

# 渤海湾海底输油管道溢油风险评估分析<sup>\*</sup>

张立奎<sup>1</sup>, 黄承义<sup>1</sup>, 李建伟<sup>2</sup>, 张永明<sup>1</sup>

(1. 国家海洋局北海海洋工程勘察研究院 青岛 266061; 2. 中海石油环保服务(天津)有限公司 天津 300452)

**摘 要:**渤海湾海底输油管道分布广泛,文章重点从渤海湾海底地形地貌、沉积物类型、水动力条件、海底冲淤变化等自然环境因素的角度,半定量化计算研究区海底输油管道溢油风险评估指标,划分不同区域海底管道的溢油风险等级。并以埕岛油田一条海底输油管道为例,根据实际调查资料核实该海底输油管道状况,分析其溢油风险。

**关键词:**渤海湾;海底管道;溢油风险评估

**中图分类号:**X74:P7      **文献标志码:**A      **文章编号:**1005-9857(2015)08-0096-05

渤海湾是我国海洋石油的重要产区,分布有埕岛、赵东、渤西、南堡等油气田,海底管线较多,分布复杂。近年来由于渤海湾进行了大量的围填海工程,海岸线发生了巨大的变化,海底冲淤变化也较为复杂,有的海底淤积明显,会掩埋输油管道,有的海底发生明显冲刷,会造成输油管道悬空。通过对部分已有海底管道的现状调查发现,海底管道暴露悬空现象较为普遍,这些非设计悬空会破坏输油管道的稳定性,给海底管道的安全运行带来严重隐患<sup>[1]</sup>。

渤海湾南部海域受黄河入海泥沙影响明显,海底堆积大量黄河带来的泥沙,该区域海洋环境、海底地貌条件、浅层工程地质十分复杂,黄河尾闾河道于 1976 年由钓口流路改道清水沟流路,造成渤海湾南部泥沙供给量减少,在强烈的水动力因素作用下,海底较不稳定<sup>[2]</sup>,冲淤状况发生了较大的变化,成为海底输油管道重要的不稳定因素。另外,部分海底输油管道的设计寿命只有 15 年,许多现役海底管道已进入老龄期,管道本身的老化、腐蚀以及人为破坏,管道事故频繁发生,严重影响了管道的正常运行和周围的自然环境。目前较多的海底输油管道将要到达使用年限,因此存在较多的安全隐患。由于海底输油管道的运营环境风险对海洋环境影响较大,一旦发生管道溢油事故,将造成巨大的生态和经济

损失,因此,对渤海湾海底输油管道溢油风险的评估已迫在眉睫,伴随着大量输油管道的退役,有关这方面的研究也应得到加强。

## 1 研究现状

国内外对海底输油管道运营环境风险的研究一直没有停止,国外对管道工程进行风险分析这方面的研究较早,美国的 W. Kent Muhlbauer 提出了较为完整的指数打分法,将风险分为腐蚀、第三方破坏、设计因素与误操作 4 个方面;Herbich 等于 20 世纪 60 年代研究了埋设管道的冲刷现象,随后提出了潮流影响下海底管道平衡冲刷深度的估算方法;Ibrahim 和 Nalluri 通过实验分析将冲刷分为动床冲刷和清水冲刷,提出了这两种冲刷的底床剪切力系数对冲刷深度的影响<sup>[3-5]</sup>。

国内近年来一些学者在海底输油管道风险性研究方面也取得了丰富的成果,余建星等<sup>[6]</sup>运用工程模糊数学理论,提出输油管道风险分析中营运误操作、维护误操作、公众教育等不易确定因素的风险评估方法,使指数法可运用于我国输油管道的风险评估中。祁世芳等<sup>[7]</sup>通过对管道适用性评价、风险评价、完整性评价以及可靠性评价等模式进行讨论、分析和比较,提出了我国输油管道开展安全评估工作的建议。阎通等根

