

前 言

长庆油田分公司第三输油处成立于 2002 年 4 月，是一个以原油储输为主的专业化输油单位。现有 6 个机关部室：综合管理部、党群工作部、生产运行部、质量安全环保部、经营财务部、技术管理部。现有 5 个基层单位：惠安堡集输作业区、油房庄集输作业区、姬马集输作业区、吴定集输作业区及生产保障大队。

红井子插输站隶属于长庆油田分公司第三输油处惠安堡集输作业区，距离宁夏盐池县大水坑镇 13km，海拔 1541m，占地面积 19897.31 m²(29 亩)。毗邻牛毛井村，始建于 2003 年 9 月，于 2004 年 1 月正式投产，2017 年开始扩建，2019 年 4 月扩建后正式投产。红井子插输站主要对采油三厂红井子作业区和大水坑作业区来油进行计量后外输。具备站内计量、加热、加压、储存、循环、吹扫等功能。场站设有站长岗、计量外输岗、化验岗等岗位。主要设备有 2 台 DY46-50*6 型多级节断式离心泵、1 台 DY100-30*4 倒油泵，3 具 1000m³ 储油罐，2 台冷凝加热炉，1 台常压炉，3 台燃油泵，3 套流量计计量交接装置，全站采用美国西雅特 SCADA 站控系统，实现生产参数的实时采集监控和主要设备远程自动控制，年最大设计插输量 2.50 万吨。

2023 年 2 月，建设单位委托长庆工程设计有限公司对该项目可行性进行研究，认为该项目红井子插输站改造后可以满足输送原油的要求。同时该设计单位对本次改造项目编制了《长庆油田分公司第三输油处红井子插输站站内改造项目设计说明》（各专业部分）。

该项目总投资为 690 万元，主要为拆除红井子插输站内老泵房、老计量间及加药间，并在原地设置联络线计量器，并建设遮雨棚。

依据《危险化学品目录（2015 版）》，该项目涉及的主要危险化学品为原油（CAS: 8030-30-5），其它涉及到的危险化学品为检维修过程中使用的氧气（CAS: 7782-44-7）和乙炔（CAS: 74-86-2）。

依据《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品目录的通知》（安监总管三[2011]95 号）和《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化学品目录的通知》（安监总管三〔2013〕12 号）的规定，该项目涉及的原油和检维修过程中使用的乙炔属于重点监管的危险化学品。

依据《危险化学品目录（2015 版）》，该项目涉及的危险化学品中无剧毒化学品；

依据《高毒物品目录（2003 版）》，该项目涉及的危险化学品中无高毒物品；依据《易制毒化学品管理条例》（国务院令第 445 号，2018 年修订），该项目涉及的危险化学品中无易制毒化学品；依据《易制爆危险化学品目录（2017 年版）》（公安部公告），项目危险化学品中无易制爆危险化学品。依据《特别管控危险化学品目录（第一版）》（2020 年），该项目涉及的危险化学品中无特别管控危险化学品。

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），经辨识该项目不构成危险化学品重大危险源。

依据《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的通知》（安监总管三[2009]116 号）和《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三[2013]3 号），该项目不涉及危险化工工艺。

根据《危险化学品安全管理条例》（中华人民共和国国务院令第 591 号发布，国务院令第 645 号修订）及《危险化学品建设项目安全监督管理办法》（安监总局第 45 号令）等国家有关法律、法规的要求，长庆油田分公司第三输油处委托宁夏安普安全技术咨询有限公司承担该项目的安全评价工作。

宁夏安普安全技术咨询有限公司接受委托后，根据《安全评价通则》（AQ8001-2007）、《安全预评价导则》（AQ3012-2007）和《危险化学品建设项目安全评价细则（试行）》（安监总危化[2007]256 号）的要求及企业提供的相关资料，划分了评价单元，对各单元危险有害因素进行了评价，提出了安全对策措施并得出了评价结论。

在该项目的评价过程中，得到了长庆油田分公司第三输油处有关领导和技术人员的大力支持和协助，在此表示衷心感谢！

目 录

1 概述	1
1.1 评价目的	1
1.2 评价对象及范围	1
1.3 评价依据	1
1.4 评价程序	5
2 建设项目概况	7
2.1 建设单位情况	7
2.2 项目基本概况	7
2.2.1 项目背景	7
2.2.2 项目概况	8
2.3 自然及社会环境概况	10
2.3.1 自然环境	10
2.3.2 社会环境	11
2.4 联络线管线（站内）工程	11
2.4.1 联络线（站内部分）	11
2.5 红井子插输站改造工程	14
2.5.1 红井子插输站情况	14
2.5.2 总平面布置与周边环境	15
2.5.3 周边区域人口分布	16
2.5.4 主要构筑物	17
2.5.5 工艺流程	17
2.5.6 主要设备	18
2.6 公用工程	20
2.6.1 自控及仪表系统	20
2.6.2 防雷防静电接地	22
2.6.3 电缆敷设	22
2.6.4 管道防腐与保温	23
2.6.5 监控系统	23

2.6.6 供配电	23
2.7 消防依托	23
2.8 组织机构	26
2.9 安全投入	27
3 危险、有害因素辨识与分析	28
3.1 危险有害物质	28
3.1.1 辨识依据	28
3.1.2 原油管道储运火灾、爆炸危险因素分析	29
3.1.3 危险物质辨识结果	33
3.1.4 重点监管的危险化学品	34
3.1.5 重点监管的危险化工工艺	38
3.2 插输站站内改造部分生产工艺危险性分析	38
3.2.1 工艺设备和设施危险有害因素分析	39
3.2.2 生产工艺过程危险有害因素	40
3.2.3 公用及辅助设施危险因素辨识与分析	41
3.3 生产作业场所有害因素辨识分析	42
3.4 根据《生产过程危险和有害因素分类与代码》进行辨识与分析	42
3.4.1 违章作业	42
3.4.2 安全管理的因素	43
3.4.3 人的因素	44
3.5 环境危险、有害因素辨识	44
3.5.1 自然环境危险、有害因素辨识	44
3.5.2 社会环境危险、有害因素分析	47
3.6 检修过程中的危险因素分析	47
3.7 项目与周边环境的相互影响	48
3.7.1 项目对周边环境的影响	48
3.7.2 周边环境对建设项目的影响	48
3.8 施工过程危险因素分析	48
3.8.1 施工质量问题	48

3.8.2 动土施工风险	50
3.8.3 动火施工风险	50
3.8.4 其他伤害	50
3.9 辨识结果汇总	50
3.10 重大危险源辨识及结果	50
3.10.1 辨识依据	50
3.10.2 重大危险源辨识过程	51
4 评价单元划分与评价方法选择	52
4.1 评价单元划分原则	52
4.2 评价单元划分结果	52
4.3 评价方法的选择	53
4.4 评价方法介绍	53
4.4.1 安全检查表法	53
4.4.2 事故后果模拟分析法	54
4.4.3 预先危险分析法（PHA）	54
4.4.4 事故树分析法	55
5 安全评价	57
5.1 法律法规符合性单元（基本安全条件单元）	57
5.2 插输站单元	58
5.2.1 插输站周边及总平面布置子单元	58
5.2.2 插输站工艺子单元	60
5.3 公用工程单元	62
5.3.1 自控子单元	62
5.3.2 通信子单元	64
5.3.3 防腐与阴保子单元	66
5.4 施工过程单元	67
5.5 安全管理单元	69
5.5.1 人员培训	69
5.5.2 应急物资和器材	69

5.5.3 应急救援预案	69
5.5.4 安全检查表法评价	71
6 评价结论	73
6.1 《设计说明》中的安全对策措施	73
6.2 补充的对策措施建议	73
6.2.1 对安全设施设计的建议	73
6.2.2 对施工的建议	74
6.2.3 对生产运行的建议	78
6.2.4 安全管理方面	80
6.2.5 受限空间安全对策措施	82
6.3 安全评价结论	83
7 与建设单位交换意见的情况结果	86
附件	87

此件按照应急管理部1号令要求，仅供使用，不得外传。

常用的术语、符号和代号说明

一、术语

1、危险化学品

指具有爆炸、燃烧、助燃、毒害、腐蚀等性质且对接触的人员、设施、环境可能造成伤害或者损害的化学品。

2、安全设施

指企业（单位）在生产经营活动中将危险因素、有害因素控制在安全范围内以及预防、减少、消除危害所配备的装置（设备）和采取的措施。

3、改建项目

指企业对在役伴有危险化学品产生的化学品或者危险化学品生产、储存装置（设施），在原址或者易地更新技术、工艺和改变原设计的生产、储存危险化学品种类及主要装置（设施、设备）、危险化学品作业场所的建设项目。

4、作业场所

指可能使从业人员接触危险化学品的任何作业活动场所，包括从事危险化学品的生产、操作、处置、储存、搬运、运输、废弃危险化学品的处置或者处理等场所。

5、评价单元

为了安全评价需要，按照工程生产工艺或场所的特点，将评价对象划分成若干相对独立的部分。

6、重大危险源划分单元

单元是涉及危险化学品的生产储存装置、设施或场所，分为生产单元和储存单元。

生产单元：危险化学品的生产、加工及使用等的装置及设施，当装置及设施之间有切断阀时，以切断阀作为分隔界限划分为独立的单元。

储存单元：用于储存危险化学品的储罐或仓库组成的相对独立的区域，储罐区以罐区防火堤为界限划分为独立的单元，仓库以独立库房（独立建筑物）为界限划分为独立的单元。

7、临界量

某种或某类危险化学品构成重大危险源所规定的最小数量。

8、危险化学品重大危险源

长期地或临时地生产、储存、使用和经营危险化学品，且危险化学品的数量等于或超过临界量的单元。

9、危险因素

能对人造成伤亡或对物造成突发性损坏的因素。

10、有害物质

能危害人的健康的所有化学、物理、生物等物质的总称。

11、危险程度

对人造成伤亡和对物造成突发性损坏的尺度。

12、油气管道

油气管道是指输送符合有关标准质量要求的石油、原油管道及管道附属设施，其中石油是指原油和成品油，天然气是指常规天然气、页岩气、煤层气和煤制气等。

二、符号和代号

CAS 号：是美国化学文摘对化学物质登录的检索服务号。

PC-TWA（时间加权平均容许浓度）

以时间为权数规定的 8h 工作日以内工作周的平均容许接触浓度。

PC-STEL（短时间接触容许浓度）

在遵守 PC-TWA 前提下容许短时间（15min）接触的浓度。

LD50、LC50（半数致死量）

指导致半数参与试验的动物死亡的最小浓度（剂量），常用 LD50 或 LC50 来表示。

1 概述

1.1 评价目的

1、该项目安全评价是贯彻、落实国家“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产方针，根据国家有关法律、法规、标准、规范的要求，确保建设项目中的安全技术措施和设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

2、本次安全评价是在对该项目进行实地考察和类比行业的基础上，选用定性、定量的评价方法，通过科学分析，对该项目提出安全对策、措施，为该项目的建设提供参考和依据，以利于提高建设项目的本质安全程度。

3、为安全生产监督管理部门行政审批、监督管理提供依据。

4、全面落实油气管道相关法律法规、标准规范，对建设项目存在的危险有害因素进行辨识、分析，提出《长庆油田 2023 年原油储运系统调整工程红井子插输站改造设计说明》（以下简称“设计说明”）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，做出合规性评价，指导建设项目安全设施设计。

1.2 评价对象及范围

本评价报告评价对象和评价范围依据企业相关资料、相关图纸和相关批复确定。

安全评价对象：长庆油田分公司第三输油处红井子插输站站内改造项目

评价范围：根据项目总图以及其他资料情况，确定项目评价范围，本次预评价范围为红井子插输站内改造工程。主要包括：联络线进入红井子插输站，对站内工艺设施进行改造，拆除站内西北侧老计量间、老泵房及加药间，在拆除后空地处设置联络线（姬惠线与清惠线）计量装置，装置上方建遮雨棚，新建站内设施与站外联络线间的连接管道。

1.3 评价依据

1.3.1 法律法规

1、《中华人民共和国安全生产法》（中华人民共和国主席令[2014]第 13 号，[2021]第 88 号修正）

2、《中华人民共和国特种设备安全法》（中华人民共和国主席令[2013]第 4 号）

- 3、《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令[2008]第 6 号，[2021]第 8 号修正）
 - 4、《中华人民共和国防震减灾法》（中华人民共和国主席令[2008]第 7 号）
 - 5、《危险化学品安全管理条例》（中华人民共和国国务院令[2011]第 591 号，[2013]645 号修订）
 - 6、《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令[2010]第 39 号）
 - 7、《中华人民共和国职业病防治法》（中华人民共和国主席令[2011]第 52 号，[2018]24 号修正）
 - 8、《中华人民共和国突发事件应对法》（中华人民共和国主席令[2007]第 9 号）
 - 9、《中华人民共和国国防洪法》（中华人民共和国主席令[2016]第 48 号）
 - 10、《中华人民共和国公路法》（中华人民共和国主席令[2009]第 18 号，[2017]第 8 号修正）
 - 11、《公路安全保护条例》（中华人民共和国国务院令[2011]第 593 号）
 - 12、《建设工程安全生产管理条例》（中华人民共和国国务院令[2003]第 393 号）
 - 13、《生产安全事故报告和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令[2007]第 493 号）
 - 14、《特种设备安全监察条例》（中华人民共和国国务院令[2009]第 549 号）
 - 15、《工伤保险条例》（中华人民共和国国务院令[2003]第 375 号，[2010]第 586 号修正）
- ### 1.3.2 部门规章及有关文件
- 1、《消防监督检查规定》（公安部令[2012]第 120 号）
 - 2、《生产经营单位安全培训规定》（原国家安全生产监督管理总局令第 3 号，[2015]第 80 号修正）
 - 3、《安全生产培训管理办法》（原国家安全生产监督管理总局令[2012]第 44 号，[2015]第 80 号修正）
 - 4、《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》（原国家安全生产监督管理总局令[2007]第 16 号）
 - 5、《生产安全事故应急预案管理办法》（原安监总局令[2016]第 88 号，应急管理部

[2019]第 2 号修订)

6、《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》(原安监总局令[2010]30 号, [2015] 第 80 号修订)

7、《危险化学品建设项目安全监督管理办法》(原国家安全生产监督管理总局令[2012] 第 45 号, [2015]第 79 号修正)

8、《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》(原安监总局令[2010]第 36 号, [2015] 第 77 号修正)

9、《关于公布首批重点监管的危险化学品名录的通知》(安监总局安监总管三[2011]95 号)

10、《关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》(安监总局办公厅安监总厅管三 [2011]142 号)

11、《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的通知》(安监总管三[2009]116 号)

12、《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》(安监总管三[2013]3 号)

13、《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》(原安监总局令[2011]第 40 号, [2015]第 79 号修正)

1.3.3 国家标准

1、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)

2、《输油气管道工程设计规范》(GB50253-2014)

3、《图形符号 安全色和安全标志 第 1 部分：安全标志和安全标记的设计原则》(GB/T2893.1-2013)

4、《图形符号 安全色和安全标志 第 5 部分：安全标志使用原则与要求》(GB/T 2893.5-2008)

5、《企业职工伤亡事故分类》(GB6441-1986)

6、《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》(GB7231-2003)

7、《防止静电事故通用导则》(GB12158-2006)

8、《消防安全标志第 1 部分：标志》(GB13495.1-2015)

9、《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009)

- 10、《系统接地的型式及安全技术要求》（GB14050-2008）
- 11、《危险化学品单位应急救援物资配备要求》（GB30077-2013）
- 12、《油气输送管道完整性管理规范》（GB32167-2015）
- 13、《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010，2016年版）
- 14、《建筑设计防火规范》（GB50016-2014，2018年版）
- 15、《个体防护装备配备规范 第1部分：总则》（GB 39800.1-2020）
- 16、《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）
- 17、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- 18、《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）
- 19、《工业金属管道设计规范》（GB50316-2000，2008年版）
- 20、《消防设施通用规范》（GB55036-2022）
- 21、《钢制管道焊接及验收》（GB/T 31032-2011）
- 22、《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T50493-2019）
- 23、《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（SY/T9711-2017）
- 24、《生产过程安全卫生要求总则》（GB/Z2291-2008）
- 25、《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T13861-2009）
- 26、《钢质管道外腐蚀控制规程》（GB/T21447-2018）
- 27、《埋地钢质管道阴极保护技术规范》（GB/T21448-2017）
- 28、《钢质管道内腐蚀控制规程》（GB/T23258-2020）
- 29、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）
- 30、《石油油气集输设计规范》（GB50350-2015）
- 31、《石油化工企业设计防火标准（2018年版）》（GB50160-2008）
- 32、《建筑设计防火规范（2018版）》（GB50016-2014）

2.4 行业标准

- 1、《安全评价通则》（AQ8001-2007）
- 2、《安全预评价导则》（AQ8002-2007）
- 3、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）
- 4、《油气输送管道工程地质灾害防治设计规范》（SY/T7040-2021）
- 5、《压力管道安全技术监察规程-工业管道》（TSGD0001-2009）

- 6、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）
- 7、《陆上油气田油气集输安全规程》（SY/T6320-2022）
- 8、《石油天然气生产专用安全标志》（SY/T6355-2017）
- 9、《石油天然气工程建筑设计规范》（SY/T0021-2016）
- 10、《石油天然气工程管道和设备涂色规范》（SY/T0043-2020）
- 11、《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）
- 12、《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）
- 13、《输气管道高后果区完整性管理规范》（SY/T 7380-2017）
- 14、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T6524-2017）
- 15、《管道公众警示程序》（SY/T6713-2008）
- 16、《油气管道安全预警系统技术规范》（SY/T6727-2020）
- 17、《油气输送管道风险评价导则》（SY/T6652-2020）
- 18、《油气田及管道工程雷电防护设计规范》（SY/T6633-2020）
- 19、《油气管道风险评价方法第1部分：半定量评价法》（SY/T6891.1-2012）
- 20、《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》（SY/T6793-2018）
- 21、《原油管道运行规范》（SY/T5536-2016）
- 22、《石油工程建设施工安全规范》（SY/T6444-2018）
- 23、《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）

1.3.5 相关文件及资料

- 1、安全评价项目委托书
- 2、建设单位营业执照
- 3、《长庆油田分公司第三输油处红井子插输站站内改造项目设计说明》（各专业部
- 4、《长庆油田2023年南油北调工程红井子联络线可行性研究报告》

1.4 评价程序

本次安全评价工作是依据相关法律、法规和文件的要求，接受被评价单位委托，对其建设项目依法开展的安全评价。在根据被评价单位的性质和建设项目的具体特点组建评价组后，评价组成员对建设项目进行实地考察、对该项目《长庆油田分公司第三输油

处红井子插输站站内改造项目设计说明》（各专业）（以下简称“设计说明”）以及其他资料中提出拟采用的工艺技术和设备进行综合分析，进行认真分析、总结，并与建设单位进行了交流和协商，最后编制了本安全评价报告。

评价工作程序大体分为三个阶段：

第一阶段为准备阶段，主要搜集有关资料和进行现场踏勘，对项目进行初步分析和危险、有害因素识别，选择评价方法，编制评价计划和大纲。宁夏安普安全技术咨询有限公司组织评价组对项目现场进行了踏勘，并与建设单位进行了当面交流与沟通。

第二阶段为实施阶段，对工程安全情况进行类比调查，进行定性、定量分析，提出安全对策措施及建议。

第三阶段为报告编制阶段，主要是汇总第二阶段所得到的各种资料、数据、综合分析，提出结论、建议，完成报告的编制。在此期间，就项目编制过程中出现的问题与建设单位多次进行沟通、交流。

该工程的评价工作程序如图 1.4-1 所示。



图 1.4-1 安全评价工作程序图

2 建设项目概况

2.1 建设单位情况

长庆油田分公司第三输油处成立于 2002 年 4 月，是一个以原油储输为主的专业化输油单位。现有 6 个机关部室：综合管理部、党群工作部、生产运行部、质量安全环保部、经营财务部、技术管理部。现有 5 个基层单位：惠安堡集输作业区、油房庄集输作业区、姬马集输作业区、吴定集输作业区及生产保障大队。

红井子插输站设置生产控制系统，实现生产过程参数的自动检测、生产过程的自动和远程控制、输油量计算等的自动化管理；完成站内火灾自动报警和可燃气体检测自动报警。长庆油田分公司第三输油处基本情况见表 2.1-1。

表 2.1-1 长庆油田分公司第三输油处基本情况表

企业名称	长庆油田分公司第三输油处	经济类型	央企
经营场所	宁夏银川市长庆区燕鸽湖石油基地	邮 编	750000
负责人	马新元	成立时间	2008 年 11 月
联系人	刘亮	联系电话	0951-6952864
营业执照	91640103684209576N	发证机关	银川市行政审批服务局
经营范围	储运（石油管道）		

2.2 项目基本概况

2.2.1 项目背景

靖惠管道于 2003 年投运，起点靖安首站，终点惠安堡末站，管道规格 L360-φ377×6，

长度 216.65km，输送介质为净化油，设计压力 6.3MPa。其中油惠段长度 99km，设计输量 350×10^4 t/a，该管道跨越八里河 1 次，穿越沙洼沟大坝 1 次，穿越银西高铁 1 次、穿越吴定高速 1 次，穿越 307 国道 6 次，穿越铁路 1 次，为 I 类管道。

姬惠管道于 2009 年投运，起点姬塬外输总站，终点惠安堡末站，规格 L360- φ 355.6×6.4，长度 70.1km，设计输量 450×10^4 t/a，输送介质为净化油，设计压力 6.3MPa。该管道穿越三级公路大麻线公路 1 次，穿越砂石路 22 次，穿越中型冲沟 2 次，穿越水渠 1 次，跨越小型冲沟 2 次，为 I 类管道。

靖惠管线（油惠段）设计输量 350×10^4 t/a，实际输量 163×10^4 t/a。姬惠管线设计输量 450×10^4 t/a，实际输量 426×10^4 t/a，管线加减阻剂运行，冬季运行压力大。

姬惠管线与靖惠管线（油惠段）从红井子插输站之后约 39km 管线并行敷设，在红井子插输站处建设联络线实现管线并联运行可减少并联段姬惠线输量，增加并联段靖惠线输量，实现姬惠线不加减阻剂靖惠线不加降凝剂运行。该项目依托联络线工程项目进行红井子插输站站内改造，对联络线平稳运行具有十分重要的意义。

2.2.2 项目概况

- 1、项目名称：长庆油田分公司第三输油处红井子插输站站内改造项目
- 2、性质：技术改造
- 3、建设单位：长庆油田分公司第三输油处
- 4、项目地点：宁夏回族自治区吴忠市盐池县大水坑镇
- 5、项目投资：692 万元
- 6、劳动定员：该项目为技改项目，不增加定员
- 7、建设内容：本次依托联络线工程对红井子插输站站内工艺设施进行改造，拆除站内西北侧老计量间、老泵房及加药间，在拆除后空地处设置联络线计量，并新建遮雨棚。联络线流量计设置姬惠线至惠安堡末站和姬惠线返输至油房庄两线，每条线设置 2 路刮板流量计，一用一备，共 4 台，流量计规格 DN200，配套过滤器，含水分分析仪。在流量计前设置调节阀，控制联络线流量。设置一路泄放流程，接至站内泄放管线。项目建设工程见表 2.2-1。

表 2.2-1 项目建设工程一览表

序号	内容	数量
新建		
1	水工保护-草袋子护面	240m

2	刮板流量计 DN200	4 台
3	快开式过滤器	4 套
4	含水分析仪	4 套
5	各类阀门	24 个
6	遮雨棚	1 座
7	DN350 管线带压封堵	3 处
拆除		
1	老计量间、老泵房、加药间（包含设备）	3 间
2	埋地管线	200m

