

中石油海南销售有限公司
东方油库汽柴油输油管道改建项目
安全预评价报告
（备案稿）

建设单位：中石油海南销售有限公司

建设单位法定代表人：韩钊

建设项目单位：中石油海南销售有限公司东方油库

建设项目单位主要负责人：卢玉良

建设项目单位联系人：王东明

建设项目单位联系电话：17776919966

（建设项目单位盖章）

二〇二二年十二月

中石油海南销售有限公司
东方油库汽柴油输油管道改建项目
安全预评价报告
(备案稿)

评价单位名称：江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心

资质证书编号：APJ-（赣）-002

法定代表人：应 宏

技术负责人：周红波

评价项目负责人：吕红转

评价单位联系电话：0791-87379371

(安全评价机构盖章)

二〇二二年十二月

评价人员

	姓名	证书编号	从业登记号	专业	签字
项目负责人	吕红转	1800000000201102	019435	安全工程	
项目组成员	吕红转	1800000000201102	019435	安全工程	
	谢寒梅	S011035000110192001584	027089	电气工程 自动化	
	曾华玉	0800000000203970	007037	化工机械	
	王波	S011035000110202001263	040122	化工工艺	
	许玉才	1800000000200658	033460	机械	
报告编制人	吕红转	1800000000201102	019435	安全工程	
报告审核人	占伟	S011035000110192001525	027085	自动化仪表	
过程控制负责人	檀廷斌	1600000000200717	029648	化学工程 与工艺	
技术负责人	周红波	1700000000100121	020702	化工机械	

前言

中石油海南销售有限公司东方油库汽柴油输油管道项目于 2008 年运营投产，该项目共两条管线，分别输送汽油、柴油，两条管线并行，单线长度约为 4.73km（其中包含码头前沿 900m 架空管线）。本项目管线起点为海南八所港务有限责任公司第二装卸区港区门口，穿越罗带河，终点为东方油库，管线总长 3.83km（本次评价不含码头前沿 900m 架空管线）。管线管径均为 273mm，采用 3PE 加强级防腐层外加牺牲阳极保护。管道设计压力 1.6MPa，日常运行压力 0.4MPa 左右，输送管道规格为 D273mm×9mm20#钢管。该管道分别于 2009 年、2013 年和 2017 年进行过局部改造（主要为防腐层修复、更换管道）。

2020 年 8 月下旬，该项目柴油管道穿越罗带河段由于管道腐蚀原因，出现腐蚀穿孔事件。中油海南销售分公司及时组织相关人员、队伍进入现场抢险，同时聘请国内专家及相关部门对泄漏原因进行查找、分析、检测、治理。目前，漏油事件及治理已完成。

通过此次事件，拟对罗带河过河段管线以及难以进行防腐维护的管线进行改造。原有部分管线利旧使用，部分路段改造，管道沿线情况如下：

（1）码头出口段改建：k0+0.0 处至 k0+154.0 处，该段长度为 154m（码头外），因埋地管线距离埋地高压电缆过近，无法开挖防腐，检维修困难。拟将该段进行改线，改线后该段长度为 164m。

（2）k0+154.0 至 k0+654.0，该段管线利旧。

（3）k0+654.0 至 k0+994.0 为罗带河段管道改建：穿越罗带河段柴油、汽油管线，改造长度均为 340m。在现有的 D273mm 的过河管道，穿插一条 de250PE100SDR26 的 PE 管作为内衬管，然后在 PE 管中穿插一条 316L 不锈钢管道（Φ219×5mm）进行介质输送。

（4）k0+994 至 k3+830.0 为利旧部分。

根据《国家安全监管总局办公厅关于调整油气管道安全监管职责的通知》（安监总厅〔2014〕57号）、《国家安全监管总局办公厅关于明确石油天然气长输管道安全监管有关事宜的通知》（安监总厅管三〔2014〕78号）、《建设项目安全设施“三同时”监督管理暂行办法》（安监总局令第36号，经77号修订）的要求，本项目属于陆上油气管道项目，需进行安全预评价。

受中石油海南销售有限公司东方油库的委托，江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心承担了本项目的安全预评价工作。本报告主要根据《陆上油气管道建设项目安全评价导则》（AQ/T3057-2019）进行编制。

在本报告编写过程中，得到了中石油海南销售有限公司东方油库的积极配合，在此表示衷心感谢！

目录

前言	III
1 概述	1
1.1 评价目的	1
1.2 评价范围	1
1.3 评价依据	1
1.4 安全评价程序	7
2 建设项目概况	10
2.1 基本情况	10
2.2 基本概况	11
2.3 自然环境	27
2.4 社会环境	30
2.5 线路工程	30
2.6 站场工程	36
2.7 公用工程	36
3 评价单元划分和评价方法选择	40
3.1 评价范围	40
3.2 评价单元的划分	40
3.3 安全评价方法的选择	41
4 危险有害因素辨识	44
4.1 危险有害物质	44
4.2 线路	48
4.3 自然环境危险有害因素分析	50
4.5 社会环境	51
4.6 站场工程	52
4.7 公用工程	52
4.8 施工期间危险因素分析	52
4.9 运营期间有害因素分析	54
4.10 本项目对周边环境的影响分析	55
4.11 重大危险源辨识	55
4.12 辨识结果汇总	55

5 定性、定量评价	57
5.1 线路	57
5.2 公用工程	76
6 安全管理	80
6.1 安全管理机构设置	80
6.2 人员编制与安全管理机构设置	80
6.3 个体安全防护用配	80
6.4 抢维修机构设置与设备配备	81
6.5 安全投入	81
6.6 外部依托力量	82
7 结论与建议	83
7.1 结论	83
7.2 对安全设施设计的建议	84
7.3 对施工的建议	85
7.4 对生产运行的建议	86
8 与建设单位交换意见	87
9 附件、附图	88
9.1 附件	88
9.2 附图	88

1 概述

1.1 评价目的

为了全面落实油气管道相关安全法律法规、标准规范的要求，对中石油海南销售有限公司东方油库汽柴油输油管道改建项目存在的危险有害因素进行辨识、分析，提出《东方油库汽柴油输油管道过河段修复方案设计》（简称“设计方案”）、《东方油库输油管道隐患整改工程施工图纸》（简称施工图纸）中已有安全对策措施的可行性和评价后补充的安全对策措施，作出合规性评价，指导中石油海南销售有限公司东方油库汽柴油输油管道改建项目下一步的安全设施设计。

1.2 评价范围

根据委托书，明确本次安全评价的范围为：东方油库库外管线工程，主要从油库至海南八所港务有限责任公司第二装卸区港区门口的汽油、柴油管道、附属安全设施、公用工程、安全管理等。主要包含对原有管线的安全现状进行评估及改建段工程的安全评价。（不包含第二装卸区门口处阀门至码头 900m 架空管线）。凡涉及环保方面的问题，应执行国家有关规定和标准，不包括在本评价范围之内。

1.3 评价依据

1.3.1 建设项目《设计方案》和相关支持性文件

（1）《东方油库汽柴油输油管道过河段修复方案设计》（北京中联奥意工程设计咨询有限公司，2021.02）；

（2）《东方油库输油管道隐患整改工程施工图纸》（四川省川机工程技术有限公司，2021.5）；

（3）《东方油库汽柴油输油管道过河段修复方案设计评审报告》（海南恒壹安全技术服务有限公司，2021.3）；

(4) 《东方油库输油管道检测评价及完整性管理项目总结报告》（中国石油天然气集团公司管材研究所，2019.12）。

1.3.2 安全法规、规章

1.3.2.1 国家法律法规

(1) 《中华人民共和国安全生产法》（全国人民代表大会常务委员会，主席令〔2002〕第70号公布，主席令〔2021〕第88号修正，2021年9月1日实施）；

(2) 《中华人民共和国劳动法》（全国人民代表大会，主席令[1994]第28号公布，主席令〔2018〕第24号修正，2018年12月29日实施）；

(3) 《中华人民共和国防洪法》（全国人民代表大会常务委员会，主席令[1997]第88号，2016年修正，2016年7月2日实施）；

(4) 《中华人民共和国突发事件应对法》（全国人民代表大会常务委员会，主席令[2007]第69号，2007年11月1日起施行）；

(5) 《中华人民共和国消防法（2019年修正）》（全国人民代表大会常务委员会，主席令[2008]第29号，主席令〔2021〕第81号修正，2021年4月29日实施）；

(6) 《中华人民共和国防震减灾法》（全国人民代表大会常务委员会，主席令[2008]第7号，2009年5月1日起施行）；

(7) 《中华人民共和国职业病防治法》（全国人民代表大会常务委员会，国家主席令[2011]第52号，2018年修正，2018年12月29日施行）；

(8) 《中华人民共和国特种设备安全法》（全国人民代表大会常务委员会，国家主席令[2013]第4号，2014年01月01日施行）；

(9) 《建设工程安全生产管理条例》（国务院，国务院令第393号，2004年02月01日施行）；

(10) 《生产安全事故报告和调查处理条例》（国务院，国务院令 493 号，2007 年 06 月 01 日施行）；

(11) 《工伤保险条例》（国务院，国务院令 586 号，2010 年修订，2010 年 12 月 20 日施行）；

(12) 《危险化学品安全管理条例》（国务院，国务院令 645 号，2013 年修正，2013 年 12 月 7 日施行）；

(13) 《生产安全事故应急条例》（国务院，国务院令 708 号，2019 年 4 月 1 日施行）。

1.3.2.2 部门规章

(1) 《建设工程消防监督管理规定》（公安部令 106 号，2009 年 5 月 1 日施行）；

(2) 《国务院办公厅关于印发突发事件应急预案管理办法的通知》（国办发[2013]101 号，2013 年 10 月 25 日施行）；

(3) 《消防监督检查规定》（公安部令 120 号，2009 年 5 月 1 日施行）；

(4) 《特种设备作业人员监督管理办法》（国家质检总局令 140 号，2010 年修改，2011 年 7 月 1 日施行）；

(5) 《生产经营单位安全培训规定》（国家安全生产监管总局令 3 号，国家安全生产监管总局令 80 号第二次修正，2006 年 3 月 1 日施行）；

(6) 《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》（国家安监总局令 16 号，2008 年 2 月 1 日施行）；

(7) 《生产安全事故信息报告和处置办法》（国家安监总局令 21 号，2009 年 7 月 1 日施行）；

(8) 《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（国家安监总局令 30 号，2010 年 7 月 1 日施行）；

(9) 《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安监总局令第36号，国家安全监管总局令第77号修正，2015年4月2日实施）；

(10) 《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（国家安监总局令第40号，2015年5月27日国家安全监管总局令第79号修正，2015年7月1日施行）；

(11) 《危险化学品建设项目安全监督管理办法》（国家安监总局令第45号，2015年国家安全监管总局令第79号修正，2012年4月1日施行）；

(12) 《工作场所职业卫生监督管理规定》（国家安监总局令第47号，2012年6月1日施行）；

(13) 《生产安全事故应急预案管理办法》（国家安监总局令第17号，应急管理部令第2号修正，2019年9月1日起施行）；

(14) 《危险化学品目录（2015版）》（国家十部委公告[2015]第5号）；

(15) 《首批重点监管的危险化学品名录》（安监总管三[2011]95号）；

(16) 《首批重点监管的危险化学品安全措施和事故应急处置原则》（安监总管三[2011]142号）；

(17) 《防雷减灾管理办法》（中国气象局令第24号，2013年6月1日起施行）；

(18) 《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财企[2012]16号）；

(19) 《陆上油气输送管道建设项目安全审查要点（试行）的通知》（安监总厅管三[2017]27号）；

(20) 《关于调整油气管道安全监管职责的通知》（安监总厅〔2014〕57号）；

(21) 《国家安全监管总局等八部门关于加强油气输送管道途经人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》（安监总管[2017]138号）。

1.3.2.3 地方法规

(1) 《海南经济特区安全生产条例》（海南省第五届人民代表大会常务委员会公告第 83 号，2017 年 2 月 1 日实施）；

(2) 《海南省防震减灾条例》（2007 年 3 月 30 日海南省第三届人民代表大会常务委员会第二十九次会议《关于修改〈海南省防震减灾条例〉的决定》修正）；

(3) 《海南自由贸易港消防条例》（海南省人民代表大会常务委员会第 61 号，自 2020 年 11 月 1 日起实施）；

(4) 《海南经济特区工伤保险实施办法》（2005 年 3 月 3 日海南省人民政府令第 186 号发布，2012 年 5 月 29 日海南省政府令第 239 号修订，2005 年 4 月 1 日实施）。

1.3.3 安全标准及规范

(1) 《建筑设计防火规范（2018 版）》（GB50016-2014）；

(2) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

(3) 《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）

(4) 《车用汽油》（GB17930-2016）

(5) 《车用柴油》及 1 号修改单（GB19147-2016/XG1-2018）；

(6) 《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）；

(7) 《危险货物品名表》（GB12268-2012）；

(8) 《陆上油气管道建设项目安全评价导则》（AQ / T3057-2019）；

(9) 《工作场所有害因素职业接触限值第 1 部分：化学有害因素（GBZ2.1-2019）；

(10) 《工作场所有害因素职业接触限值第 2 部分：物理因素》（GBZ2.2-2007）；

- (11) 《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）；
- (12) 《安全色》（GB2893-2008）；
- (13) 《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）；
- (14) 《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》（GB7231-2003）；
- (15) 《建筑照明设计标准》（GB50034-2013）；
- (16) 《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）；
- (17) 《消防安全标志设置要求》（GB15630-1995）；
- (18) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- (19) 《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）；
- (20) 《用电安全导则》（GB/T13869-2017）；
- (21) 《低压配电设计规范》（GB50054-2011）；
- (22) 《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）；
- (23) 《防止静电事故通用导则》（GB12158-2006）；
- (24) 《石油与石油设施雷电安全规范》（GB15599-2009）；
- (25) 《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016年版）；
- (26) 《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2011）；
- (27) 《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）；
- (28) 《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）；
- (29) 《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）；
- (30) 《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》（GB50991-2014）；
- (31) 《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》（GB/T50698-2011）；
- (32) 《低压流体输送用焊接钢管》（GB/T3091-2015）；
- (33) 《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）；
- (34) 《企业职工伤亡事故分类》（GB6441-1986）；

- (35) 《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018）；
- (36) 《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）；
- (37) 《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》（GB/T50062-2008）；
- (38) 《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）；
- (39) 《石油行业安全生产标准化管道储运实施规范》（AQ2045-2012）；
- (40) 《工业金属管道工程施工规范》（GB50235-2010）；
- (41) 《油气架空管道防腐保温技术标准》（SY/T7347-2016）。

1.3.4 其他评价报告

(1) 《海南东方化工有限公司库外管线工程安全预评价报告》（海南中安科安全技术咨询有限公司，2008.12）

(2) 《海南东方化工有限公司库外管线工程安全验收评价报告》（海南中安科安全技术咨询有限公司，2009.3）

1.4 安全评价程序

根据《安全评价通则》中关于安全评价程序的规定，该项目安全现状评价工作程序可分为以下六个阶段：

(1) 准备阶段

明确被评价对象和范围，收集国内外相关法律法规、技术标准及工程、系统的技术资料。

(2) 危险、有害因素辨识与分析

根据被评价的危险化学品生产企业的情况，辨识和分析危险、有害因素，确定危险、有害因素存在的部位、存在的方式、事故发生的途径及其变化的规律。

(3) 定性定量评价

在危险、有害因素辨识和分析的基础上，划分评价单元，选择合理的评价方法，对危险化学品生产企业发生事故的可能性和严重程度进行定性、定量评价。

(4) 提出安全隐患及整改对策措施

根据定性、定量评价结果，提出消除或减弱危险、有害因素的技术和管理措施及建议。

(5) 形成评价结论及建议

简要地列出主要危险、有害因素的评价结果，指出危险化学品生产企业应重点防范的重大危险、有害因素，明确生产经营者应重视的重要安全措施。

(6) 编制评价报告

(7) 安全评价程序见图 1.4-1。

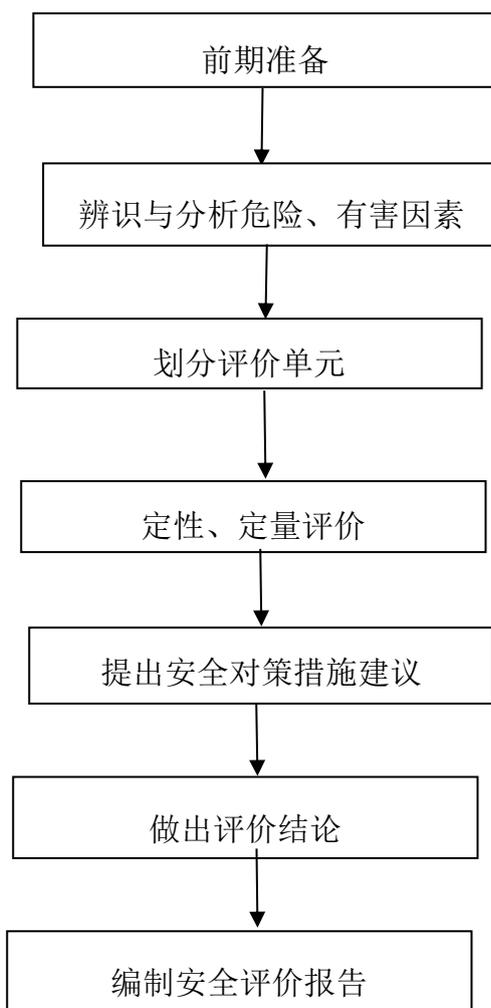


图 1.4-1 评价程序图

2 建设项目概况

2.1 基本情况

2.1.1 建设单位简介

中石油海南销售有限公司东方油库成立于 2002 年 6 月 6 日，注册资金为 1000 万元人民币。东方油库总占地面积约 31850m²，绿化面积达到 67%。油库设置内浮顶储罐 6 座，固定顶罐 1 座。油库设有油库负责人、主管和安全管理人員等，职工人数 28 人。该油库于 2021 年经换证获取危险化学品经营许可证。