<sup>\*</sup> **基金项目:**国家海洋局海洋溢油鉴别与损害评估技术重点实验室开放基金资助项目(201316);国土资源部海洋油气资源与环境地质重点实验室开放基金项目(MRE201403);海油能源发展股份有限公司英才计划课题“海上溢油悬浮羽流形成机理与探测技术研究”。

据黄河三角洲埕北海域的工程地质条件和水动力条件,分析了海底管道埋置在一定土层深度和裸露于海床上的冲刷稳性,推算了管道冲刷平衡时的最大深度。王利金等对海底输油管道发生悬空的原因进行了分析探讨,并对悬空的海底输油管道的治理提出了一些有效的方法<sup>[1]</sup>。杨兵等应用量纲分析方法对海流、管道与海床之间的动力耦合作用进行了分析,通过实验模拟了典型海洋环境下海底管道的涡激振动和管道周围海床冲刷等问题。杨毅等<sup>[8]</sup>计算并分析了某输油管道悬空管段的应力和可靠性。

从国内外研究可以看出,海底输油管道附近海底的冲刷严重威胁的管道的运营环境风险,通过建立海底输油管道溢油风险评估指标对其进行风险评估,最终能够减少风险需要投入资金,改进运行管理的方法,控制海底管道的风险。

2 溢油风险评估的指标概述

可能导致海底管线漏油的因素很多,如海底管线长期运行受海流和风浪的起伏而受力震动疲劳,造成管线薄弱环节焊缝开裂;海上作业抛锚误碰损坏管线;轮船航运偏离航道刮碰管线,造成海底管线损坏;管线发生水击压力升高致海底管线波动位移拉力作用,造成管线破损;海湾海底急海水旋流长期冲刷海底管线泥沙,使部分管段悬空受力拉裂;发生地震、海啸等不可抗拒的自然灾害损坏管线等。溢油风险可概括为管道自身因素、人为因素和自然因素等<sup>[9]</sup>。

2.1 管道自身因素

海底管道使用材料有缺陷,施工中造成的管道破坏未及时发现,以及管道材料缺陷等都会对管道造成损坏。海底管道腐蚀也是一个重要因素,在海洋环境中引起腐蚀的因素很多,如海洋大气盐分、温度、湿度、光照、海水盐度、含氧量、氯离子含量、海洋生物、泥沙成分等都对管道有不同程度的腐蚀。

2.2 人为因素

管道设计不合理,海上工程施工、船舶起抛锚作业以及拖网捕鱼等人为因素,会对海底管道造成破坏,安装、不当操作及其他未知原因等。

2.3 自然因素

风浪和海流长期作用会造成管道周围土体

的冲刷,使埋设的管道露出管沟,并可能使管道悬跨过长,产生较大应力。自然力对海底管道影响主要有:海底地貌变迁、海床局部冲刷腐蚀、高速海流波浪侵蚀冲刷、悬跨、海床滑移、海床液化等。

本文主要从海底地形地貌、沉积物类型、水动力条件和海底冲淤变化 4 个自然因素对渤海湾海底输油管道溢油风险进行评估。

3 溢油风险评估的指标概述

3.1 地形地貌因素

渤海湾海底地形平缓,水深由近岸向湾中缓慢加深,等深线基本平行于海岸线,湾内平均水深 12.5 m,渤海湾北部曹妃甸浅滩以南有一 WE 走向的沟槽,最大水深可达 38 m。渤海湾南部和西部为典型的淤泥质平原海岸,海岸带宽广低平,形态单一,潮滩处于潮间地带,高潮时被海水淹没,低潮时出露为滩地,是我国海岸带淤泥质潮滩最发育的岸段之一<sup>[10]</sup>。

渤海湾海底坡度较大的区域为北部曹妃甸浅滩附近,以及南部老黄河口外海域。依据渤海湾海底地形特征,将研究区海底输油管道溢油风险划分为中等风险和较高风险。渤海湾北部曹妃甸浅滩附近和南部老黄河口外海域为海底输油管道溢油风险较高区域,其他海域为中等风险区域。据海底地形地貌划分的研究区海底输油管道溢油风险等级如图 1 所示。

