



中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司  
800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目  
**设立安全评价报告**  
(备案稿)

建设单位：中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司

建设单位法定代表人：宋大勇

建设项目单位：中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司

建设项目单位主要负责人：宋大勇

建设项目单位联系人：谢瑞锋

建设项目单位联系电话：13332129139

2025 年 05 月 07 日

中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司  
800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目  
设立安全评价报告

(备案稿)

评价机构名称：辽宁力康职业卫生与安全技术咨询

服务有限公司

资质证书编号：APJ-(辽)-009

法定代表人：严匡武

技术负责人：张乃耀

评价负责人：郑孝军

评价机构联系电话：13204134300

(安全评价机构公章)

2025 年 05 月 07 日

## 前 言

中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司（以下简称“抚顺石化公司”）成立于 1999 年 12 月，住所位于抚顺市东洲区龙腾街 1 号，企业类型为股份有限公司分公司。

随着抚顺石化公司石蜡产品种类日益丰富，石蜡产品质量提升，产量增加，需要对常减压装置进行适应性改造，满足减二线、减三线、减四线和减五线作为蜡料的生产需要，同时加大光亮油、微晶蜡、润滑油等产品的原料供应，常压塔还需要兼顾特种油生产方案。抚顺石化公司通过对常减压装置进行适应性改造，调整各侧线产品质量和收率，可以优化抚顺石化公司全厂的产品结构，提高企业生产效益和企业的竞争力及抗风险能力。

根据《中华人民共和国安全生产法》、《危险化学品安全管理条例》、《危险化学品建设项目安全监督管理办法》以及《辽宁省危险化学品建设项目安全监督管理实施细则》的有关规定，建设单位应当在建设项目的可行性研究阶段，委托具备相应资质的安全评价机构对建设项目进行安全评价。为此，中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司委托辽宁力康职业卫生与安全技术咨询服务有限公司对其 800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目进行设立安全评价。

辽宁力康职业卫生与安全技术咨询服务有限公司在接受其委托并与其签订该项目的技术合同后，随即成立评价项目组，收集、整理安全评价所需资料，全面开展该项目的安全评价工作，并按照《危险化学品建设项目安全评价细则（试行）》的要求编制完成了该建设项目设立安全评价报告。

---

## 评价人员

评价单位	辽宁力康职业卫生与安全技术咨询服务有限公司					
报告名称	中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司 800 万吨/年常减压装置产品结构 调整适应性改造项目设立安全评价报告					
评价人员	姓名	资格证书编号/注册 安全工程师证书编号	从业登记编 号/执业证号	资格 等级	专业能力	签 字
项目负责人	郑孝军	0800000000203053	008566	二级	化工工艺	
项目组成员	刘 鑫	0800000000203048	008569	二级	安全	
	肖 凯	1500000000200849	025417	二级	电气	
	马 帅	1700000000300422	030971	三级	化工机械	
	姬永强	202310046410000043 20	19240377114	三级	自动化	
报告编制人	郑孝军	0800000000203053	008566	二级	化工工艺	
报告审核人	徐德庆	0800000000203009	013470	二级	安全	
过程控制 负责人	苏 鑫	1700000000300467	031621	三级	安全	
技术负责人	张乃耀	1100000000100424	007454	一级	安全	

# 目 录

非常用的术语、符号和代号说明.....	1
<b>1 安全评价工作经过 .....</b>	<b>3</b>
1.1 前期准备情况.....	3
1.2 评价目的.....	4
1.3 工作经过和程序.....	5
<b>2 建设项目概况.....</b>	<b>7</b>
2.1 建设单位概况.....	7
2.2 建设项目基本情况.....	7
2.3 采用的主要技术、工艺和同类项目水平对比情况 .....	10
2.4 建设项目所在地理位置、用地面积、生产或者储存规模 .....	11
2.5 工艺流程和主要设备及设施的布局及其上下游生产装置的关系.....	19
2.6 配套和辅助工程名称、能力、介质来源 .....	29
2.7 主要设备和特种设备 .....	41
2.8 储运系统.....	63
2.9 安全生产管理机构和劳动定员 .....	64
<b>3 危险化学品的理化性能指标.....</b>	<b>65</b>
<b>4 危险化学品包装、储存、运输的技术要求 .....</b>	<b>68</b>
<b>5 建设项目的危险、有害因素和危险、有害程度.....</b>	<b>71</b>
5.1 危险、有害因素辨识结果 .....	71
5.2 危险、有害程度辨识结果.....	72
<b>6 建设项目的安全条件.....</b>	<b>77</b>
6.1 外部情况.....	77
6.2 建设项目的安全条件.....	81
<b>7 主要技术、工艺和装置、设备、设施及其安全可靠性.....</b>	<b>87</b>
7.1 主要技术、工艺或者方式和装置、设备、设施的安全可靠性 .....	87
7.2 主要装置、设备或者设施与危险化学品生产或者储存过程的匹配情况.....	88
7.3 拟为生产或者储存过程配套和辅助工程分析 .....	88
<b>8 安全对策与建议 .....</b>	<b>91</b>
8.1 可研中提出的安全对策措施 .....	91
8.2 本评价补充的安全对策措施 .....	95
<b>9 项目设立安全评价结论.....</b>	<b>126</b>
9.1 评价结果综述.....	126
9.2 总体结论.....	126
<b>10 与建设单位交换意见.....</b>	<b>127</b>

---

附件 1 选用的安全评价方法简介 .....	128
附件 2 定性、定量分析危险、有害程度的过程.....	130
F2.1 主要物料危险、有害因素 .....	130
F2.2 爆炸、火灾、中毒和窒息、灼烫事故分析 .....	146
F2.3 可能造成作业人员伤亡的其它危险、有害因素分析 .....	161
F2.4 危险化学品重大危险源辨识的过程 .....	166
F2.5 定性、定量分析危险、有害程度的过程 .....	170
附件 3 评价依据 .....	180
附件 4 企业提供的相关资料 .....	193



## 非常用的术语、符号和代号说明

根据项目的实际情况，现对该项目涉及的非常用术语、符号和代号说明如下：

依据《危险化学品建设项目安全评价细则（试行）》（国家安监总局安监总危化[2007]255号）及《辽宁省危险化学品建设项目安全监督管理实施细则》（辽安监管三[2016]24号），对危险化学品建设项目相关术语定义如下：

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、环境可能造成危害或者损害的化学品。

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。

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。

安全评价单元——根据建设项目安全评价的需要，将建设项目划分为一些相对独立部分，其中每个相对独立部分成为评价单元。

危险化学品目录序号：《危险化学品目录（2015年版）》（国家安全监管总局等10部门公告[2015]第5号，应急厅函〔2022〕300号）中的序号一栏所列的数字。

外部安全防护距离：为了预防和减缓危险化学品生产装置和储存设施潜

在事故（火灾、爆炸和中毒等）对厂外防护目标的影响，在装置和设施与防护目标之间设置的距离或风险控制线。

符号、代号：

CAS 号——是美国化学文摘对化学物质登录的检索服务号，可用于检索该化学物质的有关情报信息。

UN 号——是联合国《危险货物运输建议书》对危险货物制订的编号。

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、40h 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。

MAC——最高容许浓度，工作地点、在一个工作日内、任何时间有毒化学物质均不应超过的浓度。



## 1 安全评价工作经过

### 1.1 前期准备情况

#### 1.1.1 确定安全评价对象和范围

根据《抚顺石化公司 800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目可行性研究报告》和关于《抚顺石化公司 800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目》项目备案证明(抚高新经备(2024)58 号)的内容,并经双方共同协商确定,本次安全评价的对象为抚顺石化公司 800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目。

主要评价内容:建设项目的设立安全条件,具体包括:项目是否符合国家和当地政府产业政策与布局;项目是否符合当地政府区域规划;选址及总平面布置的合理性;项目周边重要场所、区域及居民分布情况,建设项目的设施分布和连续生产经营活动情况及其相互影响情况,安全防范措施的科学、可行性;当地自然条件对建设项目安全生产的影响和安全措施可行性;主要技术、工艺成熟可靠性;新建及依托配套公辅工程的满足性。

评价范围:

(一)800 万吨/年常减压装置新增和更换设备设施应具备的安全生产条件,具体如下:

1. 常压塔改造:更换 39-48#塔盘共 10 层塔盘板,拆除原 49-54#全部内件,新增 11 层塔盘;新增常四线;新增两台常四线泵。

2. 减压塔改造:第一段、第二段填料改造;塔顶油水分离罐整体更换;减底油泵更换。

3. 机泵及相关泵房改造:5 台泵更换叶轮及相关配件;蒸馏原油泵改造

(更换两台原油泵及泵房改造); 新增一套初常顶不凝气水环泵 (新增一套初常顶不凝气增压机及泵房改造)。

4. 电脱盐改造: 电脱盐换热器改造。

5. 其它改造: 对污水提升泵、污水池密闭改造; 增设原油在线含水分析仪、空冷分支出口热电偶、电脱盐注水孔板流量计; 新增污油回收进电脱盐回炼流程; 减三中段流量表移位安装。项目实施后, 可确保特种油生产期间, 分子筛原料, 特种油原料, 柴油, 减压各侧线石蜡原料满足质量要求, 装置加工规模保持不变, 仍为 800 万吨/年(操作时数 8400 小时), 操作弹性 60%~120%。

(二)800 万吨/年常减压装置依托的设备和设施所设置的安全设施完好可用性评价。

(三) 依托的公辅设施所设置的安全设施完好可用性评价。

厂区内原有与本建设项目无关的其他生产装置、储存设施、公辅设施等不在评价范围内。

### 1.1.2 收集、整理安全评价所需资料

辽宁力康职业卫生与安全技术咨询服务有限公司在接受其委托并与其签订该项目的技术合同后, 随即成立评价项目组, 向项目建设方索取该项目的有关文件, 收集适用的国家有关法律、法规、国家标准和行业标准以及国内外有关安全评价的文件资料, 全面开展其 800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目安全评价工作。

## 1.2 评价目的

在建设项目初步设计之前, 应用安全系统工程原理和方法, 对建设项目

潜在的危險有害因素进行辨识与分析，判断其发生事故的可能性及严重程度，提出合理可行的安全对策措施，为建设项目初步设计提供科学依据，以利于提高建设项目的本质安全程度，实现其安全措施和设施与主体工程“三同时”的要求，确保建设项目投产后的安全生产、经济运行。

### 1.3 工作经过和程序

前期准备工作完成后，我公司项目组对该项目进行安全评价，评价程序如下：

1. 辨识危險、有害因素
2. 划分评价单元
3. 确定安全评价方法
4. 定性、定量分析危險、有害程度
5. 分析安全条件
6. 提出安全对策与建议
7. 整理、归纳安全评价结论
8. 与建设单位充分交换意见，编制安全评价报告。

具体的评价程序如图1.3-1所示：

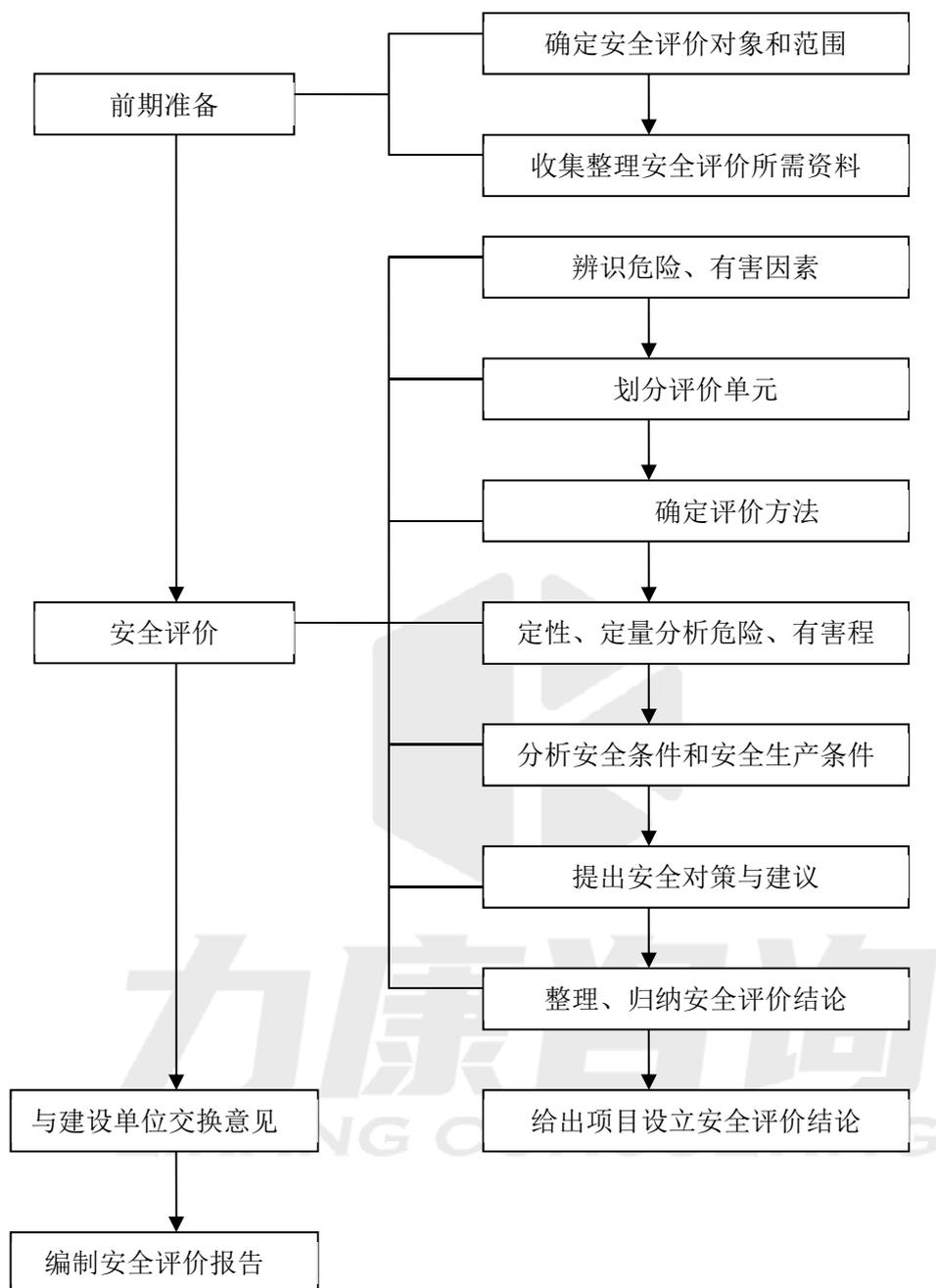


图 1.3-1 评价程序图

## 2 建设项目概况

### 2.1 建设单位概况

中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司（以下简称抚顺石化公司）是中国石油天然气股份有限公司下属大型炼油化工企业，经过长期建设和发展，已从原来石油炼制为主，发展成为“油、化、塑、洗、蜡、剂”一体化的大型石油化工企业。抚顺石化现下设主要生产装置、辅助及配套装置、设施 100 余套。

抚顺石化公司石油二厂现有两套常减压蒸馏装置，一套为 800 万吨/年、一套为 300 万吨/年。目前，800 万吨/年常减压装置在运行，300 万吨/年常减压蒸馏装置因原油配额不足处于停工状态。

800 万吨/年常减压装置是抚顺石化公司“千万吨炼油，百万吨乙烯”工程的首套建成投产装置，于 2009 年 10 月一次开车成功。装置组成主要包括换热部分、电脱盐部分、初馏塔部分、常压炉部分、常压塔部分、减压炉部分、减压塔部分及一脱三注部分。该装置原料以大庆原油为主，掺炼沈北原油等为原料，生产石脑油、航煤、柴油、多种石蜡和润滑油原料、加氢原料、催化及焦化原料，并兼顾生产分子筛料。

### 2.2 建设项目基本情况

#### 2.2.1 常减压装置产品结构调整适应性改造

抚顺石化公司拟建的“800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目”，于 2024 年 12 月 20 日在抚顺高新技术产业开发区管理委员会经济发展局进行了备案，文号：抚高新经备[2024]58 号，该备案文件所列概况摘录如下：

1) 项目单位：中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司

2) 项目名称：抚顺石化公司 800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目

3) 项目性质：改建项目

4) 建设地点：抚顺高新技术产业开发区抚顺石化公司石油二厂，具体地点是 800 万吨/年常减压装置内。

5) 建设规模及内容：

(1) 常压塔改造：更换 39-48#塔盘共 10 层塔盘板，拆除原 49-54#全部内件，新增 11 层塔盘；新增常四线；新增两台常四线泵。

(2) 减压塔改造：第一段、第二段填料改造；塔顶油水分离罐整体更换；减底油泵更换。

(3) 机泵及相关泵房改造：5 台泵更换叶轮及相关配件；蒸馏原油泵改造（更换两台原油泵及泵房改造）；新增一套初常顶不凝气水环泵（新增一套初常顶不凝气增压机及泵房改造）。

(4) 电脱盐改造：电脱盐换热器改造。

(5) 其它改造：对污水提升泵、污水池密闭改造；增设原油在线含水分分析仪、空冷分支出口热电偶、电脱盐注水孔板流量计；新增污油回收进电脱盐回炼流程；减三中段流量计移位安装。项目实施后，可确保特种油生产期间，分子筛原料，特种油原料，柴油，减压各侧线石蜡原料满足质量要求，装置加工规模保持不变，仍为 800 万吨/年（操作时数 8400 小时），操作弹性 60%~120%。

7) 建设项目总投资：3171 万元

## 2.2.2 常减压装置节能改造

### 2.2.1.1 立项情况

抚顺高新技术产业开发区管理委员会经济发展局于 2024 年 9 月 14 日，出具了《抚顺石化公司炼油系统能效达标项目》的备案证明，文号：抚高新经备[2024]37 号，建设规模及内容中所列“常减压装置节能改造”作为常减压转账的一部分，具体建设内容如下：

#### 1) 表面蒸发空冷器

本次节能改造将初顶油气 2 台表面蒸发空冷器和常顶油气 3 台表面蒸发空冷器原位更换。

#### 2) 装置热出料

本次节能改造项目拟新增减一线至柴油加氢精制装置的热供料线（压力管道）和常四线至加氢裂化装置的热供料线（压力管道）。

#### 4) 装置低温热利用

根据全厂总加工流程要求和换热网络优化结果，常四线、减一线及减一中、减二线、减三线、减四线和减五线剩余低温热量用于发生低温热水，装置内产生的低温热水送至全厂热水管网，从而降低全厂能耗。

#### 5) 加热炉改造

加热炉本体改造：通过常压炉和减压炉辐射室增加顶排管改造，降低炉膛温度。余热系统优化：①常压炉和减压炉辐射室增加顶排管改造，降低炉膛温度；②利旧原有空气预热器，作为改造后高温段使用；新增低温段玻璃管式空气预热器 1 台；③低温段空气预热器烟气出口位置设置冷凝水中和处理设备 1 台；④更换鼓风机和引风机，采用整体撬装型式，新增永磁调速设

备；⑤新增烟气、空气挡板；⑥调整局部烟、风道布置，部分衬里内侧进行防腐处理；⑦更换两炉看火门，采用新型密闭看火门，减少炉体散热损失。

#### 6) 燃料气预热

拟新增燃料气预热器，利用部分采暖的低温热水将加热炉前燃料气预热至 80℃。

### 2.2.1.2 安全条件审查情况

《抚顺石化公司炼油系统能效达标项目设立安全评价报告》由辽宁东安安全技术咨询有限公司编制，抚顺市应急管理局于 2024 年 12 月 20 日，出具了《危险化学品建设项目安全条件审查意见书》（抚应急危化项目安条审字〔2024〕7 号），说明“常减压装置节能改造”部分具备设立条件。

### 2.3 采用的主要技术、工艺和同类项目水平对比情况

该项目未变更生产工艺，仍采用成熟、可靠的常减压蒸馏工艺技术，国内有多套成功设计和改造的装置。

经查阅《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令〔2023〕第 7 号），该建设项目拟采用的工艺技术不属于国家明令禁止的淘汰落后工艺技术。

经查阅《国家安全监管总局关于印发淘汰落后安全技术装备目录（2015 年第一批）的通知》（安监总科技〔2015〕75 号）、《国家安全监管总局关于印发淘汰落后安全技术工艺、设备目录（2016 年）的通知》（安监总科技〔2016〕137 号）、《推广先进与淘汰落后安全技术装备目录（第二批）》（国家安全生产监督管理总局、中华人民共和国科学技术部、中华人民共和国工业和信息化部公告〔2017〕第 19 号）、《应急管理部办公厅关于印发〈淘汰落后危险化

学品安全生产工艺技术设备目录（第一批）的通知》（应急厅〔2020〕38号）、《应急管理部办公厅关于印发〈淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录（第二批）〉的通知》（应急厅〔2024〕86号），该项目拟使用的生产工艺和设备不属于淘汰落后安全技术装备。

该项目位于抚顺高新技术产业开发区内，涉及的危险化学品不涉及《抚顺市禁止、限制和控制危险化学品目录（试行）》（抚政办发〔2020〕33号）、《抚顺市高新技术产业开发区禁止、限制和控制危险化学品目录（试行）》（抚高管发〔2021〕23号）禁止的危险化学品。

## 2.4 建设项目所在地理位置、用地面积、生产或者储存规模

### 2.4.1 地理位置

抚顺石化公司石油二厂位于抚顺市东洲区东洲大街30号，西侧是公路高上线，南侧是抚顺石化公司乙烯部；北侧为抚顺石化工建公司，西北侧为搭连小区，东北侧为小台沟村。地理位置示意图见图2.4-1。

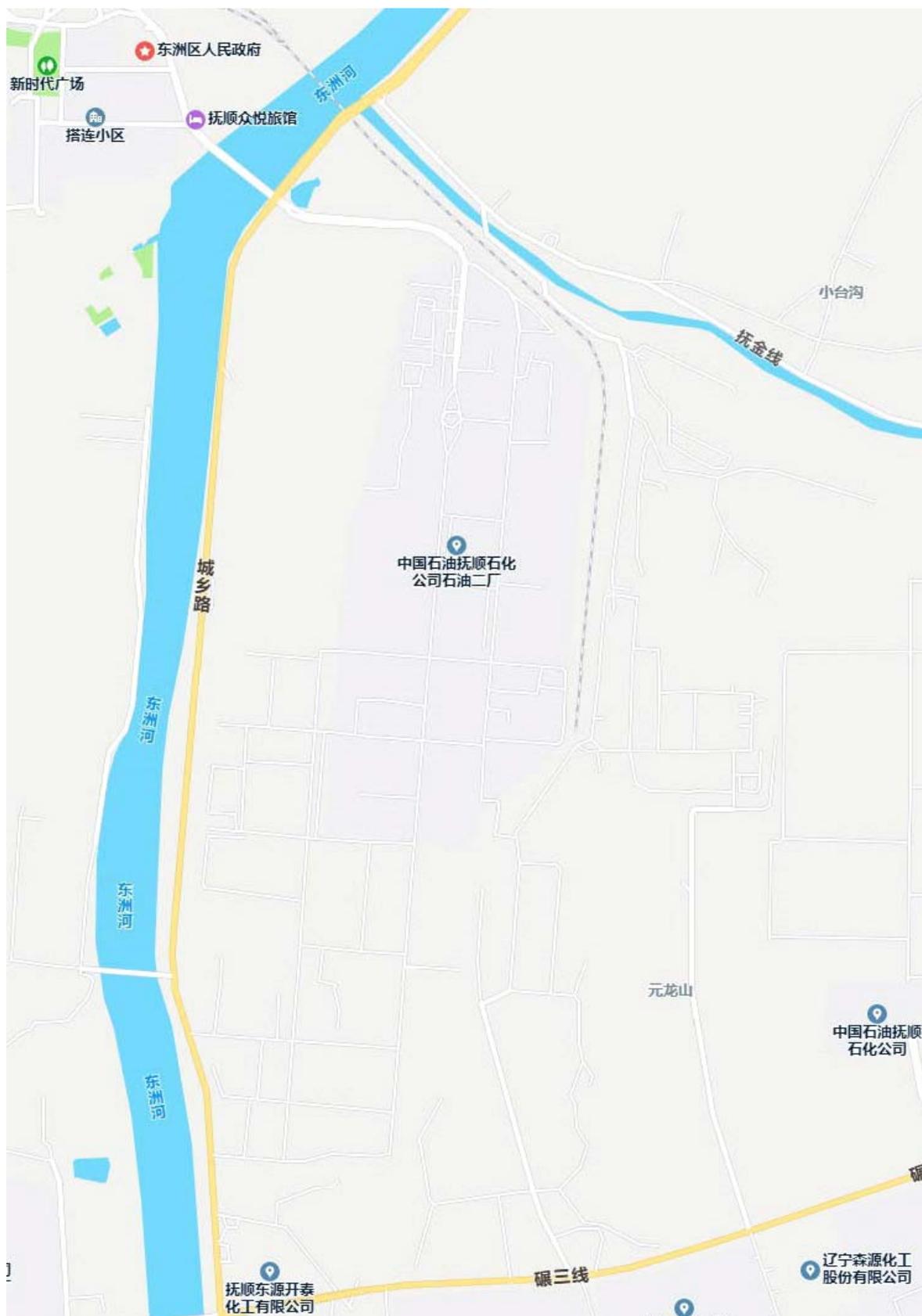


图 2.4-1 该项目地理位置示意图

该项目位于抚顺石化公司石油二厂厂区常减压装置内，建设项目周边环境示意图见图 2.4-2。防火间距符合性检查见表 2.4-1。

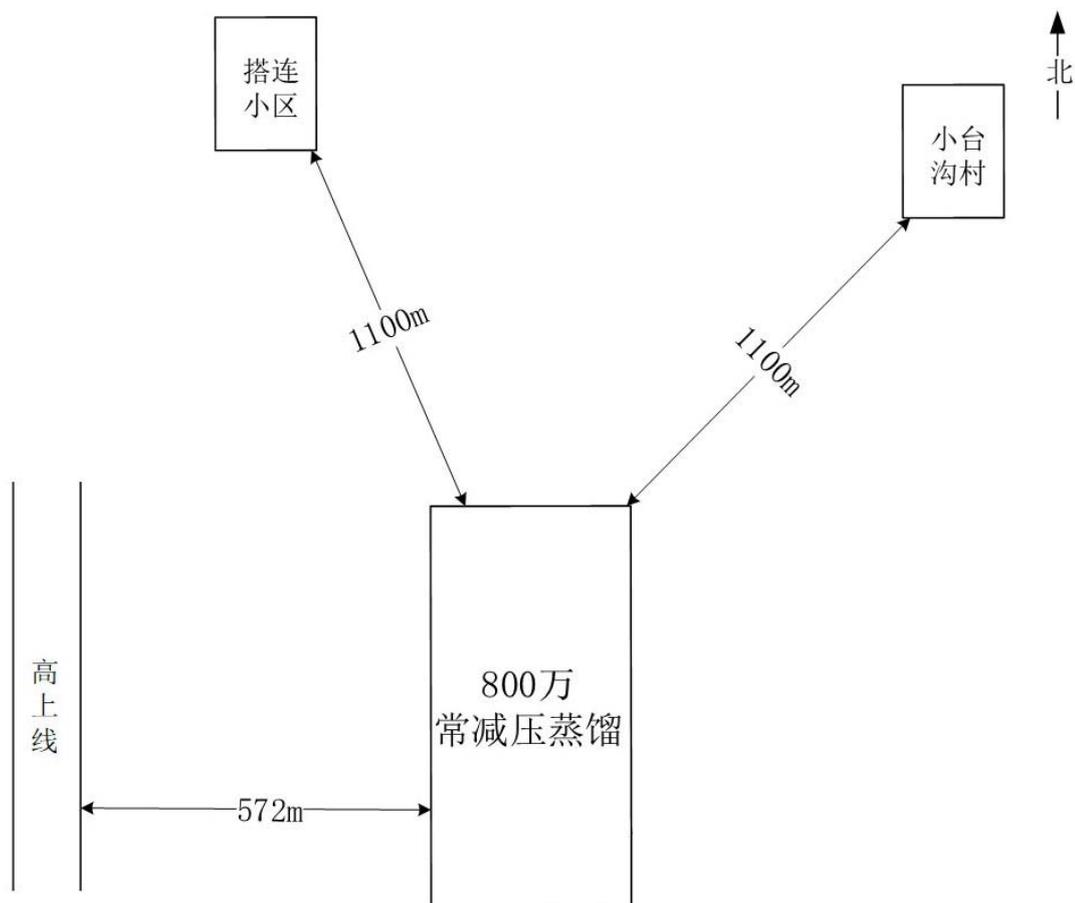


图 2.4-2 建设项目周边环境示意图

表 2.4-1 厂区外周边环境的防火间距情况表

序号	厂内设施名称	方位	厂外设施名称	拟定距离 (m)	规范要求间距 (m)	结论
1	800 万吨/年 常减压装置	西	高上线 (厂外其他公路)	572	20 注①	符合
2		西北	搭连小区	1100	100 注①	符合
3		东北	小台沟村	1100	100 注①	符合

注：①依据《石油化工企业设计防火标准》GB50160-2008（2018 年版）第 4.1.9 条；

## 2.4.2 用地面积

该项目位于抚顺石化公司石油二厂厂区常减压装置内，利用现有土地和设施，不需新征土地。

## 2.4.3 生产规模

石油二厂现有两套常减压蒸馏装置，一套为 800 万吨/年、一套为 300 万吨/年，总加工能力为 1100 万吨/年。目前，800 万吨/年常减压装置在运行，300 万吨/年常减压蒸馏装置处于停工状态。

该项目实施后，可确保特种油生产期间，分子筛原料，特种油原料，柴油，减压各侧线石蜡原料满足质量要求，装置加工规模保持不变，仍为 800 万吨/年(操作时数 8400 小时)，操作弹性 60%~120%。

## 2.4.4 主要原材料和产品名称、数量和储存

### 2.4.4.1 主要原辅材料

常减压装置的加工原料为大庆原油和沈北原油组成的混合原油，该项目实施前后原料来源不发生变化，不改变各装置的现有生产方式和辅助材料性质。

常减压装置中常压塔有三个采出线改为四个采出线，物料变化情况见表 2.4-1。

表 2.4-1 常压塔物料变化情况表

项目	物料名称	改造前物料量万 t/a	改造后物料量万 t/a	备注
入方	大庆、沈北原油	800.0	800.0	
出方	初顶气（瓦斯气）	0.91	1.3	
	初顶油（石脑油）	32	27.3	
	常顶气（瓦斯气）	0.6	0.7	

常顶油（石脑油）	30.8	29.8	
常一线（煤油）	44.23	50.1	
常二线（特种柴油）	96.64	59.0	
常三线（柴油）	34.20	46.5	
常四线（蜡油）	0	21.4	
减顶气（瓦斯气）	0.1	0.7	
减顶油（柴油）	1.02	1.7	
减一线（柴油）	30.92	44.5	
减二线（润滑油馏分油）	51.33	44.5	
减三线（润滑油馏分油）	41.88	67.6	
减四线（润滑油馏分油）	61.84	63.0	
减五线（润滑油馏分油）	39.24	32.4	
减六线（蜡油）	34.20	28.0	
减压渣油	300.00	281.7	

#### 2.4.4.2 产品方案

本装置产品主要为石脑油、分子筛料（属煤油）、柴油、蜡油、润滑油馏分油、减压渣油等，并副产少量燃料气。该项目的产品方案见表 2.4-2。改造前后生产规模情况表见表 2.4-3。

表 2.4-2 装置产品统计表

序号	产品名称	单位	数量 (万吨/年)	备注
1	燃料气	万吨/年	2.7	燃料气管网
2	石脑油	万吨/年	57.1	石脑油罐区
3	分子筛料（属煤油）	万吨/年	50.1	至分子筛装置或罐区
4	特种柴油	万吨/年	59.0	至罐区
5	柴油	万吨/年	92.7	至柴油加氢精制装置或罐区
6	蜡油	万吨/年	49.4	至加氢裂化装置或罐区

7	润滑油馏分油	万吨/年	207.4	糠醛精制、酮苯脱蜡装置
8	减压渣油	万吨/年	281.7	至溶脱装置、焦化装置或罐区

#### 2.4.4.3 物料平衡

装置物料平衡见表 2.4-3。装置改造前后对比见表 2.4-4。

表 2.4-3 装置物料平衡表（年操作时数 8400h）

	物料名称	收率	kg/h	t/day	$\times 10^4$ t/a
原料	大庆原油	90.89	865601	20774.4	727.1
	沈北原油	9.11	86780	2082.7	72.9
	合计	100.00	952381	22857.1	800.0
产品	初顶气（瓦斯气）	0.17	1584	38.0	1.3
	初顶油（石脑油）	3.42	32541	781.0	27.3
	常顶气（瓦斯气）	0.09	812	19.5	0.7
	常顶油（石脑油）	3.72	35438	850.5	29.8
	常一线（煤油）	6.27	59667	1432.0	50.1
	常二线（特种柴油）	7.37	70208	1685.0	59.0
	常三线（柴油）	5.81	55375	1329.0	46.5
	常四线（蜡油）	2.67	25417	610.0	21.4
	减顶气（瓦斯气）	0.09	819	19.7	0.7
	减顶油（柴油）	0.21	2017	48.4	1.7
	减一线（柴油）	5.56	52917	1270	44.5
	减二线（润滑油馏分油）	5.56	52917	1270	44.5
	减三线（润滑油馏分油）	7.90	75238	1806	63.2
	减四线（润滑油馏分油）	7.88	75000	1800	63
	减五线（润滑油馏分油）	4.59	43720	1049	36.7
	减六线（蜡油）	3.50	33333	800	28
	减压渣油	35.21	335378	8049.1	281.7
合计	100.00	952381	22857.1	800.0	

表 2.4-4 装置改造前后对比情况表

序号	项目	改造前	改造后	备注			
1	800 万吨/年常减压装置	加工量	800 万吨/年原油加工	800 万吨/年原油加工	改变		
		开工方案	8400 小时	8400 小时	改变		
		工艺方案	常减压装置采用电脱盐→初馏→常压蒸馏→减压蒸馏的工艺路线	常减压装置采用电脱盐→初馏→常压蒸馏→减压蒸馏的工艺路线	不变		
		原料	原油	原油	不变		
		产品去向	气体（瓦斯气）	去往重催脱硫后送往系统管网	气体（瓦斯气）	去往重催脱硫后送往系统管网	不变
			石脑油	石脑油罐区	石脑油	石脑油罐区	不变
			常一线（分子筛料，属煤油）	至分子筛装置或罐区	常一线（分子筛料，属煤油）	至分子筛装置或罐区	不变
			常二线（柴油）	至柴油加氢精制装置或罐区	常二线（特种柴油）	罐区	改变
			常三线（蜡油）	至加氢裂化装置或罐区	常三线（柴油）	至柴油加氢精制装置或罐区	改变
				无	常四线（蜡油）	至加氢裂化装置或罐区	改变
			减顶油（柴油）	至柴油加氢精制装置或罐区	减顶油（柴油）	至柴油加氢精制装置或罐区	不变
			减一线（柴油）	至柴油加氢精制装置或罐区	减一线（柴油）	至柴油加氢精制装置或罐区	不变
			减二线（蜡油）	至加氢裂化装置或罐区	减二线（润滑油馏分油）	糠醛精制、酮苯脱蜡装置	改变
减三线（润滑油馏分油）	糠醛精制、酮苯脱蜡装置		减三线（润滑油馏分油）	糠醛精制、酮苯脱蜡装置	不变		
减四线（润滑油馏分油）	糠醛精制、酮苯脱蜡装置	减四线（润滑油馏分油）	糠醛精制、酮苯脱蜡装置	不变			

		减五线（蜡油）	至加氢裂化装置或罐区	减五线（润滑油馏分油）	糠醛精制、酮苯脱蜡装置	改变	
		减六线（蜡油）	至加氢裂化装置或罐区	减六线（蜡油）	至加氢裂化装置或罐区	不变	
		减压渣油（渣油）	至溶脱装置、焦化装置或罐区	减压渣油（渣油）	至溶脱装置、焦化装置或罐区	不变	
	产品产量	瓦斯气：	1.6 万吨/年	瓦斯气：	2.7 万吨/年	改变	
		石脑油：	62.8 万吨/年	石脑油：	57.1 万吨/年	改变	
		煤油：	44.24 万吨/年	煤油：	50.1 万吨/年	改变	
		柴油：	162.88 万吨/年	特种柴油：	59 万吨/年	151.7 万吨/年	改变
				柴油：	92.7 万吨/年		改变
		蜡油：	124.72 万吨/年	蜡油：	49.4 万吨/年	改变	
		润滑油馏分油：	103.76 万吨/年	润滑油馏分油：	207.4 万吨/年	改变	
渣油：	300 万吨/年	渣油：	281.7 万吨/年	改变			

力康咨询  
LIKANG CONSULTING

## 2.5 工艺流程和主要设备及设施的布局及其上下游生产装置的关系

### 2.5.1 工艺流程

装置改造前后组成不变,主要由原油换热网络、电脱盐系统、初馏系统、常压炉、常压蒸馏系统、减压炉、减压蒸馏系统、三注及辅助工程等部分组成。

#### (1) 原油及初底油换热流程

自罐区来的混合原油经 P2101A, B (原油泵) 升压后分为四路: 第一路原油依次经 E2101A, B (原油-初顶油气换热器)、E2103A, B (原油-减一线及一中(I) 换热器)、E2104A, B (原油-常二线(III) 换热器) 和 E2105A, B (原油-减六线(III) 换热器) 换热; 第二路原油依次经 E2102A (原油-常顶油气换热器)、E2107A (原油-减五线(III) 换热器)、E2106A, B (原油-减四线(III) 换热器) 和 E2108A, B (原油-减压渣油(VIII) 换热器) 换热; 第三路原油依次经 E2102B (原油-常顶油气换热器)、E2109 (原油-常一线(II) 换热器)、E2110A, B (原油-减三线(II) 换热器) 和 E2111A, B (原油-常三线(II) 换热器) 换热; 第四路原油依次经 E2102C (原油-常顶油气换热器)、E2112A, B (原油-减一线及一中(II) 换热器)、E2113A, B (原油-减二线(II) 换热器) 和 E2114A, B (原油-减压渣油(VII) 换热器) 换热。换热后的四路原油合并后进入电脱盐罐。

换热后的原油在进入电脱盐系统之前, 注入脱盐注水。脱盐注水由 E2146A, B (脱盐注水-含盐污水换热器) 换热至 96℃。

自电脱盐罐来的脱后原油分为四路: 第一路原油依次经 E2115A, B (原油-常一中(III) 换热器)、E2116 (原油-减压渣油(VI) 换热器)、E2117A, B (原

