进行微观调整,从而确定因素权重。

假设在长 L (km)的管道上, N 年时间段里出现的事故总数为 M 次,则风险速率:

$$r = M / (NL) \quad (2)$$

对应的风险概率为:

$$P(t) = 1 - e^{-rt} \quad (3)$$

式中 t —— 时间;
 r —— 风险速率;
 P —— 风险概率。

该管道自投产以来,发生了多次腐蚀穿孔和第三方破坏事故。表 1 为该管道 1999~2003 年的失效事故统计。根据此项统计,计算不同类别失效事故风险概率及其权重也列入表 1 中。可以看出,腐蚀、第三方破坏是该管道失效的主要原因。

表 1 1999~2003 年管道事故统计与因素权重

事故类别	次数	频率 (次/ (km · a))	风险概率 %	权重 %
外部干扰	2	0.002 2	10.94	25
设计/材料	1	0.001 1	5.49	12
腐蚀	3	0.003 3	16.37	37
误操作	1	0.001 1	5.48	12
其它	1	0.001 1	5.48	12

五、管道分段原则

由于长输管道不可能存在一致风险,因此必须对管道分段。

分段基本原则是将风险因素变化的频率和数据采集的成本相结合,使其达到最优化。分段是否合理往往能决定管道风险评价的合理性。对每一段管道都包括危险/风险识别、失效可能性和失效后果分析等。

根据对管道情况的实际调查,确定该管道的分段原则是泵站、热站、腐蚀、地区等级和重点穿越、清管站;管段不跨越泵站、热站等。泵站、热站划分

为了保证运行参数不会发生突变; 清管站为了和内检测数据相一致; 而穿跨越工程是为了突出风险“热点”, 因为穿跨越往往是整条管道线路上的控制工程和关键工程, 也是最容易出现结构完整性和其它安

全问题的地方, 往往难以采取措施缓解风险。对该管道具体的分段情况见表 2。

通过对管道内检测结果的统计分析^[12], 各管段上的缺陷分布见图 2。

表 2 管道风险评价中的分段

里程	地势	腐蚀	备注
1 0~9	低洼沼泽地	严重	穿越公路 7 处, 水渠 2 处, 3 处套管, 5 号桩附近两处高压线
2 9~19	农田	较轻	25 号桩附近有油井, 埋地设施少, 穿越公路 2 处, 水渠穿越 1 处
3 19~36	低洼农田	严重	穿越一条河流, 穿越 11 处, 42 号桩后 1.35 km 有 150 m 的水渠
4 36~49	农田盐碱地	中度	计量间, 45 号桩有油井, 47 号桩油井, 55 号桩粮库, 55 号桩高压线
5 49~62	农田庄稼地	轻微	59 号桩附近有高压线, 钢顶穿越 3 处
6 62~72	农田	轻微	
7 72~93	低洼	严重	74.4~75 km 为低洼, 81.8~84.5 为低洼, 公路穿越 3 处, 水渠 2 处
8 93~108	农田耕地	轻微	穿路套管 3 处, 地震烈度 6, 84 号桩附近发生过盗油事件
9 108~117	农田耕地	严重	86 号桩附近发生过腐蚀穿孔, 1 处钢顶穿路套管
10 117~126.8	农田耕地	轻微	93 号桩附近发生过腐蚀穿孔, 钢开穿路套管 1 处
11 126.8~149	农田耕地	中度	104 号桩附近发生过腐蚀穿孔, 路经五站公社, 万宝公社
12 149~164.3	农田耕地	轻微	发生过盗油事件, 6 处钢开套管, 2 处钢顶穿路套管
13 164.3~末站	农田滩地	中度	穿越松花江, 人口密集, 河道岸坡每年平均冲刷 7~8 m