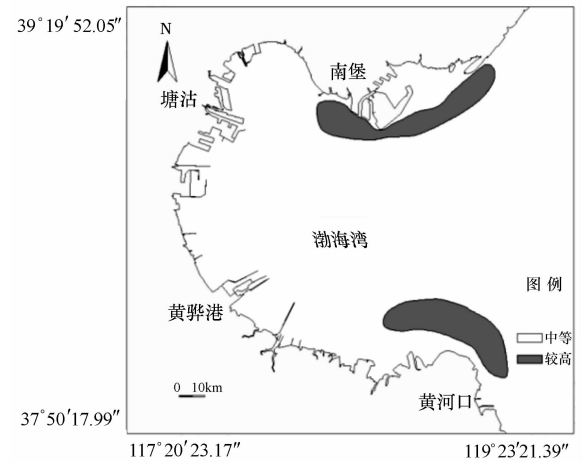


图 1 研究区海底输油管道溢油风险等级划分  
(据海底地形地貌)

3.2 表层沉积物因素

渤海湾表层沉积物整体上呈现中部和南部

细、北部粗的特点。渤海湾北部沉积物类型主要有砂、粉砂质砂和砂质粉砂，沉积物粒度较粗；渤海湾南部沉积物类型主要有粉砂、黏土质粉砂，近岸区域也存在一部分砂和粉砂质砂，沉积物粒度相对较细；渤海湾中部沉积物类型主要为粉砂和黏土质粉砂，沉积物粒度在渤海湾内最细。

渤海湾北部较粗的沉积物应该主要来源于滦河，滦河入海挟带的泥沙沿渤海湾北岸向西输运，较粗的泥沙在距河口较近的近岸区域沉积，形成拦门沙或潮流沙脊等砂质堆积体；较细粒物质则向西部和南部运移。

渤海湾南部存在的较粗的沉积物主要来源于黄河，渤海湾中部和南部较细的沉积物则由入海河流挟带的细颗粒泥沙沉积而来，黄河入海口改道后泥沙来源骤减<sup>[11-12]</sup>。

依据渤海湾表层沉积物特征，将研究区海底输油管道溢油风险划分为中等风险和较高风险。渤海湾北部曹妃甸浅滩附近和南部老黄河口与滨州港之间近岸海域为海底输油管道溢油风险较高区域，其他海域为中等风险区域。据表层沉积物划分的研究区海底输油管道溢油风险等级如图 2 所示。

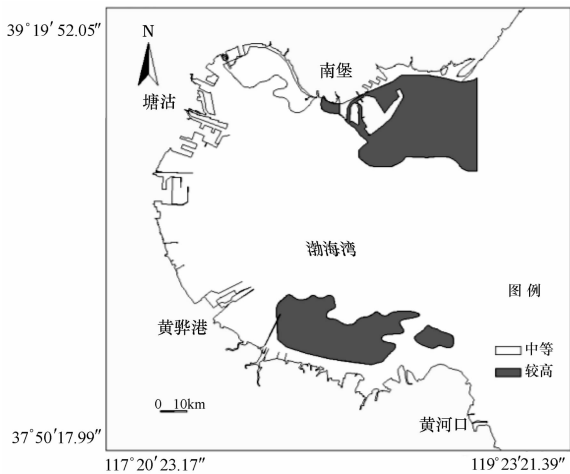


图 2 研究区海底输油管道溢油风险等级划分  
(据表层沉积物)

3.3 水动力因素

据渤海湾水动力状况，北部曹妃甸海域和南部老黄河口外海域潮流流速较大，西部近岸海域潮流流速较小。

依据渤海湾水动力条件特征，将研究区海底输油管道溢油风险划分为较低风险、中等风险和

较高风险。渤海湾北部曹妃甸海域和南部老黄河口外海域为海底输油管道溢油风险的较高风险区域，渤海湾西部近岸大约 20 km 以内海域为低风险区域，其他海域为中等风险区域。据水动力条件划分的研究区海底输油管道溢油风险等级如图 3 所示。