8、联络线管线走向及情况

该项目联络线路如下图所示，姬惠线-靖惠线联络线长度及参数见下表。

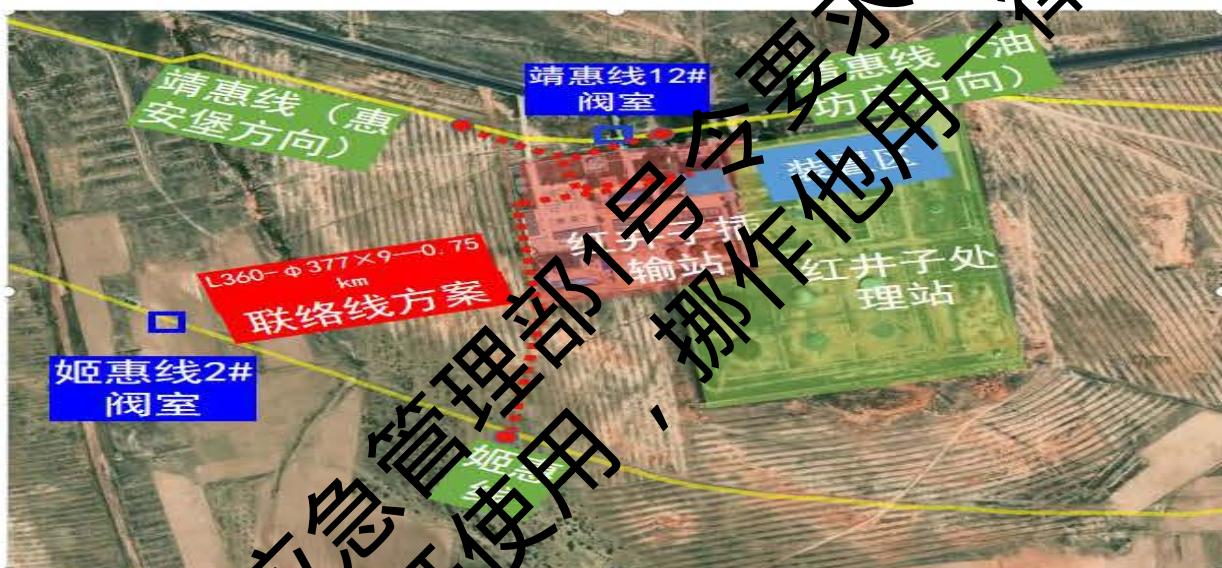


图 2.2-1 姬惠线与靖惠线管道示意图

9、输送工艺

目前国内管道输油工艺主要为加热密闭顺序输送工艺，本次改线输油管段即采用国内成熟的常温密闭顺序输送工艺，输送净化原油。管道施工过程也采用国内先进成熟的管道敷设施工工艺。

10、输送介质

2.2-2 原油组分和物性表

油源	密度 20℃ (t/m³)	粘度 50℃ (mPa·s)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)
姬塬外输总站	0.854	7.42	22.5	68
马坊插输站	0.846	5.30	18.0	65

红井子插输站	0.848	5.13	18.7	68
油房庄生产运行库	0.853	6.45	21.5	72

2.3 自然及社会环境概况

2.3.1 自然环境

1、联络线管线沿线气象条件

该项目评价范围管道位于红井子插输站南侧。红井子插输站所在区域属于中温带半干旱气候区，四季分明，气候干燥，冬长夏短，温差较大，少雨多风，蒸发强烈，降雨集中，云量少，日照充分，热量丰富，无霜期短。根据盐池县气象要素统计资料，当地基本气象要素如下：

表 2.3-1 气象条件

气象要素		单位	盐池
平均气压		hPa	866.0
气温	年平均	°C	8.3
	极端最高	°C	37.5
	极端最低	°C	-28.5
平均相对湿度		%	50
年平均降水量		mm	273.5
年平均蒸发量		mm	2041.8
风速	平均	m/s	2.6
	最大	m/s	22.0
地面温度	平均	°C	10.4
	极端最高	°C	70.5
地面温度		°C	-36.8
日照时数		h	2892.1
大风日数		d	12.3
雷暴日数		d	18.8
霜日数		d	55.0
最大积雪深度		cm	12
冻土 空隙	标准冻深	cm	92.9
	最大冻深	cm	121

2 地震烈度

根据《建筑抗震设计规范（2016 年版）》（GB50011-2010），该项目场地属建筑抗震有利地段，场地土属中软土，覆盖层厚度在 3~50m 之间，判定场地类别为 II 类，依据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）该油库场址所在区域其基本地震加

速度值为 0.10g，特征周期值为 0.45s，对应的地震烈度为 VII 度。

2.3.2 社会环境

盐池县大水坑镇红井子插输周边为 S309 省道、村村通、油区道路，出入交通便利。管线处于油区，电力、通信等社会依托性好。

2.4 联络线管线（站内）工程

2.4.1 联络线（站内部分）

2.4.1.1 联络线管道敷设

1、敷设方式

管线施工按照《油气田集输管道施工规范》（GB 50319-2013），管道采用沟埋敷设，当管道水平转角或竖向转角较小时（一般为 5°以下），优先采用弹性敷设，弹性敷设曲率半径大于 1000D；弹性敷设无法满足时采用热煨弯管，热煨弯管曲率半径为 $R_h=6D$ 。红井子插输站内工艺管线以总管带低墩敷设、局部埋地敷设相结合的方式。

2、管道埋深

根据管道沿线的地形、地貌、工程地质、水文地质以及气候条件，管道采用沟埋方式敷设。管顶埋设深度考虑管线所经地区的最大冻土层深度，地面荷载等对管道钢度的影响以及管道稳定要求。该地区最大冻土深度为 1.21m。

3、管沟开挖

(1) 管沟开挖深度符合设计要求。石方段管沟开挖深度应比土方段管沟深 0.2m。斜坡段的管沟深度，应按管沟横断面的低侧深度计算。

(2) 管沟开挖前将控制桩移到堆土一侧的占地边界内，堆土时不得将控制桩埋掉，堆土距沟边不得小于 1.0m。

(3) 农业耕作区管沟开挖时应先将表层耕植土堆向一侧保存，再进行开挖。回填时应将表层耕植土恢复至原处。

4、管沟回填管道下沟应在确认下列工作完成后方可实施：

- (1) 管道焊接、无损检测已完成，并检查合格；
- (2) 防腐补口、补伤已完成，经检查合格；
- (3) 管沟深度、宽度已复测，符合设计要求；

(4) 碎石或石方地段沟底按设计要求处理完毕且沟底细土(最大粒径不超过 20mm)垫层已回填完毕。

管道下沟由专人统一指挥，起重工、测量工、质量员、安全监督员、警戒人员、清理人员、防腐工等共同配合完成。管道下沟宜使用吊管机，严禁用推土机或撬杠等非起重机具下沟。下沟时，吊管机数量应通过试验确定。严禁单机作业，以免发生滚沟事故。下沟前应对吊管机进行安全检查，确保使用安全。吊具宜使用尼龙吊带或橡胶辊轮吊篮，严禁直接使用钢丝绳。使用前，应对吊具进行吊装安全测试。管道下沟时，应注意避免与沟壁刮碰，必要时应在沟壁垫上木板或草袋，以防擦伤防腐层。起吊点距管道环缝距离不应小于 2m，起吊高度以 1m 为宜，吊点间距不应超过 9m。

沟上组焊的管道下沟前或沟下组焊的管道管沟回填前，应使用电火花检漏仪按设计要求的检漏电压全面检查防腐层。如有破损应按相关规范和技术要求及时修补。

2.4.1.2 管道焊接

该项目管道焊接不得低于《钢制管道焊接及验收》(Q/SY131032-2014)的相关要求。推荐采用氩电联焊焊接，焊条选用 E4315 焊条。

管道焊缝拟进行 100%无损检测，先采用超声波检测，并且射线检测复验。弯头、带颈法兰、回头弯等与直管对接的焊缝，管道最终的连头段的对接焊缝，以及返修焊缝，应进行 100%超声波检测和 100%射线检测，均为 II 级合格。

2.4.1.3 动火连头

联络线连接时，采用停输换管的方式进行施工，该施工方法具有风险低、操作简单、投资低等优点。应注意：

- (1) 动火作业前应辨识危害因素，进行风险评估，编制安全工作方案。
- (2) 动火作业实行安全许可，在任何时间、地点进行动火作业时应办理动火作业许可。
- (3) 动火施工区域应设置警戒，严禁与动火作业无关的人员或车辆进入动火区域，必要时配备消防车及医疗救护设备和器材。
- (4) 确认动火点位置，才可开挖作业坑。
- (5) 焊接完毕后进行管线探伤检测补口补伤，全部作业完毕，进行作业坑回填和现场清理。

2.4.1.4 地质灾害

根据《设计说明》，该项目联络线拟埋设区域无地震活动断裂带层或容易发生洪灾、地质灾害的区域。

2.4.1.5 管线选线周边环境

本评价报告对新建项目先沿线周边 200m 范围内周边环境进行实地勘察，周边环境详见下图：

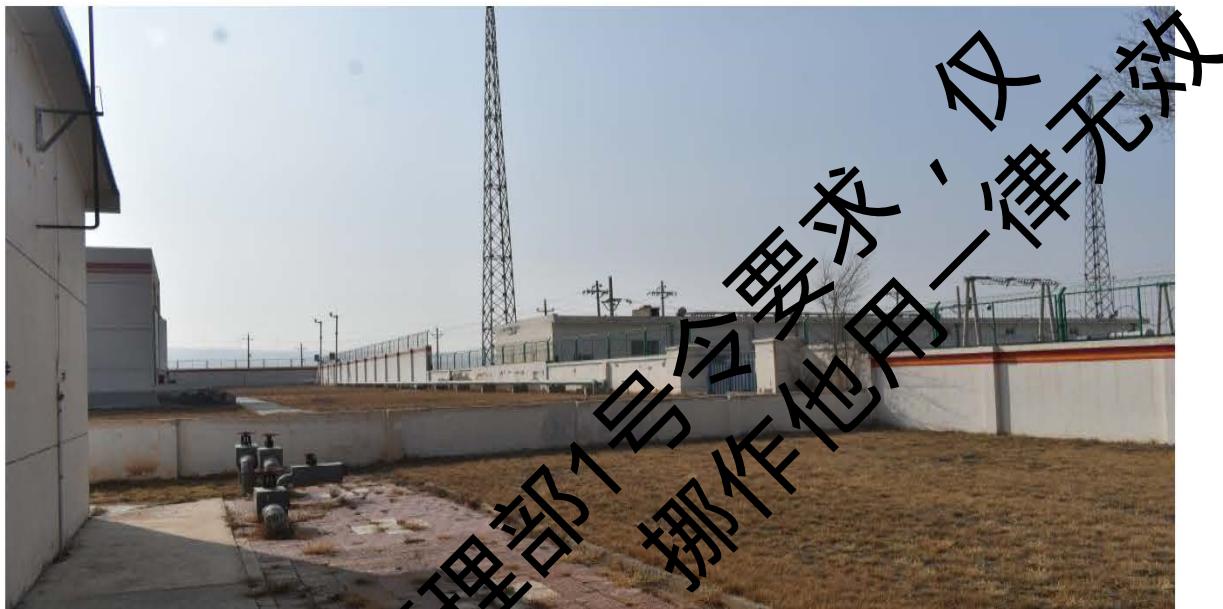


图 2.4-1 联络管线进出红井子插输站



图 2.4-2 红井子插输站内拆除部分（泵房）

2.4.1.6 管道（站内）符合性说明

1、管道试压介质

水压试验时，供水水源应洁净、无腐蚀性。

2、管道试压压力

油田集输管道一般地段试压应符合表 2.4-1 要求。

表 2.4-1 管线试压的试验方法及合格标准

介 质	水	
检验项目	强 度	严 密 性
试验压力	1.25 Pa	Pa
升压步骤	分三次试压, 升压值依次为试验压力的 30%, 60%, 100%, 升压速度不大于 0.1 MPa/min	—
稳压时间	4h	24h
合格标准	管道无断裂, 目测无变形、无渗漏, 压降小于或等于试验压力的 1% Pa	巡线检查压降小于或等于试验压力的 1% P

3、管道检测

优先采用超声波检测, 并且射线检测复验。直管段超声波检测、射线抽查复验比例及合格等级应符合下表的要求。

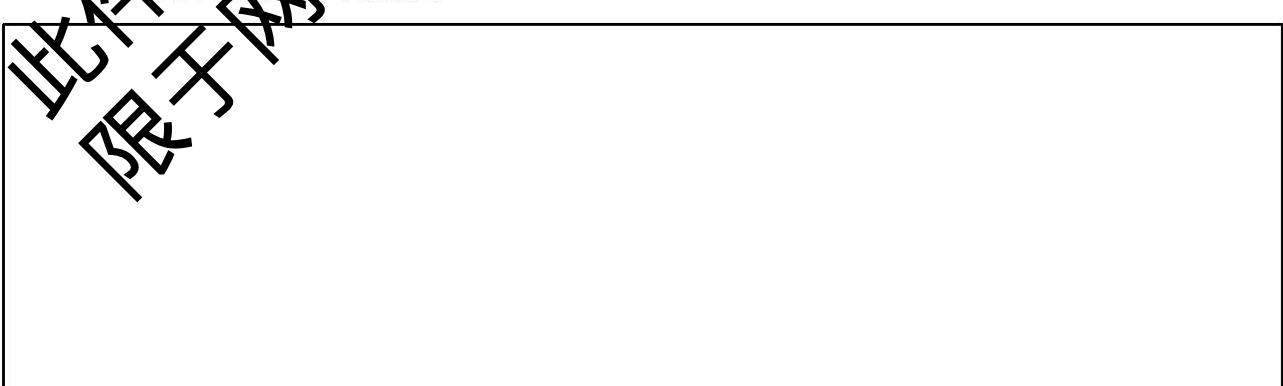
表 2.4-2 无损检测抽查比例及合格级别

设计压力 (MPa)	超声波检测		射线检测	
	抽查比例 (%)	合格级别	抽查比例 (%)	合格级别
4.0 < P ≤ 10.0	100	II	20	II
1.6 < P ≤ 4.0	100	II	10	III
P ≤ 1.6	50	III	5	III

弯头、带颈法兰、回头弯管与直管对接的环焊缝, 管道最终的连头段以及采用抗硫材质的管道对接焊缝, 应进行 100% 超声波检测和 100% 射线检测, 均为 II 级合格。管道壁厚小于 5mm 或公称直径小于 50mm 时, 可采用射线检测。

2.5 红井子插输站改造工程

2.5.1 红井子插输站情况



2.5.2 总平面布置与周边环境

1、总平面布置

红井子插输站为四级插输站，插输站平面布置按不同的功能分为储罐区、供热区、辅助生产工房区、集输工房区以及给污水收集区及倒班生活区区六个部分，并按流程顺序集中布置。扩建场地南高北低，高程介于 1594.70m~1592.30m 之间，最大高差 2.4m。同时建了 4m 宽城市型混凝土道路与红井子插输站及红井子集中处理站内已建道路相接形成环形，站内新建道路均可作为消防道路使用，转弯半径除特殊标注外均为 12m。该插输站设置 2.5m 高砖砌实体围墙，在倒班生产区设置大门 1 座，平开钢大门 1 座以及门岗房 1 座。

本次对红井子插输站站内工艺设施进行改造，拆除站前西北侧老计量间、老泵房及加药间，在拆除后空地处设置联络线计量，并新建遮雨棚。联络线流量计设置姬惠线至惠安堡末站和姬惠线返输至油房庄两路，每路设置一套刮板流量计，一用一备，流量计规格 DN200，配套过滤器，含水分析仪。在流量计前设置调节阀，控制联络线流量。设置一路泄放流程，接至站内泄放管线。

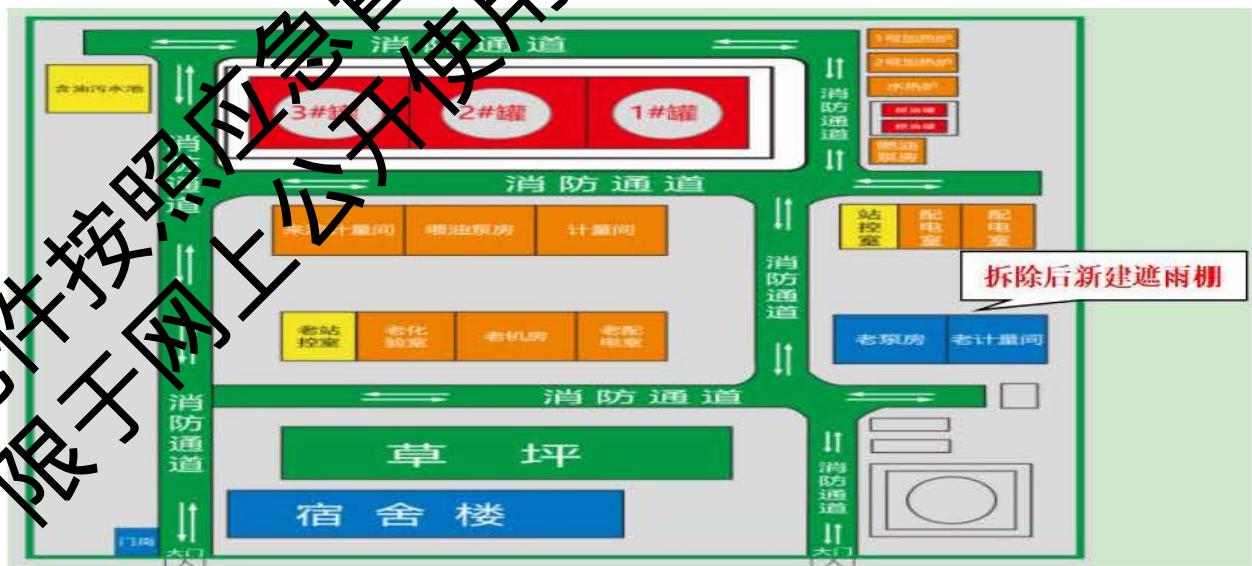


图 2.5-1 红井子插输站总平面布置图

2、周边环境

红井子插输站西侧与红井子 35kV 变电所一墙之隔，东侧与采油三厂红井子集中处理

站（已废弃）一墙之隔，北侧距 S309（惠红线）约 44 米，西南侧为空地，东南侧与采油三厂红井子集中处理站一墙之隔。站址周围 1km 内无文物、宗教设施，不属于风景名胜区、自然保护区、国家重点文物保护、历史文化保护地、生态敏感与脆弱区、社会关注敏感区等。

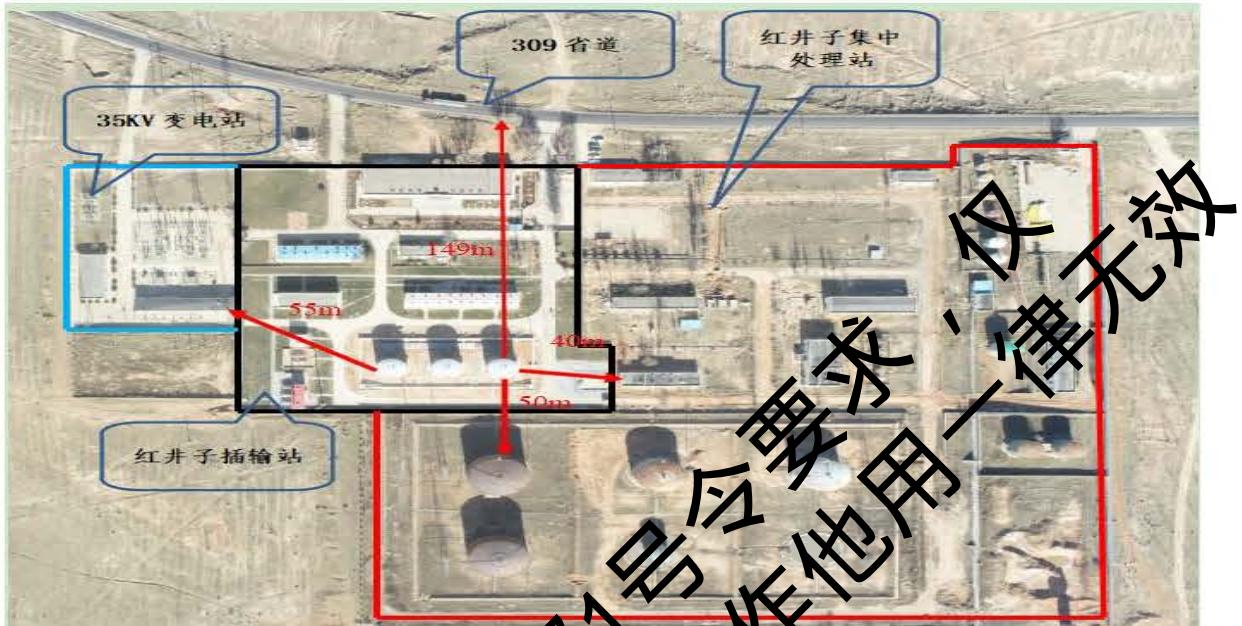


图 2.5-2 红井子插输站区域位置图

2.5.3 周边区域人口分布

根据调查，通过正摄影像图对按照防 护目标类型进行统计和测算，该插输站周边 500m 范围内生产经营活动和居民生活人口分布的情况如下：

表 2.5-1 7 区周边人员分布一览表

序号	方位	周边设施	人口	备注
1	东	红井子集中处理站	0	现已废弃
2	西南	空地	0	--
3	东南	红井子集中处理站	0	--
4	西	红井子 35kV 变电所	4	巡检人员
5	西北	红井子插输站阀室	2	巡检人员
6	西	油井道路	4	巡检人员
7	北	惠红线	12	人数推断：场站对应的省道长度选 120 米，按此段通行排列 4 辆车推断。
8	东北	采油三厂污水处理厂	6	值班人员

对该插输站周边 500m 范围进行统计计算，加之该站当班人员约 6 人，周边总人口数量约 34 人左右。

2.5.4 主要建筑物

该项目依托联络线工程对红井子插输站站内工艺设施进行改造，拆除站内西北侧老计量间、老泵房及加药间，在拆除后空地处设置联络线计量，并新建遮雨棚。

遮雨棚建筑面积：148.685m²；室内外高差：0.15m；建筑高度：4.525m。

遮雨棚抗震设防类别为丙类，抗震设防烈度为 VI。耐火等级为二级，火灾危险性类别为甲 B 类。遮雨棚屋面防水等级为 II 类。

建设单位提供的基础资料中只确定了建筑物的大概位置，未提供平面布置图，无法确定建筑物具体边界位置。在初步设计时建筑物距周边设施的距离需满足《石油化工企业设计防火标准（2018 年版）》（GB50160-2008）、《建筑设计防火规范（2018 版）》（GB50016-2014）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2017）、《原油管道运行规范》（SY/T5536-2016）、《陆上油气田油气集输安全规程》（SY/T6320-2022）、《石油工程建设施工安全规范》（SY/T6444-2018）及《石油天然气管道安全规范》（SY/T6186-2020）等标准规范的相关要求。该项目与周边建筑物的距离由设计单位下一步确定。

2.5-2 该项目主要建筑物与周边建筑物之间的防火间距表

名称	方位	相邻建筑物
遮雨棚（内设 4 台流量计）	南侧	外输泵房
	西侧	闲置房屋
	东侧	/
	北侧	生活区宿舍

2.5.5 工艺流程

本次改造依托联络线工程对红井子插输站站内工艺设施改造，仅利用站内北部空地新建联络线计量，露天放置，信号经插输站上传，联络线同时具有分输至惠安堡末站和分输至油房庄输油站的能力。其工艺流程见图 2.5-3。