2.1.2 设计单位概况

本项目共有两个设计单位，码头出口段设计单位为四川省川机工程技术有限公司，资质证书编号为 A151007325，具有石油天然气行业乙级资质，有效期至 2025 年 03 月 16 日。码头段主要为第二装卸区码头出口段（k0+0.0 至 k0+154.0）的汽油、柴油管线改建。

罗带河改建段设计单位为北京中联奥意工程设计咨询有限公司，资质证书编号为 A211017362，具有管道输送乙级资质，有效期至 2023 年 08 月 13 日。罗带河段改建段主要是管线 k0+654.0 至 k0+994.0 处，包含汽油、柴油管线改建，长度均为 340m。

2.1.3 评价单位概况

江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心（以下简称中心）成立于 2002 年 6 月，是全国第一批取得甲级资质的安全评价机构之一。

中心安全评价业务范围为：金属、非金属矿及其他矿采选业；陆上油气管道运输业；石油加工业，化学原料、化学品及医药制造业；烟花爆竹制造业；金属冶炼。

中心技术实力雄厚，中心现有安全评价人员 69 人（专职 45 人，其中一级安全评价师 12 人，二级安全评价师 24 人），专职安全评价师中具有高级专业技术职称 16 人，注册安全工程师 23 人。中心安全评价师专业能力包括安全、通风、采矿、机械、化工工艺、化工、化工与工艺、地质、给排水、水利水电工程、储运、交通、冶金、铸造及加工、电气、仪表自动化、土木工程、建筑、动力、热能与动力等，覆盖了中心评价资质的所有范围，同时中心聘请的技术专家有 60 人，其中高级专业技术职称 36 人。中心是江西省内安全评价机构中评价人员及技术专家队伍人数最多、安全评价业务范围最广、专业结构最合理的安全评价机构之一，为确保安全评价的质量打下了坚实的基础。

中心自 2003 年取得安全评价资质以来，依照法律、法规、规章、国家标准或者行业标准的规定，遵循客观公正、诚实守信、公平竞争的原则，遵守执业准则，恪守职业道德，依法独立开展安全评价活动，先后为省内外企业进行了大量的安全评价工作。

中心建立了完善的安全评价过程控制体系，在不同的安全评价阶段设置了控制点，使安全评价各阶段始终处于有效的控制之中，实现了安全评价活动全过程管理，保证了安全评价的质量。

中心具有安全评价工作所需的基础数据库、软件及相适应的检测检验能力。中心与江西省冶金设计院、江西信德安全检测检验有限公司建立了技术协作关系，作为安全评价的技术支撑，同时，尽力将中心打造成具有“评、咨、学、研”能力的安全评价机构

2.2 基本概况

2.2.1 管道改线事由

中石油海南销售有限公司东方油库汽柴油输油管道项目于 2008 年运营投产，该项目共两条管线，分别输送汽油、柴油，两条管线并行，单线长度约为 4.73km（其中码头架空管线 900m）。该项目管线起点为海南八所港务有限责任公司第二装卸区港区门口，穿越罗带河，终点为东方油库，总长度为 3.83km。

因现状部分埋地管线距离埋地高压电缆过近，无法开挖防腐，同时为修复穿越罗带河段管线，特对以上东方油库户外管线部分路段进行改建，其余路段利旧。

2.2.2 管道改线工程概况

中石油海南销售有限公司东方油库汽柴油输油管道该项目管线起点为海南八所港务有限责任公司第二装卸区港区门口，穿越罗带河，终点为东方油库，线路全长约 3.83km。

本次管道改线工程主要包含罗带河穿越段及海南八所港务有限责任公司第二装卸区码头出口段。项目总投资 800 万元。

（1）海南八所港务有限责任公司第二装卸区码头出口段改建（k0+0.0 至 k0+154.0 处）：该段汽油、柴油管线长度原约为 154.0m，柴油管线原起点坐标为：X=109173.556，Y=17034.955，原终点坐标为：X=109290.810，Y=16976.370；汽油管线原起点坐标为：X=109174.059，Y=17034.880，原终点坐标为：X=109289.414，Y=16975.448）。主要是将现有管道拆除，将管线移至海南八所港务有限责任公司第二装卸区港区内。管线改建后，该段柴油管线长度约为 164m，柴油管线起点为海南八所港务有限责任公司第二装卸区码头内，终点坐标为 X=109290.810，Y=16976.370；该段汽油管线长度约为

164m，柴油管线起点为海南八所港务有限责任公司第二装卸区码头内，终点坐标为：X=109289.414，Y=16975.448。汽柴油管线并行铺设。

管道敷设方式：该段管道采用管沟铺设，在海南八所港务公司第二装卸码头内跨越管廊段采用架空铺设。该段汽、柴油管线分别长 164m，其中埋地铺设 144.4m，架空管线长度 19.6m。

管道连接方式：本项目新旧管道连头 2 处，管道连头方式采用停输放空方式。由于过河管段的管径由 273mm 缩小到 168mm，在流量（输送能力）不变的情况下，此管段的流速会增加，结合东方油库既往的汽柴输送数据，每小时输油量为 170 吨，计算 D273*9mm 管道的流速为 1.28m/s，D168*5mm 管道的流速为 2.81m/s，管道直径虽然从 273mm 缩小到 168mm，流速有所增加，但仍在正常运行范围之内，不与规范标准冲突。而且管道设计压力为 1.6MPa，管道实际运行压力在 0.4MPa 以下，即使管道有缩径，因缩径段只有 340m，所有对管道起点压力不会产生较大影响，只是局部流速加大。

(2) 罗带河段改建（k0+654.0 至 k0+994.0）：该段汽油、柴油管线长度为 340m（柴油管线起点坐标为 X110099.654,Y16767.192，终点坐标为 X109794.529,Y16858.907；汽油管线起点坐标为 X110100.001,Y16766.615，终点坐标为 X109793.846,Y16858.172。在现有的 D273mm 管道内，穿插一条 de250PE100SDR26 的 PE 管作为内衬管，然后在 PE 管中穿插一条（Φ219×5mm）316L 不锈钢管道。本段管道设计压力 1.6MPa，管道强度设计系数取 0.6，不锈钢管选用（Φ219×5mm）316L 不锈钢管道，PE 管采用 de250PE100SDR26。汽柴油管线并行铺设。

管道敷设方式：该段管道需穿越河流，原管道敷设至河床下，本次利用原管道进行铺设，不再重新对路由施工。

管道连接方式：原有管道管径相同，连接方式相同。

(3) k0+154.0 至 k0+654.0、k0+994 至 k3+830.0 为利旧部分，利旧长度为 3.336km。汽柴油管线现状并行铺设。采用管沟埋地铺设，设计压力为 1.6MPa，运行压力为 0.5MPa，规格为Φ273mm×7mm（弯头段壁厚为 9mm），埋地段管道材质为 L245。根据《东方油库输油管道检测评价及完整性管理项目总结报告》（中国石油天然气集团公司管材研究所，二〇一九年十二月）的结论，通过对该汽、柴油管道沿线土壤的检测，发现其腐蚀性较低，尤其防风林带的土壤腐蚀性更低，同时开挖检测也未发现管道本体明显腐蚀，说明埋地段管道外腐蚀风险较低。

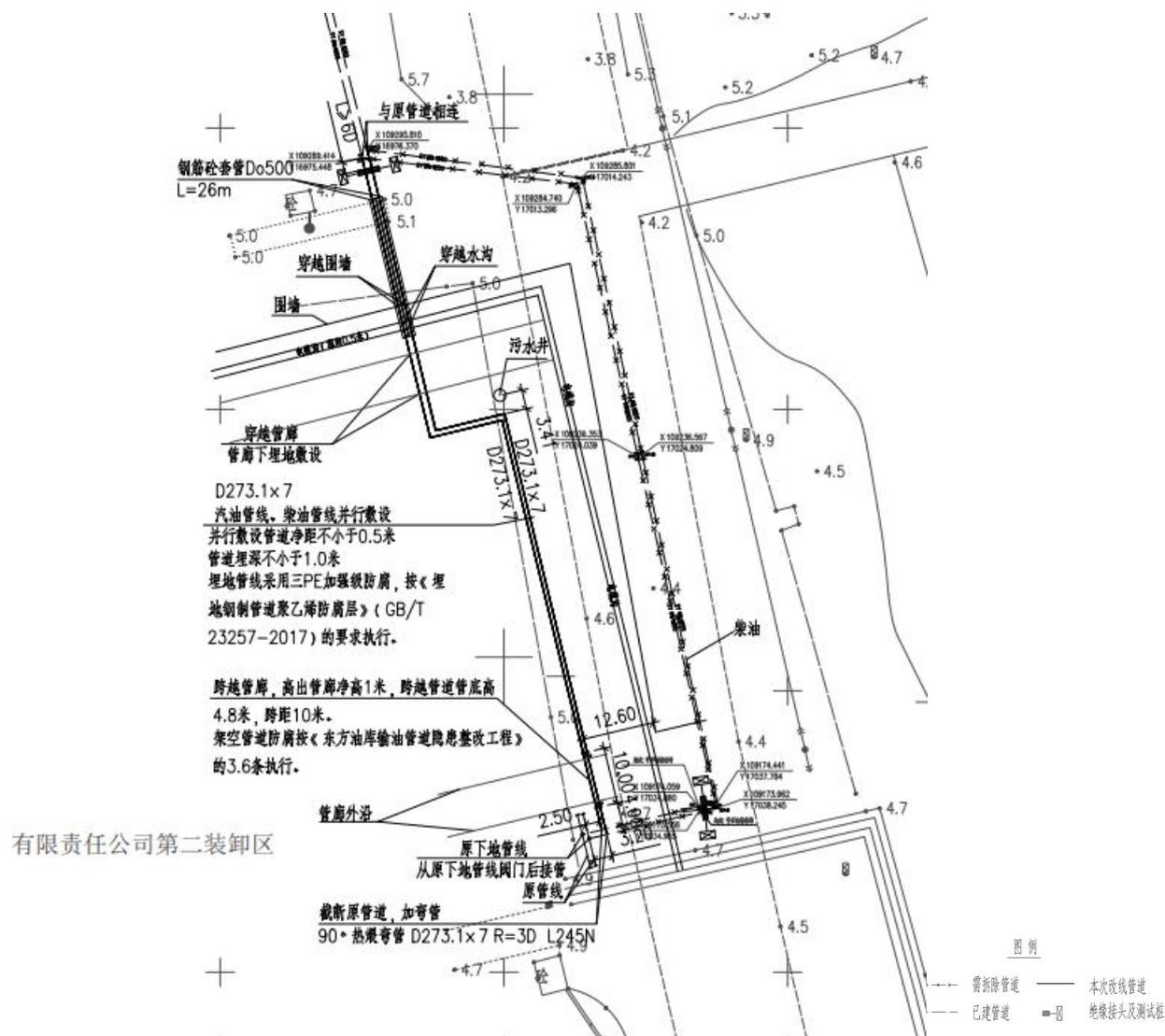


图 2.2-1 码头出口段改线走向示意图



图 2.2-2 罗带河管线走向示意图

表 2.2-1 行政区域划分表

序号	省（自治区、直辖市）	市（设区）	县/区	长度(m)
1	海南省	东方市	东方临港产业园	3.83

2.2.3 输送设计及介质组分

本项目涉及汽油、柴油的输送，不涉及储存及站场工程。管道设计参数如下：

设计压力：1.6MPa

运行压力：0.4MPa（运行压力不能超过 0.4MPa）

最大输送量：柴油 200t/h、汽油 170t/h

管线管径：D273×7mm（过河段 Φ219×5mm）

设计温度：70℃

管道类别：GC2

表 2.2-2 成品油物化特性

油品种类		密度 (t/m ³)	闪点 (°C)	干点 (°C)	粘度 (mm ² /s)
汽油	92#	0.745	<28°C	205	0.76
柴油	0#	0.835	≥55°C	365	3.0~8.0

2.2.4 原管道安全检测及完整性评价

2019年，中石油海南销售有限公司委托中国石油天然气集团公司管材研究所对东方油库输油管道检测评价，出具了《东方油库输油管道检测评价及完整性管理项目总结报告》（中国石油天然气集团公司管材研究所，2019.12）。主要内容如下：

(1) 防腐层检测评价

1) 该汽、柴油输油管道埋地段共计 3.83km，其中 2008 年建造的 0.7km 环氧煤沥青外防腐层出现老化，表面玻璃纤维布发生破损，但环氧粉末层固结良好，在 PCM 检测中也未发现漏点；2013 年改造中更换的 3PE 防腐层表观质量良好，但 PCM 检测中发现管道沿疏港路与罗带河交叉处往码头方向 55~60m 范围内外防腐层疑似破损；

2017 年改造中更换的 3PE 防腐层表观质量良好，且 PCM 检测中也未发现异常。

2) 该汽、柴油输油管道码头架空段共计 0.9km，管体、焊缝、支座和法兰连接处外防腐层局部出现了破损，破损后金属管道与海洋潮湿性且高含氯空气直接接触而发生腐蚀，且发现越接近卸油台腐蚀越严重，此外沿线涂层厚度检测结果符合设计要求。

(2) 土壤腐蚀性检测

1) 对该汽、柴油管道沿线土壤的理化性能检测结果显示，罗带河岸附近及防风林带属于砂土碱性环境，而油库附近属于碱性中壤土环境，各单项理

化性能指标大多数处于腐蚀性较低级别，因此该汽、柴油管道沿线土壤整体腐蚀性较低，但相对腐蚀性大小排序为油库附近>罗带河岸>防风林带。

2) 对该汽、柴油管道沿线土壤的微生物检测结果显示，均含有一定量的 SRB 和 IOB，但沿线土壤的含水率较低，相应的微生物腐蚀的风险也较低，相对微生物腐蚀性大小排序为油库附近>罗带河岸>防风林带。

(3) 壁厚检测及剩余强度评价

1) 该汽、柴油管道埋地段通过开挖检测，管道壁厚符合 GB/T9711-2011 的规定，且未发现腐蚀坑缺陷。

2) 该汽、柴油管道码头架空段防腐层局部破损，导致管体发生腐蚀，尤其在支座处腐蚀严重，对具有代表性的腐蚀坑进行剩余强度评价后，均可以接受，同时提出了可接受的腐蚀坑尺寸。

2.2.5 改建段施工方案

2.2.5.1 罗带河段施工方案

①在河的两岸，选择合适的施工地点。先对整条管道进行停油并进行清管。在过河段两侧的管道切断阀处设置盲板，断开原管道。

②用管道清管器清洗管道，清除管道内的杂物，通过压力变化情况和清管器外表上的“划痕”来判断，管道的内径是否达到“穿插”施工的要求（此前专业化公司已做检测）。

③利用管道机器人（爬行器）或穿绳器，在过河段 DN250 的管道内穿一条强度足够的“钢丝绳”。

④在地面焊接（ $\Phi 219 \times 5\text{mm}$ ）316L 不锈钢管道，对焊口进行 100%X 射线全圆照相检查和 100%超声波探伤，确保管道的焊接质量。