油-减二中(II)换热器)和 E2118A, B (原油-减四线(I)换热器)换热; 第二路原油依次经 E2172A, B (原油-常四线(II)换热器)、E2119A, B (原油-减四线(II)换热器)、E2120A, B (原油-减压渣油(V)换热器)、E2121A, B (原油-减二中(I)换热器)和 E2122 (原油-常三线(I)换热器)换热; 第三路原油依次经 E2123 (原油-常一中(I)换热器)、E2124A, B (原油-减三线 (I)换热器)、E2125A, B (原油-减六线(II)换热器)和 E2126A, B (原油-减压渣油(IV)换热器)换热; 第四路原油依次经 E2127 (原油-常一线(I)换热器)、E2128A, B (原油-减五线(II)换热器)、E2129A, B (原油-常二线(I)换热器)和 E2130 (原油-减压渣油(III)换热器)换热。换热后的原油合并后进入 T2101(初馏塔)。

初底油经 P2103A, B, C (初底油泵)抽出后分为两路: 第一路初底油依次经 E2171A, B (原油-常四线(I)换热器)、E2131A, B (初底油-常二中(II)换热器)、E2132A, B (初底油-减五线(I)换热器)、E2133A-D (初底油-减三中(I)换热器)和 E2134 (初底油-减压渣油(I)换热器)换热; 第二路初底油依次经 E2135A, B (初底油-减三中(II)换热器)、E2136 (初底油-减六线(I)换热器)、E2137A, B (初底油-常二中(I)换热器)和 E2138A-D (初底油-减压渣油(II)换热器)换热。上述两路初底油换热后混合  $310^{\circ}\text{C}$  后进入 F2101, 经 F2101 进一步加热到炉出口温度  $378^{\circ}\text{C}$  后进入 T2102 (常压塔)。

## 2) 初馏塔部分流程

T2101 (初馏塔)顶油气经 E2101A, B 和 EA2101A-C (初顶油气空冷器)冷凝冷却到  $40^{\circ}\text{C}$  进入 V2102 (初馏塔顶回流罐)进行分离。

初顶油经 P2102A, B (初顶油泵)抽出后分为两部分: 一部分返回塔顶作为回流; 另一部分送入石脑油分离部分。初顶不凝气送至催化装置进行脱硫

处理，含硫污水送出装置。初底油经泵 P2103A, B 抽出换热后送至 F2101。

### 3) 常压塔部分流程

T2102 塔顶油气经 E2102A-C 与原油换热后经 EA2102A-D (常顶油气空冷器) 冷凝冷却后进入 V2103 (常压塔顶回流罐) 进行气液分离。常顶油经 P2104A, B (常顶油泵) 抽出后分为两部分，一部分作为回流返回常压塔顶；另一部分送出装置。常顶不凝气送至催化装置进行脱硫处理，含硫污水送出装置。

常一线油自 T2102 第 22 层塔板自流进入 T2103 (常压汽提塔) 上段，采用常四线油作为重沸器热源，汽提后的常一线油由 P2106A, B (常一线油泵) 抽出，经 E2127A, B 和 E2109 换热后作为分子筛料送出装置，并设置备用冷却器 E2162 (常一线冷却器)。常二线油从 T2102 第 38 层塔板自流进入 T2103 中段，用蒸汽进行汽提，汽提后的常二线油由 P2108A, B (常二线油泵) 抽出，经 E2129A, B、E2142 (常二线蒸汽发生器)、E2104A, B 换热后再与前置空气预热器换热后出装置，E2144 (石脑油-常二线换热器) 停用。常三线油从 T2102 第 48 层塔板自流进入 T2103 下段，用蒸汽进行汽提，汽提后的常三线油由 P2110A, B (常三线油泵) 抽出，经 E2122 和 E2111A, B 换热后作为出装置。常二线、常三线正常热出料，并设置备用冷却器 E2163 (常二线冷却器)、E2164 (常三线冷却器)。

生产特种油时常二线收率为 7.5% 左右。还有一部分柴油组分进入常三线，需要在常三线生产 0# 柴油。需增加常四线保证常压拔出率。本次改造增加常四线抽出流程，常四线抽出位置位于 54 块塔盘上。常四线经常四线油泵升压后，依次经过 E2140 (利旧)、E2171AB (利旧)、E2172AB (利旧) 和

E2173AB（常四线-热水换热器）降温后送至加氢裂化装置或罐区。常四线设置 E2174AB（常四线冷却器）作为备用。常四线油泵选用国产离心泵，满足 API610 标准。

常一中油由 P2107A, B（常一中油泵）自 T2102 第 27 层塔盘抽出，经 E2123 和 E2115A, B 换热后返回第 23 层塔盘上。原 E2145（石脑油分离塔重沸器）停用。常二中油由 P2109A, B（常二中油泵）自 T2102 第 43 层塔盘抽出，经 E2137A, B、E2131A, B 和 E2175（常二中蒸汽发生器）换热后返回第 39 层塔盘上。

常压渣油经蒸汽汽提后由 P2111A, B（常压渣油泵）抽出，送入 F2102（减压炉）进行加热。

#### 4) 减压炉

常压渣油经常压渣油泵 P2111A, B 升压后，经 F2102 加热后至 T2104（减压塔）。减压炉出口温度 402° C。

#### 5) 减压塔

减一线及减一中油由 P2113A, B（减一线及一中油泵）抽出，一部分直接返至塔下一段作为回流，另一部分经 E2103A, B、E2112A, B 和 E2177A, B（减一线及减一中-热水换热器）分为两路，一路直接热出料送至下游加氢精制装置，一路经过 E2165A, B（减一线及一中冷却器）换热冷却至 50° C 后再分两路：一路作为减一中返回 T2104 顶部；另一路送出装置。

减二线油由 T2104 自流进入 T2105（减压汽提塔）第 1 段，蒸汽汽提后由 P2114A, B（减二线油泵）抽出，经 E2143（减二线蒸汽发生器）、E2113A, B 和 E2178（减二线-热水换热器）换热后出装置。减二线油设置备用冷却器

E2153（减二线冷却器）。

减二中油由 P2115A, B（减二中油泵）抽出，经 E2121、E2117A, B 和 E2141（减二中蒸汽发生器）换热后返回 T2104。

减三线油由 T2104 自流进入 T2105（减压汽提塔）第 2 段，蒸汽汽提后由 P2116A, B（减三线油泵）抽出，经 E2124 和 E2110A, B、E2176A, B（减三-热水换热器）换热后出装置。减三线油设置备用冷却器 E2154（减三线冷却器）。

减四线油由 T2104 自流进入 T2105（减压汽提塔）第 3 段，蒸汽汽提后由 P2117A, B（减四线油泵）抽出，经 E2118A, B、E2119A, B、E2106A, B 和 E2179（减四线-热水换热器）换热后出装置。减四线油设置备用冷却器 E2155（减四线冷却器）。

减三中油由 P2118A, B（减三中油泵）抽出，经 E2133A-D 和 E2135A, B 换热后返回 T2104。

减五线油由 T2104 自流进入 T2105（减压汽提塔）第 4 段，蒸汽汽提后由 P2119A, B（减五线油泵）抽出，经 E2132A, B、E2128A, B、E2107 和 E2180（减五线-热水换热器）换热后出装置。减五线油设置备用冷却器 E2156（减五线冷却器）。

减六线油由 P2120A, B（减六线油泵）抽出，经 E2136、E2125A, B 和 E2105A, B 换热后出装置。减六线油设置备用冷却器 E2157（减六线冷却器）。

净洗油由 P2121A, B（净洗油泵）抽出后返回 T2104。

减压渣油由 P2122A, B（减压渣油泵）抽出，经 E2134、E2138A-D、E2130、E2126A, B、E2120A, B、E2116、E2114A, B、E2108A, B 换热后送至焦化装置和

溶脱装置，设置 E2158A-D 作为开停工使用或冷却使用。

## 6) 塔顶系统

塔顶真空系统按照两级蒸汽抽空器+液环泵进行配置。来自 T2104 的塔顶气体至 EJ2101A, B (减顶增压器)，减压塔顶压力为 25mmHg (a)。EJ2101A, B 出口气体至冷凝器 E2150A, B (减顶冷凝器) 冷凝后，气体至 EJ2102A, B (减顶一级抽空器)，EJ2102A, B 出口气体至冷凝器 E2151A, B (减顶一级冷凝器) 冷凝后，气体送到 P2131A, B (液环式真空泵)。来自 P2131A, B 的气、油、水的混合物在 V2124 (减顶液封分离罐) 中分离。

来自 V2124 的气体通过大气腿 (实测高度约 7.8m) 送到 V2125 (减顶气液封罐) 中。大气腿可以提供液封，这个液封将防止一旦真空抽空器失效时空气进入 T2104。为此，大气腿要进入减顶气液封罐液面以下。来自 V2125 的气体先在 V2126 (减顶气分液罐) 中缓冲后，进入 V2127 (减顶瓦斯罐)，分液后至减压炉作为燃料使用。

来自两级蒸汽抽空器的液体靠重力流到 V2104 (减压塔顶油水分离罐) 中，进行酸性水和污油分离。酸性水由泵 P2124 A, B (减顶水泵) 送出装置。一股少量的水通过 V2126 和 V2125 进行循环，来保持密封液的液位和更新，同时防止这些罐结垢。罐 V2124 的水和冷凝油通过液位控制流回到 V-2104 中。来自 V2104 的减顶油经泵 P2112A, B (减顶一级油泵) 抽出送出装置。

来自 V2124 的水经 E2152A, B (液环泵冷却器) 冷却后循环回液环式真空泵 P2131A, B。

## 7) 三注部分

新鲜水或净化水自装置外引入脱盐注水罐后，由电脱盐注水泵升压后经

脱盐注水-含盐污水换热器换热至 96℃后注入二级电脱盐混合器前；一级电脱盐排水经脱盐注水-含盐污水换热器换至 70℃后，经含盐污水冷却器冷却至 40℃出装置。

净化水由装置外来，自塔顶注水罐由塔顶注水泵升压后注入初顶、常顶油气管线，减顶增压器及减顶一级抽空器出口油气线。

中和缓蚀剂经缓蚀剂泵注入初馏塔、常压塔顶馏出管线和减顶增压器出口油气线。

该项目实施后工艺流程图见附图。

## 8) 污水预处理部分

装置排放的含油污水自流进入污水提升池，经污水泵加压提升至高速大容量油水分离器，含油污水在其中经过旋液-射流-粗粒化三级除油处理，将油、水分离并通过不同的出口自动排出。预处理后合格的污水通过系统含油污水管道输送至污水处理场；不合格污水回流至污水提升池，进行二次除油；污油则利用余压排入系统污油管道，送至全厂污油罐区。

开停工或设备低点放空排水自流进入污水提升池，经污水泵加压提升直接输送至污水处理场，不经过除油器处理。

本项目拟将污水提升泵及污水提升池改为密闭，并预留 VOC 气体至加热炉接头备用。

## 2.5.2 主要设备及设施的布局及其上下游生产装置的关系

### 2.5.2.1 主要设备及设施的布局

不凝气水环泵房扩建部分为单层钢结构建筑，屋面采用彩钢泄爆夹芯板，新增占地 79.2 平方米，建筑面积 79.2 平方米，火灾危险性分类为甲类。

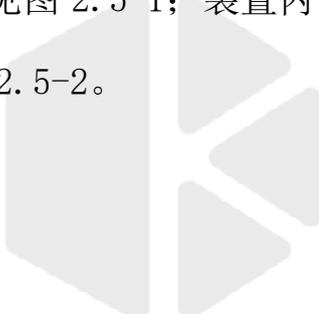
原料泵房扩建部分为单层钢结构建筑，屋面采用彩钢泄爆夹芯板，新增占地 257 平方米，建筑面积 257 平方米，原料泵房扩建后总建筑面积为 302.4 平方米，火灾危险性分类为甲类。

该项目涉及的主要建（构）筑物情况见表 2.5-1。

表 2.5-1 主要建构筑物一览表

序号	分区名称	建筑面积 (m <sup>2</sup> )	层数	火灾危险性分类	耐火等级	结构形式
1	不凝气水环泵房	79.2	1 层	甲	二级	钢结构
2	原料泵房	257	1 层	甲	二级	钢结构

该项目平面布置示意图见图 2.5-1；装置内平面布置示意图见附件。总平面布置间距对照表，见表 2.5-2。

  
**力康咨询**  
 LIKANG CONSULTING

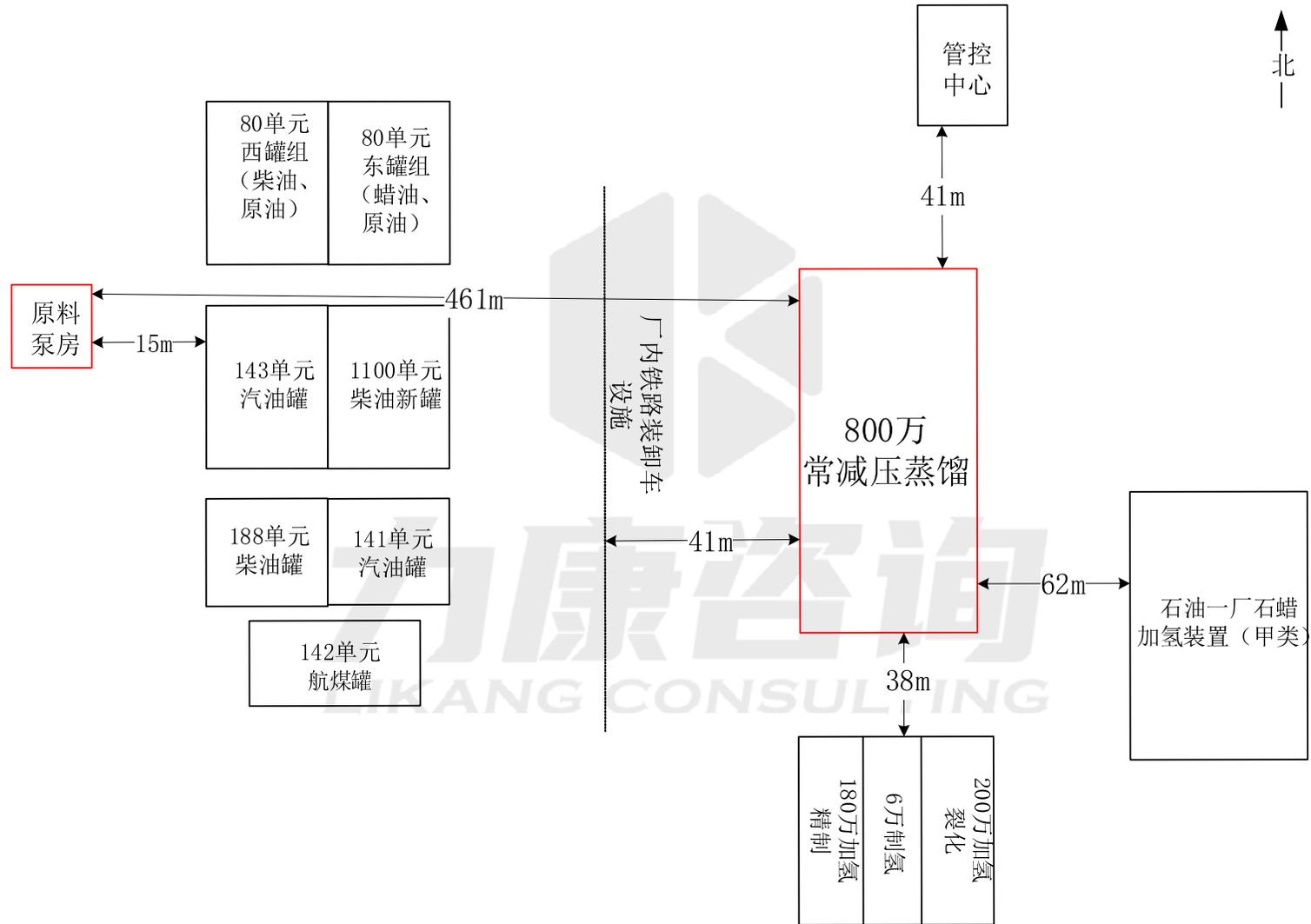


图 2.5-1 平面布置示意图

表 2.5-2 拟建项目平面布置防火间距安全检查表

序号	装置名称	方位	周边设施	实际距离	标准要求间距	依据条款	结论
1	常减压蒸馏装置（甲类）	东	石油一厂石蜡加氢装置（甲类）	62	25	GB50160-2008 (2018 年版) 第 4.2.12 条	符合
		东	场内道路	25	15		符合
		南	柴油加氢精制装置（甲类）	38	25		符合
		南	制氢装置（甲类）	38	25		符合
		南	加氢裂化装置（甲类）	36	25		符合
		西	铁路装卸车设施（甲类，在建）	41	30		符合
		北	管控中心（一类区域重要设施）	34	30 (40×0.75)		符合
2	常减压蒸馏装置内不凝气水环泵房（甲）	东	石油一厂石蜡加氢装置（甲类）	98	25	GB50160-2008 (2018 年版) 第 4.2.12 条	符合
		南	柴油加氢精制装置（甲类）	184	25		符合
		南	制氢装置（甲类）	184	25		符合
		南	加氢裂化装置（甲类）	182	25		符合
		西	厂内铁路走行线	53	15		符合
		北	管控中心（一类区域重要设施）	43	30		符合
3	罐区原油泵房（甲）	东	常减压蒸馏装置（甲类）	461	20	GB50160-2008 (2018 年版) 第 4.2.12 条	符合
		东	143 单元汽油罐，内浮顶，5000m <sup>3</sup>	15	12		符合

### 2.5.2.2 上下游生产装置的关系

常减压装置的加工原料为大庆原油和沈北原油组成的混合原油，该项目实施前后原料不发生变化。本装置产品主要为石脑油、分子筛料（属煤油）、柴油、蜡油、润滑油馏分油、减压渣油等，并副产少量燃料气。本项目 800 万吨/年常减压装置产生的瓦斯气去往重催脱硫后送往系统管网；产生的石脑油去往裂解、重整装置做为原料；常一线（分子筛料）送往产品罐区；常二线特种柴油送往产品罐区；常三线柴油送往加氢精制装置，经过滤和升压后与混合氢混合作为混合进料；常四线蜡油送往加氢裂化装置，罐区来的原

料油经脱水、换热后与常减压装置来的减压蜡油、焦化装置来的焦化蜡油混合，混合后的原料油升压、过滤后，进入原料油缓冲罐；减顶油（柴油）、减一线（柴油）送往裂解装置做为原料；减二线（蜡油）送往酮苯脱蜡装置做为原料；减三线（蜡油）、减四线（蜡油）、减五线（蜡油）送往酮苯脱蜡装置/催化装置做为原料；减六线（蜡油）送往催化装置做为原料；减压渣油送往催化、焦化及溶脱装置做为原料，或直接送往产品罐区。

## 2.6 配套和辅助工程名称、能力、介质来源

### 2.6.1 给排水

#### 2.6.1.1 给水

抚顺石化东部企业水源地共有 3 处，分别为大伙房水库、关山水库、东水西调东出口，协议供水量共计为  $32 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。现抚顺石化东部企业用水量合计为  $17.9855 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，水源地供水能力富裕量为  $14.0145 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。水源地将由自来水暗渠原水经泵房加压输送至石油二厂供水车间系统管网，供给抚顺石化东部企业各厂区生产、消防、生活使用。可满足本项目需求。

#### 2.6.1.2 排水

该项目排水设施为依托，可满足本项目需求。

原有排水情况简介如下：

石油二厂的生产污水、生活污水和初期污染雨水均送至厂内污水处理场处理。污水处理场的一部分出水经过污水回用单元处理后，其水质符合循环水的补充水水质要求，可回用于循环水场补充水，实现中水回用。另一部分出水符合《辽宁省污水综合排放标准》的一级排放标准时，排入市政污水管网（原沈抚灌渠作废，改做为抚顺市市政污水管网），经抚顺市望花区三宝屯

污水厂处理后，外排。厂内各装置排出的无污染清净雨水，直接排入厂内雨水系统，流入东洲河。

## 2.6.2 供配电

### 2.6.2.1 电源

石油二厂供电电源有两个，一是抚顺石化公司热电部，位于厂区东南侧，装机容量为  $2 \times 125\text{MW}$  的发电机组，二是抚顺地区电网提供两回  $120\text{MW}$  供电能力线路，地区电网引接线路接入热电部  $220\text{kV}$  变电站  $66\text{kV}$  不同母线段。石油二厂总变电所依托石油一厂的炼油总变，炼油总变  $66\text{kV}$  两回线路由热电厂  $66\text{kV}$  母线段馈出。石油二厂总用电负荷为  $118846\text{kW}$ 。石油二厂设总变电所和区域变电所，总变电所和区域变电所都是  $66\text{kV}$  进线，其中区域变电所的  $66\text{kV}$  进线由总变电所馈出。总变电所和区域变电所均馈出多回  $6\text{kV}$  线路为各生产装置（系统）变电所供电。目前总变电所和区域变电所的负荷分别约为  $50\text{MW}$ 、 $35\text{MW}$ （动态）。由热电部主  $6\text{kV}$  母线室配出 4 个回路，它们分别为 4#变电所、原 30 万吨酮苯变电所供电。由抚顺供电公司  $66\text{kV}$  母线配出两个回路为 2#变电所供电。

本项目一级供电负荷的上级变电所由炼油区域变电所配出， $6\text{kV}$  系统共 4 段母线，分为 5 号、6 号系统，均为单母线分段接线，大蒸馏  $6\text{kV}$  系统两段分别由炼油区域变 5 号系统 AH14、AH15 中压柜配出。

大蒸馏  $6\text{kV}$  系统两段分别由炼油区域变 5 号系统 AH14、AH15 中压柜配出，对应线路编号 5205、5105，配置光差保护；设有 4 台  $1600\text{KVA}$  变压器，单母线分段接线分列运行，母联配置自备投装置。

常减压 II 装置电源情况：电源引自蒸馏一变电所，变电所两路  $6\text{kV}$  电源

引自区域变电所 5# 系统，变电所分为 I 段和 II 段，当任一回路供电电源线路中 断供电时，另一回线路能满足全部一、二级负荷供电要求。变电所设有 4 台 6/0.4kV 的变压器，构成单母线分段接线形式，分列运行，母联自投。变电所裕量满足本工程新增用电负荷的需求。

现有变电所变压器负载率满足本项目新增负荷要求。

表 2.6-1 现有变电所变压器负载率情况统计表

	1#变压器 (1600KVA)	2#变压器 (1600KVA)	3#变压器 (1600KVA)	4#变压器 (1600KVA)
二次侧运行电流	1000A	900A	800A	900A
变压器负载率	43.20%	38.70%	34.60%	38.70%

### 2.6.2.2 用电负荷

该装置绝大部分负荷为一、二级负荷，供电按一级负荷要求供电。供电电源采用双回路电源供电，当任一回路供电电源线路中断供电时，另一回线路能满足全部一、二级负荷供电要求。变电所原有系统满足本工程新增用电负荷的需求，依托原有系统，无需进行系统改造。

本工程为改造项目，新增中低压用电负荷约为 703kW，年耗电量约为  $590.5 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，其中常减压装置新增用电负荷约为 418kW，年耗电量约为  $351.1 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，原油罐区新增用电负荷约为 285kW，年耗电量约为  $239.4 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ 。本次改造的用电负荷有关详细数据详见表 2.6-2。

表 2.6-2 用电负荷统计表

一	本次改造及新增用电负荷	原工作电	原工作电	改造后电	改造后电	改造后增
		机功率	机轴功率	机功率	机轴功率	加电负荷
		(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)
1	1 台减压渣油泵（更换）	450 (6kV)	332	560 (6kV)	440	108

2	1 台初常顶不凝气水环泵（新增）	120（380V）	85（380V）	400（6kV）	320	235
3	2 台原油供料泵（更换）	1120（6kV）	945	1400（6kV）	1230	285
4	2 台常四线泵（新增）			90（380V）	75	75
	小计					703

### 2.6.2.3 供配电方案

本工程改造的用电设备电源引自装置已有变电所备用回路，新增的中压电机电源引自新增的中压开关柜，新增的中压开关柜安装在变电所原有的备用空位上。厂区内配电电压等级采用 6kV、380/220V。

6kV：交流三相三线制，中性点不接地系统。

380V/220V：交流三相四线制，中性点直接接地系统，采用 TN-S 接地方式。

控制系统通过不间断供电系统（UPS）供电。当外供电中断时，不间断供电时间不少于 30 分钟。UPS 冗余配置。UPS 本身具有静态旁路，当 UPS 本身故障时能够自动切换到市电供电。UPS 具有稳压、滤波、稳频功能，提高了电源的品质，为仪表正常工作提供前提条件。

### 2.6.3 供氮

本工程用的压缩氮气主要用于氮封和系统吹扫，本次改造无新增氮气用量。

厂内所需氮气由东部石化厂区供氮系统提供，东部石化厂区供氮系统供氮气源有两个：烯烃厂和乙烯厂两套空分设计氮气产量共 30000Nm<sup>3</sup>/h（烯烃厂 18000Nm<sup>3</sup>/h，乙烯厂 12000Nm<sup>3</sup>/h），已使用 27700Nm<sup>3</sup>/h，余量 2300Nm<sup>3</sup>/h，

原有氮气可满足需求。

#### 2.6.4 供热及化学水

抚顺石化东部厂区包括石油一厂、二厂、烯烃厂、乙烯厂、腈纶厂。抚顺石化热电厂为抚顺石化东部厂区提供蒸汽。热电厂共有 5 台高压锅炉、7 台汽轮机、8 台减温减压器，分成新老厂 2 个相对独立的热力系统，设计产汽能力 2200t/h、发电能力 320MW，9.8MPa 压力等级蒸汽双母管，3.5MPa 及 1.0MPa 压力等级蒸汽分别通过联络管并网运行，向抚顺石化各化工炼油装置提供蒸汽。

该项目实施对装置蒸汽、采暖系统均无影响，均依托原设施。该项目实施对装置化学水、除氧水、除盐水等均无影响，均可依托原设施。

#### 2.6.5 供暖、通风及空调

##### (1) 采暖

1) 本工程地处寒冷地区，对于封闭式建筑物当室内经常有人停留或生产对室内温度有一定要求时应设置采暖。

2) 不凝气水环泵厂房采用散热器热水采暖。

3) 采暖热媒采用 95~70℃ 的热水，采用双管上供上回式热水采暖系统。

4) 采暖管道选用低压流体输送用镀锌焊接钢管(GB/T3091-2015)，散热器选用钢管柱型散热器。

5) 系统可能积聚气体的高点设自动排气阀，低点设泄水丝堵。

根据相关规范的要求，初常顶不凝气水环泵厂房和原油泵厂房设置采暖设备，采暖负荷见表 2.6-3。

表 2.6-3 采暖负荷表

序号	建筑(房间)名称	面积(m <sup>2</sup> )	热负荷(kW)	备注
----	----------	---------------------	---------	----

1	不凝气水环泵厂房	72	20	
2	原油泵房	30	7.5	

## (2) 通风

1) 不凝气水环泵厂房设置防爆屋顶离心式排风机, 换气次数为 8 次/小时, 事故通风次数 12 次/小时。

2) 原油泵房设置防爆边墙式排风机, 换气次数为 8 次/小时, 事故通风次数 12 次/小时。

3) 通风设备就地控制, 应与室内火灾报警系统, 当火灾系统报警信号动作时, 应自动切断通风设备的电源。风机应与室内的燃气检测器联锁, 当气体检测器报警时, 所有风机自动启动。主要工程量见表 2.6-4。

表 2.6-4 主要工程量表

序号	单元或系统名称	设备或材料名称	规格参数	单位	数量
1	瓦斯气增压机厂房	防爆屋顶离心式排风机	风量:3800m <sup>3</sup> /h, 静压:135Pa, 配电功率:0.5kW, 380V, 防爆等级:EXd II CT4 Gb	台	2
		钢管三柱型散热器 25 片/组	△T=64.5℃时, 单片散热量:127W, 接管中心距:600mm。	组	6
2	原油泵房	防爆边墙式排风机	风量:3000m <sup>3</sup> /h, 静压:95Pa, 配电功率:0.25kW, 380V, 防爆等级:EXd II BT4 Gb	台	1
		钢管三柱型散热器 25 片/组	△T=64.5℃时, 单片散热量:127W, 接管中心距:600mm。	组	3

### 2.6.6 通信

本次改造, 通信系统利旧。办公室和控制室均设置行政电话, 装置区和控制室内设置报警专用电话, 并且控制室内设置调度电话, 岗位操作人员配

备无线对讲机。

### 2.6.7 控制系统

#### 1、自动控制水平

该项目的建设性质为改造工程，控制水平与原装置保持一致。原蒸馏装置已设分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、气体检测报警系统（GDS）等控制系统，其控制设备布置在已建蒸馏装置现场机柜室内，操作设备布置在已建全厂中心控制室内。

该项目利旧装置现有 DCS 系统、GDS 系统，对原系统进行扩容改造。

该项目主要改造内容为：

- 1) 对常压塔和减压塔塔盘、填料进行局部改造。
- 2) 新增 2 台常四线泵，更换 1 台减底渣油泵和 2 台原油泵，对泵出口压力仪表及泵本体仪表进行设计。
- 3) 更换一套减压塔顶油水分离罐，对罐体上仪表进行更换设计。
- 4) 新增一套初常顶不凝气增压机，压力为 0.02/0.60MPa，泵，仪表由设备撬装配带。
- 5) 增加原油脱前、脱后含水在线分析仪表。
- 6) 初顶空冷、常顶空冷出口各分支增加远传温度仪表。
- 7) 二级电脱盐注水增加 1 台流量计。
- 8) 减三中流量表 FE-2082 移位。

#### 2、自动控制系统方案

##### (1) 分散控制系统(DCS)

本次改造利旧原装置现场机柜室，新增远传仪表信号接入原蒸馏装置现

有 DCS 系统，DCS 系统利旧，并相应对其进行扩容改造。

DCS 系统改造新增 I/O 卡件等安装在现有机柜空余位置，本次改造不新增控制系统机柜。

本次改造利旧全厂中心控制室内原装置 DCS 系统操作设备，不需要新 DCS 系统操作站。DCS 系统新增 I/O 点数统计见表 2.6-5。

表 2.6-5 DCS I/O 点数统计表

信号类型	数量	备注
TC/RTD-AI, 4~20mA (不冗余)	40	配温变安全栅
AI, 4~20mA (不冗余)	22	配安全栅
AI, 4~20mA (不冗余)	2	24V 外供电
AIR, 4~20mA (冗余)	4	配安全栅
AOR, 4~20mA (冗余)	4	配安全栅
DI (不冗余)	4	配继电器
DOR (冗余)	4	配继电器
合计	80	

备注：表中统计为实际点数，不包含备用量。

## (2) 气体监控系统 (GDS)

本次改造利用原 GDS 系统，新增信号利旧原系统备用通道，操作站和工程师站利旧。本次改造新增 GDS 点数约 4 点。

## (3) 主要监测控制方案

本装置的工艺参数监控由 DCS 系统完成，本次改造主要原位更换一套初常顶不凝气增压机，压力为 0.02/0.60MPa，其检测及控制方案由设备厂家成套提供。

## (4) 控制室与机柜间设置

本次改造没有新增机柜和操作站，可直接依托利旧原装置现场机柜室及全厂中心控制室。

原常减压装置控制系统设备布置在已建装置西南侧 1 座抗爆现场机柜

间，面向装置区一侧无门窗孔洞。操作设备布置在已建全厂中心控制室：装置北侧的管控中心（抗爆结构）。

## 2.6.8 消防设施

### 1、依托的消防水系统

#### 1) 消防水源

装置消防水由石油二厂稳高压消防系统提供。石油二厂全厂形成了独立的稳高压消防水系统，正常情况下由稳压泵维持系统压力 0.8MPa，事故状态下，消防水泵自动启动，提供高压消防水。

石油二厂现有 5000m<sup>3</sup> 消防水池和 3000m<sup>3</sup> 消防水池各 1 座，2 座消防水池用管道连通。水池上设有液位指示及高低液位报警系统，补水能力 1600m<sup>3</sup>/h。

石油二厂厂内现有消防泵站 1 座，共设消防稳压泵 2 台，日常运行稳压泵，保持厂内消防水管网压力不低于 0.7Mpa。有火情时启动电动消防供水泵，电动消防供水泵 4 台（3 用 1 备），每台流量 720m<sup>3</sup>/h，扬程 140m。停电时启动柴油泵，2 台柴油动力泵（2 备），每台流量 1080m<sup>3</sup>/h，扬程 140m，每台柴油机油量大约 0.9 吨。火灾用水时，消防水泵启动，使消防水管网压力达到 1.20MPa。

消防供水量满足本项目消防要求，可以依托。消防水泵配置情况见表 2.6-6。

表 2.6-6 消防水泵配置一览表

序号	名称	数量（台）	流量（m <sup>3</sup> /h）	扬程（m）	备注
1	电动消防水泵	4	720	140	3 用 1 备
2	柴油机消防水泵	2	1080	140	2 台皆备用
3	稳压泵	2	144	85	1 用 1 备

#### 2) 消防水核算



根据《石油化工企业设计防火标准(2018 版)》(GB50160-2008)第 8.4.2 条,该项目同一时间内火灾次数按 2 次计算,一处为该项目改造装置,一处为辅助生产设施。

根据《石油化工企业设计防火标准(2018 版)》(GB50160-2008)第 8.4.3 条,项目改造装置(炼油装置)消防用水量取 450L/s,供水时间取 3h,辅助生产设施消防用水量取 50L/s,供水时间取 2h。该项目消防用水最大流量为 500L/s (1800m<sup>3</sup>/h),消防用水量为  $450 \times 3600 / 1000 \times 3 + 50 \times 3600 / 1000 \times 2 = 5220\text{m}^3$ 。厂区现有消防系统最大供水能力为 600L/s,消防水储量 8000m<sup>3</sup>,可满足消防需要。

## 2、该项目新增和改造部分消防设施

该项目为抚顺石化公司常减压装置内局部改造,所涉及的原料、产品及工艺流程均未改变,大部分消防设施可依托厂区及装置现有设施,新增和改造部分根据规范要求进行完善:

- 1) 增加 4 具 MF/ABC 灭火器对新增的机泵进行保护;
- 2) 不凝气水环泵厂房向北扩 8 米后,增加 2 具 MF/ABC 灭火器对初常顶不凝气水环泵进行保护;
- 3) 原油罐区泵房扩建后面积超过 300m<sup>2</sup>,泵房内增加室内消防栓系统。设置 2 套 SN65 型室内消火栓对泵房进行保护。

## 3、依托的消防设施

### 1) 消防水管道及消火栓

常减压蒸馏装置的消防水由石油二厂厂区的稳高压消防水系统提供水源,消防水管呈环状分布,在常减压蒸馏装置四周共设置 19 座地上消火栓、

12 台箱式消火栓。

#### 2) 消防水炮

常减压蒸馏设置有消防炮 4 座，水炮设在距保护对象不小于 15m 处，且被保护对象在其射程范围内。

#### 3) 蒸汽灭火系统

常减压蒸馏装置内设置一套蒸汽灭火系统。装置内各层构架、塔类每层平台均设置半固定式接头。

#### 4) 灭火器

常减压蒸馏装置内按照相关规定设置推车式干粉灭火器和手提式干粉灭火器。

### 4、消防队

石油二厂可依托的消防协作单位为抚顺市东洲区消防大队。该大队有消防人员 20 人，消防车辆 4 台（8t 斯太尔水罐消防车 1 台，12/6t 奔驰水罐/泡沫 1 台，8t 斯太尔泡沫消防车 1 台，水罐车 1 台）。

石油二厂消防力量可依托抚顺石化消防支队二大队，下辖二个站点：石油二厂厂内消防站、石油二厂中转站消防站。该消防支队二大队现役 102 人，消防执勤车辆 12 台。抚顺石化消防支队在各厂均有驻点，为石油二厂提供消防服务的为消防支队二大队，消防二大队位于石油二厂西门附近，站内设有可同时接受两处火灾报警的受警录音电话。该装置所在位置距离消防站小于 2.5km，处于消防站服务范围内。

#### 2.6.9 供风

该项目仪表用风采用净化压缩空气，利用已建供风系统。仪表供风采用

分散式供风方式，各用风仪表分别设过滤减压器，对净化风进行二次过滤，并调压至额定压力。

石油二厂空压站空压机目前实际供风能力  $1140\text{Nm}^3/\text{min}$ ，经过干燥和净化工序出风能力减少 10%，可供出风量  $1026\text{Nm}^3/\text{min}$ ，系统风压控制指标为 0.58MPa 至 0.7MPa。目前实际用风量  $939.7\text{Nm}^3/\text{min}$ ，富余供风能力为  $86.3\text{Nm}^3/\text{min}$ 。该项目新增仪表风耗气量约为  $5\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

### 2.6.10 防雷防静电

本项目利用现有接地系统，新增接地装置与现有接地装置可靠连接，并与现有接地系统保持一致。接地电阻值满足最小接地电阻  $\leq 1\Omega$  要求。接地干线、支线均采用  $-40\times 4$  加强防腐型镀锌扁钢。

#### （一）防雷措施

厂内建、构筑物的防雷分类及防雷措施，应按现行国家标准 GB50057-2010《建筑物防雷设计规范》和 GB 50650-2011《石油化工装置防雷设计规范》（2022 版）的有关规定执行。工艺装置露天布置的高层金属构架、塔、容器以及壁厚大于 4mm 的金属密闭容器不装设接闪器，但作防感应雷接地。

#### （二）防静电措施

电气设备正常不带电的金属外壳、电缆金属外皮、电缆支架等均作保护接地，工艺设备及管线做跨接和防静电接地，接地支线引至就近接地装置，接地电阻不大于  $1\Omega$ 。当金属法兰采用金属螺栓或卡子紧固时，一般可不必另装静电连接线，但应保证至少有五个螺栓或卡子，并且之间具有良好的导电接触面。在扶梯进口处等部位设置人体静电消除器。

#### （三）工作和保护接地



下列设备、设施的外露可导电部分均须可靠接地：

- 1) 防爆动力箱等电气设备外露可导电部分；
- 2) 室内、外配电装置的金属构架及靠近带电部分的金属围栏；
- 3) 铠装电缆金属外皮的两端及其接线盒的等；
- 4) 电力线路的金属保护管；
- 5) 工艺装置的金属构架和气、油等工艺金属管。

## 2.7 主要设备和特种设备

### 2.7.1 主要设备

#### 2.7.1.1 初馏塔

依托原有，不变更。

装置原初馏塔规格为  $\phi 5600/3800 \times 42005$  (T/T)，内设 24 层组合导向浮阀塔盘。

#### 2.7.1.2 常压塔

装置原常压塔规格为  $\phi 6600 \times 69719$  mm (T/T)，内设 60 层组合导向浮阀塔盘。本次改造常压塔塔体利旧，内件更换 39-48#塔盘板，拆除原 49-54#全部塔内件（可拆件及焊接件），新增 11 层塔盘（含可拆件及焊接件），其余内件利旧。

#### 2.7.1.3 常压汽提塔

常压汽提塔一座，规格为  $\phi 2600 \times 47200$  (T/T)，分上、中、下三段，内设 18 层组合导向浮阀塔盘，本次改造常压汽提塔塔体利旧，常一线和常二线更换 12 层塔盘板，其余内件均利旧。

