



中华人民共和国国家标准

GB/T 38076—2019

输油管道环境风险评估与防控技术指南

Technical guideline on environmental risk assessment and prevention for oil pipelines

2019-10-18 发布

2020-05-01 实施

国家市场监督管理总局
中国国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言 I

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 总则 2

5 环境风险评估 2

6 环境风险与应急管理 4

7 泄漏预防 5

8 泄漏环境应急处置 9

附录 A（资料性附录） 管道环境风险评估资料收集清单 10

附录 B（规范性附录） 风险控制水平(M)分析 11

附录 C（资料性附录） 管道环境风险评估报告大纲 14

附录 D（资料性附录） 日常巡护检查内容 15

附录 E（资料性附录） 第三方损坏预警系统 16

附录 F（资料性附录） 泄漏环境应急处置方法 20

参考文献 22

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准由全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC 355)提出并归口。

本标准起草单位:中国石油化工股份有限公司青岛安全工程研究院、中石化广州工程有限公司、中国石油集团安全环保技术研究院有限公司、中国石化管道储运有限公司。

本标准主要起草人:周志国、杨洋洋、华俊杰、丁毅、谢谚、杨志华、牟桂芹、殷晓波、李援、孙建成、申满对、樊茂飞、徐兴文、戴联双、闫茜、王昕喆、曲聪、张福良、王虎太。

输油管道环境风险评估与防控技术指南

1 范围

本标准提供了陆上输油管道突发环境事件风险(以下简称“环境风险”)识别评估的程序与方法、环境风险与应急管理、泄漏预防及泄漏环境应急处置等技术指导和建议。

本标准适用于陆上在役原油、成品油长输管道环境风险评估与防控。

本标准不适用于附属于输油管道的站场及油库。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB/T 19285 埋地钢质管道腐蚀防护工程检验
GB/T 21447 钢质管道外腐蚀控制规范
GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范
GB/T 23258 钢质管道内腐蚀控制规范
GB/T 27699 钢质管道内检测技术规范
GB 32167 油气输送管道完整性管理规范
GB 50253 输油管道工程设计规范
SY/T 6064 油气管道线路标识设置技术规范
SY/T 6713 管道公众警示程序
SY/T 6826 液体管道的计算监测
SY/T 6827 油气管道安全预警系统技术规范
SY/T 6828 油气管道地质灾害风险管理技术规范
SY/T 7037 油气输送管道监控与数据采集(SCADA)系统安全防护规范
TSG D7003 压力管道定期检验规则 长输(油气)管道

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

长输管道 long-distance pipeline

产地、储存库、用户间的用于输送(原油、成品油)商品介质的管道。

注: 改写 GB/T 34275—2017, 定义 3.1。

3.2

环境风险 environmental risk

企业发生突发环境事件的可能性及可能造成的危害程度。

[HJ 941—2018, 定义 3.2]

3.3

环境风险受体 environmental risk receptor

在突发环境事件中可能受到危害的企业外部人群、具有一定社会价值或生态环境功能的单位或区域等。

[HJ 941—2018, 定义 3.6]

3.4

管段 section

为对管道进行环境风险评估而将管道划分成的各个部分,是管道环境风险评估的最小单位。

注: 改写 GB/T 27512—2011, 定义 3.1.6。

4 总则

开展环境风险评估,并从环境风险与应急管理、泄漏预防、泄漏环境应急处置等方面明确不同管段分级管控要求,对于输油管道环境风险防控是至关重要的。

输油管道环境风险防控,首先需要结合管段环境风险特征,划定管段环境风险等级,然后采取针对性分级管控措施。这些措施一方面需包括相关管理制度制定及落实,另一方面也需包括和管道泄漏相关的质量安全、泄漏监测等技术因素。此外,油品泄漏后的环境应急处置,也是输油管道环境风险防控的重要内容。

5 环境风险评估

5.1 评估流程

管道环境风险评估,宜包括资料收集、管段划分、风险控制水平(M)分析、最大可能泄漏量(Q)分级、环境风险受体敏感性(E)判别和环境风险分级等过程,建议的评估流程如图 1 所示。

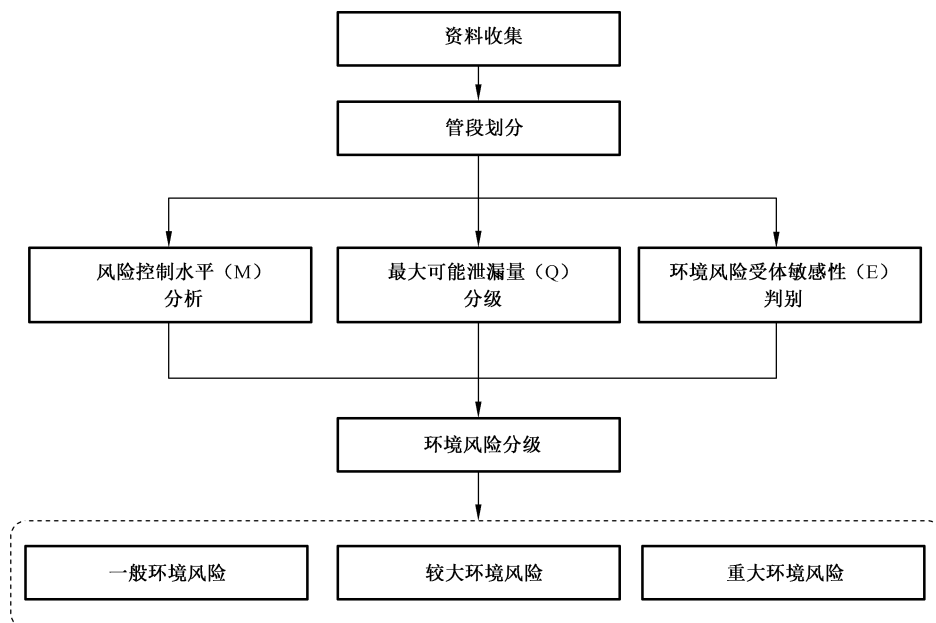


图 1 输油管道环境风险评估流程图

5.2 资料收集

需收集资料包括管道信息、相邻设施信息以及路由信息。
建议的资料收集清单参见附录 A。

5.3 管段划分

建议按如下原则划分管段：
a) 管道相邻的两个具有截断功能的阀之间的部分划为一个管段；
b) 对按照 5.3 a)划分的每一管段，宜按环境风险受体类型和敏感性再次进行划分。
对按照 5.3 b)划分的每一管段分别开展环境风险评估。

