

计转站外输埋地管线风险评价及预防措施

——以西北某油田 S 区 AZ1 计转站外输管线为例

杨 鹏^{1,2,3}, 安永福^{1,2}, 陈 阳^{3,4,5}

(1. 中国石化 西北油田分公司 采油一厂, 新疆 轮台 841604; 2. 中国石化 西北石油局, 乌鲁木齐 830011;
3. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500; 4. 俄罗斯乌法国立石油大学,
俄罗斯 乌法 450006; 5. 西南石油大学 石油与天然气工程学院, 成都 610500)

摘要:原油从井口采出后,依靠自身压力经过埋地管线运输到计转站进行加热、脱水、增压后,再压送至联合站做进一步的脱硫、脱水、油气水三相分离等复杂的技术处理,最终进入长输管线外输。考虑到原油输送至联合站在整个工艺流程上的复杂性和输送介质具有火灾爆炸的危险性,不仅需要联合站集输工艺流程进行提前风险预警,还需要对从井口至联合站的埋地管线进行风险预警。由于原油集中在联合站处理,从井口至联合站间的埋地管线输送的是未处理的原油,这部分管线更容易发生腐蚀开裂,所以更有必要对计转站的外输管线进行风险评价,将危险控制在可控范围内,并针对局部危险管道进行防范处理。以西北某油田 S 区 AZ1 计转站外输管线为例,收集 3 年来该管线发生穿孔事故的原因并进行统计,基于故障树(FTA)对管线的正常运行、运行的风险以及发生穿孔事故的因素进行分析,总结规律并采取防控对策。

关键词:计转站;埋地管线;风险评价;故障树分析(FTA)

中图分类号:TE86

文献标识码:A

Risk evaluation and preventive measure of buried outer pipelines in transfer station:

A case study of AZ1 transfer station, area S, northwestern China

Yang Peng^{1,2,3}, An Yongfu^{1,2}, Chen Yang^{3,4,5}

(1.No.1 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841604, China;
2.Northwest Petroleum Bureau of SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China; 3.State Key Laboratory of Oil and
Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;
4.Ufa State Petroleum Technological University, Ufa 450062, Russia; 5.College of Petroleum Engineering,
Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: Crude oils went through buried pipelines by their original pressure to transfer stations after pumping out from wells. They were heated, dried and pressured, and then transported to oil-gas united stations for further complicated processing such as desulfuration, dehydration and oil-gas-water separation, and finally sent outside through long-distance pipelines. In consideration of the complexity of technological process and the dangerousness of transmission medium, an early-warning system of risks is required not only for the process of gathering and transportation, but also for the buried pipelines between wells and oil-gas united stations. Since crude oils are untreated until transporting to united stations, the buried pipelines between wells and united stations are easily to be corroded and crack. Therefore, a risk evaluation and preventive measure of buried outer pipelines are really needed. A case study was made in AZ1 transfer station, S area in an oilfield in northwestern China. We collected and counted all corrosion reasons for three years, and studied normal operations, operation risks and corrosion causes using Fault Tree Analysis (FTA). An early-warning system of risks and some preventive measures were provided.

Key words: transfer station; buried pipeline; risk evaluation; Fault Tree Analysis (FTA)

随着近年来管线事故多发,尤其在 2013 年的“11·22”青岛输油管道爆炸事件过后,国家、各级政府以及各石油化工企业越来越重视管道在使用和运营过程中的安全问题^[1-2]。事故一旦发生,将对整

个国家和人民带来不可估量的经济损失和精神伤害。随着人们对安全问题的重视度不断提高,各高校、科研单位在油气管道、储罐的安全运营上投入了大量的财力、物力和人力;风险评价的方法也

越来越成熟,油气生产单位发生事故的频率也越来越小,业已取得了一定的成效^[3-5]。

油气集输站场生产过程连续,生产介质具有火灾爆炸危险性。集输站场是由若干相互关联的生产单元、生产设施结合而成的用于完成原油、天然气采集、处理和运输全部工艺过程的有机整体。由于站场内各设备和工艺流程的复杂性,许多科研人员针对油气集输站场进行了大量的研究,并做了详细的风险评价及预防措施^[6-7]。然而,他们大多忽略了原油从井口采集出并输送至集输站场的这个过程中,由于原油未经加工处理,高含硫、高含水的原油在经过埋地管线时会对这部分管线造成强烈的腐蚀破坏作用,进而缩短了从井口至联合站的埋地管线的服役寿命。通常情况下,油气生产单位为了降低这部分埋地管线的腐蚀破坏速率,大多在井口和联合站之间修建计转站,对刚采集出来的原油进行初步的脱水处理,以降低这部分埋地管线的腐蚀速率。本文运用故障树的方法对计转站外输埋地管线进行了失效分析及风险评价。