⑤用牵引机，把 PE 管拉到 DN250 的管道内。（回拖过程需对管外壁持续用清水清洗，避免管体携带泥沙至 PE 管道内空间，进而可能造成划痕或破损的问题）

a.制作牵引头

在衬管牵引端按设计要求制作牵引头；

b.内衬施工设备和 HDPE 衬管就位

把“HDPE 管内衬牵引机”上的钢丝绳，穿到要内衬施工的管道内。在内衬施工管段的另一端，将 HDPE 衬管的“压 U 设备”及缠绕设备固定在地面上。将热熔对接后的 HDPE 衬管摆放在专用的滚轮支架上，通过牵引头与钢丝绳相连，做好施工准备；

c.原管道内注水

为减小衬管穿插过程中的牵引力，向检测后完全具备内衬穿插条件的原管道中注入清水至满管。

d.HDPE 衬管压 U 形施工

采用专用液压压 U 形设备，将热熔焊接好的 HDPE 衬管压制成 U 形，使衬管外径减小至 70%-80%，同时用高强度纤维胶带等固定。对于 DN1000 及以上的 HDPE 管，高强纤维胶带的缠绕层数不得低于 8 层同时每间隔 3m 局部加厚至 12 层以上。

e.内衬 HDPE 管施工

由现场施工总指挥，对施工现场的每个环节，进行核实检查，按企业内部的施工规范《管道内衬 HDPE 管施工及验收规范》，确认已达到施工条件后，下令开始管道内衬 HDPE 管的施工。在施工的过程中，在每个环节上有专人负责向总指挥报告施工情况及参数。确保内衬 HDPE 管的施工安全高效地进行。

HDPE 衬管被压成 U 形后，经过捆绑定型后的 HDPE 衬管，经牵引钢丝绳拉入要修复的施工管段内。在 HDPE 衬管的末端应，尽量使其保持圆形。

⑥对 PE 管进行强度试压

a.修复后的管道应进行水压试验，管道水压试验应按照 GB50268 中第 9.2 节的规定进行。试验分为预试验和主试验阶段，试验合格的判定依据分为允

许压力降值和允许渗水量值，两项值均应合格。

b.如水压试验，用法兰盲板把要试压的管道密闭，在一端的盲板上安装打压泵接口，和压力表，在另一端的盲板上安装排气管，排气管的管口离地面不得低于 3m。如用气压试验，用法兰盲板把要试压的管道密闭，在一端的盲板上安装打压泵接口和压力表。

c.如水压试验，用法兰盲板把要试压的管道密闭，在一端的盲板上安装打压泵接口，和压力表，在另一端的盲板上安装排气管，排气管的管口离地面不得低于 3m。如用气压试验，用法兰盲板把要试压的管道密闭，在一端的盲板上安装打压泵接口和压力表。

d.预实验阶段

向将试压管道内充水，保持压力等于大气压,并持续 60min.期间应放净管道内空气。

将管道内水压缓缓地升至试验压力并稳压 30min。期间如有压力下降可注水补压，但不得高于试验压力；检查管道接口、配件等处有无漏水、损坏现象；有漏水、损坏现象时应及时停止试压，查明原因并采取相应措施后重新试压。

停止注水补压并稳定 30min；当 30min 后压力下降不超过试验压力的 70%，则预试验结束；否则重新注水补压并稳定 30min 再进行观测，直至 30min 后压力下降不超过试验压力的 70%。

e.主试验阶段

在预试验阶段结束后，迅速将管道泄水降压，降压量为试验压力的 10%~15%；期间应准确计量降压所泄出的水量(ΔV)，并按下式计算允许泄出的最大水量 AV_{max} 。

每隔 3min 记录一次管道剩余压力，应记录 30min；30min 内管道剩余压力有上升趋势时，则水压试验结果合格。

30min 内管道剩余压力无上升趋势时，则应持续观察 60min；整个 90min

内压力下降不超过 0.02MPa，则水压试验结果合格。

主试验阶段上述两条均不能满足时，则水压试验结果不合格，应查明原因并采取相应措施后再重新组织试压。

⑦PE 管强度试压合格后用牵引机将检查合格的（ $\Phi 219 \times 5\text{mm}$ ）316L 不锈钢管道回拖至 PE 管内。

⑧回拖就位后，先对不锈钢管道进行强度试压和严密性试压，按照相关的规范进行。合格后，再次对 PE 管进行一次严密性试压。

⑨新旧管道连接。由于罗带河穿越段管径和前后管径不一致，后期管道清管需分三本工程由于征地困难，为了减少征地面积，对所有的阀门采用法兰连接，对不锈钢管和原管道采用特制的绝缘法兰连接，同时在后期运行过程中加强巡检。

⑩管道连接后，抽出切断阀两端盲板。进行全线管道的清管、试压，正常后，投入使用。

2.2.5.2 码头出口段施工方案

（1）工作步骤

作业带清理—管道布管—埋地管道焊接—管道防腐—管沟开挖-管道下沟—公路打开加套管—管沟回填—管道试压—管内成品油置换—管道动火连头

1) 作业带清理

①根据施工图纸要求路由选择八所港第二装卸区东北方向空地，与铁艺围墙并行。

②施工作业带清理前，应与八所港内相关方共同确认地下隐蔽工程。

③施工作业带清理人员应多作业带横断面布置进行设计。

④清理和平整施工作业带时，应保护地上即有构筑物或标识牌等。

2) 管道布管

①应按设计图纸规定的钢管材质、规格和防腐层等级布管。布管前测量管口周长、直径、进行匹配组对。

②沟上布管前每根管子应设置管墩，管墩高度 0.4m-0.5m。

③布管时，管与管首尾相接处宜错开一个管径，机械设备吊运时，宜单根管吊运。进行双根或多根管吊运时，应采取有效的防护措施。

④沟上布管及组装焊接时，应符合下列要求：

管道的边缘至管沟边缘应保持足够的安全距离，见下表：

土壤类别	干燥硬实土	潮湿软土
安全距离(m)	≥1.0	≥1.5

管墩中心（组装管道中心）至管沟中心（线路中心）的距离应按下列式计算：

$$S \geq D_m + K/2 + a + y$$

$$a = h/i$$

式中：S——管墩（组装管线）中心至管沟（线路）中心的距离(m)；

D_m ——钢管的结构外径(m)；

K ——沟底加宽余量(m)，应按本规范表 8.1.4 取值；

a ——管沟边坡的水平投影距(m)；

h ——沟深(m)；

i ——边坡坡度，应按本规范表 8.1.2 取值；

y ——安全距离(m)，应按表 9.1.6 取值。

⑤沟下布管时，防腐管首尾错开摆放，错开距离宜为 100mm。

⑥吊装和布管作业时，采用的吊装设备能力应满足作业要求，宜为专用吊具，本次项目采用挖掘机吊运。

3) 管道焊接

①一般线路焊接

● 必须按照已经下发的《焊接工艺规程》要求进行焊接工作。

- 焊接设备必须满足焊接工艺要求。
- 焊工必须取得国家有关部门颁发的相应资格证书。
- 在下列任何一种环境中，如未采取有效的防护措施不得进行焊接：雨天、大气相对湿度大于 90%、低氢焊条电弧焊，风速大于 5m/s
- 使用外对口器时，应在根焊完成不少于 50%后方可拆卸，所完成的根焊应分为多端，且应均匀分布。
- 管道组对相关规定的规定

表 10.2.4 管道组对规定

序号	检查项目	规定要求
1	管内清扫	无污物
2	管口清理(10mm 范围内)和修口	管口完好无损,无铁锈、油污、油漆、毛刺
3	管端螺旋焊缝或直缝余高打磨	端部 10mm 范围内余高打磨掉,并平缓过渡;采用自动超声波检测时,端部不少于 150mm 范围内余高应打磨掉
4	两管口螺旋焊缝或直缝间距	错开间距大于或等于 100mm
5	错边和错边校正要求	小于等于壁厚的八分之一,且连续 50 mm 范围内局部最大不应大于 3mm,错边沿周长应均匀分布
6	钢管短节长度	不应小于管子外径值且不应小于 0.5m
7	钢管对接角度偏差	不得大于 3°

②焊接材料的要求

- 焊条应无破损、发霉、油污、锈蚀、焊丝应无锈蚀和弯折，焊剂应无变质现象。

- 低氢焊条焊前应按产品说明书要求进行烘干、保存及使用；当天未用完的焊条应回收存放，重新烘干后首次使用，重新烘干的次数不得超过 2 次。

- 焊接过程中，如出现焊条药皮发红、燃烧或严重偏弧时，应立即更换焊条。

③焊接过程，对于防腐层的保护

- 焊接时不应在破口以外的管壁引弧。
- 焊机接地线与管子连接应采用专用卡具，防止地线与管壁产生电弧而烧伤管材。

- 对于防腐管，焊前应在焊缝两端的管口缠绕 1 周宽度未 0.5m 保护层。

④管道焊接要求

- 焊道接头应进行打磨，相邻两层的接头不得重叠，错开 30mm 以上。

- 焊口应单日焊接完成。

- 焊接过程中，焊工对焊道进行自检和修补，每处修补长度不应小于 50mm。

- 焊口完成后应清除表面焊渣和飞溅。

- 返修在焊缝同一部位不应超过 2 次，根部返修 1 次。

⑤焊缝检查与验收

- 焊缝外观成型应均匀一致，焊缝及热影响区表面上不得有裂纹、未熔合、气孔、夹渣、飞溅、弧坑等缺陷

- 焊缝表面不应低于母材表面，焊缝余高应在 0-3mm 范围内，向母材的过渡应平滑

● 咬边尺寸

深 度	长 度
小于或等于 0.4mm, 小于或等于管壁厚 的 6%, 取二者中的较小值	任何长度均为合格
大于 0.4mm 小于或等于 0.8mm, 大 于管壁厚的 6% 小于或等于 12.5%, 取 二者中的较小值	在焊缝任何 300mm 连续长度上不超 过 50mm, 或焊缝长度的 1/6, 取二者中 的较小值
大于 0.8mm, 大于管壁厚的 12.5%, 取二者中的较小值	任何长度均不合格

4) 防腐

①埋地部分管道为 3 层 PE 管，管口焊缝采用热收缩带防腐。

②按施工规范要求对补口、补伤材料进行检查、验收及保管，并向监理部提交《工程物资进场报验表》，经监理检查确认后，方可用于现场补口、补伤施工。

③防腐补口施工人员应根据所使用的产品特点进行防腐施工培训并取得合格证，方可在现场从事补口操作。

④如果遇有以下天气，不采取防风沙措施不得进行防腐补口施工作业。

- 雨天、雪天、风沙天
- 风沙天气、风力达到 5 级以上
- 相对湿度大于 85%

⑤热收缩带补口、防腐补伤施工结束后，按设计要求进行外观、厚度、电火花检漏检查，检漏电压 15kv，并按要求比例进行剥离强度试验。剥离强度试验应提前 2 天通知监理，必须在监理监督下进行，确认合格后方可进行下一道工序施工。每补口 100 道要至少进行 1 次剥离强度试验，试验温度为

10℃~35℃，剥离强度应不低于 50N/cm，若不合格应加倍抽查，若加倍抽查不合格，则该段管线的补口应全部返修

⑥补口必须在检测合格后方可按厂家要求进行补口作业。

⑦有条件的情况下必须采用喷砂除锈，实在实现不了要手工除锈并达到 St3 级。除锈完毕后应将焊口及焊口两侧涂层上的粉尘清除干净。管口表面处理与补口间隔时间不宜超过 2h，如果有浮锈，应重新除锈。

⑧按热缩带生产厂家使用说明对管子、搭接部位进行预热，加热时两人同时对称进行，加热要均匀。达到温度后均匀涂刷环氧树脂底漆，涂刷时应采用湿膜测厚规分别测量补口部位钢管周向均匀分布的四点底漆湿膜厚度，其结果不应小于 120 μm，涂刷宽度与热收缩带覆盖宽度基本一致，被打毛区一定要涂刷底漆。将热收缩带印有搭接线一端的内层热熔胶烤软、发粘，沿钢管周向绕至搭接线。

⑩安装固定片，从中间沿周向均匀加热热收缩带，收缩至端部当加热收缩至坡口处时，取出木衬。继续加热收缩带，直至端部收缩紧密。热收缩带回火后，在热熔胶熔融状态下，采用滚轮赶压驱除热收缩带下的气泡

5) 管沟开挖

①开挖前，应向施工人员说明地下设施分布情况。在地下设施两侧 5m 范围内，采用人工开挖，并应对挖出的地下设施采取保护措施。

②一般地段开挖时，宜将挖出的土方堆放到焊接施工对面一侧，堆土距沟边不应小于 1m。

③直线段管沟应顺直，曲线段管沟应圆滑过渡，曲率半径满足要求。

④管沟中心线、沟底标高、沟底宽度、变坡点位移允许偏差符合下表要求：

项 目	允许偏差(mm)
管沟中心线偏移	<150
沟底标高	+50 -100
沟底宽度	-100
变坡点位移	<1000

⑤开挖后应及时检查验收，不符合要求时及时修整。

6) 管道下沟

①管道下沟前的条件确认

- 管道下沟前要用电火花检漏仪检测管道外防腐层有无损伤
- 焊接完成、无损检测已合格、防腐补口已完成、管沟已复测

②清除管道与管沟之间余土，防止下沟时将图带入沟内

③下沟由专人指挥，由两台以上挖掘机配合，平稳的将管段吊入管沟中就位。

④避免与沟壁碰撞，防止擦伤防腐层

⑤下沟后每隔 20m 测量一次管顶埋深，对管道进行横向调整，使管道位于管沟中心线上，横向偏差 $\leq 100\text{mm}$ ，管道不得悬空

⑥下沟后再次进行电火花检漏

7) 管沟回填

①管道下沟后，需要进行连头位置，可预留 20-30m 管沟暂时不回填

②回填前如管沟内有积水，应排除，并立即回填

③严禁用机械设备在管沟回填浅埋段扭转设备

8) 管道试压

①试压段的划分：

小卖部至八所港根部阀（FC41、FQ41，阀门加盲板）

②小卖部位置上水

③具体压力试验和泄漏性试验见已审批《八所港成品油管道试压方案》

9) 油水置换

①待卸完油后，进行油水置换；

②具体置换的方法见《八所港成品油管道置换动火方案》；

③水源采用 2 泊位市政水源；

④氮气采用 2 泊位氮气；

⑤置换的废水直接通往油库废水储罐；

⑥置换完成后，上游关闭八所港内 FC41、FQ41 根部阀，下游关闭罗带河南岸阀井内阀门。

⑦按要求进行新旧管道的接驳，抽出 FC41、FQ41 阀门盲板，再次进行全线清洗后投入使用。

2.3 自然环境

2.3.1 气象气候

东方市属热带季风海洋性气候，夏无酷热，冬无严寒。气候条件：

历年平均气温 25.0℃

历年极端最高气温 38.5℃

历年极端最低气温 1.4℃

历年平均降水量 969.7mm

历年最大降水量 1528.8mm

历年最小降水量 275.4mm

历年平均相对湿度 80%

常年主导风向/次风向 NE/S

历年平均风速 4.4m/s

历年极大风速及风向 40.8S

历年台风影响个数 95

历年平均雷暴日 79 天

2.3.2 水文

管道沿线地下水为赋存于第四系砂砾土地层中的孔隙潜水，与地面水联系密切，地下水位为 0.5~2.35m，补给方式主要是接受大气降水和地表生活污水入渗，排泄途径主要是地表蒸发和向海侧向经流，地下水位埋深与地形有关，地势高地下水位埋藏深，地势低地下水位埋藏浅，且地下水位随季节变化而变化，雨季埋藏浅，旱季埋藏深。本场地地下水变幅约为 0.5m。

罗带河出海口，勘察期间罗带河河水水位海水涨落潮影响水文参数见下表 2.3-1。

表 2.3-1 水文参数表

项目	河面宽度 (m)	河水深度 (m)	河水流速 (m/s)	历史最高水位 (m)	河床最大冲刷面
涨潮时	150	2.00~2.50	0.2~0.3	4.10m (85 高程)	-1.50m (85 高程)
退潮时	100	0.80~1.20	0.1~0.2		

2.3.3 地形地貌

沿线工程地形开阔，地势略有起伏。罗带河段地貌单元属海成一级阶地及河床。

2.3.4 工程地质

本工程位于海南省东方市的西南部地区，区域以北约 15km 有昌江-琼海深大构造断裂带穿过，区域内未发现活动断裂行迹，断裂构造不发育。

区域所露出的地层为第四系中更新统北海组 (Qp2b) 黏土质砂、砂；上更新统八所组 (Qp3bs) 粉细砂、含细砾中粗砂；全新统烟墩组 (Qh3y) 砾砂、砂、粘性土，以及全新统 (Qh) 砾砂、砂、黏土等。

罗带河段地质参考 2012 年完成的《东方油库管道迁移工程（跨河段）岩土工程勘察报告》，断面 20m 深度内自上而下依次为中砂、角砾、中砂、粉质黏土：

①层中砂（Q4m）

灰黄色，稍湿，松散，颗粒以中细砂为主，次为粉粗砂，呈次圆状，主要矿物成分为长石、石英等，粘粒含量约占 11~12%，层顶标高-0.62~7.49m；层底埋深 4.20~9.20m，层厚 4.20~9.20m，平均 6.35m。