5.4 风险控制水平(M)分析

5.4.1 采用评分法对风险控制水平(M)进行分析，建议包括以下分析指标：
a) 环境风险管理情况；
b) 泄漏预防措施；
c) 泄漏环境应急处置措施。
5.4.2 宜按附录 B 评估各项指标得分，并将管段风险控制水平(M)划分为 M1、M2 和 M3 三类。

5.5 最大可能泄漏量(Q)分级

5.5.1 最大可能泄漏量(Q)估算
建议按管道截面 100%断裂估算最大可能泄漏量。考虑截断阀启动前、后的可能泄漏量，截断阀启动前，泄漏量按实际工况确定；截断阀启动后，按照泄漏点两侧相邻两个截断阀之间的存在量估算。
5.5.2 最大可能泄漏量(Q)分级
将最大可能泄漏量分为： $<1\,000\text{ t}$ ， $\geq 1\,000\text{ t}\sim <10\,000\text{ t}$ ， $\geq 10\,000\text{ t}$ 三种情况，并分别以 Q1、Q2、Q3 表示。

5.6 环境风险受体敏感性(E)判别

根据环境风险受体的敏感程度，由高到低将管段周边可能受影响的环境风险受体分为类型 1、类型 2 和类型 3，分别以 E1、E2 和 E3 表示，判别原则参见表 1。
如果管段周边存在多种类型的环境风险受体，则按照敏感度高的类型计。

表 1 周边环境风险受体情况划分

类别	环境风险受体情况
类型 1 (E1)	(1) 管段直接经过，或泄漏后可能通过河流、沟渠等通道影响 10 km 范围内如下一类或多类环境风险受体的：集中式地表水、地下水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区； (2) 泄漏油品进入受纳水体后 24 h 流经范围（按受纳河流最大日均流速计算）内涉及跨国界的； (3) 管段周边 200 m 范围内，每千米管段人口总数大于或等于 200 人

表 1 (续)

类别	环境风险受体情况
类型 2 (E2)	(1) 管段直接经过,或泄漏后可能通过河流、沟渠等通道影响 10 km 范围内如下一类或多类环境风险受体的:生态保护红线划定的或具有水生态服务功能的其他水生态环境敏感区和脆弱区,如国家公园,国家级和省级水产种质资源保护区,水产养殖区,天然渔场,海水浴场,盐场保护区,国家重要湿地,国家级和省级海洋特别保护区,国家级和省级海洋自然保护区,生物多样性保护优先区域,国家级和地方级自然保护区,国家级和省级风景名胜区,世界文化和自然遗产地,国家级和省级森林公园,世界、国家和省级地质公园,基本农田保护区,基本草原; (2) 管段泄漏可能影响到的受纳水体下游 10 km 流经范围内涉及跨省界的; (3) 管段位于岩溶地貌、泄洪区、泥石流多发等地区; (4) 管段周边 200 m 范围内,每千米管段人口总数大于或等于 100 人,小于 200 人
类型 3 (E3)	不涉及类型 1 和类型 2 情况的
注:本表中给出的距离范围以到各类水环境保护目标或保护区域的边界为准。	

5.7 环境风险等级划分

根据管道周边环境风险受体 3 种类型,按照风险控制水平(M)、最大可能泄漏量(Q)矩阵,确定环境风险等级,具体见表 2。

表 2 管段环境风险分级表

环境风险受体敏感性(E)	最大可能泄漏量(Q)	风险控制水平(M)		
		M1 类水平	M2 类水平	M3 类水平
类型 1(E1)	Q1	较大环境风险	较大环境风险	重大环境风险
	Q2	较大环境风险	重大环境风险	重大环境风险
	Q3	重大环境风险	重大环境风险	重大环境风险
类型 2(E2)	Q1	一般环境风险	较大环境风险	较大环境风险
	Q2	较大环境风险	较大环境风险	重大环境风险
	Q3	较大环境风险	重大环境风险	重大环境风险
类型 3(E3)	Q1	一般环境风险	一般环境风险	较大环境风险
	Q2	一般环境风险	较大环境风险	较大环境风险
	Q3	较大环境风险	较大环境风险	重大环境风险

6 环境风险与应急管理

6.1 通则

6.1.1 宜建立环境风险防控与应急管理制度,落实相关部门、人员责任,建议包括如下内容:

- 环境风险识别与评估;
- 突发环境事件隐患管理;

- 环境应急预案管理；
- 环境应急培训与演练；
- 环境应急装备与物资管理。

6.1.2 宜定期开展环境风险评估,划分管段环境风险等级,分级制定环境风险防控措施,编制环境风险评估报告(报告大纲参见附录 C)。建议有下列情形之一的,及时划定或重新核定环境风险等级:

- 管道未划定环境风险等级或环境风险等级划定满三年的;
- 管道因局部改线或周边环境风险受体敏感性等发生变化,导致环境风险等级发生变化的;
- 管段发生突发环境事件并造成环境污染的;
- 国家相关法律、法规、标准或规范性文件发生变化的。