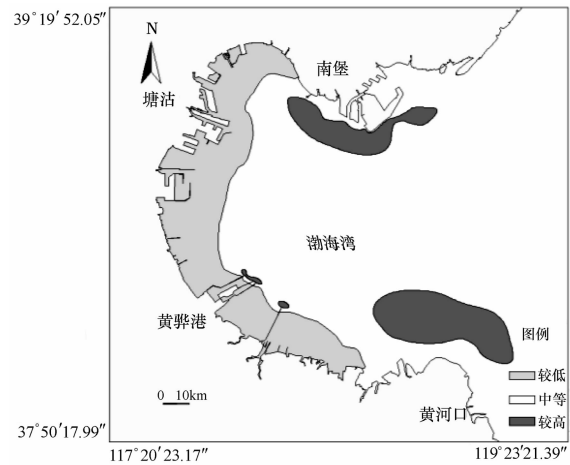


图 3 研究区海底输油管道溢油风险等级划分  
(据水动力条件)

3.4 海底冲淤变化因素

据渤海湾海底冲淤数值模拟结果，渤海湾南部黄河口废弃叶瓣附近海域、大口河和套尔河河口附近海域以及曹妃甸西部海域呈明显的侵蚀状态<sup>[13]</sup>；渤海湾西部和中部则以淤积为主，西北部淤积量略大；近岸区域以淤积为主，部分海域存在一些呈带状分布的侵蚀区。

依据渤海湾海底冲淤变化特征，将研究区海底输油管道溢油风险划分为较低风险、中等风险和较高风险。渤海湾北部曹妃甸海域、南部老黄河口外近岸海域以及滨州港黄骅港天津港南港区外海域为海底输油管道溢油风险较高区域，渤海湾南部离岸约 20~30 km 海域、天津港北港区外海域、曹妃甸港黄骅港港内附近海域为低风险区域，其他海域为中等风险区域。据海底冲淤变化划分的研究区海底输油管道溢油风险等级如图 4 所示。

3.5 风险等级综合分析

综合考虑研究区海底地形地貌、沉积物类型、水动力条件和海底冲淤变化 4 个自然因素可以看出，渤海湾北部曹妃甸浅滩附近和南部老黄河口外海域可定义为海底输油管道溢油风险极

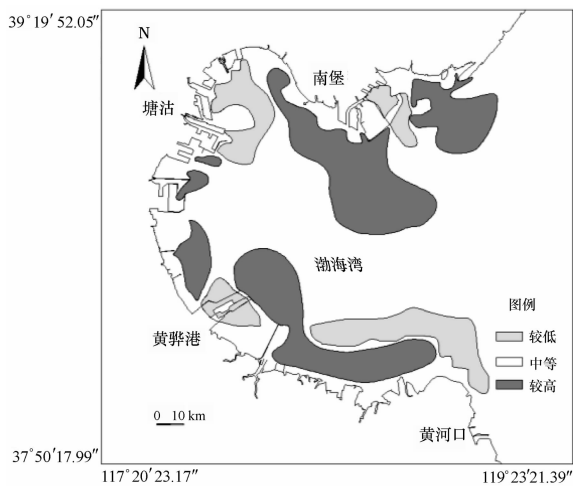


图 4 研究区海底输油管道溢油风险等级划分  
(据海底冲淤变化)

高区域,渤海湾西部近岸海岸线平缓、海底地貌简单海域一般为海底输油管道溢油风险较低区域,其他海域可视为中等风险区域。

结合研究区管道分布情况,埕岛油田海底管线分布最多、最复杂,而此处又存在海底输油管道溢油风险极高区域,因此埕岛油田是研究区海底输油管道溢油风险等级最高的区域。研究区北部曹妃甸及冀东油气田附近也有部分管线位于海底输油管道溢油风险较高区域,研究区西部的渤西油气田大部分位于海底输油管道溢油风险较低区域。