②层角砾（Q4m）

灰色，灰白色，饱和，松散-稍密，含少量泥质及 2~3cm 卵石，约占 3~4%，颗粒以中粗砾为主，次为粉细砾，呈次棱角状，主要矿物成分为长石、石英等，粘粒含量约为 10~11%，层顶标高-4.82~-1.71m；层底埋深 6.10~11.50m；层厚 1.80~2.50m，平均 2.13m。

③层中砂（Q3m）

灰黄色，灰白色，饱和，稍密，含少量泥质及 2~3cm 卵石，颗粒以中粗粒为主，次为粉细粒，呈次圆状，主要矿物成分为长石、石英等，粘粒含量约为 18~25%，层顶标高-6.72~-4.01m；层底埋深 9.20~15.20m；层厚 3.00~3.70m，平均 3.33m。

④层粉质黏土（Q1m）

黄褐色，褐色，可塑状，局部夹薄层中粗砂，切面稍有光泽，干强度中等，韧性中等，无摇振反应。层顶标高-9.82~-7.71；揭露厚度 5.30~11.30m。管道沿线不存在地质灾害。

2.2.5 地震烈度及抗震设防

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）以及《建筑抗震设计规范》GB50011-2010，场区地震烈度为 6 度，地震动峰值加速度值为 0.05g，反应谱特征周期 0.35s，设计地震分组为第一组。

经参考已有工程勘察资料，本工程可不考虑地震液化的影响。

2.4 社会环境

东方城区依八所滨海而建，大型深水天然良港通四海而达三江，高速公路、粤海西环铁路横贯市区，北距海口 210 公里，南接三亚 1 小时路程，中海油商用直升机空中穿梭，公路、铁路、海港、航空立体交通运输网络。油气、化工、生物能源高科技项目崛起新兴工业园区，水电、火电、风电等大项目陆续建成，东方已成为全省重要的能源基地和重化工业基地。

东方市在东盟自由贸易区和环北部湾经济圈中的经济区位：中国-东盟自由贸易区的建设，使包括东方在内的北部湾地区正形成产业发展的集聚区域。东方凭借其区位优势，可以以海洋经济合作为旗帜，循序渐进地与东南亚国家展开海上旅游、港口物流、海洋资源与能源、海洋文化产业、海洋农业等领域的功能性合作，做大做强边贸城。逐步融入东盟自由贸易区。

2.5 线路工程

本项目沿线不设有阀室和站场，仅为线路工程。

2.5.1 现有管道工程及改建工程

本项目汽、柴油输油管道于 2008 年建成投运，始于中海油东方化工厂装卸油码头，终点到东方油库，长度约 4.73km，设计压力为 1.6MPa，运行压力为 0.4MPa 左右，规格为 $\Phi 273\text{mm} \times 7\text{mm}$ （弯头及穿越河道段壁厚为 9mm），埋地段管道材质为 L245，码头架空段管道材质为 L210。该管道分别于 2009 年、2013 年和 2017 年进行过局部改造。根据《东方油库输油管道检测评价及

完整性管理项目总结报告》（中国石油天然气集团公司管材研究所，2019.12）
中对管道的查勘实际，项目现状管道见下图。



图 2.5-1 管道现状走向示意图（蓝色为改线部分）



图 2.5-2 管道罗带河改建走向示意图（蓝色为改线部分）

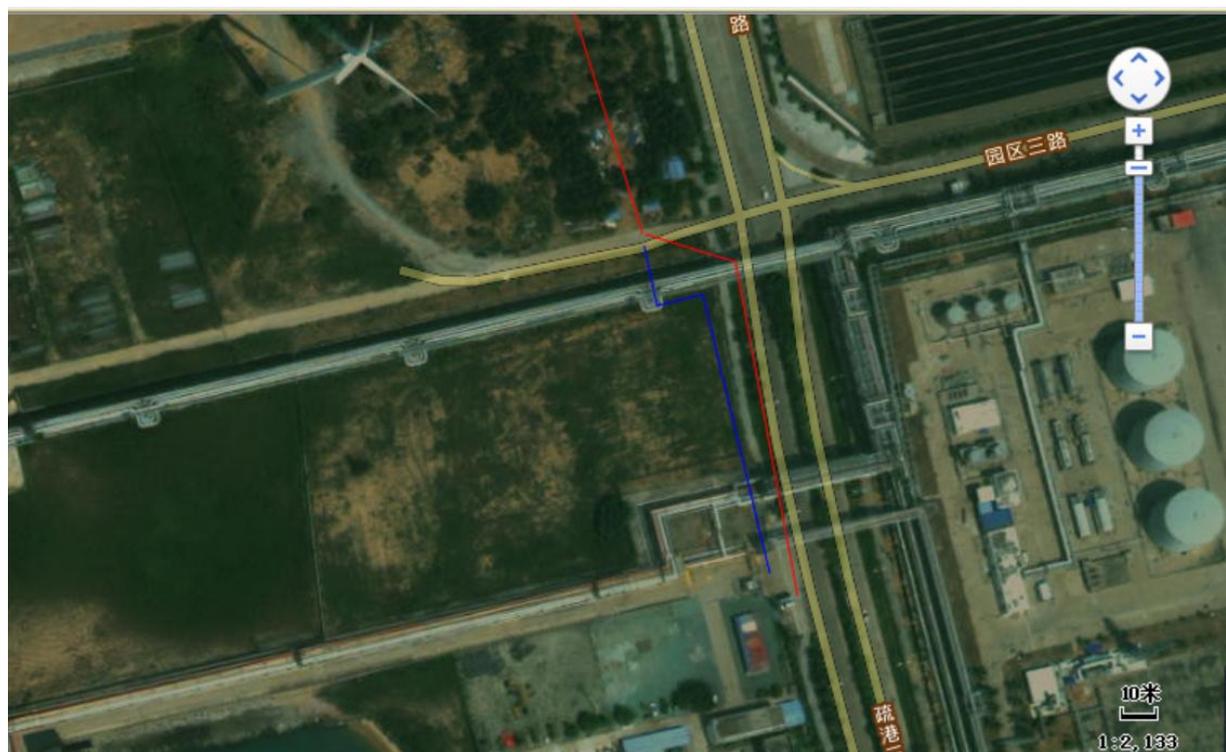


图 2.5-3 管道码头出口段改建走向示意图（蓝色为改线部分）

（1）埋地管道

本项目柴油、汽油埋地管道长度均为 3.83km，一般地段埋深为 1.5m，局部地段浅埋，但管顶覆土均大于 1.0m。本次改造的两个路段分为为罗带河过河段 340m，码头出口段 164m（埋地铺设 144.4m）。

（2）架空管道

码头出口段管道长度 164m，埋地铺设 144.4m，架空管线长度 19.6m（单线）。

2.5.2 管线 200m 范围内人口密集区域、公共设施区域情况

根据对现状管线及拟改造段沿线进行查看，本项目管道位于工业园区，沿线 200m 范围不存在人口密集区域、公共设施，仅存在部分散户居民，约 30 户，根据《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015），项目沿线没有人员密集高风险区。

2.5.3 管道与港口等设施的相互影响

本项目管道改建有罗带河段和码头出口段，码头出口段距离最近泊位为 300m。该项目管道接口如发生泄漏，遇明火引起火灾爆炸事故，对港口设施产生一定安全影响。

2.5.4 管道穿越河流情况

本项目罗带河段改建管道穿越长度约 340m，穿越方式为定向钻穿越，两条管道平行穿越，间距为 5m-10m。穿越处河床宽约 200m，深约 4m，不通航；涨落潮水面宽度约 150-180m，水位受潮汐影响，最大潮差约 2m；两岸人工护坡，稳定性良好。

罗带河段改建在原有管道内进行穿越，原输油管道规格 $\text{Ø}273*9$ ，输油管道内径为 255mm。改建后的钢管采用 219mm，最小壁厚 5mm 的管道。钢管外 HDPE 衬管管径选用 dn250，材料选用 PE100，壁厚公差 SDR=26。

根据《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015），识别标准见表 2.5-1，该项目管道 k0+154.0 至 k0+494.0 段经过罗带河，属于Ⅲ级高后果区。

表 2.5-1 输油管道高后果区管段识别分级表

管道类型	识别项	分级
输油管道	a) 管道中心线两侧各 200 m 范围内,任意划分成长度为 2 km 并能包括最大聚居户数的若干地段,四层及四层以上楼房(不计地下室层数)普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段	Ⅲ级
	b) 管道中心线两侧 200 m 范围内,任意划分 2 km 长度并能包括最大聚居户数的若干地段,户数在 100 户或以上的区段,包括市郊居住区、商业区、工业区、发展区以及不够四级地区条件的人口稠密区	Ⅱ级
	c) 管道两侧各 200 m 内有聚居户数在 50 户或以上的村庄、乡镇等	Ⅱ级
	d) 管道两侧各 50 m 内有高速公路、国道、省道、铁路及易燃易爆场所等	Ⅰ级
	e) 管道两侧各 200 m 内有湿地、森林、河口等国家自然保护区	Ⅱ级
	f) 管道两侧各 200 m 内有水源、河流、大中型水库	Ⅲ级

表 2.5-2 河流大、中型穿（跨）越工程

序号	名称	市县	方式	长度 (km)	管径×壁厚 (mm×mm)	穿跨越工程等级
1	罗带河	东方	穿越	0.340	219×5	大型

2.5.5 管道与铁路穿（跨）越情况

本项目管道没有穿跨越铁路。

2.5.6 管道与公路穿（跨）越情况

本项目管道没有穿跨越公路。

2.5.7 管道与架空输电线路交叉、并行情况

本项目改建管道没有与架空输电线路交叉，线路并行情况见下表 2.5-3。

表 2.5-3 管道与架空输电线路并行

序号	名称 (等级、电压)	区域位置	并行 间距 (m)	并行 长度 (km)	线路桩号
1	35kv 交流高压电力线	管线东侧	30	0.340	K0+654.0 至 k0+994.0

2.5.8 管道与已有管道交叉和并行情况

表 2.5-4 管道与已有管道交叉

序号	已有管道名称	区域位置	交叉垂直间距 (m)
1	疏港二北路污水管	油库出口段	3
2	疏港三北路污水管	罗带河沿河段	3
3	疏港三北路污水管电缆沟	罗带河沿河段	3
4	八所港码头电缆沟	本次码头改建段	10
5	东方架空石化管廊 (本项目管道埋地)	第二装卸区北侧	4
6	园区架空化工公共管廊 (主要设有 2 条柴油管线、2 条汽油管线、1 条石脑油管线、1 条燃料油管线、1 条丙烯腈管线、1 条丙酮管线、1 条丙烯气相管线、1 条丙烯液相管线、1 条 LPG 气相管线、1 条 LPG 液相管线) (跨越)	第二装卸公司门口	1

表 2.5-4 管道与已有管道并行

序号	已有管道名称	区域位置	并行长度 (m)	并行间距 (m)
1	疏港二北路污水管网	管道东侧	1971	5.5
2	疏港二北路电缆沟	管道东侧	1971	3.5
3	码头出口段电缆沟	管道东侧	80	10

根据《油气输送管道完整性管理规范》(GB32167-2015)，识别标准见表 2.5-1，该项目架空管道部分位于东方八所港第二装卸区，周边为易燃易爆场所，属于 I 级高后果区。

2.5.9 管道穿越山岭隧道情况

本项目不穿越山岭隧道。

2.5.10 管道穿过采矿区情况

本项目不穿越采矿区。

2.5.11 标识与伴行路

本项目管道沿线设置有管道标识，不设置伴行路。

2.6 站场工程

本项目不设置站场。

2.7 公用工程

本项目只涉及改线，不涉及阀室、站场等建设内容，所以无给排水、供配电、采暖通风等公用工程，涉及的公用工程主要为防腐、通讯及自控。由于本次只对部分管段进行改造，公用工程不发生改变。

2.7.1 自控

本项目管道所有控制点进入油库控制系统，码头处对柴油管道、汽油管道上一个泊位分离流程处装电动阀进行控制，信号远传至八所港危化码头控制室。项目仪表均为隔爆型仪表，防护等级不低于 IP65。设置 4 台可燃气体检测报警仪，码头泊位汽油管线发球阀各设置 1 台，库区汽油分支管控制阀设置 1 台，汽油管线进入罐区防火堤预留接口设置 1 台。

2.7.2 通信

管道通讯依靠对讲机通讯方式进行。

2.7.3 供配电

本项目管线码头段电力依托八所港第二装卸码头，库内管线电力依托油库。

2.7.4 防腐与保温

(1) 利旧管道工程防腐

根据《东方油库输油管道检测评价及完整性管理项目总结报告》（中国石油天然气集团公司管材研究所，2019.12），本项目管道在 2008 年建造时埋地段的外防腐采用环氧煤沥青，在后期改造后局部管段更换成 3PE 防腐层（约 3.13km），其余仍是环氧煤沥青（约 0.7km）。

通过对该汽、柴油管道沿线土壤的检测，发现其腐蚀性较低，尤其防风林带的土壤腐蚀性更低，同时开挖检测也未发现管道本体明显腐蚀，说明埋地段管道外腐蚀风险较低。建议开展以下工作：

1) 对管道沿疏港路与罗带河交叉处往码头方向 55~60m 范围内外防腐层疑似破损处开挖验证，发生破损，已完成修复。后期管道 3PE 防腐层破损处修复时建议选用热收缩带（套）、带隔离纸的聚乙烯胶粘带或黏弹体防腐带+聚烯烃胶粘带。

2) 对罗带河南岸至码头的老管线（2008 年铺设）每年定期开挖两处，监控管道外防腐层破损程度以及管道本体是否发生腐蚀，如果发现防腐层破损严重至管道金属本体腐蚀，建立重新对该段管道采用 3PE 进行防腐。

该段工程本项目将进行改线。

（2）罗带河段改造

本工程穿越段钢管采用不锈钢管，无外防腐；连头处的 20#钢管采用粘弹体+冷缠带的防腐方式。本工程管道采用物理隔绝的方式保护在役管道不受外部杂散电流的影响。

阴极保护：罗带河段管道改造属于“管中管方案”，阴极保护采用物理隔绝的方法，在 20#管中先穿插一条 de250PE100SDR26 的 PE 管作为内衬管，避免后拖入的不锈钢钢管与 20#钢管直接连接形成电偶腐蚀，从而实现保护，同时对不锈钢钢管实现外防腐。本工程采用的不锈钢 316L 无缝钢管，本身具有耐腐蚀性和耐酸性，表明光滑，便于牵引拖入作为内衬隔离、防腐的 PE 管。

杂散电流干扰防护：鉴于穿越中线分布一条 35kV 高压输电线路，东侧约 15m 分布一条 10kV 高压输电线路，西侧约 45m 分布一条 10kV 高压输电线路，有可能对管道产生交流干扰影响，故对迁改段设置交流干扰排流点。交流干扰排流措施采用固态去耦合器和带状锌阳极接地地床组合的方式。

(3) 码头出口段改线工程

码头改线段埋地管线采用三 PE 加强级防腐，按照《埋地钢制管道聚乙烯防腐层》（GB/T23257-2017）的要求执行。架空管线按照《油气架空管道防腐保温技术标准》SY/T7347-2016 进行防腐，涂层结构：底漆采用环氧富锌、环氧云铁中间漆、面漆采用氟碳涂料的复合结构防腐层，涂层结构为底漆 2 道，中间漆 2 道，面漆 2 道。涂装要求：涂料的涂装可采用高压无气喷涂或刷漆，环氧富锌底漆，干膜厚度 $\geq 60 \mu\text{m}$ ，环氧云铁中间漆，干膜厚度 $\geq 160 \mu\text{m}$ ，氟碳面漆，干膜厚度 $\geq 100 \mu\text{m}$ ，总干膜厚度 $\geq 320 \mu\text{m}$ 。

2.8 安全设施利旧及新增安全设施

本项目的自控等工程，全部依托原有工程，依托情况如下表 2.8-1。

表 2.8-1 安全设施利旧情况表

序号	设施名称	数量
1	自控系统	1 套
2	通信设施（对讲机、电话）	若干
3	供电系统	油库
4	燃气检测系统	4 台
5	利旧管道的防腐和阴极保护	1 套

表 2.8-2 新增安全设施一览表

序号	设施名称	备注
1	改建段防腐	
2	改建段阴极保护	
3	安全警示标示	

3 评价单元划分和评价方法选择

3.1 评价范围

本次安全评价对象为东方油库汽柴油输油管道改建项目。

主要评价范围包括：本项目汽柴油输油管线起点为东方油库外墙切断阀，终点为码头围墙出口切断阀，单线管道长度约为 4.73km，设计压力为 1.6MPa，运行压力为 0.4MPa。