埋地管线的风险评价可将风险控制在合理、可接受的范围内,预防和减少管道事故的发生,经济合理地保证管道安全运行,提高管道的使用寿命^[8]。

1 埋地管线风险评价流程

要确定埋地管线的风险等级,首先需要确定影响管线的危险因素。通过对埋地管线运行流程的

分析,运用定性或定量的风险评价方法,结合对发生故障概率的预测和发生事故的不利后果的估计,从而确定该管线的风险等级。在确定了管线的风险等级后,针对风险等级高的管线需采取相应的风险处理措施^[9]。整个埋地管线的风险评价流程如图 1 所示。

2 埋地管线失效分析及风险评价方法

由于埋地管线的失效因素多,失效原因常常是多种因素共同作用的结果,所以针对埋地管线的风险评价,本文选用事故树分析法,在定性分析的基础上,对基本事件进行定量分析,计算出管道失效发生的概率,以便对计转站外输埋地管线进行风险评价。

事故树分析法(FTA)又名故障树分析法,从要分析的特定事故或故障(顶上事件)开始,层层分析其发生原因,直到找出事故的基本原因(底事件)为止。这些底事件又称为基本事件,它们的数据已知或者已经有统计或实验的结果^[10-11]。

经过统计,运用事故树的分析方法,管线的失效因素多种多样(表 1)。事故树如图 2,3 所示。

3 某油田 S 区 AZ1 计转站外输管线风险评价

1997 年 10 月自西北某油田第一口油井 S48 井投入试采后,1998 年该油田 Q、R、S 区先后投入了开发,2003 年 7 区投入了开发。在经历了试采

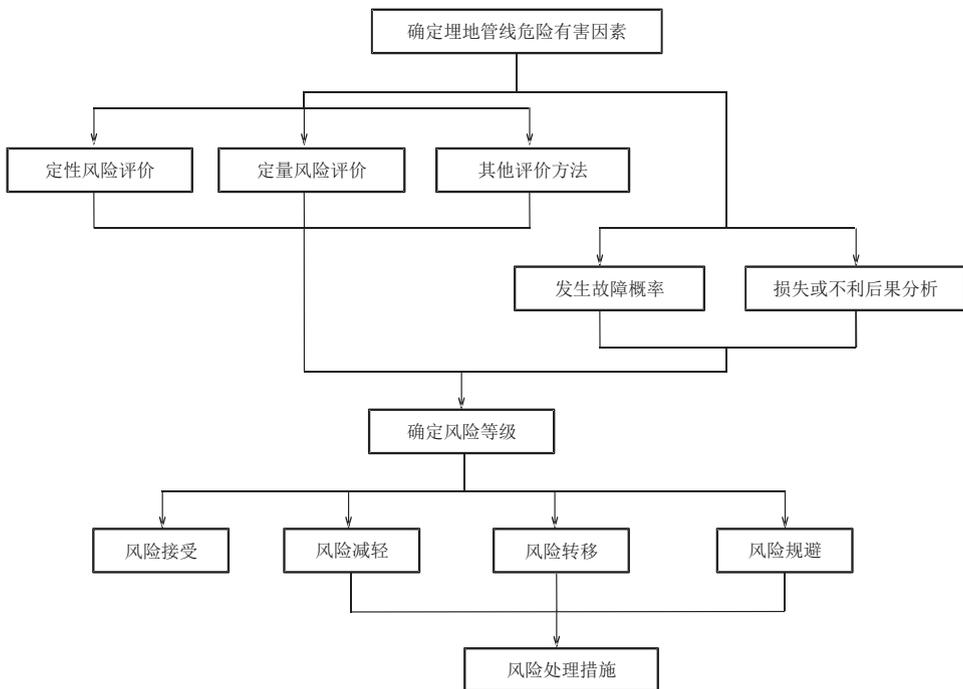


图 1 埋地管线风险评价流程

Fig.1 Risk evaluation flowchart of buried pipelines

表 1 计量站外输管线事故树基本事件
Table 1 Basic event of buried outer pipelines using Fault Tree Analysis