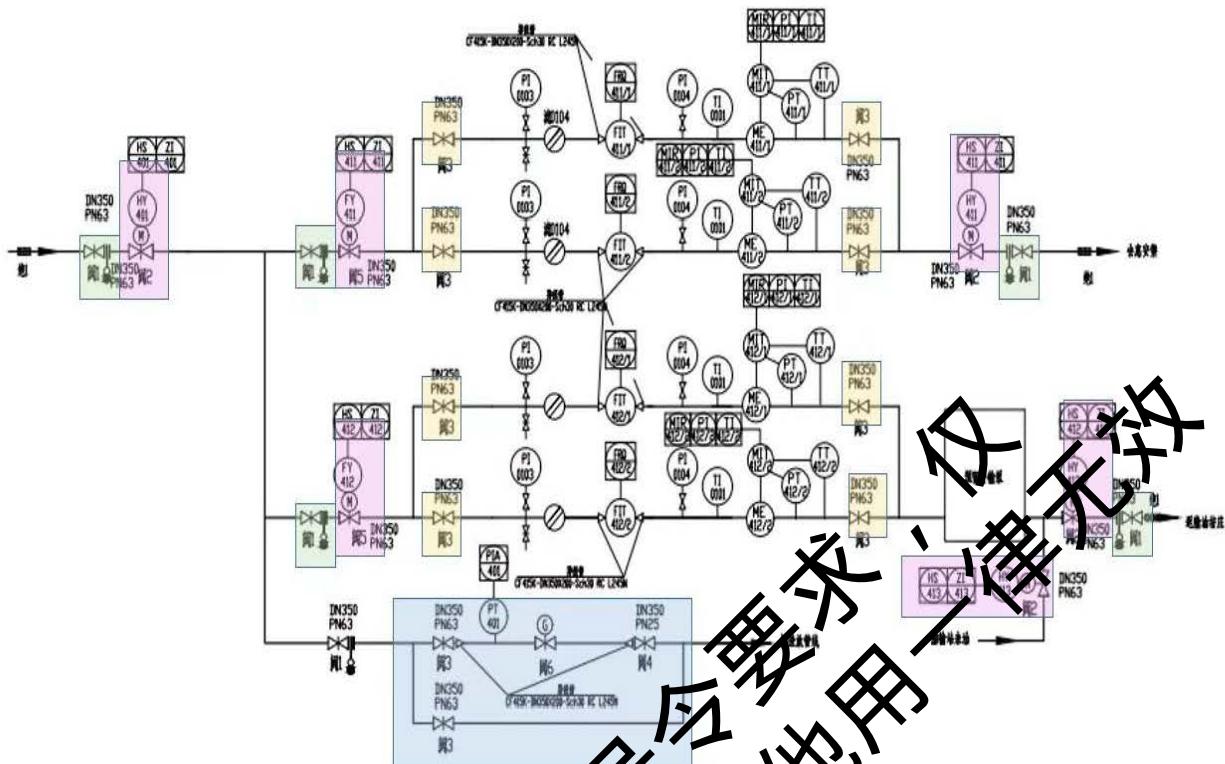


图 2.5-3 红井子插输站站内改造工艺流程图

2.5.6 主要设备

1、项目主要工艺设备选型

表 2.5-3 项目主要设备一览表

序号	设备位号	名称及规格	单位	数量	备注 (或数据表号)
一、站内部分安装					
1		涡轮钢制闸阀 Z41Y-63 RL DN350 (接工艺管线 L360N-Φ377×9.0) 法兰、螺柱螺母、垫片要求： 对焊法兰 WN350-63 RF S=9.0mm 16Mn 全螺纹螺柱 M36×3×255 35CrMo II型六角螺母 M36×3 30CrMo 缠绕垫 D350-63 1221	个	10 40 640 1280 60	附法兰螺柱螺母垫片 HG/T 20592-2009 HG/T 20613-2009 HG/T 20613-2009 HG/T 20610-2009
②	阀 4	Z41Y-25 RL DN350 (接工艺管线 L360N-Φ377×9.0) 对焊法兰 WN350-63 RF S=9.0mm 16Mn	个	1 4	

		全螺纹螺柱 M30×190 35CrMo	个	64	HG/T 20592-2009
		II型六角螺母 M30 30CrMo	个	128	HG/T 20613-2009
		缠绕垫 D350-63 1221	个	6	HG/T 20613-2009
③	阀 1	Z41Y-63RL DN350 (带 8 字盲板)	个	6	
		(接工艺管线 L360N-Φ377×9.0)			
		法兰、螺柱螺母、垫片要求:			
		对焊法兰 WN350-63 RF S=9.0mm 16Mn	个	24	HG/T 20592-2009
		全螺纹螺柱 M36×3×255 35CrMo	个	384	HG/T 20613-2009
		II型六角螺母 M36×3 30CrMo	个	768	HG/T 20613-2009
		缠绕垫 D350-63 1221	个	36	HG/T 20610-2009
2	阀 2	电动截止阀			
		DN350 PN63	个	4	
		(接工艺管线 L360N-Φ377×9.0)			
		法兰、螺柱螺母、垫片要求:			
		对焊法兰 WN350-63 RF S=9.0mm 16Mn	个	4	HG/T 20592-2009
		全螺纹螺柱 M36×3×255 35CrMo	个	64	HG/T 20613-2009
		II型六角螺母 M36×3 30CrMo	个	128	HG/T 20613-2009
3	阀 6	水击泄放阀			
		DN200 PN63	个	1	
		法兰、螺柱螺母、垫片要求:			
		对焊法兰 WN200-63 RF S=9.0mm 16Mn	个	4	HG/T 20592-2009
		全螺纹螺柱 M33×205 35CrMo	个	48	HG/T 20613-2009
		II型六角螺母 M33 30CrMo	个	96	HG/T 20613-2009
		缠绕垫 D200-63 1221	个	6	HG/T 20610-2009
4	清管器发送装置	D200	套	1	/
二、绝缘接头					
1	绝 1	刚性绝缘管接头			SY/T 0516-2016
		QDQ-JD PN63 DN350	个	3	/
其他					
1	可燃气体检 测器	催化燃烧式 0-100%LEL 数字显示 4-20mA 输出	个	2	异丁烷(CH ₃) ₂ CHCH ₃
2	双壳体金属 刮板流量计	6.3MPa DN200 0.2 级	台	4	24VDC

3	远传毛细管 法兰变送器	SUS316L ANSI150 1-1/2" 0mm -40~200 °C 3m 0.075	台	4	0~500KPa
4	数字温度变 送器	CQDT-01 0~800mm 0.5 级 4~20MA 24VDC	台	4	螺纹连接
5	铜芯信号电 缆	ZA-DJYPVP22 1*2*1.5 0.3/0.5kV	km	1.5	TICW6-2009
6	铜芯信号电 缆	ZA-DJYPVP22 1*3*1.5 0.3/0.5kV	km	1.6	TICW6-2009
7	铜芯信号电 缆	ZA-DJYPVP22 2*2*1.5 0.3/0.5kV	km	1.3	TICW6-2009

2、项目主要材料表

表 2.5-4 主要材料一览表

序号	名称、规格及标准号		单位	数量	备注
一、站内改造					
1	无缝钢管	GB/T 9711-2017 PSL2 L360N-Φ377×9.0	m	70	
		L360N-Φ219×7.0	m	5	
2	90°长半径弯头	GB/T12459-2017 GB/T13401-2017 CF415K-DN350-Sch30 TS L360N	个	36	
3	等径三通	GB/T12459-2017 GB/T13401-2017 CF415K-DN100-Sch40 TS L245N	个	10	
4	异径管	GB/T12459-2017 GB/T 13401-2017 CF415K-LN350×200-Sch30 RC L245N	个	10	
5	内螺纹支管座	GB/T 19326-2012 L245N DN300 DN25×15 TOL	个	12	L=45mm
6	单丝头外套螺母接管	GB/T 14383-2021 L245N Φ22×4	个	8	L=60mm 配套螺母
7	双丝头外套螺母接管	GB/T 14383-2021 L245N Φ22×4	个	12	L=60mm 配套螺母
8	压力表活接头	PN63 M20×1.5 (外) -M20×1.5 (内) , 316 不锈钢	个	8	配金属密封垫

2.6 公用工程

2.6.1 自控及仪表系统

红井子插输站设置流量计量系统监控联络线输油量，红井子插输站已建 1 套站控系

统，完成站内主要生产工艺的运行监控及自动连锁控制，本次对红井子插输站已建站控系统扩容，接入新增联络线计量数据，并将监控数据上传至第三输油处调控中心 SCADA 系统。

表 2.6-1 自控系统主要工作量

红井子插输站改造				
序号	设备	单位	数量	规格/型号
1	刮板流量计	台	4	6.3MPa DN200 0.2 级 24VDC 双壳体金属
2	压力变送器	台	2	SUS316L ANSI150 1-1/2" 0mm -40~200°C 3m 0.025~0~500KPa
3	温度变送器	台	2	CQDT-01 0~800mm 0.5 级 4~20mA 24VDC 细纹连接
4	可燃气体探测器	台	2	异丁烷(CH ₃) ₂ CHCH ₃ 催化燃烧式 0~100%LEL 数字显示 4~20mA 输出
5	站控系统扩容 (4AI、2RS485)	套	1	
6	铜芯信号电缆	km	1.5	ZA-DJYPVP22 1*2*1.5 0.3/0.5kV TICW6-2009
7	铜芯信号电缆	km	1.6	ZA-DJYPVP22 1*2*1.5 0.3/0.5kV TICW6-2009
8	铜芯信号电缆	km	1.3	铜芯信号电缆 ZA-DJYPVP22 2*2*1.5 0.3/0.5kV TICW6-2009

1、站控系统

红井子插输站已建有 1 套插输站控制系统，完成站内主要生产过程的集中监控。本次改造对已建控制系统进行扩容，完成新增生产过程的监控。扩容的监控内容如下：

- (1) 去惠安堡末站、油坊庄输油站流量、含水率监测（流量计、含水分析仪均为一用一备）。
- (2) 超压泄放阀前压力监测。
- (3) 新增电动阀的远程控制、阀位监测。
- (4) 去惠安堡末站、油坊庄输油站流量调节。
- (5) 接收可燃气体检测报警系统输出的可燃气体浓度超限报警信号，实现新增计量及可燃气体泄漏浓度监视、报警。

2、可燃气体检测、报警系统

- (1) 在计量间可燃气体易积聚和易泄漏处设置 2 台可燃气体探测器检测可燃气体的浓度，信号接入中控室可燃气体检测报警系统。
- (2) 对中控室已建可燃气体检测报警系统 进行扩容，接收新增的固定式可燃气体探测器输出的可燃气体浓度信号，完成可燃气体泄漏浓度的监测、报警。

3、仪表系统接地

(1) 现场仪表

仪表设备外壳作保护接地，铠装电缆的铠装层、双层屏蔽电缆的外屏蔽层做防雷接地。

(2) 控制系统

①单层屏蔽电缆的屏蔽层和双层屏蔽电缆的内屏蔽层在系统机柜侧单点工作接地，接入机柜的工作接地端子汇流排。

②电缆铠装层、双层屏蔽电缆的外屏蔽层在系统机柜侧做防雷屏蔽接地，接机柜的保护接地端子汇流排。

仪表系统接地电阻不大于 4Ω ，接入站内电气接地网，接地连接均采用等电位连接的方式，等电位连接均由电气专业完成。

4、计量

联络线经过红井子插输站，在站内设刮板流量计进行计量，计量等级二级，计量精度 0.2%，流量计一用一备。流量计检测数据上传至红井子插输站。

2.6.2 防雷防静电接地

1、所有带电设备的金属外壳及工艺设备均应可靠接地。

2、输油管路的弯头、阀门、金属法兰盘等连接处连接处应用金属线跨接，连接处应压接接线端子。对于不小于五根螺栓连接的金属法兰盘，在非腐蚀环境下，可不跨接，但应构成电气通路。

3、油品作业场所，泵房门外、储罐的上罐扶梯入口、防火梯入口，应设消除人体静电装置。

4、油气生产装置接地点应不少于两处，且位于装置两侧。

5、遮雨棚应设置可靠接地。

6、在站内管道区域设置人体静电释放器。

2.6.3 电缆敷设

1、油气场所电缆在电缆沟敷设时应充砂。

2、电缆应采用铜芯电缆，电缆墙处应进行封堵。

3、架空输电线路与爆炸性气体环境的水平距离不小于杆塔高度的 1.5 倍。

2.6.4 管道防腐与保温

1、管道防腐

本工程建设地域属西北地区，气候干燥，土壤电阻率高，腐蚀程度较轻，从防腐性能、技术成熟度及性价比综合考虑，推荐管线外防腐采用环氧粉末；因输送介质为净化油，内防腐以控制好流速、杜绝低流速运行，以及做好定期清管和内检测措施为主。

表 2.6-2 管线外防腐层结构表

项目	外防腐层结构	防腐层厚度
输油管线	环氧粉末普通级(穿越段、进出插输站等用加强级)	普通级≥300μm；加强级≥400μm

2、管道保温

聚氨酯泡沫塑料黄夹克保温结构兼具保温和防水功能，是目前站外管道保温首选结构，也是靖惠和姬惠输油管道原保温结构，为保持新旧管道一致性，本工程推荐使用聚氨酯泡沫塑料黄夹克保温结构。站内工艺管线以总管带托墩敷设、局部埋地敷设相结合的方式。埋深小于 1.1m 的油管线需进行保温。

表 2.6-3 管线保温层结构表

项目	保温层	保护层
输油管线	聚氨酯泡沫塑料（30mm，主管工厂预制，出厂端头戴好防水帽；补口等现场发泡。）	高密度聚乙烯塑料（黄夹克）

2.6.5 监控系统

该项目应在站内管道区域及流量计区域设置至少 3 个摄像头监控管道输送及流量计情况，摄像头的型号应选择 DS-2DF4600-DX。

2.6.6 供电

该项目依托红井子插输站供电系统，即牛毛井 110kv 供电站，供电情况满足现场用电需求。

2.7 消防依托

该项目依托红井子插输站内原有消防设施，未增加新的消防设施及消防器材，原有消防设施包括油罐烟雾自动灭火装置及消防器材，可满足该项目消防需求。消防器材如下表所示。

表 2.7-1 红井子插输站消防器材一览表

序号	器具类别	器具编号	配置位置	规格	数量
1	二氧化碳	17042210	站控室	MT/5	1
2	二氧化碳	/	站控室	MT/5	1
3	二氧化碳	102201905	配电室	MT/5	1
4	二氧化碳	99201905	配电室	MT/5	1
5	二氧化碳	102201905	化验操作间	MT/5	1
6	二氧化碳	99201905	化验操作间	MT/5	1
7	二氧化碳	99201905	化验值班室	MT/5	1
8	二氧化碳	/	老配电室	MT/5	1
9	二氧化碳	/	老配电室	MT/5	1
10	二氧化碳	/	机房	MT/5	1
11	干粉灭火器	/	罐区	MFTZ/ABC35	1
12	干粉灭火器	/	罐区	MFTZ/ABC35	1
13	干粉灭火器	/	罐区	MFTZ/ABC35	1
14	干粉灭火器	/	罐区	MFTZ/ABC35	1
15	干粉灭火器	170704221	老计量间	MFTZ/ABC35	1
16	干粉灭火器	/	备用	MFTZ/ABC35	1
17	干粉灭火器	/	备用	MFTZ/ABC35	1
18	干粉灭火器	/	备用	MFTZ/ABC35	1
19	干粉灭火器	/	站控室	MFTZ/ABC8	1
20	干粉灭火器	/	站控室	MFTZ/ABC8	1
21	干粉灭火器	/	变频器室	MFTZ/ABC8	1
22	干粉灭火器	/	变频器室	MFTZ/ABC8	1
23	干粉灭火器	1707042210	外输泵房	MFTZ/ABC8	1
24	干粉灭火器	1707042210	外输泵房	MFTZ/ABC8	1
25	干粉灭火器	2008130044	外输计量间(外)	MFTZ/ABC8	1
26	干粉灭火器	/	外输计量间(外)	MFTZ/ABC8	1
27	干粉灭火器	1707042210	外输计量间	MFTZ/ABC8	1
28	干粉灭火器	1707042210	外输计量间	MFTZ/ABC8	1
29	干粉灭火器	/	储油罐区	MFTZ/ABC8	1

序号	器具类别	器具编号	配置位置	规格	数量
30	干粉灭火器	/	储油罐区	MFTZ/ABC8	1
31	干粉灭火器	/	储油罐区	MFTZ/ABC8	1
32	干粉灭火器	/	储油罐区	MFTZ/ABC8	1
33	干粉灭火器	/	储油罐区	MFTZ/ABC8	1
34	干粉灭火器	/	储油罐区	MFTZ/ABC8	1
35	干粉灭火器	/	储油罐区	MFTZ/ABC8	1
36	干粉灭火器	/	储油罐区	MFTZ/ABC8	1
37	烟雾自动灭火装置	ZWW10	储油罐区	10KG	6
38	干粉灭火器	/	含油污水池	MFTZ/ABC8	1
39	干粉灭火器	/	含油污水池	MFTZ/ABC8	1
40	干粉灭火器	/	来油计量间	MFTZ/ABC8	1
41	干粉灭火器	/	烧火间	MFTZ/ABC8	1
42	干粉灭火器	/	烧火间（外）	MFTZ/ABC8	1
43	干粉灭火器	/	烧火间（外）	MFTZ/ABC8	1
44	干粉灭火器	/	燃油泵房	MFTZ/ABC5	1
45	干粉灭火器	/	燃油泵房	MFTZ/ABC5	1
46	干粉灭火器	1904042210	来油计量间	MFTZ/ABC5	1
47	干粉灭火器	1904042210	来油计量间	MFTZ/ABC5	1
48	干粉灭火器	19233334	来油计量间	MFTZ/ABC5	1
49	干粉灭火器	/	来油计量间	MFTZ/ABC5	1
50	干粉灭火器	19223333	来油计量间（外）	MFTZ/ABC5	1
51	干粉灭火器	17042210	来油计量间（外）	MFTZ/ABC5	1
52	干粉灭火器	190229880	门岗	MFTZ/ABC5	1
53	干粉灭火器	190229880	门岗	MFTZ/ABC5	1
54	干粉灭火器	190538223	应急库	MFTZ/ABC5	1
55	干粉灭火器	19053199	应急库	MFTZ/ABC5	1
56	干粉灭火器	1812957661	老计量间	MFTZ/ABC5	1
57	二氧化碳	99201905	生活区配电室	MT/5	1
58	干粉灭火器	/	生活区门厅	MFTZ/ABC8	1
59	干粉灭火器	/	生活区门厅	MFTZ/ABC8	1

序号	器具类别	器具编号	配置位置	规格	数量
60	二氧化碳	99201905	生活区厨房	MT/5	1
61	二氧化碳	99201905	生活区厨房	MT/5	1
62	干粉灭火器	/	生活区水处理	MFTZ/ABC5	1
63	干粉灭火器	/	生活区水处理	MFTZ/ABC5	1

2.8 组织机构

长庆油田分公司第三输油处组织机构图，见图 2.8-1。

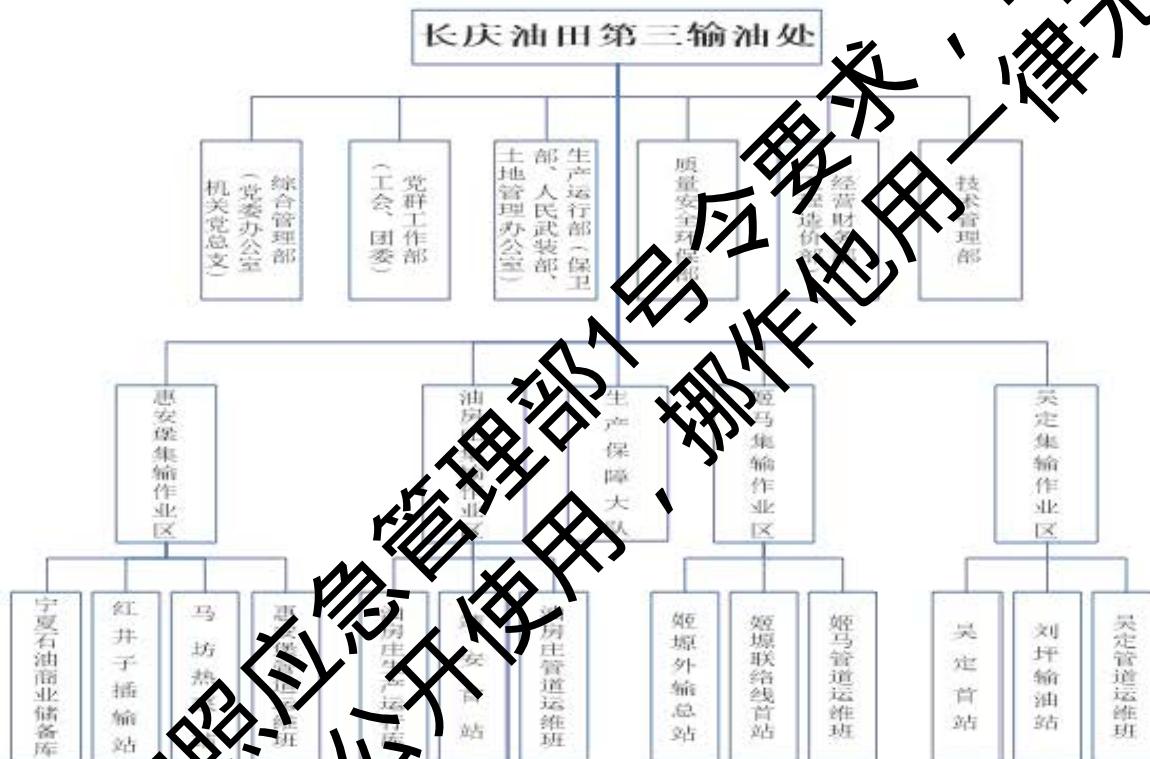


图 2.8-1 长庆油田分公司第三输油处组织机构图

1. 安全生产管理

长庆油田分公司第三输油处于 2004 年 4 月成立 QHSE 委员会，执行长庆油田分公司安全管理规定，实行主要领导全面负责，副职领导分管负责，职能部门具体负责，岗位人员直接负责的管理机制，由质量安全环保部负责全处的安全、职业健康、环保、消防、质量、节能管理等工作。

建立了 QHSE 管理体系，编制下发了《第三输油处 QHSE 管理手册》，并通过第

三方审核机构的认证审核。现有主管安全副处长一名，安全副总工程师一名，质量安全环保部设置专职安全管理人员 12 名，分管 QHSE 体系、安全环保、工艺安全、消防安全、质量节能、交通安全等工作。

2.9 安全投入

该项目安全设施应严格执行“三同时”要求，后续安全设施的设计应从预防事故类设施、控制事故类设施、减少与消除事故影响设施方面考虑。该项目新建联络线并对红井子插输站内部门设备进行拆，安装新的设备。安全设施主要包括用于设备安全防护的设置、防雷防静电以及各种安全警示标志、灭火器材的配置、紧急个体防护措施和劳动防护用品等方面。具体安全设施的设计、配备及投资以后序《安全设施设计专篇》为准。安全设施设计可参考下表 2.9-1。

表 2.9-1 安全设施拟设置表

序号	项目	设置的安全设施
1	检测、报警设施	气体检测报警器、液位、压力、温度、流量检测等的检测和更新
	设备安全防护设施	设备防雷、防雷、静电接地设施、静电接地设施的检测和更新。
	作业场所防护设施	防静电等设施的更新和补充。
	防爆设施	防爆设施、工具的补充、检测
	安全警示标志	警示标志
2	紧急处理设施	自动报警和监控仪表等自动控制联锁装置等检测、试验和更新
	泄压和止逆设施	安全阀、压力表等检测、更新
	防止火灾蔓延设施	防止火灾蔓延设施的检查、更新
3	灭火设施	灭火器、消防水管网等的检查、维护
	紧急个体处置设施	应急照明、急救药箱等的补充
	劳动防护用品和装备	作业人员应配备的防护用品及装备、绝缘工具、绝缘鞋等的补充和更新
4	其他	安全培训教育、安全评价、各类检测等

3 危险、有害因素辨识与分析

危险因素是指能对人造成伤亡或对物造成突发性损坏的因素；有害因素是指能影响人的身体健康，导致疾病，或对物造成慢性损坏的因素。危险、有害因素识别是安全评价的重要环节，也是安全评价的基础。