#### 2.7.1.4 减压塔



装置原减压塔规格为  $\phi 4200/6400/10800/7800 \times 75129\text{mm(T/T)}$ ，内设 8 段 Mellapak 规整填料，1 套 Schopentoeter 进料气液分配器和 6 层 SVG 固定阀塔盘，经核算，本次改造减压塔塔体利旧，第一段填料改为复合床层设计，下段采用大通量的规整填料，上段采用高比表面积规整填料，高度由 1899mm 调整为 1960mm；第二段填料增加厚度，由 1728mm 调整为 2128mm；第一段和第二段填料分布器更换；其余内件均利旧。

### 2.7.1.5 减压汽提塔

装置原减压汽提塔规格为  $\phi 2800 \times 53152\text{mm(T/T)}$ ，分 4 段，各段各设 1 段规整填料，经核算，本次改造减压气体塔塔体及内件均利旧。

### 2.7.1.6 工业炉

常压炉、减压炉、燃烧器、空气预热器、空气冷却器、鼓风机、引风机等均利旧，常压炉和减压炉本体及空气预热系统优化升级，详见表 2.7-1。

表 2.7-1 工艺设备表（工业炉类）

序号	设备名称	规格	介质名称	操作条件		数量	材质	备注
				温度 $^{\circ}\text{C}$	压力 MPa(g)			
				入口/出口	入口/出口			
1	常压炉	78.3MW	初底油	302/378	0.85/0.20	1		整体利旧 新增炉管
		2.14MW	0.4MPa 饱和蒸汽	152/400	0.40/0.35			
2	减压炉	33.7MW	常底油	369/402	0.80/24kPa(a)	1		整体利旧 新增炉管
		0.62MW	1.0MPa 饱和蒸汽	182/250	1.00/0.95			

### 2.7.1.7 机泵

本次适应性改造除原位更换 1 台减压渣油泵（原泵流量： $477\text{m}^3/\text{h}$ ，改造后： $601.3\text{m}^3/\text{h}$ ）、2 台原油泵（原泵流量： $1126\text{m}^3/\text{h}$ ，改造后： $1316.6\text{m}^3/\text{h}$ ）、

新增一套初常顶不凝气增压机，压力为 0.02/0.60MPa，新增 2 台常四线泵，常二线油泵、常三线油泵、常二中油泵、减三线油泵和减四线油泵等机泵更换叶轮外，其余机泵均利旧。

### 2.7.1.8 压力管道

见表 2.7-2。

表 2.7-2 压力管道一览表

序号	管道介质	公称直径	类别	操作条件		主要材质	备注
				温度℃	压力 MPa (G)		
1	原油	250	GC2	104	1.99	碳钢	特种设备
2	初底油	350	GC2	310	2.04	碳钢	特种设备
3	常一线	150	GC2	223	1.09	碳钢	特种设备
4	常一中	350	GC2	192	1.09	碳钢	特种设备
5	减二线	150	GC2	120	1.18	碳钢	特种设备
6	常四线	100	GC2	342	0.4	碳钢	特种设备
7	除氧水	100	GC2	180	1	碳钢	特种设备

该建设项目涉及的主要工艺设备见表 2.7-3 至表 2.7-9。

表 2.7-3 工艺设备表（塔器类）

序号	设备名称	规格	介质名称	操作条件		数量	重量(t)		内部结构	备注
				温度℃	压力 MPa(g)		单重	总重		
1	初馏塔	φ 5600/φ 3800 × 42005	原油、油气、水	128/226	0.06/0.08	1	-	99754	内设 24 层组合导向浮阀塔盘	塔体及内件均利旧
2	常压塔	φ 6600×69719	初底油、水、油气	155/369	0.06/0.08	1	-	374027	内设 60 层组合导向浮阀塔盘	更换 21 层塔盘；新增常四线。
3	常压汽提塔	φ 2600×47200	常一线油	213/223	0.07	1	-	51755	内设 6 层组合导向浮阀塔盘	塔体及内件均利旧
			常二线油	253/248	0.07	-	内设 6 层组合导向浮阀塔盘		塔体及内件均利旧	
			常三线油	317/309	0.07	-	内设 6 层组合导向浮阀塔盘		塔体及内件均利旧	
4	减压塔	φ 4200/6400/ 10800/φ 7800× 75129	常底油	70/389	25mmHg(a)	1	-	654786	内设 mellapak 规整填料 8 段，Schopentoeter 进料气液分配器 1 套和 SVG 固定阀塔盘 6 层	第一段、第二段填料改造；塔顶油水分离罐整体更换；其余均利旧。
5	减压汽提塔	φ 2800×53152	减二线油	245/240	30mmHg(a)	1	-	73525	内设 1 段规整填料	塔体及内件均利旧
			减三线油	292/285	36mmHg(a)	-	内设 1 段规整填料		塔体及内件均利旧	
			减四线油	309/298	39mmHg(a)	-	内设 1 段规整填料		塔体及内件均利旧	
			减五线油	355/345	45mmHg(a)	-	内设 1 段规整填料		塔体及内件均利旧	

表 2.7-4 工艺设备表（容器类）

序号	设备名称	规格	介质	操作条件		数量	重量(t)		材质	型式	备注
			名称	温度℃	压力MPa(g)		单重	总重			
1	一级电脱盐罐	Φ4200×27252×36	原油、水	135	1.50	1		115812	16MnR	卧式	利旧
2	二级电脱盐罐	Φ4200×32452×36	原油、水	133	1.40	1		120345	Q345	卧式	利旧
3	初馏塔顶回流罐	Φ3200×11712×16	石脑油、油 气、水	40	0.02	1		19331	20R	卧式	利旧
4	常压塔顶回流罐	Φ3600×11916×14	石脑油、油 气、水	40	0.02	1		24365	20R	卧式	利旧
5	减压塔顶油水分离罐	Φ3000×8000（切）	减顶油、水	40	0.02	1		9239	20R	卧式	更换
6	电脱盐注水罐	Φ2000×9325×8	净化水	40	常压	1		4609	20R/Q235-B	立式	利旧
7	塔顶注水罐	Φ1800×8475×8	净化水	40	常压	1		3843	Q235-B	立式	利旧
8	烧焦罐	Φ1000×3550×10	烧焦气	250	1.0	1		1203	20R	立式	利旧
9	缓蚀剂注入系统（成套）	长 3800×宽 2500×高 2400，与有机胺注入系统 装在一个橇体上	缓蚀剂	常温	常压	1			Q235-B		利旧
10	破乳剂注入系统（成套）	长 3800×宽 2500×高 2400，与磷酸三钠注入系 统装在一个橇体上	破乳剂	常温	常压	1			Q235-B		利旧
11	有机胺注入系统（成套）	长 3800×宽 2500×高 2400，与缓蚀剂注入系统 装在一个橇 体上	有机胺	常温	常压	1			Q235-B		利旧
12	高压燃料气罐	Φ2000×6137×12	燃料气	100	0.80	1		4597	20R	立式	利旧

13	低压燃料气罐	Φ2000×6137×12	燃料气	100	0.20	1		4666	20R	立式	利旧
14	封油罐	Φ1600×8425×8	封油	50	常压	1		2827	Q235-B	立式	利旧
14	火炬分液罐	Φ3200×10712×16	污水、水	220	0.35	1		17607	20R	卧式	利旧
15	0.4Mpa 蒸汽汽包	Φ1500×8836×16	蒸汽	160	0.40	1		8832	20R	卧式	利旧
16	净化空气罐	Φ2000×6187×12	净化风	常温	0.70	1		4448	20R	立式	利旧
17	非净化空气罐	Φ1200×4085×10	非净化风	常温	0.70	1		1771	20R	立式	利旧
18	蒸汽分水罐	Φ1000×2137×12	蒸汽	270	1.20	1		926	20R	立式	利旧
19	轻油污罐	Φ2000×9285×10	轻油污	60	0.10	1		6332	Q235-B	卧式	利旧
20	石脑油分离塔进料缓冲罐	Φ3200×11712×16	石脑油	40	0.17	1		18981	20R	卧式	停用
21	石脑油分离塔顶回流罐	Φ2800×9508×14	石脑油	40	0.20	1		12015	20R	卧式	停用
22	磷酸三钠注入系统（成套）	长 3800×宽 2500×高 2400，与破乳剂注入系统装在一个橇体上	磷酸三钠			1			Q235-B		利旧
23	减顶气液封罐	Φ950×4997×12	减顶气	50	0.10	1				立式	利旧
24	减顶气分液罐	Φ800×4147×8	减顶气	50	0.10	1		1809	20R	立式	利旧
25	减顶瓦斯罐	Φ800×6133×8	减顶气	50	0.40	1		932	20R	立式	利旧
26	汽包排污扩容器	Φ1200×3383×8	凝结水	150	常压	1		1593	20R	立式	利旧
27	脱盐排水油水分离器（成套）	Φ2400×6000（切）	含盐污水	50	1.00	1		1085	20R	卧式	利旧
28	高压燃料气罐	Φ2000×3900（切）	燃料气	40	0.50	1				立式	利旧
29	高压瓦斯预分液罐		燃料气	40	0.50	1				立式	利旧

表 2.7-5 工艺设备表（管壳式换热器类）

序号	设备名称	规格	介质名称	操作条件		设计条件		数量	材质	备注	
				温度℃	压力 MPa (g)	温度℃	压力 MPa (g)				
1	原油-初顶油气 换热器	BIU1500-4.0-640-6/25-2I	管程	初顶油气	90-80	0.06- 0.04	200	4.0	2		利旧, 特种设备
			壳程	原油	40-69	1.86- 1.74	200	4.0			
2	原油-常顶油气 换热器	BIU1400-4.0-540-6/25-2I	管程	常顶油气	104-97	0.06- 0.04	200	4.0	3		利旧, 特种设备
			壳程	原油	40-69	1.86- 1.74	200	4.0			
3	原油-减一线及 一中 (I) 换热器	BESD1300-2.75/3.52-459-6/25- 4IB=150	管程	减一中	166-135	1.61- 1.46	160	2.75	2		利旧, 特种设备
			壳程	原油	69-106	1.74- 1.62	140	3.52			
4	原油-常二线 (III) 换热器	BESD900-2.75/3.52-215-6/25- 2IB=300	管程	常二线	168-130	1.06- 1.01	195	2.75	2		利旧, 特种设备
			壳程	原油	106-118	1.62- 1.50	150	3.52			
5	原油-减六线 (III) 换热器	BES1100-2.75/3.52-325-6/25- 4IB=480	管程	减六线	212-145	1.07- 1.00	230	2.75	2		利旧, 特种设备
			壳程	原油	118-128	1.50- 1.38	160	3.52			
6	原油-减四线	BES1000-2.75/3.52-270-6/25-	管程	减四线	200-130	1.10-	180	2.75	2		利旧, 特种设备

	(III) 换热器	4IbB=480				1.04					
			壳程	原油	76-100	1.62-1.50	120	3.52			
7	原油-减五线 (III) 换热器	BES1100-3.52/2.75-335-6/25- 2IbB=150	管程	原油	67-76	1.76-1.62	135	3.52	2	Q345R/10	利旧一台, 新增一台, 重叠布置, 特种设备
			壳程	减五线	170-125	1.10-1.04	200	2.75			
8	原油-减压渣油 (VIII) 换热器	BESD1300-3.52/2.75-717-9/25- 2IbB=200	管程	原油	100-131	1.50-1.38	160	3.52	2		利旧, 特种设备
			壳程	减压渣油	177-156	1.38-1.26	190	2.75			
9	原油-常一线 (II) 换热器	BES800-2.75/3.52-160-6/25- 4IB=480	管程	常一线	162-116	0.98-0.92	180	2.75	1		利旧, 特种设备
			壳程	原油	70-83	1.74-1.62	120	3.52			
10	原油-减三线 (II) 换热器	BES1000-2.75/3.52-265-6/25- 4IbB=480	管程	减三线	205-142	1.18-1.09	230	2.75	2		利旧, 特种设备
			壳程	原油	83-107	1.62-1.50	140	3.52			
11	原油-常三线 (II) 换热器	BES1100-2.75/3.52-315-6/25- 6IB=450	管程	常三线	258-129	1.03-0.97	300	2.75	2		利旧, 特种设备
			壳程	原油	107-140	1.50-1.38	160	3.52			
12	原油-减一线及 一中 (II) 换	BESD1100-2.75/3.52-507-9/25- 2IB=300	管程	减一中	135-118	1.46-1.31	135	2.75	2		利旧, 特种设备

	热器		壳程	原油	70-91	1.74-1.62	120	3.52			
13	原油-减二线 (II) 换热器	BES900-2.75/3.52-205-6/25- 4IbB=480	管程	减二线	184-120	1.13-1.08	200	2.75	2		利旧, 特种设备
			壳程	原油	91-107	1.62-1.50	130	3.52			
14	原油-减压渣油 (VII) 换热器	BES1500-3.52/2.75-630-6/25- 4IbB=450	管程	原油	107-141	1.50-1.38	170	3.52	2	Q345R/10	利旧一台, 新增 一台, 重叠布 置, 特种设备
			壳程	减压渣油	201-177	1.50-1.38	210	2.75			
15	原油-常一中 (III) 换热器	BESD1100-2.75/3.3-335-6/25- 2IB=300	管程	常一中	192-168	0.68-0.59	195	2.75	2		利旧原油-减压渣 油(V) 换热器其 中两台, 特种设 备
			壳程	原油	130-160	0.83-0.71	180	3.30			
16	原油-减压渣油 (VI) 换热器	BESD1300-3.3/3.3-699-9/25- 4IB=150	管程	原油	160-176	0.71-0.59	200	3.30	1		利旧, 特种设备
			壳程	减压渣油	212-201	1.62-1.50	200	3.30			
17	原油-减二中 (II) 换热器	BESD1300-3.3/2.75-699-9/25- 4IB=300	管程	原油	176-216	0.59-0.47	245	3.30	2		利旧, 特种设备
			壳程	减二中	254-223	0.83-0.76	270	2.75			
18	原油-减四线 (I) 换热器	BES1100-3.3/2.75-335-6/25- 2IbB=300	管程	原油	216-232	0.47-0.35	260	3.30	2		利旧, 特种设备
			壳程	减四线	297-245	1.22-	310	2.75			

						1.16					
19	原油-减四线 (II) 换热器	BES1100-3.3/2.75-335-6/25- 2IB=300	管程	原油	136-151	0.75- 0.62	190	3.30	2		利旧, 特种设备
			壳程	减四线	245-200	1.16- 1.10	250	2.75			
20	原油-减压渣油 (V) 换热器	BES1200-3.3/2.75-600-9/25- 2IB=480	管程	原油	151-193	0.62- 0.54	240	3.30	2		利旧, 特种设备
			壳程	减压渣油	240-212	1.74- 1.62	260	2.75			
21	原油-减二中 (I) 换热器	BESD1300-3.3/2.75-459-6/25- 4IB=300	管程	原油	193-225	0.54- 0.44	250	3.30	2	Q345R/10	利旧一台, 新增 一台, 重叠布 置, 特种设备
			壳程	减二中	279-254	0.90- 0.83	280	2.75			
22	原油-常三线 (I) 换热器	BES800-2.75/3.3-205-6/19- 4IB=480	管程	常三线	309-258	1.09- 1.03	350	2.75	1		利旧, 特种设备
			壳程	原油	225-237	0.44- 0.35	260	3.30			
23	原油-常一中 (I) 换热器	BES1100-2.75/3.3-508-9/25- 2IB=480	管程	常一中	223-192	0.77- 0.68	240	2.75	1		利旧, 特种设备
			壳程	原油	130-169	0.83- 0.71	200	3.30			
24	原油-减三线 (I) 换热器	BES1000-3.3/2.75-275-6/25- 2IB=200	管程	原油	169-198	0.71- 0.59	210	3.30	2	Q345R/10 (渗 铝)	利旧一台, 新增 一台, 重叠布 置, 特种设备
			壳程	减三线	285-205	1.27- 1.18	280	2.75			

25	原油-减六线 (II) 换热器	BES900-3.3/2.75-215-6/25- 2IB=200	管程	原油	198-205	0.59- 0.47	220	3.30	2		利旧, 特种设备
			壳程	减六线	264-212	1.15- 1.07	280	2.75			
26	原油-减压渣油 (IV) 换热器	BESD1200-3.3/3.3-600-9/25- 2IB=300	管程	原油	205-232	0.47- 0.35	260	3.30	2		利旧, 特种设备
			壳程	减压渣油	260-240	1.86- 1.74	290	3.30			
27	原油-常一线 (I) 换热器	BESD900-2.75/3.3-205-6/25- 4IB=300	管程	常一线	223-162	1.04- 1.98	240	2.75	2	Q345R/10 (渗 铝)	利旧一台, 新增 一台, 重叠布 置, 特种设备
			壳程	原油	130-146	0.83- 0.71	180	3.30			
28	原油-减五线 (II) 换热器	BES900-3.3/2.75-215-6/25- 2IB=200	管程	原油	146-164	0.71- 0.59	200	3.30	2		利旧, 特种设备
			壳程	减五线	272-170	1.16- 1.10	280	2.75			
29	原油-常二线 (I) 换热器	BESD900-2.75/3.3-215-6/25- 2IB=300	管程	常二线	248-191	1.16- 1.11	280	2.75	2		利旧, 特种设备
			壳程	原油	164-181	0.59- 0.47	220	3.30			
30	原油-减压渣油 (III) 换热器	BESD1300-3.3/2.75-699-9/25- 4IB=150	管程	原油	181-219	0.47- 0.35	260	3.30	1		利旧, 特种设备
			壳程	减压渣油	286-260	1.98- 1.86	315	2.75			
31	初底油-常二中	BES1400-2.75/3.3-840-9/25-4I	管程	常二中	270-248	0.76-	300	2.75	2	Q345R/10 (渗	利旧一台, 新增

	(II) 换热器					0.63				铝)	一台, 重叠布置, 特种设备
			壳程	初底油	227-245	1.65-1.50	270	3.30			
32	初底油-减五线(I) 换热器	BES1000-2.75/3.3-260-6/25-6I	管程	减五线	344-272	1.22-1.16	360	2.75	2		利旧, 特种设备
			壳程	初底油	245-251	1.50-1.35	290	3.30			
33	初底油-减三中(I) 换热器	BES1400-3.3/2.75-840-9/25-2I	管程	初底油	251-285	1.35-1.20	330	3.30	4		利旧, 特种设备
			壳程	减三中	341-282	0.86-0.75	365	2.75			
34	初底油-减压渣油(I) 换热器	BES1500-3.3/3.3-990-9/25-4I	管程	初底油	285-310	1.20-1.05	340	3.30	2	Q345R/10(渗铝)	利旧一台, 新增一台, 重叠布置
			壳程	减压渣油	389-356	2.22-2.10	405	3.30			
35	初底油-减三中(II) 换热器	BES1200-3.3/2.75-600-9/25-2I	管程	初底油	227-238	1.65-1.50	280	3.30	2		利旧, 特种设备
			壳程	减三中	282-261	0.75-0.65	360	2.75			
36	初底油-减六线(I) 换热器	BES1200-3.3/2.75-396-6/25-2IbB=200	管程	初底油	238-247	1.50-1.35	280	3.30	1		利旧, 特种设备
			壳程	减六线	380-264	1.22-1.15	405	2.75			
37	初底油-常二中(I) 换热器	BES1400-2.75/3.3-560-6/25-2I	管程	常二中	285-270	0.89-0.76	360	2.75	2	10(渗铝)/Q345R	利旧一台, 新增一台, 重叠布

			壳程	初底油	247-259	1.35-1.20	320	3.30			置, 特种设备
38	初底油-减压渣油(II)换热器	BES1700-3.3/3.3-1310-9/25-2Ib	管程	初底油	259-310	1.20-1.05	340	3.30	4		利旧, 特种设备
			壳程	减压渣油	356-286	2.10-1.98	380	3.30			
39	常一线重沸器	TBJs1200-2.31/2.31-400-6/25-2IB=600	管程	常四线	342-284	2.03-1.88	362	2.54	1	10(渗铝)/Q345R	新增热源为常四线, 特种设备
			壳程	常一线	223-226	0.07-0.06	250	2.54			
40	减二中蒸汽发生器	TBJs1400-2.31/2.31-540-6/25-4IB=600	管程	减二中	223-204	0.76-0.69	240	2.31	1		利旧, 特种设备
			壳程	除氧水	104-152	2.50	190	2.31			
41	常二线蒸汽发生器	TBJs800-2.31/2.31-168-6/25-2IB=600	管程	常二线	191-168	1.11-1.06	230	2.31	1		利旧, 特种设备
			壳程	除氧水	104-152	2.50	185	2.31			
42	减二线蒸汽发生器	TBJs800-2.31/2.31-160-6/25-4IB=600	管程	减二线	240-184	1.18-1.13	250	2.31	1		利旧, 特种设备
			壳程	除氧水	104-152	2.50	185	2.31			
43	石脑油-常二线换热器	BES600-2.45/2.45-90-6/25-2IB=480	管程	石脑油					1		停用, 拟拆除
			壳程	常二线							
44	石脑油分离塔重沸器	TBJs1500-2.31/2.31-635-6/25-4IB=600	管程	常一中					1		停用, 拟拆除
			壳程	石脑油							

45	脱盐注水-含盐污水换热器	BES700-3.08/2.75-120-6/25-4IB=200	管程	注水	40-96	2.04-1.90	130	3.08	2		利旧
			壳程	含盐污水	135-70	1.08-0.98	165	2.75			
46	含盐污水冷却器	BES900-2.2/2.75-215-6/25-2IB=150	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	60	2.20	2	10/Q245R 内外防腐: 430 m <sup>2</sup>	利旧一台, 新增一台, 重叠布置
			壳程	含盐污水	70-40	0.98-0.88	120	2.75			
47	减顶冷凝器	AXS76/64-384	管程	循环水	32-39	0.50-0.48	90	1.60	1		利旧, 特种设备
			壳程	油气	150	0.0106	280	1.60/FV			
48	减顶冷凝器	AXS64/54-288	管程	循环水	32-39	0.50-0.48	90	1.60	1		利旧, 特种设备
			壳程	油气	150	0.0106	280	1.60/FV			
49	减顶一级冷凝器	AES39-192	管程	循环水	42	0.50-0.48	90	1.60	1		利旧, 特种设备
			壳程	油气	122	0.023	280	1.60/FV			
50	减顶一级冷凝器	AES31-192	管程	循环水	40	0.50-0.48	90	1.60	1		利旧, 特种设备
			壳程	油气	122	0.023	280	1.60/FV			
51	液环泵冷却器	Φ426	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	90	2.20	1		利旧, 特种设备
			壳程	油气	60-40	0.02	120	1.60/FV			

52	减二线冷却器	BES1000-2.2/2.42-270-6/25-4IB=200	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	90	2.20	1		利旧, 特种设备
			壳程	减二线	100-70	1.03-0.98	140	2.42			
53	减三线冷却器	BES900-2.2/2.42-210-6/25-4IB=200	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	90	2.20	1		利旧, 特种设备
			壳程	减三线	100-80	1.00-0.92	140	2.42			
54	减四线冷却器	BES1000-2.2/2.42-366-6/19-4IB=300	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	90	2.20	1		利旧, 特种设备
			壳程	减四线	110-80	0.98-0.92	140	2.42			
55	减五线冷却器	BES800-2.2/2.42-160-6/25-4IB=150	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	90	2.20	1		利旧, 特种设备
			壳程	减五线	100-80	0.98-0.92	150	2.42			
56	减六线冷却器	BES800-2.2/2.42-160-6/25-4IB=150	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	90	2.20	1		利旧, 特种设备
			壳程	减六线	145-80	1.00-0.92	170	2.42			
57	减压渣油冷却器	BESD1400-2.2/2.42-540-6/25-4IB=150	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	90	2.20	4		利旧
			壳程	减压渣油	156-100	1.01-0.89	270	2.42			
58	石脑油冷却器	BES1000-2.2/2.42-270-6/25-	管程	循环水					1		停用, 拟拆除

		4IB=150	壳程	石脑油								
59	石脑油-重石脑油换热器	BES600-2.42/2.42-90-6/25-2IB=200	管程	石脑油					1		停用, 拟拆除	
			壳程	重石脑油								
60	常一线冷却器	BES1000-2.2/2.42-270-6/25-4IB=150	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	60	2.20	1		利旧, 特种设备	
			壳程	常一线	116-50	0.92-0.86	140	2.42				
61	常二线冷却器	BES1200-2.2/2.42-395-6/25-4IB=200	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	60	2.20	1		利旧, 特种设备	
			壳程	常二线	130-50	0.96-0.91	140	2.42				
62	常三线冷却器	BES1000-2.2/2.42-270-6/25-4IB=150	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	60	2.20	1		利旧, 特种设备	
			壳程	常三线	129-60	0.97-0.91	140	2.42				
63	减一线及一中冷却器	BESD1500-2.5-1058-9/25-2IB=200	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	60	2.20	2	10/Q345R 内部防腐 1058 m <sup>2</sup>	原位更换两台, 特种设备	
			壳程	减一线	100-50	1.16-1.01	140	2.42				
64	减顶二级冷凝器	AES38-168	管程	循环水	50	0.40	90	1.60	1		利旧, 特种设备	
			壳程	油气	175	0.116	280	1.60/FV				
65	常轻油冷却器	BES800-1.58/2.2-170-6/25-	管程	循环水					1		停用, 拟拆除	

		2IB=150	壳程	常轻油							
66	常四线-热水换热器	BES1000-2.5-272-6/25-4IB=600	管程	热水	75-95	1.00-0.95	120	2.03	2	10/Q345R	新增两台, 串联重叠布置, 特种设备
			壳程	常四线	212-100	1.48-1.33	259	2.54			
67	常四线冷却器	BES1000-2.5-272-6/25-4IB=600	管程	循环水	32-42	0.50-0.48	120	2.06	2	10/Q345R	新增两台, 串联重叠布置, 特种设备
			壳程	常四线	100-50	1.33-1.18	212	2.54			
68	常二中蒸汽发生器	BJS1300-2.5-520-6/25-2IB=600	管程	常二中	248-220	0.63-0.50	270	2.81	1	10/Q345R	新增一台, 特种设备
			壳程	除氧水	104-184	2.50	220	2.31			
69	减三线-热水换热器	BESD1200-2.2/2.42-396-6/25-2IB=200	管程	热水	75-95	1.00-0.95	120	1.44	2		利旧原减一线及减一中冷却器
			壳程	减三线	142-100	1.09-1.00	205	1.80			
70	初底油-常压渣油(I)换热器	-	冷流	初底油	226-227	1.66-1.65	258	3.30	2		利旧, 特种设备
			热流	常压渣油	284-259	1.88-1.68	380	3.30			
71	原油-常压渣油(II)换热器	-	冷流	原油	130-136	0.83-0.80	211	3.30	2		利旧, 特种设备
			热流	常压渣油	259-212	1.68-1.48	300	3.30			
72	燃料气-热水换	BES500-1.0/1.2-64-6.0/25-2I	壳程	燃料气	36-80				2	10/Q345R	新增, 重叠布

	热器		管程	热水	95-75						置, 特种设备
73	减一线及减一中-热水换热器	BES1200-2.5-429-6.0/25-4IB=400	壳程	减一线	118-100				2		新增, 重叠布置, 特种设备
			管程	热水	95-75						
74	减二线-热水换热器	BES900-2.5-229-6/25-4IB=200	壳程	减二线	120-100				1		新增, 特种设备
			管程	热水	95-75						
75	减四线-热水换热器	BES1000-2.5-366-6/19-4IB=300	管程	循环水	75-95				1		新增, 特种设备
			壳程	减四线	120-100						
76	减五线-热水换热器	BES900-2.5-229-6/25-4IB=150	管程	循环水	75-95				1		新增, 特种设备
			壳程	减五线	120-100						

表 2.7-6 工艺设备表 (空气冷却器类)

序号	设备名称	规格	介质名称	操作条件		数量	重量(t)		材质	备注
				温度℃	压力MPa (g)		单重	总重		
1	初顶油气空冷器	SYL-9×3	管程	初顶油气	80-40	0.04-0.02	3	46300	Q245	利旧
				空气						
2	常顶油气空冷器	SYL-9×3	管程	常顶油气	97-40	0.04-0.02	4	46300	Q245	利旧
				空气						
3	石脑油分离塔顶空冷器	ZP9×3	管程	油气			2	46300	Q245	停用, 已经拆除
				空气						

表 2.7-7 工艺设备表（机泵类）

序号	机泵名称	介质名称	压力MPa (g)	温度 ℃	流量 m <sup>3</sup> /h	数量	轴功率 kW	电机功率 kW	备注
			入口/出口						
1	原油泵	原油	0.28/1.96	40	1315.6	2			利旧
2	初顶油泵	初顶油	0.07/1.15	40	113.2	2		55	利旧
3	初底油泵	初底油	0.12/1.85	226	1477.9	3		560	利旧
4	常顶油泵	常顶油	0.08/1.15	40	155.6	2		75	利旧
5	常一线泵	常一线油	0.26/1.04	223	115.6	2		55	利旧
6	常一中泵	常一中油	0.34/0.77	223	540.1	2		200	利旧
7	常二线泵	常二线油	0.16/1.16	248	132.5	2		90	利旧
8	常二中泵	常二中油	0.26/0.89	284	691.7	2		200	利旧
9	常三线泵	常三线油	0.12/1.09	309	105.6	2		75	利旧
10	常压渣油泵	常压渣油	0.13/1.25	369	1153.8	2		500	利旧
11	常压渣油泵	常压渣油	0.13/1.25	-	-	1		90	利旧
12	减顶一级油泵	减顶油	0.01/1.21	40	3.2	1		15	利旧
13	减顶一级油泵	减顶油	0.01/1.21	40	3.2	1		30	利旧
14	减一减一中油泵	减一线油	0.22/1.42	166	589.8	2		280	利旧
15	减二线泵	减二线油	0.18/1.18	240	87.4	2		75	利旧
16	减二中泵	减二中油	0.21/0.80	279	511.7	2		160	利旧
17	减三线泵	减三线油	0.15/1.34	285	135.5	2		75	利旧



18	减四线泵	减四线油	0.12/1.33	297	124.5	2		75	利旧
19	减三中泵	减三中油	0.11/0.73	341	446.9	2		160	利旧
20	减五线泵	减五线油	0.09/1.35	344	64.6	2		75	利旧
21	减六线泵	减六线油	0.06/1.24	380	56.6	2		75	利旧
22	净洗油泵	洗涤油		361	222.4	2		90	利旧
23	电脱盐注水泵	注水		40	57.3	2		110	利旧
24	减顶水泵	污水		40	25.6	2		30	利旧
25	塔顶注水泵	注水		40	24.6	2		22	利旧
26	减顶二级油泵	减顶油		40	3.9	2		15	利旧
27	减压渣油泵	减压渣油		389	536.9	3		560	更换一台（原泵流量：477m <sup>3</sup> /h，改造后：601.3m <sup>3</sup> /h）
28	常四线泵	常四线油	0.12/1.15	342	49.4	2			利旧
29	循环注水泵	含盐污水	1.30/1.76	130	73.3	2			利旧
30	塔顶气水环泵	不凝气	0.02/0.60	40		1			利旧
31	初常顶瓦斯气增压机	不凝气	0.02/0.60	40		1		110	新增一套
32	减顶瓦斯气增压机	不凝气	0.001/0.30	40		1		55	利旧
33	一级破乳剂泵	破乳剂		40		1		0.75	利旧
34	二级破乳剂泵	破乳剂		40		1		0.75	利旧
35	液环真空泵	油气		40		1		280	利旧

36	电脱盐退油泵	原油	常压/0.71	130		1		55	利旧
37	轻污油泵	轻污油	常压/0.76	50		1			利旧
38	重污油泵	重污油	常压/0.77	90		1		55	利旧
39	轻石脑油泵	初顶油	0.20/1.21	40		2		75	利旧

表 2.7-8 工艺设备表（工业炉类）

序号	设备名称	规格	介质名称	操作条件		数量	材 质	备注
				温度℃	压力 MPa (g)			
				入口/出口	入口/出口			
1	常压炉	78.3MW	初底油	302/378	0.85/0.20	1	1C r 5M o	整体利旧
		2.14MW	0.4MPa 饱和蒸汽	152/400	0.40/0.35		管 1C r 5M o /钉头 Q235-B1C r 5M o	
2	减压炉	33.7MW	常底油	369/402	0.80/24kPa (a)	1	1C r 5M o	整体利旧
		0.62MW	1.0MPa 饱和蒸汽	182/250	1.00/0.95		管 1C r 5M o /钉头 Q235-B1C r 5M o	

表 2.7-9 工艺设备表（其他类）

序号	设备名称	规格	介质名称	操作条件		数量	材质	备注
				温度℃	压力 MPa (g)			
				入口/出口	入口/出口			
一	抽空器							
1	减顶增压器 EJ2101A	54"×48"×6"				1		更换
2	减顶增压器 EJ2101B	54"×48"×6"				1		利旧
3	减顶一级抽空器 EJ2102A	20"×20"×3"				1		更换



4	减顶一级抽空器 EJ2102B	20"×20"×3"				1		利旧
5	减顶二级抽空器 E2103	14"×12"×6"				1		利旧
二	消音器							
1	消音器 SL2101					1		利旧
2	消音器 SL2102A, B					2		利旧
3	消音器 SL2103					1		利旧
4	消音器 SL2104A, B					2		利旧
三	过滤器							
1	燃料油过滤器					2		利旧
2	燃料油过滤器					2		利旧
3	封油过滤器					2		利旧
4	减一中过滤器					2		利旧
5	减一线回流过滤器					2		利旧
6	减二中过滤器					2		利旧
7	减三中过滤器					2		利旧
8	净洗油过滤器					2		利旧

### 2.7.3 特种设备

根据《特种设备目录》（国家质检总局公告〔2014〕114号），该项目涉及压力容器及压力管道，压力容器详见 2.7.2 章节设备表备注。涉及的压力管道详见表 2.7-2。

## 2.8 储运系统

### 2.8.1 储存设施

拟原址更换 2 台原油供料泵，该项目实施后，原油已建 311 单元原油罐组，经更换后的原油供料泵，输送至常减压装置。

原油供料原则流程详见图 2.8-1。

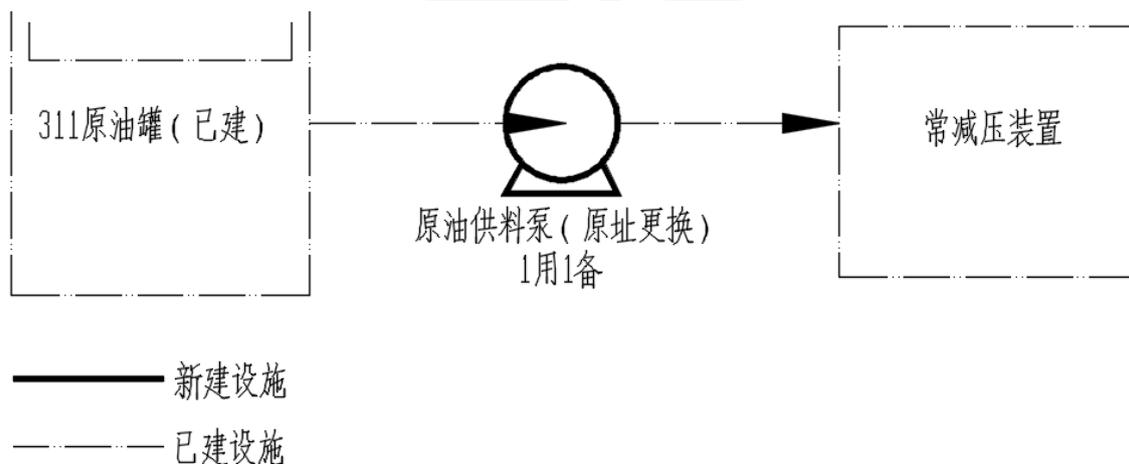


图 2.8-1 原油供料原则流程

该项目不涉及新建储罐，对已建原油供料泵原址更换，管道利旧，同时扩建泵房。主要机泵工程量详见表 2.8-1。

2.8-1 主要机泵工程量表

序号	机泵名称	机泵参数	数量（台）	备注
1	原油供料泵	1316m <sup>3</sup> /h, H=298m	2	原位更换
	合计	/	2	

## 2.9 安全生产管理机构和劳动定员

### 2.9.1 安全生产管理机构

抚顺石化公司石油二厂设有健康安全与环境（HSE、安全生产）委员会，现有安全负责人 1 名，主管安全副厂长、安全总监 1 名；设有主管安全部门 1 个（包含安全监督站）。

抚顺石化公司石油二厂现有安全管理人员 82 人；其中：主要负责人 1 人，主管厂领导（安全总监）1 人。安全环保部安全管理人员 22 人（含监督站）；机关部室、基层单位安全管理人员 58 人，其中：专职安全员；48 人，兼职安全员（机关部室）：10 人。其中，具备注册安全工程师人员 25 人。

抚顺石化公司石油二厂设立有专门的安全管理部门，以及完善的安全管理体系与制度。该项目设专职安全员，注册安全工程师，负责装置内安全、卫生设施运行的监督、检查、维护及安全管理工作。

### 2.9.2 劳动定员

该项目不改变抚顺石化公司石油二厂现有的组织机构，不增加分厂级编制，800 万吨/年常减压装置定员仍按照原装置定员配置，原装置定员 52 人，不新增。生产班次为四班二倒制。

### 3 危险化学品的理化性能指标

主要化学品情况一览表见表 3.1-1。

表 3.1-1 主要化学品情况一览表

序号	单元	物料	
1	常减压蒸馏装置	产品	石脑油、煤油、柴油、渣油、蜡油、润滑油分馏油、酸性气（按硫化氢进行辨识）
		原料	原油
		辅料	空气[压缩]、氮气[压缩]、燃料气（按液化石油气进行辨识）、磷酸三钠

上述化学品中涉及危险化学品、重点监管危险化学品、高毒物品、易制爆化学品、易制毒化学品、监控化学品及特别管控危险化学品的情况，见表 3.1-2。

表 3.1-2 危险化学品辨识情况一览表

序号	类别	涉及的化学品
1	危险化学品	原油、石脑油、煤油、液化石油气（燃料气）、硫化氢（酸性气）、柴油、氮气[压缩]
2	重点监管危险化学品	原油、石脑油、液化石油气、硫化氢
3	高毒物品	硫化氢
4	易制爆化学品	不涉及
5	易制毒化学品	不涉及
6	监控化学品	不涉及
7	特别管控危险化学品	液化石油气