符号	事件	符号	事件
P	管道失效	X16	泥石流
A1	已有缺陷	X17	滑坡
A2	穿孔	X18	塌方
A3	开裂	X19	洪水
B1	腐蚀	X20	加工质量差
B2	自然灾害	X21	管道焊接质量差
B3	第三方损伤	X22	焊接方法不当
B4	误操作	X23	焊接材料不合适
B5	设计	X24	焊后检查不仔细
B6	管道初始缺陷	X25	管沟施工质量差
C1	内腐蚀	X26	管沟深度不够
C2	外腐蚀	X27	打孔盗气
C3	有意破坏	X28	恐怖分子破坏
C4	无意损伤	X29	管道上方违章施工
C5	管道施工	X30	操作失误
C6	管道运营误操作	X31	关键缺陷未发现
C7	管道维护误操作	X32	巡线不到位
X1	防腐绝缘层破损	X33	违章作业
X2	防腐绝缘层过薄	X34	强度设计不合理
X3	防腐绝缘层下部积水	X35	壁厚设计不合理
X4	输送介质腐蚀	X36	管材质量不合格
X5	防腐措施失效	X37	机械损伤
X6	土壤腐蚀	X38	水含量
X7	应力腐蚀	X39	温度
X8	内涂层变薄	X40	硫化氢
X9	缓蚀剂失效	X41	二氧化碳
X10	清管效果差	X42	氧气
X11	阴极保护失效	X43	存在应力集中
X12	土壤 PH 值低	X44	存在残余应力
X13	土壤含水率高	X45	内应力大
X14	土壤还原电位高	X46	运营规程有误
X15	地震	X47	运营监督不到位

上产、稳定高产和递减低产 3 个阶段的开发历程后,目前已进入了开发中后期。随着开发进程的不断深入,综合含水的不断上升,腐蚀问题也已逐渐凸显出来并日趋严重。在该油田特有的“高 CO₂、高 H₂S、高矿化度,低 pH 值”的三高一低腐蚀环境下,目前腐蚀穿孔刺漏事故频发,S 区原油外输管线最大年点腐蚀速率达到 2.33 mm/a,按照 NACE 标准,为极严重腐蚀。

S 区原油外输总管线是该油田分公司最早建设的原油外输管线之一,于 1999 年 8 月建成并投入使用,主要承担着油田 Q-2 站、Q-1 站、S-1 站、S-2 站、S-3 站、S-4 站、3#站共计 7 座站的产液输送任务,管线长度为 11.5 km,管线敷设穿越后期地表红柳植被相对密集和当地居民居住的三角地及油田生产生活设施集中的区域。目前,日转输液量约为 5 500 t,综合含水 70%。

由于管线腐蚀严重,对油田的正常生产和安全环保构成了巨大的威胁,严重制约着油田的发展,因此已于 2011 年 9 月对该段管线进行了更换,现已更换为玻璃钢管线,其中 S-1 油阀组—插入点 2 (2-1 站插入点) DN250,插入点 2 (2-1 站插入点)—插入点 3 (3 号站插入点) DN250,插入点 3 (3 号站插入点)—1 号联 DN300。

S 区总管线目前承担 Q 区、R 区、S 区等共计 7 个计转站原油集输任务,所辖单井 125 口,日输液量 5 500 t,原油产量 1 500 t/d。由于玻璃钢管线出问题后修复困难,一旦发生连接处刺漏或本体外力破坏,将会造成大面积关井,直接影响原油产量。