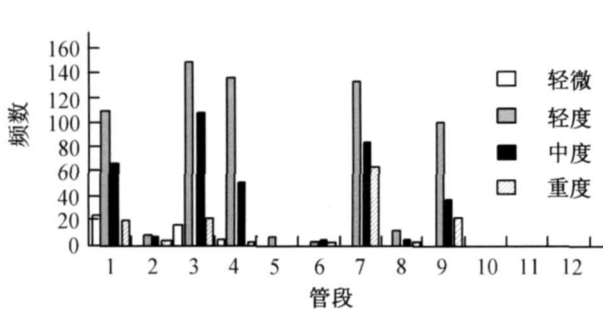


图 2 管道各段的腐蚀缺陷分布

全问题的地方, 往往难以采取措施缓解风险。对该管道具体的分段情况见表 2。通过对管道内检测结果的统计分析^[12], 各管段上的缺陷分布见图 2。

的风险评价软件^[11]完成全部计算。表 3 列出了管道各段的 LOF、COF 和均值以及总风险值。这些数值为所评估的管段提供了相对风险值的含义。大多数分析是在不同管段之间进行比较, 通过计算得到最高、最低和平均风险值, 确定事故最大危险或导致严重影响的哪些管段。

腐蚀失效可能性的指标值为 1.75~3.66, 平均值为 2.93。该输油管道不存在内腐蚀, 而主要是外腐蚀。各管段得分的差异是主要个别区段密集检测的结果差异、内检测结果腐蚀缺陷数目不同和大量的套管穿越。由于该管道在评估之前, 进行了管道内检测, 并维修了全部的危险缺陷, 因此, 腐蚀失效可能性总体上来上较低。

第三方破坏的指标值为 3.14~3.78, 平均值为 3.69。各区段得分的差异是由于沿线人口密度、施工活动频率不同引起的。总体上, 第三方破坏失效概率不是很高, 这主要是巡线频率高。但是公众教育和保护意识工作开展不够, 对热线系统的宣传不够导致第三方破坏有增加的趋势。进一步开展公众教育和保护意识工作, 可以降低第三方破坏的得分。

运行的指标值为 2.35~2.44, 平均值为 2.38。它反映了整个管段按同一模式进行管理, 管理水平还需提高。

总体失效可能性 LOF 为 2.24~3.11, 平均值为 2.76。但差异不大, 这是因为各区段在沿线环境

在管段风险值的计算时, 应遵循以下原则。

- (1) 在管段内, 以每公里为风险计算的最小单位。
- (2) 计算风险时, 以最薄弱管件的 MAOP (最大操作压力) 作为计算风险值的 MAOP。
- (3) 对管道内的腐蚀缺陷, 采用 ASME B31G 评价方法, 计算 MAOP; 管道壁厚和强度等级改变时需要重新计算某些运行参数 (MAOP、试压压力)。
- (4) 任何接头、阀门或其它管件的 MAOP 值都应被认为是限定风险计算中 MAOP 参数的管件。
- (5) 必要时, 用线性插值计算指定点间的数据, 例如压力、埋深等。

六、管道相对风险评价

在确定了管道分段和因素权重以后, 利用开发

状况、覆盖土层厚度和性质、管道检测时间、缺陷维修等方面的情况基本相似,所评估管段是按同样的规范进行设计、制造、安装和验收,并且按照同样的模式进行管理,各区段共同点远多于其差异之处。此外,管道服役时间较短,且两年前进行了内检测,并维修了大部分缺陷和管道变形,因此总体的失效风险 LOF 值不是很高。

失效后果为 4.92~12.61,平均值 6。其中管段 13 的失效后果 COF 值远高于其他管段,这是因为管段 13 处于人口密集的区域,并且处于环境敏感地区(穿越松花江),失效会带来非常严重的后果,从而形成了最高的管段风险。