3.1 危险有害物质

3.1.1 辨识依据

- 1、危险化学品以及剧毒化学品辨识依据《危险化学品目录（2015 版）》（2022 年修订）。
- 2、生产火灾危险性分类依据《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）（2018 年版）、《石油化工企业设计防火标准（2018 年修订）》GB50160-2008。
- 3、危险化学品有毒危害程度分级依据《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ230-2010）。
- 4、危险化学品接触限值依据 GBZ2.1-2007《工作场所有害因素职业接触限值化学有害因素》和 GBZ2.2-2007《工作场所有害因素职业接触限值物理因素》。
- 5、易制毒物品的分类依据《易制毒化学品管理条例（2018 修订）》中华人民共和国国务院令第 445 号。
- 6、易制爆化学品分类依据《易制爆危险化学品目录》（2017 年版）。
- 7、高毒物品分类依据《高毒物品目录》（2003 版）。
- 8、危险、有害因素分类依据：《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T 13861-2009）和《企业职工伤亡事故分类》（GB 6441-1986）。
- 9、重点监管化学品辨识依据：《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品目录的通知》（安监总管三〔2011〕95 号）、《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化学品目录的通知》（安监总管三〔2013〕12 号）和《重点监管的危险化学品目录》（2013 版）。
- 10、重点监管化工工艺辨识依据：《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）、《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三〔2013〕3 号）。

11、危险化学品重大危险源辨识依据：《危险化学品重大危险源辨识》（GB8218-2018）、国家安监总局《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（国家安全生产监督管理总局令第40号）。

12、危险有害因素分类：

危险因素：对人造成伤亡或对物造成突发性损害的因素。

有害因素：能影响人的身体健康，导致疾病或对物造成慢性损害的因素。

本评价按“参照事故类别”和“职业病危害因素”进行分类，将生产过程中的危险、有害因素进行分类辨识和分析。

3.1.2 原油管道储运火灾、爆炸危险因素分析

原油输油管道的危险因素主要为原油泄漏以后引起的火灾、爆炸。引起原油泄漏的原因很多，有工艺方面的因素，人为方面的因素，还有自然方面的因素。

3.1.2.1 腐蚀失效

腐蚀失效是在役输油管道主要失效形式之一。腐蚀既有可能大面积减薄管的壁厚，导致过度变形或爆破，也有可能导致管道穿孔，引发漏油事故。

原油输油管道采用埋地敷设。埋地管道受所处环境的土壤类型、土壤电阻率、土壤含水量(湿度)、pH值、硫化物含量、氧化还原电位、微生物、杂散电流及干扰电流等因素的影响，会造成管道电化学腐蚀、化学腐蚀、微生物腐蚀、应力腐蚀和干扰腐蚀等。

1、电化学腐蚀

金属管道在电解质中，由于各部位电位不同，在电子交换过程中产生电流，作为阳极的金属会逐渐溶解，这种现象称为电化学腐蚀。通常金属管道的腐蚀主要是电化学腐蚀作用的结果。

在潮湿的空气或土壤中，天然气等介质含水较多时，管道表面会吸附一层薄薄的水膜，由于外界酸碱环境的差异，管道会发生吸氧或析氢腐蚀，一般以吸氧的电化学腐蚀为主。

2、化学腐蚀

金属管道除电化学腐蚀外，还有化学腐蚀，即金属与接触到的化学物质直接发生化学反应而引起腐蚀。这一类腐蚀的化学反应较为简单，仅仅是铁与氧化剂之间的氧化还原反应，腐蚀过程没有电流产生。在一般情况下，电化学腐蚀和化学腐蚀往往同时发生，但化学腐蚀对管道外壁的腐蚀作用比电化学腐蚀小。

3、微生物腐蚀

目前，直接参与金属管道腐蚀的微生物主要有参与自然界硫、铁和氮循环的微生物。参与硫循环的有硫氧化细菌和硫酸盐还原细菌；参与铁循环的有铁氧化细菌和铁细菌；参与氮循环的有硝化细菌和反硝化细菌等。

4、应力腐蚀

对于石油管道而言，管道材料、质量铺设科学性，均会在不同程度上对其抗腐蚀性能产生影响，若管道铺設施工后存在残余应力或从外部施加应力，并经受土壤腐蚀后，在多方面因素作用下，会对管道材料、结构造成破坏，形成应力腐蚀。若应力腐蚀过于严重，会导致管道出现裂纹，随着裂纹断裂，会对管道结构造成严重破坏，进而导致出现意外事故，造成严重经济损失。此类型腐蚀属于管道腐蚀中一种较为常见腐蚀现象。

5、电流干扰腐蚀

地中流动的杂散电流或干扰电流对输油管道产生的腐蚀称为电流腐蚀。电流腐蚀分为直流杂散电流腐蚀和交流杂散电流腐蚀两种。

直流杂散电流主要来自直流的接地系统，如直流供地所接地极、电解电镀设备的接地及直流电焊设备系统、电气化铁路等。埋地钢管管道因直流杂散电流或干扰电流造成的腐蚀与一般的宏电池腐蚀一样，具有局部腐蚀的特征，而造成管道腐蚀破坏的原理属电解原理，即在杂散或干扰地中电解池中，管道作为阳极，起氧化反应，失去电子，受到腐蚀，其腐蚀量可按法拉第定律计算。如通过 1A 电流可使钢铁的年溶解率达 9~10kg。这种杂散或干扰腐蚀常常造成管道穿孔。

当处于阴极保护系统及其他直流干扰源附近的管道，其任意点上的管地电位较该点的自然电位偏移 20mV 或管道邻近土壤中直流电位梯度大于 0.5mV/M 时，可确认管道存在直流干扰。当管道上任意点管地电位较该点自然电位正向偏移 100mV，或者该点管地邻近土壤直流电位梯度大于 2.5mV 时，应采取防护措施。

3.1.2.2 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。

输油管道的输送都是通过输送泵、压缩机提供压力能，因此，如果管道经常开停车

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，输送介质将在管道内部产生不规则的压力波动，从而引起交变应力。

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，焊缝存在错边、棱角、余高、咬边或夹渣、气孔、裂纹、未焊透、未熔合等内部缺陷，这些几何不连续将造成应力集中。随着交变应力的作用在这些几何不连续部位或缺陷部位将产生疲劳裂纹。疲劳裂纹会逐渐扩展并最终贯穿整个壁厚，从而导致介质泄漏或火灾、爆炸事故。

3.1.2.3 储运设备与设施危险、有害因素辨识

输油管道系统是由管子、管件、阀门、法兰、垫片、紧固件等管道元件、控制仪器仪表及安全附件等组成的。系统中材料质量、机械设备、电气设施、仪器仪表性能的好坏，直接关系到系统运行的可靠性和安全性。据不完全统计，设备设施故障已成为输油管道运行的主要危险、有害因素之一。

1、管子、管件危险、有害因素

管道焊缝位置或材料薄弱处产生开裂或裂纹等缺陷，弯头等管件受介质冲刷、热胀冷缩产生变形可能导致安全隐患。

另外，在运行过程中，管线内外部严重腐蚀、气温突然变化，管线受到急剧膨胀或收缩；管线受外力或液压、沉重物体的压轧、打击等，都将造成安全事故。

2、阀门、法兰、垫片及紧固件危险、有害因素

输油管道站（场）由于工艺过程的需要，设置有大量的阀门，这些阀门基本都是采用法兰、垫片、紧固件连接，其主要的危险、有害因素有：

- (1) 材料、压力等级选用或使用错误；
- (2) 制造尺寸、精度等不能满足实际要求；
- (3) 阀件本身的密封失效，即不能有效地截断管路介质；
- (4) 管道布置不合理，造成附加应力或出现振动；
- (5) 设计时未充分考虑到管道的振动影响及对其应力分析存在错误；

⑥ 使用过程中阀门误动作、阀门限位开关失灵、阀板卡死、顶断阀门架、顶裂阀体等，未按要求进行检验、更换等。

3、防雷、防静电设施危险、有害因素

输油管道系统的防雷、防静电设施有可能存在质量问题或管理不善，从而造成安全事故。其主要危险、有害因素有：

- (1) 系统所设置的防雷、防静电装置的位置、连接方法不正确，造成防雷、防静电效果达不到设计要求；
- (2) 避雷装置发生故障或消除静电装置失灵；
- (3) 防雷、防静电装置采用非良导体材料制造，或年久失修接触不良，造成接地电阻过大，难以起到消除雷电或静电作用。

4、安全附件危险、有害因素

管道、设备上设置有安全阀等安全附件和相应的控制仪器仪表，以确保系统安全。如果安全附件故障，不仅不能对系统起到保护作用，而且有可能直接造成安全事故。

(1) 安全阀

- ①安全阀弹簧质量差，在使用一段时间后老化、性能降低甚至断裂；
- ②安全阀密封面堆焊硬质合金未达设计要求，在起跳几次以后，密封面损坏，从而无法达到密封要求；
- ③安全阀开启压力调整过高，使安全阀起不到保护作用，或者开启压力调整过低，使安全阀经常开启，导致介质经常泄漏或造成事故；
- ④安全阀回座压力调整过低，或回座失效，使开启后的安全阀不能正常回座，导致大量的介质外泄；
- ⑤安全阀的排放能力不够，使超压的管道、设备不能及时泄压；
- ⑥安全阀的阀芯与阀座接触面不严密，阀芯与阀座接触面有污物，阀杆偏斜，造成安全阀漏油；
- ⑦安全阀开启不灵活，影响正常排气。其主要原因是阀芯与阀座粘住不分离或锈蚀严重。

(2) 其他安全附件

除上述安全阀以外，当液位计、温度测量仪表、压力表、紧急切断装置等安全附件存在制造质量问题或出现故障失效时，也将给系统安全运行带来隐患。

控制仪器仪表

燃油管道系统除上述使用的安全附件外，还有用于控制温度、压力、流量等的控制仪器仪表及系统运行管理的控制系统硬件和软件等。这些仪器仪表及控制系统对整个系统的控制、运行和管理，起着十分重要的作用，如果设备选型不当、制造质量存在问题或系统控制用软件不适合工艺要求，则系统参数如温度、压力、流量等，无法实现有效

控制，有可能造成超压、超温、泄漏等安全事故，甚至火灾、爆炸事故，例如压力表指针不动、不回零、跳动严重时，在系统超压时不能被及时发现，有可能导致安全事故。

3.1.2.4 点火源危险因素辨识

火灾、爆炸必须同时具备三个条件或要素，即可燃物、助燃剂、引燃或引爆能量。输油管道系统在施工、运行管理过程中，由于各种各样的原因，设备设施、管道或连接部位常有易燃、易爆危险介质泄漏，当遇点火源或引爆能时，将引发火灾、爆炸事故。因此，控制点火源的产生意义重大。而产生或影响点火源的因素很多，现归纳如下。

(1) 明火

据不完全统计，明火是产生火灾、爆炸的主要原因。常见的明火有：

- ①插输站、阀室附近产生的烟道火星，放鞭炮和烧纸的火星；
- ②车辆排气管喷出的火星；
- ③违章吸烟、动明火、电气焊或其他违章作业等；
- ④介质泄漏至地沟或空气中，未及时发现，最终到达配电站等明火处。

(2) 雷击火花

(3) 碰撞和摩擦火花

(4) 电气火花

主要电气设备如线路、防爆电机、照明设备、应急照明等采用非防爆型或防爆等级不够；发生短路、漏电、接地、过负荷等故障，产生电弧、电火花、高热。

3.1.3 危险物质辨识结果

该项目涉及的危险化学品辨识如下：

表 3.1-1 危险化学品辨识情况一览表

序号	类别	该项目涉及的危险化学品	辨识依据
1	危险化学品	原油	《危险化学品目录》（2015 版）（2022 年修订）
2	重点监管危险化学品	原油、乙炔（检修）	《重点监管的危险化学品目录》（2013 版）
3	易制毒化学品	无	《易制毒化学品管理条例（2014 修订）》
4	高毒物品	无	《高毒物品目录（2003 版）》
5	易制爆危险化学品	无	《易制爆危险化学品目录》（2017 年版）
6	剧毒化学品	无	《危险化学品目录》（2015 版）（2022 年修订）

3.1.4 重点监管的危险化学品

根据《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品目录的通知》（安监总管三〔2011〕95号）、《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化学品目录的通知》（安监总管三〔2013〕12号）和《重点监管的危险化学品目录》（2013版）的规定，该项目涉及的主要物料原油属于重点监管的危险化学品，检维修使用的乙炔也属重点监管危险化学品，但是其使用量和存储量均很小。原油危险特性及防护措施见下表。

表 3.1-2 原油的理化特性及危害特性表

特别警示	易燃粘稠液体。
理化特性	<p>原油即石油，是一种粘稠的、深褐色（有时有点绿色的）流动或半流动粘稠液，略轻于水。原油相对密度一般在0.75~0.95之间，少数大于0.95或小于0.75，相对密度在0.9~1.0之间的称为重质原油，小于0.9的称为轻质原油。原油粘度范围很大，凝固点差别很大（-60~30℃），沸点范围为常温到500℃以上。它由不同的碳氢化合物混合组成，其主要组成成分是烷烃，还含有硫、氧、氮、磷、氯等元素。可溶于多种有机溶剂，不溶于水，但可与水形成乳状液。不同油田的石油成分和外观可以有很大差别。</p> <p>主要用途：原油主要被用来作为燃油和生产各种油品等，也是许多化学工业产品，如溶剂、化肥、杀虫剂和塑料等的原料。</p>
危害信息	<p>【燃烧和爆炸危险性】 易燃，遇明火或热源有燃烧爆炸危险。</p> <p>【健康危害】 石油对健康的危害取决于石油的组成成分，对健康危害最典型的是苯及其衍生物，含苯的新鲜石油对人体危害的急性反应症状有：味觉反应迟钝、昏迷、反应迟缓、头痛、眼睛流泪等，长期接触可引起白血病发病率的增加。</p>
安全	<p>【一般要求】 操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。 严加密闭，防止泄漏。工作场所提供充分的局部排风和全面通风，远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。 在可能泄漏原油的场所内，应该设置可燃气体报警仪，使用防爆型的通风系统和设备，配备两套以上重型防护服。戴安全防护眼镜。穿相应的防护服。戴防护手套。高浓度环境中，应该佩戴防毒口罩。必要时应佩戴自给式呼吸器。储罐等压力设备应设置液位计、温度计，并应带有远传记录和报警功能的安全装置。 避免与强氧化剂接触。</p> <p>生产、储存区域应设置安全警示标志。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能存在残留有害物时应及时处理。</p> <p>【特殊要求】 【操作安全】</p> <p>(1) 往油罐或油罐汽车装油时，输油管要插入油面以下或接近罐的底部，以减少油料的冲击和与空气的摩擦。</p> <p>(2) 当进行灌装原油时，邻近的汽车、拖拉机的排气管要戴上防火帽后才能发动，存原</p>

措施	<p>油地点附近严禁检修车辆。</p> <p>(3) 注意仓库及操作场所的通风，使油蒸气容易逸散。</p> <p>【储存安全】</p> <p>(1) 储存于阴凉、通风的仓库内。远离火种、热源。库房内温度不宜超过30℃。</p> <p>(2) 保持容器密闭。应与氧化剂、酸类物质分开存放。储存间采用防爆型照明、通风等设施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。储存区应备有泄漏应急处理设备。灌装时，注意流速不超过3m/s，且有接地装置，防止静电积聚。</p> <p>(3) 注意防雷、防静电，厂(车间)内的储罐应按《建筑物防雷设计规范》(GB 50057)的规定设置防雷、防静电设施。</p> <p>【运输安全】</p> <p>(1) 运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。</p> <p>(2) 严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输时所用的槽(罐)车应有导静电拖线，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输时运输车辆应配备相应的灭火和数量的消防器材。运输途中应防曝晒、防雨淋、防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区，勿在居民区和人口稠密区停留。</p> <p>(3) 输油管道地下铺设时，沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩，并设警示标志。运行应符合有关法律法规规定。</p>
应急处置原则	<p>【急救措施】</p> <p>吸入：将中毒者移到空气新鲜处，观察呼吸。如果出现咳嗽或呼吸困难，考虑呼吸道刺激、支气管炎或局部性肺炎。必要时给吸氧，帮助通气。</p> <p>食入：禁止催吐。可给予1~2杯水稀释。寻求就医。</p> <p>皮肤接触：脱去污染的衣物，用大量水冲洗皮肤或淋浴。</p> <p>眼睛接触：用大量清水冲洗至少15分钟，尽快就医。冲洗之前应先摘除隐形眼镜。</p> <p>【灭火方法】</p> <p>消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持钢瓶容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。</p> <p>用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p> <p>【泄漏应急处置】</p> <p>根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源（泄漏区附近禁止吸烟、消除所有明火、火花或火焰）。作业时所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。在保证安全的情况下堵漏。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭空间。用泡沫覆盖抑制蒸气产生。用干土、砂或其它不燃性材料吸收或覆盖并收集于容器中。用洁净非火花工具收集吸收材料。大量泄漏：在液体泄漏物前方筑堤堵截以备处理。雾状水能抑制蒸气的产生，但在密闭空间中的蒸气仍能被引燃。</p> <p>作为一项紧急预防措施，泄漏隔离距离周围至少为50m。如果为大量泄漏，下风向的初始疏散距离应至少为300m。</p>

表 3.1-3 氧气[压缩]的理化特性及危害特性表

氧物质安全数据表			
英文名称	oxygen	主要成分	氧
中文名称 2	氧气	含量	%

英文名称 2		熔点(℃)	-218.8	沸点(℃)	-183.1				
CAS No.	7782-44-7	相对密度	1.14(-183℃)(水=1)	1.43(空气=1)					
分子式	O ₂	危险性类别	第 2.2 类不燃气体						
分子量	32.00	饱和蒸气压	506.62(-164℃) (kPa)						
外观与性状	无色无臭气体。	溶解性	溶于水、乙醇。						
主要用途	用于切割、焊接金属, 制造医药、染料、炸药等。								
危险性概述	健康危害	常压下, 当氧的浓度超过 40% 时, 有可能发生氧中毒。吸入 40%~60% 的氧时, 出现胸骨后不适感、轻咳, 进而胸闷、胸骨后烧灼感和呼吸困难, 咳嗽加剧; 严重时可发生肺水肿, 甚至出现呼吸窘迫综合征。吸入氧浓度在 80% 以上时, 出现面部肌肉抽动、面色苍白、眩晕、心动过速、虚脱, 继而全身强直性抽搐、昏迷、呼吸衰竭而死亡。长期处于氧分压为 60~100kPa(相当于吸入氧浓度 40% 左右)的条件下可发生眼损害, 严重者可失明。	工程控制	密闭操作。提供良好的自然通风条件。					
			呼吸系统	一般不需特殊防护。					
			眼睛防护	一般不需特殊防护。					
			防护措施						
急救措施	环境危害	本品助燃。	身体防护	穿一般作业工作服。					
			手防护	戴一般作业防护手套。					
			其它	避免高浓度吸入。					
			危险特性	是易燃物、可燃物燃烧爆炸的基本要素之一, 能氧化大多数活性物质。与易燃物(如乙炔、甲烷等)形成有爆炸性的混合物。					
消防措施	皮肤接触	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸停止, 立即进行人工呼吸。就医。	燃烧产物						
			灭火方法						
泄露应急处理									
迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并进行隔离, 严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器, 穿一般作业工作服。避免与可燃物或易燃物接触。尽可能切断泄漏源。合理通风, 加速扩散。漏气容器要妥善处理, 修复、检验后再用。									
操作处置与储存									
操作注意事项	密闭操作。密闭操作, 提供良好的自然通风条件。操作人员必须经过专门培训, 严格								

项	遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。远离易燃、可燃物。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与活性金属粉末接触。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。				
储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与易（可）燃物、活性金属粉末等分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。				
职业接触限值(mg/m ³)		毒理学资料		危规号: 22001	UN 编号: 1072
MAC			运输信息	包装类别: O53	包装标志:
PC-TWA		LD50: 无资料 LC50: 无资料	包装方法	钢质气瓶。	
PC-STEL					
侵入途径	吸入、食入				

表 3.1-4 乙炔的理化特性及危害特性表

乙炔物质安全数据表						
英文名称	acetylene	主要成分	乙炔			
中文名称 2	电石气	含量	≥97.5%			
英文名称 2		熔点(℃)	-81(119kPa)	沸点(℃)	-83.8	
CAS No.	74-86-2	相对密度	0.62(水=1)	0.91(空气=1)		
分子式	C ₂ H ₂	危险性类别	第 2.1 类易燃气体			
分子量	26.04	饱和蒸气压	4053(16.8℃) (kPa)			
外观与性状	无色无臭气体，工业品有使人不愉快的大蒜气味。	溶解性	微溶于水、乙醇，溶于丙酮、氯仿、苯。			
主要用途	是有机合成的重要原料之一。亦是合成橡胶、合成纤维和塑料的单体，也用于氧炔焊割。					
危 险 性 概 述	健康危害	具有弱麻醉作用。高浓度吸入可引起单纯窒息。急性中毒：暴露于 20% 浓度时，出现明显缺氧症状。吸入高浓度，初期兴奋、多语、哭笑不安，后出现眩晕、头痛、恶心、呕吐、共济失调、嗜睡；严重者昏迷、紫绀、瞳孔对光反应消失、脉搏不齐。当混有磷化氢、硫化氢时，毒性增大，应予以注意。	工程控制	生产过程密闭，全面通风。		
			呼吸系统	一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。		
			眼睛防护	一般不需特殊防护。		
	环境危害		身体防护	穿防静电工作服。		
			手防护	戴一般作业防护手套。		
			其它	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。		
急救	皮肤接触		消防	危险特性	极易燃烧爆炸。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆	

措施			措施	炸。与氧化剂接触猛烈反应。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。能与铜、银、汞等的化合物生成爆炸性物质。
眼睛接触			燃烧产物	
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。		灭火方法	
食入				
泄露应急处理				
迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或逸散设备适当喷头烧掉。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。				
操作处置与储存				
操作注意事项	密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中，避免与氧化剂、酸类、卤素接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
储存注意事项	乙炔的包装法通常是溶解在溶剂及多孔性材料中装入钢瓶内。储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂、酸类、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
职业接触限值(mg/m ³)		毒理学资料		危规号: 21024 UN 编号: 1001
MAC				包装类别: O52 包装标志:
PC-TWA		LD50: 无资料 LC50: 无资料		包装方法: 钢质气瓶。
PC-STEL				
侵入途径	吸入 食入			

3.1.5 重点监管的危险化工工艺

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）和《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三〔2013〕3号）的规定，对该项目不涉及重点监管危险化工工艺。

3.2 插输站站内改造部分生产工艺危险性分析

插输站改造部分存在的主要危险因素为火灾、其他爆炸、中毒和窒息、容器爆炸等。

3.2.1 工艺设备和设施危险有害因素分析

1、计量装置危险有害因素分析

原油进入计量系统，该过程由流量计完成。其中流量计是比较安全的设施，主要是通过涡轮叶片在气流作用下产生转动力矩，并利用转动产生的电磁感应进行计量的。因此流量计与管道前后连接处发生泄漏以及设备受腐蚀而发生泄漏，是流量装置的主要危险因素。

2、阀门、法兰、垫片及紧固件等危险有害因素分析

阀门基本都采用法兰、垫片、紧固件连接。它们的主要危险有害因素为：材料、压力等级选用或使用错误；制造尺寸、精度等不能满足实际要求；阀门密封失效；电液、电气自动控制阀门控制系统失灵，手动操作阀的阀杆锈死或操作困难；管道布置不合理，造成附加应力或运行中出现振动；设计时未充分考虑到管道的振动影响；使用过程中阀门误动作，阀门限位开关失灵、阀板卡死、顶断阀门架、顶裂阀体等；未按要求进行定期检验、更换等；由于在采购、检修等环节中把关不严，造成劣质产品的流入，会给工程带来严重的事故隐患等。