根据《抚顺市禁止、限制和控制危险化学品目录（试行）》中禁止、限制和控制危险化学品情况，液化石油气为限制和控制危险化学品。

危险化学品的危险和有害因素分析结果汇总见表 3.1-3，理化性质及危险危害特性见表附件 F2.1。

表 3.1-3 物质的危险、有害因素分析结果汇总表

序号	名称	CAS 号	危险化学品目录序号	UN 编号	危险性类别	主(次)危险性	火灾危险性分类	闪点(°C)	爆炸上、下限(%)	备注
1	石油原油	8002-05-9	1967	1267, 1255	易燃液体, 类别 3	易燃性	甲 <sub>B</sub>	23~60	1.1~8.7	国家重点监管的危险化学品
2	汽油	86290-81-5	1630	1203, 1257	易燃液体, 类别 2× 生殖细胞致突变性, 类别 1B 致癌性, 类别 2 吸入危害, 类别 1 危害水生环境-急性危害, 类别 2 危害水生环境-长期危害, 类别 2	易燃性	甲 <sub>B</sub>	-46	1.4~7.6	国家重点监管危险化学品、特别管控危险化学品
3	石脑油	8030-30-6	1964	1256, 2553	易燃液体, 类别 2× 生殖细胞致突变性, 类别 1B 吸入危害, 类别 1 危害水生环境-急性危害, 类别 2 危害水生环境-长期危害, 类别 2	易燃性	甲 <sub>B</sub>	-2°C	1.1~8.7	国家重点监管的危险化学品
4	煤油	8008-20-6	1571	1223	易燃液体, 类别 3× 吸入危害, 类别 1 危害水生环境-急性危害, 类别 2 危害水生环境-长期危害, 类别 2	易燃性	乙 <sub>A</sub>	40~45	1.4~7.5	
5	液化石油气	68476-85-7	2548	1075	易燃气体, 类别 1 加压气体 生殖细胞致突变性, 类别 1B	易燃性	甲	-80~60	5~33%	国家重点监管的危险化学品、特别管控危险化学品

6	硫化氢	7783-06-4	1289	1053	易燃气体, 类别 1 加压气体 急性毒性-吸入, 类别 2× 危害水生环境-急性危害, 类别 1	毒害性 (易燃性)	甲	-60	4~46	国家重点监管的危险化学品、高毒物品
7	柴油	68334-30-5	1674	1202	易燃液体, 类别 3	易燃性	乙/丙	-	0.6~6.5	
8	氮[压缩的]	7727-37-9	172	1066	加压气体	非易燃无毒	戊	-	-	
9	渣油	-	-	-	-	可燃性	丙 <sub>B</sub>	>120	-	非危险化学品
10	蜡油	-	-	-	-	可燃性	丙 <sub>B</sub>	>120	-	非危险化学品
11	润滑油分馏油	-	-	-	-	可燃性	丙 <sub>B</sub>	>120	-	非危险化学品
12	磷酸三钠	10101-89-0	-	-	-	非易燃无毒	戊	-	-	非危险化学品

注：1、物质的火灾危险性按《石油化工企业设计防火标准》划分；  
 2、物质危险性类别按《国家安全监管总局办公厅关于印发〈危险化学品目录（2015 版）〉实施指南（试行）的通知》辨识；  
 3、物质的主（次）危险性按《危险货物物品名表》辨识；  
 4、物质是否列入重点监管危险化学品按《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品名录的通知》及《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管的危险化学品名录的通知》辨识；  
 5、监控化学品按《各类监控化学品名录》辨识；  
 6、易制毒化学品按《易制毒化学品分类和目录》辨识；  
 7、易制爆化学品按《易制爆危险化学品名录（2017 年版）》辨识；  
 8、特别管控化学品按《特别管控危险化学品目录（第一版）》辨识；  
 9、高毒物品按《高毒物品目录（2003 年版）》辨识。

#### 4 危险化学品包装、储存、运输的技术要求

根据《化学品分类和危险性公示通则》、《危险货物运输包装通用技术条件》并查阅《危险化学品安全技术全书》、《新编危险物品安全手册》等资料,对该项目涉及的原料、中间产品、最终产品或者储存的危险化学品的包装、储存、运输技术要求的分析结果,见表 4-1。

表 4-1 危险化学品包装、储存、运输技术要求

一、液化石油气	
危险性类别	第 2.1 类易燃气体
包装类别	I
危险标志	4
包装方法	钢制气瓶
储存、运输技术要求	易燃压缩气体。储存于阴凉、干燥、通风良好的不燃仓间,仓内温度不宜超过 30℃。远离火种、热源,防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素(氟、氯、溴)、氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型,开关设在仓外,道储时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,槽车运送时要灌装适量,不可超压超量运输。搬运时轻装轻卸,防止钢瓶及附件破损。
二、石脑油	
危险性类别	第 3.2 类中闪点易燃液体
包装类别	I
危险标志	7
包装方法	小开口钢瓶;螺纹口玻璃瓶、铁盖压口玻璃瓶、塑料瓶或金属桶(罐)外木板箱。
储存、运输技术要求	储存于阴凉、通风仓内温度内。远离火种、热源,仓内温度不宜超过 30℃。保持容器密封,应与氧化剂、酸类分开存放,储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型,开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材,递储时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。搬运时要轻装轻卸,防止包装及容器损坏。
三、硫化氢	
危险性类别	第 2.1 类易燃气体
包装类别	I
危险标志	4
包装方法	钢制气瓶
储存、运输技术要求	易燃有毒的压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源,防止阳光直射,保持容器密封。配备相应品种和数量的消防器材,禁止使用易产生火花的机械设备和工具,验收时要注意品名,注意验瓶日期,先进仓的先发用。平时要注意检查容器是否有泄漏现象,眼运时轻装轻卸,防止钢瓶及附件破损,运输按规定路线行驶,勿在居民区

	和人口稠密区停留。
四、石油原油	
危险性类别	第 3.2 类中闪点易燃液体
包装类别	II
危险标志	3
包装方法	小开口钢桶;安瓿瓶外木板箱。
储存、运输技术要求	保持容器密闭。储存在干燥、阴凉和通风处。远离热源、火花、明火和热表面。存储于远离不相容材料和食品容器的地方。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。运输途中应防曝晒、雨淋,防高温。运输时所用的槽(罐)车应有接地链,槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、酸类、食品及食品添加剂等混装混运。严禁用木船、水泥船散装运输。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输前应先检查包装容器是否完整、密封。运输工具上应根据相关运输要求张贴危险标志、公告。
五、煤油	
危险性类别	第 3.3 类高闪点易燃液体
包装类别	III
危险标志	3
包装方法	小开口钢桶;薄钢板桶或镀锡薄钢板桶(罐)外花格箱。
储存、运输技术要求	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。炎热季节库温不得超过 25℃。应与氧化剂、食用化学品分开存放,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和合适的收容材料。
六、柴油	
危险性类别	第 3.3 类高闪点易燃液体
包装类别	III
危险标志	3
包装方法	小开口钢桶;安瓿瓶外木板箱。
储存、运输技术要求	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂、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和合适的收容材料。 运输前应先检查包装容器是否完整、密封,运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链,槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、卤素、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋,防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。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。运输车船必须彻底清洗、消毒,否则不得装运其它物品。船运时,配装位置应远离卧室、厨房,并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按规定路线行驶。
七、氮[压缩的或液化的]	
危险性类别	第 2.2 类不燃气体
包装类别	III

危险标志	2
包装方法	钢制气瓶
储存、运输技术要求	保持容器密闭。储存在干燥、阴凉和通风处。远离热源、火花、明火和热表面。存储于远离不相容材料和食品容器的地方。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。严禁与氧化剂、卤素等混装混运。高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输前应先检查包装容器是否完整、密封。运输工具上应根据相关运输要求张贴危险标志、公告。



## 5 建设项目的危险、有害因素和危险、有害程度

### 5.1 危险、有害因素辨识结果

根据《企业职工伤亡事故分类》等的有关规定对该项目生产过程中存在的危险、有害因素进行辨识。

#### 5.1.1 可能造成爆炸、火灾、中毒和窒息、灼烫事故的危险、有害因素及其分布

该项目可能造成爆炸、火灾、中毒和窒息、灼烫事故的危险、有害因素及其分布辨识结果，见表 5.1-1。分析过程见附件。

表 5.1-1 可能造成爆炸、火灾、中毒和窒息、灼烫事故的危险、有害因素及其分布辨识结果表

序号	事故类别	事故后果	危险部位或场所	危险程度	发生频率
1.	火灾、爆炸	设备损坏、人员伤亡、停产、造成严重经济损失	常减压蒸馏装置、变配电设施	高	低
2.	容器爆炸	设备损坏、人员伤亡、停产、造成严重经济损失	常减压蒸馏装置、压力管道	高	低
3.	中毒和窒息	人员伤亡	在生产中涉及的烃类物料、物料中硫化氢；需要使用氮气进行置换及吹扫的场所；受限空间	高	低
4.	腐蚀	设备损坏	处于湿 H <sub>2</sub> S 应力腐蚀环境的部分设备	低	中
5.	灼烫	人员伤害	高温设备包括塔类、机泵、管线等高温部位裸露造成人员烫伤	低	中

#### 5.1.2 建设项目可能造成作业人员伤亡的其它危险、有害因素及其分布

该项目可能造成作业人员伤亡的其它危险、有害因素及其分布辨识结果，见表 5.1-2。

表 5.1-2 可能造成作业人员伤亡的其它危险、有害因素及其分布辨识结果表

序号	事故类别	事故后果	危险部位或场所	危险程度	发生频率
1.	机械伤害	人员伤亡	泵类等转动设备附近	低	中
2.	触电	人员伤亡	变电所、配电间、各车间及公辅工程的用电场所、可能产生静电的场所、可能被雷击的建（构）筑物	低	中
3.	高处坠落	人员伤亡	装置操作平台上	低	低
4.	物体打击	人员伤害	装置操作平台下	低	中
5.	车辆伤害	人员伤亡	厂内道路	低	低

### 5.1.3 “两重点、一重大”辨识结果

#### 1、重点监管危险化学品辨识结果

根据《重点监管的危险化学品名录》（2013 年完整版）的规定，生产原料和产品涉及的重点监管危险化学品有原油、石脑油、液化石油气、硫化氢。

#### 2、重点监管危险化工工艺辨识结果

按照《重点监管危险化工工艺目录（2013 完整版）》（安监总局 2013 年 1 月 17 日公布）的规定，拟建项目不涉及国家重点监管危险化工工艺。

#### 3、重大危险源辨识结果

经辨识，800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造后为四级重大危险源。详见附件 F2.4。

## 5.2 危险、有害程度辨识结果

### 5.2.1 评价单元的划分

评价单元的划分是为评价目标和评价方法服务的。为便于评价工作的进行，提高评价工作的准确性，评价单元一般根据生产工艺装置、物料的特点和特征与危险、有害因素的类别、分布等因素进行划分，还

可以按评价的需要将一个评价单元再划分为若干子评价单元。

根据该项目的实际情况，主要划分成如下 4 个评价单元：选址与总平面布置、生产设备设施单元、公用工程单元、安全管理单元。

评价单元划分的情况，见表 5.2-1。

表 5.2-1 评价单元划分表

序号	评价单元	内容	备注
1	选址与总平面布置单元	厂区内、外周边环境及平面布置、建构筑物等。	
2	生产设备设施单元	800 万吨/年常减压装置内本次改造的工艺设备设施。	
3	公用工程单元	给排水、供配电、防雷防静电、消防、采暖、通风等。	
4	安全管理单元	安全管理、事故应急预案等。	

### 5.2.2 采用的安全评价方法及理由说明

根据危险、有害因素分析结果和本评价单元的划分，定性、定量评价过程采用的评价方法和理由的说明，见表 5.2-2。

表 5.2-2 安全评价方法及理由说明

序号	评价方法	评价方法选取理由	评价对象	应用单元
1	安全检查表法	符合性检查。选用检查表法确定该工程项目选址、总平面布置与规范的符合性；确定项目的安全管理与规范的符合性。	选址、总平面布置及道路；安全管理机构的设置、安全管理规章制度、事故应急预案与演练等。	选址与总平面布置单元、安全管理单元。
2	预先危险性分析	对系统存在的各种危险、有害因素（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，其目的是早期发现系统中存在的潜在危险、有害因素，确定系统的危险等级，提出相应的防范措施，防止这些危险、有害因素发展成为事故。	800万吨/年常减压装置内本次改造的工艺设备设施、公用工程。	生产设备设施单元、公用工程单元。
3	定量风险评价法	通过采用数学模型对所确定的危险单元或系统进行事故过程模拟，对事故所造成的危害影响则选用相应的伤害模型进行危害评价，对事故的影响区域、人员伤亡、财产损失情况进行描述。	800万吨/年常减压装置内本次改造的工艺设备设施。	生产设备设施单元。

### 5.2.3 固有危险程度

1、定量分析建设项目中具有爆炸性、可燃性、毒性、腐蚀性的化学品数量、浓度（含量）、状态和所在的作业场所（部位）及其状况（温度、压力）

该项目具有爆炸性、可燃性、毒性、腐蚀性的化学品数量、浓度（含量）、状态和所在的作业场所（部位）及其状况（温度、压力），见表 5.2-3。

表 5.2-3 具有爆炸性、可燃性、毒性、腐蚀性的化学品统计表

名称	最大储存数量 (t)	浓度	所在场所	状态	备注
原油	315.62	-	常减压装置	液态	可燃性
石脑油（气）	6.91	-	常减压装置	气态	可燃性
石脑油（液）	276.21	-	常减压装置	液态	可燃性
煤油（气）	1.32	-	常减压装置	气态	可燃性
煤油（液）	42.7	-	常减压装置	液态	可燃性
柴油（气）	4.20	-	常减压装置	气态	可燃性
柴油（液）	77.71	-	常减压装置	液态	可燃性
燃料气	0.49	-	常减压装置	气态	可燃性
硫化氢	0.00001	-	常减压装置	气态	可燃性、毒性

### 2、定性分析建设项目总的和各个作业场所的固有危险程度

根据该项目的危险、有害因素的辨识结果，以及具有爆炸性、可燃性、毒性、腐蚀性的化学品分布情况及其存在状态、状况，并结合本报告附件 F2.5 中预先危险性分析的定性分析结果可知，该项目各个作业场所的固有危险程度，见表 5.2-4。

表 5.2-4 总的和各个作业场所的固有危险程度

危险部位或场所	事故后果	危险程度
生产设备设施单元	火灾、爆炸	III级（危险级）
	容器爆炸、中毒和窒息、灼烫、触电、车辆伤害、物体打击、机械伤害、高处坠落、噪声与振动	II级（临界级）

**总的危险程度：**各个储存场所中最大的危险等级可作为总的固有危险度，即：其总的危险程度为III（危险级）危险。

3、定量分析建设项目安全评价范围内和各个评价单元的固有危险程度

(1) 具有爆炸性的化学品的质量及相当于梯恩梯（TNT）的摩尔量  
该项目不涉及具有爆炸性的化学品。

(2) 具有可燃性的危险化学品的浓度及质量

该项目涉及到的具有可燃性的化学品有石油原油、石脑油、煤油、液化石油气、硫化氢、柴油、渣油、蜡油，其燃烧后放出的热量，计算结果见表 5.2-5。

表 5.2-5 可燃性物质的固有危险程度情况表

序号	物质名称	所在场所	储存量 (t)	燃烧热 (kJ/kg)	燃烧放出热量
1	原油	常减压装置	315.62	47300	$1.4 \times 10^{10}$
3	石脑油（气）	常减压装置	6.91	43493	$3.0 \times 10^8$
4	石脑油（液）	常减压装置	276.21	43493	$1.17 \times 10^{10}$
5	煤油（气）	常减压装置	1.32	45000	$2.9 \times 10^7$
6	煤油（液）	常减压装置	42.7	45000	$3.23 \times 10^8$
8	柴油（气）	常减压装置	4.20	33000	$1.37 \times 10^8$
9	柴油（液）	常减压装置	77.71	33000	$2.58 \times 10^9$
10	燃料气（按液化石油气进行辨识）	常减压装置	0.49	63570	$3.1 \times 10^7$
11	硫化氢	常减压装置	0.00001	17200	$1.72 \times 10^3$

### (3) 具有毒性的危险化学品的浓度及质量

表 5.2-6 毒性物质的固有危险程度情况表

危险化学品名称	数量 (t)	浓度	所在场所	状态
硫化氢	0.00001	-	常减压装置	气态

### (4) 具有腐蚀性的危险化学品的浓度及质量

该项目未涉腐蚀性物质。

## 5.2.4 风险程度

通过采用安全检查表法、预先危险性分析等对该项目进行风险程度分析评价，评价结果如下：

### 5.2.4.1 安全检查表法

采用安全检查表法对该项目选址及总平面布局进行检查。该项目厂区内、外建构筑物间防火间距符合《石油化工企业设计防火标准》（2018 年版）GB50160-2008 的有关要求。具体评价见表 F2.5-2、表 F2.5-3。

### 5.2.4.2 预先危险性分析

采用预先危险性分析评价方法对该项目生产、储存过程进行预先危险性分析，得出结论为：火灾、爆炸的危险等级为级Ⅲ级（危险级），容器爆炸、灼烫、中毒和窒息、触电、车辆伤害、物体打击、机械伤害、高处坠落、的危险等级为Ⅱ级（临界的）。具体评价见表 F2.5-5。

## 6 建设项目的安全条件

### 6.1 外部情况

#### 6.1.1 周边 24 小时内生产经营活动和居民生活的情况

本建设项目西侧为公路高上线,南侧为本公司乙烯部,西北侧 1100 米为搭连小区,东北侧 1100 米为小台沟村。

本项目严格按照国家相关法律、法规及标准规范布置其建(构)筑物及设备(施),采用检查表对本项目周边环境及平面布置进行符合性检查分析后可知,本项目所涉建设内容与厂区内、外周边设施的安全距离符合《石油化工企业设计防火标准(2018 年版)》等相关标准规范的要求。

根据《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》、《危险化学品重大危险源辨识》进行危险化学品重大危险源辨识及分级,改造后 800 万吨/年常减压装置构成四级危险化学品重大危险源。本项目建设地点不属于军事禁区、军事管理区,周边无商业中心、公园等人员密集场所,无学校、医院、影剧院、体育场(馆)等公共设施,无供水水源,国有园林内无珍稀树种,不属于国家规定的风景区、森林和自然保护区,也无法律、行政法规规定的其他场所、设施、区域。

本项目属于改建项目,建设地点位于厂区围墙内,对周边影响较小。

#### 6.1.2 所在地的自然条件

##### 6.1.2.1 气象条件

表 6.1-1 气象条件一览表

序号	条件	单位	数值
1	温度		

表 6.1-1 气象条件一览表

序号	条件	单位	数值
1.1	年平均温度	℃	6.8
1.2	最热月平均温度（7月）	℃	23.7
1.3	最冷月平均温度（1月）	℃	-13.8
1.4	极端最高温度	℃	37.7
1.5	极端最低温度	℃	-37.3
1.6	最热月最高平均温度	℃	28.7
1.7	最冷月最低平均温度	℃	-19.7
1.8	年最热月3天平均气温	℃	29.6
1.9	年连续5天最冷日平均气温	℃	-15.2
1.10	年连续5天最冷日最低气温	℃	-32.8
1.11	历年最低月平均温度	℃	-19.7
2	湿度		
2.1	年平均相对湿度	%	68
2.2	最热月份平均相对湿度（7月）	%	81
2.3	最冷月份平均相对湿度（1月）	%	55
2.4	月均最小相对湿度	%	42
2.5	月均最大相对湿度	%	87
2.6	月平均最高相对湿度（8月）	%	87
2.7	月平均最低相对湿度（4月）	%	42
3	大气压力		
3.1	最高绝对大气压	kPa	103.36
3.2	最低绝对大气压	kPa	97.05
3.3	月平均最高大气压	kPa	101.84
3.4	月平均最低大气压	kPa	98.63
3.5	年平均大气压	kPa	100.22
3.6	极端最高大气压力（冬季）	kPa	103.36

表 6.1-1 气象条件一览表

序号	条件	单位	数值
3.7	极端最低大气压力（夏季）	kPa	97.20
4	降雨量		
4.1	年平均降雨量	mm	790.9
4.2	月最大降雨量	mm	436.1
4.3	日最大降雨量	mm	177.7
4.4	历年平均降雨量	mm	970.9
4.5	历年最大降雨量	mm	1110.8
4.6	年最小降雨量	mm	477.9
4.7	连续最大降雨量	mm	225.7
4.8	次暴雨最大降雨量	mm	178.0
5	最深冻土厚度	cm	-143
6	风向		
6.1	年主导风	%	16NE
6.2	年次主导风	%	14NNE
6.3	夏季主导风	%	16NE
6.4	夏季次主导风	%	15NNE
6.5	冬季主导风	%	22NE
6.6	夏季主导风向频率 8 月	%	16NE
6.7	冬季主导风向频率 1 月	%	22NE
6.8	静风频率	%	14C
7	风速		
7.1	年平均风速	m/s	2.6
7.2	夏季平均风速	m/s	2.3
7.3	冬季平均风速	m/s	2.4
7.4	月平均最大风速（4 月）	m/s	5.6
7.5	月平均最小风速（7 月）	m/s	1.2

表 6.1-1 气象条件一览表

序号	条件	单位	数值
7.6	历年最大风速（10 分钟）	m/s	21.0
7.7	基本风压值	kN/m <sup>2</sup>	0.45
8	雪荷载		
8.1	最大积雪深度	cm	33
9	雷暴		
9.1	年平均雷暴天数	天	28.3
9.2	年最多雷暴天数	天	51
10	年平均日照时数	小时	2523.2
11	年沙暴日	天	1
12	年平均雾日天数	天	27
13	年大风日数	天	17

### 6.1.2.2 工程地质

参考建设单位提供的勘察报告（地矿抚顺工程勘察院有限责任公司，勘察时间：2020 年 12 月），该项目所在的元龙山区域场地土的类型由下列各种岩石构成：

**杂填土层：**该层在场区全场揭露。杂色，主要由砂土、碎石、少量粘性土、及少量青石等组成。硬杂质含量占 30%，局部硬杂质含量可达 60%。松散，稍湿-饱和。层底埋深 2.90m~3.90m，层厚 2.90m~3.90m，层底标高 96.24m~97.36m。

**粉质粘土层：**该层在场区全场揭露。灰褐色，团粒结构，层状构造，无地震反应，干强度中等，韧性中等，切面略有光泽，湿，软塑。层底埋深为 5.50m~6.20m，层厚 2.10m~2.60m，层底标高 93.97m~94.76m。

**中砂层：**该层在场区分布不连续。灰黑色，长英质，均粒，层状，

松散，饱和。底埋深为 7.10m~7.30m，层厚 1.50m~1.60m，层底标高 93.02m~93.16m。圆砾层：该层在场区分布不连续。砾石主要成分为花岗片麻岩及脉岩，呈亚圆形。一般粒径 2mm~20mm，最大粒径 30mm~60mm，充填物为中粗砂。呈稍密状态。钻孔揭露层底埋深为 6.60m~6.90m，层厚 0.70m~1.00m，层底标高 93.27m~93.59m。安山岩（强风化）：该层为基底岩石层。岩芯呈灰绿色，斑状结构，块状构造。岩芯呈碎屑-碎块状，强风化。岩石坚硬程度属极软岩，岩体破碎，岩体基本质量等级为 V 级。钻探揭露层顶埋深 6.60m~7.30m，层顶标高 93.02m~93.59m，钻探控制厚度 5.00m~8.00m。

#### 6.1.2.3 水文地质

场区内地下水埋藏类型为第四系松散层孔隙潜水，粉质粘土层为相对隔水层，具有微承压性。主要含水层为中砂层和圆砾层。其补给源主要为河流的侧向补给与大气降水，排泄以地下径流和蒸发为主，水位有季节性变化。年变化幅度为 1.50m~2.00m。地下水对砼结构及钢筋砼结构中的钢筋无腐蚀性，对钢结构具有弱腐蚀性。

#### 6.1.2.4 抗震设防烈度

根据《建筑抗震设计标准》（2024 年版）（GB/T 50011-2010），场地抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度值为 0.10g，设计地震分组为第一组，建筑场地类别为 I~II 类（场平前），设计特征周期为 0.25~0.35s。

### 6.2 建设项目的安全条件

#### 6.2.1 建设项目对周边单位生产、经营活动或者居民生活的影响

根据危险、有害因素辨识结果可知，该项目的生产装置、设施有可能产生的危险、有害因素包括：火灾、爆炸、容器爆炸、灼烫、中毒和窒息、触电、车辆伤害、物体打击、机械伤害、高处坠落，会对居民区和周边单位造成影响的是：火灾、爆炸。

1) 该厂区周边 500m 无居民区和村庄，泄漏或挥发的有害气体不容易积聚，且设有可燃气体或有毒气体浓度监测报警器，能够防止有毒气体和爆炸性混合气体的积聚。

2) 采用检查表对周边环境及总平面布置进行符合性评价分析后可知，各装置生产设备、储运设施、建筑物等与厂外周边设施均符合《石油化工企业设计防火标准》等相关标准规范的要求，具体情况见表 F2.5-2、F2.5-3。

3) 多米诺半径模拟情况见附件，影响情况见表 6.2-1。

表 6.2-1 多米诺半径模拟影响汇总表

名称	影响半径	影响结果
800 万吨/年常减压装置	当目标装置类型为常压容器时半径为 21.81 米； 当目标装置类型为压力容器时半径为 11.91 米。	未出厂区

因此，该项目内在的危险、有害因素和项目可能发生的各类事故，对建设项目周边单位生产、经营活动的影响很小。

### 6.2.2 周边单位生产、经营活动或者居民生活对建设项目的影

石油二厂厂外的搭连小区等周边环境，与厂内生产装置和储运设施距离较远，因此其生产和生活活动对厂区内的生产装置和储存设施无影响。

该建设项目距离最近的居民区为搭连小区，距离 1100 米，距离很远，因此周边居民区对该建设项目没有影响。

该建设项目周边企业都隶属于抚顺石化公司，因此抚顺石化公司以外的企业对该建设项目没有影响或影响极微。

石油二厂与乙烯部和石油一厂的生产装置和储存设施均相邻，若发生火灾爆炸，则互相造成影响。抚顺石化制定突发事件综合应急预案及相关专项预案，石油一厂、石油二厂及乙烯厂均结合各自的实际情况，制定各分厂的应急预案，并定期对应急预案和现场应急处置预案进行了修订、培训、演练及评估等，做好与上下游装置、消防支队等应急预案的协调、衔接，尤其细化、完善重点岗位应急处置卡，增强应急处置卡的针对性，提高可操作性，确保“第一时间、第一现场”的应急处置能力有效提升。因此，可在事故发生时可最大限度利用救援力量和采取必要的控制措施，减少事故的互相影响。

### 6.2.3 危险化学品生产装置和重大危险源与下列场所、区域的距离情况

该项目周边500m范围内没有居民区、商业中心、公园等其他人口密集区域；学校、医院、影剧院、体育场（馆）等公共设施；供水水源、水厂及水源保护区；车站、码头（按照国家规定，经批准，专门从事危险化学品装卸作业的除外）、机场以及铁路、水路交通干线、地铁风亭及出入口；基本农田保护区、畜牧区、渔业水域和种子、种畜、水产苗种生产基地；河流、湖泊、风景名胜区和自然保护区及军事禁区、军事管理区；法律、行政法规规定予以保护的其他区域。该项目在正常生产过程中，已构成重大危险源的生产装置及储存设施对周边单位生产、经营活动不会产生危害性影响。

### 7.1.2 设备可靠性

该项目工艺设备为塔器、容器、加热炉、换热器、空冷器、机泵等设备等，均为国内常用的通用设备，运行稳定，可靠性较高。生产运行稳定，可靠性较高，未采用和使用国家明令淘汰、禁止使用的工艺、设备。

在设备选用正确、管线材质选用正确、保证施工质量并加强安全管理的前提下，能够保证生产过程的安全可靠。

### 6.2.4 建设项目外部安全防护距离

该项目不改变原装置与相邻工厂或设施的防火间距，不改变厂区原布局，该项目装置和设施与相邻企业和设施的防护距离符合《石油化工企业设计防火标准》的规定，检查表见 F2.5-2。由此判断，该建设项目外部安全防护距离符合要求。

该项目不涉及爆炸物，涉及易燃气体液化石油气和毒性气体硫化氢，且设计最大量与其在 GB18218 中规定的临界量比值之和小于 1，依据《危险化学品生产装置和储存设施外部安全防护距离确定方法》（GB/T37243-2019）第 4.2、4.3、4.4 条的规定，采用《石油化工企业设计防火标准》来判断该项目的的外部安全防护距离符合性。

### 6.2.4 当地自然条件对建设项目投入生产或者使用后的影响

#### 1、雷电的影响

雷电是自然界中的声、光、电现象，它给人类生活和生产活动带来很大的影响。对于该项目来说，能引起火灾和爆炸事故。由于雷电具有电流很大、电压很高、冲击性很强的特点，一旦被雷电击中，不但可能

损坏有关设备和设施，造成大规模停电，而且还会导致火灾和爆炸，造成人员伤亡事故。

如果防雷设施不完善或失效，在雷雨天存在被雷击的危险。

## 2、高、低温的影响

抚顺年平均气温 6.8℃。年最高气温 37.7℃，极端最低气温-37.3℃。因夏季温度较高，故在项目实施过程中应该注意防暑降温。因冬季严寒，有可能导致设备、储存设施等冻坏。

## 3、降雨

抚顺区域内雨水相对较足，年平均降雨量 790.9mm，最大日降雨量 177.7mm，连续最大降雨量 225.7mm。暴雨在短时间内可能在装置区造成积水引发内涝。洪水可能造成厂内水淹、系统瘫痪，引发人员、财产损失。

## 4、地质的影响

根据《建筑抗震设计标准》（2024 年版）（GB/T 50011-2010），抚顺市抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度值为 0.10g，设计分组为第一组。

若发生超过建构筑物设计以上的地震等级，将导致储存设施破坏，造成危险化学品泄漏，遇点火源会发生火灾、爆炸事故，并造成人员中毒、窒息等。

## 5、水文的影响

石油二厂主厂区西邻东洲河，东洲河是浑河的重要支流之一，发源于抚顺县救兵乡高家店，流经东洲区，流域面积约 537km<sup>2</sup>，河流全长

58.5km，丰水期流量为  $15.13\text{m}^3/\text{s}$ ，枯水期流量为  $0.7\text{m}^3/\text{s}$ 。东洲河为季节性河流，该项目距离西侧东洲河 225m，丰水期时对建设项目有影响。

小结：从以上分析可知，该地区的自然条件对该项目会造成一定的影响，该项目要做好建构筑物的防雷设计和施工；建构筑物的设计和施工要充分考虑暴雨、地震的影响；在生产活动中采取防高温和防雨措施，使自然条件对建设项目的影影响降低到最小程度。



## 7 主要技术、工艺和装置、设备、设施及其安全可靠

### 7.1 主要技术、工艺或者方式和装置、设备、设施的安全可靠性

#### 7.1.1 工艺技术可靠性

常减压装置原设计采用电脱盐→初馏→常压蒸馏→减压蒸馏的工艺流程，本次改造保持此工艺流程不变。该项目主要在原装置基础上进行升级改造，仍采用成熟的常减压蒸馏工艺技术，国内有多套成功设计和改造的装置，工艺技术风险很小。常减压装置改造拟采用先进工艺技术和设备，提高装置的综合技术水平，使装置在产品收率、产品质量、长周期运转和灵活性等诸多方面均达到先进水平。

原蒸馏装置已设置分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、气体检测报警系统（GDS）等控制系统，其控制设备布置在已建蒸馏装置现场机柜室内，操作设备布置在已建全厂中心控制室内。该项目利旧装置现有 DCS 系统、GDS 系统，对原系统进行扩容改造。

#### 7.1.3 小结

该项目拟采用的主要工艺、技术方案适合企业发展现状，已设分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、气体检测报警系统（GDS）等控制系统等，增大了安全性，所采用的主要技术已经成熟可靠，安全性较高；所涉生产设备拟选用国内外常用或定型的生产设备，生产运行稳定，可靠性较高。

该项目拟选的工艺技术不属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》规定的限制类或淘汰类；所涉工艺技术、设备设施未列入《国家安全监管总局关于印发淘汰落后安全技术装备目录（2015 年第一批）

的通知》(安监总科技[2015]75号)、《国家安全监管总局关于印发淘汰落后安全技术工艺、装备目录(2016年)的通知》(安监总科技[2016]137号)、《应急管理部办公厅关于印发〈淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录(第一批)〉的通知》(应急厅〔2020〕38号)、《淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录(第二批)》(应急厅 2024 年 86 号)淘汰落后安全技术装备。

## 7.2 主要装置、设备或者设施与危险化学品生产或者储存过程的匹配情况

该建设项目为产品结构调整适应性改造项目,主要更新及新增部分换热设备及机泵,装置加工规模保持不变,仍为 800 万吨/年(操作时数 8400 小时),操作弹性 60%~120%。原主要装置、设备与危险化学品生产、储存过程相匹配,能够满足项目的要求。

## 7.3 拟为生产或者储存过程配套和辅助工程分析

该项目配套和辅助工程的需求和供应情况,见表 7.3-1。

表 7.3-1 配套和辅助工程的需求和供应情况统计表

序号	名称	需求情况	供应情况
1	给排水	该项目实施对给排水系统无影响，依托原设施。	该项目实施对给排水系统无影响，依托原设施。石油二厂现有南循环水场、北循环水场、中心空压站循环水场 3 座水场，分别为石油一厂、石油二厂装置设施供给循环水。3 座循环水场的供水能力 52500m <sup>3</sup> /h，石油一厂、石油二厂循环水用量 40124m <sup>3</sup> /h，余量为 12376 m <sup>3</sup> /h。
2	消防	该项目为抚顺石化公司常减压装置内局部改造，大部分消防设施可依托厂区及装置现有设施。	<p>该项目为抚顺石化公司常减压装置内局部改造，大部分消防设施可依托厂区及装置现有设施。该项目所涉及的原料、产品及工艺流程均未改变，原装置主要消防设施可满足改造后要求，新增和改造部分根据规范要求进行完善。</p> <p>增加 4 具 MF/ABC 灭火器对新增的机泵进行保护；不凝气水环泵厂房向北扩 8 米后，增加 2 具 MF/ABC 灭火器对初常顶不凝气水环泵进行保护；原油罐区泵房扩建后面积超过 300m<sup>2</sup>，泵房内增加室内消防栓系统。设置 2 套 SN65 型室内消防栓对泵房进行保护。</p> <p>该项目消防用水最大流量为 500L/s (1800m<sup>3</sup>/h)，消防用水量为 5220m<sup>3</sup>。厂区现有消防系统最大供水能力为 600L/s，消防水储量 8000m<sup>3</sup>，可满足消防需要。</p>
3	供配电	本工程为改造项目，新增中低压用电负荷约为 703kW，年耗电量约为 590.5×10 <sup>4</sup> kW·h，其中常减压装置新增用电负荷约为 418kW，年耗电量约为 351.1×10 <sup>4</sup> kW·h，原油罐区新增用电负荷约为 285kW，年耗电量约为 239.4×10 <sup>4</sup> kW·h。	电源引自蒸馏一变电所，变电所两路 6kV 电源引自区域变电所 5#系统，变电所分为 I 段和 II 段，当任一回路供电电源线路中断供电时，另一回线路能满足全部一、二级负荷供电要求。变电所设有 4 台 6/0.4kV 的变压器，构成单母线分段接线形式，分列运行，母联自投。变电所裕量满足本工程新增用电负荷的需求。
4	供热、化学水、除氧水、除盐水	该项目实施对装置蒸汽、化学水、除氧水、除盐水等均无影响。	该项目实施对装置蒸汽系统均无影响，均依托原设施。该项目实施对装置化学水、除氧水、除盐水等均无影响，均可依托原设施。
5	采暖、通风及空调	初常顶不凝气水环泵厂房和原油泵厂房需设置采暖设备和通风设备。	初常顶不凝气水环泵厂房和原油泵厂房设置采暖设备。不凝气水环泵厂房采用散热器热水采暖。采暖热媒采用 95~70℃的热水，采用双管上供上回式热水采暖系统。不凝气水环泵厂房设置防爆屋顶离心式排风机，换气次数为 8 次/小时，事故通风次数附加 12 次/小时。原油泵房设置防爆边墙式排风机，换气次数为 8 次/小时，事故通风次数附加 12 次/小时。通风设备就地控制，应与室内火灾报警系统，当火灾系统报警信号动作时，应

序号	名称	需求情况	供应情况
			自动切断通风设备的电源。风机应与室内的燃气探测器联锁，当气体探测器报警时，所有风机自动启动。
6	供氮	本次改造无新增氮气用量	厂内所需氮气由东部石化厂区供氮系统提供，东部石化厂区供氮系统供氮气源有两个：烯烃厂和乙烯厂两套空分设计氮气产量共 30000Nm <sup>3</sup> /h（烯烃厂 18000Nm <sup>3</sup> /h，乙烯厂 12000Nm <sup>3</sup> /h），已使用 27700Nm <sup>3</sup> /h，余量 2300Nm <sup>3</sup> /h，原有氮气可满足需求。
7	供风	该项目新增仪表风耗气量约为 5Nm <sup>3</sup> /h。	石油二厂空压站空压机目前实际供风能力 1140Nm <sup>3</sup> /min，经过干燥和净化工序出风能力减少 10%，可供出风量 1026Nm <sup>3</sup> /min，系统风压控制指标为 0.58MPa 至 0.7MPa。目前实际用风量 939.7Nm <sup>3</sup> /min，富余供风能力为 86.3Nm <sup>3</sup> /min。该项目新增仪表风耗气量约为 5Nm <sup>3</sup> /h，现有空压站的规模能满足该项目的需要，无需扩建。净化风及非净化风管线均可依托装置内现有管道。

小结：该项目配套与辅助工程的供应量均可以满足生产装置的需求量，匹配情况较好。

**力康咨询**  
LIKANG CONSULTING

## 8 安全对策与建议

### 8.1 可研中提出的安全对策措施

#### 1、平面布置安全对策措施

1) 装置区内平面布置，符合《石油化工企业设计防火标准》（2018年版）（GB50160-2008）等标准规范的要求。

2) 设备间距满足消防和安全要求，并设有防火通道和安全疏散梯等安全防护设施。装置四周设有环形消防通道，消防道路及检修通道与全厂性道路相顺接，路面采用水泥混凝土结构型式，交通便利，运输、消防方便，满足安全要求。

#### 2、建构筑物

1) 风荷载体形系数按照荷载规范及相关规范中的相关条款执行；风压高度变化系数按照荷载规范相关条款执行；地面粗糙度为 B 类；

2) 本工程主要建、构筑物的主结构设计使用年限为 50 年。抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度值为 0.10g，设计地震分组为第一组。拟建建筑场地类别为 II 类。

3) 抗震设防分类：根据《石油化工建(构)筑物抗震设防分类标准》（GB50453-2008）和《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008）确定。

4) 混凝土结构根据工艺要求和地基土、地下水的腐蚀程度进行防腐处理，按照《工业建筑防腐蚀设计标准》GB/T50046-2018 中相关规定执行。

5) 钢构件防腐按照《工业建筑防腐蚀设计标准》GB/T50046-2018、

《涂覆涂料前钢材表面处理表面清洁度的目视评定第 1 部分：未涂覆过的钢材表面和全面清除原有涂层后的钢材表面的锈蚀等级和处理等级》GB/T 8923.1-2011 等有关规定执行。

6) 构筑物钢结构的耐火极限、耐火涂层设置范围按《石油化工企业设计防火标准(2018 年版)》GB50160 和《石油化工钢结构防火保护技术规范》SH3137 中相关规定执行。