2) 与上述工程相关的公用工程。

3) 涉及本项目的环保等问题，应执行国家有关规定和标准，不包括再本次评价的范围内。

3.2 评价单元的划分

3.2.1 评价单元的划分依据

划分评价单元是为评价目标和评价方法服务的，要便于评价工作的进行，有利于提高评价工作的准确性。评价单元的划分，一般将生产工艺、工艺装置、物料的特点和特征与危险、有害因素的类别、分布有机结合进行划分，还可以按评价的需要将 1 个评价单元再划分为若干子评价单元或更细致的单元。常用的评价单元划分原则和方法如下。

(1) 以危险、有害因素的类别为主划分评价单元。

(2) 按装置和物质特征划分

3.2.2 评价单元的划分结果

依据《陆上油气输送管道建设项目安全评价导则》（AQ/T3057-2019）的要求对本项目改建管道建设工程的特点及评价内容划分评价单元，对该工程输油管道工程划分出如下 2 个单元进行评价：

表 3.2-1 评价单元划分

序号	评价单元		评价内容
1	线路单元	管道走向子单元	检查线路、管道敷设、管道标识等的符合性。
2	公用工程单元	自控单元	检查自控、通信方式、管道防腐等符合性。
		通信单元	
		防腐与保温单元	

3.3 安全评价方法的选择

3.3.1 评价方法的依据

本报告中各单元评价方法的选用，是在认真分析并熟悉被评价系统、充分掌握了该工程所需资料的基础上，根据各种安全评价方法的优缺点、适用条件和范围进行的。

为提高评价结果的可靠性，有选择地对线路单元、公用工程单元分别采用多种评价方法，从不同角度、不同方面，全面检查、重点突出。这些评价方法，互相补充、分析综合和互相验证。

3.3.1 评价方法介绍及选择理由

3.3.1.1 安全检查表法（SCL）

可以较全面的检查和评价该工程各评价单元的危险因素和薄弱环节；检查初步设计中应重点考虑的安全措施。

3.3.1.2 预先危险分析法（PHA）

能够在项目具体设计开始之前，识别可能的危险，用较少的费用和时间就能改正；从一开始就能消除、减小或控制主要的危险；优化新的设计方案。进行预先危险分析，可以充分了解装置可能出现的事故危害，找出消除或减轻事故危险的控制措施。对每一种可能发生的事故做到提前防范，严密控制，最大限度地降低事故的严重度和发生的概率。

(1) 分析步骤

1) 危害辨识

通过经验判断、技术诊断等方法，查找系统中存在的危险、有害因素。

2) 确定可能事故类型

根据过去的经验教训，分析危险、有害因素对系统的影响，分析事故的可能类型。

3) 针对已确定的危险、有害因素，制定预先危险性分析表。

4) 确定危险、有害因素的危害等级，按危害等级排定次序，以便按计划处理。

5) 制定预防事故发生的安全对策措施

(2) 等级划分依据

为了评判危险、有害因素的危害等级以及它们对系统破坏性的影响大小，预先危险性分析法给出了各类危险性的划分标准。该法将危险性的划分 4 个等级：

I 安全的，不会造成人员伤亡及系统损坏

II 临界的，处于事故的边缘状态，暂时还不至于造成人员伤亡

III 危险的，会造成人员伤亡和系统损坏，要立即采取防范措施

IV 灾难性的，造成人员重大伤亡及系统严重破坏的灾难性事故，必须予以果断排除并进行重点防范。

该工程各单元采用的评价方法见表 3.3-1。

表 3.3-1 各单元评价方法选用表

单元		安全检查表法	预先危险性分析法	火灾、爆炸危险性 分析法
线路单元	管道走向单元	√	√	√

公用工程	自控子单元	√		
	通信子单元	√		
	防腐与保温子单元	√		

4 危险有害因素辨识

为清楚的辨识和区别项目的危险、有害因素的名称和类别，方便评价，本报告按《企业职工伤亡事故分类》（GB6441-1986）、《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T13861-2009）的规定，进行危险因素的辨识与分析。

4.1 危险有害物质

本项目输送的介质主要为柴油、汽油，根据《危险化学品目录》（2015版）对该工程涉及的危险有害物质进行分类辨识，得出结果见表 4.1-1，汽油、柴油的危险特性及理化性质见表 4.1-2 和 4.1-3。

表 4.1-1 危险、有害物质汇总

序号	物料名称	性质及状态	健康危害	相对密度 (水=1)	空气中燃烧爆炸极限 (V%)	接触限值 (mg/m ³)	建筑火险分类
1	汽油	无色或淡黄色易挥发液体，具有特殊气味。	主要作用于中枢神经系统。	0.745	1.3%~6.0%	300	甲
2	柴油	稍有粘性的无色或淡黄色至棕色液体。	皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎。	0.835	无资料	/	乙

表 4.1-2 汽油的理化特性表

标识	中文名	汽油		英文名	Gasoline; Petrol
	危险货物编号	31001		UN 编号	1203
	危险品类别	第 3.1 类低闪点易燃液体。			
理化特性	主要成份	C ₄ ~C ₁₂ 脂肪烃和环烷烃。			
	外观性状	无色或淡黄色易挥发液体，具有特殊气味。			
	沸点	40℃~200℃	相对密度（水=1）	0.67~0.73	
	熔点	<-60℃	相对密度（空气=1）	3.5	
	溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇、脂肪。			
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	稳定性	稳定	
	闪点	<28℃	爆炸极限	1.3%~6.0%	
	引燃温度	415℃~530℃	最大爆炸压力	0.813MPa	
	禁忌物	强氧化剂	燃烧分解产物	CO、CO ₂ 、H ₂ O	
	危险特性	其蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热易引起燃烧爆炸。与氧化剂接触能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。			
	灭火剂种类	泡沫、干粉、砂土、CO ₂ 。			
毒性及健康危害	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。	接触限值	300mg/m ³	
	健康危害	急性中毒：对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头痛、头晕、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止。可伴有中毒性周围神经病及化学性肺炎。部分患者出现中毒性精神病。液体吸入呼吸道可引起吸入性肺炎。溅入眼内可致角膜溃疡、穿孔、甚至失明。皮肤接触致急性接触性皮炎，甚至灼伤。吞咽引起急性肠胃炎，重者出现类似急性吸入中毒症状，并可引起肝、肾损害。			
急救措施	皮肤接触	立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。			
	眼睛接触	立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15min。就医。			
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。			
	食入	给饮牛奶或植物油洗胃和灌肠。就医。			
防护措施	工程控制	生产过程密闭，全面通风。工作场所严禁吸烟，避免长期反复接触。			
	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。			
	眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。			
	身体防护	穿防静电工作服。			

	手防护	戴耐油手套。
储运	存储要保持容器密封，要有防火、防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且有接地装置，防止静电积聚。	
泄漏处理	疏散泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，或在保证安全情况下就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸汽灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处理。	

表 4.1-3 柴油的理化特性表

标识	中文名	柴油 10 [#] 、0 [#] 、-10 [#] 、-20 [#]		英文名	Dieseloil
	危险货物编号			UN 编号	2924
	危险品类别	第 3.3 类高闪点易燃液体。			
理化特性	主要成份	C ₁₅ ~C ₂₃ 脂肪烃和环烷烃。			
	外观性状	稍有粘性的无色或淡黄色至棕色液体。			
	沸点	200℃~365℃	相对密度（水=1）	0.84~0.9	
	熔点	-35℃~20℃	相对密度（空气=1）		
	溶解性	不溶于水，与有机溶剂互溶。			
燃烧爆炸危险特性	燃烧性	易燃	稳定性	稳定	
	闪点	≥55℃	爆炸极限	无资料	
	引燃温度	350℃~380℃	最大爆炸压力		
	禁忌物	强氧化剂、卤素	燃烧分解产物	CO、CO ₂ 、H ₂ O	
	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火剂种类	泡沫、CO ₂ 、干粉、1211 灭火剂、砂土。			
毒性及健康危害	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收	接触限值		
	健康危害	皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。			
急救	皮肤接触	立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。			
	眼睛接触	立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15min。就医。			

措施	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
	食入	给饮牛奶或植物油洗胃和灌肠。就医。
防护措施	工程控制	密闭操作，全面通风。工作场所严禁火种。
	身体防护	穿防静电工作服。
	手防护	戴耐油手套。
储运	存储要保持容器密封，要有防火、防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速，且有接地装置，防止静电积聚。	
泄漏处理	疏散泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，或在保证安全情况下就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸汽灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处理。	

根据《危险化学品名录》（2015），该项目使用及生产的物料涉及到的列入的危险化学品主要有：汽油、柴油。

根据《首批重点监管的危险化学品名录》（2015版），该项目涉及物料中汽油属于首批重点监管的危险化学品。

依据《各类监控化学品名录》（2020年版）（中华人民共和国工业和信息化部令第52号），该项目涉及物料均不属于监控化学品。

根据《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化工工艺目录的通知》（安监总管三〔2009〕116号）的规定，该项目不属于首批重点监管的危险化工工艺。

依据《建筑设计防火规范》（GB50016-2014，2018年版），本建设项目涉及的物质中：汽油甲类火灾物质、柴油乙类火灾物质。

依据《特别管控危险化学品目录（第一版）》（应急管理部工业和信息化部公安部交通运输部公告2020年第3号），本项目汽油属于特别管控危险化学品。

依据《海南省禁止、限制和控制危险化学品目录（第一批）》（琼安委办〔2021〕59号），该项目柴油、汽油属于限制和控制类危险化学品。

4.2 线路

4.2.1 输油管道本体危险有害因素分析

由于输油本体、敷设、应力开裂等原因造成油品泄露，遇明火容易发生火灾、爆炸事故。

（1）管道本体设计不合理

1) 材料选材、设备选型不合理

在确定管道、管件、法兰、阀门、机械设备、仪器仪表材料时，未充分考虑材料的强度，若管线的选材不能满足强度要求，不耐低温等，管道存在应力开裂危险。

2) 管线布置、柔性考虑不周

管线布置不合理，造成管道因热胀冷缩产生变形破坏或振动；埋地管道弯头的设置、弹性敷设、埋设地质影响、温差变化等，对运行管道产生管道位移具有重要影响，柔性分析中如果未充分考虑或考虑不全面，将会引起管道弯曲、拱起甚至断裂。管内介质不稳定流动和穿越公路处地基振动产生的管道振动也可能导致管道位移。

3) 结构设计不合理

在管道结构设计中未充分考虑管道、压力设备结构设计不合理，难以满足工艺操作要求甚至带来重大安全事故。

（2）应力载荷影响

管道在运行过程中受压力、热应力等载荷作用，加上钢制管道内部介质和外部土壤的腐蚀，将造成腐蚀或应力腐蚀、疲劳或腐蚀疲劳等失效。此外，在运行过程中部分钢制管段内外壁严重腐蚀、气体温度突然变化、管线受到

急剧膨胀或收缩、管线受外力、重物的轧压打击等，可能造成管道破裂事故。管件在成型过程中，若工艺存在问题，可能在焊缝位置或材料薄弱处产生开裂或裂纹等缺陷，此外，弯头等管件受介质冲刷、热胀冷缩产生变形，可能导致管道受力不均发生爆裂等事故。

（3）疲劳失效

管道、设备等设施在交变应力作用下发生的破坏现象称为疲劳破坏。所谓交变应力即为因载荷作用而产生随时间周期或无规则变化的应力。交变应力引起的破坏与静应力引起的破坏现象截然不同，即使在交变应力低于材料屈服极限的情况下，经过长时间反复作用，也会发生突然破坏。

管道经常开停车或变负荷，系统流动不稳定，穿越公路处地基振动产生管道振动等均会产生交变应力。而管道、设备等设施在制造过程中，不可避免地存在开孔或支管连接，焊缝缺陷，这些几何不连续造成应力集中，交变应力的作用在这些部位将产生疲劳裂纹，疲劳裂纹逐渐扩展贯穿整个壁厚后，会导致天然气泄漏进而引发火灾、爆炸事故。

（4）腐蚀

由腐蚀所导致的管道损害是最严重的潜在危害，其可分为内腐蚀和外腐蚀。在运行过程中，如不及时对管道防腐情况进行检测，及时进行修复，容易导致油品泄漏进而引发火灾、爆炸事故。鉴于油库已出现了罗带河段柴油管道由于腐蚀原因，造成柴油泄露事件。因此管道内外腐蚀穿孔是本项目的重要危险有害因素。

4.2.2 线路路由危险有害因素分析

（1）管道穿跨越危险有害因素分析

本项目管线穿越罗带河，穿越处属于感潮河段，海水对管线存在腐蚀作用。2019年该段管线由于管线腐蚀原因，造成了柴油漏油事件。因此穿越河

段海水对管道的腐蚀，是造成管道破裂、穿孔的因素。再者，由于管理问题，不及时对管道进行检测，不及时进行维修，也是管道破裂、穿孔的因素。

(2) 与已有管道并行交叉

本工程码头出口段有 19.6m 架空管道，架空管道与中海油天然气、油品管廊交叉。当架空管道发生小孔泄漏事故时，由于泄漏油品和蒸发产生的石油蒸气云遇明火会发生燃烧和爆炸，由于管廊也输送天然气等易燃易爆物质，造成事故扩大。本项目与疏港三北路并行，如敷设管道间距不足、阴极保护防干扰设施不符合要求，容易造成管道失效。

罗带河管道段，分布有三条高压输电线路，散杂电流有可能对管道产生交流干扰影响，管道腐蚀容易造成穿孔，造成泄漏。

4.2.3 管道高后果区危险有害因素分析

项目沿线穿越罗带河，根据《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）。该项目管道 k0+154.0 至 k0+494.0 段经过罗带河，属于 III 级高后果区；管道码头出口段属于 I 级高后果区。如果管道发生泄漏或者火灾爆炸事故，会引发周边的连锁火灾爆炸反应，也会带来环境污染事故。

4.3 自然环境危险有害因素分析

4.3.1 地震

地震是地壳运动的一种表现，是地球内部传播出来的地震波造成的地面震动，其中由地下构造活动产生的构造地震，破坏性大、影响面广。地震虽然发生频率低，但因目前尚无法准确预报，具有突发的性质。

地震可对该工程的设施及建构筑物、管道等造成破坏，可导致水、电、通讯线路中断，引发更为严重的次生灾害。本地区抗震设防烈度为 6 度，若防震设计达不到要求，会造成设备、管线等倒塌毁坏，从而直接或间接破坏

站内设备及管道。泄漏油品和蒸发产生的石油蒸气云遇明火会发生燃烧和爆炸。

4.3.2 雷击

雷电对输油管道的危害主要为直击雷和感应雷。管道防雷及静电接地装置不符合规范要求，或接地装置损坏，受雷击可引起火灾甚至爆炸。

4.3.3 暴雨洪水

该工程处于海南省沿海，发生暴雨洪水的可能性较大，暴雨洪水是由较大强度的降雨而形成的洪水，其主要特点是峰高量大、持续时间长、洪灾波及范围广。洪水对管道造成的危害有：

- 1) 损坏电力、通信系统，引起电力、通信中断，以至于管道系统无法正常工作；
- 2) 损毁水工保护设施，冲刷管道周围的泥土，会导致管道裸露或悬空，使管道在热应力和重力作用下拱起等弯曲变形；
- 3) 大面积的洪水会使管道地基发生沉降，造成管道的变形甚至断裂。

4.3.4 海水腐蚀

本项目穿越罗带河，该段属于感潮河段，海水对管道造成一定腐蚀作用。管道受环境因素如大气中的水、氧、酸性氧化物等物质的作用影响，会造成电化学腐蚀及化学腐蚀，腐蚀可造成管壁减薄，严重时会使管道穿孔及裂缝，导致油品泄漏。

4.3.5 地质灾害问题

输油管道敷设面地质问题如地面塌陷、沉降，引起基础及支座失稳，管道受力不均变形产生破损或裂隙，可导致油品泄漏。

4.5 社会环境

该工程管道线路最大的危险因素来自第三方破坏，分为无意破坏和有意破坏。

4.5.1 无意破坏

由于人类的正常经济作业，在进行地面活动及地下施工作业时，可能与输油管道发生交叉，如果与相关部门缺乏沟通，施工时可能造成输油管道破坏，如埋地管道经过地段若需埋设其他管道、电缆、光缆，容易在第三方施工过程中受到破坏。因此，该工程投产后，企业应做好管理工作，增加巡线力度，加强管道沿线群众有关管道设施安全保护的宣传教育。该工程在采取必要的安全措施后，周边环境对该建设项目的有限影响，并能够控制在可接受水平。