4 海底管道调查验证

据 2012 年埕岛油田管线复勘资料,中心一号—海三站 457 管道位于渤海湾南部海域,管道路由区水深在 3.1~12.5 m 间,由中心一号平台向海三站登陆点处水深逐渐变浅,水深最深处在平台附近,最浅处在登陆点处。调查区整体地形比较平坦,距中心一号平台约 2 590~5 970 m 区域存在大面积冲蚀区域,水深变化在 1~1.5 m,形成沿路由方向长达约 2 216 m 的冲刷地带,冲刷沟最深处水深为 8.9 m;平台和登陆点防护带地形相对较复杂,中心一号平台周围有冲蚀地貌存在,登陆点防护带周围由于冲刷作用形成冲刷坑。

本次调查共发现 3 处悬空地段(图 5):第一处悬空管道位于距平台桩腿 27~211 m 的位置,悬空长度 184 m,最大悬空高度 1.86 m;第二处

悬空管道位于距桩腿 4 582~4 608 m 的位置,悬空长度 26 m,最大悬空高度为 0.43 m,此处位于冲刷沟内,沟深约 1 m;第三处悬空管道位于距桩腿 7 495~7 514 m 的位置,悬空长度 20 m,悬空高度最大为 0.35 m。悬空管道多波束图像如图 6 所示。

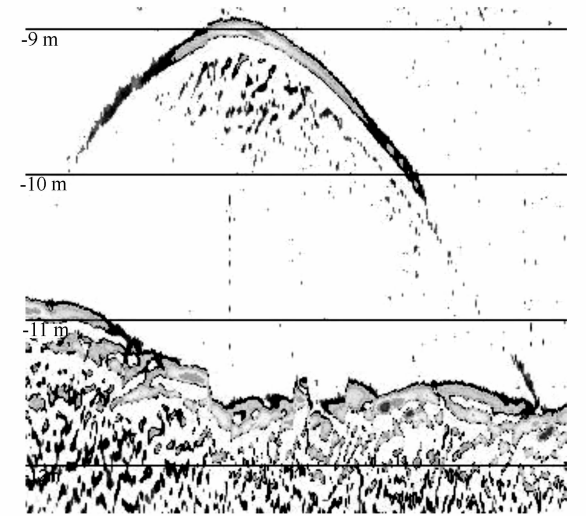


图 5 中心一号平台附近悬空管道图谱

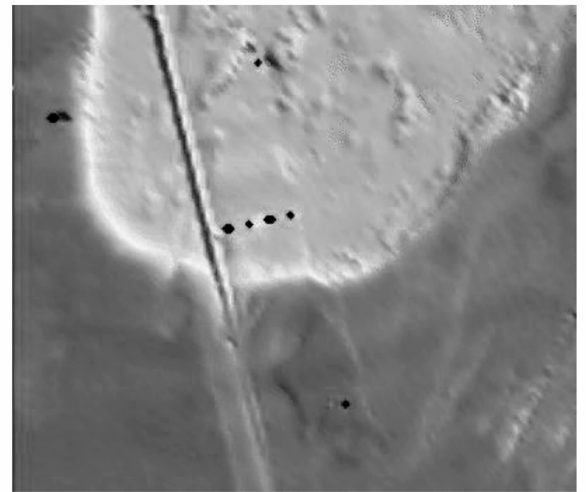


图 6 悬空管道多波束图像

渤海湾南部海域海底冲刷较为普遍,尤其是海底管道立管底部的冲刷较为严重,也是造成海底管道悬空的一个重要因素,为了保证海底输油管道在海底的稳定,应该改进常规的挖沟埋管工艺,尽量将管道埋设在不能冲刷的深度。建议对已经防护的长距离悬空管道加密防护,对未防护悬空部分立即进行防护,对位于冲刷地貌发育地