原 S 区外输总管虽然穿孔较多,但 157 次穿孔均为点蚀,孔径均小于 10 mm,检测整体壁厚大于 5 mm,

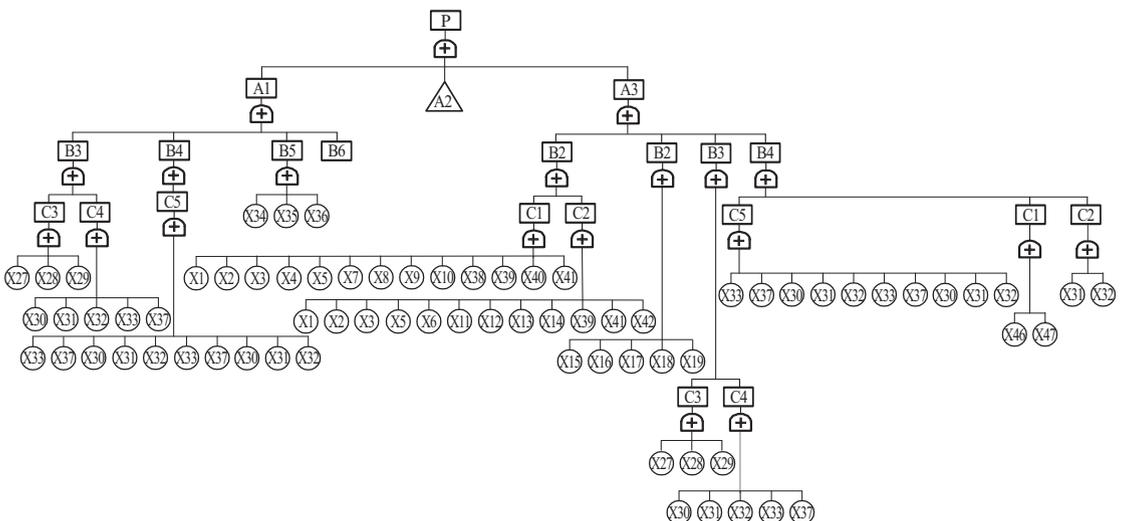


图 2 计量站外输管线失效事故树
 Fig.2 FTA of buried outer pipeline failures

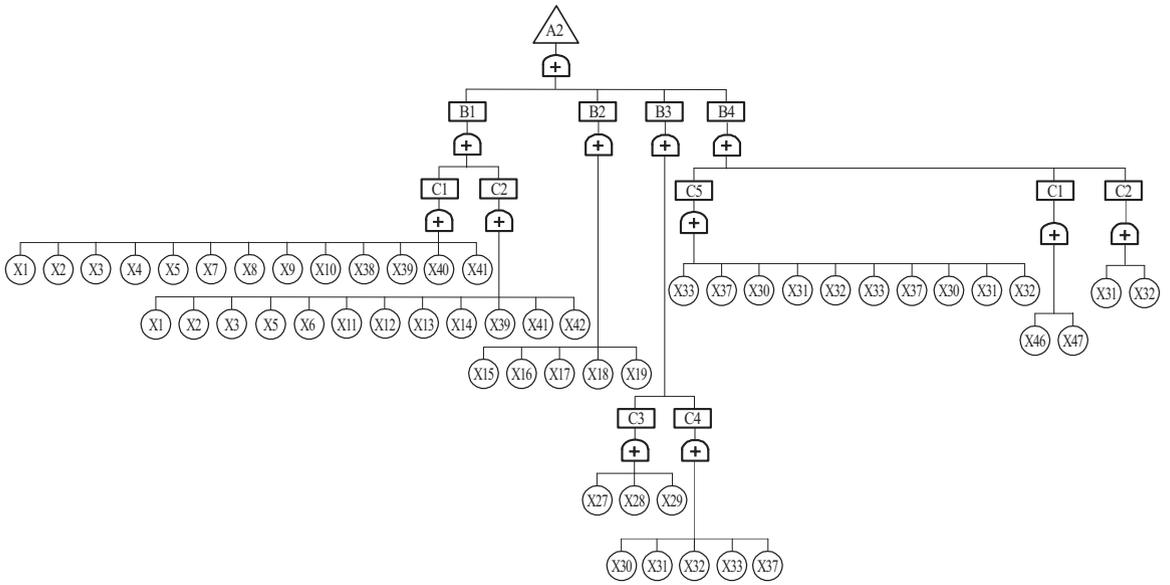


图 3 计量站外输管线穿孔失效事故树
Fig.3 FTA of buried outer pipeline corruptions

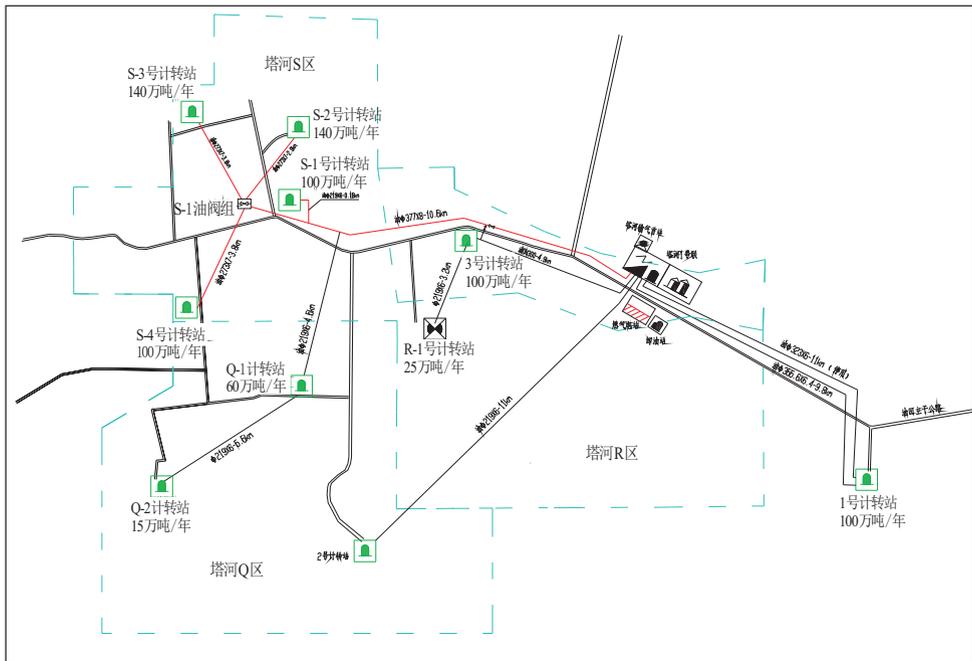


图 4 油田 S 区原油集输系统现状
Fig.4 Current state of crude oil transportation system in area S

管线钢骨架还存在,具备修复价值;管线静态腐蚀速度远远大于动态腐蚀速度,目前该管线停运,并进行了空气吹扫,但无法彻底吹扫干净,管线内仍积有存液。管线内积液的存在会继续对钢质管道本身产生腐蚀,若不采取更为有效的措施,该管线将彻底报废。因此,有必要对原 S 区外输总管进行腐蚀治理,使它与新建玻璃钢管线可以互为备用,以保障原油生产运行安全。

3.1 AZ1 计转站外输管线概况

外输管道所在区域地表植被较多,分布有农

田、水渠,主要以低矮、零散灌木丛为主,局部有部分沙丘。油田范围内无常年地表径流。油田距塔里木河较近,地下潜水面埋深在 3~6 m,地下水矿化度较高,属难以利用的高矿化度地下水(图 4)。本次管段区域位于南天山地震带东段,地震基本烈度为 7 度,地基承载力标准为 110 kPa。