4.5.2 有意破坏

一些不法分子可能为了自身利益或谋取暴利，对输油管道进行打孔盗油，使输油管道安全受到严重威胁。

3.5.3 违章建筑

违章建筑指在管道沿线周围危险区域内兴建的各种建筑，这种违章行为对管道的安全及居民的安全构成了严重威胁，也给违章建筑本身种下了安全隐患。

4.6 站场工程

本工程不涉及站场。

4.7 公用工程

公用工程的主要危险存在于管道阴极保护系统，如果管道阴极保护系统失效，管道敷设于腐蚀性土壤中，周围植物根茎对防腐层的破坏等原因，均会造成管道外表面腐蚀加剧，引起管道穿孔，管输油品泄漏导致事故的发生。

4.8 施工期间危险因素分析

(1) 火灾、爆炸

码头出口段原管道在拆除之前应清空管道中的汽油、柴油，若清理不完

全，残留的可燃蒸气，在一定条件下形成燃烧爆炸危险区域，当浓度处于爆炸极限范围内时，一旦遇到设备接地不良产生静电、人体静电、施工作业人员携带器具产生碰撞火花、外部人员携带明火等点火源，可引起火灾、爆炸事故。

同时，项目新管道与旧管道进行驳接过程，如旧管道汽油、柴油未清理，残留蒸汽，遇到动火作业，容易引起火灾、爆炸事故。

本项目码头出口段穿越了东方石化危险品管道、跨越东方工业园区公共管廊，在两段施工过程中，动火作业如不按照码头等相关要求执行，一旦破坏管廊，发生易燃气体或液体泄露，动火作业引起火灾爆炸事故。

（2）高处坠落

码头出口有 10m 管道为架空设置，施工高度大于 2m，因无防护措施或防护措施缺陷、不具备高处作业资格的人员擅自作业、作业过程中未按规定佩戴个人防护用品、误操作等可引起高处坠落伤害事故。

（3）机械伤害

在项目管道的拆除和施工过程中，使用到机械设备，若机械设备无防护装置或防护装置损坏、缺失，设备故障，以及人员操作失误就会发生挤压、碰撞、剪切、冲击等机械伤害事故。

（4）触电

项目施工过程中，因施工用电过程中电气设备外露、设备老化、人的误操作等都存在作业人员触电伤害的危险。H. 管道焊接时，如地面有水、有稀泥、流砂等，电焊把钳离地面较近，很容易造成触电伤害。

（5）起重伤害

项目原有管道开挖过程中，从事起重作业时由于操作失误、设备故障等发生移动吊物撞人脱钩砸人等机械伤害事故。

（6）物体打击

施工过程中手用工具(如撬棒)操作由于工具有缺陷、操作不当、脱手坠落等原因引发的物体打击。人力搬运物料或工件时，由于配合不协调、用力不当或脱手造成物体坠落打击。在高空作业时，使用的工具没有摆放好；悬挂物未能及时清理等情况造成重物下落，有发生物体打击的危险。

（7）车辆伤害

在项目原有管道拆除过程中，需要车辆进出运输开挖设备、机具等，由于车辆超速或人员避让不及时等，操作人员在车辆行驶中可能引起车辆伤害。

（8）淹溺

本项目罗带河段施工在原有管道内进行施工，但由于施工位置紧邻河岸，如不穿戴救生用品，容易造成溺水事故。

4.9 运营期间有害因素分析

（1）火灾、爆炸

埋地管道在长期的运营过程中，如果管线发生腐蚀泄露或者检维修过程中未排空管道内的可燃气体，泄露油品蒸汽、油品遇到火花可能会发生火灾爆炸事故。阀门、管件是管线系统的薄弱环节，由于误操作或机械质量问题很容易造成破损或漏油，造成火灾爆炸事故。

（2）机械伤害

在运营过程中，管道进行检维修过程中使用到的机械设备，若机械设备无防护装置或防护装置损坏、缺失，设备故障，以及人员操作失误就会发生挤压、碰撞、剪切、冲击等机械伤害事故。

（3）中毒和窒息

输油管道由于腐蚀等原因，产生油品泄露，如及时发现，大量油气会造成巡线和维修人员中毒和窒息。

4.10 本项目对周边环境的影响分析

本项目码头出口段管道邻近东方市八所港第二装卸区，该区域为液体化工危险品作业区，共有码头 3 个（包含 4 个泊位）。主要装卸的介质有甲醇、苯乙烯、MTBE、汽油、柴油、燃料油、粗白油、凝析油、石脑油、生物柴油、原料油、PLG、混合轻烃、混合碳四、浓硫酸、原油、苯、乙苯、沥青原料等）。

如果本项目的管道泄漏，管道内的油气或者油品泄露，遇到明火造成火灾爆炸事故，容易引发危险品作业区的二次火灾爆炸事故。

4.11 重大危险源辨识

按照《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（安监总局令〔2011〕第 40 号，安监总局令〔2015〕第 79 号修订）的要求，依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）对该项目危险化学品重大危险源辨识进行辨识。该标准中对危险化学品重大危险源的定义是：长期地或临时地生产、加工、搬运、使用或储存危险化学品，且危险化学品的数量等于或超过临界量的单元。

本项目仅涉及汽油、柴油的输送，不涉及储存、加工、搬运、生产及使用。所以不构成危险化学品重大危险源。

4.12 辨识结果汇总

以上分析和现场检查结果表明，该工程管道在施工、运行等过程中的主要危险、有害因素汇总见下表。

表 4.12-1 主要危险有害因素分布

序号	单元		主要危险有害因素	
			施工	运行
1	线路	罗带河段	火灾、爆炸、机械伤害、淹溺、触电、物体打击、机械伤害、起	火灾、爆炸、机械伤害

			重伤害、车辆伤害	
		码头出口段	火灾、爆炸、机械伤害、高处坠落、触电、物体打击、机械伤害、起重伤害、车辆伤害	火灾、爆炸、机械伤害
2	公用工程	自控	无	无
		通信	无	无
		供配电	触电	触电
		防腐与保温	无	火灾、爆炸

。

5 定性、定量评价

5.1 线路

5.1.1 管道走向

5.1.1.1 安全检查表评价

主要依据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）、《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）、《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）、《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018）制定安全检查表，评价该工程管道走向安全条件，见下表 5.1-1。

表 5.1-1 管道走向安全检查表

序号	检查项目	检查依据	检查情况	检查结果
管道线路				
1.	管道线路的选择，应根据工程建设的目的和资源、市场分布，结合沿线城镇、交通、水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划，以及沿途地区的地形、地貌、地质、水文、气象、地震自然条件，通过综合分析和多方案技术经济比较确定线路总体走向。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.1.1 条	本工程管线线路通过综合分析和多方案技术经济比较确定线路总体走向。	符合
2.	管道不应通过饮用水水源一级保护区、飞机场、火车站、海(河)港码头、军事禁区、国家重点文物保护单位、	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014)	本项目管线未通过饮用水水源一级保护区、飞机场、火	符合

	自然保护区的核心区。	第 4.1.3 条	车站、海(河)港码头、军事禁区、国家重点文物保护范围、自然保护区的核心区。	
3.	输油管道应避免开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，宜避开矿山采空区、全新世活动断层。当受到条件限制必须通过上述区域时，应选择其危害程度较小的位置通过，并采取相应的防护措施。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.1.4 条	本项目管线未经过滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，且避开矿山采空区、全新世活动断层。	符合
4.	埋地输油管道同地面建(构)筑物的最小间距应符合下列规定： 1 原油、成品油管道与城镇居民点或重要公共建筑的距离不应小于 5m。 2 原油、成品油管道临近飞机场、海(河)港码头、大中型水库和水工建(构)筑物敷设时，间距不宜小于 20m。 3 输油管道与铁路并行敷设时，管道应敷设在铁路用地范围边线 3m 以外，且原油、成品油管道距铁路线不应小于 25m、液化石油气管道距铁路线不应小于 50m。如受制于地形或其	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.1.6 条	本项目已建管道沿线与个别民房的距离大于 5 米；本项目建设在工业园区内，管线周边无铁路、飞机场、军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护单位保护设施；本项目改线管道分别为罗带河穿越段和海南八所港务有限责	符合

	<p>他条件限制不满足本条要求时，应征得铁路管理部门的同意。</p> <p>4 输油管道与公路并行敷设时，管道应敷设在公路用地范围边线以外，距用地边线不应小于 3m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得公路管理部门的同意。</p> <p>5 原油、成品油管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护单位的最小距离应同有关部门协商确定。液化石油气管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护单位的距离不应小于 100m。</p> <p>6 液化石油气管道与城镇居民点、重要公共建筑和一般建(构)筑物的最小距离应符合现行国家标准《城镇燃气设计规范》GB50028 的有关规定。</p> <p>注：本条规定的距离，对于城镇居民点，由边缘建筑物的外墙算起；对于单独的学校、医院、军工厂、机场、码头、港口、仓库等，应由划定的区域边界线算起</p>		<p>任公司第二装卸区</p> <p>码头出口段，码头出口段与公路并行敷设，距离大于 10 米。</p>	
<p>5.</p>	<p>管道与架空输电线路平行敷设时，其距离应符合现行国家标准《66kV</p>	<p>《输油管道工程设计规范》</p>	<p>本项目埋地管道与埋地电力电缆平行</p>	<p>符合</p>

	<p>及以下架空电力线路设计规范》GB 50061 及《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545 的有关规定。</p> <p>管道与干扰源接地体的距离应符合现行国家标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB / T 50698 的有关规定。埋地输油管道与埋地电力电缆平行敷设的最小距离，应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB / T 21447 的有关规定。</p>	<p>(GB50253-2014)</p> <p>第 4.1.7 条</p>	<p>敷设的最小距离</p> <p>3.5m。</p>	
6.	<p>架空电力线路与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路交叉或接近的要求，应符合表 12.0.16 的规定。</p>	<p>《66kV 及以下架空电力线路设计规范》</p> <p>(GB50061-2010)</p> <p>第 2.0.16 条</p>	<p>本项目埋地管道与 35KV 架空电力线的垂直距离约 20m，满足规范要求不低于 3m。</p>	符合
7.	<p>埋地管道与架空输电线路的距离应符合下列要求：</p> <p>a) 在开阔地区，埋地管道与高压交流输电线路杆塔基脚间控制的最小距离不宜小于杆塔高度；</p> <p>b) 在路径受限地区，埋地管道与交流输电系统的各种接地装置之间的最小水平距离不宜小于表 8 的规定。在采取故障屏蔽，接地，隔离等防护措</p>	<p>《钢质管道外腐蚀控制规范》</p> <p>(GB/T21447-2018)</p> <p>第 7.3.5 条</p>	<p>本项目埋地管道与 35KV 架空电力线路杆塔基脚间的水平距离约 30m，满足规范要求不低于杆高（杆高约 20m）。</p>	符合

	施后,表 8 规定的距离可适当减小。			
8.	输油管道与已建管道并行敷设时,土方地区管道间距不宜小于 6m,如受制于地形或其他条件限制不能保持 6m 间距时,应对已建管道采取保护措施。石方地区与已建管道并行间距小于 20m 时不宜进行爆破施工。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.1.8 条	本项目管线在疏港二北路段与污水管线并行敷设,并行间距为 5.5m,在施工阶段采取了对已建管道采取保护措施,本次改线管路段未与已建管线并行敷设。	符合
9.	同期建设的输油管道,宜采用同沟方式敷设;同期建设的油、气管道,受地形限制时局部地段可采用同沟敷设,管道同沟敷设时其最小净间距不应小于 0.5m。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.1.9 条	本项目汽油和柴油管道同期敷设,间距不小于 0.5m。	符合
10.	管道与通信光缆同沟敷设时,其最小净距(指两断面垂直投影的净距)不应小于 0.3m。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.1.10 条	本项目管线在疏港二北段管线与电缆管沟并行敷设,并行间距为 3.5m;在码头出口段与电缆管沟并行敷设,间距约为 10m。	符合
管道敷设				
11.	输油管道应采用地下埋设方式。当受	《输油管道工程设	本项目管线采用地	符合

	自然条件限制时,局部地段可采用土堤埋设或地上敷设。	计规范》 (GB50253-2014) 第 4.2.1 条	下埋设方式,码头出口段局部采取地上架空敷设。	
12.	埋地管道的埋设深度,应根据管道所经地段的农田耕作深度、冻土深度、地形和地质条件、地下水深度、地面车辆所施加的载荷及管道稳定性的要求等因素,经综合分析后确定。管顶的覆土层厚度不宜小于 0.8m。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.2.3 条	本项目埋地管线管顶的覆土层厚度不小于 1m。	符合
13.	管沟边坡坡度应根据试挖或土壤的内摩擦角、黏聚力、湿度、密度等物理力学性质确定。 当缺少土壤物理力学性质资料、地质条件良好、土壤质地均匀、地下水位低于管沟底面标高且不加支撑时,沟深小于 5m 的管沟边坡最陡坡度不宜大于表 4.2.5 的规定;沟深大于或等于 5m 的管沟应分台阶开挖,台阶宽度不宜小于 2m。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.2.5 条	根据设计说明书可知,管沟边坡坡度按规范要求进行设计。	符合
14.	管沟回填土作业应符合下列规定: 1 岩石、卵砾石、冻土段管沟,应在沟底先铺设细土或砂垫层,压实后的厚度不宜小于 0.2m。 2 回填岩石、砾石、冻土段的管沟时,	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.2.6 条	根据设计说明书可知,管沟回填作业按要求进行施工。	符合

	<p>应先用细土或砂回填至管顶以上 0.3m 后，方可用原状土回填，回填土中的岩石和碎石块最大粒径不应超过 250mm。</p> <p>3 管顶和管底用的细土或砂的最大粒径应根据外防腐涂层的类型确定；对于三层结构聚乙烯、三层结构聚丙烯和双层环氧粉末外防腐涂层，最大粒径不宜超过 20mm，且应保证良好的颗粒级配；对于其他涂层，最大粒径不宜超过 10mm。</p> <p>4 一般地段的管沟回填，应留有沉降余量，回填土宜高出地面 0.3m 以上。对于回填后可能遭受地表汇水冲刷或浸泡的管沟，回填土应压实，压实系数不宜小于 0.85，并应满足水土保持的要求。</p> <p>5 输油管道出土端、进出站（阀室）和固定墩前后段，回填土时应分层夯实，分层厚度不应大于 0.3m，夯实系数不宜小于 0.9。单侧夯实段长度应根据计算确定。</p>			
<p>15.</p>	<p>管沟回填后，应恢复原地貌，并保护耕植层，防止水土流失和积水</p>	<p>《输油管道工程设计规范》</p>	<p>根据设计说明书可知，管沟回填后，</p>	<p>符合</p>

		(GB50253-2014) 第 4.2.7 条	恢复原地貌，做好水土流失防护措施。	
16.	当埋地输油管道同其他埋地管道或金属构筑物交叉时，其垂直净距不应小于 0.3m，两条管道的交叉角不宜小于 30°；管道与电力、通信电缆交叉时，其垂直净距不应小于 0.5m	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.2.11 条	本项目管线在码头出口段有一处与管廊(中海油天然气、油票管道)垂直交叉，交叉处置间距 1m；在码头出口段管道与埋地电缆管沟垂直交叉，间距为不小于 0.5m；在疏港二北路与罗带河拐弯处与给水管网垂直交叉，间距为 0.5m；在码头出口段管道与地上管廊垂直交叉，间距大于 1m；码头出口段终点处与地上管道垂直交叉，间距为 1 米。	符合
17.	输油管道通过人工或天然障碍物(水域、冲沟、铁路、公路等)时，应符	《输油管道工程设计规范》	本项目管线穿越罗带河，满足《油气	符合

	合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423 和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB50459 的有关规定。液化石油气管道穿越铁路、公路管段的设计系数应按本规范附录 F 的规定选取。	(GB50253-2014) 第 4.2.12 条	输送管道穿越工程设计规范》GB50423 和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB50459 的有关规定。	
18.	输油管道应采取防腐层与阴极保护联合腐蚀控制措施。输油管道的防腐设计应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB / T21447 和《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB / T21448 的有关规定。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.3.1 条	根据设计说明书可知，本项目输油管道按照要求采取防腐层与阴极保护联合腐蚀控制措施。	符合
19.	埋地管道外防腐层的性能、等级及外防护层的选用，应根据地质、环境条件需求确定	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.3.2 条	根据设计说明书可知，埋地管道外防腐层根据地质和环境条件确定。	符合
20.	采用强制电流保护方式时，应避免或抑制对邻近金属构筑物的干扰影响。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.3.4 条	根据设计说明书可知，本项目管线在穿越罗带河段时，设置交流干扰排流点。交流干扰排流措施采用固态去耦合器和锌块阳极接地地床组合的方	符合