阀门损坏也会造成泄漏，泄漏的原油遇到点火源可能引起爆炸事故。操作人员作业时，未及时开启或先后顺序错误，可导致阀门压力等级较低一级的设备管道破裂引起泄漏。

3、站内管道危险有害因素分析

站内管道出入地面，管道因环境的改变，如杂散电流、电化学腐蚀、静电等变化，会导致腐蚀加剧，容易造成腐蚀穿孔。

4、电气设备危险有害因素分析

该项目站内的电气设备主要有开关柜、配电箱、电缆和照明设备等。电气设备对人的危害主要表现为触电事故、噪声和电磁辐射等。

电气设备的另一种危险为电气火灾。它的主要原因包括电器设备缺陷或导线过载、电器设备安装或使用不当等，从而造成温度升高，引起设备本身或周围可燃物质燃烧、甚至引发爆炸事故。

5、控制系统

控制系统箱体内存在电路电气及各种阀件，且阀件动作的频率较高，存在原油泄漏可能，如果自控系统各电器设备及电路防爆措施失效，很有可能引起火灾爆炸，因此站

内存在着潜在的点火源。

此外，由于自动控制系统的误动作，阀门关闭不及时等引起系统故障造成事故。引起控制系统误动作的主要原因是参数设置的错误、传感元件失灵，控制线路故障等。

3.2.2 生产工艺过程危险有害因素

1、火灾、其他爆炸

(1) 原油在工艺装置内输送过程中，因流速过快，静电积聚，所产生的静电不能及时导除，易引起火灾、爆炸事故。

(2) 工艺设备腐蚀、装置不良、违章操作等原因造成易燃易爆物品泄漏遇明火、高热能、接触禁忌物等易引发火灾甚至爆炸。

(3) 动火作业时未严格执行作业票证制度，未对设备进行清洗置换并分析合格，动火作业时可能发生火灾、爆炸事故。

(4) 由于原油可燃性加上电器、静电或雷击火花以及违章动火而导致火灾、事故的发生。

(5) 操作人员严禁穿铁钉鞋、化纤服作业，否则会因摩擦生成静电而产生火花，遇可燃气引起燃烧、爆炸。

(6) 管理工作不到位，出现火灾未及时发现也是火灾事故加大的重要原因。

2、中毒和窒息

原油由不同的碳氢化合物混合组成，其主要组成成分是烷烃，还含有硫、氧、氮、磷、钒等元素，会造成味觉反应迟钝、昏迷、反应迟缓、头痛、眼睛流泪等，长期接触可引起白血病发病率的增加。

造成中毒与窒息的主要原因：

(1) 设备腐蚀、装置不良、违章操作等原因造成有毒、有害物质泄漏并且浓度超标；

(2) 报警、保护装置失效或人员脱岗。

3、容器爆炸

该项目涉及压力容器包括清管器收球筒等。压力容器由于设计安装不合理，材质选用不当，超温、超压或受外力撞击，未定期检测，安全附件故障等原因均可导致容器爆炸事故发生。压力容器爆炸破裂后，爆炸产生的碎片飞出会对操作人员造成伤害。

该项目设备维修、焊接用到瓶装乙炔和瓶装氧气，若氧气瓶与乙炔瓶在储存或使用

过程中，安全距离不符合要求，气体泄漏遇明火均可引发气瓶爆炸事故；气瓶接近热源或在太阳下曝晒，受热温度升高，导致压力上升超过爆炸极限而发生爆炸；气焊操作人员无证上岗，操作不熟练或保护装置失效造成乙炔气体回火有可能引发爆炸事故。

3.2.3 公用及辅助设施危险因素辨识与分析

1、火灾、其他爆炸

电气火灾发生的原因分为三种：一是外界火源引燃电缆引起的；二是电力线路短路引发的；三是电流过载导致的。若电缆未采用阻燃电缆，表面绝缘材料为可燃物质，在有外界火源的条件下，可导致电缆火灾的发生；当发生导线短路，电缆外表面绝缘材料因腐蚀而老化，以及明火或其他高温物体与电缆接触时，极易引起电缆着火，且电缆着火后蔓延速度极快，从而使与之相连的电气仪表、设备烧毁，酿成火灾；电力装置的继电保护装置和自动装置失灵，可能造成电力线路短路，或电气设备接地设施失效、未按规定设置漏电保护器，从而造成电气火灾事故。另外，开关设备及其他电气设备短路起火，可引燃电缆发生火灾。

2、触电

电气设备接地系统及设备、管道的防静电接地的缺陷可能造成电气伤害。如果违章作业或误操作均有可能引发触电事故。另外，雷击、大风等意外情况也可能引起触电事故。造成触电事故的主要因素：

- (1) 电气检修作业未填写工作票或不执行监护制度，不使用或使用不合格的绝缘工具和电器工具；
- (2) 所有电器设备没有接零或接地保护；
- (3) 线路或电气设备工作完毕，未办理工作终结手续就对停电设备恢复送电；
- (4) 在带电设备附近作业，不符合安全间距或无监护措施；
- (5) 配电箱不符合安全要求；
- (6) 倒闸操作不核对设备名称、编号、位置状态；
- (7) 私拉、乱拉电线；
- (8) 用电保护系统失灵；
- (9) 设备线路短路，机壳带电；
- (10) 在电缆沟、夹层或金属容器内工作不使用安全电压行灯照明；
- (11) 在潮湿地区、金属容器内工作不穿绝缘鞋，无绝缘垫、无监护人等。

3.3 生产作业场所有害因素辨识分析

1、噪声

插输站内的汇管、阀门、调压器在运行过程中会产生噪声。长期在高噪声环境中作业会对人听觉系统造成损伤，造成职业病；在噪声环境下工作，人们的注意力不容易集中，工作易出差错，不仅影响工作进度，而且容易引起工伤事故。

2、有毒物质

原油由不同的碳氢化合物混合组成，其主要组成成分是烷烃，还含有硫、氧、氮、磷、钒等元素，会造成味觉反应迟钝、昏迷、反应迟缓、头痛、眼睛流泪等，长期接触可引起白血病发病率的增加。

3、高温、低温

当环境温度过高或过低时，会引起人员中暑或者冻伤，甚至可能损坏设备。气温对人的作用广泛，作用时间长，但其危害后果较轻。

在夏季、冬季露天作业及低温工况操作，存在高温、低温危害因素。这些职业有害因素将对作业人员构成健康危害。

3.4 根据《生产过程危险和有害因素分类与代码》进行辨识与分析

3.4.1 违章作业

违章作业包括违章指挥、违章操作、操作错误等，已成为输油管道主要的人的不安全因素之一。

1、违章作业的主要原因为：

- (1) 企业对管理和操作人员未进行或未充分进行培训、教育，甚至使用不具操作资格的作业人员从事管理、操作工作；
- (2) 管理、操作人员本身技术水平、业务素质不高，安全意识、责任心不强，思想麻痹如意等；
- (3) 企业安全管理机构不健全，安全管理制度不完善，安全培训教育未开展，安全检查不经常，隐患治理不及时，安全管理不严格等。

2、违章作业在输油管道（站内）的主要表现为以下几点。

- (1) 违章动火：在系统运行或停运期间，对系统设备、设施或危险作业场所进行

动火作业时，在系统达不到动火条件下，指挥作业人员动火，或作业人员无视有关动火原则，擅自动火，结果造成重大安全事故。

(2) 违章电操作：系统电力供应、设备及仪器仪表运行控制、照明等都大量采用各种控制开关、按钮及线路。如果任意布线，使用防爆性能等级不符合要求的电缆线、电气设施，随意按动或按错控制开关、按钮，将造成停电、系统停运、憋压、管道及设备损坏、电气起火等，并引发一系列安全事故。

(3) 违章开关阀门：系统所用阀门有电液、气电等控制阀门，也有手动操纵阀门。为满足工艺要求或系统紧急停车要求，阀门开关应按一定要求进行，~~一旦开错阀门，或不按顺序开关、或开关方向逆反，将造成系统憋压等安全事故。特别是系统在切换流程时，必须遵循先开后关的原则。~~

(4) 检修、抢修操作违章：检修、抢修时，如果安全条件不具备、安全措施不落实、作业方法不恰当，例如管道、设备内的介质未充分置换、管道连通处未设置盲板、违章动火、消防安全措施不具备、采用不许使用的作业工具等，都有可能产生安全事故。

3.4.2 安全管理的因素

安全管理包括安全管理机构、相关管理制度、安全培训教育、安全检查及隐患治理、安全技术措施及计划、应急救援预案等内容，其直接关系到系统的安全运行。

1、安全管理制度

企业应根据国家有关法律、法规要求，建立健全安全管理机构，配备专职安全生产管理人员，制定符合企业实际情况的安全管理制度、岗位职责、操作规程和应急预案，确保安全管理体系运行的有效性。但是，企业在使用过程中，其管理组织机构、安全技术措施及计划不一定适合企业实际情况、先进工艺和经济发展的要求。其次，企业中各种安全管理制度落实不完善、不到位，缺乏成套的巡线、检测、查漏制度和机制；安全培训教育未完全按规定要求开展，例如新员工未进行岗位、入厂培训，转岗、复工人员未进行培训，新技术、新工艺应用前未充分进行培训，特种作业人员未取得资格证书等；安全检查不经常、不规范，发现问题未及时进行分析、总结、整改，隐患治理不及时等。

2、安全管理资料

为了最大限度的发挥管线的输油能力，尽可能延长管线的使用期限，减小输耗，安全可靠地输油，管线管理人员必须十分清楚管线走向，管道埋深，管线规格及管道腐蚀

情况，并熟悉管线经过地带的地形、地貌等情况，以便预先采取措施，防止管线断裂和破坏。同时，还应注意周围交通情况，一旦需要抢修管线时，就可以合理地准备施工工具，及时到达现场进行快速抢修。

3、安全管理法规的宣传和执行

依据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，尽管该法对保护的范围、内容、宣传、与其他建设工程相互关系的处理、法律责任等方面作出了明确的规定，但若是单位和个人对其认识不深，宣传教育未跟上，宣传力度不够大、不够深、不够广，会使沿线群众不知道原油管道的危险性或认识不足，造成对管线保护不力。

4、企业自身安全意识

有的管道运营企业从建设开始至今，除进行日常的检验维护外，多年一直未进行过定期检验(内部检验)；有的企业在思想上存在重使用轻管理的弊病，对检验、检修与生产间的矛盾难以兼顾，不能按时进行检验、维修。

3.4.3 人的因素

据工伤统计资料表明，我国企业工伤事故产生的原因有 50%~85% 与人的不安全行为有关。把物的客观因素与人的主观因素相比，人具有更大的“自由度”，人的行为受多方面因素，诸如政治、经济、技术水平、安全素质、身体精神状态、家庭社会环境等的影响，变化很大，具有相当大的偶然性。由于人的不安全行为比物的不安全状态更难预测，更难控制，因此人的不安全行为导致事故的比例要高于物的不安全状态导致的事故。

造成人的不安全行为和物的不安全状态的主要原因有：技术原因；教育原因；身体和态度原因；管理原因。针对这些原因，可以采取三种防止对策，即工程技术(Engineering)对策、教育(Education)对策和法制(Enforcement)对策，即所谓的 3E 原则，分别对应安全设施、安全教育培训和安全管理制度（包括安全责任制）。

3.5 环境危险、有害因素辨识

3.5.1 自然环境危险、有害因素辨识

1、地震

地震灾害是指由于强烈地面振动及形成的地面断裂和变形，可引起建筑物倒塌、生产设施损坏，造成人身伤亡及大量物质的损失。对于原油输送管道而言，可引起原油输

送管道泄漏、电线短路或火源起火而造成火灾；使生产、储存设备或输送管道破坏造成有原油泄漏、蔓延。

地震对输油管道、插输站造成的危害有：

- (1) 造成电力、通信系统中断、毁坏；
- (2) 永久性地土变形，如地表断裂、土壤液化、塌方等，引起管线断裂或严重变形，构(建)筑物倒塌；
- (3) 地震波对输油管道产生拉伸作用，但由此动力激发的惯性效应极小，不至于造成按规范标准建设的输油管道的破坏，但是有可能使那些遭受腐蚀或焊接质量较差的薄弱管段破坏。
- (4) 地震产生的电磁场变化，干扰控制仪器、仪表正常工作。

2、地面沉降

地面沉降是指在一定的地表面积内所发生的地面水平面降低的现象。作为自然灾害，地面沉降发生有着一定的地质原因，如松散地层在重力作用下变成致密地层、地质构造作用、地震都会导致地面沉降。也有人为因素，如人类过度开采石油、天然气、固体矿产、地下水等直接导致了地面沉降。但随着人类社会经济的发展、人口的膨胀，地面沉降现象越来越频繁，沉降面积也越来越大，人为因素已大大超过了自然因素。

地面沉降对输油管道、插输站造成的危害有：

- (1) 导致管道下部悬空或产生相应变形，严重时发生断裂；
- (2) 地面输油站(场)、储存罐设备、管道及建(构)筑物损坏，设备与管道连接处变形或断裂；
- (3) 造成地下油气储存设施的破坏。

雷电是一种大气中的放电现象。产生于积雨云中。根据雷电的危害方式可分为直击雷、感应雷和滚地雷。对该项目而言，雷电的危害主要是：雷电对管道的影响、雷电对阴极保护的危害和雷电对插输站设备的危害等三类。

（1）雷电对管道的影响

当管道上空形成雷雨云时，其下方大面积的地面形成一个静电场，埋地管道也同大地一样表面感应出相反电荷，当电荷积累到一定程度、同时具备放电条件时，会出现强烈的放电过程。此时，云地电荷消失，地电荷变为零。金属管道本身是一个良导体，很

容易成为较大直击雷的泄放通道而发生雷击现象。

(2) 雷电对阴极保护的危害

由于阴极保护设备通过阴极电缆和测量电缆与管道直接连通，是管道上直击雷和感应雷所产生的雷电电流最方便和直接的泄放通道。

雷电不仅使输油管道阴极保护站的阴极保护设备受损，雷雨季节维修人员触摸管道时感到地震。

(3) 雷电对插输站设备的危害

插输站内新建联络线计量装置或设备遭受雷击时，雷电放电可产生高达数万伏甚至数十万伏的冲击电压，因此可能造成设备和设施的破坏，或损坏电气设备，引起短路导致火灾、反击放电火花引发火灾、爆炸事故。

当雷击建筑物时，雷电流入地处的地电位会升得很高，并在引下线等放电通道周围空间形成较强的电磁脉冲，如果雷击点附近有通讯线路，信号线路，则雷电流会通过电磁耦合的方式，在这些线路上形成瞬时电压，并以流动波的形式沿线路传播，使附近导体上感应出很高的电动势，形成电磁干扰，侵入插输站控制系统中的计算机等信息电子设备，造成生产过程紊乱。金属光缆在雷电的作用下，会在其金属构建上产生感应电流和纵电动势，使金属构件融化，外护层击穿，甚至中断通信。

高电压电流窜入低压电流，造成触电事故；雷电电流流入地下，在雷击点及其连接的金属部分产生极高的对地电压，导致接触电压或跨步电压的触电事故。

4、低温

低温对输油管道的危害主要体现在两个方面。一方面是使管道材料脆化，即随着温度降低，碳素钢和低合金钢强度提高，而韧性降低。当温度低于韧脆转变温度时，材料从韧性状态转变为脆性状态，使输油管道发生脆性破坏的概率大大提高。另一方面，低温使输油管道输送介质中的液体发生相变，引发管路堵塞(凝管)事故。此外，由于热胀冷缩的作用，随着环境温度的降低，有可能导致较大的热应力。

暴雨等灾害性天气

暴雨、洪水、大风威胁工程和人员安全，起作用范围大，但出现机会不多。内涝浸渍设备，影响生产，但对人的危害较小。

总体来看，自然危害因素的发生基本是不可避免的，但可以对其采取相应的防范措施，以减轻人员、设备的伤害或损失。

3.5.2 社会环境危险、有害因素分析

根据管道事故不完全统计，社会环境危险、有害因素(第三方破坏)已成为原油管道泄漏、火灾、爆炸事故的主要原因之一。

联络线管线所经之地人烟稀少，原油管道第三方人为破坏表现为盗、扒管道防腐层、仪器仪表、阀门或附属设施，在管道上开孔盗气，或者人为蓄意破坏管线设施等，操作不当可引发火灾、爆炸、中毒窒息等事故。

3.6 检修过程中的危险因素分析

在该项目检修过程中，存在的危险因素主要包括火灾、其他爆炸、中毒和窒息。

1、火灾、其他爆炸。在进行动火作业过程中，不按规定办理动火证，不执行安全措施、不划定动火作业区，未对吸附在设备表面的积垢、地面作业环境中的易燃物质进行清理或清理不彻底，或动火作业场所下方、周围存在易燃、可燃物，均可能造成火灾、爆炸事故的发生。

2、中毒和窒息。进入电缆沟、阀室等进行检修时，若氧含量较低、作业时间长、有毒有害气体未经置换和分析合格，作业人员在无人监督的情况下进入作业可能造成中毒和窒息事故。

3、触电。在检修作业过程中，如未能对高压电缆进行放电或者验电，就贸然进行检修作业，就有可能被电击的危险；再如在对电气设备或线路的检修作业过程中没有对正在检修的电气设备或线路挂临时接地线，可能因联系不周，就可能因会突然送电而造成正在检修的作业人员发生电击事故。

4、物体打击。作业人员进入阀室、地坑等受限空间进行检修作业时，由于其安全意识不强，监护人监护不到位，在传递工具等过程中也会发生物体打击伤害。

5、机械伤害。在生产设备的维护、检修和检查过程中，发生误操作导致砸、压、挤、撞击等各类机械伤害事故。

6、高处坠落。凡在坠落高度基准面 2m 以上(含 2m)作业的人员，因无防护措施或者防护不当均可发生高处坠落事故。

3.7 项目与周边环境的相互影响

3.7.1 项目对周边环境的影响

发生原油泄漏或爆炸事故，可能对场站工作人员、原油管道等造成影响。周边安全距离内无重要公共建筑物、学校、医院、影剧院、体育场(馆)等公共设施，因此场站对周边居民生活影响不大。

3.7.2 周边环境对建设项目的影响

该项目联络线经过红井子插输站，如插输站内装置、易燃物品发生火灾爆炸事故，或者该站内有毒有害气体发生泄漏，则会对场站人员和设备、建构筑物造成影响。

原油输油管道为埋地敷设，周边环境对管道能造成的影响较小，管线阀室为地上建构筑物，如周边居民的生活生产活动，管道、阀室周边施工活动会影响到管线和阀室的正常运行，如破坏管道，则会导致原油泄漏，甚至引发火灾爆炸事故。

3.8 施工过程危险因素分析

3.8.1 施工质量问题

施工质量的好坏不仅与设备使用寿命、系统运行经济效益息息相关，而且直接关系到项目的运行安全。

1、施工队伍技术水平低、管理水平差

施工单位资质与承揽工程不符，工程多次外包转包，人员特别是焊工未培训取证；插输站改造施工单元由于人员技术水平、施工设备、管理水平不同，施工质量也不同。如果施工单位违章施工、违规分包、不按设计图纸要求施工，都会对施工质量造成严重问题。

2、管线焊接缺陷

焊接施工常产生各种缺陷：裂纹、夹渣、未熔透、未熔合、焊瘤、气孔和咬边。该工程管线为埋地敷设，如果存在这些缺陷，难以发现，而且不易修复，会给管线安全运行构成威胁。

该工程施工时，影响焊接质量或产生焊接缺陷的主要因素有以下几点：

(1) 焊接方法的影响

(2) 环境对焊接质量的影响

由于野外露天施工，若处于风、雨、雪、低温等自然环境中，这不仅使人的操作技能难以正常发挥，而且不能提供良好的作业条件。野外露天施工，经常处于风、雨、温度、湿度等自然环境中，这不仅使人的操作技能难以正常发挥，而且不能提供良好的作业条件。因此，环境对管道焊接质量有着较大的影响。

（3）其它焊接因素的影响

焊接设备、工艺、材料及焊工技能等因素，对焊接质量有很大影响。也就是说，先进的焊接设备、合适的焊接工艺、高素质的焊接人员，对管线焊接质量的保证具有重要作业。

3、补口、补伤质量问题

在施工过程中，由于各种原因造成钢管内外表面的防腐涂层损坏，特别是外边面涂层的损坏，在损坏处要补伤。如果补口、补伤质量不良会影响管线抗敷设性能，从而引起管线腐蚀失效。影响补口、补伤质量的因素有：

（1）钢管补口、补伤之前，需要对钢管表面进行喷砂处理，使其表面粗糙度满足一定的要求，然后才能进行补口、补伤，如果表面处理不好，表面粗糙度达不到标准要求，将严重影响补口、补伤质量；

（2）对于不同的防腐材料，其补口、补伤施工工艺不同，而且有一套非常严格的程序，由于现场施工条件较差，施工人员素质较低，有可能影响施工工艺的执行；

（3）补口时未按规定要求与钢管已有的防腐层进行搭接，或搭接长度不够；

（4）补伤时面积不能满足标准；

（5）补口、补伤强度或厚度不符合要求，造成再次损坏或防腐能力不足。

4、检验控制问题

工程质量是由施工过程来保证的，质量检验只是对过程质量情况的验证。而影响这种验证能力的因素有许多，在工程实践中应充分加以重视，以下为一些重要因素：

（1）找不到合适的检验方法或手段来验证具体的质量工作，工程质量难以得到保证。

（2）检验验证都是由建设单位委托监督单位来完成的，如果这些单位不及时到位行使检验职责或技术水平较低不能胜任具体的检验工作，将给工程质量留下安全隐患；

（3）具体检验控制点的设置、检验内容的确定不能满足标准、规范要求，或者不能符合工程实际需要，造成质量事故。

3.8.2 动土施工风险

在建筑物地基、管线敷设开挖等施工作业过程中，由于不清楚地下情况或未按方案施工、野蛮施工等，可能不慎挖坏地下已有天然气管道，引发事故。

3.8.3 动火施工风险

(1) 管理方面不按规定办理动火作业票，不执行动火规定的安全措施，可能引发发生火灾、爆炸事故。

(2) 电、气焊割作业，如果氧气瓶与乙炔瓶混放或爆晒、动用明火焊接易燃易爆容器而未采取防火措施等，有可能发生火灾爆炸事故。

3.8.4 其他伤害

施工现场使用的设备以及电缆和管线在安装过程中可能会发生起重伤害、机械伤害和触电事故。施工过程中经常涉及到一些机械操作以及具有一定危险性的辅助工具、设备等，因此施工过程也潜伏着很多危险因素，例如：卸管时管从车上滑下砸伤人；焊接动火引发事故、试压时爆管等等。此外，施工队伍无资质作业，也会导致工程施工质量不合格，影响项目运营安全。

3.9 主要危险有害因素辨识结果汇总表

序号	名称	主要危险有害因素		备注
		施工	运行	
1	插输站	火灾、爆炸、物理爆炸、机械伤害、车辆伤害、物体打击、起重伤害、自然灾害	火灾、爆炸、物理爆炸、机械伤害、车辆伤害、物体打击、起重伤害、触电、其他伤害、自然灾害、第三方破坏	/
2	公用工程	机械伤害	管道腐蚀泄漏、触电	/

3.10 重大危险源辨识及结果

3.10.1 辨识依据

本次评价根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）、《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》（国家安全生产监督管理总局令第40号）对该项目进行了重大危险源辨识和分级。

3.10.2 重大危险源辨识过程

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）的定义，危险化学品重大危险源是指长期地或临时地生产、储存、使用和经营危险化学品，且危险化学品的数量等于或超过临界量的单元。

生产单元：危险化学品的生产、加工及使用等的装置及设施，当装置及设施之间有切断阀作为分割界限划分为独立的单元。

储存单元：用于储存危险化学品的储罐或仓库组成的相对独立的区域，储罐区以罐区防火堤为界限划分为对单元。仓库以独立库房（独立建筑物）为界限划分为独立的单元。

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），该项目涉及的原油属于《危险化学品重大危险源辨识》的范畴。氧气和乙炔均在检维修时使用，该项目不储存。