段的出露管道立即进行防护,对其他出露管道采取适当的措施进行防护。对于已经投产的海底管道悬空的治理,建议采用水下短桩支撑法,抛砂袋结合混凝土块覆盖法<sup>[14]</sup>进行防护。对位于冲蚀地貌发育地段的管道不定期监测,及时发现问题,预防事故发生,同时为工程设计提供准确的数据。

5 结论

本文重点从沉积物类型、水动力条件、海底地形地貌、海底冲淤变化等自然环境因素的角度,半定量化计算渤海湾海底输油管道溢油风险评估的指标,划分不同区域海底管道的溢油风险等级。并以埕岛油田一条海底输油管线为例,根据实际调查资料核实该海底输油管线状况,分析其溢油风险。

本文综合考虑研究区海底地形地貌、沉积物

类型、水动力条件和海底冲淤变化 4 个自然因素,可以看出,渤海湾北部曹妃甸浅滩附近和南部老黄河口外海域可定义为海底输油管道溢油风险极高区域,渤海湾西部近岸海岸线平缓、海底地貌简单海域一般为海底输油管道溢油风险较低区域,其他海域可视为中等风险区域。结合研究区管道分布情况,埕岛油田海底管线分布最多、最复杂,而此处又处于海底输油管道溢油风险极高区域,因此埕岛油田是研究区海底输油管道溢油风险等级最高的区域。

通过研究可以看出,海底输油管道附近海底的冲刷严重威胁的管道的运营环境风险,通过建立海底输油管道溢油风险评估指标对其进行风险评估,最终能减少风险需投入的资金,改进运行管理的方法,控制海底管道的风险,因此本项目研究具有重要实践意义。

参考文献

[1] 王利金,刘锦昆. 埕岛油田海底管道冲刷悬空机理及对策[J]. 油气储运,2004,23(1):44—4.

[2] 中国海湾志编纂委员会. 中国海湾志第十四分册: 重要河口[M]. 北京: 海洋出版社,1998:626—733.

[3] ALTSHULER B, PASTEENACK F. Statistical measures of lower limit of detection of a radioactivity counter[J]. Health Physics, 1963,9(2): 149—154.

[4] CURRIE L A. Limit for quantitative detection and quantitative determination[J]. Analytical Chemistry, 1968,67(3): 586—593.

[5] IBRAHIM A,NALLURI C. Scour prediction around marine pipelines[C]//Proc 5th Int SymP on offshore Mech and Arctic Eng,Japan;Tokyo,1986:679—684.

[6] 余建星,李建辉,黄国平,等. 基于模糊综合评判的输油管道系统安全风险评估方法[J]. 中国海上油气,1998,10(2):13—19.

[7] 祁世芳,余建墨. 输油管道安全评估模式及其在我国的应用[J]. 油气储运,2002,21(3):5—9.

[8] 杨毅,闫宝东,廖柯熹. 输油管道悬空管段应力计算[J]. 石油学报,2011,32(5):911—914.

[9] 余建星,黄振广,李建辉,等. 输油管道风险评估方法中风险分析因素权重调整研究[J]. 中国海上油气,2001,13(5):41—44.

[10] 李广雪,杨子庚,刘勇. 中国东部海域海底沉积物成因环境图[M]. 北京:科学出版社,2005.

[11] 中国科学院海洋研究所. 渤海地质[M]. 北京:科学出版社,1985.

[12] 李建伟,吴建政,胡日军,等. 渤海湾西南部海域表层沉积物分布特征[J]. 海洋地质前沿,2011,27(9):11—17.

[13] 尹延鸿. 现代黄河三角洲海岸的冲淤及造陆速率[J]. 海洋地质动态,2003,19(7):13—18.

[14] 仲华. 某气田群海底管道的冲刷机理[J]. 油气储运,2011,30(5):380—384.