该油田所处地区属温暖带大陆性干燥气候,降水稀少,夏季炎热,冬季干冷,年温差和日温差较大,光照充足,热量丰富,蒸发强烈,风沙活动频繁。

地层水水型为CaCl₂型,总矿化度为23×10⁴ mg/L

表2 外输原油各项物性参数
Table 2 Physical parameters of transported crude oils

密度/ ($g \cdot cm^{-3}$) (20℃)	运动粘度/ ($mm^2 \cdot s^{-1}$) (30℃)	凝固点/ ℃	开口 闪点/℃	燃点/ ℃	含盐量/ ($mg \cdot L^{-1}$)	含硫量/ %	含蜡量/ %	初馏点/ ℃	终馏点/ ℃
0.891 6	38.1	0	24	38	650.28	1.44	5.68	69.5	305.9

左右,pH值6.0~6.4,属偏酸性高矿化度水质,由此可见其腐蚀环境偏强。

外输原油物性如表2所示。

AZ1计转站至外输管线穿越某河段集输管道于2007年12月建成并投入使用,承担AZ1计转站、BT2计转站、BT9计转站、HP4集气站的含水原油外输任务。外输管线规格为 $\phi 273 \times 7.1$,L290MB直缝高频电阻焊钢管,过河段长度约1.57 km,设计压力为4.0 MPa。

该管线实际日转最大输液量约2500 m³,综合含水约70%。运行压力1.12 MPa,外输温度51℃。管线外防腐采用环氧富锌底漆 $\geq 200 \mu m$,外包30 mm厚的黄夹克泡沫塑料保温,管线未作内防。