6.1.3 宜在环境风险评估和环境应急资源调查基础上编制管道环境应急预案,按规定进行备案,并定期组织预案的培训、演练与修订。

6.1.4 建议开展突发环境事件隐患排查,明确排查频次、排查规模、排查项目等,对排查出的隐患根据可能造成的危害程度、治理难度等实施分级管理,并建立隐患排查治理档案。突发环境事件隐患排查内容宜包括环境应急管理、环境风险防控措施、管段与环境风险受体之间的通道等。

6.1.5 宜建立管道环境风险信息管理系统,建议包括但不限于以下内容:

- a) 管道基本信息:管道名称、输送介质及其性质、管道线路走向(管道起点和终点名称、管道走向图、管道高程图、竣工测量图等)、主要设计参数(管道长度、设计压力、输送能力以及材质、管径、壁厚、焊接工艺、管道埋深等)、工艺站场、穿跨越敏感目标名称及穿跨越方式等;
- b) 环境风险受体信息:名称、保护级别、环境特征(气象、水文、地形、地质、地貌等)、与管道的相对位置等基本信息;
- c) 环境应急资源信息:维抢修队伍相关信息,自有及可依托的环境应急物资、装备储备相关信息,企业环境应急专家相关信息,企业、政府以及流域等相关管理部门突发环境事件应急预案等;
- d) 环境风险评估及隐患排查信息:管道环境风险评估报告、突发环境事件隐患排查治理档案等;
- e) 巡护及第三方施工信息;
- f) 管道泄漏事故与应急处置统计分析。

6.2 一般环境风险

宜满足 6.1。

6.3 较大环境风险

除满足 6.1 外,还建议:

- a) 至少两年开展一次环境风险评估。
- b) 每年至少开展一次环境综合性隐患排查。

6.4 重大环境风险

除满足 6.1 外,还建议:

- a) 每年开展一次环境风险评估。
- b) 每半年开展一次综合性环境隐患排查。
- c) 涉及自然保护区、重要水体等环境风险受体的穿跨越管段宜制定专项应急预案。

7 泄漏预防

7.1 管道质量控制

7.1.1 通则

7.1.1.1 宜按照有关标准建立管道工艺、设备运行规程:

- a) 原油管道的工艺、设备运行规程可参照 SY/T 5536 执行；
- b) 成品油管道的工艺、设备运行规程可参照 SY/T 6695 执行。

7.1.1.2 建议外腐蚀控制内容包括：

- a) 外腐蚀控制执行 GB/T 21447、GB/T 21448；
- b) 定期检测管地电位。如电位不满足阴极保护准则，调查原因并采取相应措施；
- c) 识别、测试杂散电流对管道的影响，并采取相应措施减缓杂散电流对管道的影响；
- d) 对发现的防腐层缺陷及时修复。

7.1.1.3 建议内腐蚀控制内容包括：

- a) 对输送介质的腐蚀性进行分析，并依据分析结果选择合适的内腐蚀控制措施；
- b) 监测关键位置管道的内腐蚀情况，内腐蚀减缓措施可按 GB/T 23258 执行。

7.1.1.4 建议定期对监控与数据采集(SCADA)系统进行维护，包括：

- a) 定期对管道控制系统进行维护，确保全线紧急停运、水击控制、泄漏监测与定位等功能处于良好的工作状态；
- b) SCADA 系统的检测和维护按 SY/T 7037 执行。

7.1.1.5 建议定期对管道的腐蚀情况和防腐保护系统进行检验、检测，包括：

- a) 管道的定期检验按 TSG D7003 的有关规定进行，新建管道一般于投用后 3 年内进行首次全面检验；
- b) 因事故停运的管道，在投入运行前对事故管段进行全面检验；
- c) 管道腐蚀防护系统的检验按 GB/T 19285 执行；
- d) 管道内检测按 GB/T 27699 执行。

7.1.1.6 管道在停运工况下，阴极保护系统不宜停止运行。

7.1.1.7 建议管道在退役前清空管道内的全部油品并进行清洗作业。

7.1.1.8 当管道出现局部管壁减薄，建议对局部管道进行更换或降压运行，降压运行宜经管道压力评定。

7.1.1.9 管道企业宜制定变更管理程序，严格执行变更过程的环境风险评估、控制和管理。

7.1.2 一般环境风险

满足 7.1.1。

7.1.3 较大环境风险

除满足 7.1.1 外，还建议：

- a) 首次全面检验之后的全面检验周期按 TSG D7003 执行，但最多不超过 10 年；
- b) 存在外腐蚀严重的地区，宜缩小管道外腐蚀检测的周期。

7.1.4 重大环境风险

除满足 7.1.1 外，还建议：

- a) 首次全面检验之后的全面检验周期按 TSG D7003 执行，但最多不超过 8 年；
- b) 存在外腐蚀严重的地区时，缩小管道外腐蚀监测的周期；
- c) 当管道出现局部管壁减薄，宜对局部管道进行更换。

7.2 第三方损坏控制

7.2.1 通则

7.2.1.1 按照以下内容对管道的运行及环境风险状况进行日常巡护，日常巡护检查内容参见附录 D：

- a) 配置专职或兼职管道巡护人员,巡护次数不少于1次/d;
- b) 与地方政府及相关部门建立管道环境应急联动机制;
- c) 设立24 h联系方式;
- d) 每年至少开展两次专门的管道保护知识宣传;
- e) 使用电子巡查系统或其他方式来保证巡护质量;
- f) 配备相关管道探查设备。

7.2.1.2 管道安全标识除按GB 50253、SY/T 6064设置外,还建议设置禁止下列危害管道安全行为的警示标识:

- a) 擅自开启、关闭管道阀门;
- b) 移动、毁损、涂改管道标识;
- c) 在地上管道上行走或者放置重物;
- d) 在埋地管道两侧5 m范围内打桩、打井、钻探、取土等作业。