### 3、工艺和设备的安全措施

1) 正常工况下的危险物料的安全控制：对危险物料的安全控制是防火防爆最有效的措施之一。装置在正常生产状况下，从原料输入，到工艺装置加工，直至产品输出，所有可燃物料始终密闭在各类设备和管道中。各个连结处采用可靠的密封措施，确保在误操作或非正常工况下对危险物料的安全控制。

2) 对于在事故工况下可能处于真空状态下的设备，采用可承受全真空的设备。

3) 生产装置、设备大部分露天布置，保证有良好的通风条件和泄压条件。

4) 为确保装置开停工及检修的安全，在有关设备和管道上设置固定或半固定式吹扫接头，在进出装置边界管道上设置切断阀和盲板。

### 4、自动控制、仪表安全措施

1) 设置分散控制系统 DCS，完成对生产过程的监控。装置工艺参数在 DCS 上进行显示、调节、记录、报警，机泵的运行状态在 DCS 上进行显示。

2) 控制系统通过不间断供电系统 (UPS) 供电。当外供电中断时, 不间断供电时间不少于 30 分钟。UPS 冗余配置。UPS 本身具有静态旁路, 当 UPS 本身故障时能够自动切换到市电供电。UPS 具有稳压、滤波、稳频功能, 提高了电源的品质, 为仪表正常工作提供前提条件。

## 5、电气安全措施

本工程在生产过程中的突然停电可能导致人身伤亡、设备损坏等, 因而要求保持高度的生产过程连续性、安全可靠性和稳定性, 装置用电负荷为三级负荷, 做好防雷、防静电设计即可。

## 5、防中毒和窒息

### 1) 防硫化氢中毒

对装置中的含硫化氢气体、含硫污水以及含硫油品等物流的整个处理过程全部密闭进行, 装置工作环境中的硫化氢气体浓度低于  $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。为防止硫化氢气体中毒, 除采取必要的密封措施外, 在有可能有硫化氢泄漏的设备附近设硫化氢气体检测器, 硫化氢检测器的信号同时显示在检测器和中心控制室内。

在操作员工进入有可能泄漏高浓度硫化氢的区域时, 要携带便携式硫化氢检测器, 以便发生泄漏事故时员工及时发现, 以便于安全撤离。此外, 在有可能泄漏高浓度硫化氢的装置配备有空气呼吸器, 在发生泄漏事故时员工可进入高浓度区域中进行救护及紧急控制操作。

设备检修和事故处理时, 操作人员在吹扫后, 配戴防毒用具, 并按安全规定进行。

为防止硫化氢泄漏造成人身伤害, 在设计、采购各个环节保证防火

设备的可靠性。

## 2) 防油气

装置生产是密闭操作，所有连接处均有安全密封措施，在易泄漏处按规范设置可燃气体报警仪。合理布置采样点，所有采样均选用密闭采样器，废样品有回收措施。

## 3) 防氮气窒息

氮气的防护措施主要有两个方面的考虑：一是在氮气管线的根部设置 8 字盲板，保证检维修或停工时彻底切断氮气供应；二是当使用氮气时，要穿防护服，配备空气呼吸器。如在装置反应器卸剂时，氮气环境下操作人员不但进行专门的训练，还要配备专门的防护用具；在作业现场设置专门的监护保障措施，随时监护操作人员的身体状况；周密制定作业人员发生事故后的急救预案。

## 7、防噪声措施

- 1) 操作人员现场巡检时佩带个人噪声防护用具。
- 2) 采用隔声和消声等措施使操作人员工作场所噪声水平满足要求。

## 8、防粉尘伤害措施

粉尘较多的岗位操作的人员，须穿上相应的防护服装，并配带防尘口罩，在设计中配备通风设施，并且现场附近设置洗眼器和安全淋浴，并充分考虑冬季防冻措施。

## 9、防振动

在设计中选用质量可靠、性能优良的转动设备，并采用加装减振垫等措施减小转动设备的振动。

## 10、防烫措施

由于存在高温生产介质，对高温设备如加热炉、塔器等外壳敷有隔热保温层，对生产中表面温度超过 60℃ 的有可能接触人的设备和管线均设防烫隔热层，对距离地面或操作平台高度在 2m 以内的设备及管线均设有防烫隔热保护；在距操作平台水平距离小于 0.75m 以内的设备和管线均设有隔热防烫保护设施，可保护操作员工的安全。高温介质的采样口，设置采样冷却器。

## 11、其他安全防护措施

1) 在需要经常操作、检修的设备和部位，设置操作平台、梯子、安全盖板和各种防护栏杆，以保证操作人员的人身安全。

2) 机泵等转动设备的转动裸露部位设防护罩，防止人员发生机械伤害。

3) 生产装置的卫生设施按《工业企业设计卫生标准》(GBZ 1-2010) 设置，根据装置的卫生特征，设相应的卫生用室。装置按接触物料的危害性设置防护用品专柜，配备相应的个人防护器材，如空气呼吸器、防毒面具、便携式可燃气体检测仪和防火服、化学安全防护眼镜、防护口罩等。装置内配备应急药箱，内有必要的急救用品，作为发生事故时急救之用，并建立全厂就职人员的职业健康档案。

## 8.2 本评价补充的安全对策措施

### 8.2.1 建设项目选址及总平面布置安全对策措施

1) 拟建项目与相邻工厂或设施的防火间距不应小于《石油化工企业设计防火标准》中表 4.1.9 条的规定。

2) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 4.2.1 条, 总平面应根据工厂的生产流程及各组成部分的生产特点和火灾危险性, 结合地形、风向等条件, 按功能分区集中布置。

3) 该项目总平面布置的防火间距不应小于《石油化工企业设计防火标准》中表 4.2.12 条的规定。设备、建筑物平面布置的防火间距, 除本标准另有规定外, 不应小于《石油化工企业设计防火标准》中表 5.2.1 的规定。

4) 根据《建筑设计防火规范(2018 年版)》GB50016-2014 第 3.6.2、3.6.4 条, 有爆炸危险的厂房应设置泄压设施。

5) 根据《建筑设计防火规范(2018 年版)》GB50016-2014 第 3.6.2、3.6.6 条, 散发较空气重的可燃气体、可燃蒸气的甲类厂房。应符合下列规定:

1 应采用不发火花的地面。采用绝缘材料作整体面层时, 应采取防静电措施。

6) 根据《建筑设计防火规范(2018 年版)》第 3.2.1 条, 一、二级建构筑物中, 所有建筑构件都应为不燃烧体。耐火极限应符合表 3.2.1 的规定。

## 8.2.2 拟选择的主要技术、工艺或者方式和装置、设备、设施

### 8.2.2.1 工艺设备设施

(1) 根据《石油化工企业设计防火标准》(2018 年版) GB 50160-2008 第 5.1.1 条, 工艺设备(以下简称设备)、管道和构件的材料应符合下列规定:

1) 设备本体（不含衬里）及其基础，管道（不含衬里）及其支、吊架和基础应采用不燃烧材料，但储罐底板垫层可采用沥青砂；

2) 设备和管道的保温层应采用不燃烧材料，当设备和管道的保冷层采用阻燃型泡沫塑料制品时，其氧指数不应小于 30；

3) 建筑物的构件耐火极限应符合《建筑设计防火规范》(GB 50016) 的有关规定。

(2) 根据《石油化工企业设计防火标准》(2018 年版) GB 50160-2008 第 5.1.2 条，设备和管道应根据其内部物料的火灾危险性和操作条件，设置相应的仪表、自动联锁保护系统或紧急停车措施。

(3) 根据《石油化工企业设计防火标准》(2018 年版) GB50160-2008 第 5.1.3 条，在使用或产生甲类气体或甲、乙 A 类液体的工艺装置、系统单元和储运设施区内，应按区域控制和重点控制相结合的原则，设置可燃气体报警系统。

(4) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 5.3.3 条的规定，液化烃泵、可燃液体泵在泵房内布置时，应符合下列规定：

1 液化烃泵、操作温度等于或高于自燃点的可燃液体泵、操作温度低于自燃点的可燃液体泵应分别布置在不同房间内，各房间之间的隔墙应为防火墙；

2 操作温度等于或高于自燃点的可燃液体泵房的门窗与操作温度低于自燃点的甲 B、乙、类液体泵房的门窗或液化烃泵房的门窗的距离不应小于 4.5m；

3 甲、乙类液体泵房的地面不宜设地坑或地沟，泵房内应有防止可

燃气体积聚的措施；

(5) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 5.5.1 条的规定，在非正常条件下，可能超压的下列设备应设安全阀：

- 1 顶部最高操作压力大于等于 0.1MPa 的压力容器；
- 2 可燃气体或液体受热膨胀，可能超过设计压力的设备；

(6) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 5.6.1 条，下列承重钢结构，应采取耐火保护措施：

- 1 单个容积等于或大于  $5\text{m}^3$  的甲、乙<sub>A</sub>类液体设备的承重钢构架、支架、裙座；
- 2 操作温度等于或高于自燃点的单个容积等于或大于  $5\text{m}^3$  的乙<sub>B</sub>、丙类液体设备承重钢构架、支架、裙座；
- 3 在爆炸危险区范围内的钢管架；在爆炸危险区范围内的高径比等于或大于 8，且总重量等于或大于 25t 的非可燃介质设备的承重钢构架、支架和裙座。

(7) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 5.6.2 条，承重钢结构的下列部位应覆盖耐火层，覆盖耐火层的钢构件，其耐火极限不应低于 2h。

- a. 支承设备钢构架：
  - ① 单层构架的梁、柱；
  - ② 上部设有空气冷却器的构架的全部梁、柱及承重斜撑。
- b. 支承设备钢支架；
- c. 钢裙座外侧未保温部分及直径大于 1.2m 的裙座内侧；

d. 钢管架:

①底层支承管道的梁、柱；当底层低于 4.5m 时，地面上 4.5m 内的支承管道的梁、柱；

②上部设有空气冷却器的管架，其全部梁、柱及承重斜撑；

③下部设有液化烃或可燃液体泵的管架，地面上 10m 范围的梁、柱。

(8)根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》第 7.1.4.1 条，在满足工艺系统、设备的安全性和功能性的前提下，应减少设备密封、法兰连接及管道连接等易泄漏点。

(9)根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》第 7.1.4.2 条，设备、机泵、管道、管件等易于发生物料泄漏的部位应采取可靠的密封方式。设备和管线的排放口、采样口的排放阀处宜采取加装盲板、双阀等措施。

### 8.2.2.2 管道

1) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 7.1.1 条，工艺管道宜地上敷设；沿地面或低支架敷设的管道不应环绕工艺装置或罐组布置，并不应妨碍消防车的通行。

2) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 7.1.2、7.2.4 条，管道及其桁架跨越厂内道路的净空高度不应小于 5m。可燃液体管道应架空或沿地敷设，在跨越道路时管道上不应设置阀门及易发生泄漏的管道附件。

3) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 7.1.3、7.2.4 条，可燃

液体的管道必须采用管沟敷设时，应采取防止可燃气体和可燃液体在管沟内积聚的措施，并在进、出装置及厂房处密封隔断；管沟内的污水应经水封井排入生产污水管道。管道横穿道路时应敷设在管涵或套管内。并采取防止可燃气体窜入和积聚在管涵或套管内的措施。

4) 根据《石油化工企业设计防火规范》第 7.1.4 条的规定，永久性的地上、地下管道不得穿越或跨越与其无关的工艺装置、系统单元或储罐组；在跨越罐区泵房的可燃气体和可燃液体的管道上不应设置阀门及易发生泄漏的管道附件。

5) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 7.1.6 条，各种工艺管道及可燃液体的污水管道不应沿道路敷设在路面下或路肩上下。

6) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 7.2.1 条，可燃气体、液化烃和可燃液体的金属管道除需要采用法兰连接外均应采用焊接连接。公称直径等于或小于 25mm 的金属管道和阀门采用锥管螺纹连接时，除能产生缝隙腐蚀的介质管道外，应在螺纹处采用密封焊。

7) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 7.2.2 条，可燃气体管道不得穿过与其无关的建筑物。

8) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 7.2.5 条，工艺和公用工程管道共架多层敷设时宜将介质操作温度等于或高于 250℃ 的管道布置在上层，腐蚀性介质管道布置在下层；必须布置在下层的介质操作温度等于或高于 250℃ 的管道可布置在外侧。

9) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 7.2.9 条，甲、乙 A 类设备和管道应有惰性气体置换设施。

10) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 7.2.11 条, 离心式可燃气体压缩机和可燃液体泵应在其出口管道上安装止回阀。

11) 根据《石油化工企业设计防火标准》第 7.2.18 条, 可燃液体管道不得采用非金属软管连接。

12) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 8.1.7 条, 布置管道时应合理规划操作人行通道及维修通道。操作人行通道的宽度不宜小于 0.8 米。

13) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 8.1.8 条, 两根平行布置的管道任何突出部位至另一管子或突出部或隔热层外壁的净距不宜小于 25mm, 裸管的管壁与管壁间净距不宜小于 50mm, 在热冷位移后隔热层外壁不应相碰。

14) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 8.1.11 条, 在道路上方的管道不应安装阀门、法兰、螺纹接头及带有填料的补偿器等可能泄漏的组成件。

15) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 8.1.16 条, 布置管道应留有转动设备维修、操作及消防车道等所需空间。

16) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 8.1.20 条, 蒸汽管道或可凝性气体管道的支管宜从主管的上方相接。蒸汽冷凝液支管应从收回总管的上方接入。

17) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 8.1.21 条, 管道布置时应留出试生产施工吹扫等所需的临时接口。

18) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 8.1.31 条, 所有安全阀、减压阀及控制阀的位置, 应便于调整及维修, 并留有抽出阀芯的空间, 当位置过高时, 应设置平台。所有手动阀门应布置在便于操作的高度范围内。

19) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 8.1.36、37 条, 管道的高点与低点均应分别备有排气口与排液口, 并位于容易接近的地方。高点排气管的公称直径最小应为 15mm, 低点排液管的公称直径最小应为 20mm。

20) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 10.2.1 条, 支架位置和型式, 应符合管道布置情况和管道柔性计算的要求。可选用有效的包括特殊型式的支架, 控制管道位移和防止管道振动。

21) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 10.2.2 条, 装有膨胀节的管道, 固定架、导向架和限位架等的设置应符合产品特性及使用要求。

22) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 10.3.1 条, 支架的设计应承受管道承受的静载荷, 包括固定荷载及活荷载。活荷载应包括输送流体重力或试验用的流体重力、冰、雪重力及其他活动的临时荷载等。固定荷载应包括管道组成件、隔热材料以及由管道支撑的其他永久性荷载; 应承受在管道运行期间可能产生变化的下列荷载: ①管道热胀冷缩和其他位移产生的作用力和力矩; ②弹簧支吊架向刚性支吊架或固定支架的转移荷载; ③压力不平衡式的波纹

膨胀节或填函式补偿器等的内压作用力及弹性力；④活动支吊架的摩擦力。

23) 根据《工业金属管道设计规范(2008 年版)》(GB 50316-2000) 第 12.3.2 条, 管道的外表面防锈, 一般采用涂漆, 涂层类别应能耐环境大气的腐蚀。

24) 根据《化工企业总图运输设计规范》(GB 50489-2009) 第 7.1.4 条, 所建管线不得穿越与其无关的建筑物、构筑物、生产装置、辅助生产及仓储设施等。

25) 根据《工业企业总平面设计规范》(GB 50187-2012) 第 6.6.1 条, 在厂内架空敷设的输送管道不应妨碍建筑物自然采光及通风; 沿地面敷设时, 不应影响交通。

### 8.2.3 拟为危险化学品生产或者储存过程配套和辅助工程

#### 8.2.3.1 供配电

(1) 根据《低压配电设计规范》第 3.1.9 和 3.1.10 条, 功能性开关电器可采用下列电器: ①开关; ②半导体开关电器; ③断路器; ④接触器; ⑤继电器; ⑥16A 及以下的插头和插座; ⑦隔离器、熔断器和连接片, 严禁作为功能性开关电器。

(2) 根据《石油化工企业设计防火标准(2018 年版)》第 9.1.4 条, 装置内的电缆沟应有防止可燃气体积聚或含有可燃液体的污水进入沟内的措施。电缆沟通入变配电所、控制室的墙洞处应填实、密封。

(3) 根据《低压配电设计规范》第 6.1 条, 配电线路应装设短路保护、过负载保护和接地故障保护, 作用于切断供电电源或发出报警信

号。

(4) 根据《低压配电设计规范》第 7.1.2 条, 配电线路的敷设环境, 应符合下列规定: 应避免由外部热源产生的热效应带来的损害; 应防止在使用过程中因水的侵入或因进入固体物带来的损害; 应防止外部的机械性损害; 在有大量灰尘的场所, 应避免由于灰尘聚集在布线上对散热带来的影响; 应避免由于强烈日光辐射带来的损害; 应避免腐蚀或污染物存在的场所对布线系统带来的损害; 应避免有植物和(或)霉菌衍生存在的场所对布线系统带来的损害; 应避免有动物的情况对布线系统带来的损害。

(5) 根据《低压配电设计规范》第 7.6.3 条, 电缆在屋内、电缆沟、电缆隧道和电气竖井内明敷时, 不应采用易燃的外保护层。

(6) 根据《低压配电设计规范》第 7.6.4 条, 电缆不应在有易燃、易爆及可燃的气体管道或液体管道的隧道或沟道内敷设。当受条件限制需要在这类隧道或沟道内敷设电缆时, 应采取防爆、防火的措施。

(7) 根据《低压配电设计规范》第 7.6.6 条, 支承电缆的构架, 采用钢制材料时, 应采取热镀锌或其他防腐措施; 在有较严重腐蚀的环境中, 应采取相适应的防腐措施。

(8) 根据《低压配电设计规范》第 7.6.24 条, 电缆隧道和电缆沟应采取防水措施, 其底部排水沟的坡度不应小于 0.5%, 并应设置水坑, 积水可经集水坑用泵排出。当有条件时, 积水可直接排入下水道。

### 8.2.3.2 电气防爆

(1) 爆炸危险区域的划分, 该项目绝大多数释放源为第二级释放

源，可划为爆炸危险环境 2 区，应满足《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058-2014 附录 B 的要求。

(2) 该项目爆炸危险区域的电气系统应满足《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058-2014 有关要求。电气和仪表均应按照《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058-2014 规定选用。防爆动力配电箱、防爆检修电源箱、防爆照明配电箱、防爆 LED 灯、防爆插销等电气设备的级别和组别应满足要求。本工程的介质主要为原油、石脑油、分子筛料、柴油、蜡油、润滑油馏分油、减压渣油，其爆炸性气体混合物的最高级别与组别为 IIAT3 和 IICT3，位于爆炸危险区域内的电气设备，应根据其爆炸性气体混合物的级别与组别选择相应防爆、防护、防腐等级的电气设备。

(3) 根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》第 5.3.3 条，除本质安全电路外，爆炸性环境的电气线路和设备应装设过载、短路和接地保护，不可能产生过载的电气设备可不装设过载保护。爆炸性环境的电动机除按照相关规范要求装设必要的保护之外，均应装设断相保护。如果电气设备的自动断电可能引起比引燃危险造成的危险更大时，应采用报警装置代替自动断电装置。

(4) 根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》第 5.3.4 条，紧急情况下，在危险场所外合适的地点或位置应采取一种或多种措施对危险场所设备断电。连续运行的设备不应包括在紧急断电回路中，而应安装在单独的回路上，防止附加危险产生。

(5) 根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》第 5.3.5 条，变电

所、配电所（包括配电室，下同）和控制室应布置在爆炸性环境以外，当为正压室时，可布置在 1 区、2 区内；位于爆炸危险区附加 2 区的变电所、配电所和控制室的电气和仪表的设备层地面，应高出室外地面 0.6m。

（6）根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》第 5.4.1 条，在爆炸性环境中，低压电力、照明线路采用的绝缘导线和电缆的额定电压应高于或等于工作电压，且  $U_0/U$  不应低于工作电压。中性线的额定电压应与相线电压相等，并应在同一护套或保护管内敷设；在爆炸危险区内，除在配电盘、接线箱或采用金属导管配线系统内，无护套的电线不应作为供配电线路；在 1 区内应采用铜芯电缆；除本安型电路外，在 2 区内宜采用铜芯电缆，当采用铝芯电缆时，其截面不得小于  $16 \text{ mm}^2$ ，且与电气设备的连接应采用铜—铝过渡接头。

（7）根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》第 5.4.3 条，爆炸性气体环境电气线路的设计和安装应符合下列要求：①电气线路应在爆炸危险性较小的环境或远离释放源的地方敷设；②敷设电气线路的沟道、电缆或钢管，所穿过的不同区域之间墙或楼板处的孔洞，应采用非燃性材料严密堵塞；③当电气线路沿输送易燃气体或液体的管道栈桥敷设时，应沿危险程度较低的管道一侧；④在爆炸性气体环境中，低压电力、照明线路用的绝缘导线和电缆的额定电压，必须不低于工作电压，且不应低于 500V。工作中性线的绝缘的额定电压应与相线电压相等，并应在同一护套或管子内敷设；⑤爆炸性气体环境中钢管配线的电气线路应做好隔离密封。⑥在 1 区内电缆线路严禁有中间接头，在 2 区

内不应有中直接头。⑦架空电力线路不得跨越爆炸性气体环境，架空线路与爆炸性气体环境的水平距离不应小于杆塔高度的 1.5 倍。

(8) 根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》第 5.5.1 条，爆炸性环境电力系统接地设计时，1000 V 交流/1500 V 直流以下的 TN 系统应采用 TN-S 系统。

(9) 根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》第 5.5.2 条，爆炸性气体环境中应设置等电位联结，所有裸露的装置外部可导电部件应接入等电位系统。

(10) 根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》第 5.5.3 条，在爆炸危险环境中，设备的外露可导电部分应可靠接地。爆炸危险环境 1 区的所有设备及爆炸性环境 2 区除照明灯具以外的其他设备应采用专用的接地线。

(11) 根据《危险场所电气防爆安全规范》AQ 3009-2007 第 6.1.1.3 条，爆炸危险环境电缆应采用铜芯，在架空桥架上敷设时应采用绝缘或护套为不燃材料电缆。电缆应套钢管，钢管采用低压流体输送镀锌焊接钢管，不应采用绝缘导线或塑料管明设。

(12) 根据《危险场所电气防爆安全规范》AQ 3009-2007 第 6.1.1.4 条，电气设备的金属外壳、金属构架、金属配线管及其配件、电缆保护管、电缆的金属护套等非带电的裸露金属部分均应接地。爆炸危险场所除 2 区内照明灯具以外所有的电气设备，应采用专用接地线；宜采用多股软绞线，其铜芯截面积不得小于  $4\text{mm}^2$ 。接地干线应在爆炸危险区域不同方向不少于两处与接地体连接。

(13) 根据《危险场所电气防爆安全规范》AQ 3009-2007 第 6.1.1.2.4 条, 电缆穿过不同区域应采取下列隔离措施: 1) 两区域交接电缆沟内应采取分段充砂、填阻火堵料或加防火隔墙等措施; 2) 电缆通过与相邻区域共有的隔墙、地坪及易受机械损伤处, 均应加以保护; 留下的孔洞应严密堵塞; 3) 电缆在区域界面(隔墙、地坪)有保护管的, 须在保护管两端用阻火堵料严密堵塞、填塞深度不得小于管子内径, 且不得小于 40 mm。

### 8.2.3.3 防雷

(1) 该项目建筑物、构筑物的防雷分类及防雷措施, 应按现行国家标准《建筑物防雷设计规范》的有关规定执行。按国家标准《建筑物防雷设计规范 GB 50057》第 3.0.3 条, 拟扩建泵房为第二类防雷建筑物。

(2) 根据《建筑物防雷设计规范》第 4.1.1 条, 新建建筑物应设防直击雷的外部防雷装置, 并应采取防闪电电涌侵入的措施。

(3) 根据《建筑物防雷设计规范》第 4.1.2 条, 新建建筑物应设内部防雷装置, 建筑物地面层处的建筑物金属体、金属装置、建筑物内系统、进出建筑物的金属管线应与防雷装置做防雷等电位连接。

(4) 根据《建筑物防雷设计规范》第 4.3.1 条, 第二类防雷建筑物外部的防雷措施, 宜采用装设在建筑物上的接闪网、接闪带或接闪杆。也可采用由接闪网、接闪带或接闪杆混合组成的接闪器。接闪网、接闪带应沿屋角、屋脊、屋檐和檐角等易受雷击的部位敷设, 并应在整个屋面组成不大于  $10\text{m} \times 10\text{m}$  或  $12\text{m} \times 8\text{m}$  的网格; 当建筑物高度超过 45m 时,

首先应沿屋顶周边敷设接闪带，接闪带应设在沿外墙外表面或屋檐边垂直面上，也可设在外墙外表面或屋檐边垂直面外。接闪器之间应相互连接。

(5) 根据《建筑物防雷设计规范》第 4.3.3 条，第二类防雷建筑物的专设引下线不应少于 2 根，并应沿建筑物四周和内庭院四周均匀对称布置，其间距沿周长计算不宜大于 18 m。当建筑物的跨度较大，无法在跨距中间设引下线，应在跨距两端设引下线并减小其他引下线的间距，专设引下线的平均间距不应大于 18m。

(6) 根据《建筑物防雷设计规范》第 4.5.6 条，在建筑物引下线附近保护人身安全采取的防接触电压措施，应符合下列规定：

①利用建筑物金属构架和建筑物互相连接的钢筋在电气上是贯通且不少于 10 根柱子组成的自然引下线，作为自然引下线的柱子包括位于建筑物四周和建筑物内的。

②引下线 3m 范围内地表层的电阻率不小于  $50\text{k}\Omega\text{m}$ ，或敷设 5cm 厚沥青层或 15cm 厚砾石层。

③外露引下线，其距地面 2.7m 以下的导体用耐  $1.2/50\mu\text{s}$  冲击电压 100kV 的绝缘层隔离，或用至少 3mm 厚的交联聚乙烯层隔离。

④用护栏、警告牌使接触引下线的可能性降至最低限度。

(7) 根据《建筑物防雷设计规范》第 4.5.8 条，在独立接闪杆、架空接闪线、架空接闪网的支柱上，严禁悬挂电话线、广播线、电视接收天线及低压架空线等。

(8) 依据《化工企业安全卫生设计规范》第 4.3.3 条，有火灾爆

炸危险的化工装置、露天设备、储罐、电气设施和建（构）筑物应设计防直击雷装置，并应采取防止雷电感应的措施。

（9）依据《化工企业安全卫生设计规范》第 4.3.4 条，具有易燃易爆气体生产装置和储罐以及排放易燃易爆气体的排气筒的避雷设计，避雷针应高于气体排放时所形成的爆炸危险范围。

（10）依据《化工企业安全卫生设计规范》第 4.3.5 条，平行布置的间距小于 100 mm 金属管道或交叉距离小于 100 mm 的金属管道，应设计防雷电感应装置，防雷电感应装置可与防静电装置联合设置。

（11）依据《化工企业安全卫生设计规范》第 4.3.6 条，化工装置的架空管道以及变配电装置和低压供电线路终端，应设计防雷电波侵入的防护措施。

（12）根据《石油化工装置防雷设计规范》第 5.4.1、5.4.2 条，机器设备和电气设备应位于防雷保护范围内以避免遭受直击雷。机器设备和电动机安装在同一个金属底板上时，应将金属底板接地；安装在单独混凝土底座上或位于其他低导电材料制作的单独底板上时，应将二者用接地线连接在一起并接地。

（13）根据《石油化工装置防雷设计规范》第 5.8.1、5.8.2 条，钢框架、管架应通过立柱与接地装置相连，其连接应采用接地连接件，连接件应焊接在立柱上高出地面不低于 450mm 的地方，接地点间距不应大于 18m。每组框架、管架的接地点不应少于 2 处。混凝土框架及管架上的爬梯、电缆支架、栏杆等钢制构件，应与接地装置直接连接或通过其他接地连接件进行连接，接地间距不应大于 18m。

(14) 根据《石油化工仪表系统防雷设计规范》第 6.4 条, 仪表交流电源配电应采用 TN-S 系统的接地方式。仪表的保护(安全)接地系统可以重复接地。

(15) 根据《石油化工仪表系统防雷设计规范》第 6.7 条, 接地干线及引向室外接地装置的连接导体应设置明显的标记。通向室外接地装置的连接点或与电气接地的连接点应设置明显的标记。

(16) 根据《石油化工仪表系统防雷设计规范》第 7.4.1 条, 室内仪表控制系统应设置电涌保护器。

#### 8.2.3.4 防静电

(1) 根据《防止静电事故通用导则》第 6.1.2 条, 所有属于静电导体的物体必须接地。对金属物体应采用金属导体与大地做导通性连接, 对金属以外的静电导体及亚导体则应作间接接地。静电导体与大地之间的总泄漏电阻值在通常情况下均不应大于  $1 \times 10^6$  欧姆。每组专设的静电接地体的接地电阻值不应大于 100 欧姆。生产工艺设备应采用静电导体或静电亚导体, 避免采用静电非导体。

(2) 根据《防止静电事故通用导则》第 6.1.3 条, 带电体应进行局部或全部静电屏蔽, 或利用各种形式的金属网, 减少静电的积聚。同时屏蔽体或金属网应可靠接地。

(3) 根据《防止静电事故通用导则》(GB 12158-2006) 第 6.1.10 条, 应使用静电消除器迅速中和静电。静电消除器是利用外部设备或装置产生需要的正或负电荷以消除带电体上的电荷。静电消除器原则上应安装在带电体接近最高电位的部位。

(4) 根据《防止静电事故通用导则》第 6.2.3 条，防静电接地线不得利用电源零线、不得与防直击雷地线共用。

(5) 根据《防止静电事故通用导则》第 6.2.4 条，在进行间接接地时，可在金属导体与非金属静电导体或静电亚导体之间，加设金属箔，或涂导电性涂料或导电膏以减少接触电阻。

(6) 根据《化工企业安全卫生设计规范》第 4.2.4 条，化工装置在爆炸、火灾危险场所可能产生静电的金属设备、管道等应设置静电接地，不允许设备及设备内部件有与地相绝缘的金属体。

(7) 根据《化工企业安全卫生设计规范》第 4.2.10 条，重点防火、防爆作业区的入口处，应设计人体导除静电装置。建议采用本安型人体消除静电器装置。

(8) 根据《化工企业静电接地设计规程》HG/T 20675-1990 第 2.4.1 条，应在设备、管道的一定位置上，设置专用的接地连接端头作为静电接地的连接点。

(9) 根据《石油化工企业设计防火标准（2018 年版）》第 9.3.3 条，可燃气体、可燃液体的管道在进出装置或设施处、爆炸危险场所的边界、管道泵及泵入口永久过滤器、缓冲器等下列部位应设静电接地设施。

(10) 根据《石油化工静电接地设计规范》第 4.1.2 条，直径大于或等于 2.5 m 的及容积大于或等于 50 m<sup>3</sup> 的设备，其接地点不应少于两处，接地点应沿设备外围均匀布置，其间距不应大于 30 m。

#### 8.2.3.5 自动控制系统

## 1、控制系统

(1)根据《石油化工自动化仪表选型设计规范》(SH/T 3005-2016)第 4.1 条,仪表选型应依据工艺要求的操作条件、设计条件、精确度等级、工艺介质特性、检测点环境、配管材料等级规定及安全环保等因素确定,并满足工程项目对仪表选型的总技术水平要求。仪表选型应安全可靠、技术先进、经济合理。

(2)根据《石油化工自动化仪表选型设计规范》(SH/T 3005-2016)第 4.2 条,仪表选型在性能要求上应根据测量用途、测量范围、范围度、精确度、灵敏度、分辨率、重复性、线性度、可调比、死区、永久压损、输出信号特性、响应时间、控制系统要求、安全系统要求、防火要求、环保要求、节能要求、可靠性及经济性等因素来综合考虑。

(3)根据《石油化工自动化仪表选型设计规范》(SH/T 3005-2016)第 4.3 条,设计选用的仪表应为经国家授权机构批准并取得制造许可证的合格产品,不得选用未经工业鉴定的研制仪表,除特殊要求外,仪表宜选用供货商的标准系列产品。

(4)根据《石油化工自动化仪表选型设计规范》(SH/T 3005-2016)第 4.3 条,在爆炸危险区内应用的电子式仪表应取很国家授权防爆认证机构颁发的《产品防爆合格证》;计量仪表应取得国家授权机构颁发的《制造计量器具许可证》或《计量器具型式批准证书》;属于消防电子产品的火灾、可燃气体检测及报警等仪表应取得公安部消防产品合格评定中心颁发的《中国国家强制性产品认证证书》或《产品型式认可证书》。

## 2、检测报警

(1) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 3.0.1 条, 在生产或使用可燃气体的生产设施及储存设施的区域内, 泄漏气体中可燃气体浓度可能达到报警设定值时, 应设置可燃气体探测器。

(2) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 3.0.2 条, 可燃气体的检测报警应采用两级报警。

(3) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 3.0.3 条, 可燃气体检测报警信号应送至有人值守的现场控制室、中心控制室等进行显示报警; 可燃气体二级报警信号、可燃气体检测报警系统报警控制单元的故障信号应送至消防控制室。

(4) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 3.0.4 条, 现场区域报警器宜根据装置占地的面积、设备及建构筑物的布置、释放源的理化性质和现场空气流动特点进行设置, 现场区域报警器可有声、光报警功能。

(5) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 3.0.5 条, 可燃气体探测器必须取得国家指定机构或其授权检验单位的计量器具型式批准证书、防爆合格证和消防产品型式检验报告。

(6) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 3.0.6 条, 需要设置可燃气体探测器的场所, 宜采用固定式探测器。

(7) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 3.0.8 条, 可燃气体检测报警系统应独立于其他系统单独设置。

(8) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 3.0.9 条, 可燃气体检测报警系统的气体探测器、报警控制单元、现场警报器等的供电负荷, 应按一级用电负荷中特别重要的负荷考虑, 宜采用 UPS 电源装置供电。

(9) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 4.1.3 条, 下列可燃气体释放源周围应布置检测点:

- ①液体泵的动密封;
- ②液体采样口和气体采样口;
- ③液体排液(水)口和放空口;
- ④经常拆卸的法兰和经常操作的阀门组。

(10) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 4.1.4 条, 检测可燃气体和有毒气体时, 探测器探头应靠近释放源, 且在气体、蒸气易于聚集的地点。

(11) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 4.1.5 条, 当生产设施及储运设施区域内世漏的可燃气体和有毒气体可能对周边环境安全有影响需要监测时, 应沿生产设施及储运设施区域周边按适宜的间隔布置可燃气体探测器或有毒气体, 或沿生产设施及储运设施区域周边设置线型气体探测器。

(12) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第 4.2.1 条, 释放源处于露天或敞开式厂房布置的设备区域内, 可燃气体探测器距其所覆盖范围内的任一释放源的水平距离不宜大于 10m。

(13) 根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》第

6.1.2 条,检测比空气重的可燃气体时,探测器的安装高度宜距地坪(或楼地板) 0.3m~0.6m。

(14)《仪表供电设计规范》第 7.1.3 条,化工生产装置自动化控制系统应设置不间断电源,可燃有毒气体检测报警系统应设置不间断电源,后备电池的供电时间不小于 30min。

(15)《仪表供气设计规范》(HG/T 20510-2014)第 3.0.1、3.0.2、3.0.3、4.3.1、4.3.2、4.3.3 条,仪表气源应符合下列要求:1.采用清洁、干燥的空气;2.仪表供气网压力低应报警,压力超低宜连锁;3.应设置备用气源。备用气源可采用备用空气压缩机、贮气罐。

### 8.2.3.6 消防

1)根据《消防给水及消火栓系统技术规范》第 7.4.2 条,室内消火栓的选用应符合下列要求:

①应采用 DN65 室内消火栓,并可与消防软管卷盘或轻便水龙设置在同一箱体内;

②应配置公称直径 65 有内衬里的消防水带,长度不宜超过 25.0m;消防软管卷盘应配置内径不小于  $\Phi 19$  的消防软管,其长度宜为 30.0m;轻便水龙应配置公称直径 25 有内衬里的消防水带长度宜为 30.0m;;

③宜配置当量喷嘴直径 16mm 或 19mm 的消防水枪,但当消火栓设计流量为 2.5L/s 时宜配置当量喷嘴直径 11mm 或 13mm 的消防水枪;消防软管卷盘和轻便水龙应配置当量喷嘴直径 6mm 的消防水枪。

2)根据《消防给水及消火栓系统技术规范》第 8.3.7 条,消防给水系统的室内外消火栓、阀门等设置位置,应设置永久性固定标识。

3) 根据《消防给水及消火栓系统技术规范》第 7.4.8 条, 室内消火栓栓口的安装高度应便于消防水龙带的连接和使用, 其距地面高度宜为 1.1m; 其出水方向应便于消防水带的敷设, 并宜与设置消火栓的墙面成 90 角或向下。

4) 根据《消防给水及消火栓系统技术规范》第 8.1.3 条, 向室外、室内环状消防给水管网供水的输水干管不应少于两条, 当其中一条发生故障时, 其余的输水干管应仍能满足消防给水设计流量。

5) 根据《石油化工企业设计防火标准(2018 年版)》第 8.9.1 条, 生产区内应设置灭火器。生产区内配置的灭火器宜选用干粉或泡沫灭火器, 控制室、机柜间、计算机室、电信站、化验室等宜设置气体型灭火器。

6) 根据《石油化工企业设计防火标准(2018 年版)》第 8.9.2 条, 生产区内设置的单个灭火器的规格宜按表 8.9.2 选用。

7) 根据《石油化工企业设计防火标准(2018 年版)》第 8.9.3 条, 工艺装置内手提式干粉型灭火器的选型及配置应符合下列规定: 1 扑救可燃气体、可燃液体火灾宜选用钠盐干粉灭火剂, 扑救可燃固体表面火灾应采用磷酸铵盐干粉灭火剂。2 甲类装置灭火器的最大保护距离不宜超过 9m。3 每一配置点的灭火器数量不应少于 2 个, 多层构架应分层配置; 4 危险的重要场所宜增设推车式灭火器。

8) 根据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140-2005 第 4.1.2 条, 在同一灭火器配置场所, 宜选用相同类型和操作方法的灭火器。当同一灭火器配置场所存在不同火灾种类时, 应选用通用型灭火器。

9) 根据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140-2005 第 5.1.1 条, 灭火器应设置在位置明显和便于取用的地点且不影响安全疏散。

10) 根据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140-2005 第 5.1.3 条, 灭火器应设置稳固, 其铭牌必须朝外。手提式灭火器宜设置在挂钩、托架上或灭火器箱内, 其顶部离地面高度应小于 1.50m。底部离地面高度不宜小于 0.08m。灭火箱上不得上锁。

11) 根据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140-2005 第 5.1.4 条, 灭火器不应设置在潮湿或强腐蚀性的地点, 当必须设置时, 应有相应的保护措施。设置在室外的灭火器, 应有相应的保护措施。