			式。	
21.	采用牺牲阳极方式保护时,应考虑地质条件的限定影响	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.3.5 条	根据设计说明书可知,考虑地质条件影响。	符合
22.	相临并行的任一管道受到干扰影响时,不宜采取联合阴极保护措施。需要进行联合保护的,应在并行段两端受干扰的管道上采取绝缘隔离措施	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.3.7 条	根据设计说明书可知,本项目改线部分输油管线未与其他管线相邻并行。	符合
23.	4.4.1 输油管道沿线应设置线路截断阀	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.4.1 条	根据设计说明书可知,本项目输油管线设置截断阀。	符合
24.	4.4.2 原油、成品油管道线路截断阀的间距不宜超过 32km,人烟稀少地区可适当加大间距。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.4.2 条	根据设计说明书可知,本项目输油管线截断阀间距小于 32km。	符合
25.	埋地输油管道沿线在河流大型穿越及饮用水水源保护区两端应设置线路截断阀。在人口密集区管段或根据地形条件认为需要截断处,宜设置线路截断阀。需防止油品倒流的部位应安装能通过清管器的止回阀	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.4.4 条	根据设计说明书可知,本项目输油管线在罗带河两段设置了截断阀。	符合
26.	截断阀应设置在交通便利、地形开	《输油管道工程设计	根据设计说明书可	符合

	阔、地势较高、检修方便，且不易受地质灾害及洪水影响的地方	计规范》 (GB50253-2014) 第 4.4.5 条	知，截断阀位置方便检修，不易受地质灾害及洪水影响。	
27.	穿越断面应选择在水域形态稳定的地段，两侧场地应满足布设钻机、泥浆池、材料堆放和管道组焊的要求。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 (GB50423-2013) 第 5.1.1 条	根据设计说明书可知，穿越罗带河段水域形态稳定，两侧满足施工要求。	符合
28.	水平定向钻敷设穿越管段的入土角宜为 $6^{\circ} \sim 20^{\circ}$ ，出土角宜为 $4^{\circ} \sim 12^{\circ}$ ，应根据地质条件、穿越管径、穿越长度、管段埋深和弹性敷设条件确定。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 (GB50423-2013) 第 5.1.3 条	根据设计说明书本次定向钻为升级方案。	符合
29.	穿越深度应符合下列规定： 1 水域穿越管段管顶埋深不宜小于设计洪水冲刷线或疏浚深度线以下 6m； 2 穿越铁路、公路、堤防建(构)筑物时，穿越深度应符合有关技术规定； 3 穿越管段埋设深度应避开挖砂、采石、抛锚作业的影响。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 (GB50423-2013) 第 5.1.4 条	根据设计说明书可知，本项目利用原有管道进行插管，原有管道穿越深度符合规定。	符合
30.	定向钻穿越施工应采用环保型泥浆。并应循环使用	《油气输送管道穿越工程设计规范》	根据设计说明书可知，定向钻穿越施	符合

		(GB50423-2013) 第 5.1.9 条	工采用环保型泥浆。	
31.	岩石层、卵砾石层等对管道存在划伤可能地段的定向钻穿越管道回拖时, 应采取措施保护管道不受损伤, 其防腐层或外层保护层应耐划伤	《油气输送管道穿越工程设计规范》 (GB50423-2013) 第 5.1.11 条	根据设计说明书可知, 本项目管线利用原管道作为保护套管, 并在套管内衬一条 PE 管, 保护 316L 的不锈钢管在回拖过程中不被划伤拉伤。	符合
32.	穿越管段在扩孔回拖时, 应按下列公式核算空管在泥浆压力作用下的径向屈曲失稳。	《油气输送管道穿越工程设计规范》 (GB50423-2013) 第 5.2.4 条	根据设计说明书可知, 本项目穿越管段在扩孔回拖时, 穿越管道径向屈曲稳定满足要求。	符合
管道标识				
33.	管道沿线应设置里程桩、标志桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌等永久性标志, 管道标志的标识、制作和安装应符合现行行业标准《管道干线标记设置技术规范》SY / T6064 的有关规定。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.6.1 条	根据设计说明书可知, 管线相应位置分别设施了标志桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌。	符合
34.	里程桩应沿管道从起点至终点, 每隔 1km 至少设置 1 个。阴极保护测试桩	《输油管道工程设计规范》	根据设计说明书可知, 每隔 1Km 设置	符合

	可同里程桩合并设置。	(GB50253-2014) 第 4.6.2 条	里程桩。	
35.	在管道平面改变方向时应设置水平转角桩。转角桩宜设置在折转管道中心线上方。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.6.3 条	根据设计说明书可知，在管道平面改变方向位置上方设置水平转角桩。	符合
36.	管道穿跨越人工或天然障碍物时，应在穿跨越处两侧及地下建(构)筑物附近设置标志桩。通航河流上的穿跨越工程，应在最高通航水位和常水位两岸岸边明显位置设置警示牌。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.6.4 条	根据设计说明书可知，在罗带河两端设置警示牌。	符合
37.	警示带应标记管道名称、管理单位、电话号码、安全警示语。	《油气管道线路标识设置技术规范》 (SY/T6064-2017) 第 6.9 条	根据设计说明书可知，警示带设有管道名称、管理单位、电话号码、安全警示语。	符合
38.	埋地管道通过人口密集区、有工程建设活动可能和易遭受挖掘等第三方破坏的地段应设置警示牌，并宜在埋地管道上方埋设管道警示带。	《输油管道工程设计规范》 (GB50253-2014) 第 4.6.6 条	根据设计说明书可知，在工程建设活动可能和易遭受挖掘等第三方破坏的地段设置警示牌。	符合

5.2.1.2 评价结果

用安全检查表法对线路单元共计检查了 38 项内容，38 项均符合《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《油气输送管道穿越工程设计规范》

（GB50423-2013）、《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）、《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）、《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018）等规范要求。

5.1.2 人员密集场所高后果区分析

本项目汽柴油输油管线起点为东方油库外墙切断阀，终点为码头围墙出口切断阀，单线管道长度约为 4.73km。

根据《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015），对泄漏后可能对公众和环境造成较大不良影响的区域进行高后果区段识别。

表 5.1-2 管道高后果区管段识别分级

序号	位置	长度(m)	分级	地区等级	备注
1	穿越罗带河段。	340	III	四	
2	码头出口段	154	I	四	

高后果区建议措施：

（1）高后果区应作为重点关注区域，试压及投产阶段应对处于高后果区管段重点检查，制定针对性应急预案，做好沿线宣传并采取安全保护措施；

（2）运行阶段应将高后果区管道作为重点管理段；

（3）地区发展规划足以改变该地区现有等级时，管道设计应根据地区发展规划划分地区等级，对相应管段应采取相关措施，满足变化后的更高等级区域管理要求；

（4）输气管道推荐采用水试压，实验压力小于设计压力，经过评价采取相应安全措施后，也可采用气体试压；

（5）管线试压应全面监控管道压力变化情况，分析是否有管材破裂、穿孔等泄漏情况发生；

(6) 管线试压应安排线路巡护人员重点观察沿线地面有介质泄漏，地面附着物有无异常；

(7) 应根据高后果区识别结果、风险评价和完整性评价等结论与建议制定管道巡护方案，明确巡护的内容、频次和重点关注位置，高后果区应作为巡护的重点段；

(8) 宜采用管道泄漏监测或安全预警系统等防范措施；

(9) 对高后果应合理调整管道强度设计系数，增加管道壁厚，增强管道本质安全程度。

5.1.3 预先危险性分析

用预先危险分析法对管道主要危险因素进行分析评价，分析结果见表

5.1-3。

表 5.1-3 输油管道预先危险性分析

危害因素	阶段	触发事件	形成事故原因	事故后果	危险等级	建议措施
火灾爆炸	运行	汽油、柴油泄漏遇到明火	1.管道腐蚀；2.超压造成管线破裂；3.管道阀门破裂；4.管道阀门泄漏；5.操作失误；6.密封件失效；7.焊口缺陷；8.静电引发火花；9.电气火花；10.违章动火；11.管道沿线施工作业或其他活动造成的管道破裂。	人员伤亡 设备损坏	III	1.管道及附件防腐； 2.管材选用合理； 3.按设计选用、安装阀组； 4.运行前试压，制定操作规程； 5.加强对管道沿线施工作业或其他活动的安全监管； 6.防雷、静电接地设施良好； 7.配备消防器材； 8.电焊人员资格及能力审批；使用旁站监理；电焊条及焊接工艺符合标准要求；施工设计严格论证并审批；现场监理、监督严格执法；使用焊口检验仪器验收等。 9.维修动火前应做好动火审批。
压力管道爆裂	试压	管道内加压	管道、阀门等材料不合格	人员伤亡	III	选用符合要求的管道、阀门，严把制管质量关。
			安全阀失效			选用合格、使用的安全阀。
			管道焊接不符合要求			电焊人员资格及能力审批；使用旁站监理；电焊条及焊接工艺符合标准要求；施工设计严格论证并审批；现场监理、监督严格执法；使用焊口检验仪器验收等。

			仪表误差			按审批的设计选用、安装、测试仪表；严把仪表的进货质量。				
			操作失误				严格按照标准要求试压；严格操作规程；按强度试压、气密性试压合理选择试压介质，强度试压压力满足压力等级要求；试压时间应符合标准和设计要求。			
			阀门故障					建议使用优质的截断阀；设备进货应验收；安装前应检查并做耐压试验。		
			无安全警示标志						应设立工艺流程标志、阀门开关标识、安全警示标志、防火警示标志等。	
			设计不合理							选用具备管道设计资质的单位进行合理设计；设计实行审批。
			安装不合理							
运行	超压	管路堵塞 仪表误差 操作失误 安全阀失效 截断阀故障 控制系统故障	财产损失 人员伤亡	III	1.选用有资质厂家合格产品； 2.按设计选用、安装、测试仪表； 3.运行前严格按照设计要求试压； 4.制定操作规程，人员岗前培训					
						设备缺陷	设备防腐蚀材质不合格 埋地管线腐蚀			
	设计不合理	选用具备管道设计资质的单位进行合理设计；设计实行审批。								
安装不合理	安装单位具有资质，严格施工监理及									
中毒和窒息	运行检修	汽油和柴油泄漏，通风不良，缺乏防护用具。	1.管道、阀门及设备因质量不合格、腐蚀等造成泄漏； 2.汽油和柴油泄漏后在地下受限空间内积聚； 3.泄露区域缺少有害气体检测报警； 4.缺少防护面具、呼吸器等防护用具。	人员中毒或窒息	II	1.选用合格的管道、阀门及设备； 2.检维修前应对泄露区域进行有害气体检测； 3.按规定配备劳动防护用品。				

评价结果：

通过预先危险分析法对输油管道主要危险因素进行分析可知，火灾爆炸危险等级为III级，压力管道爆裂危险等级为III级，中毒、窒息危险等级为II级，应严格对易触发的各类事故的防范措施，避免事故的发生。

5.1.4 喷射火灾事故后果模拟分析

综合考虑物质的危险特性、管道参数，该工程特点等因素，选择汽油管道为评价对象，采用南京安元软件对汽油管道进行喷射火灾模拟分析，物质

基础数据及分析结果如下：

(1) 环境参数

所在区域：东方

地面类型：草原、平坦开阔地

辐射强度：中等(白天日照)

大气稳定度：B

环境压力(Pa)：101000

建筑物占地百分比：0.03

环境平均风速(m/s)：3.0

环境大气密度(kg/m³)：1.293

区域人口密度(个/m²)：1.6E-4

平均财产密度(万元/m²)：0.07

环境温度(K)：298

(2) 装置参数

装置名称：汽油管道

物料名称：汽油

装置坐标：(436.9, 515.91)

装置类型：管道

物料类型：易燃液体

事故后果：池火灾(PoolFire)

PoolFire 危险单元类型：无防火堤

PoolFire 地面性质：草地

PoolFire 燃料泄漏量(Kg)：1000

PoolFire 液体密度(kg/m³)：750

PoolFire 燃料燃烧热 (Kj/Kg) : 44000

PoolFire 定压比热 (Kj/(Kg. K)) : 2.28

PoolFire 液体蒸发潜热 (Kj/Kg) : 335

PoolFire 液体常压沸点 (K) : 395.5

PoolFire 人员暴露时间 (s) : 30

PoolFire 液池半径 (m) : 4.6066

(3) 汽油管道喷射火灾模拟结果

分析结果(输出距离是距离装置原点的距离):

死亡半径 (m) : 7.60

重伤半径 (m) : 10.00

轻伤半径 (m) 16.00:

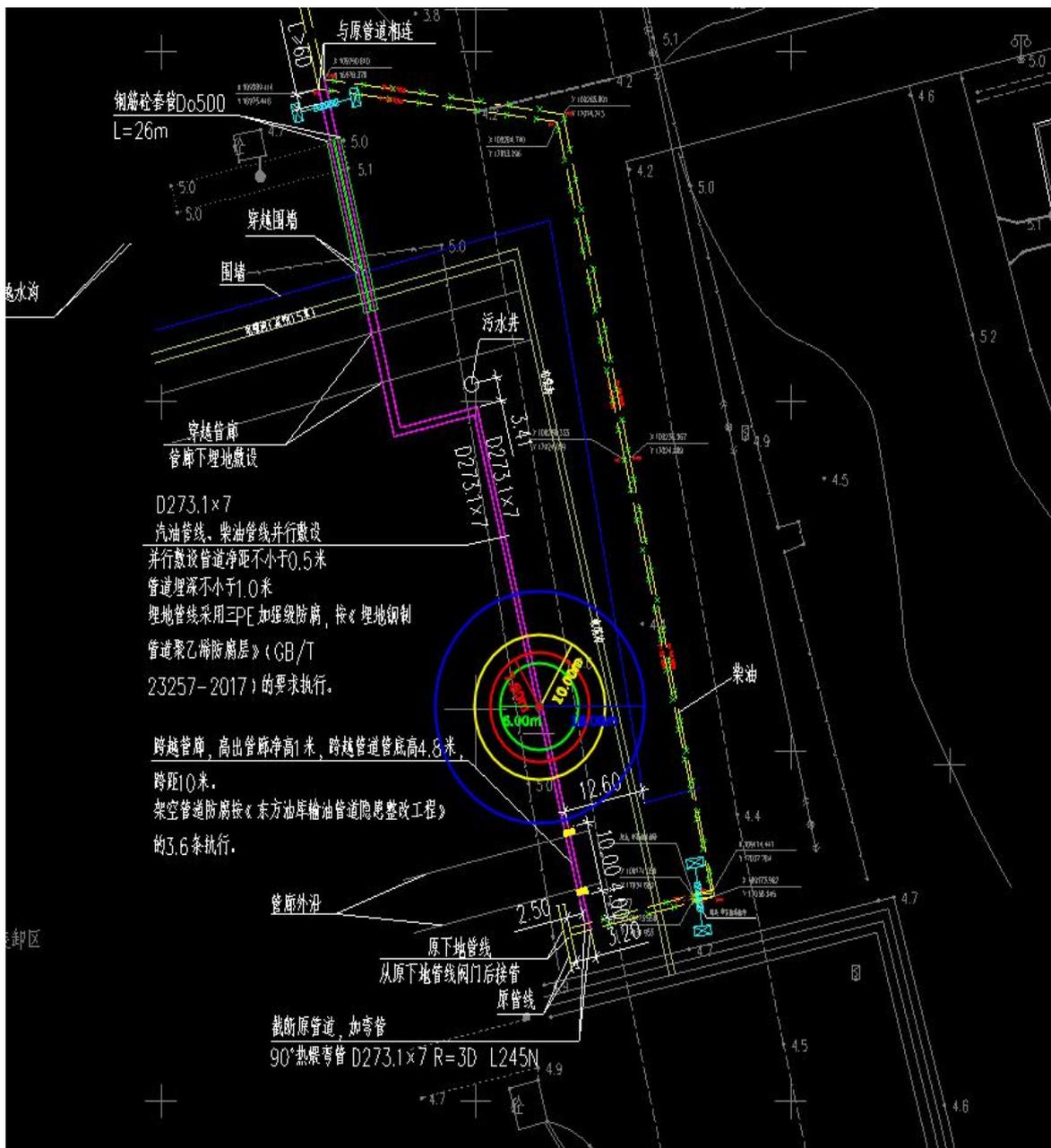


图 5.1-1 汽油管道喷射火灾结果图

5.1.4.6 评价结果

(1) 采用南京安元软件对汽油管道采用喷射火灾进行事故后果模拟，如果汽油管道泄漏发生喷射火灾，对周边范围内的人员或者其他管道设备设施将产生影响。在装卸油品的过程中，应加强对出管线的安全管理，定期检查、维护关系的安全状况，特别是对码头段管线和罗带河段管线的监控、检测和