管段风险相对等级的分为低、较低、中等、较高和高风险 5 个相对等级。风险等级划分原理是,如果风险最低得分为 Min,最高得分为 Max,则风险相对等级划分如下。

- (1)低: $[\text{Min}, \text{Min} + (\text{Max} - \text{Min}) \times 3/25]$;
- (2)较低: $[\text{Min} + (\text{Max} - \text{Min}) \times 3/25, \text{Min} + (\text{Max} - \text{Min}) \times 6/25]$;
- (3)中等: $[\text{Min} + (\text{Max} - \text{Min}) \times 6/25, \text{Min} + (\text{Max} - \text{Min}) \times 13/25]$;
- (4)较高: $[\text{Min} + (\text{Max} - \text{Min}) \times 13/25, \text{Min} + (\text{Max} - \text{Min}) \times 21/25]$;
- (5)高: $[\text{Min} + (\text{Max} - \text{Min}) \times 21/25, \text{Max}]$ 。

在该输油管道上,不同相对风险等级的管段占管道总长度的比例为,低风险管段 10.9%,较低风险管段 20.7%,中等风险管段 49%,较高风险管段 9.3%,高风险管段 10.1%。中等风险管段所占比例最大,接近管道总长度的一半。

在确定了管道的风险分布后,需要对危险较高的管段做进一步分析,确定风险源,以及每个指标的敏感性分析,以便为采取降低风险的措施提供参考。

表 3 管道的相对风险评估结果

管段 ID	失效风险 LOF	外腐蚀	第三方破坏	地面移动	设计/材料	运行	失效后果 COF	总风险	风险相对等级
1	2.91	2.95	3.78	2.05	1.84	2.35	6.15	17.92	中等
2	2.50	2.29	3.18	2.35	1.82	2.37	4.92	12.28	低
3	3.11	3.66	3.51	2.04	1.82	2.41	5.36	16.69	较低
4	3.01	3.58	3.24	2.19	1.81	2.37	5.22	15.72	较低
5	2.41	1.97	3.42	2.06	1.83	2.43	6.30	15.21	较低
6	2.24	1.75	3.14	2.10	1.80	2.35	5.17	11.56	低
7	3.06	3.72	3.22	2.11	1.83	2.40	5.61	17.17	较低
8	2.62	2.61	3.24	2.13	1.80	2.35	5.07	13.27	低
9	3.00	3.53	3.20	2.33	1.82	2.44	5.42	16.27	较低
10	2.48	2.26	3.29	2.00	1.82	2.39	5.53	13.73	低
11	2.85	3.15	3.28	2.15	1.80	2.40	5.63	16.06	较低
12	2.91	3.25	3.34	2.11	1.82	2.35	5.43	15.77	较低
13	3.08	3.43	3.69	2.12	1.79	2.44	12.16	37.45	高
均值	2.76	2.93	3.35	2.13	1.82	2.38	6.00	16.85	较低

七、风险敏感性分析

在划分的管段内部,风险计算的最小单位取 1 km,因此因素敏感性也是对每公里管道而言的,这样能细致地识别管道风险。

以失效可能性最高的是管段 3 为例,图 3 显示了管段 3 的外腐蚀缺陷的沿程分布,其中 31 km 段的腐蚀最严重。图 4 是管段 3 中的 31 km 段的腐蚀因素敏感性分析。负号表示管段 3 的一些可变因素的评估值与期望值的差值,差值越大,表示越需要改

进,管理部门可根据此表逐项整改,提高风险评分,改善管道的运行状况,此图可以为风险消减活动的成本/收益分析提供参考。当然,具体方案还要通过经济及技术评估后再行确定。

在影响风险分析的因素中,可大致分为两类,即可变因素和非可变因素。可变因素是指通过人的努力可以改变的因素,例如操作人员的培训,施工质量等;非可变因素指通过人的努力也不可能改变或只能有很少改变的,例如沿线土壤性质、沿线的人文状况等。在风险评估中对每一种管段分析出风险因素没有达到期望值的因素,为减少该管段的失效可能