12) 根据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140-2005 第 5.1.5 条, 灭火器不得设置在超出其使用温度范围的地点。

13) 根据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140-2005 第 6.1 节, 一个计算单元内配置灭火器的数量不得少于 2 具。每个设置点的灭火器数量不宜多于 5 具。

14) 根据《建筑设计防火规范(2018 年版)》第 7.1.3 条, 建设项目在厂区内应设置消防车道。

15) 根据《石油化工企业设计防火标准(2018 年版)》第 4.3.4 条, 装置或联合装置应设环形消防车道。消防车道的路面宽度不应小于 6m, 路面内缘转弯半径不宜小于 12m, 路面上净空高度不应低于 5m。

### 8.2.3.7 其他

(1) 根据《化工企业安全卫生设计规范》HG 20571-2014 第 6.2.2 条, 化工装置区应设置永久性“严禁烟火”标志。

(2) 按《安全标志及其使用导则》GB 2894-2008、《化学品作业场所安全警示标识规范》AQ3047-2013 进行安全标志设置，凡容易发生事故或危及生命安全的场所和设备，以及需要提醒操作人员注意的地点，均应设置安全标志。

(3) 安全色应按《安全色》(GB 2893-2008) 选用。凡需要迅速发现并引起注意以防发生事故的场所、部位均应涂安全色。

(4) 根据《化工企业安全卫生设计规范》HG20571-2014 第 4.6.2 条，高速旋转或往复运动的机械零部件位置应设计可靠的防护设施、挡板或安全围栏。

(5) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021) 第 7.3.2.1 条，距坠落基准面高差超过 2m 且有坠落危险的操作、巡检和维修作业的场所，应设计扶梯、平台、栏杆等附属设施。

(6) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021) 第 7.3.2.2 条，扶梯、平台和栏杆的设计应符合 GB4053 的规定。

(7) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021) 第 7.3.3.1 条，高速旋转或往复运动的机械零部件位置应设计防护罩、挡板或安全围栏。

(8) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021) 第 7.3.3.2 条，以操作人员所在的平面为基准，高度在 2m 之内的传动带、转轴、传动链、联轴节等外露危险零部件及危险部位，应设置安全防护装置。

(9) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021)

第 7.3.3.3 条，操作人员可能触及的尖锐棱、角、突起的设备或设施，应设置可靠的防护装置和安全标识。

(10) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021) 第 7.3.3.4 条，跨越传动运输设备、皮带运输线的巡检路线应设计安全走道和跨越走道。

(11) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021) 第 7.3.4.2 条，楼面、平台或走道钢栏杆的下部应设置踢脚板，避免设备或工具坠落伤人。踢脚板的设计应符合 GB4053.3 的规定。

(12) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021) 第 7.3.5.1 条，表面温度在 60℃ 及以上的设备、管道，在下列范围内应设防烫隔热措施：a) 距地面或工作平面高度 2.1m 以内；b) 距操作平台或走道边缘 0.75m 以内；c) 当有热损失要求时，防烫隔热措施可采用护罩或挡板。

(13) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021) 第 8.8.2 条，现场视镜、就地仪表的位置应便于人员查看，安全标识应便于人员识别。

(14) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021) 第 8.8.3 条，需要人员现场操作的设施（包括高度和周围空间）应便于操作和检修。紧急情况需要现场操作的阀门或设施应设置固定操作平台或在地面上操作，且通道快捷。

(15) 根据《石油化工企业职业安全卫生设计规范》(SH/T3047-2021) 第 8.8.8 条，工作场所的地面应平坦、防滑、易清扫，避免设置

不必要的台阶、斜面、突起、凹陷。

(16) 应按照《呼吸防护用品的选择、使用与维护》(GB/T 18664-2002)、《化工企业劳动防护用品选用及配备》(AQ/T 3048-2013)、《个体防护装备配备规范 第 1 部分:总则》(GB 39800.1-2020)、《个体防护装备配备规范 第 2 部分:石油、化工、天然气》(GB 39800.2-2020)的要求为员工配备防毒面具、个体防护装备等安全防护用具。

(17) 根据《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50019-2015 第 6.4.6 条、第 6.4.7 条事故通风的通风机,应分别在室内及靠近门外的外墙上设置电气开关。事故通风装置应与报警装置联锁。

#### 8.2.4 建设项目中主要装置、设备、设施的布局

(1) 该项目总平面布置的防火间距不应小于《石油化工企业设计防火标准》(2018 年版)GB 50160-2008 中表 4.2.12 的规定。建构筑物之间的防火间距,应同时符合《建筑设计防火规范》GB 50016-2014 (2018 年版)的规定。

(2) 根据《石油化工工艺装置布置设计规范》(SH 3011-2011) 第 5.3.6 条,操作温度等于或高于物料自燃点或超过 250℃的换热器的上方和下方,如无不燃烧材料的隔板隔离保护,不应布置其他可燃介质设备。

(3) 根据《石油化工工艺装置布置设计规范》(SH 3011-2011) 第 5.3.7 条,换热器之间、换热器与其他设备之间的净距不宜小于 0.8m。

(4) 根据《石油化工工艺装置布置设计规范》(SH 3011-2011) 第 5.3.11 条,换热器的安装高度应符合下列要求:

- a) 换热器的安装应保证管道距离地面或平台面的净空高度不应小于 150mm，放空阀端部距离地面或平台面的净空高度不应小于 100mm；
- b) 用泵抽出的换热器的安装高度应大于泵的必需汽蚀余量 (NPSH)；
- c) 从塔或容器底部经换热器抽液时，换热器应靠近并位于塔或容器的下方；
- d) 两台不同换热介质的换热器重叠时，换热器的中心线高差应满足管道布置要求。

(5) 根据《石油化工工艺装置布置设计规范》第 5.9.15 条，泵的基础面应高出地面 100mm。在泵吸入口前安装过滤器时，泵基础高度应满足过滤器滤芯的检修要求。

#### 8.2.5 安全生产管理

该企业已设置有安全生产管理机构，有较为健全的安全生产责任制、安全管理制度、安全操作规程和事故应急救援预案，在日常的生产过程中能够较好的执行。该项目实施过程和建成后，除应保证原有安全管理系统正常运行外，还应完善下列安全管理的内容：

1) 根据《中华人民共和国安全生产法》第二十一条，该项目建成后，企业主要负责人应组织制定该项目的操作规程。

2) 根据《中华人民共和国安全生产法》第二十八条，应当对从事新岗位的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。

3) 根据《中华人民共和国安全生产法》第二十九条, 生产经营单位采用新工艺、新技术、新材料或者使用新设备, 必须了解、掌握其安全技术特性, 采取有效的安全防护措施, 并对从业人员进行专门的安全生产教育和培训。

4) 根据《中华人民共和国安全生产法》第四十四条, 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。应当关注从业人员的身体、心理状况和行为习惯, 加强对从业人员的心理疏导、精神慰藉, 严格落实岗位安全生产责任, 防范从业人员行为异常导致事故发生。

5) 根据《中华人民共和国安全生产法》第四十五条, 企业必须为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品, 并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用。

6) 该项目涉及的吸收塔、换热器为特种设备, 根据《中华人民共和国特种设备安全法》第三十三条, 应当在特种设备投入使用前或者投入使用后三十日内, 向负责特种设备安全监督管理的部门办理使用登记, 取得使用登记证书。登记标志应当置于该特种设备的显著位置。

7) 根据《中华人民共和国特种设备安全法》第三十四条, 企业应当建立岗位责任、隐患治理、应急救援等安全管理制度, 制定操作规程, 保证特种设备安全运行。

8) 根据《中华人民共和国特种设备安全法》第六十九条, 企业应

当制定特种设备事故应急专项预案，并定期进行应急演练。

9) 根据《中华人民共和国特种设备安全法》第十四条，特种设备作业人员应当按照国家有关规定取得相应资格，方可从事相关工作。

10) 根据《特种设备安全监察条例》第二十六条，特种设备使用单位应当建立特种设备安全技术档案。安全技术档案应当包括以下内容：

(一) 特种设备的设计文件、制造单位、产品质量合格证明、使用维护说明等文件以及安装技术文件和资料；

(二) 特种设备的定期检验和定期自行检查的记录；

(三) 特种设备的日常使用状况记录；

(四) 特种设备及其安全附件、安全保护装置、测量调控装置及有关附属仪器仪表的日常维护保养记录；

(五) 特种设备运行故障和事故记录；

(六) 高耗能特种设备的能效测试报告、能耗状况记录以及节能改造技术资料。

11) 根据《特种设备安全监察条例》第五条，特种设备生产、使用单位应当建立健全特种设备安全、节能管理制度和岗位安全、节能责任制度。特种设备生产、使用单位的主要负责人应当对本单位特种设备的安全和节能全面负责。

### 8.2.6 事故应急救援措施和器材、设备

1) 根据《生产安全事故应急预案管理办法》第 36 条，该企业应急预案应当及时修订并归档。

2) 根据《生产安全事故应急预案管理办法》第 37 条，应急预案修

订涉及组织指挥体系与职责、应急处置程序、主要处置措施、应急响应分级等内容变更的，修订工作应当参照本办法规定的应急预案编制程序进行，并按照有关应急预案报备程序重新备案。

3) 根据《危险化学品单位应急救援物资配备要求》，应根据实际情况增配应急救援物资的种类和数量，应急救援物资应存放在应急救援器材专用柜或指定地点。

4) 根据《危险化学品单位应急救援物资配备要求》第 9.2 条规定，应急救援物资应明确专人管理。严格按照产品说明书要求，对应急救援物资进行日常检查、定期维护保养；应急救援物资应存放置在便于取用的固定场所，摆放整齐，不得随意摆放、挪作他用。



## 9 项目设立安全评价结论

### 9.1 评价结果综述

(1) 该建设项目可能发生的事故类型有：火灾、爆炸、容器爆炸、灼烫、中毒和窒息、触电、机械伤害、车辆伤害、高处坠落、物体打击。

(2) 该建设项目常减压蒸馏装置为四级重大危险源；不涉及重点监管危险化工工艺；所涉及的原油、石脑油、液化石油气、硫化氢为国家首批重点监管的危险化学品。

(3) 依据《危险化学品生产装置和储存设施外部安全防护距离确定方法》(GB/T 37243-2019) 的规定，确定该建设项目外部安全防护距离符合要求。

(4) 该建设项目多米诺影响范围未影响到厂区外，影响范围基本上在 800 万吨/年常减压装置区。

### 9.2 总体结论

根据《石油化工企业设计防火标准》(2018 年版) GB50160-2008 等国家及行业相关技术标准的要求，对 800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目进行了全面分析和评价。本评价认为：800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目所涉及设施的布局合理，符合规定的防火间距和安全距离要求，拟采用的工艺、技术成熟、可靠，公辅工程满足项目需求，项目潜在的风险可以接受。800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目符合设立安全条件。

## 10 与建设单位交换意见

在本次评价过程中多次与建设单位联系，从各个方面互通情况，充分商讨、研究、交换意见，对提出的一些建设性的意见，建设单位均引起了足够重视，协调解决。本报告编制完成后发给企业进行确认核实，本报告内容及评价结论均得到了企业认同。



## 附件 1 选用的安全评价方法简介

### F1.1 安全检查表法

安全检查表法分析,即为了查找工程、系统中各种设备设施、物料、工件、操作、管理和组织措施中的危险、有害因素,事先把检查对象加以分解,将大系统分割成若干小的子系统,以提问或打分的形式,将检查项目列表逐项检查,避免遗漏,通常将这种评价方法称为安全检查表分析法。

### F1.2 预先危险性分析法

预先危险性分析法是在进行某项工程活动之前对系统存在的各种危险因素、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。按危险有害因素导致的事故、危害的危险程度,将危险、有害因素划分为四个危险等级,见表 F1.2-1。

表 F1.2-1 危险等级划分说明

等级	说明
I 级	安全的,可以忽略
II 级	临界的,处于事故边缘状态,暂时尚不能造成人员伤亡和财产损失,应予排除或采取控制措施
III 级	危险的会造成人员伤亡和系统损坏要立即采取措施
IV 级	破坏性的,会造成灾难性事故,必须立即排除

### F1.3 定量风险评价法

定量风险评价法是在数学、物理模型的基础上,选择适当的数值计算方法,对危险单元或系统进行模拟,预演事故的发生过程及事故后果

的影响范围，从而能更加形象直观地认识所评价单元或系统的危险及危害性，为设计人员、管理人员和企业、政府职能部门的高层决策者提供客观依据的一种评价方法。模拟评价方法通过采用数学模型对所确定的危险单元或系统进行事故过程模拟，对事故所造成的危害影响则选用相应的伤害模型进行危害评价，对事故的影响区域、人员伤亡、财产损失情况进行描述。



## 附件 2 定性、定量分析危险、有害程度的过程

### F2.1 主要物料危险、有害因素

该项目涉及原辅材料和产品被列入《危险化学品目录（2015 版）》的危险化学品有原油、石脑油、煤油、液化石油气、硫化氢、柴油和氮气，其中原油、石脑油、液化石油气、硫化氢属于国家首批重点监管的危险化学品。

各化学品的理化性质、基本危险特性、包装、储运技术要求等，见下表：



表 F2.1-1 原油的危险、有害因素识别表

标识	名称：原油；UN 号：1267；危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体；主（次）危险性：易燃
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。原油粘度范围很宽，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、钒等元素。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><b>【燃烧和爆炸危险性】</b> 易燃，遇明火或热源有燃烧爆炸危险。</p> <p><b>【健康危害】</b> 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>
安全措施	<p><b>【一般要求】</b> 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，工作现场严禁吸烟。 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。 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><b>【特殊要求】</b></p> <p><b>【操作安全】</b> (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。 (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，存原油地点附近严禁检修车辆。 (3) 注意仓库及操作场所的通风，使油蒸气容易逸散。</p> <p><b>【储存安全】</b> (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℃。 (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</p>

	<p>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><b>【运输安全】</b></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品种和数量的消防器材。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>
<p>应急处置原则</p>	<p><b>【急救措施】</b></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。尽快就医。</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><b>【灭火方法】</b></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。喷水保持火场容器冷却，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><b>【泄漏应急处置】</b></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 F2.1-2 石脑油的危险、有害因素识别表

标识	中文名：石脑油；粗汽油；化工轻油		分子式： $C_nH_{2n+2}$ (n=5~8)		相对分子量：无资料
	英文名：Naphtha			CAS 号：8030-30-6	
理化特性	外观与性状		无色或浅黄色液体。		
	主要用途		可分离出多种有机原料，如汽油、苯、煤油、沥青等。		
	熔点：无资料	沸点：180℃	相对密度(水=1)：0.73	爆炸极限：1.1-8.7%	
	燃烧性：易燃	闪点：-2℃	相对蒸气密度(空气=1)：3	引燃温度：250℃	
	稳定性：稳定	禁忌物：强氧化剂			聚合危害：不聚合
溶解性		不溶于水，溶于多数有机溶剂			
危险、危害性及急救措施	健康危害	在正常生产处理过程中，吞咽本品并进入呼吸道可能致命。吸入可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。意外食入本品可能对个体健康有害。通过割伤、擦伤或病变处进入血液，可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。			
	危险性	加热时，容器可能爆炸。暴露于火中的容器可能会通过压力安全阀泄漏出内容物。受热或接触火焰可能会产生膨胀或爆炸性分解。			
	急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣物。用大量肥皂水和清水冲洗皮肤。如有不适，就医。 眼睛接触：用大量水彻底冲洗至少 15 分钟。如有不适，就医。 吸入：立即将患者移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。就医。 食入：禁止催吐，切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。			
防护措施	车间卫生标准		无资料		
	工程控制		保持充分的通风，特别在封闭区内。确保在工作场所附近有洗眼和淋浴设施。使用防爆电器、通风、照明等设备。设置应急撤离通道和必要的泄险区。		
	呼吸系统防护		如果蒸气浓度超过职业接触限值或发生刺激等症时，请使用全面罩式多功能防毒面具（US）或 AXBEK 型（EN 14387）防毒面具筒。		
	眼睛防护		佩戴化学护目镜。		
	身体防护		穿阻燃防静电防护服和抗静电的防护靴。		
	手防护		戴化学防护手套（例如丁基橡胶手套）。		
	其它		工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。		
泄漏应急处理	避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。蒸气能在低洼处积聚。建议应急人员戴正压自给式呼吸器，穿防毒、防静电服，戴化学防渗透手套。保证充分的通风。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风向。使用个人防护装备。避免吸入蒸气、烟雾、气体或风尘。在确保安全的情况下，采取措施防止进一步泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。少量泄漏时，可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物，大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中，并根据当地相关法律法规废弃处置。清除所有点火源，并采用防火花工具和防暴设备。				
灭火方法	合适的灭火介质：干粉、二氧化碳或耐醇泡沫。避免用太强烈的水汽灭火，因为它可能会使火苗蔓延分散。灭火时，应佩戴呼吸面具并穿上全身防护服。在安全距离处、有充足防护的情况下灭火。防止消防水污染地表和地下水系统。				
储运注意事项	保持容器密闭。储存在干燥、阴凉和通风处。远离热源、火花、明火和热表面。存储于远离不相容材料和食品容器的地方。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。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、酸类、食品及食品添加剂等混装混运。严禁用木船、水泥船散装运输。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输前应先检查包装容器是否完整、密封。运输工具上应根据相关运输要求张贴危险标志、公告。				
毒理学	LD50：>5000mg/kg(大鼠经口)；LD50：>3000mg/kg(兔经皮)				
环境危害	本品对水生生物有毒。本品对水生生物有毒并具有长期持续影响。				
运输信息	序号：1964	UN 编号：1256	包装分类：II	包装标志：易燃液体	
	包装方法	开口钢桶；螺纹口玻璃瓶、铁盖压口玻璃瓶、塑料瓶等。			

表 F2.1-3 煤油的危险、有害因素识别表

标识	中文名：煤油		分子式：/		相对分子量：/	
	英文名：kerosene				CAS 号：8008-20-6	
理化特性	外观与形状		水白色至淡黄色流动性油状液体，易挥发			
	主要用途		用作燃料、溶剂、杀虫喷雾剂			
	熔点：无资料		沸点：175~325℃		相对密度(水=1)：0.8~1.0	
	燃烧性：易燃		闪点：43~72℃		爆炸极限：0.7~5.0%	
	稳定性：稳定		禁忌物：强氧化剂		引燃温度：210℃	
溶解性		不溶于水，溶于醇等多数有机溶剂				
危险、危害性及急救措施	健康危害		<p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收</p> <p>健康危害：急性中毒：吸入高浓度煤油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、谵妄、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道刺激症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态煤油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状</p> <p>慢性影响：神经衰弱综合征为主要表现，还有眼及呼吸道刺激症状，接触性皮炎，皮肤干燥等</p>			
	危险特性		其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险			
	急救措施		<p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤</p> <p>眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医</p> <p>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</p> <p>食入：尽快彻底洗胃。就医</p>			
防护措施	车间卫生标准		中国 MAC(mg/m <sup>3</sup> )：未制定标准；TLVTN：未制定标准；TLVWN：未制定标准			
	工程控制		生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备			
	呼吸系统防护		空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器			
	眼睛防护		戴化学安全防护眼镜			
	身体防护		穿防静电工作服			
	手防护		戴橡胶耐油手套			
其它		工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触				
泄漏应急处理		迅速撤离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。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。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，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置				
灭火方法		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。喷水保持火场容器冷却，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。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土				
储运注意事项		储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。炎热季节库温不得超过 25℃。应与氧化剂、食用化学品分开存放，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和合适的收容材料				
毒理学		LD <sub>50</sub> ：36000 mg/kg(大鼠经口)；7072 mg/kg(兔经皮)；LC <sub>50</sub> ：无资料				
环境资料		对环境有危害，对大气可造成污染				
运输信息	UN 编号：1223		包装分类：053		包装标志：易燃液体	
	包装方法		小开口钢桶；薄钢板桶或镀锡薄钢板桶（罐）外花格箱；螺纹口玻璃瓶、铁盖压口玻璃瓶、塑料瓶或金属桶（罐）外普通木箱；螺纹口玻璃瓶、塑料瓶或镀锡薄钢板桶（罐）外满底板花格箱、纤维板箱或胶合板箱			

表 F2.1-4 液化石油气的危险、有害因素识别表

特别警示	极易燃气体。
理化特性	<p>由石油加工过程中得到的一种无色挥发性液体，主要组分为丙烷、丙烯、丁烷、丁烯，并含有少量戊烷、戊烯和微量硫化氢等杂质。不溶于水。熔点-160~-107℃，沸点-12~4℃，闪点-80~-60℃，相对密度（水=1）0.5~0.6，相对蒸气密度（空气=1）1.5~2.0，爆炸极限 5%~33%（体积比），自燃温度 426~537℃。</p> <p>主要用途：主要用作民用燃料、发动机燃料、制氢原料、加热炉燃料以及打火机的气体燃料等，也可用作石油化工的原料。</p>
危害信息	<p><b>【燃烧和爆炸危险性】</b></p> <p>极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源或明火有燃烧爆炸危险。比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇点火源会着火回燃。</p> <p><b>【活性反应】</b></p> <p>与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。</p> <p><b>【健康危害】</b></p> <p>主要侵犯中枢神经系统。急性液化气轻度中毒主要表现为头昏、头痛、咳嗽、食欲减退、乏力、失眠等；重者失去知觉、小便失禁、呼吸变浅变慢。</p> <p>职业接触限值：PC-TWA(时间加权平均容许浓度) (mg/m<sup>3</sup>):1000;PC-STEL(短时间接触容许浓度) (mg/m<sup>3</sup>): 1500。</p>
安全措施	<p><b>【一般要求】</b></p> <p>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。</p> <p>密闭操作，避免泄漏，工作场所提供良好的自然通风条件。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。</p> <p>生产、储存、使用液化石油气的车间及场所应设置泄漏检测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备，配备两套以上重型防护服。穿防静电工作服，工作场所浓度超标时，建议操作人员应该佩戴过滤式防毒面具。可能接触液体时，应防止冻伤。储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、液位计、温度计，并应装有带压力、液位、温度远传记录和报警功能的安全装置，设置整流装置与压力机、动力电源、管线压力、通风设施或相应的吸收装置的联锁装置。储罐等设置紧急切断装置。</p> <p>避免与氧化剂、卤素接触。</p> <p>生产、储存区域应设置安全警示标志。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。禁止使用电磁起重机和用链绳捆扎、或将瓶阀作为吊运着力点。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p><b>【特殊要求】</b></p>

**【操作安全】**

(1) 充装液化石油气钢瓶，必须在充装站内按工艺流程进行。禁止槽车、贮灌、或大瓶向小瓶直接充装液化气。禁止漏气、超重等不合格的钢瓶运出充装站。

(2) 用户使用装有液化石油气钢瓶时：不准擅自更改钢瓶的颜色和标记；不准把钢瓶放在曝日下、卧室和办公室内及靠近热源的地方；不准用明火、蒸气、热水等热源对钢瓶加热或用明火检漏；不准倒卧或横卧使用钢瓶；不准摔碰、滚动液化气钢瓶；不准钢瓶之间互充液化气；不准自行处理液化气残液。

(3) 液化石油气的储罐在首次投入使用前，要求罐内含氧量小于 3%。首次灌装液化石油气时，应先开启气相阀门待两罐压力平衡后，进行缓慢灌装。

(4) 液化石油气槽车装卸作业时，凡有以下情况之一时，槽车应立即停止装卸作业，并妥善处理：

- 附近发生火灾；
- 检测出液化气体泄漏；
- 液压异常；
- 其他不安全因素。

(5) 充装时，使用万向节管道充装系统，严防超装。

**【储存安全】**

(1) 储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库房温度不宜超过 30℃。

(2) 应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。照明线路、开关及灯具应符合防爆规范，地面应采用不产生火花材料或防静电胶垫，管道法兰之间应用导电跨接。压力表必须有技术监督部门有效的检定合格证。储罐站必须加强安全管理。站内严禁烟火。进站人员不得穿易产生静电的服装和穿带钉鞋。进站机动车辆排气管出口应有消火装置，车速不得超过 5km/h。液化石油气供应单位和供气站点应设有符合消防安全要求的专用钢瓶库；建立液化石油气实瓶入库验收制度，不合格的钢瓶不得入库；空瓶和实瓶应分开放置，并应设置明显标志。储存区应备有泄漏应急处理设备。

(3) 液化石油气储罐、槽车和钢瓶应定期检验。

(4) 注意防雷、防静电，厂(车间)内的液化石油气储罐应按《建筑物防雷设计规范》(GB 50057)的规定设置防雷、防静电设施。

**【运输安全】**

(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。

(2) 槽车运输时要用专用槽车。槽车安装的阻火器(火星熄灭器)必须完好。槽车和运输卡车要有导静电拖线；槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具。

	<p>(3) 车辆运输钢瓶时,瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方,堆放高度不得超过车辆的防护栏板,并用三角木垫卡牢,防止滚动。不准同车混装有抵触性质的物品和让无关人员搭车。运输途中远离火种,不准在有明火地点或人多地段停车,停车时要有专人看管。发生泄漏或火灾要开到安全地方进行灭火或堵漏。</p> <p>(4) 输送液化石油气的管道不应靠近热源敷设;管道采用地上敷设时,应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段,采取保护措施并设置明显的警示标志;液化石油气管道架空敷设时,管道应敷设在非燃烧体的支架或栈桥上。在已敷设的液化石油气管道下面,不得修建与液化石油气管道无关的建筑物和堆放易燃物品;液化石油气管道外壁颜色、标志应执行《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》(GB 7231)的规定。</p>
<p>应 急 处 置 原 则</p>	<p><b>【急救措施】</b></p> <p>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,立即输氧。如呼吸停止,立即进行人工呼吸并就医。</p> <p>皮肤接触:如果发生冻伤,将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感,就医。</p> <p><b>【灭火方法】</b></p> <p>切断气源。若不能切断气源,则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器,尽可能将容器从火场移至空旷处。</p> <p>灭火剂:泡沫、二氧化碳、雾状水。</p> <p><b>【泄漏应急处置】</b></p> <p>消除所有点火源。根据气体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;静风泄漏时,液化石油气沉在底部并向低洼处流动,无关人员应向高处撤离。建议应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器,穿防静电、防寒服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器,使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向,避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p> <p>作为一项紧急预防措施,泄漏隔离距离至少为 100m。如果为大量泄漏,下风向的初始疏散距离应至少为 800m。</p>

表 F2.1-5 硫化氢的危险、有害因素识别表

特别警示	<p>强烈的神经毒物，高浓度吸入可发生猝死，谨慎进入工业下水道（井）、污水井、取样点、化粪池、密闭容器，下敞式、半敞式坑、槽、罐、沟等危险场所；极易燃气体。</p>
理化特性	<p>无色气体，低浓度时有臭鸡蛋味，高浓度时使嗅觉迟钝。溶于水、乙醇、甘油、二硫化碳。分子量为 34.08，熔点-85.5℃，沸点-60.7℃，相对密度（水=1）1.539g/L，相对蒸气密度（空气=1）1.19，临界压力 9.01MPa，临界温度 100.4℃，饱和蒸气压 2026.5kPa(25.5℃)，闪点-60℃，爆炸极限 4.0%~46.0%（体积比），自燃温度 260℃，最小点火能 0.077mJ，最大爆炸压力 0.490MPa。</p> <p>主要用途：主要用于制造无机硫化物，还用作化学分析如鉴定金属离子。</p>
危害信息	<p><b>【燃烧和爆炸危险性】</b></p> <p>极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。</p> <p><b>【活性反应】</b></p> <p>与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应可发生爆炸。</p> <p><b>【健康危害】</b></p> <p>本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。</p> <p>急性中毒：高浓度（1000mg/m<sup>3</sup>以上）吸入可发生闪电型死亡。严重中毒可留有神经、精神后遗症。急性中毒出现眼和呼吸道刺激症状，急性气管-支气管炎或支气管周围炎，支气管肺炎，头痛，头晕，乏力，恶心，意识障碍等。重者意识障碍程度达深昏迷或呈植物状态，出现肺水肿、多脏器衰竭。对眼和呼吸道有刺激作用。</p> <p>慢性影响：长期接触低浓度的硫化氢，可引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱等。</p> <p>职业接触限值：MAC(最高容许浓度)(mg/m<sup>3</sup>):10。</p>
安全措施	<p><b>【一般要求】</b></p> <p>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。</p> <p>严加密闭，防止泄漏，工作场所建立独立的局部排风和全面通风，远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。</p> <p>硫化氢作业环境空气中硫化氢浓度要定期测定，并设置硫化氢泄漏检测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备，配备两套以上重型防护服。戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴防化学品手套，工作场所浓度超标时，操作人员应该佩戴过滤式防毒面具。</p> <p>储罐等压力设备应设置压力表、液位计、温度计，并应装有带压力、液位、温度远传记录和报警功能的安全装置。设置整流装置与压力机、动力电源、管线压力、通风设施或相应的吸收装置的连锁装置。重点储罐等设置紧急切断设施。</p> <p>避免与强氧化剂、碱类接触。</p>

	<p>生产、储存区域应设置安全警示标志。防止气体泄漏到工作场所空气中。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。</p> <p><b>【特殊要求】</b></p> <p><b>【操作安全】</b></p> <p>(1) 产生硫化氢的生产设备应尽量密闭。对含有硫化氢的废水、废气、废渣，要进行净化处理，达到排放标准后方可排放。</p> <p>(2) 进入可能存在硫化氢的密闭容器、坑、窖、地沟等工作场所，应首先测定该场所空气中的硫化氢浓度，采取通风排毒措施，确认安全后方可操作。操作时做好个人防护措施，佩戴正压自给式空气呼吸器，使用便携式硫化氢检测报警仪，作业工人腰间缚以救护带或绳子。要设监护人员做好互保，发生异常情况立即救出中毒人员。</p> <p>(3) 脱水作业过程中操作人员不能离开现场，防止脱出大量的酸性气。脱出的酸性气要用氢氧化钙或氢氧化钠溶液中和，并有隔离措施，防止过路行人中毒。</p> <p><b>【储存安全】</b></p> <p>储存于阴凉、通风仓库内，库房温度不宜超过 30℃。储罐远离火种、热源，防止阳光直射，保持容器密封。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。储存区应备有泄漏应急处理设备。</p> <p><b>【运输安全】</b></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。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。</p> <p>(2) 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。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。</p> <p>(3) 采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方，堆放高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品等混装混运。运输途中远离火种，不准在有明火地点或人多地段停车，停车时要有人看管。</p> <p>(4) 输送硫化氢的管道不应靠近热源敷设；管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志；硫化氢管道架空敷设时，管道应敷设在非燃烧体的支架或栈桥上。在已敷设的硫化氢管道下面，不得修建与硫化氢管道无关的建筑物和堆放易燃物品。硫化氢管道外壁颜色、标志应执行《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》(GB 7231) 的规定。</p>
<p><b>应 急</b></p>	<p><b>【急救措施】</b></p> <p>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，给氧。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。</p>

<b>处 置 原 则</b>	<p><b>【灭火方法】</b></p> <p>切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，尽可能将容器从火场移至空旷处。</p> <p>灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p> <p><b>【泄漏应急处置】</b></p> <p>根据气体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。应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，泄漏、未着火时应穿全封闭防化服。在保证安全的情况下堵漏。隔离泄漏区直至气体散尽。</p> <p>隔离与疏散距离：小量泄漏，初始隔离 30m，下风向疏散白天 100m、夜晚 100m；大量泄漏，初始隔离 600m，下风向疏散白天 3500m、夜晚 8000m。</p>
----------------------------	---



表 F2.1-6 柴油的危险、有害因素识别表

标识	中文名：柴油		分子式：/		相对分子量：/	
	英文名：Diesel oil				CAS 号：/	
理化特性	外观与形状		稍有粘性的棕色液体			
	主要用途		用作柴油机的燃料			
	熔点：-18℃		沸点：282-338℃		相对密度(水=1)：0.87-0.9	
	燃烧性：易燃		闪点：38℃		相对密度(空气=1)：无资料	
	稳定性：稳定		禁忌物：强氧化剂、卤素		爆炸极限：无资料	
溶解性		无资料				
危险、危害性及急救措施	健康危害		皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛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			
	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			
	急救措施		皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。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：尽快彻底洗胃。就医			
防护措施	车间卫生标准		未制定标准			
	工程控制		密闭操作，注意通风			
	呼吸系统防护		空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器			
	眼睛防护		戴化学安全防护眼镜			
	身体防护		穿一般作业防护服			
	手防护		戴橡胶耐油手套			
其它		工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触				
泄漏应急处理		迅速撤离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。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。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用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置				
灭火方法		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。喷水保持火场容器冷却，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。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。				
储运注意事项		储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂、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和合适的收容材料。运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、卤素、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。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。运输车船必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其它物品。船运时，配装位置应远离卧室、厨房，并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按规定路线行驶。				
毒理学		无资料				
环境危害		该物质对环境有危害，建议不要让其进入环境。对水体和大气可造成污染，破坏水生生物呼吸系统。对海藻应给予特别注意。				
运输信息	UN 编号：1202		包装分类：Z01		包装标志：无资料	
	包装方法		无资料			

表 F2.1-7 氮[压缩的]的理化性质及危险特性表

标识	中文名：氮[压缩的或液化的]	分子式：N <sub>2</sub>	相对分子量：28.01	
	英文名：nitrogen		CAS 号：7727-37-9	
理化特性	外观与形状	无色无臭气体		
	主要用途	用于合成氨，制硝酸，用作物质保护剂，冷冻剂		
	熔点：-209.8℃	沸点：-195.6℃	相对密度(水=1)：0.81(-196℃)	爆炸极限：无意义
	燃烧性：不燃	闪点：无意义	相对密度(空气=1)：0.97	引燃温度：无意义
	稳定性：稳定	禁忌物：无资料		聚合危害：不聚合
	溶解性	微溶于水、乙醇		
危险、危害性及急救措施	健康危害	空气中氮气含量过高，使吸入气氧分压下降，引起缺氧窒息。吸入氮气浓度不太高时，患者最初感胸闷、气短、疲软无力；继而有烦躁不安、极度兴奋、乱跑、叫喊、神情恍惚、步态不稳，称之为“氮酩酊”，可进入昏睡或昏迷状态。吸入高浓度，患者可迅速昏迷、因呼吸和心跳停止而死亡		
	危险性	若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险		
	急救措施	皮肤接触：若有皮肤冻伤，先用温水洗浴，再涂抹冻伤软膏，用消毒纱布包扎。就医。 眼睛接触：无资料 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。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。 食入：无资料		
防护措施	车间卫生标准	未制定标准		
	工程控制	密闭操作。提供良好的自然通风条件		
	呼吸系统防护	一般不需特殊防护。当作业场所空气中氧气浓度低于 18% 时，必须佩戴空气呼吸器、氧气呼吸器或长管面具		
	眼睛防护	一般不需特殊防护		
	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。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护			
泄漏应急处理	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。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。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			
灭火方法	本品不燃。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
储运注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。储区应备有泄漏应急处理设备 采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。严禁与易燃物或可燃物等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。铁路运输时要禁止溜放。			
毒理学	无资料			
运输信息	UN 编号：1066	包装分类：053	包装标志：不燃气体	
	包装方法	钢质气瓶；安气瓶外普通木箱。		

表 F2.1-8 蜡油的理化性质及危险特性表

中文名称	蜡油			英文名称	Paraffin oil		
外观与气味	稍有粘性的液体						
熔点 (°C)	-20~ 12	沸点 (°C)	275°C	闪点 (°C)	>120	引燃温度 (°C)	300~320
相对密度	水=1	0.87~0.98		毒性	级别	-	
	空气= 1	-			危害程 度	-	
爆炸极限 (V%)	-		灭火剂	雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
工作场所空气中容许浓度 (mg/m <sup>3</sup> )			MAC	-	PC-TWA	-	PC-STEL -
毒物侵入途径	吸入、食入、经皮吸收						
物质危险性类别	-			火灾危险性分类	丙 <sub>B</sub>		
爆炸物质级别及组别	级别		II A		组别	T3	
危险货物编号	-		UN编号	-		CAS No.	8002-74-2
包装类别	III类			包装标志	7		
危险特性	遇明火、高热可燃。						
灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。						
健康危害	吸入本品高浓度蒸气，引起头痛、眩晕、咳嗽、食欲减退、呕吐、腹泻。长期接触可致皮肤损害。有接触未精制石蜡导致皮肤癌的报道。皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。如呼吸困难，给输氧。就医。食入：饮足量温水，催吐。就医。						
泄漏紧急处理	隔离泄漏污染区，限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴防尘面具（全面罩），穿一般作业工作服。用洁净的铲子收集于干燥、洁净、有盖的容器中。若大量泄漏，收集回收。						
操作处置注意事项	密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防尘口罩，戴化学安全防护眼镜，戴防化学品手套。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。避免产生粉尘。避免与氧化剂接触。轻装轻卸。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。						

表 F2.1-9 渣油的理化性质及危险特性表

中文名称	渣油；液体石蜡沥青		英文名称	Residual oil			
外观与气味	黑色油状物。						
熔点 (°C)	无资料	沸点 (°C)	无资料	闪点 (°C)	>120	自燃温度 (°C)	230~240
相对密度	水=1	无资料	毒性	级别			
	空气=1	无资料		危害程度			
爆炸极限 (V%)	1.2~6.0	灭火剂	雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土				
工作场所空气中容许浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	MAC		PC-TWA		PC-STEL		
毒物侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。						
物质危险性类别			火灾危险性分类	丙 <sub>B</sub>			
爆炸物质级别及组别	级别		IIA		组别	T3	
危险货物编号	无资料	UN 编号	无资料		CAS No.	无资料	
包装类别	无资料		包装标志		无资料		
危险特性	受高热分解，放出腐蚀性、刺激性的烟雾。						
灭火方法	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。喷水保持火场容器冷却，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。						
健康危害	对皮肤有一定的损害，可致接触性皮炎，毛囊性损害等。接触后，尚可有咳嗽、胸闷、头痛、乏力、食欲不振等全身症状和眼、鼻、咽部的刺激症状。						
泄漏紧急处理	迅速撤离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。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用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置。						
操作处置注意事项	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，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防毒物渗透工作服，戴橡胶耐油手套。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。防止蒸气泄漏到工作场所的空气中。避免与氧化剂、酸类接触。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶和附件损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急设备。倒空的容器可能残留有害物质。						