该油田S区外输总管线于1998年投用,运行已达12年;H₂S(157.6 mg/m³)、CO₂(2.16%)和Cl⁻(134 473 mg/L)等腐蚀性物质含量较高;介质含水(>70%)不断上升,内腐蚀持续发生导致管道发生穿孔。腐蚀部位主要集中在管线本体和焊缝等处。

该油田原S区原油外输总管线有插入点3个,整个系统串接方式和各段距离如图5所示。

3.2 AZ1计转站外输管线失效因素分析及风险评价

从AZ1计转站至一号联合站约1.57 km距离

的外输管线,在穿越河道段,管线埋深于河道下方约1米处。一旦管线发生破损泄漏,对河道产生污染,对周边居民用水将产生巨大的影响。

根据该管线从1998年投入使用至今所发生的穿孔事故,收集每次发生穿孔事故的原因,并将事故原因进行统计,估算该段管线的发生穿孔事故的基本事件概率。

图6为2009年2月至2011年8月AZ1计转站至一号联合站外输管道发生穿孔事件的次数统计

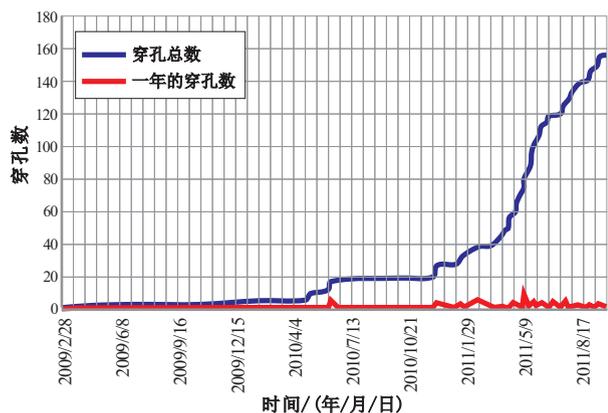


图6 2009年至2011年该油田S区原外输总管线穿孔情况统计

Fig.6 Corrosion statistics of transportation pipelines in area S from 2009 to 2011

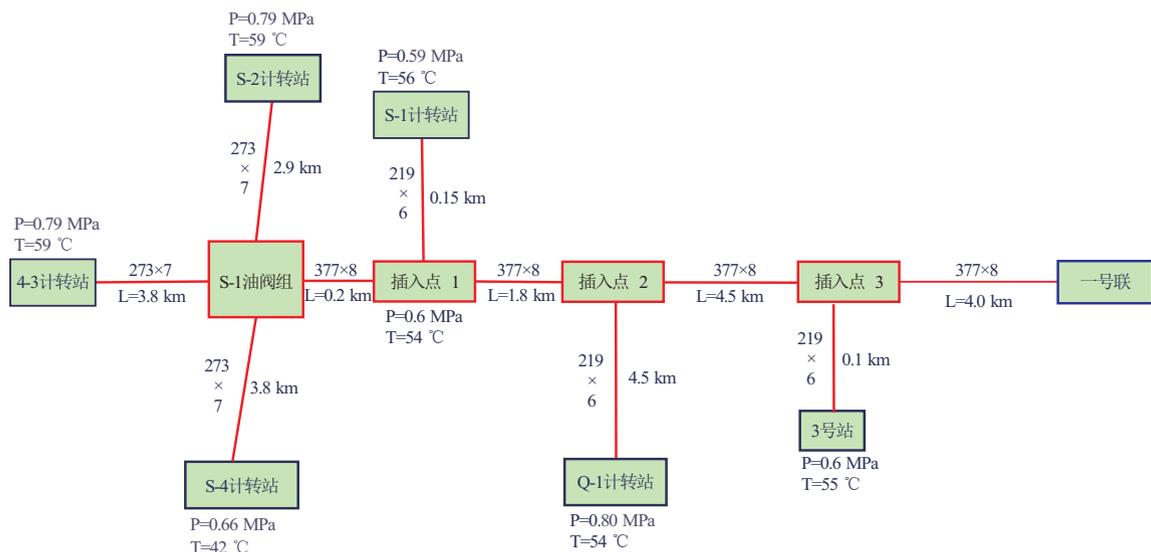


图5 某油田S区外输管线串接

Fig.5 Transportation pipelines in area S

表 3 外输管线发生穿孔事件的一级因素和二级因素概率

Table 3 First grade and second grade factors for transportation pipeline corrosion