根据第三输油处提供的原油闪点检测报告（见附件），可知原油闭杯闪点 23.5℃，属于甲B类易燃液体。依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），判断原油的临界量为 5000t。

依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），对该项目辨识如下：

表 3.10.2 危险化学品重大危险源辨识一览表

危险化学品	物质特性	标准临界量	主要参数	是否构成危险化学品重大危险源
原油	易燃液体	5000t	只在管道中输送，无储存。	不构成危险化学品重大危险源。
乙炔	易燃气体	1t	检修过程中使用，无储存。	
氧气	氧化性气体	200t	检修过程中使用，无储存	

经辨识，该项目不构成危险化学品重大危险源。

4 评价单元划分与评价方法选择

4.1 评价单元划分原则

评价对象一般由相对独立、相互联系的若干部分（子系统、单元）组成，各部分的功能、含有的物质、存在的危险因素和有害因素以及危险性，以及安全指标均不尽相同，如果不划分单元进行整体评价很难操作。

一般评价单元的划分遵循以下原则：

- 1、以危险有害因素的类别为主划分评价单元，将具有共性或相同类别的危险有害因素划分为一个单元；
- 2、以装置和物质的特征划分评价单元，将布置上相对独立的装置或工艺条件相似的装置划分为一个单元；
- 3、依据评价方法划分单元。

4.2 评价单元划分结果

为了对该项目整体的安全生产条件进行评价，根据该项目的实际情况和评价单元划分原则，依据《陆上油气输送管道建设项目安全评价报告编制导则（试行）》（安监总厅管三[2017]27号），将该项目划分为6个评价单元，具体单元划分如下：

表 4-1 评价单元的划分

序号	评价单元	子单元
1	法律法规符合性单元（基本安全条件单元）	/
2	插输站单元	插输站周边及总平面布置子单元 插输站工艺子单元 自控子单元 通信子单元
	公用工程单元	防腐与阴保子单元 防腐与阴保子单元 消防子单元
4	施工过程单元	/
5	安全管理单元	/

4.3 评价方法的选择

依据《陆上油气输送管道建设项目安全评价报告编制导则》（试行）所推荐的评价方法，结合该工程的作业工艺、设备及危险、有害因素的分析，主要采用安全检查表法（SCL）、预先危险分析法（PHA）、事故后果模拟分析和事故树分析法等4种方法进行分析评价。各单元采用的评价方法见表4.3-1。

表4.3-1 各评价单元采用的评价方法一览表

序号	评价单元名称		安全检查表	预先危险分析	事故树分析法
1	法律法规符合性单元（基本安全条件单元）		√		
2	插输站单元	插输站周边及总平面布置子单元	√		
		插输站工艺子单元	√		
3	公用工程单元	自控子单元			√
		通信子单元	√		
		防腐与阴保子单元			
4	施工过程单元			√	
5	安全管理单元		√		

4.4.1 安全检查表法

安全检查表是系统安全工程的一种最简便、广泛应用的系统安全性评价方法。

安全检查表是由一些对工艺过程、机械设备和作业情况熟悉、经验丰富的安全技术人员和安全管理人员，事先对分析对象进行详细分析和充分讨论，列出检查单元和部位、检查项目、检查要求；对系统进行评价时，对照安全检查表逐项检查，从而评价出系统的安全状况。编制安全检查表的主要依据是：

- 1、有关的法规和标准、管理制度和操作规程；
- 2、相关事故案例；
- 3、其他分析方法的结果。

用于对该生产项目建设方案进行总体评价的安全检查表是按照我国有关法规、标准，并依据该项目的实际情况编制而成的。主要从插输站改造部分、联络线地理位置、场地条件、工艺设备以及安全管理等方面进行全面检查，找出影响安全生产的因素。本安全检查表仅作为定性的评价，将检查的内容系统、完整、明确的列出，对《设计说明》及

目前场地情况进行检查，以便在该项目《安全设施设计》中根据安全检查表的内容要求，进行设计、审查，并有效地提高安全设计的质量。本次评价采用的安全检查表见表 4.4-1。

表 4.4-1 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

4.4.2 事故后果模拟分析法

事故后果模分析法是对危险源危险性分析的一个主要组成部分，它是通过在一系列假设的前提下按理想的情况建立的数学模型来描述一个复杂的问题或现象。其目的在于定量的描述一个可能发生的重大事故对联络线、插输站职工甚至对环境影响的严重程度。分析结果可以为企业或企业主管部门提供关于重大事故后果的信息，为企业决策者提供关于决策采取何种防护措施的信息。根据该工程联络线容易发生泄漏的特点，对管线发生破裂原油泄漏后的扩散进行事故后果模拟分析。

4.4.3 预先危险分析法（PHA）

预先危险分析（Preliminary Hazard Analysis，简称PHA）是在进行某项工程活动（包括设计、施工、生产、维修等）之前，对系统存在的各种危险因素（类别、分布）、出现条件和事故可能造成的后果进行宏观、概略分析的系统安全分析方法。其目的是早期发现系统的潜在危险因素，确定系统的危险性等级，提出相应的防范措施，防止这些危险因素发展成为事故，避免考虑不周所造成的损失。预先危险性分析表见下表所示。

表 4.4-2 预先危险分析表

事故	触发事件	事故后果	危险等级	措施建议

其危险等级划分为4个等级，见下表。

表 4.4-3 危险等级划分

等级	危险程度	可能导致的后果
I	安全的	不会造成人员死亡或系统损坏
II	临界的	处于事故状态边缘，暂时尚不会造成人员伤亡、系统损坏或降低系统性能，但应予排除或采取控制措施
III	危险的	会造成人员伤亡和系统损坏，要立即采取防范对策措施
IV	灾难性的	会造成人员重大伤亡及灾难性事故，必须予以果断排除，并进行重点防范

4.4.4 事故树分析法

事故树分析(Fault Tree Analysis, 缩写 FTA)又称故障树分析，是一种演绎的系统安全分析方法。它是从要分析的特定事故或故障开始，层层分析其发生原因，一直分析到不能再分解为止；将特定的事故和各层原因(危险因素)之间用逻辑门符号连接起来，得到形象、简洁地表达其逻辑关系(因果关系)的逻辑树图形，即事故树。通过对事故树简化、计算，达到分析、评价的目的。

1、事故树分析的基本步骤

- (1) 确定分析对象系统和要分析的各对象事件(顶上事件)
- (2) 确定系统事故发生概率、事故损失的安全目标值
- (3) 调查原因事件

调查与事故有关的所有直接原因和各种因素(设备故障、人员失误和环境不良因素)。

(4) 编制事故树

从顶上事件起，一级一级往下找出所有原因事件直到最基本的原因事件为止，按其逻辑关系画出事故树。

(5) 定性分析

按事故树结构进行简化，求出最小割集和最小径集，确定各基本事件的结构重要度。

(6) 定量分析

找出各基本事件的发生概率，计算出顶上事件的发生概率，求出概率重要度和临界重要度。

(7) 结论

当事故发生概率超过预定目标值时，从最小割集着手研究降低事故发生概率的所有可能方案，利用最小径集找出消除事故的最佳方案；通过重要度(重要度系数)分析确定采取对策措施的重点和先后顺序；最终得出分析、评价的结论。

2、事故树定性分析

定性分析包括求最小割集、最小径集和基本事件结构重要度分析。

(1) 最小割集

割集与最小割集：

在事故树中凡能导致顶上事件发生的基本事件的集合称作割集；割集中全部基本事件均发生时，则顶上事件一定发生。

最小割集是能导致顶上事件发生的最低限度的基本事件的集合；最小割集中任一基本事件不发生，顶上事件就不会发生。

最小割集的求法：

对于已经化简的事故树，可将事故树结构函数式展开，所得各项即为各最小割集；对于尚未化简的事故树，结构函数式展开后的各项，尚需用布尔代数运算法则(如吸收率、狄·摩根律等)进行处理，方可得到最小割集。

(2) 最小径集

①最小径集

在事故树中凡是不能导致顶上事件发生的最低限度的基本事件的集合，称作最小径集。在最小径集中，去掉任何一个基本事件，便不能保证一定不发生事故。因此最小径集表达了系统的安全性。

②最小径集的求法

将事故树转化为对偶的成功树，求成功树的最小割集即事故树的最小径集。

③结构重要度

按下面公式计算结构重要度系数：

$$I(i) = \frac{1}{\sum_{j=1}^{n_i} P_j 2^{x_{ij}}}$$

根据计算结果确定出结构重要度的次序。

5 安全评价

5.1 法律法规符合性单元（基本安全条件单元）

本单元列安全检查表对项目法律法规符合性进行评价。法律法规符合性单元（基本安全条件单元）安全检查表见表 5.1-1。

表 5.1-1 法律法规符合性单元（基本安全条件单元）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	工程咨询单位必须依法取得国家发展改革委颁发的《工程咨询资格证书》，凭《工程咨询资格证书》开展相应的工程咨询业务。	《工程咨询单位资格认定办法》第六条	该工程咨询单位为长庆工程设计有限公司，具有开展该项目相应工程的资质证书。	要求
2	国家对严重危及生产安全的工艺、设备实行淘汰制度，具体目录由国务院应急管理部门会同国务院有关部门制定并公布。法律、行政法规对目录的制定另有规定的，适用其规定。 省、自治区、直辖市人民政府可以根据本地区实际情况制定并公布具体目录，对前款规定以外的危及生产安全的工艺、设备予以淘汰。 生产经营单位不得使用应当淘汰的危及生产安全的工艺、设备。	《中华人民共和国安全生产法》第三十一条	该项目未使用国家明令淘汰、禁止使用的危及生产安全的工艺、设备。	符合
3	第一类 鼓励类 七、石油、天然气 1、常规石油、天然气勘探与开采 2、页岩气、油页岩、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发 3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设	《产业结构调整指导目录》第一类	该项目属于第3条鼓励类建设项目。	符合
4	第三类 淘汰类 一、落后生产工艺装备 二、落后产品	《产业结构调整指导目录》第三类	该项目未使用“第三类淘汰类”规定的工艺、技术、设备。	符合

评价结果：

对本单元采用安全检查表法进行了评价，共进行了 4 项内容的检查，全部检查内容符合要求。

5.2 插输站单元

5.2.1 插输站周边及总平面布置子单元

主要依据《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)、《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2016)和《石油化工企业设计防火标准(2018年修订)》(GB50160-2008)制定安全检查表，评价该工程插输站周边及总平面布置情况，见下表。

表 5.2-1 插输站周边及总平面布置子单元安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
1	插输站选址应合理利用土地，并应结合当地城乡建设规划。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第6.1.1条 1款	本次改造项目新建构筑物主要为红井子插输站内新建遮雨棚，插输站周边未发生变化，与周边距离符合要求。	符合
2	站址宜选定在地势平缓、开阔、具有较好的工程、气象、水文、地质条件且交通、供电、供水、排水及职工生活社会依托均较方便的地方。应保持与附近城镇居民点、工矿企业、铁路、公路等的安全间距要求。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第6.1.1条 2款	红井子插输站所处地理位置地势平缓、开阔、具有较好的工程、气象、水文、地质条件，且交通、供电、供水、排水及职工生活社会依托均较方便的地方；并与与附近城镇居民点、工矿企业、铁路、公路等的安全间距要求。	符合
3	插输站位置选定应结合管道线路走向，满足工艺设计的要求；插输站内应有足够的生产及施工操作场地；并行敷设管道的插输站宜合建。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第6.1.1条 3款	符合要求。	符合
4	站址宜远离海、江、河、湖泊。当确需邻近建设时，应采取防止事故状态下事故液对周边水体污染的相应防护措施。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第6.1.1条 4款	红井子插输站位置远离水体。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
5	插输站位置选定应避开下列场所： 1)存在崩塌、活动断层、滑坡、沼泽、流沙、泥石流、矿山采空区等不良地质的地段。 2)蓄(滞)洪区及有内涝威胁的地段； 3)易受洪水及泥石流影响的地段，窝风地段； 4)在山地、丘陵地区采用开山填沟营造人工场地时，应避开山洪流经过的沟谷； 5)水源保护区、自然保护区、风景名胜区和地下文物遗址。	《输油管道工程设计规范》 GB50253-2014 第 6.1.1 条 5 款	红井子插输站位置选择满足要求。	符合
6	各类插输站的站址选择应符合现行行业标准《石油天然气工程总图设计规范》SY / T 0048 中的相关规定。	《输油管道工程设计规范》 GB50253-2014 第 6.1.1 条 7 款	红井子插输站的站址选择应符合现行行业标准《石油天然气工程总图设计规范》SY / T 0048 中的相关规定。	符合
7	防火间距及防火措施应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的相关规定；	《输油管道工程设计规范》 GB50253-2014 第 6.1.2 条 2 款	防火间距及防火措施应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的相关规定。	符合
8	各类插输站内使用性质相近的建(构)筑物，在符合生产使用和安全防火的要求下，宜合并布置。	《输油管道工程设计规范》 GB50253-2014 第 6.1.2 条 5 款	红井子插输站内使用性质相近的建(构)筑物，在符合生产使用和安全防火的要求下，宜合并布置。	符合
9	插输站应结合当地情况，选取合理的雨水排放和收集方案，避免由于雨水排放造成的水土流失、环境污染等情况的发生。	《输油管道工程设计规范》 GB50253-2014 第 6.1.2 条 6 款	红井子插输站雨污分流。	符合
10	输油插输站生产区周围宜设置防止事故状态下事故液漫流的导流和收集设	《输油管道工程设计规范》 GB50253-2014	红井子插输站设置了应急收	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
	施。	第 6.1.2 条 7 款	集池。	
11	插输站总平面布置应根据其生产工艺特点、主要功能，以及安全、环境保护、防火、职业卫生、节能等要求，结合场地地形、工程地质、风向等自然条件，经多方案技术经济比较后确定。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 第 5.1.1 条	红井子插输站内改造部分经两个方案技术经济比较后确定。	符合
12	插输站总平面布置应与工艺流程相适应，宜根据不同生产功能和特点分别相对集中布置，功能分区明确。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 第 5.1.2 条	红井子插输站总平面布置符合要求。	符合
13	插输站总平面布置应紧凑合理，节约用地。在满足生产要求、符合安全环保的前提下，生产设备、建筑物、构筑物等设施宜集中、联合、多层布置。	《石油天然气工程总图设计规范》 SY/T0048-2016 第 5.1.3 条	红井子插输站改造部分拆除站内西北侧老计量间、老泵房及加药间，在拆除后空地处设置联络线计量，并新建遮雨棚，紧凑合理，节约用地。	符合

评价结果：

本单元采用安全检查表法进行了评价，共进行了 13 项内容的检查，均符合要求。

5.2.2 插输站工艺子单元

主要依据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）等制定安全检查表，评价该项目插输站工艺装置和设施情况见下表。

表 5.2-2 插输站工艺子单元安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
1	设有分输功能的中间(热)泵站工艺流程尚应具有油品分输、调节及计量功能。	《输油管道工程设计规范》 GB50253-2014 第 6.2.2 条 4 款	红井插输站具有油品分输、调节及计量功能。	符合
2	设有注入功能的中间(热)泵站工艺流程尚应具有收油、调节、计量、注入的功能。	《输油管道工程设计规范》 GB50253-2014 第 6.2.2 条 5 款	红井子插输站应具有收油、调节、计	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
			量、注入的功能	
3	清管站工艺流程应具有接收和发送清管器的功能。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 6.2.3 条	该项目联络线拟设置清管器。	符合
4	减压站工艺流程应具有减压、接收和发送清管器的功能。设有分输或加热功能的减压站尚应分别具有分输站、热站的功能。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 6.2.4 条	红井子插输站具有收油、调节、计量、注入的功能。 该项目建设后将不具备反输功能。	符合
5	采用反输工艺的输油管道各插输站还应具有反输功能。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 6.2.8 条	该项目建设后将不具备反输功能。	符合
6	设有压力泄放系统的各类插输站，应具有油品泄压进罐及油品回注或处理功能。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 6.2.9 条	红井子插输站具有油品泄压进罐及油品回注或处理功能。	符合
7	清管设施的设置应符合下列规定： 1 输油管道应设置清管设施； 2 清管器出站端及进站端管线上应设置清管器通过指示器；设置清管器转发设施的插输站，应在清管器转发设施的上游和下游管线上设置清管器通过指示器； 3 清管器接收、发送筒的结构、直径及长度应能满足通过清管器与检测器的要求； 4 当输油管道直径大于 DN100，且清管器总重超过 45kg 时，宜配备清管器提升设施； 5 清管器接收、发送操作场地应根据一次清管作业中使用的清管器(包括检测器)数量及长度确定； 6 清管作业清出的污物应进行集中收集处理。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 6.3.12 条	《设计说明》中拟设置清管设施，但未做出具体要求。	《安全设施设计》中补充
8	输油管道用阀门的选择应符合下列规定： 1 安装于通过清管器管道上的阀门应选择全通径型(阀门通道直径与相连接管道的内径相同)，不通清管器的阀门可选用普通型或带径型； 2 埋地安装的阀门宜采用全焊接阀体结构，并采用焊接连接； 3 当阀门与管道焊接连接时，阀体材料的焊接性能应与所连接的钢管的焊接性能相适应； 4 输油管道不得使用铸铁阀门。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 6.3.13 条	在《安全设施设计》中补充。	《安全设施设计》中补充
9	油品交接计量的设置应符合下列规定：	《输油管道工程设计规范》	该项目联络	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
9	1 输油管道应在油品交接处设置交接计量系统; 2 流量计宜选用容积式、速度式或质量式流量计，准确度不应低于 0.2 级； 3 计量系统应设置备用计量管路，不应设置旁通管路；计量管路多于 4 路时，应设置 2 路备用； 4 流量计下游应设置具有截止和检漏双功能阀门或严密性好的无泄漏阀门； 5 流量计出口应保持足够的背压； 6 计量系统宜设置在线检定装置及配套设施，检定装置应设置清洗流程； 7 流量计前后的排污设施应分别设置，宜设置密闭流程； 8 流量计、体积管可露天安装，水标系统宜室内安装； 9 计量处宜设置取样系统和油品物性化验设施；	GB50253-2014 第 6.3.14 条	拟在红井子插输站内设置计量器，并建设遮雨棚，满足计量需求。	要求
10	设有反输功能的输油站罐容除应满足正常输送需要外，尚应满足反输工艺对储罐容量的需求。	第 6.3.2 条注款	联络线建成后靖惠线具有返输能力，红井子插输站罐容满足反输工艺对储罐容量的需求。	符合要求
11	插输站内建构筑物的防雷，应在调查地理、地质、土壤、气象、环境等条件和雷电活动规律及被保护物特点的基础上，制定防雷措施。	《石油天然气安全规程》AQ2012-2007 第 7.2.2.3 条	《设计说明》中红井子插输站改造拟制定防雷措施。	符合要求

对插输站工艺和设施子单元用安全检查表法共计检查了 11 项内容，其中有 2 项内容在项目《设计说明》中未明确，下一步需在《安全设施设计》中需完善。

5.3 公用工程单元

5.3.1 自控子单元

采用预先危险分析法对该单元进行评价，见表 5.3-1。

表 5.3-1 自控子单元预先危险分析表

潜在事故	触发条件	事故后果	危险等级	防范措施
自动	1. 自动调节系统电源回路失电，导致自	自动调节	II	1. 加强自动调节电源回路(电源

潜在事故	触发条件	事故后果	危险等级	防范措施
调节装置失常	<p>1. 动调节失控，或调节系统不动作；</p> <p>2. 调节用一次检测装置及其接线回路损坏，或断线/短路，致使调节信号异常，导致调整门突然开大或关小；</p> <p>3. 执行机构故障，或其拉杆/销子脱落，或拉杆刚性不够，弯曲变形，或调节机构卡涩不动导致自动调节无动作，或调整门突然开大/关小；</p> <p>4. 双路冗余互为备用通讯环路，自动切换时瞬间故障，丢失信息导致自动调节失控；</p> <p>5. 自控系统调节用 CPU 故障，或受外界干扰或 PID 运算出错，导致自动调节失控；</p> <p>6. 自控系统的通讯组件故障，致使不能传输信息，自动调节失控。或调节用 I/O 组件输入/输出点及其导线回路故障，致使自动调节失控；</p> <p>7. 仪用气源故障。</p>	失控，威胁安全生产		<p>开关、熔断器、电缆、接插件等维护管理；</p> <p>2. 加强设备调节用一次检测装置的维护，对超过有效期的组件，及时更换备用件；</p> <p>3. 加强设备执行机构的维护，对超过有效期的组件，及时更换备用件；</p> <p>4. 重要调节系统应具有“当某一点测点故障，自动转为取平均值，又当某二点测点故障，自动转为一取一”功能，并发出报警信号；</p> <p>5. 重要调节系统，应定期进行内外扰动试验；</p> <p>6. 加强设备通讯组件、I/O 输入/输出组件、PCU 主机组件的维护，对超过有效期的组件，及时更换备用件；</p> <p>7. 加强仪用气源设计、安装、运行维护，规范仪用气源管理。</p>
火灾	<p>1. 电气设备、选型、安装不合理；</p> <p>2. 安全管理不严；</p> <p>3. 电气设备绝缘老化连接松动，过负荷；</p> <p>4. 人为短路；</p> <p>5. 进入控制室等的电缆孔洞未用耐火填料封堵严密；</p> <p>6. 易燃、可燃介质导管直接进入控制室；</p> <p>7. 控制室位于爆炸危险区域内，无防护措施；</p> <p>8. 避雷措施不完善。</p>	人员伤亡 经济损失	III	<p>1. 电气设备、选型、安装合理；</p> <p>2. 安全管理到位；</p> <p>3. 定期检修电气设备；</p> <p>4. 加强安全教育和业务技能培训；</p> <p>5. 对变电室建筑物的电缆沟要用阻燃材料进行封堵，防止着火电缆带火进入。</p> <p>6. 易燃、可燃介质导管直接进入控制室要有防护措施；</p> <p>7. 控制室不设在爆炸危险区域内；</p> <p>8. 完善避雷措施。</p>
爆炸	<p>1. 现场电动仪表的级别、组别选择不符合要求；</p> <p>2. 电气连接附件选择不满足要求；</p> <p>3. 仪表与其关联设备不匹配，达不到防爆要求；</p> <p>4. 仪表与设备或管道连接用法兰、阀门泄漏；</p>	人员伤亡 经济损失	III	<p>1. 选择级别、组别符合要求的现场电动仪表；</p> <p>2. 选择合格合适的设备电气连接附件；</p> <p>3. 选择相匹配的仪表与其关联设备；</p> <p>4. 及时更换损坏的法兰、阀门；</p>

潜在事故	触发条件	事故后果	危险等级	防范措施
	5.仪表本体及测量管线压力等级、材质不满足要求。 6.现场未设可燃气体泄漏报警仪。			5.选择合格的仪表本体及测量管线。 6.设置可燃气体泄漏报警仪。
流量控制系统故障	各计量仪表因购置不合格产品或仪表损坏未及时更换，导致计量不准确或无计量。	导致误判断，威胁安全生产	II	购买有生产资质厂家生产的计量仪表；加强对仪表的巡视检查，并对损坏的仪表及时进行更换。
压力/差压测量装置指示不正确	1.压力/差压变送器电源回路失电；或其导线故障，导致测量装置无输出； 2.测量装置内弹性元件损坏泄漏，致使表针不动； 3.传压通道（仪表管/一次或二次门/及其接头）泄漏、受冻结冰，致使压力表无指示；差压表指最大（负压侧漏）或最小（正压侧漏）；传压通道（仪表管/一、二次门/及其接头）被杂物堵塞，致使仪表指示停滞不动； 4.自控系统的I/O组件输入点故障，导致示值异常。	1.错误信息会误导运行人员，导致对生产线误判断、造成人为误操作； 2.装置保护启动误动； 3.自动调节失控，威胁安全生产	I	1.加强压力/差压测量装置电源回路（电源开关、熔断器、电缆、接插件）维护管理工作； 2.更换损坏的测量装置； 3.消除传压通道泄漏点；冬季寒冷季节投入传压通道和变送器伴热设施，有足够热源，并做好传压通道的保温；定期吹扫传压通道； 4.勤检查自控系统的I/O组件，加强维护管理工作。
触电	1.违章作业； 2.安全设施缺失； 3.人员接触裸露带电设备； 4.设施未接地或接地失效； 5.电气安全管理存在漏洞。	人员伤亡	III	1.操作人员应按照安全操作规程操作，电气作业人员持证上岗； 2.加强电气安全设施的完好； 3.应按照安全操作规程操作，防止身体接触带电体； 4.设施可靠接地； 5.加强安全管理。