7.2.1.3 定期对管道标识进行检查。对设置位置不合理或不醒目或已遭受破坏的管道标识进行修复或更换。

7.2.1.4 建议在埋地管道上方巡查便道上设置禁止重型车辆行驶的路障。

7.2.1.5 根据第三方损坏活动的频繁程度、企业内外部的现状条件,选择安装合适的第三方损坏预警系统,参见附录E。

7.2.1.6 建立公众警示程序,公众警示程序按SY/T 6713执行。

7.2.1.7 向公众公开管道企业联系方式,如电话号码、电子邮箱。

7.2.1.8 与当地公安、生态环境、应急管理等部门及沿线社区等建立第三方损坏联防联控机制。

7.2.1.9 建议对管道穿越河床段的覆土深度定期检测。

7.2.2 一般环境风险

满足7.2.1。

7.2.3 较大环境风险

除满足7.2.1外,还建议:

- a) 线路部分每10 km至少应配置专职或兼职的巡护员1名,每日巡护1次。
- b) 跨越段:
 - 1) 宜每日进行巡护;
 - 2) 大中型跨越宜设专职保卫人员24 h值守;
 - 3) 在大中型跨越出入口安装入侵报警系统;
 - 4) 大中型跨越可安装视频监视系统并具有远传功能;
 - 5) 大中型跨越管道跨越河流可安装溢油监测系统,对管线的泄漏情况进行实时监测。
- c) 隧道:
 - 1) 宜每日进行巡护;
 - 2) 宜采用实体门、水封、土封等手段进行两端封堵。
- d) 阀室:
 - 1) 宜每日进行巡护;
 - 2) 宜设置电视监控系统;
 - 3) 可安装门磁探测;
 - 4) 可安装入侵报警系统。

- e) 涉及表 4 中 E1(类型 1)地表水环境风险受体区域宜每日进行巡护,同时可安装溢油监测预警系统。

7.2.4 重大环境风险

除满足 7.2.1 外,还建议:

- a) 无管道光纤预警措施的管段,按 SY/T 6827 设管道声波预警或其他措施。
- b) 线路:
 - 1) 每 8 km 至少配置一名专职的巡护员,每日至少巡护一次,必要时可加密巡护;
 - 2) 对周围人口稠密的重大风险管段,每 50 m 设置一个加密桩;
 - 3) 高寒、无人区等特殊地区可采用无人机巡护,巡护频次根据技术监测和外部环境进行调整。
- c) 跨越段:
 - 1) 每日进行巡护;
 - 2) 大中型跨越宜在跨越出入口安装入侵报警系统;
 - 3) 在电力供应许可的条件下,大中型跨越安装视频监视系统并具有远传功能。
- d) 隧道:
 - 1) 每日进行巡护;
 - 2) 在电力供应许可的条件下,在出入口安装视频监视系统,并具有远传功能;
 - 3) 采用实体门、水封、土封等手段进行两端封堵。
- e) 阀室:
 - 1) 每日进行巡护;
 - 2) 在电力供应许可的条件下,在出入口安装视频监视系统,并具有远传功能;
 - 3) 采用实体门、围墙等手段进行维护。
- f) 涉及表 1 中 E1(类型 1)地表水环境受体区域宜设置溢油监测预警系统;涉及表 1 中 E1(类型 1)中地下水环境风险受体区域宜设置渗漏监测井。

7.3 自然灾害控制

7.3.1 通则

- 7.3.1.1 建议按 SY/T 6828 建立自然灾害环境风险管理程序。
- 7.3.1.2 建立自然灾害环境风险预防和减缓方案。
- 7.3.1.3 在土壤侵蚀、地表沉降等特殊区域采取预防和减缓措施。
- 7.3.1.4 根据自然灾害环境风险评价结果,采取针对性监测和工程治理措施。

7.3.2 一般环境风险

满足 7.3.1。

7.3.3 较大环境风险

除满足 7.3.1 外,还建议:

- a) 关注地震预报部门的地震预报,宜设置自然灾害预警信息系统;
- b) 编制地质灾害专项应急预案。

7.3.4 重大环境风险

除满足 7.3.1 外,还建议:

- a) 设置自然灾害预警信息系统；
- b) 编制地震、泥石流、滑坡、洪汛等地质灾害专项应急预案。

7.4 泄漏监测

7.4.1 无泄漏监测与定位系统的管道建议增加管道泄漏监测与定位系统。管道泄漏监测定位系统符合 SY/T 6826。

7.4.2 可能受管道泄漏污染的大、中型河流,宜在穿跨越下游设视频、油膜或油气监测系统。

8 泄漏环境应急处置

8.1 管道泄漏发生后紧急停泵,迅速关闭截断阀,并及时封堵泄漏源。

8.2 泄漏发生在岸上时,采取围堵措施围住泄漏点油品,阻止油品进入水体。

8.3 泄漏油品进入小型河流、沟渠、小溪等区域后,建议采取筑坝方式进行拦截。溢油发生在有水闸的河流时,宜通过控制河流上下游水闸,合理控制上游来水量,防止溢油继续向下游扩散。溢油发生在没有水闸的小溪或小型河流,可考虑在溢油点上游挖设临时引流沟渠,或利用临时水泵将上游来水引入下游,防止溢油继续向下游扩散。

8.4 进入水面的油品,建议通过采取布放围油栏、吸油拖栏等措施拦截泄漏油品继续扩散。

8.5 泄漏至陆地、岸滩、水面的油品,可采取真空泵、收油机等机械回收等方式对油品进行回收,不具备机械回收条件时,可考虑采用受控燃烧、喷洒溢油分散剂等方式进行处置。

8.6 环境应急过程产生的含油废弃物需妥善处置。

8.7 受管道泄漏影响的区域,宜根据情况开展环境生态修复。

8.8 泄漏油品环境应急处置过程需要注意安全防爆,防止次生爆炸等安全事故发生。

8.9 相关泄漏环境应急处置方法参见附录 F。

附 录 A
(资料性附录)