一级因素	事件代码	事件数	概率	二级因素	事件代码	事件数	概率
腐蚀	B1	70	0.843 373	内腐蚀	C1	60	0.722 891 566
自然灾害	B2	0	0	外腐蚀	C2	10	0.120 481 928
第三方损伤	B3	5	0.060 241	有意破坏	C3	0	0
误操作	B4	5	0.060 241	无意损伤	C4	5	0.060 240 964
设计	B5	2	0.024 096	管道施工	C5	5	0.060 240 964
管道初始缺陷	B6	1	0.012 048	管道运营误操作	C6	0	0
				管道维护误操作	C7	0	0

表 4 外输管线发生穿孔事件的三级因素概率

Table 4 Probability of third grade factors for transportation pipeline corrosion

三级因素	事件代码	事件数	概率	三级因素	事件代码	事件数	概率
防腐绝缘层破损	X1	60	0.722 892	焊后检查不仔细	X24	4	0.048 193
防腐绝缘层过薄	X2	12	0.144 578	管沟施工质量差	X25	0	0
防腐绝缘层下部积水	X3	60	0.722 892	管沟深度不够	X26	0	0
输送介质腐蚀	X4	60	0.722 892	打孔盗气	X27	0	0
防腐措施失效	X5	10	0.120 482	恐怖分子破坏	X28	0	0
土壤腐蚀	X6	10	0.120 482	管道上方违章施工	X29	0	0
应力腐蚀	X7	0	0	操作失误	X30	2	0.024 096
内涂层变薄	X8	55	0.662 651	关键缺陷未发现	X31	2	0.024 096
缓蚀剂失效	X9	20	0.240 964	巡检不到位	X32	1	0.012 048
清管效果差	X10	2	0.024 096	违章作业	X33	0	0
阴极保护失效	X11	5	0.060 241	强度设计不合理	X34	1	0.012 048
土壤 PH 值低	X12	0	0	壁厚设计不合理	X35	1	0.012 048
土壤含水率高	X13	0	0	管材质量不合格	X36	0	0
土壤还原电位高	X14	0	0	机械损伤	X37	1	0.012 048
地震	X15	0	0	水含量	X38	55	0.662 651
泥石流	X16	0	0	温度	X39	5	0.060 241
滑坡	X17	0	0	硫化氢	X40	20	0.240 964
塌方	X18	0	0	二氧化碳	X41	2	0.024 096
洪水	X19	0	0	氧气	X42	0	0
加工质量差	X20	0	0	存在应力集中	X43	5	0.060 241
管道焊接质量差	X21	5	0.060 241	存在残余应力	X44	5	0.060 241
焊接方法不当	X22	1	0.012 048	内应力大	X45	5	0.060 241
焊接材料不合适	X23	1	0.012 048	运营规程有误	X46	0	0
运营监督不到位	X47	0	0				

计。表 3、4 分别为外输管线发生穿孔事件的一级因素、二级因素和三级因素的概率^[12, 13]。

根据表 3、4 所得出的发生穿孔事件各因素的概率,其中腐蚀造成穿孔事件概率为 $q_{腐} = 0.84$,因此在该油田 S 区 AZ1 计转站外输管线发生穿孔事件失效的主要原因是腐蚀。当然,腐蚀为基础事件,其一级子事件包括内腐蚀和外腐蚀,其中内腐蚀的概率 $q_{内} = 0.72$,而外腐蚀 $q_{外} = 0.12$,说明该管线发生腐蚀的原因主要是由于运输介质对管线内壁的腐蚀作用,从而造成管线内壁的腐蚀穿孔。最

后,根据表 4 我们可以得出造成管线内壁腐蚀的原因主要是防腐绝缘层破损、防腐绝缘层下部积水、输送介质腐蚀、内涂层变薄、输送原油水含量过高这 5 五个因素造成的。

根据 AZ1 计转站外输管线的失效分析及风险评价,找到了造成该跨越河流管段发生穿孔事件的主要原因,对该油田今后管线的维护运营提供了指导数据,并提前做好防护措施。

3.3 AZ1 计转站外输管线失效预防措施

针对该段管线穿孔腐蚀速率高的现状,采取

了管道内穿插 HDPE 管防腐修复技术,提高管内壁的抗腐蚀强度,并定期扫线,及时发现管线内壁的薄弱区域,使该管线能在安全范围内正常运行。

4 结论

(1)该油田计转站外输埋地管线发生穿孔事故的主要风险因素有腐蚀、第三方损伤、误操作、设计、管道初始缺陷等。由于该管线处于沙漠边缘,发生泥石流、滑坡、洪水等自然灾害的几率小,故在这3年内未统计到由于自然灾害造成的管道穿孔事故。