采用预先危险分析法对自控子单元主要危险因素进行分析，其危险等级为II~III级，应严格执行易引发的各类事故的防范措施，避免事故的发生。

5.3.2 通信子单元

主要依据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）制定安全检查表，评价该工程自控系统配置情况，见表 5.3-2。

表 5.3-2 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	通信系统输油管道通信传输方式，可根据通信网现状、通信网规划、管道管理营运对通信的业务需求量、对数据传输质量、可靠性、时延等因素的要求，以及所经地区通信公网的条件，经技术经济比较后确定，可选用光纤通信、卫星通信、租用公网等手段。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 8.0.1 条	通讯系统采用较先进的 VSAT、卫星通讯系统、程控交换机系统和备用通讯系统等。《可行性研究报告》或《设计说明》已提及。	符合
2	输油管道通信传输方式如选用光纤通信时，其光缆宜与输油管道同沟敷设。光纤容量除应满足实际工程需求外，还应考虑同路由其他油气管道工程的需求以及今后业务发展的需要，应预留适当的容量。光缆的安装敷设应符合现行行业标准《输油(气)管道同沟敷设光缆(硅芯管)设计及施工规范》SY/T4108 的相关规定。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 8.0.2 条	通信系统采用同沟敷设方式，满足规范要求。《可行性研究报告》或《设计说明》已提及。	符合
3	根据生产需求，通信站的位置宜设在管道各级生产部门、输油站及其他沿管道的站点。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 8.0.3 条	通信站点设置在红井子插输站，满足规范要求。	符合
4	管道通信业务可根据输油工艺、控制系统与 SCADA 系统数据传输和生产管理运行需要，设置会议电话、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	通信系统电话交换机设置满足要求，巡线队伍配备移动通信设施。《可行性研究报告》或《设计说明》已提及。	符合
5	输油管道管理部门宜设置具有自动交换功能的电话交换设备。输油站可采用电话接入网或远端用户电话方式。监控间室宜设置电话单机。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 8.0.4 条	依托靖惠管道和姬惠管道原有调度电话系统。	符合
6	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	通信业务拟接入交换网，满足要求。	符合
7	输油管道管理部门和输油站宜引入当地公网电话。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第 8.0.7 条		符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
8	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	巡线人员、维护抢修人员配备移动通信设施。《可行性研究报告》或《设计说明》已提及。	符合
9	SCADA数据传输信道应符合下列规定： 1、数据信号速率不宜小于9600bps； 2、传输误码率不应大于10 ⁻⁶ ； 3、时延率应满足SCADA数据传输要求。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第8.0.11条	通信系统数据传输系统设计符合规范要求。	符合
10	输油站与调控中心之间的数据通信宜设置备用通信信道。	《输油管道工程设计规范》GB50253-2014 第8.0.12条	备用通信主要以移动通信为主，满足规范要求。	符合

评价小结

对通信子单元用安全检查表法共计检查了10项内容，全部内容符合要求。

5.3.3 防腐与阴保子单元

本单元依据《输油管道工程设计规范》(GB50253-2015)、《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)等规范列安全检查表对防腐及阴极保护进行评价。防腐及阴保子单元安全检查表见下表。

表5.3.3 防腐与阴保子单元安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
1	埋地输油气管道应采取防腐绝缘与阴极保护措施。	《石油天然气安全规程》AQ2012-2007 第7.3.1条	采取外防腐层加强制电流阴极保护的联合方式。《可行性研究报告》或《设计说明》已提及。	符合要求
2	裸露或架空的管道应有良好的防腐绝缘层。带保温层的，应有良好的防水措施。	《石油天然气安全规程》AQ2012-2007 第7.3.4条	红井子插输站露空管道采用耐候性能优异的氟碳漆涂料涂装。《可行性研究报告》或《设计说明》已提及。	符合要求
3	输油气管道应避开有地下杂散电流干扰大的区域。电气化铁路与输油气管道平行时，应保持一定距离。管道因地下	《石油天然气安全规程》AQ2012-2007	管道避开了有地下杂散电流干扰大的区域。	符合要求

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	检查结果
	杂散电流干扰阴极保护时，应采取排流措施。	第 7.3.7 条		
4	输油气站的进出站两端管道，应采取防雷感应电流的措施。防雷击接地措施不应影响管道阴极保护效果。	《石油天然气安全规程》AQ2012-2007 第 7.3.9 条	进出红井子插输站拟设置防雷接地措施。	符合要求
5	长输管道和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/T21447-2008 第 6.1.2 条	联络线拟采用强制电流阴极保护。	符合要求
6	阴极保护管道应设置阴极保护参数测试设施，宜设置阴极保护参数监测装置。	《输油管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.6.5 条	联络线拟设置阴极保护参数测试设施和阴极保护参数监测装置。《可行性研究报告》或《设计说明》已提及。	符合要求
7	管道阴极保护的检测点应设置在下列位置：沿管道每 1 km 处，埋地保温管道检测点的间距可适当加大。	《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447-2008 第 6.1.2 条	联络线管道拟设置阴极保护测试桩，与线路里程桩合并使用。	符合要求
8	地面以上敷设的管道如需保温时，应采用防腐层进行防腐，保温层材料和保护层材料的性能应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB50264 的有关规定。	《输油管道工程设计规范》GB50251-2015 第 4.6.8 条	插输站露空管道采用耐候性能优异的氟碳漆涂料涂装。《可行性研究报告》或《设计说明》已提及。	符合要求

评价结果

使用安全检查表对该工程中的防腐及阴保子单元进行检查，共检查 8 项内容，全部检查内容符合要求。

5.4 施工过程单元

对施工单元采用预先危险分析法进行评价，见表 5.4-1。

表 5.4.1 施工过程单元预先危险分析

有害因素	诱导因素	事故后果	危险等级	对策措施
触电	1.设备漏电； 2.人员误接触漏电保护失效； 3.检修违章合闸； 4.接地或接零失效。	人员触电	II	1.选用符合规范电气设施；电气设施外绝缘良好； 2.按规定要求进行保护接零或接地； 3.遵守安全用电规程、人员要岗前培训； 4.按规定要求使用合格漏电保护器，并性能良好。
高处坠落	1.工作人员操作失误或粗心大意； 2.高处作业时踏空或滑倒，高空维修时没有系安全带，或使用不合格的安全带； 3.高处作业防护设施缺陷。	人员伤亡	II	1.加强安全教育，严格执行安全操作规程； 2.严格高空作业安全规程，做好安全防护工作； 3.高处作业时设置安全防护设施。
机械伤害	1.人员误接触； 2.危险部位无防护； 3.防护设施失效； 4.人员在危险区。	人员伤害	II	1.制定操作规程、人员培训； 2.危险区域或部位挂标识牌； 3.设备危险部位进行有效防护； 4.人员远离危险区域。
起重伤害	1.设备机械故障； 2.操作手视线障碍； 3.超负荷作业； 4.违章操作； 5.起吊物重心偏移； 6.挂钩脱落。 7.指挥失误； 8.危险区域有人。	人员伤害	II	1.作业前设施应进行巡检和试运行； 2.设备制动、控制器性能良好； 3.专业人员指挥、操作； 4.严禁违章作业； 5.不良环境作业要有专人指挥； 6.严格执行安全操作规程； 7.人员离开危险区域后再起吊； 8.起吊前应报警；重物起吊前应先试吊。
物体打击	1.高压管汇爆破； 2.高速运转机械部件脱落； 3.重负荷部件崩脱； 4.高空物件自由下落； 5.危险部件无防护罩； 6.人员无防护。	人员伤害	II	1.尽量避免在危险区域工作； 2.机械设备危险部件设防护罩； 3.大负荷作业设备应由专业人员操作； 4.高空物件应牢固可靠； 5.危险、部位区域设立警示标志； 6.危险区作业人员采取防护措施。
坍塌	1.坡度不合理； 2.推土太松； 3.水浸严重； 4.人力干扰； 5.人在危险区。	人员伤害	II	1.合理堆放取土； 2.发现危险地段应先加固再作业。 3.水浸严重地段应采取加固措施； 4.进行人员培训，“三不伤害”教育； 5.尽量减少人员进入危险区域的频度。
中毒和窒息	1.有毒作业场所人员未进行防护； 2.人员食用不清洁水源； 3.人员食用不清洁食品。	人员伤害	II	1.有毒作业人员配备可靠防护设施； 2.建立严格饮食卫生制度； 3.配备必要的医疗药品和兼职医务人员。
车辆伤害	1.机械制动故障； 2.路面太窄，车辆重心失去平衡； 3.路面滑车辆失控； 4.路基软塌方；	人员伤害 车辆损伤	II	1.行车前应进行车辆巡检和制动测试； 2.制定安全行车规程，并严格执行； 3.重型车辆进入施工现场先考察路线； 4.在危险地段行驶有人员监护，必要时有

有害因素	诱导因素	事故后果	危险等级	对策措施
	5.车辆超速，车辆急转弯， 6.违章行驶，司机酒后驾车； 7.车辆超出路面或桥梁载荷垮塌； 8.路面坡度陡，车辆失控。			专用车辆或设施保护； 5.严禁车辆超载； 6.严禁司机违章驾车。

评价结果：

该项目工程施工过程主要危险有：触电、高处坠落、机械伤害、起重伤害、物体打击、坍塌、中毒和窒息等，危险等级均为Ⅱ级，属于临界的，处于事故状态边缘，暂时尚不会造成人员伤亡或财产损失。

5.5 安全管理单元

5.5.1 人员培训

第三输油处及下属各基层作业区、输油站库作业人员均定期组织人员参加培训，学习管道安全运行相关法律、法规、标准、规范以及管道应急抢险急救知识，故原有人员配置均能满足联络线建成投用的运行维护。

5.5.2 应急物资和器材

为应对在事故灾难、自然灾害等突发险情时的紧急救援，提高管道运行过程的应急响应能力，为将事故、灾害损失减少至最低限度，中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第三输油处配备了相应的应急抢险物资，派专人进行管理，建立应急抢险器材台账、应急器材维护保养、检查、使用、借用纪录。

5.5.3 应急救援预案

长庆油田分公司第三输油处依据《生产安全事故应急预案管理办法》（原国家安全生产监督管理总局令[2016]第 88 号，应急管理部令[2019]第 2 号修正）、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）等相关要求，结合机关、生产区运行情况，在 2022 年 7 月针对其《生产安全事故应急预案》在应急组织机构、应急资源等方面进行修订完善，并重新印发至各机关、基层贯彻执行，用于指导公司生产安全事故的应急响应和救援等工作；该预案包括以下专项预案：

- (1) 原油管道泄漏专项应急预案
- (2) 火灾爆炸事故专项应急预案

- (3) 危险化学品泄漏中毒和窒息事故专项应急预案
- (4) 自然灾害突发事件专项应急预案
- (5) 供电事故专项应急预案
- (7) 交通事故专项应急预案
- (8) 新闻媒体突发事件专项应急预案
- (9) 群体性突发事件专项应急预案
- (10) 网络与信息安全突发事件专项应急预案
- (11) 公共卫生突发事件专项应急预案
- (12) 恐怖袭击突发事件专项应急预案
- (13) 环境突发事件专项应急预案

姬惠线-靖惠线联络线所属的红井子插输站，也根据管辖范围内输油管道的实际情况，结合第三输油处应急预案，制定了相应的现场应急处置方案，并按照第三输油处总体预案要求，每季度组织演练一次，并根据应急演练情况，及时对应急处置方案进行修订，并重新发布实施。

以上应急管理组织机构，应急人员配备、应急预案编制和发布实施，以及应急物资配备和应急措施，均可有效保证事故状态下的应急需要。

针对姬惠线-靖惠线联络线所经及人口密集区，沿线为旱地，应重点补充的事故应急处置措施及其基本要求如下：

(1) 管道发生断裂、漏油事故时，首先关闭距出事地点最近的上下游干线截断阀，上游泵站按逻辑顺序停泵，抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范与生态环境保护，将事故影响控制在最小范围内。

(2) 根据地形地貌，因地制宜的采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，回收泄漏的原油，减轻对土壤及地下水环境的污染。主要的应对措施有以下方面：

①挖坑撇油。在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油、撇油。根据原油以泄漏点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游 10-30m 距离内，开挖 3m、5m 深的两排水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外溢。

③抽水取油。为加速从土壤油浸润体力排油，可根据情况在残油含量高的地段（即漏油点下游），打大口径井并定期抽水外排，以防止含油高的上层滞水向下游和深部扩展，

从而避免土壤和地下水污染范围进一步扩大。

5.5.4 安全检查表法评价

安全管理措施作为企业安全生产的重要手段和保证，对企业的安全生产起着至关重要的作用。因此，应根据国家有关法律、法规要求和工程实际情况，选择适当的安全管理模式，采取可靠的安全管理措施以确保企业安全、高效运行。

依据《中华人民共和国安全生产法》、《生产经营单位安全培训规定》、《企业安全生产费用提取和使用管理办法》等规程、规范，编制了安全管理单元检查表，检查结果见表 5.5-1。

表 5.5-1 安全管理单元安全检查表

序号	检查内容	标准规范	检查情况	结论
1	矿山、金属冶炼、建筑施工、运输单位和危险物品的生产、经营、储存、装卸单位，应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员。	《安全生产法》第二十四条 长庆油田第三输油处，长庆油田第三输油处设有专门的安全管理机构—质量安全环保部。	姬惠线-靖惠线联络线隶属长庆油田第三输油处，长庆油田第三输油处设有专门的安全管理机构—质量安全环保部。	符合
2	生产经营单位的主要负责人和安全生产管理人员必须具备与本单位所从事的生产经营活动相应的安全生产知识和管理能力。	《安全生产法》第二十七条 姬惠线-靖惠线联络线依托原有组织管理机构，其主要负责人和安全生产管理人员具备从事原油管输生产经营活动的安全生产知识和管理能力；	姬惠线-靖惠线联络线依托原有组织管理机构，其主要负责人和安全生产管理人员具备从事原油管输生产经营活动的安全生产知识和管理能力；主要负责人和安全生产管理人员取得有安全生产资格证书。	符合
3	生产经营单位应当对从业人员进行安全生产教育和培训，保证从业人员具备必要的安全生产知识，熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程，掌握本岗位的安全操作技能，了解事故应急处理措施，知悉自身在安全生产方面的权利和义务。未经安全生产教育和培训合格的从业人员，不得上岗作业。	《安全生产法》第二十八条 长庆油田第三输油处严格按照国家和行业要求对从业人员进行培训和教育，使从业人员掌握所必需的安全知识、专业技能、职业卫生防护知识和应急救援知识。新员工入厂均经过三级安全教育和技术培训，每年还有针对性地开展一系列的安全培训和教育。	长庆油田第三输油处严格按照国家和行业要求对从业人员进行培训和教育，使从业人员掌握所必需的安全知识、专业技能、职业卫生防护知识和应急救援知识。新员工入厂均经过三级安全教育和技术培训，每年还有针对性地开展一系列的安全培训和教育。	符合
4	生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立、健全安全生产责任制和安全生产规章制度，改善安全生产条件，推进安全生产标准化建设，提高安全生产水平，确保安全生产。	《安全生产法》第四条 设置 HSE 委员会、分管负责人、职能部门，明确了各岗位安全环保生产责任制。设计要求施工方制定相应施工方案和各项规章制度和安全规程。	设置 HSE 委员会、分管负责人、职能部门，明确了各岗位安全环保生产责任制。设计要求施工方制定相应施工方案和各项规章制度和安全规程。	符合
	生产经营单位的特种作业人员必须按照国	《安全生产法》第	特种作业人员均定期组织培	

5	家有关规定经专门的安全作业培训，取得相 应资格，方可上岗作业。	三十条	训学习和取证。	符合
6	生产经营单位应当教育和督促从业人员严 格执行本单位的安全生产规章制度和安全 操作规程；并向从业人员如实告知作业场所 和工作岗位存在的危险因素、防范 措施以 及事故应急措施。	《安全生产法》第 四十四条	长庆油田第三输油处针对各 岗位、各工种制定了详细的标 准作业规程，且在生产过程中 得到贯彻落实。	符合
7	维抢修现场应划分安全界限，设置警戒线、 警示牌。进入作业场地的人员应穿戴劳动防 护用品。与作业无关的人员不应进入警戒 区。	《石油天然气 安全规程》 AQ2012-2007 第 7.7.4.1 条	《设计说明》未对此项施工作 业提出相应要求。	下一步 《安全 设施设 计》中 需明 确。
8	对管道施焊前，应对焊点周围可燃气体的 浓度进行测定，并制定防护措施。焊接操作 期间，应对焊接点周围和可能出现的泄漏进 行跟踪检查和监测。	《石油天然气 安全规程》 AQ2012-2007 第 7.7.4.2 条	《设计说明》未对此项施工作 业提出明确要求。	下一步 《安全 设施设 计》中 需具体 明确。
9	用于管道带压封堵、开孔的机具和设备在 使用前应认真检查，确保灵活好用。必要时， 应提前进行模拟试验。	《石油天然气 安全规程》 AQ2012-2007 第 7.7.4.3 条	施工前应按照要求做好充分 准备工作。	按照 要求 执行
10	管道封堵作业时，管道内的介质压力应在 封堵设备的允许压力之内。采用盲板式封堵 器进行封堵时，应避免形成负压封堵。	《石油天然气 安全规程》 AQ2012-2007 第 7.7.4.4 条	联络线工程存在带压碰口作 业，作业时应按照《设计说明》 论证要求和相关标准要求执 行。	按照 要求 执行
11	管道维抢修作业坑应能满足施工人员的 操作和施工机具的安装及使用。作业坑与 地面之间设有安全逃生通道，安全逃生通 道应设置逆风点的上风向。	《石油天然气 安全规程》 AQ2012-2007 第 7.7.4.5 条	此项施工作业在《设计说明》 无明确要求。	下一步 《安全 设施设 计》中 需具体 明确。
12	管道维抢修结束后，应及时恢复地貌，整理 竣工资料并归档。	《石油天然气 安全规程》 AQ2012-2007 第 7.7.5 条	《设计说明》有相应要求，施 工作业时应按照要求执行。	按照 要求 执行

评价结果：

采用检查表对该单元共进行了 12 项内容的检查，有 3 项内容在《设计说明》中未明确，
下一步需完善。

6 评价结论

6.1 《设计说明》中的安全对策措施

该项目安全预评价首先对中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第三输油处红井子插输站站内改造项目存在的主要危险、有害因素进行了分析，然后根据单元划分原则和方法划分出评价单元，并采用管道风险分析法、安全检查表法等进行了评价，确定了危险（危害）程度，提出了有针对性的安全对策措施。

根据上述安全评价结果和国家现行有关安全生产法律、法规和部门规章及标准的规定和要求，评价结论如下：

- (1) 建设单位经营范围、《初步设计》编制单位资质均合法合规。
- (2) 建设项目选用的密闭输油工艺技术成熟、安全可靠，输油管道路由走向布置科学、合理，既实现了对现有管道占压隐患的治理，又与其他建构筑物保持了符合要求的防火间距；管道设计压力、管材选择、壁厚选择均与原管线保持一致，能满足管道安全运行的需要。
- (3) 《设计说明》提出的安全措施和安全评价补充的措施能满足工程中辨识出的危险、有害因素的预防、控制、减少和消除的需要，对可能发生的事件事故均提出了针对性的应急预案和事故处置程序编制要求。
- (4) 评价组认为中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第三输油处红井子插输站站内改造项目在落实本报告以及《设计说明》提出的安全对策措施后，项目风险能够控制在可接受的范围内，该项目从安全生产角度符合国家的有关法律法规、行政规章、标准、规范的要求。

6.2 补充的对策措施建议

6.2.1 对安全设施设计的建议

- (1) 根据该工程的工艺流程和危险因素类别和生产特点，进行防火、防爆、防腐蚀、防潮、防静电等因素进行设计，设计单位应编制安全设施设计专篇。设计单位应有相应资质，并签订有效的委托合同。
- (2) 总平面布置与建筑设计应严格按照《石油天然气工程总图设计规范》、《石油

天然气工程设计防火规范》等相关规范、标准执行。

(3) 布置在防爆区域内的建筑物，其结构形式、材质选用、泄压面积的要求、墙体、地面等设计均应采取相应的安全措施。

(4) 管道材质等应符合《石油天然气工业管道钢管交货技术条件第3部分C级钢管》等标准要求外。选用的管材及焊接接头也必须满足标准要求。

(5) 由于在《设计说明》阶段只确定了管道走向，在施工图设计和施工中，输油管道敷设位置与居民区、建构筑物、其他管道、电力、通讯电缆的安全距离要符合规范要求。

6.2.2 对施工的建议

1、项目施工过程中应采取的安全对策措施：

(1) 施工时，严禁车辆、人员及施工机具在输油管道上方任意穿行和踩踏，应集中几处通过，并在通过处加设盖板对管道进行保护。

(2) 应注意保护原管道覆土上方的地表设施，对损坏的予以修复。

(3) 在管沟开挖前后昼夜醒目立上标志牌，以免行人或车辆掉到沟内。

(4) 管沟开挖应由上而下，不能掏洞，两人在沟内作业间距应为3m以上，防止挖土工具伤人。挖土堆高不超过1.5m，且挖出土距沟边不应小于0.3~0.8m。

(5) 当先焊管线后挖沟时，沟与焊管中心间距≥1.0m。

(6) 沟槽开挖深度超过1.5m时，不得一人单独工作，严禁在沟内休息。

(7) 吊管下沟作业前对吊装设备进行安全检查，对起吊用吊具进行校检计算，对吊装设备作业区域内的稳定性进行检查。

(8) 下沟及回填前，由安全员划定作业安全区，与下沟无关人员不得进入安全区，有关人员应站在规定区域内。

(9) 大级以上大风时停止吊管下沟和回填作业。

(10) 动火连头时应制定相应的动火作业方案，认真落实动火作业计划书中的各项措施，确保作业安全。需划定动火作业区域，作业前应检测氧气浓度，氧气浓度应保持在19.5~23.5%，方可进行动火作业；作业过程中应定时检测检测氧气浓度，如氧气浓度超出范围，作业人员应撤离作业区域，待氧气浓度达标后，方可继续作业。

(11) 该项目施工涉及管线开挖、动火连头、吊起回收、土方回填等工作，由于输送介质（原油）的特殊性，具有1)火灾爆炸；2)管沟塌方；3)起重伤害；4)车辆伤害；5)物体打击；6)油气泄漏；7)油气中毒；8)氮气中毒等潜在危险有害因素。对应安全