管道环境风险评估资料收集清单

管道环境风险评估资料收集清单见表 A.1。

表 A.1 管道环境风险评估资料收集清单

序号	数据分类	数据详细信息	
1	管道信息	设计数据	基本信息,如输送量、管径、长度、材质、高程等
			油品性质,种类、密度、黏度等
			自控系统情况,泄漏监测发现及响应时间等
			阀室设置情况,手动、电动等
			其他相关数据
		管道历史事故数据	事故原因、发生过程及环境影响后果,带来的经验教训
		环境风险与应急管理数据	应急预案编制、演练情况
			应急队伍建设情况
			环境应急物资配备、管理、使用等情况
			和周边企业、专业公司等应急联动情况
2	相邻设施信息	设施基本信息	名称、功能用途、距离、方位等
		风险分析	安全评价、环境影响评价等文件中,火灾、爆炸等事故对评估管段造成影响的可能性及影响程度分析
3	路由信息	当地法律、法规、标准及企业管理制度	重点明确当地对于管道环境风险及应急管理具体要求
		管道沿线环境风险受体数据	环境风险受体名称、类型、环境功能、规模等,和管道之间地理高程、距离及方位关系,两者之间是否存在沟、渠等环境通道等
		当地地质、水文、水利、气象资料等数据	管道路由经过地区地质状况,河流流量、水深等;水闸等水利设施及联系人信息等

附 录 B
(规范性附录)
风险控制水平(M)分析

B.1 风险控制水平(M)指标评估细则

风险控制水平(M)分析包括指标评估及风险控制水平(M)分级。

根据表 B.1,确定风险控制水平(M)各项指标分值。

表 B.1 风险控制水平(M)指标评估细则

评估指标			评估依据	分值
环境风险与应急管理(15分)	制度建立情况(5分)		未建立完善的环境风险与应急管理制度,包括环境风险评估、环境应急管理、突发环境事件隐患管理等	5
			针对环境风险评估、环境应急管理、突发环境事件隐患管理等建立完善的环境风险与应急管理制度	0
	制度执行落实(10分)		存在以下任意一种情况的: a) 未按要求定期开展环境风险评估; b) 未按要求编制应急预案、备案、定期修订及演练; c) 未定期开展隐患排查及治理; d) 重大突发环境事件隐患未得到整改	10
			一般突发环境事件隐患未整改完成的,每一项记2分,记满10分为止	2~10
			不存在上述问题的	0
泄漏预防措施(55分)	管道质量管理(15分)		存在以下任意一种情况的: a) 未按要求定期进行设备设施质量检测、检验; b) 检测、检验结果不满足质量要求; c) 阴极防护、水击保护等重要安全保护措施不能正常使用	15
			存在下列情况的,每项记5分,记满15分为止: a) 未经评估超期使用的; b) 降压运行未经论证; c) 翻越点后低洼段及泵站出站段、穿越公路、穿(跨)越河流、防止水击、大落差段等安全保护措施不能正常使用; d) 阀室未设安全防护及监控设施的; e) 过去三年时间内,因设备设施质量问题发生过泄漏事故的	5~15
			不存在上述问题的	0
	泄漏监测(10分)		未设置泄漏监测系统的,或设施不正常使用的	10
			设置的泄漏监测系统能正常使用的	0
	第三方损坏控制(20分)	巡护(5分)	管道线路及阀室巡护次数少于1次/d的	5
			管道线路及阀室巡护次数至少1次/d的	0
		管道标识(2分)	无管道标识,或标识信息缺失、不完善	2
			设置明显的管道标识,且标识信息完善	0

表 B.1 (续)

评估指标			评估依据	分值
泄漏预防措施 (55 分)	第三方 损坏控制 (20 分)	第三方活动 管理(8 分)	未建立有效的第三方施工、信息员、宣传培训、企地联动等管理程序和机制,不能及时掌握第三方活动信息,或对第三方活动的预控管理、过程管理和安全防范要求不完善的	8
			通过建立第三方施工、信息员、宣传培训、企地联动等管理程序和机制,能及时掌握管道沿线第三方活动信息,对第三方活动具有完善的预控管理、过程管理和安全防范要求	0
		管道事故 情况(5 分)	过去三年时间内,发生过因第三方施工、打孔盗油、占压等导致管道泄漏事故	5
			无上述情况的	0
	自然灾害防范(10 分)		未按要求建立自然灾害环境风险管理程序,未采取自然灾害预防、减缓措施的,或管理程序、措施不满足要求	10
			按要求建立自然灾害环境风险管理程序,且采取自然灾害预防、减缓措施的	0
泄漏环境 应急处置 措施 (30 分)	泄漏紧急关断措施 (5 分)		不具备有效的线路截断阀;或设置不符合要求	5
			具备有效的手动截断阀	3
			具备有效的远控截断阀	0
	泄漏紧急封堵措施 (5 分)		控制泄漏源需 3 h 以上	5
			能在 1 h~3 h 内完成泄漏源控制	3
			能在 1 h 内完成泄漏源控制	1
	泄漏油品 处置措施 (20 分)	应急处置 能力(10 分)	溢油应急队伍、应急物资装备种类或数量等存在严重不足,无法满足处置需求	10
			溢油应急队伍、应急物资装备种类或数量等存在不足,无法满足处置需求	5
			具有完善的应急队伍、应急物资装备建设,或与周边单位及专业公司建立应急联动,能较好地满足事故状况下应急处置需求	0
		泄漏油品 处置措施 (5 分)	可能影响取水口等敏感环境风险受体时,现场未设置围堵、拦截、导流等控制措施	5
			可能影响取水口等敏感环境风险受体时,现场设置了围堵、拦截、导流等控制措施	0
		现场环境 (5 分)	现场存在沼泽、湿地、树丛等,或无道路,不利于溢油应急作业快速开展	5
			管道沿线及可能的溢油点地理条件较好,事故情况下有利于开展溢油应急处置	0