表 F2.1-8 润滑油分馏油的理化性质及危险特性表

中文名称	润滑油分馏油						
外观与气味	稍有粘性的液体						
熔点 (°C)	-20~ 12	沸点 (°C)	275°C	闪点 (°C)	>120	引燃温度 (°C)	300~320
相对密度	水=1	0.87~0.98		毒性	级别	-	
	空气= 1	-			危害程 度	-	
爆炸极限 (V%)	-		灭火剂	雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
工作场所空气中容许浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	MAC		-	PC-TWA	-	PC-STEL	-
毒物侵入途径	吸入、食入、经皮吸收						
物质危险性类别	-			火灾危险性分类	丙 <sub>B</sub>		
爆炸物质级别及组别	级别		II A		组别	T3	
危险货物编号	-		UN编号	-		CAS No.	8002-74-2
包装类别	III类			包装标志	7		
危险特性	遇明火、高热可燃。						
灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。						
健康危害	吸入本品高浓度蒸气，引起头痛、眩晕、咳嗽、食欲减退、呕吐、腹泻。长期接触可致皮肤损害。有接触未精制石蜡导致皮肤癌的报道。皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。如呼吸困难，给输氧。就医。食入：饮足量温水，催吐。就医。						
泄漏紧急处理	隔离泄漏污染区，限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴防尘面具（全面罩），穿一般作业工作服。用洁净的铲子收集于干燥、洁净、有盖的容器中。若大量泄漏，收集回收。						
操作处置注意事项	密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防尘口罩，戴化学安全防护眼镜，戴防化学品手套。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。避免产生粉尘。避免与氧化剂接触。轻装轻卸。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。						

## F2.2 爆炸、火灾、中毒和窒息、灼烫事故分析

### F2.2.1 火灾、爆炸

#### (一) 火灾爆炸事故致因分析

由前面物料的危险有害因素分析可知，该企业在生产过程中存在火灾、爆炸的危险有害因素。其生产操作中如工艺过程控制不当及各种原因引起的物料泄漏都有引发火灾、爆炸的可能。

发生火灾爆炸事故的三个必要条件为：可燃物、着火源和空气。泄漏使可燃物与空气直接接触，当达到爆炸极限范围，又存在着火源且达到最小点火能时，则会引发火灾爆炸事故。

#### 1) 泄漏原因分析

泄漏是由于设备损坏或操作失误引起的，泄漏与火灾爆炸事故是紧密相联，是火灾爆炸事故的前提。设备、管线、阀门、仪表等，在生产过程中均有可能发生泄漏事故。根据厂区工艺过程的实际运行特点，人的不安全行为、设备设施的质量缺陷或故障，以及外部因素的不利影响等，是可能造成泄漏的三个主要原因。

#### (1) 设备设施的质量缺陷或故障

设备设施的质量缺陷可能存在于设备设施的设计、选材、制造及现场安装等各个阶段，设备设施的故障则是出现在投产运营之后。

#### ①设计不合理

工程设计上的缺陷或失误通常体现在：建（构）筑物布局不尽合理，防火间距不够，防火防爆等级达不到要求，防火及消防设施不配套，工艺流程不合理等。工程设计上的缺陷或失误有可能引起泄漏扩散和火

灾爆炸事故的发生,更主要是会导致火灾爆炸事故的扩大和蔓延,增大危险危害性。

### ②选材不当

设备、管线及仪表等与相应连接材质不匹配,导致材料断裂、介质泄漏。

### ③阀门劣质、密封不良

阀门劣质、密封不良包括:材质不良(耐压、耐腐蚀不够等)、法兰盘面易变形、阀片易破裂、密封部件易破损、偏摆等。

### ④施工安装问题

主要表现为管道焊接质量差,生产系统多起重大事故都与工程的施工质量特别是焊接质量差有直接关系。

### ⑤检测、控制失灵

设备的各种工艺参数,如液位、温度、压力、流量等,都是通过现场的一次仪表或控制室的二次仪表读出的,这一套安全监测系统若出现故障,如出现测量、计量仪表错误指示,或失效、失灵等现象,则容易造成介质跑、冒、串及泄漏事故。

## (2) 人的不安全行为

人的不安全因素主要表现为两个方面:

①作业人员违章作业。主要表现在:阀门未关、关不严或未进行检查;违章违纪,擅离岗位或在岗睡觉;作业时,注意力不集中,思想麻痹大意。

②安全管理不善。主要表现在：未能制定严格、完整的安全管理规章制度或执行力度不够；对物料的性质（理化性质、危险特性）缺乏了解；对生产设备、设施及工艺系统的安全可靠性缺乏认真的检验分析和评估；对生产设备设施没有及时检查维修，检验不到位，未及时修复。

### （3）外部因素的不利影响

雷击、大风、地震等自然灾害，也有可能引起泄漏事故，虽然可能性很小，但事故一旦发生，后果往往相当严重；地基不均匀沉降，会导致储罐和设备倾斜、管道破裂、泄漏。

### 2) 着火源分析

厂区生产过程中，着火源主要包括焊接、切割动火作业、明火和机动车辆排烟喷火、电气设备产生的点火源（如短路打火）、静电、雷击及杂散电流、机械摩擦和撞击火花等。

#### （1）明火

明火主要是设备、设施维修过程中的焊接及切割动火作业、机动车辆排烟带火等。

#### （2）静电放电

作业人员的人体易产生和携带静电，如不能及时消除，静电电位就会上升。当静电电位上升到一定程度时，就会发生静电放电现象，并产生火花。

#### （3）电气设备设施缺陷及故障

①电气设备设施设计、选型不当，防爆性能不符合要求以及设备本身存在缺陷等条件下易引发火灾爆炸事故。防爆电气安装不符合要求，设备安装未按要求进行安装。

②当电气设备的正常运行遭到破坏，发热量增加形成电气热表面，易引发电气设备火灾。

③配电设备没有防护措施，或爆炸危险区域设置无防护的电气设备，在正常工作状态及事故状态下产生电火花或电弧而引发火灾爆炸事故。

④没有定期对防爆电气性进行检测、检验。

(4) 雷击及杂散电流

防雷设施不齐全、或失效，有可能在雷雨天气因雷击而发生火灾爆炸事故。杂散电流窜入危险场所也是火灾爆炸事故发生的原因之一。

(5) 其它点火源

其它点火源主要包括金属碰撞火花等。

(二) 爆炸危险区域划分

本工程的介质主要为原油、石脑油、分子筛料（属煤油）、柴油、蜡油、润滑油馏分油、减压渣油，其爆炸性气体混合物的最高级别与组别为 IIAT3 和 IICT3，根据 GB 50058-2014《爆炸危险环境电力装置设计规范》，并结合其生产、加工、储运过程，绝大多数释放源为第二级释放源，装置各种塔、换热器，机泵，罐，设备以 15 米半径范围内为爆炸危险环境 2 区，并依此划分爆炸危险区域的范围。位于爆炸危险区域内的电气设备，应根据其爆炸性气体混合物的级别与组别，并结合

其他环境特征，选择相应防爆、防护、防腐等级的电气设备。

### （三）生产过程火灾、爆炸危险性分析

#### 1、生产装置

常减压蒸馏装置是炼油生产的第一道工序，可从原油直接得到各种燃料油和润滑油馏分。其主要生产过程可分为电脱盐初馏、常压蒸馏、减压蒸馏和石脑油分离四个部分。由工艺流程、操作条件和以上介质特性可知，本装置是在高温条件下加工装置，介质具有易燃、易爆等特点，根据《石油化工企业设计防火标准》，本装置属甲类火灾危险装置，装置内爆炸危险区域大部分为 2 区。

#### （1）电脱盐区

电脱盐区主要包括电脱盐罐及换热器等，介质为原油。脱盐脱水效果好坏，影响到初馏塔的平稳操作和设备与管线的腐蚀。本装置采用卧式罐一级高速电脱盐。操作温度、压力不能超高，否则会损坏绝缘吊挂和使绝缘棒密封面漏油，严重时会导致绝缘棒带电飞离罐体，造成恶性事故。

在电脱盐脱水过程中，由于大庆原油的含盐量相对较低，本装置采用一级电脱盐技术，同时平面布置上预留二级电脱盐的位置。电脱盐罐如果管道腐蚀漏油通过加热炉明火；或者脱盐脱水罐内未充满原油或存有空气就启动高压电源；或者高压电器绝缘不良或电场强度过高使绝缘击穿，可导致爆炸火灾。

在电脱盐区，控制好压力平衡尤为重要，原油带水较多易引起电脱盐罐超压致使安全阀起跳，若原油逸散在大气中，存在积聚着火甚至爆

炸的危险。2000 年，南方某大型炼油厂由于此处安全阀起跳，原油扩散在大气中引起一场火灾，装置被迫停工。

电脱盐罐内界面失灵易造成油中带水或水中带油，给生产带来波动，威胁安全。若界面高，原油将带水至后部系统，使换热系统超压而易发生泄漏，进入常压塔将造成冲塔或安全阀起跳，后果更加危险。另外，原油性质不稳定，如果进装置原油含水量太大，易造成电脱盐罐脱水不及时，大量水进入换热系统和塔内，也可造成设备超压漏油，严重时会使初馏塔和常压塔安全阀起跳。

## (2) 加热炉区

本装置有常压炉和减压炉两台加热炉。其中，常压炉中的主要加热介质为初馏塔底油，减压炉中的主要介质为常压重油。

加热炉炉膛温度较高，炉管出口管线相应的附件，如阀门、法兰、垫片等若出现问题，一旦泄漏，可发生火灾。本装置加热炉的燃料为燃料油和瓦斯气，若操作不当，瓦斯漏到外面与空气形成爆炸性气体，因加热炉有明火，将会发生爆燃，对设备及人身安全威胁极大。加热炉如果发生熄火，在重新点火时，若未将残余的瓦斯用蒸汽置换干净，可发生炉膛爆炸事故。加热炉燃料一般为工厂瓦斯，冬季凝液多，易带液造成加热炉底着火，我国炼油厂此类事故曾有发生过。

常压炉和减压炉采用明火对炉管内的介质进行加热。生产中若进料不均匀，炉管内易结焦，造成局部过热，会导致炉管破裂，引起漏油着火。特别是减压炉因其加热的原料组分重、炉出口温度高，比常压炉更易结焦，超温严重时还会在减压塔内形成焦块，堵塞抽出管等，导致

冲塔着火事故。特别是减压炉因其加热的原料组分重、炉出口温度高，比常压炉更易结焦，超温严重时还会在 2 减压塔内形成焦块，堵塞抽出管或破沫网，导致冲塔着火事故。

常压炉和减压炉的出口转油线因高温油气内含有硫等杂质、被加工的原油中环烷酸含量较高，油气线速度又快，易被腐蚀冲刷，导致减薄穿孔引起火灾。

### （3）初馏塔、常压塔区

初馏塔、常压塔区主要设备包括初馏塔、常压塔及常顶产品回流罐。

常顶产品回流罐，两塔的主要火险问题是塔顶、馏出线和冷凝冷却系统，容易发生腐蚀穿孔，造成漏油起火。

另外，常顶产品回流罐，生产中盛装汽油，因回流量大，如液面失控易造成满罐溢出而带来火灾爆炸危险。罐底切水量大，稍不注意会使水中带油或跑油。

### （4）减压区

减压区主要设备为减压塔。减压塔的塔底温度为 380℃，介质为高温油气和减压渣油。常见危险如下：

1) 正常生产时，塔内残压低，与塔相连的法兰、放空阀应严密，以免空气吸入塔内形成可爆气。塔内处于负压且塔内原油温度都超过其自燃点，如果与塔相连的法兰、放空阀等不严密，外部空气就会进入，与塔内油气形成爆炸混合物而发生爆炸火灾。

2) 塔底液面过高，高温重油在塔底停留时间过长，会裂化结焦、堵塞出口管，造成冲塔着火事故。

3) 初馏塔、常压塔、减压塔塔顶物料中硫化氢含量较高, 若管线腐蚀泄漏, 极易导致人员中毒事故的发生。

#### (5) 机泵、管带区

机泵、管带区包括原油泵、蜡油泵、初底泵等各种油泵和各种输油管线。常见危险如下:

1) 蜡油泵、常底和减底泵输送高温热油, 密封嗤开将会自燃起火, 此类事故已发生多起。维修热油泵时, 禁止在阀不严的情况下用冷水浇, 管外放冰冷却, 使管内重油凝结的办法进行卸泵作业。某厂修蜡油泵时因阀关不严, 用水喷淋冷却使管线内油凝固, 拆泵时热油喷出着火, 烧伤 2 人, 其中重伤 1 人。

2) 由于原油中含硫, 加工过程中生成酸性含硫化合物, 具有较强的腐蚀性, 在减底泵出口高温管线、常压塔顶油气挥发线、空冷器的气、液相变等部位, 易发生腐蚀穿孔和减薄的爆破事故。曾发生过常顶汽油空冷管束腐蚀穿孔, 汽油滴在高温裸管上引起火灾的事故。

3) 高温重质油部位排凝、放空或采样时, 开阀应缓慢, 且开度不宜过大, 避免烫伤或大量喷出着火。

#### (6) 电气部分

电气设备遍布工厂的每一角落, 配电间内变配电设备较多, 且本身又具有危险性, 故发生事故的危险性较大。发生电气火灾爆炸事故的原因主要有: 线路短路; 可燃气体窜入或渗入变配电室, 遇电火花发生爆炸; 负荷超载引起火灾; 由于设备自身故障导致过热而引起火灾; 设备接地不良引起雷电火灾等。

电缆老化造成电缆短路可导致火灾，电缆的绝缘破损、埋地或地沟里布置过低的电缆经常被水浸泡，也容易使电缆绝缘老化引起短路而导致火灾事故；有些开关柜、仪表盘的电缆穿孔以及进出电缆群的孔洞封堵不严密，可导致发火势蔓延，加重火灾事故；施工电缆或照明电缆因过载发热，使电缆绝缘层着火并引燃附近的易燃物质而导致火灾的发生。

另外，由于本装置在生产过程中常发生结焦现象，设备和管道易被堵塞，当生产不能正常运行时，需要及时疏通。疏通过程中泄出易燃易爆、高温物料的可能性较大，易导致火灾、爆炸等事故。

高温重油部位排液、放空或采样时，若开阀过快且开度过大，容易发生大量油料喷出自燃着火事故。

#### （7）冷换设备

常减压装置的换热系统是石油化工装置中最复杂的热交换系统之一。换热系统在整个常减压蒸馏过程中，操作温度较高，且介质多为易燃易爆的物质，存在火灾、爆炸危险。热油系统温度较高，超过了介质的自燃点，且高温热油更容易发生泄漏，若发生泄漏，热油将自燃起火。

减顶冷凝冷却器以及减顶抽真空冷凝冷却器，均为负压下操作，介质为柴油和瓦斯，操作温度超过物料的闪点，如果设备、管线和阀门等连接处密封不良，空气漏入，易引起爆炸事故。

#### （8）污水池密闭改造

污水池密闭后，VOC（如 H<sub>2</sub>S、烃类）浓度若未有效控制，可能达到爆炸下限（LEL），遇静电火花或高温表面易引发燃爆事故。

## 2、管道

### (1) 泄漏引起火灾爆炸

化工管道大多输送易燃易爆介质，管道破裂泄漏时极易导致火灾和爆炸事故。这是因为泄漏的可燃介质遇点火源即可燃烧或爆炸。管道经常发生破裂泄漏的部位主要有：与设备连接的焊缝处；阀门密封垫片处；管段的变径和弯头处；管道阀门、法兰、长期接触腐蚀性介质的管段等。

管道质量因素泄漏，如设计不合理，管道的结构、管件与阀门的连接形式不合理或螺纹制式不一致，未考虑管道受热膨胀问题；材料本身缺陷，管壁太薄、有砂眼，代材不符合要求；加工不良，冷加工时，内外壁有划伤；焊接质量低劣，焊接裂纹、错位、烧穿、未焊透、焊瘤和咬边等；阀门、法兰等处密封失效。外来因素破坏，如外来飞行物、狂风等外力冲击；设备与机器的振动、气流脉动引起振动、摇摆；施工造成破坏；地震，地基下沉等。操作失误引起泄漏，如错误操作阀门使可燃物料漏出；超温、超压、超速、超负荷运转；维护不周，不及时维修，超期和带病运转等。

### (2) 管道内形成爆炸性混合物

在停车检修和开车时，未对管道进行置换，或采用非惰性气体置换，或置换不彻底，空气混入管道内，形成爆炸性混合物；检修时在管道上未堵盲板，致使空气与可燃气体混合；负压管道吸入空气；操作阀门有误使管道中漏入空气，或使可燃气体与助燃气体混合，遇引火源即发生爆炸。

### （3）管道内堵塞爆炸

管道发生堵塞，会使系统压力急剧增大，导致破裂事故。

### （4）具有多种引火源

物料在管道中输送时，有多种引火源存在。启闭管道阀门时，阀瓣与阀座的冲击、挤压，可成为冲击引火源。阀门在高低压段之间突然打开时，低压段气体急剧压缩局部温度上升，形成绝热压缩引火源。物料在高速流动的过程中，液体之间，发生碰撞和摩擦，极易带上静电，产生火花。危险物料输送管道周围具有摩擦撞击、明火、高温热体、电火花、雷击等多种外部点火源。可燃物料从管道破裂处或密封不严处高速喷出时会产生静电，成为泄漏的可燃物料或周围可燃物的引火源。

### （5）易成火灾蔓延的通道

由于管道连接着各种设备，管道发生火灾，不但影响管道系统的正常运行，而且还会使整个生产系统发生连锁反应，事故迅速蔓延和扩大。在管道中传播的爆炸，一定条件下会发生由爆燃向爆轰的转变，对生产设备、厂房等建筑物造成严重的破坏。

## 3、管理、操作不当导致的火灾爆炸危险

生产过程中安全管理、监督不到位或管理不当，对生产过程中发现的安全隐患问题不及时处理，可能因违章指挥、违章作业、违反操作规程而引发火灾爆炸事故。

作业人员素质低或未经培训即上岗作业，不遵守操作规程，对生产过程中出现的异常现象不能及时发现、正确处理，可能因贻误处理时机或处理不当而引发火灾爆炸事故。

## F2.2.2 容器爆炸

### 1、压力容器

在生产装置中有一些设备为压力容器具有一定的爆炸危险性，有的压力容器内盛装易燃物料，一旦因某种原因发生超压爆炸，大量的易燃物料泄漏，便会引发火灾或二次化学爆炸。在化工生产中，常因设备容器的破裂（物理爆炸）而引发设备容器内可燃介质的大量外泄，从而造成更为剧烈的二次化学性燃烧或爆炸。

因管理不到位，压力容器或压力管道可发生爆炸事故。如压力容器设计结构不合理；制造材质不符合要求；安装质量差；焊接质量差；检修质量差；设备超压运行，致使设备或管道承受能力下降；安全装置和安全附件不全、不灵敏或失效；当设备或管道超压时又不能自动泄压；设备超期运行，带病运行；高低压系统的串联部位易发生操作失误，高压气体窜入低压系统；等等均可引起爆炸。

带压设备或压力管道，若受外界影响，如设计和焊接缺陷、外界挤压或撞击、管内外腐蚀严重、或操作与管理上失误，从而造成工艺参数失控或安全措施失效，可能引起反应器等压力容器或压力管道等在超出自身承受能力的情况发生物理爆破危险。

### 2、压力管道

常减压蒸馏装置所属的常一线油自 E2162 至出装置阀门、减冷瓦斯自 V2127 至减压炉圈管、自产瓦斯自 V2102 至自产瓦斯总线等共计 359 条管道属于压力管道，其可能由于管理不到位而发生爆炸事故。如压力管道设计不合理；制造材质不符合要求；安装质量差；焊接质量差；

超压运行等导致管道承受能力下降；安全装置或附件不全、不灵敏等原因失效；外界挤压或碰撞、管道内外腐蚀等原因使承受能力下降而发生物理爆炸。

### F2.2.3 中毒和窒息

#### 1、中毒

常减压蒸馏装置中涉及的原油含有硫化物，受热后散发出硫化氢气体。硫化氢是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。急性中毒：高浓度（ $1000\text{mg}/\text{m}^3$  以上）吸入可发生闪电型死亡。严重中毒可留有神经、精神后遗症。急性中毒出现眼和呼吸道刺激症状，急性气管-支气管炎或支气管周围炎，支气管肺炎，头痛，头晕，乏力，恶心，意识障碍等。重者意识障碍程度达深昏迷或呈植物状态，出现肺水肿、多脏器衰竭。对眼和呼吸道有刺激作用。慢性影响：长期接触低浓度的硫化氢，可引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱等。职业接触限值：MAC（最高容许浓度）（ $\text{mg}/\text{m}^3$ ）：10。

装置内的原油、石脑油、柴油、煤油、蜡油、渣油等烃类物质属于麻醉性毒物，毒性危害程度为轻度，主要引起中枢神经系统功能障碍，高浓度时引起呼吸中枢麻痹。轻度中毒的表现为头痛、头晕、短暂意识障碍、四肢无力、恶心、呕吐、易激动、步态不稳等。重度中毒患者可引起中毒性脑病，甚至脑水肿。吸入较高浓度时可引起突然意识丧失、反射性呼吸停止及化学性肺炎，部分患者出现中毒性精神病症状。经口腔吸入引起的急性中毒出现消化道症状，严重者可出现类似急性中毒症状，直接吸入呼吸道，可致吸入性肺炎。

污水池含硫、含盐污水长期接触池体及管道，导致碳钢或密封材料腐蚀失效，引发有毒气体泄漏。

## 2、窒息

设备、管道和机泵在检修时可能会使用氮气进行置换及吹扫。氮气是窒息性气体，氮气能在密闭空间内置换空气，当空气中氮气含量过高，则引起缺氧窒息。

输送氮气的设备与管线突然大量泄漏，危险区域的作业人员有发生窒息的危险。

作业人员因工作需要进入设备容器内作业，事先不办《进入受限空间作业许可证》，设备容器没有进行清洗、置换，又未进行安全分析，或没有采取相应的安全防护措施，设备容器外也没有专人进行监护等，作业人员就贸然进入，均可能造成窒息事故。

所谓受限空间内作业，即生产区域内的各类塔、球、釜、槽、罐、炉膛、锅筒、管道、容器以及地下室、阴井、地沟、下水道或其他在通常情况下为封闭场所内进行的作业，这些作业均属于受限空间作业的范畴。受限空间作业属于高度危险的作业，稍有不慎，如设备容器事先没有进行安全隔绝；对设备容器清洗置换不彻底；或作业人员进入设备容器内之前也未作安全分析；或安全措施采取不当等等，引发设备容器内作业人员中毒、窒息、触电或其他类型的人身伤亡事故。受限空间作业属较为重大危险性的作业，受限空间作业发生人员伤亡的事故常有报道，屡见不鲜。因此，凡是需进入受限空间作业均应事先办理《进入受限空间作业许可证》，办理安全许可证的目的是为了确认所需进入的

受限空间内的状况，以便采取有效的安全措施，以确保作业人员进入受限空间在整个作业过程中的人身安全。

#### F2.2.4 灼烫

##### 1、腐蚀

(1) 常减压装置加工的原料为含硫、含盐的混合原油，生产过程中可产生腐蚀性的  $H_2S$ 、 $HCl$  等，故装置中主要存在硫腐蚀。

(2) 初馏塔和常压塔塔顶及塔顶冷凝冷却系统（即空冷器、水冷器系统）等部位存在低温硫腐蚀；加热炉炉管、常压塔中下部（包括进料处）、常渣及减渣管道、部分高温换热器（如运行有渣油的高温换热器）等部位存在高温硫腐蚀；加热炉的空气预热器、尾部管排等部位存在低温露点腐蚀。

(3) 生产中若设备或管线由于腐蚀发生泄漏，再加上生产介质多为易燃易爆物质，则导致火灾、爆炸的危险性很大；同时，若腐蚀泄漏导致大量高温介质等危险物料的外泄，则可能造成高温烫伤、中毒窒息等其它危害后果。

(4) 设备腐蚀产生的氧化铁、硫化亚铁等杂质易积集在塔板上，若在装置检修中清扫不彻底，塔板或降液管往往容易堵塞。而且硫腐蚀产生的硫化亚铁在检修等过程中暴露于空气中易自燃。在炼油化工装置典型事故的统计中，硫化亚铁自燃的事故曾多次发生，危害较大。

##### 2、灼烫

该项目涉及主要高温设备包括塔类、机泵、管线等，如防护不当，人体不慎接触这些设备或管线，将导致灼烫。通常情况下，由于装置内

高温设备的外部均设隔热层，装置中高温部位危害不大。但部分高温设备由于其运行的特殊性不能采取耐火层保护的部位，由于高温部件强烈的热辐射，人员在靠近高温部件的过程中已能感觉到，因此对人员伤害也较小，但若遇高温物料（如热油、蒸汽等）泄漏喷溅，仍会造成人员烫伤。

装置生产过程中使用的蒸汽以及高温物料等介质，在其管线、蒸汽发生器泄漏是会对人员、周边设备造成灼烫危害。该项目还涉及加热炉、换热器等高温热源，人员长时间处于该区域内工作可造成中暑。

## F2.3 可能造成作业人员伤亡的其它危险、有害因素分析

### F2.3.1 触电

#### 1、触电

该项目电气部分主要包括电气主接线、防雷接地、操作电源等。

触电是由电流形式的能量造成的，当伤害电流流过人体时，人体受到局部电能作用，使人体内细胞的正常工作遭到不同程度的破坏，产生生物学效应、热效应、化学效应和机械效应，会引起压迫感、打击感、痉挛、疼痛、呼吸困难、血压异常、昏迷、心率不齐等，严重时会引起窒息、心室颤动而导致死亡。主要是因为电气线路或电气设备在设计、安装上存在缺陷，或在运行中，缺乏必要的检修维护，使设备或线路存在漏电、过热、短路、接头松脱、断线碰壳、绝缘老化、绝缘击穿、绝缘损坏、等隐患；没有设置必要的安全技术措施（如保护接零、漏电保护、安全电压、等电位联结等）或安全措施失效；电气设备运行管理不当，安全管理制度不完善；没有必要的安全组织措施；专业电工或机电

设备操作人员的操作失误，或违章作业等。

变配电系统的电压较高，如防护设施有缺陷或违章作业，例如：带负荷拉闸、带电挂接地线、误入带电间隔等，均有触电的危险。在金属容器内焊接时因无可靠的绝缘和防触电安全措施，导致焊工触电。违章带负荷拉闸时，有可能造成电弧烧伤。配电室、与生产设施配套的各类电气设备、电气开关电缆、接地、接零或屏蔽措施不完善等原因造成漏电，从而导致触电伤人事件。人体进入地面带电区域时，两脚之间承受跨步电压造成电击。

## 2、静电伤害

静电接地、跨接装置不完善；设备缺乏检修和维护；人体静电防护不符合要求等产生静电火花。人体因受到静电电击的刺激，可能导致二次事故，如坠落、摔倒等；在有爆炸和火灾危险的场所，静电放电火花可能成为电击点火源，造成爆炸和火灾事故。

## 3、雷电

该项目所有建、构筑物在雷雨天存在着被雷击的危险。由于雷电具有电流很大、电压很高、冲击性很强的特点，一旦被雷电击中，不但可能损坏生产设备和设施，造成大规模停电，而且还会导致火灾和爆炸，造成人员伤亡事故。

伤害的方式：直接雷击放电、二次放电、雷电流的热量可能引起爆炸和火灾；雷电的直接击中、跨步电压的作用及火灾爆炸的间接作用会造成人员伤亡；雷击可直接毁坏建构筑物，导致电气设备击穿或烧毁；变压器、电力线路等遭受雷击，可导致大规模停电事故。

伤害的途径：由直击雷、雷电感应、雷电波的电性质、热性质、机械性质的破坏作用引起。

从雷电防护的角度分析，雷电危险因素的产生原因主要有：防雷装置设计不合理；防雷装置安装存在缺陷；防雷装置失效，防雷接地体接地电阻不符合要求；缺乏必要的人身防雷安全知识等。

分布：所有用电场所。

### F2.3.2 机械伤害

该项目的压缩机、风机、泵，其转动部位如防护措施不到位，或防护存在着一定的缺陷，或在事故及检修等状况下都存在机械伤害的可能。

其主要原因为：机械设备防护措施不到位或防护措施缺陷、设备故障或机械设备未及时检查修理、人员违章操作等。

常见机械伤害有：与运动零部件接触伤害如绞缠、卷咬、冲压，飞出物的打击伤害、刮碰、撞击伤害、坠落、磕绊与跌伤。

造成机械伤害事故的主要原因有：

#### (1) 缺乏安全装置。

人手直接频繁接触的机械，没有完好的紧急制动装置，或者该制动按钮位置不能使操作者在机械作业活动范围内随时可触及到。此外，有的机械接近地面的联轴节、皮带轮、飞轮等易伤害人体部位没有完好防护装置；还有的投料口等部位缺护栏及盖板，无警示牌，人一旦疏忽误接触这些部位，就会造成事故。

#### (2) 检修、检查机械时忽视安全措施。

如人进行设备检修、检查作业，不切断电源，未挂不准合闸警示牌，未设专人监护等措施而造成严重后果。也有的因当时受定时电源开关作用或发生临时停电等因素误判而造成事故。也有的虽然对设备断电，但因未等至设备惯性运转彻底停住就下手工作，同样造成严重后果。

(3) 电源开关布局不合理。

一种是有了紧急情况不立即停车；另一种是好几台机械开关设在一起，极易造成误开机械引发严重后果。

(4) 自制或任意改造机械设备，不符合安全要求。

(5) 任意进入机械运行危险作业区(采样、干活、借道、拣物等)。

(6) 不具操作素质的人员上岗或其他人员乱动机械。

### F2.3.3 车辆伤害

该项目物料的运输车辆，厂内作业人员有受到车辆伤害的危险。

(1) 车辆在进、出、倒车、转向时，如与工作人员指挥配合失误，将会导致车辆伤害事故。

(2) 车辆作业遇有雨天、雾天，冬季遇有霜、雪天，路面湿滑，易导致车辆打滑、调头而产生事故。

(3) 夜间进行车辆作业，由于照明不足、光线不佳、视线不佳、司机疲劳等原因，发生车辆伤害事故的可能性会增大。

(4) 通道不畅、作业空间狭窄、车速过快、转弯过急、车况不好、无鸣笛警示，都有可能发生撞车、挤压、轧碾等车辆伤害事故。

### F2.3.4 高处坠落

根据《高处作业分级》的规定，凡是高于基准面 2m 以上(含 2m)，

有可能坠落的高处进行的作业均为高处作业。

该项目生产装置中的塔、容器设备离地面位置较高，装置区设有多层换热器平台，操作人员常需通过塔器和容器等的盘梯或作业平台的楼梯等进行操作、维护、调节、检查或分析采样作业，如果防护措施不完善或工人在作业过程中麻痹大意，则有可能发生高出坠落事故的危险。

### F2.3.5 物体打击

物体打击事故通常作业过程中大多是两人或两人以上的众人多工种或立体交叉作业过程中由于配合不当所致，且通常是不但伤害自己还常危及他人。如：对设备进行检修作业或巡检时，高处作业时作业人员从高处随意往下任意乱抛物体；或在检修作业过程中工器具脱落飞出；或在检修作业过程中物体受到打击后边、角飞出。或正在转动的机器设备另部件因安装不牢而飞出，从而造成对作业人员或其周围人员的伤害。

### F2.3.6 噪声与振动

常减压蒸馏装置在生产过程中发出噪声的设备主要为机泵、压缩机、风机，这些噪声均属机械性噪声，此外还有输送介质在管道中高速流动而产生的气动性噪声。噪声对人的危害是多方面的，噪声使人耳聋，还可能引起其它疾病。噪声还降低劳动生产率，在噪声的刺激下，人们的注意力很不容易集中，工作易出差错，不仅影响工作进度，而且降低工作质量，容易引起工伤事故。《工作场所有害因素职业接触限值 第2部分：物理因素》中规定：工人作业场所噪声容许标准为 85dB（A）。

机泵、压缩机、风机在运转过程中产生机械性振动，电机产生电磁性振动，输送气体和液体的管道产生流体动力性振动。振动值过大除可能造成设备损坏外，还会对人体产生振动危害，长期接触大强度的生产性振动，在一定条件下可引起振动病，表现为以末梢循环、末梢神经障碍为主的全身性疾病。

## F2.4 危险化学品重大危险源辨识的过程

### F2.4.1 辨识方法介绍

#### （一）危险化学品重大危险源辨识

对重大危险源的辨识主要是依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018）。

危险化学品重大危险源是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。危险化学品重大危险源的辨识依据是危险化学品的危险特性及其数量。

重大危险源的辨识指标有两种情况：

（1）生产单元、800 万吨/年常减压装置内存在的危险化学品为单一品种，则该危险化学品的数量即为单元内危险化学品的总量，若等于或超过相应的临界量，则定为重大危险源。

（2）生产单元、800 万吨/年常减压装置内存在的危险化学品为多品种时，则按下式计算，若满足下式，则定为重大危险源。

$$S=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots+q_n/Q_n\geq 1$$

式中：

$q_1$ 、 $q_2$ …， $q_n$  —为每种危险物质实际存在量，t。

Q1、Q2…Qn 一为与各危险物质相对应的临界量，t。

## (二) 危险化学品重大危险源分级

根据《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》的要求，对危险化学品重大危险源进行分级。

### (1) 分级指标

采用单元内各种危险化学品实际存在量与其相对应的临界量比值，经校正系数校正后的比值之和 R 作为分级指标。

### (2) R 的计算方法

$$R = \alpha \left( \beta_1 \frac{q_1}{Q_1} + \beta_2 \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \beta_n \frac{q_n}{Q_n} \right)$$

式中：

$\alpha$  — 该危险化学品重大危险源厂区外暴露人员的校正系数；

$\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$  — 与各危险化学品相对应的校正系数；

$q_1, q_2, \dots, q_n$  — 每种危险化学品实际存在量（单位：t）；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$  — 与各危险化学品相对应的临界量（单位：t）。

### (3) 校正系数 $\beta$ 的取值

根据单元内危险化学品的类别不同，设定校正系数  $\beta$  值，见表 F2.4-1 和表 F2.4-2。

表 F2.4-1 常见毒性气体校正系数  $\beta$  值取值表

类别	符号	$\beta$ 校正系数
急性毒性	J1	4
	J2	1
	J3	2
	J4	2
	J5	1
爆炸物	W1.1	2
	W1.2	2

类别	符号	$\beta$ 校正系数
	W1.3	2
易燃气体	W2	1.5
气溶胶	W3	1
氧化性气体	W4	1
易燃液体	W5.1	1.5
	W5.2	1
	W5.3	1
	W5.4	1
自反应物质和混合物	W6.1	1.5
	W6.2	1
有机过氧化物	W7.1	1.5
	W7.2	1
自燃液体和自燃固体	W8	1
氧化性液体和固体	W9.1	1
	W9.2	1
易燃固体	W10	1
遇水放出易燃气体的物质和混合物	W11	1

表 F2.4-2 校正系数  $\beta$  取值表

危险化学品类别	毒性气体	爆炸品	易燃气体	其他类危险化学品
$\beta$	见表 F3.4-1	2	1.5	1

注：危险化学品类别依据《危险货物名称表》中分类标准确定。

注：危险化学品的纯物质及其混合物按 GB30000.2、GB30000.3、GB30000.4、GB30000.5、GB30000.7、GB30000.8、GB30000.9、GB30000.10、GB30000.11、GB30000.12、GB30000.13、GB30000.14、GB30000.15、GB30000.16、GB30000.18 的规定进行分类。

#### (4) 校正系数 $\alpha$ 的取值

根据重大危险源的厂区边界向外扩展 500m 范围内常住人口数量，

设定厂外暴露人员校正系数  $\alpha$  值，见表 F2.4-3。

表 F2.4-3 校正系数  $\alpha$  取值表

厂外可能暴露人员数量	$\alpha$
100 人以上	2.0
50 人~99 人	1.5
30 人~49 人	1.2
1~29 人	1.0
0 人	0.5

#### (5) 分级标准

根据计算出来的 R 值，按表 F2.4-4 确定危险化学品重大危险源的级别。

表 F2.4-4 危险化学品重大危险源级别和 R 值的对应关系

危险化学品重大危险源级别	R 值
一级	$R \geq 100$
二级	$100 > R \geq 50$
三级	$50 > R \geq 10$
四级	$R < 10$

## F2.4.2 辨识过程

### (一) 危险化学品重大危险源辨识

将 800 万吨/年常减压装置划分为一个生产单元，该单元的危险化学品临界量与实际量对比情况，见表 F2.4-5。

表 F2.4-5 危险化学品临界量和实际量对比表 (t)

序号	单元	危险化学品	临界量 Q	实际量 q	S	结论
<b>一、生产单元</b>						
1	常减压蒸馏装置	原油	5000	315.62	1.62	构成危险化学品 重大危险源
		石脑油 (气)	10	6.91		
		石脑油 (液)	1000	276.21		
		煤油 (气)	10	1.32		
		煤油 (液)	5000	42.7		
		燃料气	50	0.49		
		柴油 (气)	10	4.20		
		柴油 (液)	5000	77.71		
		硫化氢	5	0.00001		

### (二) 危险化学品重大危险源分级

重大危险源的分级计算过程，见表 F2.4-6。

表 F2.4-6 危险化学品重大危险源分级情况表

序号	单元名称	物质名称	临界量 (t)	实际量 (t)	$\alpha$	$\beta$	R	重大危险源级别
<b>一、生产单元</b>								
1	常减压蒸馏装置	原油	5000	315.62	2	1	4.49	四级
		石脑油 (气)	10	6.91		1.5		
		石脑油 (液)	1000	276.21		1		
		煤油 (气)	10	1.32		1.5		
		煤油 (液)	5000	42.7		1		
		燃料气	50	0.49		1.5		
		柴油 (气)	10	4.20		1.5		
		柴油 (液)	5000	77.71		1		

		硫化氢	5	0.00001		4	
--	--	-----	---	---------	--	---	--

经计算，800 万吨/年常减压装置改造后为四级重大危险源，根据 2022 年 11 月编制完成的《中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司石油二厂 800 万吨/年常减压蒸馏装置危险化学品重大危险源安全评估报告》，该装置为三级重大危险源，本项目实施后，重大危险源级别由三级变为四级重大危险源。

## F2.5 定性、定量分析危险、有害程度的过程

### F2.5.1 安全检查表法

按项目可研提供的相关资料，采用安全检查表法对该项目选址与总平面布置单元进行符合性检查。有关评价的具体情况，见表 F2.5-1。

表 F2.5-1 选址与平面布置单元安全检查表

序号	检查内容	依据	检查记录	结果
1	厂址选择应符合国家的工业布局、城镇（乡）总体规划及土地利用总体规划的要求。	《工业企业总平面设计规范》GB50187 第3.0.1条	符合国家的工业布局、城镇（乡）总体规划及土地利用总体规划的要求。	符合
2	厂址是否有便利和经济的交通运输条件。	《工业企业总平面设计规范》GB50187 第3.0.5条	有便利和经济的交通运输条件。	符合
3	厂址应具有满足生产、生活及发展规划所必需的水源和电源，且用水、用电量特别大的工业企业，宜靠近水源、电源。	《工业企业总平面设计规范》GB50187 第3.0.6条	用水、用电来自于该公司原有设施，能够满足要求。	符合
4	下列地段和地区不得选为厂址： 一、地震断层和设防烈度高于九度的地震区； 二、有泥石流、滑坡、流沙、溶洞等直接危害	《工业企业总平面设计规范》GB50187	厂址没有设在所列禁用地段，选址合理。	符合