处置控制措施如下：

1) 针对火灾爆炸采取的控制措施 a.严格按照批准后的动火作业计划书组织实施动火作业； b.认真落实动火作业计划书中的各项措施，确保作业安全； c.动火作业区域应当设置灭火器材和警戒，严禁与动火作业无关人员或车辆进入作业区域；

d.动火作业前应当清除距动火点周围 5m 之内的可燃物质或用阻燃物品隔离，半径 15m 内的所有漏斗、排水口、各类井口、排气管、管道、地沟等应封严盖实，不准有其他可燃物泄漏和暴露；距动火点 30m 内不准有液态烃或低闪点油品泄漏；

e.划定动火作业区域，作业前应检测可燃气体浓度，如可燃气体浓度合格，方可进行动火作业；作业过程中应定时检测检测可燃气体浓度，如可燃气体浓度超标，作业人员应撤离作业区域，待可燃气体浓度达标后，方可继续作业；

f.动火作业中断超过 30min，继续动火前，动火作业人和动火监护人应当重新确认安全条件；

g.动火作业人员应当在动火点的上风向作业，应位于避开油汽流可能喷射和封堵物射出的方位。必要时，应采取围隔等隔离措施作业，控制火花飞溅。

2) 针对氮气窒息采取的控制措施 a.划定氮气吹扫、放空作业警戒区域，无关人员不得进入警戒区域； b.吹扫流程始端与氮气罐必须采用硬连接方式，作业前按照管道正常工作压力进行试压，确保各部位连接可靠，不刺不漏；

c.作业前应检测氧气浓度，如氧气浓度合格，方可进行吹扫、放空作业；作业过程中应定时检测检测氧气浓度，如氧气浓度不达标，作业人员应撤离作业区域，待氧气浓度达标后，方可继续作业；

d.作业过程中，操作工不能离开岗位，及时处理隐患故障；

e.作业过程中，必须有专人对作业区域巡回检查并做好记录。若现场问题，应立即停止作业，待隐患排除后，方可重新作业；

f.做好组织抢险准备，作业时正确佩戴劳动保护用品。

3) 针对管沟塌方采取的控制措施

a.管沟和作业坑开挖严格按照设计进行放坡(放坡比不得低于 1: 0.5)，坡度不大于 45 度；

b.开挖堆积的土方与沟边距离大于 1.5m，堆土高度不得大于 1.5m；

c.大型机械、车辆停放在安全可靠区域，不得停放在沟边； d.划定作业警戒区域，无

无关人员不得进入警戒区域； f.作业坑设置台阶或坡道等，便于作业人员安全进出。

4) 针对起重伤害采取的控制措施 a.进入作业区域前，需对基础地面及土层承载力、作业环境进行评估； b.作业前，需确认起重机各项性能合格，需确认人员资格及各项安全措施； c.禁止起吊超载、埋置物件和重量不清的货物。在大雪、暴雨、大雾等恶劣天气及风力达到六级时应停止起吊作业，并卸下货物，收回吊臂； d.夜间应有足够的照明，光线阴暗视线不清时，禁止吊装作业； e.在可能产生易燃易爆、有毒有害气体的环境中工作时，应进行气体检测，检测不达标不能进行起吊作业；

f.吊装作业前，应预先在吊装现场设置安全警戒带或其他方式隔离，无关人员不得进入该区域内，任何人员不得在悬挂的货物下工作、站立、行走；

g.吊装作业人员必须戴安全帽，安全帽应符合规范规定； h.在电力线路附近使用起重机时，起重机与电力线路的安全距离应符合相关标准； i.起重机吊臂回转范围内应采用警戒带或其他方式隔离，无关人员不得进入该区域内； j.起重作业指挥人应佩戴标识，并与起重机司机保持可靠的沟通。

5) 针对车辆伤害采取的控制措施

- a. 施工作业有关车辆驾驶员，严禁无证驾驶，严禁酒后驾驶，属地单位督促、检查车辆驾驶员严格遵守道路交通法；
- b. 进入现场的车辆，遵从现场指挥人员的指挥，按照既定路线进出；
- c. 施工人员在指定区域作业，现场指挥人员、监督人员做好现场组织，防止作业人员进入车辆行驶范围。

6) 针对物体打击采取的控制措施

- a. 现场作业人员按规定佩戴安全帽，穿戴劳动防护用具；
- b. 施工机具合理摆放，避免相互干扰；
- c. 作业前开展班前风险识别，制定控制措施，防止紧急情况下施工机具对作业人员造成伤害；
- d. 划定机具安全作业范围，无关人员严禁进入现场。

7) 针对油气泄漏采取的控制措施

- a.在运行管道上焊接前应按规定提前降低管道内压力； b.对油气管道实施密闭开孔，应确认开孔设备压力等级满足管道设计压力等级要求； c.严格按照带压封堵作业操作规程进行操作，确保管道封堵作业密封可靠、无泄漏； d.对油气管道实施打开作业前，应先确

认管内压力降为零并排空设备、管道内介质；e.吹扫、放空流程必须采用硬连接方式，确保各部位连接可靠，不刺不漏；f.严格按照施工方案组织动火连头作业；g.做好组织抢险准备，作业时正确佩戴劳动保护用品。

8) 针对油气中毒采取的控制措施 a.严格按照带压封堵作业操作规程进行操作，确保管道封堵作业密封可靠、无泄漏； b.认真检查吹扫、放空管线连接情况，确保管道连接安全可靠； c.划定动火作业警戒区域，无关人员不得进入警戒区域； d.划定动火作业区域，作业前应检测氧气浓度，氧气浓度应保持在 19.5%-23.5%范围内，方可进行动火作业；作业过程中应定时检测检测氧气浓度，如氧气浓度超出范围，作业人员应撤离作业区域，待氧气浓度达标后，方可继续作业。

9) 针对油气泄漏导致的环境风险需采取的建议举措：

- a. 现场需铺设防渗布；
- b. 产生的污油泥需装在双层覆膜编织袋内，扎进袋口；
- c. 油袋子需集中放置在作业区域外，放在防渗布上，上部遮盖防雨防晒篷布，四周设置雨水控制槽，防止油袋子破损油水混合物排入周边土壤沟渠；
- d. 作业完成后，需及时转运污油泥袋子至正规处理厂。

2、施工方案编制方面的安全对策措施建议

(1) 施工单位在施工前编制施工方案，并报送相关单位对施工方案进行审核通过，方可施工；

(2) 施工方案中对施工方法、施工工序详细概述，明确隔离、防火、防爆防中毒窒息等安全措施，确保施工过程中不会对既有管线构成安全隐患。

(3) 施工方案中对施工人员的组织机构、施工计划、HSE 管理等对已建管线的保护措施等方面的内容，确保现场施工安全。

(4) 施工方案中明确废弃管线的具体处置方案。

(5) 编制施工应急预案，配备一定数量的应急救援器材。

(6) 严格要求施工人员在进入施工现场时，必须穿戴必要的劳保用品，吊装、沟下作业必须戴安全帽。

(7) 施工方案中对管道焊接工艺、管道无损检测、管道下沟回填、地貌恢复、标志桩设置等施工工序进行编制，确保管道施工管段及既有管线的安全运行。

(8) 应选择具有相应资质且满足法律法规要求的施工队伍。

(9) 应严格按照相关施工要求进行姬惠线-靖惠线衔接，并采取相应的隔离措施。

6.2.3 对生产运行的建议

(1) 该项目在投入使用前，必须对管道进行全面检测，开展管道完整性评价，确保管道符合标准规范等的要求后方可投入使用；项目投产后3年内需再进行全面检测，之后根据检验报告和管道运行安全状况确定检测周期。从事管道技术检测检验的单位需取得行业行政主管部门认定的相应资质。

(2) 危险化学品管道应当设置明显标志。发现标志毁损的，管道单位应当及时予以修复或者更新。管道单位应当建立、健全危险化学品管道巡护制度，配备专人进行日常巡护。巡护人员发现危害危险化学品管道安全生产情形的，应当立即报告单位负责人并及时处理。

(3) 管道单位对危险化学品管道存在的事故隐患应当及时排除；对自身排除确有困难的外部事故隐患，应当向当地应急管理部门报告。

(4) 管道单位应当按照有关国家标准、行业标准和技术规范对危险化学品管道进行定期检测、维护，确保其处于完好状态；对安全风险较大的区段和场所，应当进行重点监测、监控；对不符合安全标准的危险化学品管道，应当及时更新、改造或者停止使用，并向当地应急管理部门报告。

(5) 管道单位发现下列危害危险化学品管道安全运行行为的，应当及时予以制止，无法处置时应当向当地应急管理部门报告：

- ①擅自开启、关闭危险化学品管道阀门；
- ②采用移动、切割、打孔、砸撬、拆卸等手段损坏管道及其附属设施；
- ③移动、毁损、涂改管道标志；
- ④在埋地管道上方和巡查便道上行驶重型车辆；
- ⑤对埋地、地面管道进行占压，在架空管道线路和管桥上行走或者放置重物；
- ⑥利用地面管道、架空管道、管架桥等固定其他设施缆绳悬挂广告牌、搭建构筑物；
- ⑦其他危害危险化学品管道安全运行的行为。
- (6) 在危险化学品管道附属设施的上方架设电力线路、通信线路。

(7) 在危险化学品管道及其附属设施外缘两侧各5米地域范围内，管道单位发现下列危害管道安全运行的行为的，应当及时予以制止，无法处置时应当向当地应急管理部门报告：

- ①种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道

防腐层的深根植物；

②取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工、工程钻探；

③挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建（构）筑物。

(8) 在危险化学品管道中心线两侧及危险化学品管道附属设施外缘两侧 5 米外的周边范围内，管道单位发现下列建（构）筑物与管道线路、管道附属设施的距离不符合国家标准、行业标准要求的，应当及时向当地应急管理部门报告：

- ①居民小区、学校、医院、餐饮娱乐场所、车站、商场等人口密集的建筑物；
- ②加油站、加气站、储油罐、储气罐等易燃易爆物品的生产、经营、存储场所；
- ③变电站、配电站、供水站等公用设施。

(9) 在穿越河流的危险化学品管道线路中心线两侧 500 米地域范围内，管道单位发现有实施抛锚、拖锚、挖沙、采石、水下爆破等作业的，应当及时予以制止，无法处置时应当向当地应急管理部门报告。

(10) 实施下列可能危及危险化学品管道安全运行的施工作业的，施工单位应当在开工的 7 日前书面通知管道单位，将施工方案报管道单位，并与管道单位共同制定应急预案，采取相应安全防护措施。管道单位应当指派专人到现场进行管道安全保护指导：

- ①穿（跨）越管道的施工作业；
- ②在管道线路中心线两侧 5 米至 50 米和管道附属设施周边 100 米地域范围内，新建、改建、扩建铁路、公路、河渠，架设电力线路，埋设地下电缆、光缆，设置安全接地体、避雷接地体；
- ③在管道线路中心线两侧 200 米和管道附属设施周边 500 米地域范围内，实施爆破、地震法勘探或者工程打桩、工程钻探、采矿等作业。

(11) 施工单位实施本规定第二十四条第二款、第二十五条规定的作业，应当符合下列条件：

- ①已经制定符合危险化学品管道安全运行要求的施工作业方案；
- ②已经制定应急预案；
- ③施工作业人员已经接受相应的危险化学品管道保护知识教育和培训；
- ④具有保障安全施工作业的设备、设施。

(12) 危险化学品管道的专用设施、永工防护设施等附属设施不得用于其他用途；确需用于其他用途的，应当征得管道单位的同意，并采取相应的安全防护措施。

(13) 管道单位应当按照有关规定制定本单位危险化学品管道事故应急预案，配备相应的应急救援人员和设备物资，定期组织应急演练。

发生危险化学品管道生产安全事故，管道单位应当立即启动应急预案及响应程序，采取有效措施进行紧急处置，消除或者减轻事故危害，并按照国家规定立即向事故发生地县级以上应急管理部门报告。

(14) 对转产、停产、停止使用的危险化学品管道，管道单位应当采取有效措施及时妥善处置，并将处置方案报县级以上应急管理部门。

6.2.4 安全管理方面

1、安全管理机构及人员培训

(1) 该项目公司已设置了安全生产管理机构，配备了专职安全生产管理人员。配备的专职安全生产管理人员必须能够满足安全生产的需要并定期进行培训。

(2) 项目试运行前后应当对巡线人员进行安全生产教育和培训，保证从业人员具备必要的安全生产技能，熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程，掌握本岗位的安全操作技能。特种作业人员须经安全技术培训考核，取得特种作业证后，方可从事特种作业。

(3) 企业安全培训教育管理。企业要制定安全培训教育管理制度，编制年度安全培训教育计划，制定安全培训教育方案，建立培训档案，实施持续不断的安全培训教育，使从业人员满足本岗位对安全生产知识和操作技能的要求。

2、安全管理文件

(1) 建设单位已建立了安全生产责任制，安全管理制度等管理文件，应定期对上述安全生产责任制和安全管理制度进行评审、修订。

(2) 建设单位应当根据本次改造项目的实际情况，完善公司已有的安全管理制度。

(3) 建设单位应当根据本次工程危险化学品的输送工艺、技术、设备特点和原辅料、产品的危险性重新编制岗位安全操作规程。

3、安全投入管理

(1) 建设单位应当具备的安全生产条件所必需的资金投入，由生产经营单位的决策机构、主要负责人或者个人经营的投资人予以保证，并对由于安全生产所必需的资金投入不足导致的后果承担责任。安全投资以后序安全设施设计为准。

(2) 建设单位应当按照国家规定提取与安全生产有关的费用，并保证安全生产所必须的资金投入。

(3) 建设单位应建立健全安全生产投入保障机制，安全投入要满足安全生产的需要。要严格执行安全生产费用提取使用管理制度，明确负责人，按时、足额提取和规范使用安全生产费用。安全生产费用的提取和使用要符合《企业安全生产费用提取和使用管理办法》(财企〔2012〕16号)要求。主要负责人要为安全生产正常运行提供人力、财力、物力、技术等资源保障。企业要积极推行安全生产责任险，实现安全生产保障渠道多样化。

(4) 建设单位应当依法参加工伤保险，为从业人员缴纳保险费。

4、应急管理

(1) 建立健全企业应急体系。企业要依据国家相关法律法规及标准要求，建立、健全应急组织和专（兼）职应急队伍，明确职责。鼓励企业与周边其他企业签订应急救援和应急协议，提高应对突发事件的能力。

(2) 完善应急预案管理。企业应依据国家相关法规及标准要求，规范应急预案的编制、评审、发布、备案、培训、演练和修订等环节的管理。企业的应急预案要与周边相关企业（单位）和当地政府应急预案相互衔接，形成应急联动机制。

(3) 建议该公司针对该项目的危险有害因素（火灾、爆炸、原油泄漏、触电、车辆伤害、交通事故等）分析修改完善事故应急预案，并配备应急救援人员和必要的应急救援器材、设备，按岗位人数落实，并定期组织应急救援演练。按照《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》(安监总厅管三〔2011〕142号)等要求编制符合自身安全管理特点的事故应急预案。配备必要的应急器材，开展应急处置演练和伤员急救培训，提升应急处置能力。

5、其它

(1) 建设单位应当依照有关法律、行政法规的规定，委托具备相应资质的设计单位进行设计。

(2) 使用危险化学品管道的施工单位应当具备有关法律、行政法规规定的相应资质。施工单位应当按照有关法律、法规、国家标准、行业标准和技术规范的规定，以及经过批准的安全设施设计进行施工，并对工程质量负责。

(3) 负责危险化学品管道工程的监理单位应当对管道的总体建设质量进行全过程监督，并对危险化学品管道的总体建设质量负责。管道施工单位应当严格按照有关国家标准、行

业标准的规定对管道的焊缝和防腐质量进行检查，并按照设计要求对管道进行压力试验和气密性试验。

(4) 危险化学品管道试生产（使用）前，管道单位应当对有关保护措施进行安全检查，科学制定安全投入生产（使用）方案，并严格按照方案实施。

(5) 危险化学品管道试压半年后一直未投入生产（使用）的，管道单位应当在其投入生产（使用）前重新进行气密性试验。

(6) 制定并落实阴极保护系统巡检、测试、维护等制度，并建议沿联络线设计安装合适数量的阴极保护测试桩。

6.2.5 受限空间安全对策措施

进入受限空间作业应采取如下综合安全措施：

(1) 监护。进入受限空间作业应指定专人监护，不得在无监护人员的情况下作业，作业监护人员不得离开现场或做与监护无关的事情。监护人员和作业人员应明确联络方式并始终保持有效的沟通。进入特别狭小空间作业，作业人员应系安全可靠的安全绳，监护人可通过系在作业人员身上的安全绳进行沟通联络。

(2) 在受限空间作业期间，严禁同时进行各类与该受限空间相关的试车、试压或试验等工作。

(3) 温度。受限空间内的温度应控制在不对人员产生危害的安全范围内。

(4) 通风。1) 为保证受限空间内空气流通和人员呼吸需要，可自然通风，并尽可能抽取远离工作区域的新鲜空气；必要时应采取强制通风，严禁向受限空间通纯氧；进入期间的通风不能代替进入之前的吹扫工作。2) 在特殊情况下，作业人员应佩戴正压式空气呼吸器或长管呼吸器。配戴长管呼吸器时，应仔细检查气密性并防止通气长管被挤压，吸气口应置于新鲜空气的上风口并有专人监护。

(5) 受限空间内设备。对受限空间内阻碍人员移动、对作业人员造成危害，影响救援的设备，应采取固定措施，必要时应移出受限空间。

(6) 照明及电气。1) 进入受限空间作业，应有足够的照明。照明灯具应符合防爆要求。使用手持电动工具应有漏电保护装置。2) 进入受限空间作业照明应使用安全电压不大于 24V 的安全行灯；金属设备内和特别潮湿作业场所作业，其安全灯电压应为 12V 且绝缘性能良好。3) 当受限空间原来盛装爆炸性液体、气体等介质时，应使用防爆电筒或电压不大于 12V 的防爆安全行灯，行灯变压器不应放在容器内或容器上；作业人员应穿戴防静电

服装，使用防爆工具、机具。

(7) 防坠落、防滑跌。受限空间内可能会出现坠落或滑跌，应特别注意受限空间中的工作面（包括残留物、工作物料或设备）和到达工作面的路径，并制定预防坠落或滑跌的安全措施。

(8) 个人防护装备。根据作业中存在的风险种类和风险程度，依据相关防护标准，配备个人防护装备并确保正确穿戴。

(9) 静电防护。为防止静电危害，应对受限空间内或周围的设备接地，并进行检测。

(10) 人员、工具和材料清点。进入受限空间作业的人员及其携入的工具、材料要登记，作业结束后作业单位监护人对照清单清点人员、工具和材料，确认无遗留后，做好记录；属地单位监护人核查签字。

(11) 涉及动火、临时用电、起重吊装、高处作业等应执行相关管理规定。

(12) 受限空间的出入口内外不得有障碍物。

(13) 受限空间作业一般不得使用卷扬机、吊车等设备运送作业人员，特殊情况需经安全部门批准。

(14) 作业人员进入受限空间前，应首先拟定逃生方法。作业过程中适当安排人员轮换。

(15) 当进入受限空间的挖、井、洼、沟或人孔、通道出入口时应设置防护栏、盖和警告标志，夜间应设警示灯。防止无关人员进入受限空间作业场所，提醒作业人员引起重视，在受限空间外敞面醒目的，设置警戒区、警戒线、警戒标志。当作业人员在与输送管道连接的封闭、半封闭设备内部作业时，应严密关闭阀门，装好盲板，设置“禁止启动”等警告信息。

(16) 存在易燃性因素的场所警戒区内应按《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）设置灭火器材，并保持有效状态；专职安全员和消防员应在警戒区定时巡回检查、监护，并有检查记录。严禁火种或可燃物落入受限空间。

6.3 安全评价结论

根据《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》、《危险化学品建设项目安全监督管理办法》及《危险化学品安全管理条例》的要求，对长庆油田分公司第三输油处红井子插输站站内改造项目进行了安全评价。通过分析评价，该项目安全状况如下：

1、建设项目的安全条件

- (1) 根据《产业结构调整指导目录》，该项目属于鼓励类，符合国家产业政策要求。
- (2) 该项目增加原有管道反输功能，对部分设备和建筑物进行改造。
- (3) 该项目所依托的场站选址，动力供应、物料运输、厂区的地质地形等，均未发生变化，符合《工业企业总平面设计规范》(GB50187-2012)、《化工企业总图运输设计规范》(GB 50489-2009)等规范的要求。
- (4) 该改造项目所在厂区、管线以及辅助设施与周边居民区、商业中心、公园等人口密集区域和学校、医院、影剧院、体育场等公共设施的间距，与周边其它企业、厂外道路的距离，以及与厂区内其他建构筑物之间的安全间距符合《危险化学品安全管理条例》、《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)(2018年版)、《石油化工企业设计防火标准(2018年修订)》GB50160-2008等文件和标准、规范的要求。
- (5) 《设计说明》提出的安全措施和本评价补充的措施可以满足工程中辨识出的危险、有害因素的预防、控制、减少和消除的需要，对可能发生的事件事故提出了有针对性的应急预案编制要求。

2、建设项目工艺、技术、设备、设施安全性

该项目为插输站改造项目，未使用新技术、新工艺、新设备、新材料。工艺、设备、技术方案科学合理可行，符合国家有关法律法规和标准规范的要求；所采用的控制系统，自控程度较高，可靠性良好。项目所使用的建构筑物、设备设施等在进行改造后均能满足项目的要求。

3、项目公用工程和辅助设施安全性

与该项目建设配套的公用工程设施、辅助设施均未发生变化，其配套能力能够满足该项目生产需要。

4、重点监管的危险化工工艺

该项目不涉及涉及重点监管危险化工工艺。

5、重点监控化学品

根据《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品目录的通知》(安监总管三〔2011〕95号)、《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化学品目录的通知》(安监总管三〔2013〕12号)和《重点监管的危险化学品目录》(2013版)的规定，该项目涉及的原油、乙炔(检修用)属于重点监管的危险化学品。该项目采用的工艺技术、

设备设施、控制方式等，能够保证重点监管危险化学品原油的输送安全，保证其处于安全、可控状态，满足文件对其安全措施和事故应急处置的要求。

6、重大危险源辨识情况

依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）进行辨识，该项目未构成危险化学品重大危险源级。

7、主要危险、有害因素辨识

该项目建成后主要存在危险因素为火灾、其它爆炸、中毒和窒息、容器爆炸、触电、车辆伤害、噪声、有毒物质、高低温等。

评价认为，长庆油田分公司第三输油处红井子插输站站内改造项目拟采用的输油工艺技术成熟，辅助设施所采取安全技术措施可行，该项目已按国家有关法律、法规、技术标准的要求落实了前期工作，项目符合国家有关法律、法规、规章、标准、规范及有关规定的要求。项目在投用前进行全面检测和完整性评价，符合相关法律法规及规范要求，该项目安全风险程度在可接受范围之内。

建设单位在项目改建过程中，应从设计、施工、安装、运行到验收运行等环节对本报告提出的危险、有害因素的评价和安全对策措施予以高度重视，各项安全对策措施落实到位，加强安全管理，提高防范意识，规范安全行为，切实落实工程建设项目安全设施“三同时”要求。

宁夏安普安全技术咨询有限公司

2023 年 11 月

7 与建设单位交换意见的情况结果

本报告在编制过程中与建设单位就该项目在安全评价中遇到的问题进行交流，收集了与评价有关的项目资料。

本报告初步编写完成后，我们与建设单位进行了沟通、协商与交流，并将初稿反馈给建设单位就评价内容、方法、结果等方面予以核实和调整、修改。通过与建设单位交换意见，可以及时发现报告在评价中存在的问题：安全评价对象和范围是否在事先与建设单位共同协商确定的范围之内、是否全面、有没有落项；建设项目概况的介绍是否全面、准确，重点是否突出，有没有与建设项目实际情况不相符合的情况；安全对策措施是否可行；安全评价的结论是否恰当等等。

经过与项目建设单位反复沟通，确定了以下内容：

- (1)本次安全评价的评价范围见本报告 1.2 节。
- (2)本报告依据该项目的《设计说明》、《长庆油田 2023 年南油北调工程红井子联络线可行性研究报告》、企业提供的相关技术资料、工艺流程图等进行了危险、有害因素的辨识，使用适当的评价方法对项目的危险危害程度进行了客观评价，提出了安全对策措施，得出了安全评价结论。

建设单位同意本报告的安全评价结论。

此件按照应急宣贯使用、操作使用、填写材料、填写方案
限于网上公开使用

附件

- 1、安全评价委托书
- 2、建设单位营业执照
- 3、项目立项会议纪要
- 4、工艺自控流程图
- 5、连接管道路径图
- 6、专家评审材料

此件按照应急管理部1号令要求，仅限于网上公开使用，挪作他用一律无效

此件按照应急管理部1号令要求、仅限于网上公开使用、挪作他用一律无效