(2)运用事故树分析法统计,得到造成该段穿越河道管线穿孔事故的主要基本事件为腐蚀事件,其中主要以内腐蚀为主,其中内腐蚀又主要由于输送介质中的水对管道内壁造成腐蚀。

(3)根据该管段发生穿孔事故的各项因素的概率,对该油田单位提供了指导性意见,以便对管线采取相应的防护措施,以保证管线的正常运行。

参考文献:

[1] 张世翔,章言鼎. 青岛输油管道泄漏爆炸事故分析与整改建

议[J]. 工业安全与环保,2014(12): 89-91.

[2] 王玉算. 危险化学品事故应急救援机制研究[D]. 泉州:华侨大学, 2015.

[3] 孙伟博,李华,蒲子芳,等. 从青岛、大连两起输油管道爆炸事件谈陆地溢油应急处置[J]. 环境工程,2015(S1): 883-886.

[4] 张树才,牟善军,赵勇,等. 风险评估和事故调查改进探讨:青岛“11·22”输油管道爆炸事故反思[J]. 安全、健康和环境, 2015(12): 7-10.

[5] 张媛媛,王敏,卢宏伟,等. 青岛黄潍输油管道泄漏爆炸事故溢油风化规律[J]. 环境化学,2015(9): 1741-1747.

[6] 赵东风,陈爽,赵志强,等. 基于脆弱性的油气管道风险评估及其应用[J]. 中国安全科学学报,2014(7): 57-62.

[7] 戚建刚. 解析“11·22”青岛输油管道爆炸事件中的六类违法行为[J]. 法学杂志,2014(6): 37-43.

[8] 王毅辉,李勇,蒋蓉,等. 中国石油西南油气田公司管道完整性管理研究与实践[J]. 天然气工业,2013(3): 78-83.

[9] 辛颖,王岩. 基于作业条件危险性分析的集输站场模糊风险评估[J]. 化学工程与装备,2015(4): 211-214.

[10] 张照鸿. 延长气田集输管道的事故分析及风险评估[D]. 西安:西安石油大学, 2014.

[11] 蒋宏业. 油田联合站风险评估技术研究[D]. 成都:西南石油学院, 2004.

[12] 王明凤. 集输场站量化风险评估应用研究[D]. 武汉:长江大学, 2012.

[13] 辛颖,王岩. 油气集输站场实时风险预警评价体系研究[J]. 中国安全科学学报,2013(5): 151-155.

(编辑 叶德燎)

(上接第152页)

工能实现的加砂浓度。

(3)对比酸蚀裂缝与酸蚀加砂裂缝长期导流能力可知在高闭合应力下,酸蚀加砂裂缝导流能力更高,说明携砂酸压是提高导流能力的措施之一。

(4)当导流能力低于 10 D·cm 时,导流能力对产能影响较明显;当导流能力高于 20 D·cm 时,导流能力对产能影响微弱;50 MPa 闭合应力时,酸蚀裂缝能满足导流能力要求;70 MPa 闭合应力下,酸蚀加砂裂缝能满足导流能力要求。

参考文献:

[1] 李富俊,张焯. 复合酸压工艺技术在塔河油田的研究与应

用[J].天然气勘探与开发,2010,33(4): 73-76.

[2] 黄霞,程礼军,李克智,等. 川东北地区碳酸盐岩储层深度酸压技术[J].天然气与石油,2012,30(3): 40-44.

[3] 程伙菊,冯文光,周瑞立.酸蚀裂缝导流能力实验研究[J].石油化工应用,2012,30(12): 83-87.

[4] 牟建业,张士诚.酸压裂缝导流能力影响因素分析[J].油气地质与采收率,2011(2): 69-71.

[5] 姜浒,陈勉,张广清,等.碳酸盐岩储层加砂酸压支撑裂缝短期导流能力试验[J].中国石油大学学报(自然科学版),2009(4): 89-92.

[6] J Deng, Jianye Mou, A D Hill, et al. A new correlation of acid fracture conductivity subject to closure stress[J]. SPE 140402, 2011.

(编辑 叶德燎)