B.2 风险控制水平(M)类型划分

将各项指标分值累加,得出风险控制水平(M)值,对照表 B.2 将风险控制水平(M)划分为 3 个类型。

表 B.2 风险控制水平(M)类型划分

风险控制水平(M)值	风险控制水平(M)类型
<25	M1
$\geq 25 \sim < 50$	M2
≥ 50	M3

存在以下情形时,建议直接判定管段风险控制水平(M)为 M3 类:

- 根据 GB 32167 风险评价失效可能性等级为高或较高的;
- 管道组成件不满足设计要求;
- 安全保护装置和措施不满足设计要求;
- 工作压力超过设计压力;
- 其他相关情形。

附 录 C
(资料性附录)

管道环境风险评估报告大纲

管道环境风险评估报告建议包括以下内容：

- a) 管道概况。
- b) 总则：
 - 1) 编制原则；
 - 2) 编制依据：包括政策法规、技术指南、标准规范、其他文件。
- c) 环境风险评估：
 - 1) 管段划分；
 - 2) 沿线环境风险受体情况；
 - 3) 最大可能泄漏量估算；
 - 4) 环境风险管理情况；
 - 5) 泄漏预防措施：包括管道质量管理情况、泄漏监控、第三方损坏控制、地质灾害防范等；
 - 6) 泄漏环境应急处置措施：包括泄漏紧急关断措施、应急物资与装备、救援队伍情况等。
- d) 环境影响后果分析。
- e) 突发环境事件隐患分析及整改计划。
- f) 环境风险等级：包括各管段最大可能泄漏量(Q)分级、风险控制水平(M)分析、环境风险受体敏感性(E)判定、管段环境风险等级。
- g) 附图：包括管道路由图、沿线环境风险受体分布图等。

附 录 D
(资料性附录)
日常巡护检查内容

D.1 日常检查以宏观检查为主,检查的主要项目和内容如下:

- a) 位置与走向确认,主要检查管道位置、埋深和走向;
- b) 地面装置检查,主要检查标志桩、测试桩、里程桩、标志牌、管墩、护坡等的外观完好情况、丢失情况;
- c) 管道沿线防护带调查;
- d) 泄漏检查;
- e) 跨越管段检查,检查跨越段管道防腐保温层、伸缩器、补偿器、锚固墩的完好情况,钢结构及基础、钢丝绳、索具及其连接件等腐蚀损伤情况;
- f) 穿越段检查,检查管道穿越处保护工程的稳固性及河道变迁等情况;
- g) 水工保护设施完好情况检查;
- h) 检查人员认为有必要的其他检查。

D.2 第三方施工检查内容如下:

- a) 施工位置和范围;
- b) 施工方式和施工机械;
- c) 采取的保护措施及其有效性。

D.3 对重大环境风险的管段,还需要对下列内容进行检查:

- a) 穿跨越管道;
- b) 管道出土、入土点,管道阀室、分输点,管道敷设时位置较低点;
- c) 工作条件苛刻及承受交变载荷的管道,如原油热泵站、成品油等进出口处的管道;
- d) 曾经发生过泄漏以及抢险抢修过的部位;
- e) 对有危险的矿产地下采空区、黄土湿陷区、潜在崩塌滑坡区、泥石流区、地质沉降区、风蚀沙埋区、膨胀土和盐渍土、活动断层等地质灾害进行地质条件调查。

附 录 E
(资料性附录)
第三方损坏预警系统

E.1 概述

输油管道安全预警系统包括输油管道泄漏监测系统、管道光纤预警系统、管道声波预警系统、管道穿跨越预警系统、入侵报警系统、视频安防监控系统、光纤周界预警系统、阀室和阴保间的监视预警系统。宜保证所安装的安全预警系统处于工作状态,且宜定期进行检测、维护和校核。

E.2 输油管道泄漏监测系统

输油管道泄漏监测系统主要功能是实现输油管道的在线泄漏监测,对发生的泄漏能够及时报警,并确定泄漏点的准确位置。在设计上宜采用满足以下条件的完全独立且基于音波的管道泄漏监测系统:

- a) 显示、记录、回放功能正常;
- b) 泄漏灵敏度大于 1%管输量(非停输工况);
- c) 误报率小于 2%;
- d) 系统响应时间小于 120 s;
- e) 单个监测管段不小于 50 km。

E.3 管道光纤预警系统

系统利用与管道同沟敷设的通讯光缆中的冗余光纤构成分布式光纤振动传感器,实现长距离管道安全的实时监控,对威胁管道安全的事件及时报警和准确定位。系统应具备自动报警功能,且所应用的光纤不宜多于 3 根,并且宜符合如下核心技术指标:

- a) 监测距离不大于 60 km;
- b) 径向保护范围不小于 1 m(人工挖掘)或不小于 15 m(机械挖掘);
- c) 定位精度不大于 500 m;
- d) 报警率不小于 95%;
- e) 响应时间不大于 60 s。

E.4 管道声波预警系统

系统通过安装在管道外壁的高灵敏度传感器,实现重点地段管道安全的实时监控,通过无线网络传输技术,对威胁事件进行及时报警和准确定位。

该技术的实施依赖于对管道事故高发区的正确选取,选取宜结合管道运行以来的历史记录、管道巡护经验以及风险识别的结果确定。这些地区一般具有,但不局限于以下特征:

- a) 管道与道路的穿越管段;
- b) 远离村庄等人口稠密区;
- c) 管道巡护困难的地点;
- d) 管道埋深较浅。

该技术宜考核的核心技术指标如下：

- a) 保护距离不大于 1 000 m；
- b) 系统的连续免维护时间不小于 1.5 年；
- c) 监测终端的工作温度宜满足 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ；
- d) 监控中心软件宜能够管理至少 500 套监控终端单元；
- e) 监控终端应具备信息处理功能；
- f) 监控终端应具备远程关闭和重启功能。