性和风险性, 增加安全性和可靠性, 要在这些未达标的可变因素上下功夫, 以降低管道的风险。

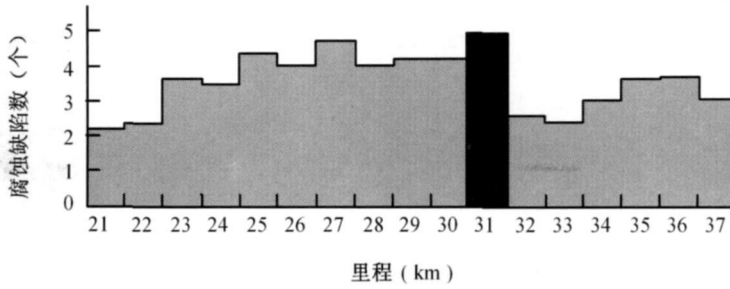


图 3 管段 3 腐蚀分布图

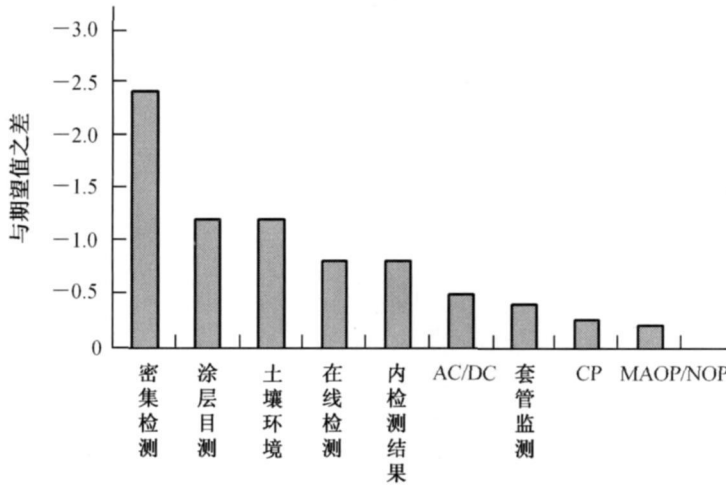


图 4 管道 31 km 段的腐蚀因素敏感性分析

八、结 论

基于现场调查和等风险原则, 对管道进行了分段, 通过分析得到了以下结论。

(1) 评价的统计结果为, 低风险管段 10.9%, 较低风险管段 20.7%, 中等风险管段 49%, 较高风险管段 9.3%, 高风险管段 10.1%。

(2) 整体上, 腐蚀、第三方破坏以及施工时的误操作(管道建设施工遗留问题)是该管道的主要安全问题。

(3) 本研究的相对指标模型考虑因素全面, 可以进行长输管道风险排序、分级、识别高风险区域; 且通过敏感性分析, 可进一步分析风险源, 为对管道采取降低风险的措施提供参考。

参 考 文 献

1. American Society of Mechanical Engineers, ASME B31. BS-2001, Managing System Integrity of Gas Pipeline, New York: ASME B31 Committee, 2001.
2. Cramer D, Espen, Robbie Williamson; Risk Based Inspection Planning for Operational Costs Reduction, RBI Planning for

- Operational Cost Reduction, World Petroleum Congresses, Asia Regional Meeting, Shanghai, China, Sept 17-22, 2001.
3. 王 弢 帅 健; 基于风险的管道检测规范体系, 天然气工业, 2006, 26(11).
4. 潘家华; 油气管道的风险分析, 油气储运, 1995, 14(3).
5. 潘家华; 油气管道的风险分析, 油气储运, 1995, 14(4).
6. 潘家华; 油气管道的风险分析, 油气储运, 1995, 14(5).
7. Muhlbaue W Kent; Pipeline Risk Management Manual, Gulf Publishing Co, 1996.
8. Biagiotti S F, Gosse S F; Formalizing Pipeline Integrity with Risk Assessment Methods & Tools, Proceedings of 2000 International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, October 1~5, 2000.
9. 董玉华 高惠临等; 长输管道失效状况模糊故障树分析方法, 石油学报, 2002, 23(4).
10. Karl N Fleming, Bengt O Y Lydell; Database development and uncertainty treatment for estimating pipe failure rates and rupture frequencies, Reliability Engineering and System Safety, 2004, 86.
11. 帅 健 党文义等; 油气管道完整性评价与管理软件, 天然气工业, 2006, 26(5).
12. 帅 健 许 葵; 腐蚀管道失效概率的评定方法, 石油学报, 2003, 24(4).