序号	检查内容	依据	检查记录	结果
	的地段； 三、采矿陷落（错动）区界限内； 四、爆破危险范围内； 五、坝或堤决溃后可能淹没的地区； 六、重要的供水水源卫生保护区； 七、国家规定的风景区及森林和自然保护区； 八、历史文物古迹保护区； 九、对飞机起落、电台通讯、电视转播、雷达导航和重要的天文、气象、地震观察以及军事设施等规定有影响的范围内； 十、IV级自重湿陷性黄土、厚度大的新近堆积黄土、高压缩性的饱和黄土和III级膨胀土等工程地质恶劣地区； 十一、具有开采价值的矿藏区。	第 3.0.14 条		
5	石油化工企业与相邻工厂或设施的防火间距不应小于《石油化工企业设计防火标准》GB 50160中表4.1.9的规定。	《石油化工企业设计防火标准》GB 50160 第 4.1.9 条和 4.1.10 条	防火间距符合要求。	符合
6	工厂总平面应根据工厂的生产流程及各组成部分的生产特点和火灾危险性，结合地形、风向等条件，按功能分区集中布置。	《石油化工企业设计防火标准》GB 50160 第 4.2.1 条	生产装置区、公用工程区、办公区集中布置。	符合
7	石油化工企业总平面布置的防火间距除本标准另有规定外，不应小于表 4.2.12 的规定。	《石油化工企业设计防火标准》GB 50160第 4.2.12条	厂内建构筑物之间的防火间距符合要求。	符合
8	工厂主要出入口不应少于两个，并宜位于不同方位。	《石油化工企业设计防火标准》GB 50160 第 4.3.1 条	东、西分别设有出入口。	符合

表 F2.5-2 厂区外周边环境的防火间距情况表

序号	厂内设施名称	方位	厂外设施名称	拟定距离 (m)	规范要求间距 (m)	结论
1	800 万吨/年常减压装置	西	高上线 (厂外其他公路)	572	20 注①	符合
2		西北	搭连小区	1100	100 注①	符合
3		东北	小台沟村	1100	100 注①	符合

注：①依据《石油化工企业设计防火标准》GB50160-2008 (2018 年版) 第 4.1.9 条；

表 F2.5-3 拟建项目平面布置防火间距安全检查表

序号	装置名称	方位	周边设施	实际距离	标准要求间距	依据条款	结论
2	常减压蒸馏装置 (甲类)	东	石油一厂石蜡加氢装置 (甲类)	62	25	GB50160-2008 (2018 年版) 第 4.2.12 条	符合
		东	场内道路	25	15		
		南	柴油加氢精制装置 (甲类)	38	25		符合
		南	制氢装置 (甲类)	38	25		符合
		南	加氢裂化装置 (甲类)	36	25		符合
		西	厂内铁路走行线	41	15		符合
		北	管控中心 (一类区域重要设施)	34	30		符合
2	常减压蒸馏装置内不凝气水环泵房 (甲)	东	石油一厂石蜡加氢装置 (甲类)	98	25	GB50160-2008 (2018 年版) 第 4.2.12 条	符合
		南	柴油加氢精制装置 (甲类)	184	25		符合
		南	制氢装置 (甲类)	184	25		符合
		南	加氢裂化装置 (甲类)	182	25		符合
		西	厂内铁路走行线	53	15		符合
		北	管控中心 (一类区域重要设施)	43	30		符合
3	罐区原油泵房 (甲)	东	常减压蒸馏装置 (甲类)	461	20	GB50160-2008 (2018 年版) 第 4.2.12 条	符合
		东	143 单元汽油罐, 内浮顶, 5000m <sup>3</sup>	15	12		符合

小结:

1) 拟建项目位于石油二厂厂区内, 项目选址符合工业布局和城市规划的要求。

2) 拟建项目的选址不属于国家规定的禁用地段, 不受洪水、内涝威胁。从交通运输、原材料配套、地区公用设施 (水源、电源供应等)

情况等方面考虑比较适宜。

3) 拟建项目与相邻工厂或设施的防火间距符合《石油化工企业设计防火标准》(2018 年版) GB50160-2008 规定的安全距离要求。

4) 拟建项目总平面布置的防火间距符合《石油化工企业设计防火标准》(2018 年版) GB50160-2008 第 4.2.12 条规定的安全距离要求。

## F2.5.2 预先危险性分析

为衡量系统危险性的大小及对系统的破坏程度,将各类危险性划分为 4 个等级,见表 F2.5-4;以下对该项目存在的主要危险因素进行分析,结果如表 F2.5-5 所示。

表 F2.5-4 预先危险性分析危险级别划分表

级别	危险程度	可能导致的后果
I	安全的	不会造成人员伤亡和系统损坏
II	临界的	处于事故边缘,暂时不会造成人员伤亡、系统损坏或降低性能,但应予以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	造成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

表 F2.5-5 危险因素评价(预先危险性分析方法)

危险因素	事故原因	事故结果	危险等级	对策措施
火灾、爆炸	1. 原油、石脑油、煤油、液化石油气、柴油等为易燃、易爆介质泄漏遇点火源; 2. 污水池密闭后, VOC 浓度若未有效控制, 可能达到爆炸下限, 遇静电火花或高温表面易引发燃爆事故。 3. 超温、超压造成容器、管线破裂而泄漏; 4. 电气设备设施短路、过热、	人员伤亡、财产损失	III	1. 生产区严禁吸烟; 2. 严禁携带火种、穿带钉皮鞋等进入生产区; 3. 动火时必须严格按动火手续办理动火证, 并采取有效防范措施; 4. 按规定要求采取防静电措施, 安装避雷装置, 并定期进行检测, 保证完好; 5. 转动设备部位要保持清洁, 防止杂物等因磨擦燃烧; 6. 电缆等要按国家规定配置、安装、敷设, 装设保护装置;

	<p>过载；</p> <p>5. 物料的装卸、运送、开关泵等，未按有关规定及操作规程使用；</p> <p>6. 泄压失灵，安全设施失去作用；</p> <p>7. 检修时未隔离或隔离失败；</p> <p>8. 违章动火；</p> <p>9. 作业人员未及时发现隐患；</p> <p>10. 现场消防设施不完善；</p> <p>11. 处理突发性事故措施不当；</p> <p>12. 由自然灾害造成的破裂泄漏，如地震、雷击、台风等。</p>			<p>7. 在危险作业场所，要设置危险警示标志；</p> <p>8. 定期对各种安全设施、消防设施进行检查，使之齐全并保持完好；</p> <p>9. 制定操作规程，加强从业人员安全生产教育。</p> <p>10. 泄漏后应采取相应措施：查明泄漏源点，切断相关阀门，消除泄漏源，及时报告；如泄漏量大，应疏散有关人员至安全处。</p>
<p><b>容器爆炸</b></p>	<p>1. 原油、石脑油、煤油、液化石油气、柴油等为易燃、易爆介质泄漏遇点火源；</p> <p>2. 超温、超压造成容器、管线破裂而泄漏；</p> <p>3. 电气设备设施短路、过热、过载；</p> <p>4. 物料的装卸、运送、开关泵等，未按有关规定及操作规程使用；</p> <p>5. 泄压失灵，安全设施失去作用；</p> <p>6. 检修时未隔离或隔离失败；</p> <p>7. 违章动火；</p> <p>8. 作业人员未及时发现隐患；</p> <p>9. 现场消防设施不完善；</p> <p>10. 处理突发性事故措施不当；</p> <p>11. 由自然灾害造成的破裂泄漏，如地震、雷击、台风等。</p>	<p>人员 伤亡、 财产 损失</p>	<p>II</p>	<p>1. 生产区严禁吸烟；</p> <p>2. 严禁携带火种、穿带钉皮鞋等进入生产区；</p> <p>3. 动火时必须严格按动火手续办理动火证，并采取有效防范措施；</p> <p>4. 按规定要求采取防静电措施，安装避雷装置，并定期进行检测，保证完好；</p> <p>5. 转动设备部位要保持清洁，防止杂物等因摩擦燃烧；</p> <p>6. 电缆等要按国家规定配置、安装、敷设，装设保护装置；</p> <p>7. 在危险作业场所，要设置危险警示标志；</p> <p>8. 定期对各种安全设施、消防设施进行检查，使之齐全并保持完好；</p> <p>9. 制定操作规程，加强从业人员安全生产教育。</p> <p>10. 泄漏后应采取相应措施：查明泄漏源点，切断相关阀门，消除泄漏源，及时报告；如泄漏量大，应疏散有关人员至安全处。</p>

<p style="text-align: center;"><b>中毒和窒息</b></p>	<p>1、输送氮气的设备与管线突然大量泄漏，危险区域的作业人员有发生窒息的危险。</p> <p>2. 作业人员因工作需要进入设备容器内作业，如设备内氧气含量过低(低于 19.5%)设备内作业人员有窒息的危险。</p> <p>3. 生产中的受热后散发出硫化氢气体，是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。</p>	<p style="text-align: center;">人员伤亡、财产损失</p>	<p style="text-align: center;">II</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 教育、培训职工掌握有毒物质的毒性、预防中毒的方法及中毒后如何急救的知识；</li> <li>2. 要求职工严格遵守各种规章制度和操作规程；</li> <li>3. 设立危险标志；</li> <li>4. 设立急救点（配备相应的急救药品、器材）；</li> <li>5. 加强通风；</li> <li>6. 作业时两人以上，并有监护。</li> <li>7. 作业人员要穿戴专用防护服装、佩带防护器具；</li> <li>8. 泄漏后应采取相应措施：查明泄漏源点，切断相关阀门，消除泄漏源，及时报告；如泄漏量大，应疏散有关人员至安全处；</li> <li>9. 定期检修、维护保养、保持设备的完好状态；检修时，要彻底清洗干净；并进行检测氧含量，合格后方可作业；要有人现场监护和准备抢救措施，作业人员要穿戴好防护用具；</li> </ol>
<p style="text-align: center;"><b>触电</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1、电气设备、电动工具金属外壳带电；</li> <li>2、安全距离不够；</li> <li>3、绝缘损坏、老化；</li> <li>4、保护接地、接零不当；</li> <li>5、高压线断落地面；</li> <li>6、建筑结构未做到“五防一通”（防火、防水、防漏、防雨雪、防小动物和通风良好）；</li> <li>7、防护用品和工具质量缺陷或使用不当；</li> <li>8、多雨、潮湿等情况人体多汗，人体电阻大大下降；</li> <li>9、电气设备外壳接地不良；</li> <li>10、手及人体其它部位、手持金属物体触及带电体；</li> <li>11、移动电气或电动工具使用、保管、维修有缺陷；</li> <li>12、电工违章作业，非电工违章进行电气作业；</li> <li>13、雷电。</li> </ol>	<p style="text-align: center;">人员伤亡</p>	<p style="text-align: center;">II</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1、对设备、线路采用与电压相符，使用与环境 and 运行条件相适应的绝缘体，并定期检查、维修，保持完好状态；</li> <li>2、采用遮栏、护罩、护盖、箱匣等防护装置，将带电体同外界隔绝开来，防止人体接近或触及带电体；</li> <li>3、用电设备做好保护接地或保护接零；</li> <li>4、电焊机接线端不能裸露，绝缘不能损坏，注意检测有否漏电现象，电焊时要正确穿戴好劳动防护用品，应注意防触电问题，在特殊环境下进行焊割要有监护，并有抢救后备措施；</li> <li>5、根据作业场所要求正确选择手持电动工具，并做到安全可靠；</li> <li>6、建立和健全并严格执行电气安全规章制度和安全操作规程；</li> <li>7、对静电接地、防雷装置定期进行检查、检测保持完好状态，使之起到可靠的保护作用；</li> <li>8、要按作业要求正确选择 I、II、III 类手持电动工具；</li> <li>9、严禁非电工进行电气作业。</li> </ol>

灼烫	<p>1、常减压装置加工的原料为含硫、含盐的混合原油，生产过程中可产生腐蚀性的 H<sub>2</sub>S、HCl 等，故装置中主要存在硫腐蚀；</p> <p>2、蒸汽管道、换热器等高温部位裸露造成人员烫伤；</p> <p>3、操作规程不健全；</p> <p>4、未佩戴防护用品；</p> <p>5、安全警示标识缺失；</p> <p>6、高温设备无隔热措施；</p> <p>7、缺少应急处理设施。</p>	人员伤亡	II	<p>1、正确佩戴安全防护用品；</p> <p>2、设置安全警示标识；</p> <p>3、对生产中表面温度超过 60℃ 的且可能接触人的设备与管线均设防烫保温层或防烫保护设施，以保护操作人员的安全；</p> <p>4、操作人员现场巡检时穿戴工作服。</p> <p>5、设立安全警示标志；</p> <p>6、杜绝“三违”现象，加强对操作人员的安全教育。</p> <p>7、配备应急处理设施。</p>
机械伤害	<p>1、违反操作规程；</p> <p>2、机械设备缺少安全联锁装置及防护装置。机械设备的传动装置没有防护罩；</p> <p>3、设备缺少日常维护；</p> <p>4、操作人员没有正确穿戴防护用品。</p> <p>5、旋转、往复、滑动物撞击人体；</p> <p>6、设备检修作业时，电源未切断，他人误启动设备等；</p> <p>7、工作时注意力不集中。</p>	人员伤亡	II	<p>1、严格遵守有关操作规程；</p> <p>2、机械设备防护罩和安全联锁装置应齐全、有效；</p> <p>3、定期对设备进行检修、维护；</p> <p>4、加强个人防护，正确穿戴防护用具。</p> <p>5、集中注意力，工作时注意观察；</p> <p>6、危险场地周围设防护栏；</p> <p>7、进行行设备检修作业，要严格执行设备检修作业的管理规定，采取相应安全措施。</p>
高处坠落	<p>1、高处作业场所有洞无盖、临边无栏，不小心造成坠落；</p> <p>2、无脚手架、板，造成高处坠落；</p> <p>3、梯子无防滑、强度不够、人字梯无拉绳等造成坠落；</p> <p>4、高空人行道、屋顶、及护栏等锈蚀损坏，强度不够，造成坠落；</p> <p>5、未穿防滑鞋，未系安全带或防护用品穿戴不当，造成滑跌坠落；</p> <p>6、脚手架、梯未固定好或强度不够，造成坠落；</p> <p>7、在大风、暴雨、雷电、霜雪、冰冻等条件下登高作业，造成跌落；</p> <p>8、吸入刺激性气体，或氧气</p>	人员伤亡	II	<p>1、登高作业人员必须严格执行“十不登高”；</p> <p>2、登高作业人员必须戴好安全帽，系挂好安全带，穿好防滑鞋紧身工作服；</p> <p>3、搭设脚手架等防坠落措施；</p> <p>4、在高空人行道、屋顶、塔杆以及其它危险的高处临时作业，要装设防护栏杆或安全网；</p> <p>5、进入容器工作时要检测分析、含氧量等，以确定可否进入工作，并要有现场监护；</p> <p>6、上下层进行立体作业时，中间必须搭设严密牢固的中间隔板、罩棚等隔离设施；</p> <p>7、临边、洞口要做到“有洞必有盖、有边必有栏”；</p> <p>8、对平台、栏杆、护墙以及安全带、安全网等要定期检查，确保完好；</p>

	不足或身体不适造成跌落； 9、身体突然不适或恐高症造成坠落； 10、作业时注意力不集中或戏闹，不慎坠落。			9、六级以上大风、暴雨、雷电、下雪、大雾等恶劣天气应停止高处作业； 10、可以在平地做的作业，尽量不要拿到高处去做，即“高处作业平地做”； 11、加强对登高作业人员的安全教育、培训、考核工作，严禁违章。
车辆伤害	1、车辆有故障； 2、车速太快； 3、马路边无防止车辆撞击设施； 4、超载驾驶，车辆存在故障。 5、违章操作； 6、道路不畅； 7、视野不好。	人员伤亡	II	1、非经许可厂内应禁止车辆入内； 2、设交通标志； 3、保持路面状态良好； 4、驾驶员遵守交通规则，不违章驾驶； 5、严禁超载、超速行驶； 6、车辆维护保养好，安全装置齐全有效。
物体打击	1、未带安全帽； 2、在起重或高处作业区域行进或逗留； 3、在高处有浮物或设施不牢固，将在倒塌的地方进行或停留。	人员伤亡	II	1、高处作业要严格遵守“十不登高” 2、高处不能有浮物，需要时应固定好； 3、将要倒塌的设施要及时修复或拆除； 4、作业人员戴好安全帽及穿好劳动防护用品； 5、加强防止物体打击的检查和安全管理 工作； 6、加强对职工进行有关的安全教育。

小结：该项目火灾、爆炸的危险等级为III级（危险级）；容器爆炸、中毒和窒息、灼烫、触电、高出坠落、机械伤害、车辆伤害、物体打击的危险等级为II级（临界级）。

### F2.5.3 建设项目多米诺效应计算

#### 1) 装置基本参数

装置名称：常压塔

装置编号：01

装置坐标：237.1，142.7

物料名称：石脑油

装置类型：固定的常压容器和储罐

是否修正：否

装置体积 (m<sup>3</sup>)：2011

泄漏模式：泄漏到大气中-中孔泄漏，泄漏到大气中-小孔泄漏，  
泄漏到大气中-大孔泄漏，泄漏到大气中-完全破裂

物料类型：易燃液体

事故类型：池火灾

容器最大存量 (kg)：3200

容器内液体密度 (kg/m<sup>3</sup>)：730

泄漏孔上方液体高度 (m)：10

泄漏孔上方液体质量：500

危险单元类型：无防火堤

地面性质：平整地面

液体密度 (kg/m<sup>3</sup>)：730

燃料燃烧热 (Kj/Kg)：43493

定压比热 (Kj/(Kg.K))：2.25

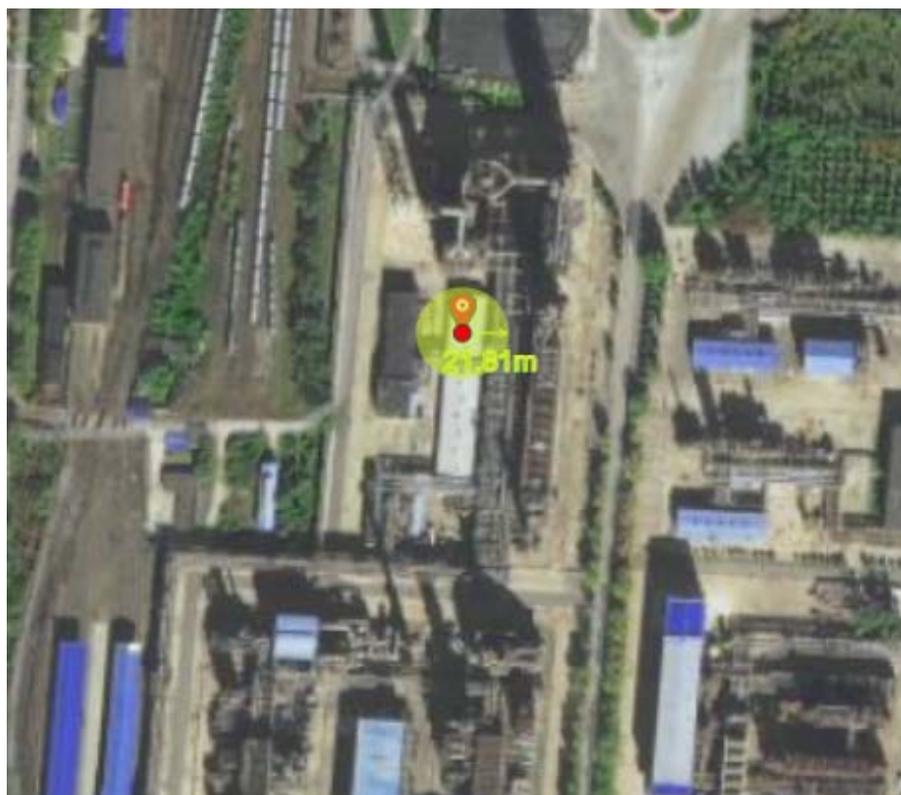
液体蒸发潜热 (Kj/Kg)：335

液体常压沸点 (K)：453

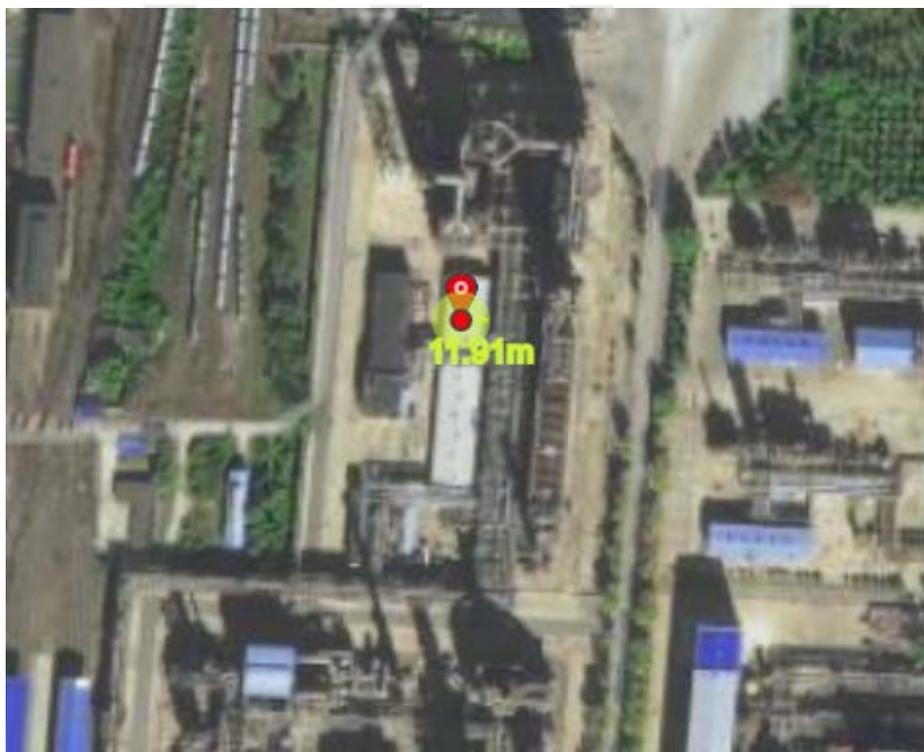
人员暴露时间 (s)：120

## 2) 多米诺半径模拟结果图

当目标装置类型为常压容器时半径为 21.81 米，模拟图如下：



当目标装置类型为压力容器时半径为 11.91 米，模拟图如下：



## 附件 3 评价依据

### F3.1 法律

➤ 《中华人民共和国安全生产法》（2002 年 6 月 29 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过 根据 2009 年 8 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改部分法律的决定》第一次修正 根据 2014 年 8 月 31 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改〈中华人民共和国安全生产法〉的决定》第二次修正 根据 2021 年 6 月 10 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十九次会议《关于修改〈中华人民共和国安全生产法〉的决定》第三次修正）

➤ 《中华人民共和国消防法》（1998 年 4 月 29 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二次会议通过 2008 年 10 月 28 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第五次会议修订 根据 2019 年 4 月 23 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改〈中华人民共和国建筑法〉等八部法律的决定》第一次修正 根据 2021 年 4 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议《关于修改〈中华人民共和国道路交通安全法〉等八部法律的决定》第二次修正）

➤ 《中华人民共和国气象法》（1999 年 10 月 31 日第九届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议通过 根据 2009 年 8 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改部分法律的决定》第一次修正根据 2014 年 8 月 31 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改〈中华人民共和国保险法〉等五部法

律的决定》第二次修正 根据 2016 年 11 月 7 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议《关于修改〈中华人民共和国对外贸易法〉等十二部法律的决定》第三次修正)

➤《中华人民共和国劳动法》(1994 年 7 月 5 日第八届全国人民代表大会常务委员会第八次会议通过 根据 2009 年 8 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改部分法律的决定》第一次修正 根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改〈中华人民共和国劳动法〉等七部法律的决定》第二次修正)

➤《中华人民共和国职业病防治法》(2001 年 10 月 27 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过 根据 2011 年 12 月 31 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议《关于修改〈中华人民共和国职业病防治法〉的决定》第一次修正 根据 2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议《关于修改〈中华人民共和国节约能源法〉等六部法律的决定》第二次修正 根据 2017 年 11 月 4 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议《关于修改〈中华人民共和国会计法〉等十一部法律的决定》第三次修正 根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改〈中华人民共和国劳动法〉等七部法律的决定》第四次修正)

➤《中华人民共和国社会保险法》(2010 年 10 月 28 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十七次会议通过 根据 2018 年 12 月 29

日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改〈中华人民共和国社会保险法〉的决定》修正)

➤ 《中华人民共和国电力法》(1995 年 12 月 28 日第八届全国人民代表大会常务委员会第十七次会议通过 根据 2009 年 8 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改部分法律的决定》第一次修正 根据 2015 年 4 月 24 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议《关于修改〈中华人民共和国电力法〉等六部法律的决定》第二次修正)

➤ 《中华人民共和国特种设备安全法》(2013 年 6 月 29 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三次会议通过)

➤ 《中华人民共和国劳动合同法》(2007 年 6 月 29 日第十届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过 根据 2012 年 12 月 28 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议《关于修改〈中华人民共和国劳动合同法〉的决定》修正)

➤ 《中华人民共和国工会法》(1992 年 4 月 3 日第七届全国人民代表大会第五次会议通过 根据 2001 年 10 月 27 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议《关于修改〈中华人民共和国工会法〉的决定》第一次修正 根据 2009 年 8 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改部分法律的决定》第二次修正)

➤ 《中华人民共和国防震减灾法》(1997 年 12 月 29 日第八届全国人民代表大会常务委员会第二十九次会议通过 2008 年 12 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第六次会议修订)

➤ 《中华人民共和国突发事件应对法》（2007 年 8 月 30 日第十届全国人民代表大会常务委员会第二十九次会议通过 2024 年 6 月 28 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十次会议修订）

### F3.2 法规

➤ 《工伤保险条例》（中华人民共和国国务院令〔2010〕第 586 号）

➤ 《生产安全事故报告和调查处理条例》（2007 年 3 月 28 日国务院第 172 次常务会议通过 2007 年 4 月 9 日中华人民共和国国务院令 第 493 号公布 自 2007 年 6 月 1 日起施行）

➤ 《危险化学品安全管理条例》（2002 年 1 月 26 日中华人民共和国国务院令 第 344 号公布 2011 年 2 月 16 日国务院第 144 次常务会议修订通过 根据 2013 年 12 月 7 日《国务院关于修改部分行政法规的决定》修订）

➤ 《特种设备安全监察条例》（2003 年 3 月 11 日中华人民共和国国务院令 第 373 号公布 根据 2009 年 1 月 24 日《国务院关于修改〈特种设备安全监察条例〉的决定》修订）

➤ 《生产安全事故应急条例》（2018 年 12 月 5 日国务院第 33 次常务会议通过 2019 年 2 月 17 日中华人民共和国国务院令 第 708 号公布 自 2019 年 4 月 1 日起施行）

➤ 《电力设施保护条例》（1987 年 9 月 15 日国务院发布 根据 1998 年 1 月 7 日《国务院关于修改〈电力设施保护条例〉的决定》第一次修订 根据 2011 年 1 月 8 日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》第二次修订）

➤ 《气象灾害防御条例》（2010 年 1 月 20 日经国务院第 98 次常务会议通过，2010 年 1 月 27 日中华人民共和国国务院令 第 570 号公布，自 2010 年 4 月 1 日起施行。根据 2017 年 10 月 7 日 《国务院关于修改部分行政法规的决定》修订）

➤ 《使用有毒物质作业场所劳动保护条例》（国务院令 第 352 号，2002 年 5 月 12 日实施）

### F3.3 规章和文件

➤ 《安全生产培训管理办法》（2012 年 1 月 19 日国家安全监管总局令 第 44 号公布，根据 2013 年 8 月 29 日国家安全监管总局令 第 63 号第一次修正，根据 2015 年 5 月 29 日国家安全监管总局令 第 80 号第二次修正）

➤ 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2023 年 12 月 1 日经国家发展改革委第 6 次委务会通过 2023 年 12 月 27 日国家发展改革委令 第 7 号公布 自 2024 年 2 月 1 日起施行）

➤ 《国家安全监管总局关于印发淘汰落后安全技术装备目录（2015 年第一批）的通知》（安监总科技[2015]75 号）

➤ 《国家安全监管总局关于印发淘汰落后安全技术工艺、装备目录（2016 年）的通知》（安监总科技[2016]137 号）

➤ 《应急管理部办公厅关于印发〈淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录（第一批）〉的通知》（应急厅〔2020〕38 号）

➤ 《淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录（第二批）》（应急厅 2024 年 86 号）

- 《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第 36 号，根据 2015 年 4 月 2 日国家安全生产监督管理总局令第 77 号修正）
- 《生产经营单位安全培训规定》（安监总局令第 3 号；根据 2013 年 8 月 19 日国家安全生产监督管理总局令第 63 号修正；根据 2015 年 5 月 29 日国家安全生产监督管理总局令第 80 号修正）
- 《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（安监总局令第 30 号；根据 2013 年 8 月 19 日国家安全生产监督管理总局令第 63 号修正；根据 2015 年 5 月 29 日国家安全生产监督管理总局令第 80 号修正）
- 《危险化学品生产企业安全生产许可证实施办法》（2011 年 8 月 5 日国家安全监管总局令第 41 号公布 根据 2015 年 5 月 27 日国家安全监管总局令第 79 号修正）
- 《危险化学品建设项目安全监督管理办法》（安监总局令第 45 号；根据 2015 年 5 月 27 日国家安全生产监督管理总局令第 79 号修正）
- 《关于进一步加强危险化学品建设项目安全设计管理的通知》（安监总管三〔2013〕76 号）
- 《危险化学品目录（2015 版）》（安全监管总局等 10 部门公告调整〔2015〕年第 5 号）；应急管理部等十部委发布公告调整〔2022〕年第 8 号，自 2023 年 1 月 1 日起施行
- 《关于开展提升危险化学品领域本质安全水平专项行动的通知》（安监总管三〔2012〕87 号）

- ▶《国家安全监管总局关于加强化工安全仪表系统管理的指导意见》  
(安监总管三〔2014〕116号)
- ▶《危险化学品企业安全风险隐患排查治理导则》(应急〔2019〕  
78号)
- ▶《危险化学品企业安全分类整治目录(2020年)》(应急〔2020〕  
84号)
- ▶《全国安全生产专项整治三年行动11个实施方案主要内容》
- ▶《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)
- ▶《国务院安委会关于进一步加强生产安全事故应急处置工作的通  
知》(安委〔2013〕8号)
- ▶《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》(国家安全生产监督管  
理总局令第16号)
- ▶关于印发《危险化学品生产建设项目安全风险防控指南(试行)》  
的通知(应急〔2022〕52号)
- ▶《生产安全事故应急预案管理办法》(2016年6月3日国家安  
全生产监督管理总局令第88号公布,根据2019年7月11日应急管理  
部令第2号《应急管理部关于修改〈生产安全事故应急预案管理办法〉的  
决定》修正)
- ▶《安全生产责任保险实施办法》(安监总办〔2017〕140号)
- ▶《关于加强化工过程安全管理的指导意见》(安监总管三〔2013〕  
88号)

➤《化工和危险化学品生产经营单位重大生产安全事故隐患判定标准（试行）》（安监总管三〔2017〕121号）

➤《国家安全监管总局关于加强化工企业泄漏管理的指导意见》（安监总管三〔2014〕94号）

➤《应急管理部关于全面实施危险化学品企业安全风险研判与承诺公告制度的通知》（应急〔2018〕74号）

➤《危险化学品企业事故隐患排查治理实施导则》（安监总管三〔2012〕103号）

➤《国家安全监管总局办公厅关于印发危险化学品目录（2015版）实施指南（试行）的通知》（安监总厅管三〔2015〕80号）

➤《国务院关于进一步强化企业安全生产工作的通知》（国发〔2010〕第23号）

➤《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）

➤《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》（安监总管三〔2011〕142号）

➤《职业病危害因素分类目录》（国卫疾控发〔2015〕92号）

➤《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136号）

### F3.4 地方法规、规章和文件

➤《辽宁省建设项目安全设施监督管理办法》（辽宁省人民政府令〔2018〕第312号，2021年5月18日，《辽宁省人民政府关于废止和修改部分省政府规章的决定》经辽宁省第十三届人民政府第118次常

务会议审议通过，辽宁省政府对《辽宁省建设项目安全设施监督管理办法》的部分条款予以修改)

➤ 《辽宁省工伤保险实施办法》(辽宁省人民政府令〔2005〕第 187 号)

➤ 《辽宁省企业安全生产主体责任规定》(省政府令 264 号, 2017 年 11 月 16 日辽宁省第十二届人民政府第 147 次常务会议省政府令第 311 号修正)

➤ 《辽宁省雷电灾害防御管理规定》(辽宁省人民政府令[2005]第 180 号, 2005 年 03 月 03 日发布; 辽宁省人民政府令[2018]第 324 号修正)

➤ 《辽宁省突发事件应对条例》(2009 年 10 月 1 日辽宁省十一届人大常委会第十次会议审议通过, 根据 2020 年 3 月 30 日辽宁省第十三届人民代表大会常务委员会第十七次会议《关于修改〈辽宁省出版管理规定〉等 27 件地方性法规的决定》修正 )

➤ 《辽宁省安全生产条例》(2017 年, 辽宁省人民代表大会常务委员会公告第 64 号, 根据 2020 年 3 月 30 日辽宁省第十三届人民代表大会常务委员会第十七次会议《关于修改〈辽宁省出版管理规定〉等 27 件地方性法规的决定》修正 根据 2022 年 4 月 21 日, 辽宁省第十三届人民代表大会常务委员会第三十二次会议通过)

➤ 《辽宁省消防条例》(2012 年 1 月 5 日省第十一届人民代表大会常务委员会第二十七次会议通过, 根据 2020 年 3 月 30 日辽宁省第十三届人民代表大会常务委员会第十七次会议《关于修改〈辽宁省出版管

理规定》等 27 件地方性法规的决定》修正，2022 年 7 月 27 日辽宁省第十三届人民代表大会常务委员会第三十五次会议修订）

➤ 《抚顺市人民政府办公室关于印发〈抚顺市禁止、限制和控制危险化学品目录(试行)〉的通知》(抚政办发(2020)33 号)

### F3.5 标准和规范

- 《安全评价通则》(AQ 8001-2007)
- 《建筑设计防火规范(2018 年版)》(GB 50016-2014)
- 《工业企业总平面设计规范》(GB 50187-2012)
- 《石油化工企业设计防火标准(2018 年版)》(GB 50160-2008)
- 《危险化学品生产装置和储存设施风险基准》(GB 36894-2018)
- 《危险化学品生产装置和储存设施外部安全防护距离确定方法》(GB/T 37243-2019)
- 《危险化学品重大危险源辨识》(GB 18218-2018)
- 《供配电系统设计规范》(GB 50052-2009)
- 《建筑灭火器配置设计规范》(GB 50140-2005)
- 《生产过程安全卫生要求总则》(GB/T 12801-2008)
- 《消防给水及消火栓系统技术规范》(GB 50974-2014)
- 《消防应急照明和疏散指示系统》(GB 17945-2010)
- 《机械安全防护装置固定式和活动式防护装置的设计与制造一般要求》(GB/T 8196-2018)
- 《化工企业总图运输设计规范》(GB 50489-2009)
- 《工业企业设计卫生标准》(GBZ 1-2010)

- 《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)
- 《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)
- 《化工企业安全卫生设计规范》(HG 20571-2014)
- 《危险货物分类和品名编号》(GB 6944-2012)
- 《用电安全导则》(GB/T 13869-2017)
- 《建筑采光设计标准》(GB/T 50033-2013)
- 《建筑抗震设计标准》(2024 年版)(GB/T 50011-2010)、
- 《工业建筑防腐蚀设计标准》(GB/T 50046-2018)
- 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》(GB 50019-2015)
- 《建筑照明设计标准》(GB 50034-2024)
- 《建筑物防雷设计规范》(GB 50057-2010)
- 《防止静电事故通用导则》(GB 12158-2006)
- 《企业职工伤害事故分类》(GB 6441-1986)
- 《生产过程危险和有害因素分类与代码》(GB/T 13861-2022)
- 《危险化学品经营企业安全技术基本要求》(GB 18265-2019)
- 《生产经营单位生产安全事故应急救援预案编写导则》(GB/T 29639-2020)
- 《个体防护装备配备规范 第 1 部分：总则》(GB 39800.1-2020)
- 《个体防护装备配备规范 第 2 部分：石油、化工、天然气》(GB 39800.2-2020)

- 《化学工业给水排水管道设计规范》（GB 50873-2013）
- 《安全色》（GB 2893-2008）
- 《安全标志及其使用导则》（GB 2894-2008）
- 《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》（GB 7231-2003）
- 《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》（GB/T 50493-2019）
- 《低压配电设计规范》（GB 50054-2011）
- 《防洪标准》（GB 50201-2014）
- 《仪表供电设计规范》（HG/T 20509-2014）
- 《危险场所电气防爆安全规范》（AQ 3009-2007）
- 《系统接地的型式及安全技术要求》（GB 14050-2008）
- 《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- 《分散型控制系统工程设计规范》（HG/T 20573-2012）
- 《石油化工静电接地设计规范》（SH/T 3097-2017）
- 《石油化工工艺装置布置设计规范》（SH 3011-2011）
- 《石油化工仪表管道线路设计规范》（SH/T 3019-2015）
- 《石油化工仪表系统防雷设计规范》（SH/T 3164-2021）
- 《石油化工企业职业安全卫生设计规范》（SH / T 3047-2021）
- 《化学品生产单位特殊作业安全规范》（GB 30871-2022）

### F3.6 其它资料或文件

- 《800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目可行性研究报告》（中石油华东设计院有限公司，2024 年 8 月）

- 《抚顺石化公司炼油系统能效达标项目可行性研究报告》（中石油华东设计院有限公司，2024 年 8 月）
- 《危险化学品安全技术全书（第三版）》（化学工业出版社）
- 《化学化工物性数据手册（有机卷）》（化学工业出版社）
- 《中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司安全评价报告（石油二厂分册）》（2024 年 3 月）
- 《中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司抚顺石化公司炼油系统能效达标项目设立安全评价报告》（辽宁东安安全技术咨询服务  
有限公司）



#### 附件 4 企业提供的相关资料

- (1) 营业执照复印件
- (2) 关于《抚顺石化公司 800 万吨/年常减压装置产品结构调整适应性改造项目》项目备案证明（抚高新经备(2024)58 号）
- (3) 中国石油抚顺石化公司 800 万吨/年常减压蒸馏装置炼油项目消防设计审核意见书
- (4) 中国石油抚顺石化公司 800 万吨/年常减压蒸馏装置工程消防验收意见书
- (5) 《关于抚顺石化公司炼油系统能效达标项目可行性研究报告的批复》
- (6) 关于《抚顺石化公司炼油系统能效达标项目》项目备案证明（抚高新经备[2024]37 号）
- (7) 《抚顺石化公司炼油系统能效达标项目危险化学品建设项目安全条件审查意见书》（抚应急危化项目安条审字〔2024〕7 号）
- (8) 抚顺石化公司炼油系统能效达标项目基础设计委托书
- (9) 装置平面布置图、工艺流程图等