E.5 管道穿跨越预警系统

系统采用多种传感器布设在穿跨越等重点区域,检测区域内的震动、温度等信息,实现穿跨越管道安全的实时监控。该技术宜符合如下要求。

- a) 管道穿跨越预警技术宜覆盖穿跨越的管体、桥墩、支架、拉索等附属结构；
- b) 埋地设施宜在地表设立标志,并利用高精度 GPS 标定具体位置；
- c) 该技术的埋地设备中使用的埋地线缆宜采取穿管保护或者使用铠装线缆；
- d) 各区域之间宜相互独立,避免某一区域故障造成所有系统无法工作；
- e) 宜能按时间、区域、部位任意编程设防和撤防；
- f) 宜能对设备运行状态和信号传输线路进行检测,对故障能及时报警；
- g) 宜具有防破坏报警功能；
- h) 宜能显示和记录报警部位和有关警情数据,并能提供与其他子系统联动的控制接口信号。

E.6 入侵报警系统

符合 GB 50348 中的相关规定,尚宜符合以下规定：

- a) 本质安全,并且无源、防雷、防爆,不宜使用带有高电压的周界防范设备；
- b) 系统无漏报、误报率低,并且能抵抗环境的影响,尤其是大雨、冰雹、大风等恶劣天气的影响；
- c) 宜在入侵者触及周界时立即报警,响应时间不大于 2 s；
- d) 宜设立监控中心,控制中心宜有人 24 h 值守；
- e) 防区长度不宜大于 300 m,不规则周界站场的转角处宜保证具有与整个周界一致的防范效果,不宜有盲区；
- f) 系统宜使用专用的供电和通信系统；
- g) 系统线缆走线和布防点位置的设置宜留有一定的调整性与冗余度；
- h) 当报警发生时,宜显示周界模拟地形图,并以声、光信号显示报警的具体位置；
- i) 系统宜具备远程调控前端设备,存储运行日志等功能；
- j) 系统探测设备的安装要牢固,安装位置宜选择在坚固的墙面上,同时要保证探测范围内不宜有障碍物。

E.7 视频安防监控系统

宜符合以下规定：

- a) 宜采用 IP 构架产品,分辨率宜达到 480 线宽；
- b) 室外摄像头安装高度宜距地面 3.5 m~10 m；
- c) 系统的画面显示宜能任意编程,能自动或手动切换,画面上宜有摄像机的编号、部位、地址和时

间、日期显示；

- d) 设备区的摄像头宜配置云台,能够调节方向和焦距；
- e) 宜配置夜间补光系统,保证低照度条件下的视频监视；
- f) 信息保存 15 d 以上；
- g) 宜具有画面定格功能；
- h) 宜对多路图像信号具有实时传输、切换显示,能够定时录像、报警自动录像等功能；
- i) 宜配备具有多重检索、慢动作画面、超静止画面、步进性图像分解等功能的录像设备；
- j) 重要部位在正常工作照明环境条件下,图像质量不宜低于《五级损伤制图像质量评价标准》的四级；应急照明情况下,图像质量不宜低于三级；
- k) 摄像机灵敏度宜能适应防护目标的最低照度条件；
- l) 沿警戒线设置的视频安防监控子系统,宜对沿警戒线 5 m 宽的警戒范围实现无盲区监控；
- m) 摄像机室外安装时宜有防雷措施；
- n) 防护区内重要通道或部位,宜设置一定数量的摄像机进行监视。视频安防监控子系统宜与入侵报警子系统、出入口控制子系统联动,当出现入侵报警信息时宜能自动启动摄录设备。

E.8 光纤周界预警系统

利用敷设在周界上的光纤所构成的分布式微振动传感器,实现对站场、油库周界安全的实时监控。对周界遭受的非法入侵破坏事件可及时报警,并对入侵点进行防区定位。

系统应符合以下规定：

- a) 系统具有本质安全性；
- b) 系统监控无盲区、无漏报、误报率低,并且能抵抗环境的影响,尤其是大雨、冰雹、大风等恶劣天气的影响；
- c) 单防区长度不大于 200 m；
- d) 系统具有视频联动功能；
- e) 系统参数可依据不同防区进行单独设定；
- f) 现场处理器工作温度为 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ；
- g) 防雷电和抗 EMI 和 RFI 干扰；
- h) 通讯光缆不宜与传感光缆共线传输,传感光缆宜有护套防护；
- i) 系统可通过设置频域来消除误报；
- j) 系统组网方式不少于两种,应具备 TCP/IP 组网方式。

E.9 阀室、阴保间监视预警系统

阀室、阴保间监视预警系统是利用多传感器全方位检测外界入侵信号,当有入侵发生时系统报警,并实时拍摄现场照片,通过 GSM 模块将现场情况以彩信方式发送到监控中心和安防执勤人员的手机上。

该系统应符合以下规定：

- a) 阀室、阴保间应安装门禁系统,宜将门禁数据接入 SCADA 系统,对于没有 SCADA 系统的手动阀室宜安装具有无线通信功能的监控报警系统；
- b) 系统应具有临时布防和撤防功能,能够远程关闭和开启；
- c) 系统应具有可燃气体报警功能,可燃气体报警器的安装位置宜距地面 0.3 m~0.6 m；
- d) 阀室预警设备宜能监听现场声音并具有警音、警号功能,在入侵行为发生时及时启动并播放报

警音,驱离入侵者;

- e) 系统具备拍摄照片本地存储、远程上传功能,摄像头的分辨率宜达到 3×10^5 像素;
- f) 系统宜能远程控制实时抓拍现场图像,并具有查看历史记录功能;
- g) 适用温度范围宽于 $-40\text{ }^{\circ}\text{C} \sim 70\text{ }^{\circ}\text{C}$,待机功耗不大于 0.35 W ;
- h) 系统达到 EXd IIB 的防爆标准;
- i) 系统宜自带补光灯照明,以适应夜间使用。