(收稿日期: 2008-01-21)

作 者 介 绍

- 梁静华 高级工程师, 1957 年生, 1985 年毕业于管道职工学院储运专业, 现任中国石油管道研究中心储运工艺研究所主任工程师。
- 帅 健 教授, 博士生导师, 1963 年生, 1982 年毕业于武汉化工学院化机专业, 现在石油大学(北京)机电工程学院从事工程力学、油气储运安全工程的科研与教学工作。
- 曹 雄 助理工程师, 1981 年生, 2004 年毕业于西安建筑科技大学建筑环境与设备工程专业, 现在中国石油天然气管道工程有限公司工作。
- 秦晓霞 1983 年生, 2006 年毕业于中国石油大学(华东)油气储运专业, 现在中国石油大学(华东)攻读硕士学位, 从事油污处理及腐蚀方向研究。
- 孙 艳 博士, 1975 年生, 2007 年博士毕业于天津大学化学工程专业, 现在天津大学化学工程研究所从事吸附科学与清洁能源研究工作。
- 魏碧霞 助教, 1982 年生, 2004 年毕业于福州大学过程装备与控制工程专业, 2007 年硕士毕业于福州大学化工过程机械, 现在福州大学至诚学院从事教学工作。
- 谢雪梅 高级工程师, 1969 年生, 1992 年毕业于中国石油大学(华东)机械系石油储运专业, 现在陕西省天然气股份有限公司从事工艺技术管理工作。
- 房旭鹏 高级工程师, 1972 年生, 1996 年毕业于西安石油学院工业电气自动化专业, 2002 年硕士毕业于吉林大学公共管理专业, 现在中国石油管道公司长吉输油分公司从事生产管理工作。
- 施 雯 1983 年生, 2006 年毕业于辽宁石油化工大学油气储运专业, 现为该校油气储运专业在读硕士研究生。
- 王红菊 工程师, 1973 年生, 2000 年硕士毕业于中国石油大学(华东)机电工程学院, 现在中国石油管道研究中心规划与信息研究所从事管道新技术信息跟踪和研究工作。
- 白建辉 助理工程师, 1979 年生, 2007 年硕士毕业于西南石油大学油气储运工程专业, 现在中国石油勘探开发研究院从事油气田地面工程评价研究工作。
- 戴福俊 见本刊 2009 年第 1 期作者介绍。
- 孙 强 1982 年生, 2006 年毕业于辽宁石油化工大学信息与计算科学专业, 现为该校储运与建筑工程学院在读硕士研究生。
- 齐建波 1980 年生, 2007 年硕士毕业于中国石油大学(华东)油气储运工程专业, 现在中国石油天然气管道工程有限公司工艺室从事石油天然气管道设计工作。
- 张亮军 工程师, 1965 年生, 2006 年毕业于中国石油大学(华东)石油储运专业, 现任中国石化管道储运分公司沧州输油处副处长。
- 陈绍凯 1984 年生, 2006 年毕业于中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院, 现为该校油气储运工程专业在读硕士研究生, 主要从事天然气长输管道优化和城市燃气管网动态仿真技术研究工作。
- 毕研军 工程师, 1980 年生, 2006 年获硕士毕业于中国石油大学(华东), 现在中国石油天然气管道局管道科学研究院从事天然气管道泄漏检测、水合物储存和运输及煤层气管道输送的技术研究工作。
- 于孝敏 工程师, 1965 年生, 2007 年硕士毕业于中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业, 现在中国石化集团管道储运分公司沧州输油处生产科从事生产管理工作。
- 刘 洪 高级工程师, 1963 年生, 1987 年毕业于华东石油学院机械系储运专业, 现任中国石油管道公司兰成渝分公司副经理。
- 赵赏鑫 工程师, 1979 年生, 2006 年毕业于中国石油大学(北京)机电工程学院, 现在北京华油天然气有限公司从事天然气管道压缩机管理工作。
- 高安东 高级工程师, 1958 年生, 1972 年毕业于中国人民解放军指挥学院自动化专业, 现任中国石化管道储运分公司副经理。
- 付明福 见本刊 2009 年第 1 期作者介绍。
- 赵荣生 高级工程师, 1956 年生, 1984 年毕业于沈阳化工学院化工自动化及仪表专业, 现在中国石油管道兰成渝输油分公司从事成品油管道运销计量管理工作。
- 范宗奎 工程师, 1971 年生, 1991 年毕业于重庆石油学校, 现在中国石化管道储运分公司潍坊输油处从事原油计量化验工作。
- 张世富 副教授, 1965 年生, 1986 年毕业于重庆大学矿场机械专业, 现在中国人民解放军后勤工程学院任教, 主要从事油气输送、加注技术与装备研究工作。