保养，并严格执行安全操作规程，并确保各项安全措施有效，才能保证生产的安全运行，避免发生事故。

(2) 如果没有做好管道防腐工作，或者泄露后没有及时切断泄漏源，因扩散造成的危害范围将越大，要做好管道、阀门（含法兰、阀门、接头及垫片等附件）的选型、安装、检验和维护等工作，消除设备质量缺陷或故障，防止和减少泄漏事故的发生。

(3) 该项目在营运过程中，应加强安全管理，各项安全措施确保有效，制定泄漏事故应急预案，在其检修和操作中应该严格按安全操作规程操作，避免事故发生。

本次或者喷射火灾事故后果采用计算机软件进行模拟演算，因此和项目实际有一定的偏差，本结果仅供建设单位参考。

5.2 公用工程

5.2.1 自控

5.2.1.1 安全检查表评价

依据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）等标准规范对本单元进行安全检查表法评价，检查表见下表。

表 5.2-1 自控子单元安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
1	输油管道应设置监视、控制和调度管理系统，宜采用监控与数据采集(SCADA)系统。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)第7.1.2条	利用原有自控系统。原有自控系统采用SCADA系统。	符合
2	输油管道的监控与数据采集(SCADA)系统应包括控制中心的计算机系统、输油站站控制系统、远控截断阀的控制系统及数据传输系统。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)第7.1.3条	原有SCADA系统包括控制中心的计算机系统、输油站站控制系统、远控截断阀的控制系统及数据传输系统。	符合
3	输油管道的控制方式宜采用控制中心控制、站控制系统控制和设备就地控制。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)第7.1.4条	输油管道的控制方式采用控制中心控制。	符合

5.2.1.2 评价结果

用安全检查表法对自控子单元进行了3项检查，项目自控系统均利用有原有系统，符合要求。

5.2.2 通信

5.2.2.1 安全检查表评价

主要依据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）制定安全检查表，评价该工程通信系统配置情况，见下表。

表 5.2-2 通信子单元安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
1	管道通信业务可根据输油工艺、站控制系统与SCADA系统数据传输和生产管理运行需要，设置会议电视、行政电话、工业电视、周界防范、巡线和应急通信、企业办公网络通信等	《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第8.0.5条	利用原有通信系统。	符合
2	输油管道应设调度电话系统。调度电话系统可与行政电话系统、会议电话系统共用一套电话交换系统，也可独立设置	《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第8.0.6条	利用原有通信系统。	符合
3	管道巡线、维修和事故抢修部门宜设无线通信设施	《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）第8.0.10条	管线巡线利用原有无线通信系统。	符合

5.2.2.2 评价结果

用安全检查表法对通信子单元进行了3项检查，利用原有通信系统，符合要求。

5.2.3 防腐与保温

5.2.3.1 安全检查表评价

本单元依据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018）等规范列安全检查表对防腐保温进行评价。防腐和保温子单元安全检查表见下表。

表 5.3-6 防腐保温单元安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
1	输油管道应采取防腐层与阴极保护联合防腐控制措施。输油管道的防腐蚀设计应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T21447和《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T21448的有关规定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.3.1条	依据设计可知,输油管道采取防腐层与阴极保护联合防腐控制措施。	符合
2	埋地管道外防腐层的性能、等级及外防护层的选用,应根据地质、环境条件需求确定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.3.2条	依据设计可知,埋地管道外防腐层根据地质、环境条件确定。	符合
3	采用牺牲阳极方式保护时,应考虑地质条件的限定影响。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.3.5条	依据设计可知,采用牺牲阳极方式保护考虑地质条件的限定影响。	符合
4	在交、直流干扰源影响区域内的管道,应按照国家现行标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T50698和《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》SY/T0017的相关规定,采取有效的排流保护或防护措施。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.3.6条	依据设计可知,西侧约45m分布一条10kV高压输电线路对本项目可能产生交流干扰,为此对本段采用固态去耦合器和锌块阳极接地地床组合的方式。	符合
5	保温层应采用导热系数小的闭孔材料,保温材料应具有一定机械强度,耐热性能好,不易燃烧和具有自熄性,且对管道无腐蚀作用。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.3.9条	依据设计可知,本项目采取的保温层满足以上要求。	符合
6	埋地输油管道的保温层应符合现行国家标准《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T50538的有关规定。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.3.8条	依据设计可知,埋地输油管道的保温层符合现行国家标准《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T50538的有关规定。	符合
7	4.3.10保温层外部宜有保护层,保护层材料应具有足够的机械强度和韧性,化学性能稳定,且具有耐老化、防水和电绝缘的性能。	《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014) 第4.3.10条	依据设计可知,本项目采取的保温层材料具有耐老化、防水和电绝缘的性能。	符合
8	埋地油气长输管道、油气田外输管道和油气田内埋地集输干线管道应采用阴极保护,其他埋地管道宜采用阴极保护。	《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T21447-2018 第6.1.1.1条	依据设计可知,该项目管道采用和原管道一致的阴极保护措施。	符合

9	阴极保护测试装置应与阴极保护系统同步安装。测试装置应沿管道线路走向进行布置，相邻测试装置间隔宜不大于3km。在城镇市区或工业区，相邻测试装置间隔不应大于1km；在杂散电流干扰影响区域内，测试装置可适当加密。测试装置宜安装在管道上方，并进行标识。	《埋地钢制管道阴极保护技术规范》GB/T 21448-2017 第7.1.1条	依据设计可知，该项目管道设置阴极保护测试装置，安装在管线上方，并进行标识。	符合
---	--	---	---------------------------------------	----

5.2.3.2 安全检查表评价

防腐和保温单元用安全检查表法共检查9项，9项均符合《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T21447-2018）等规范的要求。

6 安全管理

6.1 安全管理机构设置

本工程为管线迁改工程，本次迁改管道后，仍由现有的组织机构，建设单位为中石油海南销售有限公司东方油库，管理单位不变。

中石油海南销售有限公司东方油库设有安全管理机构QHSE部，安全管理人員均持证上岗，机构设置和人員配置可以满足该工程安全运行要求。

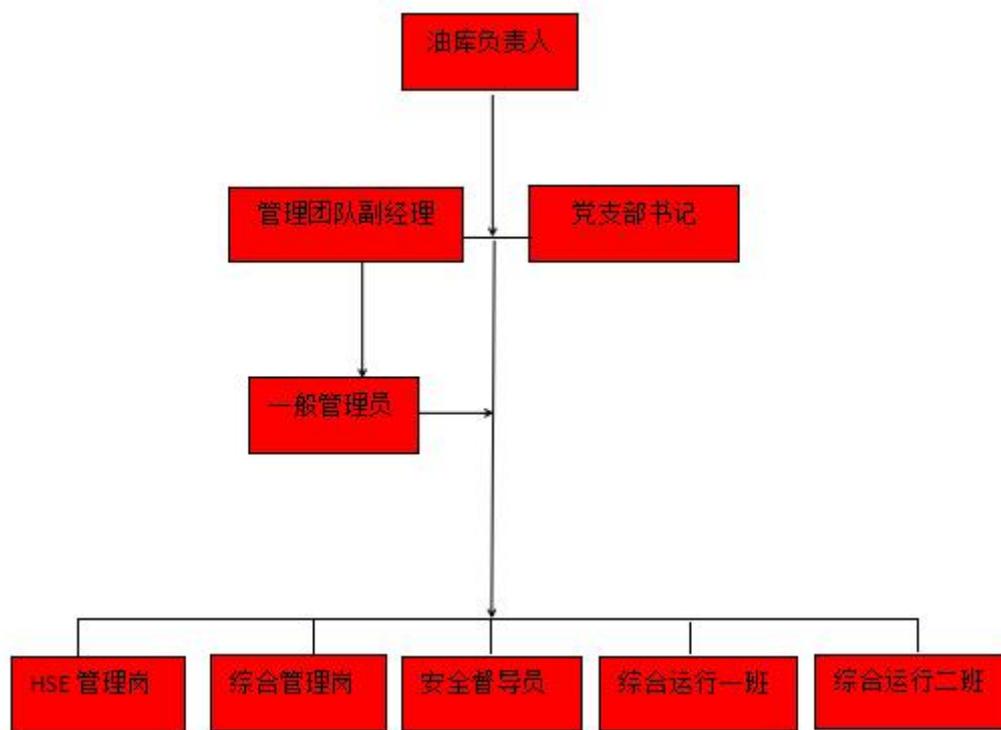


图 6.1-1 安全组织管理机构图

6.2 人员编制与安全管理人員设置

本项目机构设置、人員配置和管理模式与原管道一致，不需增加。

6.3 个体安全防护用配

该企业按照各岗位的情况，定期为从业人員发放工作服、手套、安全帽等劳动防护用品。专职安全人員随时监督岗位人員正确佩戴和使用劳动防护用

品情况。劳动防护用品均选用有资质的单位生产的合格品，并且检测合格，劳动防护用品配备情况详见下表。

表 6.3-1 劳动防护用品配备一览表

设备名称	设备作用
防护服	作业或应急救援时人员身着
安全帽	作业或应急救援时人员身着
防护眼镜	作业或应急救援时人员身着
防护手套	作业或应急救援时人员身着
防护鞋	作业或应急救援时人员身着
耳塞	作业或应急救援时人员身着

6.4 抢维修机构设置与设备配备

本项目依托目前现有抢修队伍完成维护、维修与抢修工作。

6.5 安全投入

该工程总投资为 650 万，安全设施投资为 25 万，占总投资的 3.8%，主要安全设施投入情况见下表。

表 6.5-1 安全设施投入一览表

序号	项目	投资额（万元）
一	线路部分	
1	线路管线防腐、保温及阴极保护	23
2	安全标识、桩	2
	总计	25

6.6 外部依托力量

本项目改线管道距离最近的消防救援为东方市消防救援支队工业园区特勤站约 1km 以内,库区发生事故车程约 3min 内可以到达管线区域进行消防救援。

7 结论与建议

7.1 结论

中石油海南销售有限公司东方油库成立于 2020 年 10 月 26 日，经营范围包括危险化学品经营、成品油零售（限危险化学品）、成品油批发（限危险化学品）、机动车充电销售、润滑油销售、烟草制品零售、燃气经营、环境保护监测、计量服务、检验检测服务、食品经营、办公用品销售、日用百货销售、汽车零配件销售、家用电器销售、办公设备耗材销售、销售代理、通讯设备销售、电子产品销售、体育用品及器材零售、文具用品零售、肥料销售、出版物零售、食品经营（销售预包装食品）、餐饮服务、保健食品销售、土地使用权租赁、机械设备租赁、非居住房地产租赁、单用途商业预付卡代理销售、洗车服务、互联网销售（除销售需要许可的商品）、食品互联网销售、货物进出口、免税商店商品销售、食用农产品零售、化妆品零售、厨具卫具及日用杂品零售、礼品花卉销售、母婴用品销售、珠宝首饰零售、工艺美术品及收藏品零售（象牙及其制品除外）、玩具、动漫及游艺用品销售、药品零售、第一类医疗器械销售、第二类医疗器械销售、票务代理服务、消防器材销售、劳动保护用品销售、酒类经营、婴幼儿配方乳粉销售、园林绿化工程施工。

设计编制单位共两家，码头出口段设计单位为四川省川机工程技术有限公司，资质证书编号为 A151007325，具有石油天然气行业乙级资质，有效期至 2025 年 03 月 16 日；罗带河改建段设计单位为北京中联奥意工程设计咨询有限公司，资质证书编号为 A211017362，具有管道输送乙级资质，有效期至 2023 年 08 月 13 日。具备编制项目设计报告的资格。

该工程管道采用埋地输送工艺，该工艺在国内运用广泛，成熟可靠；管线路由经过详细比对而定，安全间距满足要求。

通过对该工程危险、有害因素的分析，在设计说明及本评价报告提出的各项安全对策措施及预防手段的基础上，该工程的危险、有害程度可降低，使安全方面的风险控制在可接受的范围内。

设计说明中提出的对管道的应急处置方案具有针对性和可操作性，应急处置方案可行。

综上所述，项目组认为：东方油库汽柴油输油管道改建项目严格执行国家、省市、行业法规、标准；全面落实方案；合理采纳本报告安全对策措施建议，其安全生产条件符合国家有关法律、法规、规章、标准、规范及有关规定的要求，项目风险可控。

7.2 对安全设施设计的建议

(1) 输油管道应计算由设计内压力、外部载荷和温度变化所产生的应力，并应使其小于管道、管道附件及所连接设备的安全承受能力。

(2) 针对地震可能造成的影响，设计选用符合《输送流体用无缝钢管》GB/T8163-2008 的钢管，确保管道本体安全。并根据《油气输送管道线路工程抗震技术规范》（GB50470-2008）的要求，进行抗震校核符合要求。

(3) 穿越管段的强度验算应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423 的有关规定。

(4) 埋地管道的弹性敷设管段和轴向受约束的地上架空管道，在轴向应力中均应计入横向弯曲产生的应力。轴向受约束的地上架空管道横向弯曲引起的轴向应力计算应符合现行国家标准《油气输送管道跨越工程设计规范》GB50459 的相关规定。

(5) 跨越段应采用雨线路管道相同的防腐涂层和涂层等级。

(6) 跨越管段的稳管构筑物应与管段绝缘，不得对管段参数电屏蔽。

7.3 对施工的建议

(1) 先对整条管道进行停油并进行清管。在过河段两侧的管道切断阀处设置盲板，断开原管道；在动火作业前，必须对管道进行反复清扫，确保动火作业的安全；动火作业前应确保作业现场涉及相邻物料管线的安全，应采取合理的安全措施；在吊装作业前，应确定吊装设备及环境的安全性；制定动火及吊装作业方案，并且施工前必须与海南八所港务有限责任公司加强沟通，做好与周边埋地电缆沟和架空经过的其他管道之间的安全防护措施；对动土作业应完成的作业危险性分析有：所有的地下管道、电缆、光缆应准确定位；地面堆土、堆物加以控制，进行必要的支撑和防护，以防止滑坡和垮塌；管道施工完成连接后，抽出切断阀两端盲板，对全线管道的清管、试压，正常后，投入使用。

(2) 在工程建设期间，工程建设、勘察设计、施工、监理等单位应明确各自安全职责，加强工程现场的沟通协调和配合，建立健全安全生产管理机构，配备专职安全生产管理人员，完善现场安全管理各项规章制度，切实落实各参建单位安全生产主体责任。

(3) 严格按照国家管道设施工程建设质量标准设计、施工和验收。

(4) 管道施工过程中未焊接完工的管口一定要采取封口措施，将管道内部清理干净，防止手套、焊条、焊接工具等杂物遗留在管道内，也可防止泥土入内及该区气候多雨地面多水而带入水分，从而避免给管道清扫留下麻烦。

(5) 在管沟开挖前应采用探测器探明地下是否埋有管道、电缆、光缆，以及其他建筑物或设施，探明的地下设施应标注，并在施工图上标明，施工时采取防护措施。

(6) 建议合理规划地面设计标高，合理规划挖填方，填方边坡失稳等地质灾害针对性地采取经济安全的防治措施。

(7) 跨越管段焊接应符合现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）。

(8) 本项目施工作业安全要求执行《石油工程建设施工安全规范》（SY / T6444-2018）的规定。

7.4 对生产运行的建议

(1) 各级领导和生产管理人员必须重视安全工作，实施“四全”安全管理（即全员参加的安全管理，全过程的安全管理，全天候的安全管理，全部工作的安全管理）。

(2) 加强对管线的巡查工作，定期检测、维修保养等管理工作。经常进行安全分析，对发生过的事故或未遂事件、故障等，应作详细记录和原因分析并找出改进措施。

(3) 制定紧急事故救援方案，组织演习训练，使人员会使用消防器材，有效地去扑救初期火灾。同时在预案中应制定与周边企业（海南八所港务有限责任公司）的应急体系的设立、火灾报警、应急响应程序、联动和协调机制，明确各自职责，联合进行演练。

(4) 应确保项目必要的安全投入。

8 与建设单位交换意见

在报告编写期间，双方持续地多次通过电话和电子邮件交换意见，中石油海南销售有限公司东方油库对该工程安全预评价报告的内容进行了内审，并给出了修改意见，经评价组修改完成后，中石油海南销售有限公司东方油库同意江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心在本报告中提出的安全生产对策和建议措施，并认可本报告的评价结论。

通过本次安全条件审查，双方一致认为双方进行充分的交流，有利于该工程今后的设计、施工、运行等阶段的安全生产工作。

9 附件、附图

9.1 附件

附件 1 企业投资备案表

附件 2 建设单位营业执照

附件 3 项目立项备案表

附件 4 设计单位资质证书

9.2 附图

附图 1 现场勘查照片

附图 2 码头出口段布置图

附图 3 管道穿越道路布置图

附图 4 穿越罗带河段施工图