附 录 F
(资料性附录)
泄漏环境应急处置方法

F.1 泄漏围堵

泄漏围堵方法建议如下：

- a) 沟渠、小溪穿(跨)越处管道发生泄漏时,宜在泄漏点下游低洼处的位置采取围堰的方式围堵泄漏的油品,宜选择在泄漏点上游合适的位置对沟渠、小溪进行改道,避免更多的水流进入污染区；
- b) 若管道在常年流水的河流穿(跨)越处发生泄漏,宜按照 7.3 的做法进行溢油拦截；
- c) 岸上管道发生泄漏时,宜在地势低洼处设围堰阻止泄漏油品继续进入水体。同时宜在泄漏点附近挖导油沟和集油坑。集油坑与围堰宜满足下列要求：
 - 1) 集油坑和围堰的容积宜能满足油品泄漏量在油槽车到来之前的存放要求；
 - 2) 围堰材料宜就地取材,夯实坚固；
 - 3) 集油坑、导油沟及围堰宜做好防渗处理。

F.2 筑坝拦截

筑坝拦截方法建议如下：

- a) 采取筑实体坝、过水坝、活性炭坝和草垛坝等措施,使油水分离。
- b) 实体坝坝体顶宽不宜小于 1.5 m,坝体底宽不宜小于 2.5 m,且满足土体放坡系数要求(放坡系数不宜低于 1 : 0.5),迎水面宜设置防渗材料(例如:塑料布)防止油品渗透。
- c) 过水坝坝体顶宽不宜小于 1.5 m,坝体底宽不宜小于 2.5 m,且满足土体放坡系数要求(放坡系数不宜低于 1 : 0.5),迎水面应设置防渗材料防止油品渗透;还应设置倒置的过水涵管,过水涵管出口高度不宜高于河岸高度,过水量设置宜满足河流的泄流量。
- d) 活性炭坝宜以桥梁为依托,可用直径为 $\phi 50$ mm 的钢管沿桥边搭成脚手架形式,高度与桥栏杆持平。两排钢管净间距宜为 800 mm,钢管与钢管净间距宜为 1 000 mm,沿钢管高度方向每隔 1 000 mm 宜用直径为 50 mm 钢管横向将打入河床的钢管连接在一起,两排钢管中间放入钢制吊篮,吊篮宜用直径为 10 mm 钢筋制作,钢筋之间间隔 200 mm,吊篮尺寸长、宽、高分别为 1 000 mm、600 mm、108 mm,吊篮四周及底部宜以不大于 100 mm 的铁网围住,吊篮中间放入活性炭,脚手架顶部用栓绳吊住吊篮,便于活性炭的更换。活性炭坝适用于水面溢油的后期处理,起到净化水质的作用。
- e) 草垛坝宜就近取材,坝体宽度不宜小于 2.0 m,坝体宜紧密结实,以坚固的构筑物为支撑进行筑坝。草垛坝适用于管道泄漏初始阶段,在专用抢险物资未送达时,且水面宽度不宜大于 10 m 的沟渠、小溪及河流。

F.3 溢油拦截

溢油拦截方法建议如下：

- a) 河宽小于 50 m 时,宜采用紊流栏、导流栏和收油栏组合的形式,将溢油集中到固定收油点上。

围油栏宜根据油品特性、水的流速、风速及溢油量等选择规格型号。

- b) 河宽不小于 50 m 时,宜采用人字形结构形式,或采用阶梯式结构,将溢油引导到河流两岸。围油栏布置时宜考虑水的流速,并考虑围油栏布放舵、卷扬机、地锚等关键装置布置方式。
- c) 河道弯道处,宜利用河道的弯度及水流运动的轨迹,将溢油聚集到岸边回收。
- d) 岸滩和激流处,宜采用多层布放的方式,并根据水的流速大小、浪高、油品特性及溢油量等因素选择合适的围油栏类型和围油栏裙摆的尺寸。
- e) 对沼泽湿地区域宜采用开沟方式布置环形围油栏。
- f) 冰封的水面下溢油回收,可采用破冰开槽布围油栏的方法。

F.4 溢油回收

溢油回收方法建议如下:

- a) 对于岸滩上的油品,宜通过挖集油坑将油品引入坑内,用防爆型泵类或真空收油机进行回收;对于无法集中的油品,可采用真空收油机进行回收。
- b) 对于水面油品,可利用收油机、收油船、吸油毡、吸油拖栏、凝油剂等进行油品回收。
- c) 水面收油点的选择宜包括但不限于以下几方面:
 - 1) 选择预案中的已经确定的拦截点;
 - 2) 考虑与公路的距离,选择能快速构筑现场作业条件的有利地点;
 - 3) 选择水流较平缓,油品不易逃逸的河段;
 - 4) 考虑人员较少、相对安全的区域;
 - 5) 利用地形构筑收油现场。

参 考 文 献

- [1] GB/T 27512 埋地钢质管道风险评估方法
 - [2] GB/T 28055 钢质管道带压封堵技术规范
 - [3] GB/T 34275 压力管道规范 长输管道
 - [4] HJ 169 建设项目环境风险评价技术导则
 - [5] HJ 941 企业突发环境事件风险分级方法
 - [6] SY/T 5536 原油管道运行规范
 - [7] SY/T 6150.1 钢制管道封堵技术规程 第1部分:塞式、筒式封堵
 - [8] SY/T 6150.2 钢制管道封堵技术规程 第2部分:挡板-囊式封堵
 - [9] SY/T 6325 输油气管道电气设备管理规范
 - [10] SY/T 6695 成品油管道运行规范
 - [11] SY/T 6859 油气输送管道风险评价导则
 - [12] SY/T 6891.1 油气管道风险评价方法 第1部分:半定量评价法
-