OIL & GAS

STORAGE AND TRANSPORTATION

(MONTHLY)

Vol. 28 No. 2 (Total No. 242) Feb. 25, 2009

CONTENTS AND ABSTRACTS

• OVERVIEW •

LIANG Jinghua, LIANG Xizhang *et al*: **Improvement on China's Design and Pressure-Testing Standards of Natural Gas Pipeline Engineering**, *OGST*, 2009, 28 (2) 1~4.

Improving China's present design and pressure-testing standards of natural gas pipelines, combined with high-strength hydraulic tests, not only the outputs of the pipelines can be increased, but also the whole level of pipeline construction can be improved, so that the natural gas pipelines can be operated under safer and more economic conditions. In the paper, relevant items of China's National Codes are compared with that of American Codes and analysis on output increment and safer margin, which can be obtained after improving the present design standards and using high-strength hydraulic tests, are also carried out and suggestions for emending relevant items are provided.

Subject Headings: natural gas pipeline, design, strength, pressure-testing, standard

SHUAI Jian, DANG Wenyi *et al*: **Risk Assessment of a Petroleum Transportation Pipeline in Service**, *OGST*, 2009, 28 (2) 5~9.

Risk assessments are conducted to a petroleum transportation pipeline with a risk assessment index model by thinking over the risk factors in pipeline operation. In the model, likelihood of failure consists of such 6 sub-models as inner or external corrosion, third party damage, ground movement, design/material, system operation. The effects of a pipeline on environment, high-value area and residence are involved in the consequence of failure. The weight of risk factors is fixed from the statistic analysis of accident history data of the pipeline. The pipeline is segmented according to the principle of equal risk and actual condition of the pipeline. The score of both likelihood and consequence of failure is computed for each segment of the pipeline. Furthermore, factors sensitive to risk are analyzed and risk source of the pipeline are identified. Based on the risk assessment results, risk distribution and relative risk ranking over the pipeline are given. It is pointed out that major problems for the pipeline are soil corrosion, third party damage and incorrect operation in pipeline construction. These risk assessment results can be taken as a reference to the integrity management of the pipeline.

Subject Headings: pipeline, risk assessment, failure probability, failure consequence, integrity, management

CAO Xiong, FENG Xiaodong *et al*: **Blending Technique of Natural Gas and its Application**, *OGST*, 2009, 28 (2) 10~13, 70.

For gas blending technique in city gas, the problems in behavior matching between different gas resources and availability for individual gas user are analyzed. According to the analytical results, blending methods to utilize dynamic flowrate of gas and Venturi blending technique are put forward for the purpose of mixing PNG, CNG and LNG.

Subject Headings: natural gas, liquefied natural gas, compressed natural gas, liquefied petroleum gas, blending technique, application